

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**SOSTENIBILIDAD FINANCIERA Y ECONÓMICA
DE PROYECTOS DE MINI CENTRALES
HIDROELÉCTRICAS EN ZONAS RURALES DEL
PERU**

TESIS

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO ELECTRICISTA**

PRESENTADO POR:

DEMETRIO ERNÁN CONISLLA ARTEAGA

**PROMOCIÓN
1996 – II**

LIMA – PERÚ

2003

**A mis Padres Demetrio y
Andréa, por su guía, enseñanzas e
invalorable apoyo,**

**SOSTENIBILIDAD FINANCIERA
Y ECONÓMICA DE PROYECTOS
DE MINI CENTRALES
HIDROELÉCTRICAS EN ZONAS
RURALES DEL PERU**

SUMARIO

En la presente tesis se analiza la situación de los proyectos de microcentrales hidroeléctricas ejecutados en las zonas aisladas y rurales del Perú. Para el análisis, se desarrolla un modelo de evaluación aplicado al caso del proyecto Central Hidroeléctrica de Huarmaca y Pequeño Sistema Eléctrico Asociado. La evaluación del proyecto incluye un análisis de la tarifa crítica de sostenibilidad que permite entender la situación actual del proyecto y plantear medidas correctivas para conseguir su sostenibilidad.

ÍNDICE

PRÓLOGO	1
CAPÍTULO I	
APLICACIÓN DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS COMO ALTERNATIVA DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA LOCALIDADES RURALES Y AISLADAS	3
INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS	
1.1. DESARROLLO DE LA ECONOMÍA ENERGÉTICA MUNDIAL	4
1.2. ENERGÍAS RENOVABLES	8
1.3. ENERGÍA HIDRÁULICA	11
1.4. CLASIFICACIÓN DE LOS PEQUEÑOS APROVECHAMIENTOS HIDROELÉCTRICOS	14
1.5. LOS PEQUEÑOS APROVECHAMIENTOS HIDROELÉCTRICOS EN COMPARACIÓN CON EL USO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	14
1.6. CASO: CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE HUARMACA Y PEQUEÑO SISTEMA ELÉCTRICO ASOCIADO	16
1.6.1. Alternativa N°01 - Microcentral hidroeléctrica	17
1.6.2. Alternativa N°02 - Paneles solares	18
1.6.3. Selección de la mejor alternativa	19
CAPÍTULO II	
SOSTENIBILIDAD DE PROYECTOS	21
2.1. DESARROLLO SOSTENIBLE	21

2.2.	SOSTENIBILIDAD DE PROYECTOS DE DESARROLLO	23
2.3.	ASPECTOS DEL ANÁLISIS DE SOSTENIBILIDAD	26
2.3.1.	Viabilidad de arreglos institucionales que deleguen la ejecución de las inversiones por parte de las entidades del sector privado	27
2.3.2.	Encargados de la Etapa de Operación del Proyecto	28
2.3.3.	Participación de los Beneficiarios Directos	29
2.3.4.	Antecedentes de Viabilidad de Proyectos Similares	29
2.3.5.	Evaluación de las perspectivas de sostenibilidad de la alternativa de inversión	30

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA UTILIZADA PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA Y EVALUACIÓN SOCIAL DE PROYECTOS DE PEQUEÑAS CENTRALES

	HIDROELÉCTRICAS	32
3.1.	INTRODUCCIÓN	32
3.2.	EVALUACIÓN PRIVADA DE PROYECTOS	33
3.3.	EVALUACIÓN SOCIAL DE PROYECTOS	33
3.4.	MÉTODOS DE EVALUACIÓN PRIVADA DE PROYECTOS DE INVERSIÓN	35
3.4.1.	Equivalencia entre una cantidad actual (P) y una cantidad futura (S)	35
3.4.2.	Método de la tasa interna de rentabilidad (TIR)	36
3.4.3.	Método del valor presente neto	37
3.4.4.	Método del beneficio – costo	38

3.5.	EVALUACIÓN SOCIAL DE PROYECTOS	
	METODOLOGÍA COSTO - BENEFICIO	39

CAPÍTULO IV

EXPERIENCIAS SUDAMERICANAS EN PROYECTOS DE PEQUEÑAS

CENTRALES HIDROELÉCTRICAS 45

4.1. INTRODUCCIÓN 45

4.2. EXPERIENCIA BOLIVIANA EN EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE MICROCENTRALES HIDROELÉCTRICAS 46

4.2.1. Microcentral hidroeléctrica Majje 48

4.2.2. Microcentral hidroeléctrica de Poroma 48

4.2.3. Microcentral hidroeléctrica Azurduy 49

4.2.4. Microcentral hidroeléctrica Colonia 9 de Abril 50

4.3. EXPERIENCIAS COLOMBIANAS EN EL PLANEAMIENTO Y EJECUCIÓN DE OBRAS PARA CENTRALES HIDROELÉCTRICAS A PEQUEÑA ESCALA 54

4.3.1. Rehabilitación de la pequeña central hidroeléctrica de Gaira 55

4.3.2. Minicentral hidroeléctrica de Palmor 58

4.3.3. Microcentral Hidroeléctrica de Paucedonia 62

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE SOSTENIBILIDAD DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

CASO : CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE HUARMACA Y PEQUEÑO SISTEMA ELÉCTRICO ASOCIADO	65
5.1 INTRODUCCIÓN	65
5.2 PROYECTO: CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE HUARMACA Y PEQUEÑO SISTEMA ELÉCTRICO ASOCIADO	66
5.2.1. Ubicación Geográfica	66
5.2.2. Vías de acceso	67
5.2.3. Situación antes del proyecto	68
5.2.4. Descripción del proyecto	68
5.3. FORMULACIÓN DE LA EVALUACIÓN	81
5.3.1. Horizonte de evaluación	81
5.3.2. Mercado eléctrico: Análisis de la demanda	81
5.3.3. Costos en la situación “sin proyecto”	83
5.3.4. Costos en la situación “con proyecto”	84
5.4. EVALUACIÓN DE RESULTADOS	86
5.4.1. Beneficios en la situación “con proyecto”	86
5.4.2. Evaluación Beneficio/ Costo	86
5.5. ANÁLISIS DE SOSTENIBILIDAD	94
5.5.1. Encargados de la Etapa de Operación del Proyecto	94
5.5.2. Antecedentes de Viabilidad de Proyectos Similares	94
5.5.3. Análisis de Sensibilidad	98
5.5.4. Cálculo de la tarifa que haga viable la operación y mantenimiento del proyecto	102

CONCLUSIONES	108
RECOMENDACIONES	112
APÉNDICES	115
APÉNDICE A: METODOLOGÍA PARA LA PROYECCIÓN DE MERCADO ELECTRICO	116
APÉNDICE B: METODOLOGÍA PARA LA ESTIMACIÓN DE LOS BENEFICIOS ECONÓMICOS	131
APÉNDICE C: RESUMEN DE INVRESIONES REALIZADAS EN EL PROYECTO DE MICROCENTRAL HIDROELÉCTRICA	137
APÉNDICE D: DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO POR EL MÉTODO DE LA UNIVERSIDAD DE TWENTY – HOLANDA	139
APÉNDICE E: ACTUAL PLIEGO TARIFARIO APLICABLE A CLIENTES FINALES	140
APÉNDICE F: MODELO DE TARIFAS DE ELECTRICIDAD PARA PEQUEÑOS APROVECHAMIENTOS HIDROELÉCTRICOS DESARROLLO DEL PLIEGO TARIFARIO PROYECTO: CENTRAL HIDROELECTRICA DE HUARMACA	141
APÉNDICE G: DETERMINACIÓN DEL COSTO UNITARIO DE BIENES DE ACTIVO FIJO PROYECTO: CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE HUARMACA	144

APÉNDICE H:	COSTOS ESTÁNDAR DE INVERSIÓN EN DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA	150
APÉNDICE I:	DIAGRAMA DE LA LÍNEA PRIMARIA DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO DE HUARMACA	152
APÉNDICE J:	PROPUESTA DE INDICADORES CONSIDERADOS EN LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE MICROCENTRALES HIDROELÉCTRICAS	153
BIBLIOGRAFÍA		155

PRÓLOGO

La mayoría de los proyectos de electrificación rural no son rentables desde el punto de vista financiero, lo que desalienta la intervención de los inversionistas privados en la ejecución y/o administración de ellos. Es de interés, particularmente del estado, evaluar la sostenibilidad financiera y económica de estos proyectos a fin de establecer estrategias que permitan la promoción de la participación de los inversionistas privados o el establecimiento de modelos de empresa que involucren a las poblaciones beneficiadas con tales proyectos.

El presente trabajo de tesis evalúa la sostenibilidad del proyecto Central Hidroeléctrica de Huarmaca y Pequeño Sistema Eléctrico Asociado. Para este fin se ha desarrollado un modelo de evaluación de sostenibilidad financiera y económica, el cual trata de considerar y describir todos los aspectos involucrados con el proceso de la evaluación, desde la selección de la alternativa de electrificación (justificación del uso de energía hidráulica por ejemplo) hasta los aspectos metodológicos financieros y económicos.

La mayoría de las personas que carecen del servicio de electricidad residen en localidades rurales aisladas, frecuentemente remotas y de difícil acceso. Tanto por razones de carácter económico como técnico, es muy poco probable que esta situación puede ser resuelta con un enfoque convencional de electrificación rural

mediante el tendido de redes y la interconexión, este es el caso del proyecto Central Hidroeléctrica Huarmaca y Pequeño Sistema Eléctrico Asociado.

Si bien existen todavía numerosas áreas para las cuales la extensión de las redes son la mejor opción, conforme aumenta el grado de electrificación, se hace cada vez más costoso extender líneas para satisfacer las demandas relativamente pequeñas en las localidades rurales más aisladas y/o alejadas de las redes. Hay un punto a partir del cual, tomando en cuenta el costo del tendido de la red y el reducido consumo de los puntos que ésta sirve, puede resultar más económico utilizar otras opciones de generación, que sean descentralizadas. Entre estas últimas, además de la instalación de sistemas de generación térmica (diesel), podemos considerar a las denominadas "renovables" tales como el empleo de microcentrales hidráulicas, sistemas fotovoltaicos o generación eólica, siempre y cuando existan los recursos adecuados (agua, radiación solar, viento).

Dentro de estas opciones "renovables", las microcentrales hidroeléctricas constituyen una de las alternativas de generación descentralizada con mayor potencial. Un aspecto destacable en su caso es que mediante su instalación se hace posible no solamente la "luz" (el alumbrado domiciliario), sino también el eventual desarrollo de pequeñas actividades productivas, lo cual es costoso mediante el empleo de sistemas fotovoltaicos por ejemplo.

Si bien es cierto que al momento de realizar el presente trabajo, el proyecto en análisis se encuentra ya en operación, se ha realizado en el capítulo I la justificación de la alternativa de electrificación utilizada comparandola con la utilización de sistemas fotovoltaicos.

CAPÍTULO I

APLICACIÓN DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS COMO ALTERNATIVA DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA LOCALIDADES RURALES Y AISLADAS

INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

El presente trabajo de tesis presenta el análisis de sostenibilidad del proyecto de electrificación rural Central Hidroeléctrica de Huarmaca y Pequeño Sistema Eléctrico Asociado. Inicialmente se da una plantea el contexto actual de las energías renovables, las que son ecológicamente sostenibles, además, se dan alcances sobre sus posibilidades y limitaciones. A continuación se presentan aspectos justificativos de la alternativa de suministro de energía para el proyecto, una descripción de los aspectos relacionados al Análisis de Sostenibilidad de Proyectos. Además, se presentan los Modelos de Evaluación Financiera y Modelo de Evaluación Social de Proyectos a utilizar. En el capítulo 4 se realiza una reseña de proyectos similares ejecutados en la región (Bolivia y Colombia). Finalmente, se presenta el desarrollo

del Análisis de Sostenibilidad aplicado al proyecto Central Hidroeléctrica de Huarmaca y Pequeño Sistema Eléctrico Asociado, para luego establecer un juicio sobre la realidad de este proyecto y proyectos similares, así como plantear aportes tales como el desarrollo de una metodología de cálculo de costos de generación, presentar el software de proyección de mercado eléctrico que desarrollé para la DEP/MEM y recomendaciones acerca del establecimiento de la Matriz de Costos Estándar para Inversión en Microcentrales y del uso de la Matriz de Costos Estándar de Inversión en Distribución Eléctrica utilizada por el Osinerg-Gart.

1.1 DESARROLLO DE LA ECONOMÍA ENERGÉTICA MUNDIAL

El mercado mundial de la energía abarca todos los sectores económicos que trabajan en la producción, conversión y distribución de las energías primarias como pueden ser el petróleo, gas natural, carbón, uranio, energía hidráulica y las energías renovables o las energías secundarias como gasolina, fuel-oil, gases, energía eléctrica o carbón.

El objetivo primordial de la industria energética es satisfacer de manera segura y rentable la demanda energética a todos los niveles de la vida industrial y social.

Puesto que el suministro energético representa una de las necesidades esenciales de la sociedad actual, el estado interviene regulando el mercado energético.

Aunque el carbón y el petróleo van a seguir figurando entre las fuentes energéticas más importantes en un futuro cercano, su duración es limitada.

El Convenio Marco de Cambio Climático de las Naciones Unidas y el Protocolo de Kioto han son los instrumentos con que la comunidad internacional ha respondido a la amenaza que se cierne sobre los ecosistemas del planeta como producto de la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera. Si bien estos compromisos aún no obligan a los países en desarrollo a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero, éstos se comprometieron al ratificar la Convención a formular e implementar programas nacionales que incluyan medidas orientadas a mitigar el cambio climático.

Considerando que la mayor fuente de emisiones de gases de efecto invernadero proviene de la combustión de combustibles fósiles, el tema de la energía se convierte en uno de los más difíciles de manejar, ya que se trata de un factor esencial para el desarrollo y crecimiento económico.

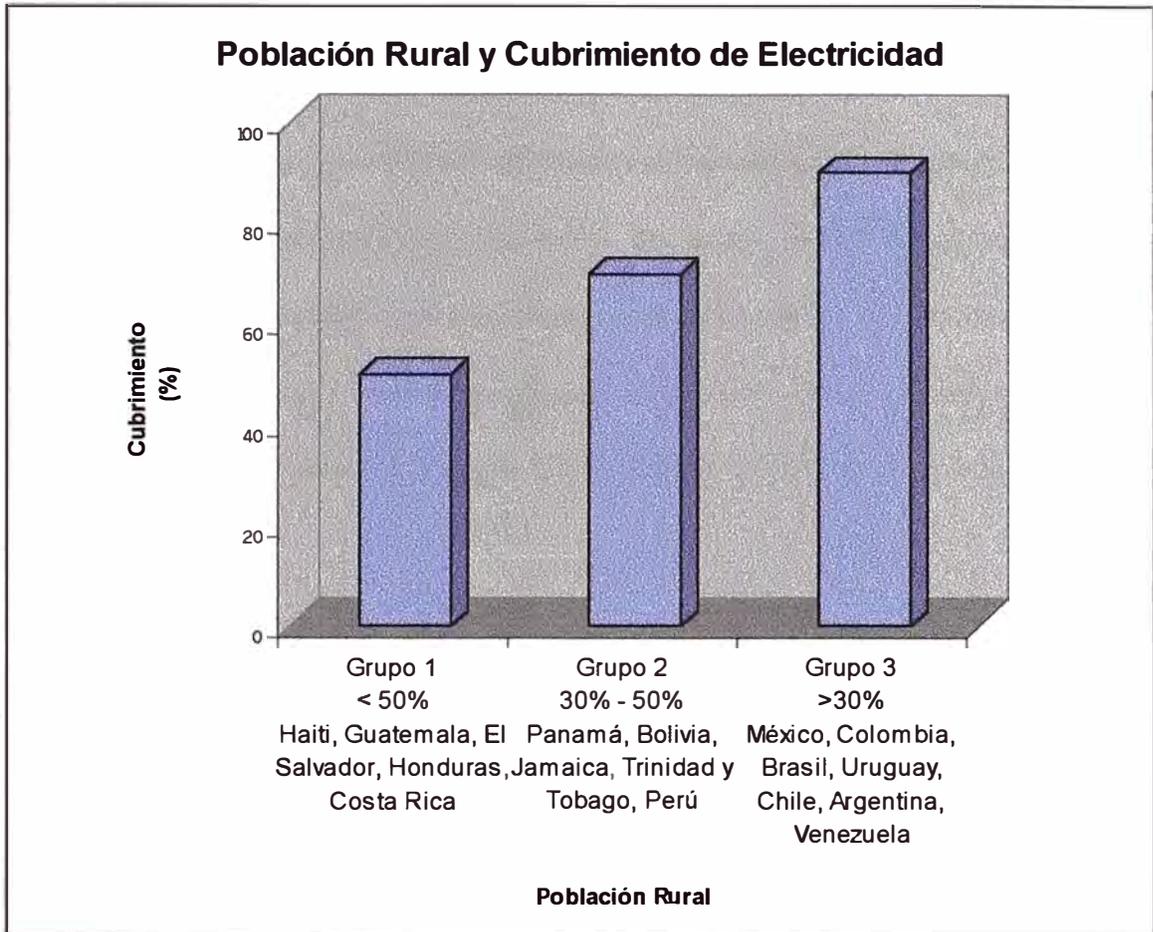
El Convenio Marco de Cambio Climático y el Protocolo de Kioto reconocen las necesidades de crecimiento de los países en desarrollo al no imponerles compromisos de reducción de emisiones (los países en desarrollo sólo deben cumplir con las obligaciones generales que establece la Convención en su Artículo 4.1, que incluyen el desarrollo de inventarios nacionales de fuentes y sumideros de gases de efecto invernadero y la formulación de programas nacionales que incluyan medidas de mitigación y adaptación al cambio climático).

El uso eficiente de energía por el consumidor final y la utilización de fuentes renovables en la generación de electricidad constituyen el núcleo de las opciones presentadas en la conferencia de Kioto para combatir el cambio climático. Muchos autores estiman que estas fuentes serían competitivas y adoptadas en los mercados de no ser por la existencia de reglas del juego que discriminan a favor de las inversiones

en oferta convencional, además de otras barreras y fallas del mercado (Ver: el Plan de operaciones del programa de asistencia técnica Mercados Sostenibles para Energía Sostenible).

El extenso cubrimiento del servicio eléctrico (84% hasta 1998) en América Latina y el Caribe encubre el hecho de que todavía existen cerca de 75 millones de personas sin acceso al mismo, la mayoría de ellas en el campo. En efecto, cerca del 60% de la población rural no cuenta con este servicio. Un gran porcentaje de la energía con sumida en el campo sigue siendo “tradicional” (dominada por el uso de biomasa en la cocción). Estas prácticas tradicionales, caracterizadas por un aprovechamiento insostenible de los recursos causan no sólo importantes daños al medio ambiente, al reducir la cobertura vegetal y boscosa, sino que con su utilización inadecuada también dan origen a severos problemas de salud, especialmente en mujeres y niños. Al mismo tiempo la combustión de estos combustibles es ineficiente en términos energéticos (el gas natural licuado es 5 veces más eficiente para cocinar que la leña). A pesar de que la población rural sin servicio de electricidad ha venido disminuyendo en términos absolutos durante los últimos veinte años en América Latina, el cambio hacia las formas modernas de energía no está ocurriendo lo suficientemente rápido. Igualmente existe una fuerte correlación entre los niveles de desarrollo y cubrimiento del servicio eléctrico. Los países con menor cubrimiento en la región son aquellos con niveles de desarrollo más bajos, siendo este el caso de países como Honduras, Haití, Bolivia, El Salvador, Guatemala, Nicaragua y Perú donde la penetración de la electricidad en el campo es inferior al 20%.

Figura N° 1-1



Tradicionalmente los programas de electrificación rural han sido planificados centralmente con objetivos limitados, han contado con voluminosos subsidios muchas veces mal enfocados, y no han tenido suficiente apoyo y participación de la comunidad. El monopolio estatal en la distribución de electricidad ha permitido que muchos países de la región realicen una expansión costosa e ineficiente de la red rural, buscando objetivos muchas veces ajenos al sector. Sin embargo, esta “competencia escondida” que presenta la posible extensión de la red mediante generosos subsidios constituye una fuerte barrera de entrada para otros agentes que podrían ofrecer el servicio eléctrico con energías alternativas a precios competitivos.

En la medida en que se privatice el servicio de distribución eléctrica los empresarios privados no tendrán incentivos para extender la red a las zonas rurales, en ausencia de cuantiosos subsidios por parte del Estado, y el sector rural se verá gravemente afectado si no se promueven nuevos mecanismos para proporcionar estos servicios. Con la reestructuración del sector los países tienen la oportunidad de corregir los errores cometidos anteriormente, aprovechando las nuevas modalidades del mercado y los avances en la tecnología en los sistemas descentralizados con base en energía renovable como la energía hidroeléctrica, de gas natural, eólica, solar, etc..

1.2 ENERGÍAS RENOVABLES

Las Energías Renovables son todas las energías no fósiles y no nucleares. Considerado desde el punto de vista humano, se trata de flujo de energéticos con una reducción despreciable.

El término Energía Renovable, también llamada energía alternativa o blanda, engloba una serie de fuentes energéticas que en teoría no se agotarían con el paso del tiempo. Estas fuentes serían una alternativa a otras tradicionales y producirían un impacto ambiental mínimo. Las energías renovables comprenden: la energía solar, la hidroeléctrica (se genera haciendo pasar una corriente de agua a través de una turbina), la eólica (derivada de la solar, ya que se produce por un calentamiento diferencial del aire y de las irregularidades del relieve terrestre), la geotérmica (producida por el gradiente térmico entre la temperatura del centro de la Tierra y la

de la superficie), la hidráulica (derivada de la evaporación del agua) y la procedente de la biomasa (se genera a partir del tratamiento de la materia orgánica).

Podemos mostrar en la tabla N°1-1 las principales energías renovables.

Tabla N° 1-1

Energía renovable	Potencial Teórico [EJ/año]	Potencial Técnico [EJ/año]
Radiación Solar	2 500 000	600
Hidroeléctrico	158	100
Eólico	100 000	100
Biomasa	3 000	190
Geotérmica	1 000	64
Mareas	100	
Olas, Corriente del mar Termicidades marinas	29 - 290	34
Suma	~ 2 600 000	1 088

EJ =ExaJoule (1 000 000 000 000 000 000 000 Joule)

Las energías renovables pueden tener diferentes formas de tal manera que a veces resulta difícil clasificarlas de manera inequívoca entre las energías primarias.

La energía eólica, por ejemplo, es el producto de la radiación solar y la rotación de la tierra, donde el sol representa el factor de mayor influencia. Sin embargo hay que considerar que todos los flujos primarios de energía renovable son los que producen las energías renovables.

La tabla muestra que la radiación tiene el mayor potencial, seguida de la energía eólica y la biomasa. Los potenciales técnicos muestran oscilaciones en menor medida que los potenciales teóricos. La razón de ello es que, en comparación con los restantes, sólo se pueden convertir técnicamente una pequeña parte de los potenciales teóricos mayores.

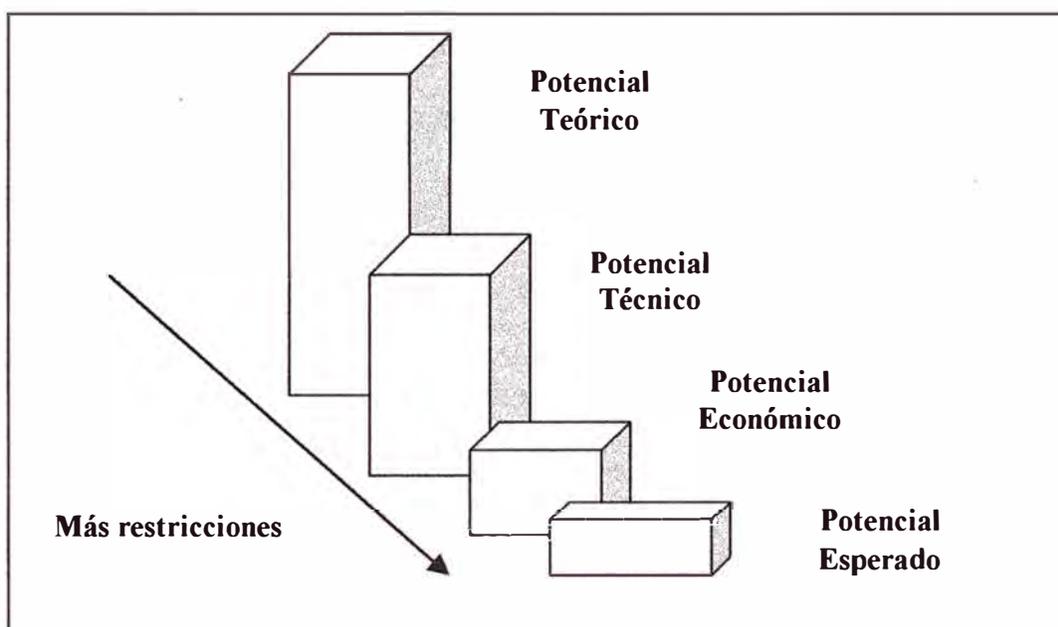
Con respecto a los potenciales de las fuentes de las energías renovables, hay que distinguir, además de los potenciales teóricos y técnicos, entre los potenciales esperados y económicos.

Bajo el concepto de potencial económico se entiende la parte del potencial técnico que, según la estrategia actual de los precios para las energías y la estructura de suministro energético, se pueden denominar como rentable.

Bajo el concepto de potencial esperado se entiende la parte que se aprovecha realmente. Actualmente es por lo general inferior al potencial económico.

Sin embargo, en condiciones especiales, como pueden ser fomentos públicos o privados, es posible que el potencial esperado supere el potencial económico.

Figura N° 1-2 Potencial de las fuentes de energía renovables



Las fuentes de energía primarias (Mundo, Sol y Planetas) originan las diversas fuentes de energía natural (Geotermia, Evaporación - Precipitación, Vientos, Movimiento de las olas, Corrientes marinas, Calefacción de la superficie del globo y la atmósfera, Biomasa, Mareas). Mediante distintos procesos de transformación,

utilizando tecnologías más o menos complicadas, se aprovechan estas energías convirtiéndolas en energía directamente aprovechable. Principalmente se les convierte energía eléctrica, térmica y química. Por lo tanto a estas formas de energía se le llama energías secundarias.

Las energías primarias son materias que todavía no se han sometido a una conversión. Entre ellas podemos mencionar al petróleo, el viento y el uranio.

Las energías secundarias son energías primarias que se han sometido a uno o varios procesos de transformación, consiguiendo de esta manera, por ejemplo, Fuel-oil y gasolina.

La energía final es el contenido energético de la materia que recibe el consumidor, como por ejemplo el fuel-oil en un depósito del consumidor.

La energía útil es la energía que, después del proceso de transformación, se encuentra disponible para realizar un propósito específico.

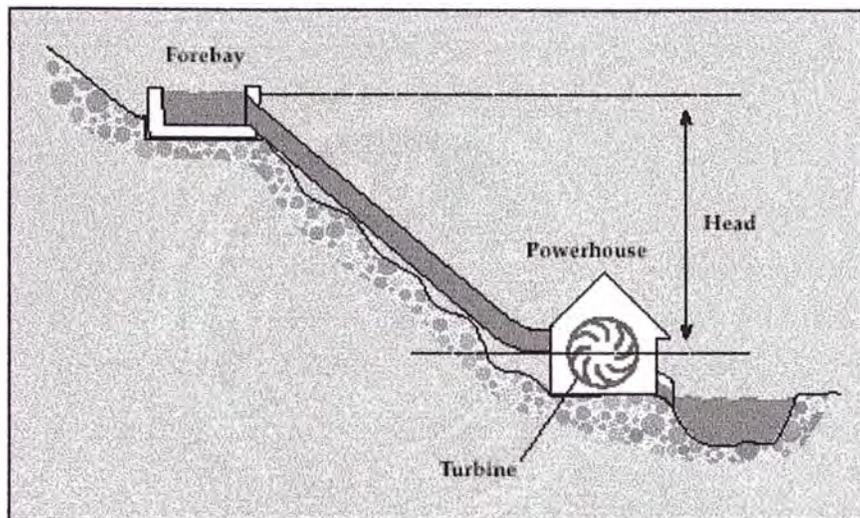
1.3 ENERGÍA HIDRÁULICA

Desde la era romana ya se utilizaban molinos de agua para regadío, para la molienda de los cereales y para muchas otras aplicaciones.

Las plantas hidroeléctricas de construcción moderna consiguen rendimientos globales de 75 al 90%, siendo extremadamente eficaces en comparación con las centrales modernas de obtención de energía a partir de hidrocarburos fósiles o de átomos nucleares.

La vida útil de una central hidroeléctrica desde el punto de vista de la rentabilidad varía desde 50 hasta más de 100 años.

Figura N° 1-3 Esquema de central hidroeléctrica



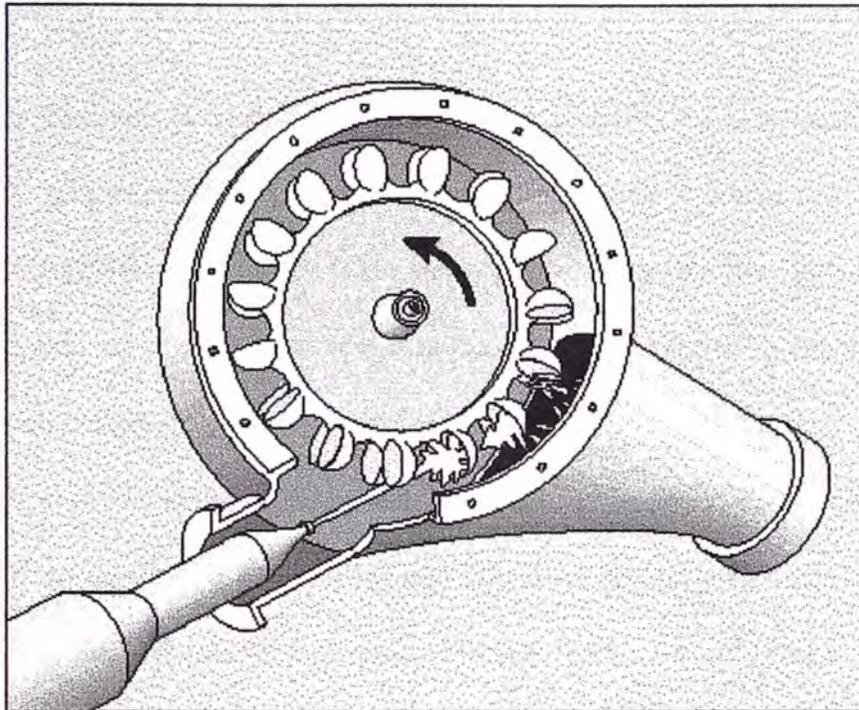
Todas las centrales hidroeléctricas aprovechan la corriente de agua que cae por un desnivel. Se utilizan desniveles naturales del terreno, o bien se hace que el agua caiga desde una presa o dique.

Las centrales hidroeléctricas de acumulación se construyen casi siempre en presas de valles, y aprovechan el agua de cursos naturales renovables.

Las turbinas de impulsión radial y parcial Pelton, Francis, Kaplan u Ossenberger utilizadas actualmente están estudiadas técnicamente desde hace mucho tiempo, y aprovechan tanto la energía potencial como la energía cinética.

La turbina Pelton se utiliza preferentemente con grandes alturas de embalse y pequeños caudales de paso. Las turbinas Francis tienen un campo de aplicación amplio en caudales de paso medio, mientras en caudales de paso de tamaño similar pero con menores alturas de caída se utilizan las turbinas Kaplan.

Figura N° 1-4 Turbina Pelton



Para pequeñas potencias y disponibilidades de agua sujetas a grandes fluctuaciones son adecuadas las turbinas de impulsión radial y parcial.

La eficiencia y los costes de las turbinas convencionales han alcanzado ya su límite.

El potencial teórico de electricidad total que puede obtenerse de la energía del agua en todo el mundo se estima en 36 000 – 44 000 TWh por año.

Según estudios de la "International Water Power and Dam Construction Organisation" el potencial técnicamente explotable se eleva aproximadamente a 15 100 TWh/año, hoy en día se utiliza sólo al 15%.

1.4 CLASIFICACIÓN DE LOS PEQUEÑOS APROVECHAMIENTOS HIDROELÉCTRICOS

Las centrales hidroeléctricas se dividen a grandes rasgos en centrales de baja, mediana y alta presión. El criterio para clasificarlas es la altura del embalse o la altura del remanso de agua. Sin embargo, para pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, se suele utilizar otra clasificación la cual toma en cuenta los niveles de potencia obtenidos.

Un aprovechamiento hidroeléctrico de reducida potencia, desde el punto de vista eléctrico, es una obra hidráulica que utiliza un recurso renovable para producir energía eléctrica, adoptando convencionalmente como límite superior de potencia instalada de 10 000 kW. Se los denomina genéricamente pequeños aprovechamientos hidráulicos, clasificándolos, en base a la potencia instalada en:

- Micro, hasta 100 kW
- Mini, entre 101 kW y 500 kW
- Pequeños, entre 501 kW y 10 000 kW

1.5 LOS PEQUEÑOS APROVECHAMIENTOS HIDROELÉCTRICOS EN COMPARACIÓN CON EL USO DE SISTEMAS FOTOVOLTAÍCOS

Al analizar alternativas de suministro de electricidad para localidades aisladas o rurales, debemos de considerar en principio todas las alternativas posibles para cumplir con el objetivo de suministrar energía eléctrica. Una posterior evaluación

cualitativa y cuantitativa nos indicará la mejor alternativa posible en el lugar del proyecto a desarrollar.

En nuestro país existen condiciones que posibilitan tomar en cuenta varias alternativas posibles de suministro de energía para localidades aisladas o rurales: grupos térmicos, microcentrales, paneles solares, aerogeneradores, líneas de interconexión. Sin embargo, nuestro tema pretende centrarse en aquellos proyectos en los que no sea posible, técnica y económicamente, el suministro de energía a partir de los sistemas interconectados. En tal situación, nos quedará evaluar y luego elegir, básicamente, de entre tres formas posibles de suministro de electricidad: grupos diesel, pequeñas centrales hidroeléctricas y paneles solares.

Pretendemos plantear alternativas sostenibles de suministro de energía, lo cual implica realizar el menor daño posible al medio ambiente. Este argumento nos permite ahora solo considerar a las denominadas "energías renovables" como alternativa de suministro de electricidad a localidades rurales y aisladas. Básicamente nos interesará considerar el caso de los paneles fotovoltaicos y de las pequeñas centrales hidroeléctricas, son muy pocas las experiencias del uso de aerogeneradores y debido a las condiciones necesarias para su uso, su aplicación sería restringida a determinados lugares de condiciones favorables.

Una comparación cualitativa nos indicaría que, de entre las dos fuentes de suministro mencionadas líneas arriba, la mejor alternativa de suministro sería la energía solar. Esta solución casi no presenta agentes contaminantes para el medio ambiente y no se necesita realizar ninguna modificación del medio ambiente para llevar energía eléctrica a los usuarios finales (movimiento de tierras, tala de árboles, etc). Sin embargo se requiere de una evaluación cuantitativa de los costos

involucrados y de los beneficios a obtener, para poder al fin elegir de entre ellas a la más adecuada.

Se está considerando un caso real para el desarrollo del tema de tesis, el proyecto del "Central Hidroeléctrica de Huarmaca y Pequeño Sistema Eléctrico Asociado ". Por lo general, la elección de la alternativa de electrificación a utilizar se realiza en la etapa de planeamiento o de la ingeniería básica, sin embargo, a fin de corroborar la alternativa elegida se realizó la comparación de ambas fuentes de suministro de energía, con los siguientes supuestos:

- La demanda de potencia y requerimientos de energía, son los que se utiliza actualmente en la Dirección Ejecutiva de Proyectos y son, además, los que sirven para realizar el planeamiento de proyectos de electrificación.
- Las fuentes de energía consideradas abastecerían iguales requerimientos de potencia y energía.
- Los beneficiarios para ambas soluciones comprenderían a igual número de localidades, población y usuarios finales.
- Las alternativas de solución involucrarían todos los costos necesarios para llevar la energía eléctrica al usuario final (líneas primarias, redes primarias, redes secundarias, instalación de equipos, etc.)

1.6 Caso: Central Hidroeléctrica de Huarmaca y Pequeño Sistema Eléctrico Asociado

La población objetivo de nuestro caso esta conformada por 10 localidades las cuales tienen una demanda en conjunto de 120 kW al año inicial con una demanda

pronosticada de 214 kW al final del horizonte de evaluación (año 20). La demanda de energía por abonado o usuario final es de 285 kWh - año para el año 2003.

Para realizar la comparación de ambas alternativas de suministro de electricidad se ha considerado que:

- Las alternativas de suministro de energía deben de satisfacer los requerimientos de energía y potencia de los beneficiarios del proyecto (10 localidades, 616 abonados).
- Las alternativas de suministro de energía deben de considerar todos los costos de infraestructura necesaria para llevar la energía a los usuarios finales. En el caso de la alternativa de central hidroeléctrica, se considerarán los costos de las líneas primarias, redes primarias y redes secundarias necesarias.
- No es posible el desarrollo de una evaluación económica objetiva, si es que no se tienen tarifas de electricidad reales para cada una de las alternativas de suministro de electricidad. A la fecha no existe ninguna normatividad, ni tarifas, respecto al uso de la energía solar para el servicio eléctrico. Para el caso de la alternativa de central hidroeléctrica, en el Capítulo V, se ha realizado el desarrollo de la tarifa de electricidad ajustada al proyecto.
- La evaluación de las alternativas de electrificación se realiza en función a los costos específicos por usuario a ser beneficiado por el proyecto.

1.6.1 Alternativa N°01 - Microcentral Hidroeléctrica

Los costos involucrados para implementar el proyecto de microcentral hidroeléctrica y para llevar la energía producida por esta hacia los usuarios finales se

describen en detalle en el Apéndice C. Estas inversiones consideraban la construcción de la microcentral, el tendido de las líneas primarias y redes primarias para llevar la energía a las localidades beneficiadas y la instalación de las redes secundarias y acometidas domiciliarias.

La inversión por abonado o usuario final es:

1 827,80 US\$/abonado

1.6.2 Alternativa N°02 - Paneles Solares

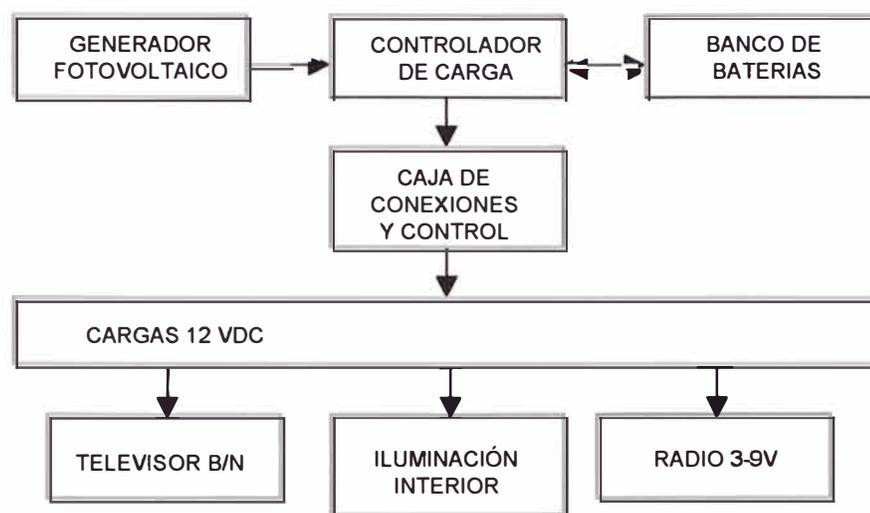
Para valorar la inversión en sistemas fotovoltaicos se debe de realizar el dimensionamiento de los paneles en función de la demanda a atender. Para realizar esto utilizamos la metodología de la universidad de Twente - Holanda.

La configuración de los sistemas fotovoltaicos comprenden los siguientes equipos:

- Paneles solares, SOLAREX
- 1 Controladores de Carga
- 4 Baterías 105 Amp-hora
- 3 Luminarias con lámpara
- 3 interruptores de un polo
- Caja de conexiones

El sistema considera 4 días de autonomía. Es decir, la capacidad del almacenamiento del banco de baterías es de 4 veces el consumo diario de energía para cubrir un periodo de 4 días sin brillo solar.

Figura N°1-5 Sistema fotovoltaico



Los cálculos efectuados se muestran en el Apéndice D.

La inversión requerida por usuario final asciende a la suma de:

1 840,22 US\$/abonado

1.6.3 Selección de la mejor alternativa

Antes de comenzar debemos de mencionar que lo que trata de mostrar el presente capítulo es de recrear la justificación del proyecto. En un análisis posterior se verán otros aspectos que posiblemente sean de cuestionamiento a los argumentos de justificación dados en este capítulo. Cuando comencé el análisis del proyecto, este se encontraba ya en operación reciente.

Como se observa la alternativa de menor costo es la implementación del proyecto de microcentral hidroeléctrica, sin embargo, la diferencia no es contundente. Según un criterio muy utilizado, para discriminar una alternativa de inversión, esta debe de presentar un costo de inversión superior en un 15 % a la

alternativa seleccionada, por lo tanto ambas alternativas son igualmente justificables. Se hace necesario justificar técnicamente la alternativa seleccionada.

Se pretendía no solo cubrir los requerimientos de iluminación de la población beneficiada, la alternativa de microcentral posibilitaría la implementación de actividades productivas, el uso de máquinas como las que utilizaría una panadería, un taller de carpintería o una imprenta, esto no podría realizarse con el uso único de paneles o en todo caso, requeriría de una mayor inversión en equipos de conversión. Este argumento y el indicador de inversión encontrado (US\$/abonado) sirvieron para justificar el proyecto de Central Hidroeléctrica Huarmaca y Pequeño Sistema Eléctrico Asociado.

CAPÍTULO II

SOSTENIBILIDAD DE PROYECTOS

2.1 DESARROLLO SOSTENIBLE

Desarrollo Sostenible es el que satisface las necesidades presentes sin afectar la capacidad de las futuras generaciones para satisfacer sus propias necesidades. Tiene dos conceptos claves: El concepto de "necesidades", en especial las necesidades básicas de los pobres del mundo, a las cuales se les debe dar prioridad y la idea de límites impuestos por el estado de la tecnología y la organización social sobre la capacidad del ambiente para satisfacer las necesidades presentes y futuras.

Desarrollo humano sustentable es aquel que no solo genera crecimiento sino que distribuye equitativamente sus beneficios; que regenera el ambiente en lugar de destruirlo y que otorga poder a la gente en lugar de marginarla (PNUD 1994) "El objetivo de la política ambiental del salto social es avanzar gradualmente hacia el desarrollo humano sustentable, entendido como la ampliación de las capacidades de la población, a través de la formación de capital social, para satisfacer las necesidades de las generaciones presentes, mediante un manejo prudente del patrimonio natural, y de manteniendo abiertas al mismo tiempo sus opciones de bienestar a las generaciones futuras".

Figura N° 2-1 Necesidades a satisfacer



El concepto de sostenibilidad se deriva del de Desarrollo Sostenible, implica establecer criterios cuantitativos y cualitativos que permitan evaluar y analizar la evolución de los proyectos. Se requieren de indicadores que sean útiles en la medida que sirvan para analizar la situación actual, identificar puntos críticos y señalar logros y obstáculos.

El tema de tesis considerará los aspectos relativos a la sostenibilidad financiera y económica de los proyectos de mini centrales hidroeléctricas ya que es la principal barrera para la implementación de dichos proyectos y su permanencia en el tiempo. El riesgo asociado a los proyectos de mini centrales hidroeléctricas se evalúa mediante un análisis de sensibilidad.

2.2 SOSTENIBILIDAD DE PROYECTOS DE DESARROLLO

El concepto sostenibilidad es relativamente reciente, fue en la Cumbre de la Tierra (Conferencia de las Naciones Unidas sobre Medio Ambiente y Desarrollo), en junio de 1992, en Río de Janeiro, en que se discutieron por primera vez los componentes esenciales de la idea de desarrollo sostenible. En esa oportunidad se formularon los principios de desarrollo sostenible en los puntos 3 y 4 de la Declaración de Río.

"El derecho al desarrollo ha de concretarse de tal modo que se satisfagan de igual manera las necesidades de desarrollo y medio ambiente de las actuales y futuras generaciones."

"Para conseguir un desarrollo sostenible, la protección del medio ambiente será una parte integrada del proceso de desarrollo y no se concebirá como algo aislado de éste."

La satisfacción de las necesidades del futuro depende de cuánto equilibrio se logre entre los objetivos --o necesidades-- sociales, económicos y ambientales en las decisiones que se toman ahora.

Muchos de estos objetivos tal vez parezcan estar en conflicto entre ellos en el corto plazo. Por ejemplo, el crecimiento industrial puede estar en conflicto con la preservación de los recursos naturales. A largo plazo, sin embargo, el uso responsable de los recursos naturales en la actualidad ayudará a asegurar que se cuente con recursos para el crecimiento industrial sostenido dentro de muchos años. Existen, sin embargo, varias preguntas difíciles. Por ejemplo, ¿puede cumplirse el objetivo económico a largo plazo del crecimiento agrícola sostenido si no se cumple

el objetivo ecológico de preservar la diversidad biológica? ¿Qué pasa con el medio ambiente en el largo plazo si un gran número de personas no puede satisfacer actualmente sus necesidades domésticas básicas? Si no tuviéramos acceso al agua potable y se necesitara leña para hervir el agua de río para evitar enfermedades, ¿nos preocuparíamos por la deforestación? O si tuviéramos que conducir una gran distancia para ir a trabajar todos los días, ¿estaríamos dispuestos a mudarnos a otra ciudad o a cambiar de trabajo para no contaminar el aire con los gases de escape de nuestros automóviles? Si no procuramos lograr un equilibrio entre nuestros objetivos sociales, económicos y ambientales en el corto plazo, ¿cómo vamos a sostener nuestro desarrollo en el largo plazo?

En la evaluación de proyectos de desarrollo, la sostenibilidad se sustenta en la apropiación que hagan los usuarios de los proyectos, la fortaleza de sus organizaciones y la capacidad de construir redes sociales de intercambio que disminuyan los costos de transacción y aumenten la eficiencia. La eficiencia y la competencia de las acciones públicas y privadas deben marchar al unísono. Algo es sostenible si es creado a través de la competencia y genera externalidades que le dan un soporte social y político, tanto para oferentes como demandantes.

La sostenibilidad de los programas y proyectos de desarrollo rural está relacionada tanto con la descentralización en la toma de decisiones, la promoción de instancias de concertación permanentes en los municipios con los distintos agentes y actores involucrados, como con mecanismos para asegurar la sustentabilidad y dinamismo de las acciones de desarrollo rural. También se basa en la construcción de bases económicas estables para la población rural y en una rentabilidad económica y

social sostenible en el tiempo, con mecanismos de ajustes frente a los cambios en la coyuntura y en las condiciones del desarrollo.

Todo el asunto está en cómo diseñar políticas y estrategias que incrementen la habilidad y capacidad de respuesta locales, individuales y colectivas. Se necesita la intervención gubernamental para incrementar esa capacidad de respuesta que consiste en movilizar y empujar las habilidades de los agentes para tomar ventaja de la información y del capital social local para organizar respuestas, generar innovaciones locales para mejorar el comportamiento cooperativo y la efectividad de la cooperación.

Con base en los anteriores postulados, la dificultad para lograr una sostenibilidad surge de tres grandes fallas: a) cuando los gobiernos locales y la comunidad no tienen la capacidad suficiente para asumir la dirección, orientación y responsabilidad de un proyecto, b) cuando los organismos centrales se resisten a dejar en mano de lo local la planeación, diseño, y ejecución de los proyectos, o lo hacen tímidamente y con desconfianza y c) cuando las condiciones para el desarrollo institucional no están dadas o se encuentran interferidas por fallas (disruptions) económicas, sociales o políticas de origen. En síntesis cuando existen fallas de gobierno y de mercado.

A nivel político, educativo, científico, empresarial, industrial, institucional y privado, existe una necesidad de información sobre criterios cuantitativos y cualitativos que permitan analizar y evaluar la evolución del modelo de sostenibilidad, así como estudiar y establecer relaciones entre las estrategias políticas, económicas, sociales y ambientales y los cambios que ocurren en un sistema. Se requieren de indicadores que sean útiles en la medida en que sirvan para

analizar la situación actual, identificar los puntos críticos y señalar los logros y obstáculos que se presenten en el camino hacia el desarrollo sostenible. Hay muchos trabajos al respecto y se pueden establecer dimensiones respecto a la sostenibilidad:

Sostenibilidad ecológica: los ecosistemas se mantienen a través del tiempo.

Sostenibilidad económica: el sistema produce una rentabilidad razonable y estable a través del tiempo.

Sostenibilidad social: el manejo de los recursos y la organización social permiten un grado aceptable de satisfacción de las necesidades de la población involucrada.

2.3 ASPECTOS DEL ANÁLISIS DE SOSTENIBILIDAD

Uno de los problemas recurrentes en los proyectos de inversión social es el relacionado a la reducción o eliminación de los beneficios esperados del proyecto al término de la etapa de inversión. En general, esta reducción o eliminación de los beneficios se debe a la interrupción en la operación y uso de las instalaciones y obras de infraestructura construidas por el proyecto por parte de los responsables (que pueden ser beneficiarios directos, asociaciones de usuarios, otras entidades del sector privado, o entidades públicas).

Por esta razón, uno de los aspectos fundamentales en la evaluación de las inversiones alternativas es el Análisis de Sostenibilidad, que pretende analizar los mecanismos internos que permiten hacer sostenible la ejecución de las acciones de preoperación (inversión), operación y mantenimiento del proyecto (y con ella la generación de beneficios a la sociedad en su conjunto) a lo largo del horizonte de

vida útil establecido. Con tal fin, el Análisis de Sostenibilidad involucrará las siguientes partes:

2.3.1 Viabilidad de Arreglos Institucionales que Deleguen la Ejecución de las Inversiones por parte de las entidades del sector privado

Para lograr esto se deberá identificar los incentivos económicos que obtendrían tales agentes (VAN a precios privados).

Este paso solo es exigido a proyectos que prevean un arreglo institucional según el cual se licite la ejecución de acciones de la etapa de pre-operación del proyecto, y en general otras funciones – tradicionalmente realizadas por entidades estatales - a agentes privados.

Para evaluar la viabilidad, se consigna el Valor Actual de Ingresos Netos, a precios privados, correspondiente a los agentes privados encargados de la ejecución de las acciones de la etapa de pre-operación (adicionalmente a las cuales, podría realizar otras de la etapa de operación) del proyecto. Este valor deberá ser positivo, pues, como se sabe, los agentes privados se involucrarán únicamente si les es rentable, individualmente, participar en el proyecto (por ello la pertinencia del Valor Actual de Ingresos Netos a Precios Privados desagregado por tipo de agente).

En caso de No preverse este tipo de arreglo institucional, es recomendable revisar la rentabilidad a precios privados que tiene la ejecución del proyecto para la entidad estatal encargada de la administración del mismo. En algunos casos, especialmente los relacionados a la construcción de infraestructura de riego, la entidad oferente presenta valores actuales de ingresos netos negativos, esto se debe a

la importante subvención al agua de uso agrícola. En este contexto, es posible estimar las modificaciones que sería necesario efectuar en la tarifa de agua o en el precio de venta de las tierras para hacer viable un esquema de participación privada.

2.3.2 Encargados de la Etapa de Operación del Proyecto

Esta parte se refiere a la sostenibilidad de la Etapa de Operación del proyecto, para lo cual se identificarán los incentivos económicos, y de otro tipo, de los que dispongan las entidades oferentes (públicas y privadas) encargadas de la provisión del servicio. Adicionalmente, se orientará la simulación de una tarifa que promueva la viabilidad de llevar a cabo estas acciones bajo esquemas de participación privada (VAN a precios privados positivos para cada entidad).

Muchos de los proyectos que presentan problemas de sostenibilidad han evidenciado deficiencias durante la etapa de operación del servicio. Este tipo de deficiencia puede responder a las siguientes condiciones:

Problema de falta de capacidad

Los individuos o entidades responsables de mantener en operación el proyecto no cuentan con la preparación técnica o capacidad instalada necesaria.

Problemas de falta de incentivos

Los individuos o entidades responsables de mantener en operación los servicios del proyecto no cuentan con incentivos suficientes para hacerlo. Los servicios a cuya provisión se orientan muchos de los proyectos, se caracterizan por ser servicios privados que generan importantes externalidades positivas. En este contexto, un esquema que genere los incentivos adecuados para la participación

continua del sector privado constituye un aspecto fundamental para lograr una transferencia exitosa, es decir, para lograr que los beneficios generados por el proyecto se hagan sostenibles en el tiempo (y se amplíen en caso de ser posible).

Ambos problemas reflejan deficiencias en los mecanismos de transferencia diseñados por el proyecto, para delegar la responsabilidad de la operación del proyecto a los beneficiarios o entidades privadas encargadas. La identificación de problemas en los mecanismos de transferencia previstos podría permitir el diseño de acciones ad hoc que eviten que estos se concreten.

2.3.3 Participación de los Beneficiarios Directos

La participación de la población constituye un aspecto clave para el logro de los objetivos propuestos lo largo de todo el horizonte de vida útil del proyecto, por lo tanto, es conveniente que el perfil del proyecto muestre que existe un interés y un compromiso con el proyecto propuesto, de parte de la población beneficiaria.

2.3.4 Antecedentes de Viabilidad de Proyectos Similares

En caso de contar con información adecuada, se indicará cuales han sido los niveles de sostenibilidad alcanzados por proyectos similares. En caso de haber existido problemas, deberá indicarse cuales son las acciones programadas para evitarlos.

2.3.5 Evaluación de las Perspectivas de Sostenibilidad de la Alternativa de Inversión

Finalmente, se deberá evaluar la información analizada e indicar si el proyecto es considerado sostenible en el marco de la inversión propuesta y presentar una breve sustentación de tal evaluación. Se pueden establecer los siguientes pasos para sustentar la evaluación:

Paso 1: Análisis de la capacidad técnica y logística de la que dispondrán los encargados de la operación y mantenimiento.

Los encargados de continuar con ciertas actividades iniciadas por el proyecto (sean funcionarios públicos, personal de empresas privadas, o beneficiarios del proyecto) deben de contar con la capacidad técnica y logística necesarias para realizar estas actividades.

En caso que los beneficiarios se encarguen de la operación o el mantenimiento del proyecto, la entidad oferente debe brindarles la asesoría técnica y capacidad logística necesarias. Asimismo, se deben de describir las acciones del proyecto orientadas a asegurar que estos conocimientos y capacidad logística sean transmitidos antes de efectuarse la transferencia del proyecto a los beneficiarios del mismo. De manera similar para el caso de empresas privadas encargadas de operar y mantener las obras de infraestructura.

Paso 2: Estimación los ingresos y los costos asumidos por los encargados de la operación y el mantenimiento del proyecto

Se deben de mostrar el flujo de ingresos y costos de los encargados de continuar con las actividades iniciadas por el proyecto, cuando éste culmine su

periodo de ejecución. Los ingresos de las entidades oferentes por la venta del bien o servicio, deberían permitir financiar los costos de operación y mantenimiento; en caso contrario, se deberá plantear la fuente de financiamiento adicional a la que se acudirá para hacer sostenible la provisión continuada del referido bien o servicio.

Paso 3: Descripción de otros incentivos que pueden tener los encargados de la etapa de operación del proyecto para continuar con la provisión

Además de los incentivos económicos analizados en el paso anterior, se deberán señalar, los incentivos de otra naturaleza, en caso de existir, que ayuden a garantizar la participación del sector privado en la etapa de operación del proyecto.

Paso 4: Simular el cambio de la tarifa que haga viable la operación y mantenimiento del proyecto

Finalmente, se considera importante que se efectúe una simulación del cambio de la tarifa que permita hacer viable la transferencia de la ejecución de las obras de infraestructura efectuadas así como de la operación y mantenimiento de la infraestructura, al sector privado.

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA UTILIZADA PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA Y EVALUACIÓN SOCIAL DE PROYECTOS DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

3.1 INTRODUCCIÓN

Cuando se estudia un proyecto de inversión con el criterio financiero, el análisis se adelanta con la óptica microeconómica de cada inversionista. En contraste, si se desea medir la bondad del proyecto desde el punto vista de toda la colectividad, es preciso utilizar las herramientas de la evaluación social. Para fines metodológicos se establecen dos criterios de análisis: la evaluación privada y la evaluación social.

La evaluación privada tiene como propósito determinar la rentabilidad de la empresa involucrada en el proyecto. La evaluación social calcula la rentabilidad social del proyecto a partir de la comparación de los beneficios sociales atribuibles a éste y los costos sociales de llevarlo a cabo, valorizados ambos en términos monetarios.

3.2 EVALUACIÓN PRIVADA DE PROYECTOS

Cuando un proyecto se analiza desde el punto de vista privado, la cuantificación de los ingresos y egresos se hace con base a las sumas de dinero que el inversionista recibe, entrega o deja de recibir. En este sentido, se trata de un análisis eminentemente microeconómico en el cual frecuentemente, aunque no siempre, los precios de mercado se utilizan para valorar los requerimientos y los producidos del proyecto.

La viabilidad financiera es un aspecto de primordial importancia en la evaluación de proyectos, porque si los fondos disponibles no alcanzan para cubrir las erogaciones requeridas, simplemente no se puede emprender la inversión. Por este motivo, la viabilidad financiera precede al análisis de la conveniencia financiera, es decir, primero se debe establecer si la inversión se puede hacer y luego si se debe hacer.

La elaboración del flujo de fondos es un paso muy importante en el proceso de establecer la viabilidad del proyecto. Permite apreciar si los dineros requeridos están disponibles en los momentos adecuados, lo cual es de enorme importancia porque la viabilidad tiene que ver no solo con los montos, sino también con la sincronización entre los requerimientos y las disponibilidades.

3.3 EVALUACIÓN SOCIAL DE PROYECTOS

Si se desea medir la bondad del proyecto desde el punto de vista de toda la colectividad, es preciso utilizar las herramientas de la evaluación social.

Cuando se emprende la tarea de hacer los ajustes requeridos para realizar la evaluación social, es importante tener en cuenta que como no todos los costos y beneficios afectan directamente al inversionista, es posible que éste no perciba algunos importantes impactos del proyecto. Por ejemplo, entre los beneficios que no percibe directamente el inversionista figura el bienestar que perciben los consumidores por tener una mayor disponibilidad del bien o servicio que produce el proyecto; además, el aumento en la oferta puede incidir en el precio haciéndolo disminuir, lo cual constituye un beneficio para los consumidores. Entre los costos que no se imputan financieramente al proyecto están las llamadas externalidades, entre las cuales se destaca la contaminación ambiental y el consumo de recursos muy escasos que no son renovables.

Es importante aclarar que, generalmente, la valoración de los costos y beneficios privados no es igual a la social, pues existen elementos que distorsionan dicha valoración. Por ello, para realizar la evaluación social será necesario estimar los costos y beneficios sociales corrigiendo dichas distorsiones, por lo que se hace necesario:

- Introducir ajustes para corregir las distorsiones primordialmente producidas por los impuestos y los subsidios, ya que estos constituyen transferencias internas entre sectores de la economía.
- Revisar los costos y beneficios del proyecto para incluir aquellos elementos que tienen impacto en toda la comunidad, pero que no afecten al inversionista directamente.

Otro concepto que diferencia la evaluación privada de la evaluación social es el llamado excedente del consumidor, que surge del siguiente raciocinio:

El valor económico de un bien o servicio no está determinado por el precio que cobra el productor (este es el valor financiero), sino por los beneficios que el bien o servicio le produce al consumidor.

Estos beneficios se pueden valorar mediante el máximo precio que el consumidor está dispuesto a pagar por ellos. Por esta razón, cuando lo que efectivamente paga el consumidor es inferior a lo que estaría dispuesto a pagar, se produce una diferencia que se conoce con el nombre de excedente del consumidor. En la evaluación social lo que interesa examinar es el balance de “excedentes del consumidor” de todos los afectados por el proyecto.

3.4 MÉTODOS DE EVALUACIÓN PRIVADA DE PROYECTOS DE INVERSIÓN

3.4.1 Equivalencia entre una cantidad actual (P) y una cantidad futura (S)

Si i es la tasa de interés de oportunidad por periodo, expresada como una fracción, para que S unidades monetarias recibidas dentro de un periodo sean equivalentes a P unidades monetarias recibidas hoy, la cantidad futura debe de ser igual a:

$$P + iP = P(1 + i) \quad (3.1)$$

En resumen:

$$\text{Fórmula básica A:} \quad S = P(1 + i)^n \quad (3.2)$$

$$\text{Fórmula básica B:} \quad P = S/(1 + i)^n \quad (3.3)$$

Donde: i = tasa de interés de oportunidad.

3.4.2 Método de la tasa interna de rentabilidad (TIR)

Cuando se explicó el método del valor presente neto se hizo énfasis en que su valor depende de la tasa de interés que se usa para calcularlo. En particular, el VPN igual a cero evidencia que los dineros invertidos en el proyecto ganan un interés idéntico a la tasa de descuento utilizada para los cálculos. En consecuencia, la tasa de interés que produce un VPN igual a cero es una medida de rentabilidad adecuada. Como se trata del interés que ganan los dineros que permanecen invertidos en el proyecto, se le da el nombre de tasa interna de rentabilidad, o simplemente TIR.

La tasa interna de rentabilidad o de retorno es una característica propia del proyecto, totalmente independiente de la situación del inversionista, es decir, de la tasa de interés de oportunidad que percibe.

En términos generales podemos describir un proyecto de inversión como una sucesión de sumas de dinero ubicadas en el horizonte de tiempo, que pueden tener signo positivo, negativo o que pueden ser nulas. Si Q_j es la cantidad que aparece al final del periodo j y Q_j puede ser cualquier número inferior, igual o superior a cero.

Cuando calculamos el valor presente neto de un proyecto de inversión, lo que en efecto hacemos es convertir cada Q_j en su equivalente en el momento cero, para sumar luego todos estos equivalentes en forma algebraica. Como el equivalente actual de Q_j es en general $Q_j [1/(1+i)]^j$, tenemos que:

$$VPN(i) = \sum_{J=0}^n [1/(1+i)]^J Q_j \quad (3.4)$$

La expresión anterior implica que cuando computamos la tasa interna de rentabilidad, lo que en realidad hacemos es buscar el valor de i que hace igual a cero la sumatoria.

$$\sum_{j=0}^n [1/(1+i)]^j Q_j = 0 \quad (3.5)$$

Pero como esta sumatoria no es otra cosa que un polinomio de grado n donde la incógnita es $(1/1+i)$, la TIR resulta ser una de las raíces positivas de tal polinomio.

El cálculo analítico de la TIR no es posible cuando n excede a 4. Es necesario acudir entonces a un proceso de búsqueda por aproximaciones sucesivas. Para ello es posible utilizar algoritmos que se desarrollan fácilmente en un microcomputador.

El proceso de búsqueda más rudimentario consiste en calcular inicialmente el VPN para una tasa de interés escogida “a ojo”. Si el VPN resulta mayor que cero, se repite el cálculo con una tasa de interés inferior; si VPN es menor que cero, el nuevo cálculo se hace con una tasa de interés mayor.

3.4.3 Método del Valor Presente Neto

El valor presente neto de un proyecto de inversión no es otra cosa que su valor medido en dinero de hoy, o expresando esta idea de otra manera, es el equivalente en unidades monetarias actuales de todos los ingresos y egresos, presentes y futuros, que constituyen el proyecto.

Destaquemos dos características de este índice que revisten importancia:

- a. Puede asumir un valor positivo, nulo o negativo.

- b. Depende de la tasa de interés que se utiliza para calcular los equivalentes en el momento cero. Por este motivo, cuando se presenta el valor presente de un proyecto se debe de hacer explícita la tasa de interés que se emplea para calcularlo.

El criterio de decisión que acompaña al índice del valor presente neto señala que la alternativa en cuestión es aconsejable cuando VPN es mayor que cero, es indiferente cuando $VPN = 0$ y no es aconsejable cuando VPN es menor que cero; todo lo anterior está sujeto a la condición de que el VPN se haya calculado utilizando la tasa de interés de oportunidad.

El valor de oportunidad es un concepto relativo a las oportunidades de extraer riqueza que enfrenta el poseedor o controlador de un recurso productivo. Entre mejores sean estas oportunidades, mayor es el valor de oportunidad del recurso. Un corolario de lo anterior es que no existe un valor único, general, para los recursos; sólo existe una multiplicidad de valores de oportunidad, que son particulares.

Además, para una misma persona el valor de un recurso cambia en la medida en que varían las oportunidades de utilizarlo productivamente.

3.4.4 Método del Beneficio – Costo

La relación beneficio-costos (B/C), se calcula de la siguiente manera:

- Se calcula el valor presente de los ingresos asociados con el proyecto en cuestión.
- Se calcula el valor presente de los egresos del proyecto.

- Se establece una relación entre el VPN de los ingresos y el VPN de los egresos, al dividir la primera cantidad entre la segunda. El resultado de tal división es la relación beneficio-costo.

$$B/C = \frac{\text{VPN Ingresos}}{\text{VPN Egresos}} \quad (3.6)$$

3.5 EVALUACIÓN SOCIAL DE PROYECTOS - METODOLOGÍA COSTO - BENEFICIO

La metodología a utilizar para la evaluación social es la metodología costo-beneficio. Esta se basa en el cálculo de la rentabilidad social del proyecto a partir de la comparación de los beneficios sociales atribuibles a éste y los costos sociales de llevarlo a cabo, valorizados ambos en términos monetarios. Para estimar dicha rentabilidad social, se utilizará el Valor Actual Neto (VAN).

Para realizar la evaluación social, será necesario estimar los costos y beneficios sociales corrigiendo distorsiones.

Paso 1: Elaborar el flujo de costos sociales

La construcción del flujo de costos sociales se realiza sobre la base de los flujos de costos privados. Sin embargo, como se mencionó antes, la valorización de los costos privados no es igual a la social, pues existen elementos que distorsionan dicha valoración. Dichos elementos pueden ser clasificados en dos grande grupos:

- Impuestos directos (impuesto a la renta), que no se consideran como costos adicionales del proyecto, dado que si bien es una salida de dinero para la

empresa, es también un beneficio para el estado, por lo que su efecto social es nulo.

- Distorsiones que hacen que la valoración privada no sea igual que la valorización social, entre las que se encuentran los impuestos indirectos.

Con el fin de corregir estas distorsiones, se estiman los "factores de corrección" de los bienes a considerar, de manera que tal producto del costo privado y el factor de corrección de un bien en particular arroje el costo social del mismo.

$$\text{Costo Social} = F_{\text{corrección}} \times \text{Costo Privado} \quad (3.7)$$

Para realizar estas correcciones, resulta útil trabajar con tres tipos de bienes: bienes nacionales (que supondremos no transables), bienes importados (transables) y mano de obra.

Bienes nacionales

Los costos sociales en bienes nacionales se estimarán como el producto del factor de corrección y los costos privados en dichos bienes.

$$\text{Costos sociales BN} = \text{Costos privados BN} \times F_{\text{corrección}} \quad (3.8)$$

El factor de corrección incluirá, además de los efectos en la recaudación de impuestos, las diferencias en las valorizaciones sociales y privadas sin impuestos, de los bienes. Si no existieran estas diferencias en las valorizaciones, hay todavía que tener en cuenta que los requerimientos del proyecto en bienes nacionales pueden implicar nueva producción de dichos bienes o distracción de su uso de otras actividades productivas.

Si son sustraídos de otras actividades, el factor de corrección será uno más la tasa de impuestos indirectos.

$$\text{Costos sociales BN} = \text{Costos privados BN} \times (1 + \text{Imp. Indirectos}) \quad (3.9)$$

Si por el contrario, los costos en bienes nacionales implican nueva producción, el factor de corrección será simplemente uno.

$$\text{Costos sociales BN} = \text{Costos privados BN} \quad (3.10)$$

Así, de no existir diferencias entre la valoración privada sin impuestos y la social, el factor de corrección será un promedio ponderado de los anteriores dependiendo del porcentaje que implique nueva producción.

Bienes importados

El uso de insumos importados en el proyecto incrementa la importación total de bienes en la economía y, por tanto, la recaudación por aranceles. Así, en ausencia de distorsiones adicionales, el factor de corrección debería eliminar los efectos de los aranceles, ya que su recaudación implica un costo para la empresa y un beneficio para el estado. Sin embargo, a diferencia del costo de bienes nacionales, la valoración privada sin impuestos de los bienes importados depende de la valoración privada de la divisa, que generalmente es diferente de su valoración social. Por ello, usualmente, el factor de corrección que se utilizará para los bienes importados será el cociente que relaciona el factor de corrección de la divisa y la corrección por aranceles (uno más la tasa de aranceles).

$$\text{Costos sociales BI} = \frac{\text{Costos privados BI} \times F_{\text{corrección (divisa)}}}{(1 + \text{Aranceles})} \quad (3.11)$$

- Se establece una relación entre el VPN de los ingresos y el VPN de los egresos, al dividir la primera cantidad entre la segunda. El resultado de tal división es la relación beneficio-costo.

$$B/C = \frac{\text{VPN Ingresos}}{\text{VPN Egresos}} \quad (3.6)$$

3.5 EVALUACIÓN SOCIAL DE PROYECTOS - METODOLOGÍA COSTO - BENEFICIO

La metodología a utilizar para la evaluación social es la metodología costo-beneficio. Esta se basa en el cálculo de la rentabilidad social del proyecto a partir de la comparación de los beneficios sociales atribuibles a éste y los costos sociales de llevarlo a cabo, valorizados ambos en términos monetarios. Para estimar dicha rentabilidad social, se utilizará el Valor Actual Neto (VAN).

Para realizar la evaluación social, será necesario estimar los costos y beneficios sociales corrigiendo distorsiones.

Paso 1: Elaborar el flujo de costos sociales

La construcción del flujo de costos sociales se realiza sobre la base de los flujos de costos privados. Sin embargo, como se mencionó antes, la valorización de los costos privados no es igual a la social, pues existen elementos que distorsionan dicha valoración. Dichos elementos pueden ser clasificados en dos grande grupos:

- Impuestos directos (impuesto a la renta), que no se consideran como costos adicionales del proyecto, dado que si bien es una salida de dinero para la

- Efectos sociales (positivos y negativos) asociados con los usuarios finales, vinculados con el ahorro o mayor gasto de recursos por parte de los mismos. Estos deben ser estimados a partir de su nivel de consumo y el diferencial entre la disposición a pagar (expresada a partir de la curva de demanda) y la tarifa con impuestos que efectivamente pagan.
- Efectos sociales (positivos y negativos) asociados con las empresas relevantes, que se producen por el mayor ingreso con impuestos generado por el aumento en el consumo de energía, y/o la reducción en el ingreso con impuestos generado por la disminución de tarifas.
- Efectos sociales positivos asociados con la reducción de costos sociales (sin impuestos), generada porque en un conjunto de recursos ya no son distraídos de la sociedad y, por tanto, podrán ser utilizados en otras actividades productivas.

Estos beneficios se producen a lo largo de los años de operación del proyecto y para su estimación se debe respetar el horizonte del proyecto y la unidad de tiempo antes determinados.

Paso 3: Elaborar el flujo de caja social

Sobre la base de los flujos elaborados en los dos pasos anteriores se arma el flujo de caja. Para ello, debemos considerar:

- El flujo de beneficios netos sociales
- El flujo de costos sociales

La suma de los dos flujos anteriores será el flujo de caja social, el cual se utilizará en el siguiente paso para estimar la rentabilidad social de los proyectos evaluados.

Paso 4: Determinar la rentabilidad social y seleccionar el mejor proyecto posible

Para determinar la rentabilidad social de cada uno de los proyectos posibles se utiliza el Valor Actual Neto, que se calculará a partir del flujo de caja social. El VAN, si es positivo, indicará que el proyecto posible es socialmente rentable; de lo contrario, no es rentable socialmente. Asimismo, vale la pena recordar que, para su cálculo, podemos emplear la siguiente ecuación:

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{FCS_t}{(1 + COKS)^t} \quad (3.13)$$

donde:

VAN : es el valor actual del flujo de caja social

FCSt : es el flujo de caja social del periodo t

n : es la vida útil del proyecto

COKS : es el costo social de oportunidad del capital, el mismo que se ha fijado en 14% al año en soles reales.

Así como se mencionó al estimar la rentabilidad privada, en la estimación del VAN es muy importante considerar que el COKS debe ser expresado en la misma unidad de tiempo de los flujos que se están actualizando. De esta forma, para trabajar con flujos anuales se debe utilizar un COKS anual, para trabajar con flujos mensuales se debe utilizar una COKS mensual, y así sucesivamente.

CAPÍTULO IV

EXPERIENCIAS SUDAMERICANAS EN PROYECTOS DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

4.1 INTRODUCCIÓN

La escasez de suministro de energía eléctrica es un problema crónico en las áreas rurales. En muchas naciones en vías de desarrollo menos del 10% de la población rural tiene el acceso a la electricidad. La electrificación rural a través de métodos convencionales como la interconexión o el uso de generadores diesel es muy costosa. Afortunadamente, abundantes recursos de agua para la producción de energía están disponibles en algunas naciones pobres.

Muchas experiencias de electrificación a través del uso de pequeñas centrales hidroeléctricas se han llevado a cabo en naciones como Nepal, Sri Lanka, Pakistan, Vietnam, China, etc. En Sudamérica y en el Perú también se tienen experiencias similares y es de interés el conocer de algunas de ellas para una mejor comprensión de las posibilidades de esta opción de electrificación.

Existen muchos programas de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos en Sudamérica, podemos mencionar el "Programa Nacional de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas" de Brasil, "Programa Especial de Energía de la Costa Atlántica

(PESENCA)" de Colombia, el "Programa de Desarrollo de Microcentrales Hidroeléctricas" de Bolivia, el "Programa de Minicentrales para las Regiones Australes" de Chile, etc. Todos estos programas han tenido como interés principal el dotar de energía eléctrica a localidades rurales alejadas de las redes de transmisión de electricidad y el mejoramiento de la calidad de vida local, generación de empleo y disminución de las migraciones internas a las grandes ciudades. Otro beneficio de interés ha sido el reemplazo o reducción del consumo de derivados de petróleo, principalmente petróleo diesel, que comanda las importaciones de la mayoría de países del área, en generación de energía eléctrica, inclusive reduciendo el gasto en transporte del propio combustible.

Nos interesa conocer referentes de inversión de proyectos similares a los analizados en el presente tema de tesis, por ello, mencionaremos aquellos programas de microcentrales que nos muestren tal información.

4.2 EXPERIENCIA BOLIVIANA EN EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE MICROCENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Hasta el año 1974, casi toda la potencia instalada en pequeñas y medianas centrales hidroeléctricas y en plantas térmicas de Bolivia estaban destinadas a satisfacer el consumo de centros urbanos y mineros.

En el área rural, la energía consumida provenía principalmente de la leña y de rústicas ruedas hidráulicas destinadas a la molienda de granos. A partir de ese año se ejecutaron programas de electrificación rural, limitados a pequeñas regiones andinas, con la extensión de líneas de transmisión a centros poblados medianos y menores. En

la segunda mitad de la década de los años setenta, debido al bajo costo de los hidrocarburos en el país, se instalaron una serie de plantas térmicas en diferentes regiones del área rural; este hecho frenó el interés en el desarrollo de pequeñas centrales hidroeléctricas, factor que actualmente se está revirtiendo, debido al alza sostenida de los costos de los hidrocarburos. A pesar de todos los esfuerzos realizados en el campo de la electrificación rural, se estima que únicamente alrededor del 13 % de la población campesina cuenta con energía eléctrica.

A fines de 1985 se inició en el Instituto de Hidráulica e Hidrología el "Programa de Desarrollo de Microcentrales Hidroeléctricas", con la identificación de un aprovechamiento hidroenergético en la localidad de San Pedro de Condo, ubicada en la provincia Avaroa del Departamento altiplánico de Oruro. Hasta la fecha, este proyecto ha sido planificado, diseñado y construido, contando con la cooperación de CORDEOR (Corporación de Desarrollo de Oruro) y el financiamiento de entidades privadas y de la Embajada de Francia.

La planta, una central hidroeléctrica de derivación, está destinada a satisfacer la demanda energética de 100 familias, tanto en uso doméstico como en alumbrado público y en aplicaciones productivas como la molienda de granos.

Otras cuatro plantas han sido diseñadas en diferentes regiones del país y se encuentran en etapa de financiamiento.

4.2.1 Microcentral hidroeléctrica Maije

Ubicada en la Cuenca de Maije, Provincia Franz Tamayo del Departamento de La Paz. Se trata de una zona tropical enclavada en las últimas estribaciones de la Cordillera de los Andes, en el límite con el Departamento de los Llanos del Beni.

El diseño final se realizó por encargo de la Corporación de Desarrollo de La Paz. La planta cubrirá la demanda doméstica de la población de San Buenaventura (193 familias) y parcialmente algunos usos industriales como talleres de carpintería y mecánica, y básicamente peladoras de arroz, principal producto agrícola de la zona.

ecesariamente deberá complementarse con un grupo térmico, dado que la potencia instalada, considerando las condiciones de máximo aprovechamiento del potencial de la zona no cubre la demanda industrial total.

Se ha diseñado una central de derivación que no cuenta con embalse de regulación anual debido a que las características topográficas de la zona no lo permiten y por el alto costo que esto implicaría.

Se aprovechará la oferta de dos cursos de agua en dos subcuencas, derivándolos por canales superficiales hasta una cámara de carga.

La zona, debido a la distancia con respecto a la ciudad de La Paz y a las dificultades de acceso (malos caminos, inaccesibilidad en época de lluvias, etc.), presenta altos costos por fletes de transporte.

4.2.2 Microcentral hidroeléctrica de Poroma

Poroma es una población ubicada al norte de la ciudad de Sucre en la Provincia de Oropeza del Departamento de Chuquisaca en la zona subandina del

Macizo de Charcas. Cuenta con un río de aguas permanentes: el Pongorasi. Debido a que esta población se encuentra a considerable distancia de las líneas eléctricas rurales del departamento, la alternativa más económica para satisfacer la demanda eléctrica de la población y de una mina situada a 2 [km] de ésta, constituía la construcción de una microcentral hidroeléctrica.

En consecuencia, contando con la colaboración de la Corporación de Desarrollo de Chuquisaca, CORDECH, se realizó el diseño final.

Se trata de una microcentral hidroeléctrica de derivación, cuenta con una toma tipo cáucaso modificado que conduce las aguas por medio de un canal de aducción hasta la cámara de carga. Esta estructura se diseñó como un tanque de regulación diaria debido a los bajos caudales que se presentan en época de estiaje con relación al de diseño de planta.

La población actual a beneficiarse será de 351 habitantes, 91 familias. La mina consumirá un buen porcentaje de la producción de energía, principalmente en horario diurno, permitiendo elevar el factor de carga.

4.2.3 Microcentral hidroeléctrica Azurduy

Azurduy, Provincia Azurduy del Departamento de Chuquisaca, constituye un centro poblado con una importante área de influencia rural con interesantes posibilidades de desarrollo agropecuario.

Actualmente, el pueblo cuenta con energía eléctrica generada por equipos térmicos para satisfacer sus necesidades de uso doméstico como también para los servicios: hospital, parroquia, colegios y para uso semi-industrial como talleres y

maestranzas. Este servicio se interrumpe frecuentemente debido a que los altos costos de combustibles no siempre pueden ser cubiertos y algunas veces por la demora en su transporte. Con el objeto de subsanar esta situación, en el sentido de ofrecer un servicio permanente a un menor costo, se diseñó una minicentral hidroeléctrica, por encargo de CORDECH. Consiste en una planta de derivación que cuenta con una toma convencional o azud derivador, canal de aducción que conduce las aguas hasta un desarenador y tanque de carga, tubería de presión, casa de máquinas y línea de alta tensión. La potencia instalada de la central, será de 160 [kW], suficientes para el consumo de 185 familias y aplicaciones semi-industriales.

4.2.4 Microcentral hidroeléctrica Colonia 9 de Abril

La Colonia 9 de Abril, constituida por mineros de las empresas estatales, despedidos de sus fuentes de trabajo en el año 1985, se ubica en la localidad de Inicua, Provincia Nor-Yungas del Departamento de La Paz.

La zona, enclavada en los contrafuertes de la cordillera de los Andes, presenta clima tropical y cuenta con interesantes recursos hídricos.

La planta se diseñó a un costo mínimo, en colaboración con una entidad privada de financiamiento. Consiste en una microcentral hidroeléctrica de derivación, que aprovecha las aguas de un arroyo afluente del río Inicua, captándolas por medio de una obra de toma tipo caucasiana y conduciéndolas por un canal de mampostería de piedra hasta un tanque de carga ubicado a 220 [m] del núcleo poblado de la colonia.

La transmisión eléctrica se realizará en baja tensión y satisfecerá la demanda principalmente nocturna de 50 familias en uso doméstico y alumbrado público. Durante el día la energía se empleará para mover motores de una pequeña carpintería y de un mini aserradero.

Los datos principales de las plantas en cuanto equipos de generación, parámetros de diseño, potencias instaladas, líneas eléctricas se resumen en la Tabla N°4-1. La Tabla N°4-2 presenta indicadores económicos de las centrales en comparación a un grupo diesel equivalente. La tabla N°4-3 muestra el costo total de cada planta y el costo de mano de obra no especializada susceptible a ser absorbida por la comunidad beneficiada sin costo para el proyecto (excavación, mampostería y hormigones ciclópeos, etc.)

Tabla N° 4-1 Potencia y Equipos de Generación

CENTRAL (Ubicación)	CAUDAL DE DISEÑO (l/s)	ALTURA NETA (m)	POTENCIA INSTALADA (kW)	TURBINA	GENERADOR
POROMA (Chuquisaca)	100	47,0	36 29	Una unidad Francis Banki	Potencia=45 kW Tensión=220/380 V Frecuencia=50Hz Velocidad=1500 RPM
AZURDUY (Chuquisaca)	450	49,0	160	Una unidad Francis	Potencia=189 kW Tensión=220/380 V Frecuencia=50Hz Velocidad=1500 RPM
MAIJE (La Paz)	300	35,0	72 75	Una unidad Francis Banki	Potencia=90 kW Tensión=220/380 V Frecuencia=50Hz Velocidad=1500 RPM
9 DE ABRIL (La Paz)	200	14,4	16,8	Una unidad Banki	Potencia=20 kW Tensión=220V Frecuencia=50Hz Velocidad=1500 RPM
CONDO (Oruro)	125	62,4	48	Una unidad Banki	Potencia=72 kW Tensión=220/380 V Frecuencia=50Hz Velocidad=1500 RPM

Tabla N° 4-2 Parámetros Económicos

CENTRAL (Ubicación)	COSTO TOTAL DE LA PLANTA (US\$)	TIEMPO DE RECUPER. DE LA INVERSION (AÑOS)	TARIFA CRITICA PARA VPN=0 (US\$/kWh)	VIDA UTIL (AÑOS)	TASA DE DESC. DE CAPITAL (%)	COSTO ANUAL EQUIV. (US\$/AÑO)	COSTO UNITARIO CON REDES ELECTRICAS (US\$/kW)
POROMA (Chuquisaca)	152 465	25	0,184	25	8	18 878	5 257
GRUPO DIESEL EQUIVAL.		7	0,242	7	8	28 152	
AZURDUY (Chuquisaca)	435 000	25	0,205	25	8	65 126	2 719
GRUPO DIESEL EQUIVAL.		7	0,246	7	8	78 389	
MAIJE (La Paz)	340 222	25	0,049	25	8	47 406	4 725
GRUPO DIESEL EQUIVAL.		7	0,225	7	8	76 397	
9 DE ABRIL (La Paz)	37 257	25	0,082	25	8	6 490	2 217
GRUPO DIESEL EQUIVAL.		7	0,085	7	8	6 740	
CONDO (Oruro)	193 862	25	0,093	25	8	23 263	4 039
GRUPO DIESEL EQUIVAL.		7	0,140	7	8	41 524	

Tabla N° 4-3 Costo Total y Costo de Mano de Obra

CENTRAL	COSTO TOTAL (US\$)	COSTO MANO DE OBRA (US\$)	%
Poroma	152 465	32 567	21,36
Azurduy	435 000	100 254	23,04
Maije	340 000	64 625	19,01
9 de Abril	37 257	16 797	45,08
Condo	193 862	68 284	35,21

4.3 EXPERIENCIAS COLOMBIANAS EN EL PLANEAMIENTO Y EJECUCIÓN DE OBRAS PARA CENTRALES HIDROELÉCTRICAS A PEQUEÑA ESCALA

En el año de 1984, nace el Programa Especial de Energía de la Costa Atlántica, PESENCA, creado mediante convenio Colombo-Alemán y cuya dirección corre a cargo de la G.T.Z. de Alemania en cooperación con la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica, CORELCA y el Instituto Colombiano Agropecuario, I.C.A. Dicho programa tiene por objeto transferir tecnologías en el aprovechamiento de los recursos energéticos renovables. El programa desarrolla todo un concepto de trabajo, a través de la creación de empresas privadas, promocionando profesionales del sector eléctrico para dirigir dichas empresas, e impulsándolas a través de los contratos de ejecución de las obras que el mismo proyecto tiene identificadas.

Se crea así en el año 1988 la firma HIDROENERGIA Ltda., para ejecutar los proyectos hidroenergéticos a pequeña escala. De esta forma se han puesto en operación cinco proyectos impulsados por PESENCA:

- Rehabilitación de una Pequeña Central Hidroeléctrica con capacidad de 1090 [kW].
- Estudio, diseño, construcción y puesta en operación de una Mini Central Hidroeléctrica de 125 [kW].
- Estudio, diseño, construcción y puesta en operación de tres Microcentrales Hidroeléctricas con capacidades de 8,5 [kW], 13 [kW] y 16 [kW] respectivamente.
- Construcción de una Minicentral Hidroeléctrica de 100 [kW].

- Construcción de dos Microcentrales Hidroeléctricas de 23 [kW] y 17 [kW] respectivamente.

4.3.1 Rehabilitación de la pequeña central hidroeléctrica de Gaira

Identificación del proyecto

La Pequeña Central Hidroeléctrica de Gaira, con una capacidad instalada de 1090 [KW], fue uno de los primeros aprovechamientos hidroeléctricos de Colombia, su construcción data de 1929.

Este aprovechamiento hidroeléctrico de propiedad de la Electrificadora del Departamento del Magdalena, quedó fuera de servicio desde 1974. En el año de 1987, PESENCA se interesó por su recuperación, con el objeto de implementarla como planta demostrativa en esta tecnología.

Estudio de Factibilidad Técnico Económico

Se realizó una detallada investigación para determinar el estado real de los equipos electromecánicos y de las obras civiles existentes. Una evaluación de los costos, determinó que la recuperación del capital de inversión fuera posible en un tiempo aproximado de un año con un costo específico de US\$ 120 por [kW].

Se estudió el recurso agua con el objeto de precisar la generación del equipo, puesto que los registros de generación del equipo en los años de su generación se extraviaron, encontrándose que sólo en cuatro meses del año no era posible generar a plena potencia. Se estimó una producción promedio de 650 [kW], lo cual le permitiría a la Electrificadora tener unos ahorros en sus egresos, por compra de

energía al sistema regional, y por reducción de pérdidas por transmisión que son del orden del 20 % (en un total de 7'000 000 [kWh] anuales) lo que equivalía a una cifra de US\$ 160 000.

Los costos de generación representaban US\$ 28 571, por lo que el ahorro neto corresponde a un valor de US\$ 131 429.

Financiamiento del proyecto

Se celebró un convenio entre PESENCA y la Electrificadora del Departamento de Magdalena, en donde se definió la participación de los aportantes de la siguiente forma:

- ELECTROMAG	US\$ 39 142,86
- PESENCA	US\$ 82 285,71
- TOTAL DEL PROYECTO	US\$ 121 428,57

Ejecución

Por la naturaleza de la obra, la propiedad del proyecto y el tipo de contrato suscrito, la mano de obra especializada debió ser llevada desde Barranquilla (Atlántico), en tanto que la mano de obra no calificada es de la región vecina al proyecto.

Las vías de comunicación, tanto desde la casa de máquinas como desde la bocatoma, son caminos de herradura de aproximadamente un kilómetro, por lo que todos los materiales para las obras civiles que no se producen en la región (cemento, hierro, madera, etc.) se transportan a lomo de mula. Los materiales pétreos se obtuvieron del río y de las laderas a lo largo del canal de conducción. El costo del

transporte externo de los materiales desde el sitio de operación hasta el sitio de obra es un componente que incide notoriamente en el costo de total de los materiales (aproximadamente el 30 %). En cuanto al transporte de los materiales externos se tiene una incidencia pequeña en el costo total de ellos, del orden del 10 %. La mano de obra fue subcontratada y pagada por cantidades de obra ejecutada, lo que permite mantener un control mayor sobre los costos del proyecto; su incidencia en el costo total del proyecto es del orden del 25 % al 30 %.

El personal que laboró en la recuperación electromecánica es mano de obra altamente calificada y su costo representa de un 50 % a un 60 % de los costos totales de recuperación.

Los trabajos de relleno y mecanización metal mecánica, fueron efectuados en talleres especializados de Barranquilla, tales como el realizado para los alabes directrices de la turbina Francis, la rectificación de las tolerancias entre rotor y carcasa, reconstrucción y rebabitado de los casquetes de apoyo del eje de la turbina.

Se corrigieron defectos del montaje inicial, tales como ligeros desalineamientos entre el generador y la turbina, así como errores en el sistema de enfriamiento del pedestal; de apoyo principal. Originalmente se pasaba agua por unos serpentines inmersos en el cuerpo de aceite que bañaba los casquetes. Se instaló una bomba que toma el aceite caliente del pedestal y lo circula por unos serpentines sumergidos en el canal de fugas, para luego regresarlo hacia los casquetes. Este problema técnico mantuvo el equipo inhabilitado por mucho tiempo en su operación anterior.

4.3.2 Minicentral hidroeléctrica de Palmor

Identificación del proyecto

Dentro de la selección de zonas de planificación para el proyecto PESENCA, en el Departamento del Magdalena, las entidades oficiales escogieron a la población de Palmor, ubicada a 950 m.s.n.m. en la Sierra Nevada de Santa Marta, como una región en donde existía mucho interés para llevar la presencia del Estado y en donde la posibilidad de interconexión a la red regional era muy remota.

El proyecto luego de una visita previa, encontró que la fuente energética renovable que más posibilidades tenía de competir con las fuentes de energía convencionales, era la hídrica y que este recurso abundaba en la región.

Reconocimiento y Estudio Preliminar

Personal especializado reconoció unas cinco alternativas de solución al abastecimiento de energía al poblado y mediante mediciones expeditas de caudal, caída y los demás parámetros que inciden en los costos del proyecto, se estimaron unos presupuestos preliminares para cada alternativa y se escogió la más favorable desde el punto de vista económico y técnico teniendo en cuenta que era el primer proyecto que el programa iba a ejecutar desde su planificación hasta su puesta en operación.

Estudio de factibilidad

Seleccionada la alternativa sobre el río Cherúa, con unas características de caudal $Q=500$ [l/s] y caída $H=90$ [m] se procedió a efectuar un levantamiento

topográfico de la faja del proyecto y un reconocimiento geológico microregional para evaluar la estabilidad de la zona y la ubicación del material pétreo para la explotación de la obra.

Paralelamente, se instaló un vertedero permanente sobre una quebrada en cercanías de la población, con el objeto de evaluar por un año continuo el comportamiento hidrológico de las fuentes hídricas cercanas. A la vez se efectuaron mediciones de caudal mensualmente en el sitio del proyecto por un período de un año. Este estudio de campo se complementó con una regionalización hidrológica mediante la evaluación de ríos cercanos con registros hidrométricos por más de 17 años. La curva de duración de caudales en el sitio del proyecto mostró como un caudal del 95% del tiempo no sería inferior a 600 [l/s], el cual es superior al requerido por el proyecto.

La población a beneficiar cuenta con 160 viviendas nucleadas dedicadas al comercio y al cultivo del café y una población dispersa en el área rural de 140 fincas en un radio de 10 kilómetros con centro en Palmor.

El proyecto se dividió en dos etapas, una primera fase alimentaría el núcleo con una demanda estimada en 125 [KW], para lo cual el caudal requerido llega a los 125 [l/s].

Financiación

Se asignó una participación a la población con el objeto de hacerla propietaria del proyecto, en una proporción que no supere el componente que de otra forma hubiera sido subsidiado por el Estado. Las redes correrían por cuenta de entidades

estatales y PESENCA cubriría el saldo que garantizaría la terminación y puesta en marcha del proyecto:

- Población de Palmor	US\$ 42 857,14
- CORELCA y P.N.R.(Plan Nacional de Rehabilitación)	US\$ 85 714,29
- PESENCA	US\$ 285 714,29
- Total del proyecto	US\$ 414 285,72

PESENCA llevaría la responsabilidad total del proyecto y garantizaría los desembolsos requeridos durante su ejecución mediante créditos puentes para los otros aportantes.

Ejecución

La obra civil se efectuó de forma similar a la ejecutada PCH de Gaira y empleando personal no calificado de la región. La obra se contrató en su totalidad con HIDROENERGIA Ltda. y en su ejecución cabe mencionar algunos aspectos relevantes:

Los agregados para el concreto se consiguieron en el cauce del río Cherúa, con mucha dificultad. Este material fue suministrado por personas de la región a las cuales se les pagaba por cantidades colocadas en los sitios de utilización.

El transporte de la tubería se efectuó en camiones, hasta unos 500 metros de la casa de máquinas y de allí hasta la zona de utilización se hacía por medio de aparejos y mediante grupos de 8 a 10 obreros, los cuales los transportaban amarrados

a una estructura de madera que permitía el izaje y movilización por varias personas a un tiempo.

La madera para formaletas se adquirió de la región a costos razonables. En cuanto al equipo electromecánico, se contrató otra empresa creada e impulsada por PESENCA, COLTURBINAS Ltda., la fabricación, montaje y puesta en operación de dicho equipo.

Utilizando la capacidad instalada de los talleres de Barranquilla, mediante planos del fabricante de turbinas WKV de Alemania, se construyó la turbina Pelton de dos inyectores y el volante de inercia fue fabricado en Bogotá, capital de Colombia, en donde existía la capacidad de fundición en acero requerida, de 1800 [kg]. Posteriormente se efectuó el balanceo dinámico del volante.

El rotor de la turbina fue construido mediante cucharas fundidas en hierro nodular, apernadas y pinadas a un disco de acero previamente fresado en su periferia para recibir las cucharas.

Sólo las cucharas presentaron un problema técnico significativo, por porosidades en la unión entre las patas y el cuerpo. No obstante, luego de tres ensayos de fundición, se corrigió esta anomalía.

La unión turbina generador se hace mediante acople directo. El regulador oleomecánico, los acoples flexibles y el generador eléctrico, fueron importados desde Alemania por conducto de la G.T.Z.

El equipo fue armado sobre una base metálica común en el taller, donde se chequearon los alineamientos y tolerancias de montaje para luego desmontar, transportar y montar en el sitio del proyecto.

La obra se inició en enero de 1988 y se entregó en operación en septiembre de 1990, en donde hubo un período muerto de 5 meses por trámites de legalización de los equipos importados.

Operación y Mantenimiento de MCH de Palmor

Mediante contrato suscrito entre la Acción Comunal de Palmor e HIDROENERGIA Ltda., esta empresa tiene la responsabilidad de operar, mantener y administrar la MCH de Palmor, por un costo fijo de US\$ 6 982 anuales. La tarifa aprobada de común acuerdo con la población se compone de un costo fijo de US\$ 4,50 mensuales más un costo de la energía de 0,009US\$/kWh.

De esta forma PESENCA, mediante el impulso y apoyo a empresas especializadas, logra un manejo integral del proyecto desde su planeamiento hasta su operación y administración.

4.3.3 Microcentral Hidroeléctrica de Paucedonia

Identificación del Proyecto

La vereda de Paucedonia se encuentra ubicada a unos cinco kilómetros de la MCH de Palmor. Las líneas de interconexión con Palmor se proyectaron hasta unos 2,5 [km] de la vereda.

Se identificó un aprovechamiento hidroeléctrico para abastecer una demanda de seis fincas cafeteras, que podría competir con la línea de interconexión desde la MCH de Palmor, y en el cual los usuarios estaban interesados en participar.

Reconocimiento y Estudio de Factibilidad

Mediante un reconocimiento se efectuaron mediciones de caudal y caída encontrándose un salto aprovechable de 43 metros y un caudal mínimo de 100 [l/s]. Los parámetros para bocatoma, conducción, desarenador y casa de máquinas se midieron a cinta, nivel Locke y mira topográfica. Los diseños se estimaron en obra y se afinaron en la oficina de tal forma que los presupuestos puedan ser considerados con una precisión aceptable para proyectos a esta escala. Las líneas de distribución por baja tensión se midieron a cinta.

Se realizó un estudio de rentabilidad, comparativo entre la microcentral y la línea de interconexión, resultando más favorable el proyecto hidroeléctrico.

La demanda estimada del proyecto es de 10 [KW] y se proyectó para suplirla un aprovechamiento de 13 [KW].

Financiación

El costo total del proyecto ascendió a la suma de US\$ 32 143,00 y su financiación se efectuó así:

• PESENCA	US\$ 8 571,43
• Comité de Cafeteros	US\$ 4 571,43
• Usuarios	US\$ 19 000,00
• Total del proyecto	US\$ 32 142,86

PESENCA garantizó su ejecución mediante crédito puente a los usuarios, y el Comité de Cafeteros de la región les donó el cable eléctrico para las redes.

Ejecución

La ejecución del proyecto estuvo a cargo de HIDROENERGIA Ltda. mediante contrato de construcción a todo costo y los usuarios propietarios del

proyecto aportaron los agregados de construcción obtenidos en la región así como también los transportes desde la población de Palmor hasta el sitio de utilización en obra. Esta participación de los usuarios representa un 5 % del costo total del proyecto.

La naturaleza y sencillez de esta obra permite una construcción rápida (1 mes) y con poco personal, pero es necesario tener mano de obra calificada con experiencia en este tipo de obra y una dirección permanente para lograr los objetivos propuestos.

El equipo electromecánico se construyó e instaló hace aproximadamente un año y no ha presentado problemas apreciables en la parte mecánica.

La eficiencia de la turbina se mantiene en un rango del 65 % al 70 % y el regulador electrónico de carga viene siendo sometido a un proceso de seguimiento y optimización.

Tabla N° 4-4 PARÁMETROS ECONÓMICOS

Central	Caudal de diseño (lts/s)	Altura neta (m)	Potencia instalada	Turbina	Costo Específico (US\$/kW)	Costo de la Planta (US\$)	Precio de Energía (US\$/kWh)
Gaira (Reahab.)			1 090	Francis	120,00	121 428,57	0,005
Palmor	125,00	90,00	125	Pelton	3 428,57	428 571,43	US\$ 4,5 x abon. 0,009 US\$/kWh
Paucedonia	100,00	43,00	13	T-3 SKAT	2 472,53	32 142,86	

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE SOSTENIBILIDAD DE PEQUEÑAS

CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

CASO : CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE

HUARMACA Y PEQUEÑO SISTEMA ELÉCTRICO

ASOCIADO

5.1 INTRODUCCIÓN

Las microcentrales hidroeléctricas que son instaladas con el fin de satisfacer una necesidad percibida o definida como "básica" (desde una óptica de equidad social, reducción de la pobreza, justicia redistributiva, etc.) no requieren ser – necesariamente - financiera o económicamente rentables. Solamente necesitan permanecer operativas (prestar el servicio de manera efectiva) y durar en el tiempo. Tal es el criterio principal para juzgar su sostenibilidad. El marco institucional en este caso se debe plantear de acuerdo con ese fin: posiblemente ello implique la aplicación de subsidios, actividades de capacitación de los operadores de las plantas, entre otras.

Para el análisis de sostenibilidad de proyectos de microcentrales hidroeléctricas se ha considerado el caso del proyecto "Central Hidroeléctrica de Huarmaca y Pequeño Sistema Eléctrico Asociado".

En los sistemas aislados, las fuentes de generación involucradas dependen del mercado al cual atienden, no podrían subsistir si no existieran estos. Es decir, no se puede pretender analizar la sostenibilidad de un proyecto de generación si el sistema de distribución, necesario para la venta de energía, no es sostenible. Para un análisis completo del problema de sostenibilidad, se ha considerado que el proyecto de microcentral debe involucrar, además de las inversiones en la propia central, a las inversiones en infraestructura necesaria para llevar la energía eléctrica generada a los usuarios finales del servicio.

5.2 PROYECTO: CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE HUARMACA Y PEQUEÑO SISTEMA ELÉCTRICO ASOCIADO

5.2.1 Ubicación Geográfica

El proyecto de la Minicentral Hidroeléctrica Huarmaca se ubica en el distrito de Huarmaca, provincia de Huancabamba, departamento de Piura.

El distrito de Huarmaca se halla sobre altitud media de 2000 m.s.n.m., sobre la cuenca alta del río Piura, Sus coordenadas geográficas están entre 79° 20' y 79° 35' de longitud oeste y 5° 45' de latitud sur.

5.2.2 Vías de acceso

El acceso a la zona del proyecto se realiza desde las ciudades de Chiclayo o Piura, siendo esta última ligeramente más larga.

Desde la ciudad de Chiclayo, el acceso al distrito de Huarmaca se realiza utilizando la carretera asfaltada que pasa por la localidad de Olmos, en la costa, y se dirige hacia el este para remontar el ramal occidental de la Cordillera de los Andes a través de Abra Porculla y llegar a la localidad de Hualapampa después de recorrer 175 km. A partir de Hualapampa se bifurca un ramal de carretera afirmada de 47 km de longitud hasta llegar a Huarmaca.

Las condiciones de mantenimiento de la vía entre Chiclayo y Hualapampa son óptimas, pero cambian sensiblemente en el tramo Hualapampa-Huarmaca, donde la superficie de rodadura se halla muy deteriorada y la presencia de neblina no permite un tránsito fluido. En época de lluvias esta situación se agrava obligando a disminuir las velocidades a menos de 20 km/h.

Desde Huarmaca, el acceso a la zona del proyecto se realiza a través de la carretera a Huancabamba. A 10 km de Huarmaca, se toma el desvío hacia El Fayque para llegar al cruce con la quebrada Lechuga luego de recorrer 12 km. Las condiciones de conservación de este camino son similares al tramo Hualapampa-Huarmaca. A partir de este cruce, el acceso a la zona de la casa de máquinas es a través de un camino peatonal de aproximadamente 2 km.

5.2.3 Situación antes del Proyecto

El pueblo de Huarmaca y los anexos Yumbe y Cuchupampa contaban con una red de distribución eléctrica (instalación concluida en 1996). Las necesidades de energía eléctrica eran atendidas por la Municipalidad de Huarmaca mediante la operación de un grupo térmico de 320 kW instalado a inicios de la década del 90. El servicio proporcionado era restringido a 6 horas al día, entre las 18 y 24 horas. La máxima demanda registrada hasta entonces era de 85 kW.

Existía un sector de la población que no disponía del servicio debido a que no estaba conectado a la red, ya que esta no cubría la totalidad del sector urbano. Esta población solucionaba el alumbrado doméstico mediante el empleo de velas y lámparas a kerosén.

5.2.4 Descripción del proyecto

Micro central hidroeléctrica

La Minicentral Hidroeléctrica de Huarmaca se conforma de dos grupos de 75 kW cada uno. El caudal considerado en el diseño es de 0,125 m³/s. Los dos grupos operan con altura neta del orden de 147,0 m y un caudal unitario de 0,0625 m³/s.

Obras civiles

El diseño se desarrolló íntegramente en presión sobre la margen derecha de la quebrada Lechuga y comprendió las siguientes estructuras principales:

- Estructura de captación
- Desarenador de una nave
- Estructura de conducción entubada (que funciona a baja presión)

- Chimenea de equilibrio
- Conducto forzado
- Casa de máquinas y tubería de descarga

Equipamiento electromecánico

En la CH Huarmaca se instalaron dos unidades turbina-generador. La operación de la central fue prevista para operar en paralelo y turbinando todo el caudal disponible, independientemente de la demanda real de energía. Para lograr esta condición, la velocidad y carga de los grupos son controlados por un gobernador que actúa por la regulación de resistencias sumergidas en agua, a forma de mantener la velocidad y frecuencia constantes.

Turbina

La maquinaria hidráulica es una turbina Pelton, controlada por una válvula compuerta. Las características de la turbina son las siguientes:

Tipo	Pelton
Marca	WKV
Modelo	T 50-390-1/do=41
Salto neto	147,0 m
Potencia nominal	81,0 kW
Caudal nominal	62 lt/s
Velocidad nominal	1 200 rpm

La turbina fue suministrada con una válvula de control tipo compuerta de 200 mm de diámetro.

Generador

El generador es modelo EME 100 kVA/1200 RPM DB 45/150/6/TS, sus características son:

Tipo	Trifásico
Modelo	EME DB 45/150/6/TS
Potencia	75 kW
Factor de potencia	600 kVA
Velocidad	1200 rpm
Frecuencia	60 Hz
Tensión de generación	400 V

El gobernador tiene las siguientes características:

Tipo	Resistencias sumergidas en agua
Tensión	230 V, monofásico
Frecuencia	60 Hz
Potencia de disipación	82,5 kW
Precisión	+/-2%

El generador es suministrado con el tablero de control, protección, medición y equipos de maniobra correspondientes en 400 V, tablero de sincronización para la correcta operación en paralelo y tablero de resistencias de regulación de velocidad.

Figura N° 5-1

Vista General: Chimenea de Equilibrio, Tubería Forzada y Casa de Máquinas





Figura N° 5-2 Vista lateral de la Casa de Máquinas y Tubería Forzada



Figura N° 5-3 Vista parcial de la tubería de Conducción

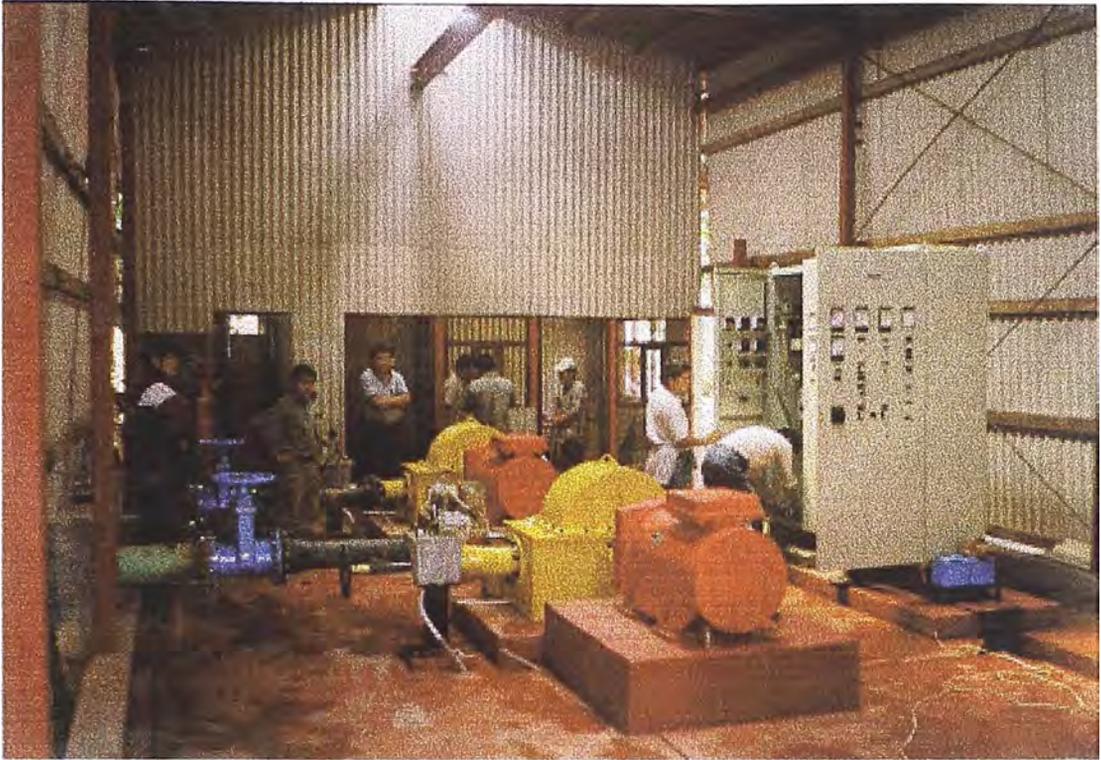


Figura N° 5-4 Vista del montaje electromecánico del Equipamiento (Turbinas tipo Pelton de 75 kW c/u, Generadores, Tableros de Control y Mando y Otros).



Figura N° 5-5

Líneas primarias y redes primarias

El proyecto comprendió la ejecución de:

- Línea primaria 22,9/13,2/10kV, con postes de pino tratado de 12/6/D y 12/5/D, conductor de AAAC de 25 y 35 mm².
 - Líneas Primarias Trifásicas con 8,9 km de longitud
 - Líneas Primarias Monofásicas con 9,4 km de longitud
- Redes primarias en 13,2kV sistema MRT con postes de pino tratado de 12/6/D y 12/5/D, conductor de AAAC de 25mm², subestaciones monoposte con transformadores de 5 y 10 kVA, además de una subestación de 2x10 kVA.
- Adecuación de la Red Primaria existente en 10 kV por el cambio de 22,9kV, en el distrito de Huarmaca, que comprendió lo siguiente:
 - Cambio de conductores de cobre desnudo de 16mm² existente por el de aluminio de 25mm².
 - Cambio de aisladores de porcelana tipo PIN clase ANSI 55-5 existente por el aislador de porcelana tipo PIN 56-2.
 - Cambio de dos (02) transformadores trifásicos de 10/0,40-0,23kV de 37,5 kVA existentes por dos transformadores trifásicos de 22,9/0,40-0,23 kV de 1000 kVA (subestaciones N° 03 y 04).



Figura N° 5-6
Subestación Aérea Monoposte, Localidad de Ramón Castilla



Figura N° 5-7
Subestación N° 02 de 100 kVA, Localidad de Huarmaca, cambiado



Figura N° 5-8

Subestación monoposte de 5 kVA, localidad de la playa

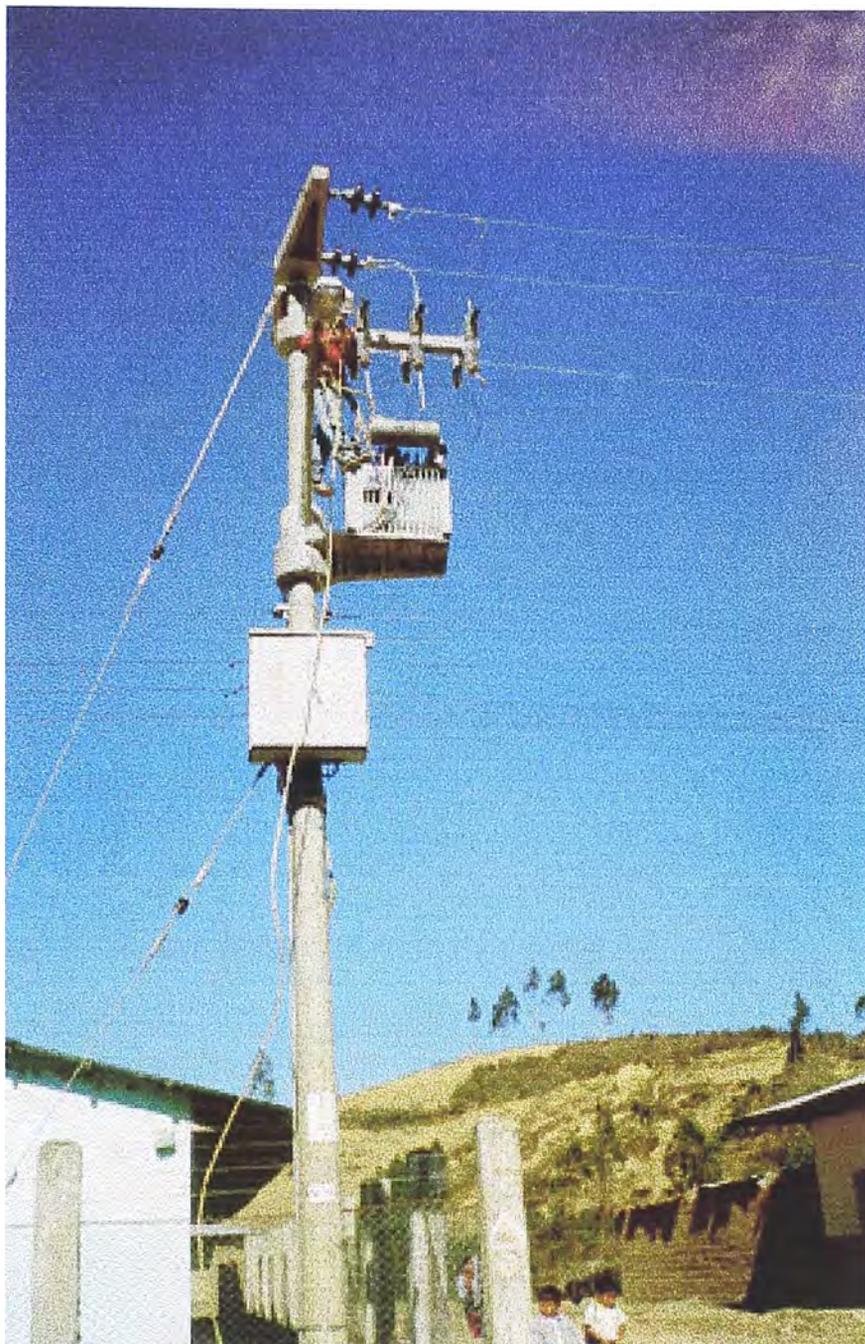


Figura N° 5-9
Subestación N° 04 de 50 kVA, Localidad de Huarmaca

Redes secundarias

El proyecto comprendió la ejecución de la red de distribución secundaria del servicio particular y alumbrado público la cual presenta las siguientes características:

- Sistema aéreo autoportado 440/220 V, 60Hz.
- Sistema monofásico para servicio particular y alumbrado público.
- Postes de madera Pino Radiata.
- Pastorales de fierro galvanizado tubular.
- Conductores de aluminio, aislamiento de polietileno reticulado XLPE (AMKA).
- Luminarias ECOM-70 de PHILIPS de vapor de sodio de alta presión, 70W.

Las conexiones domiciliarias tienen las siguientes características:

- Sistema Aéreo 220 V, 60Hz.
- Sistema monofásico, fase neutro.
- Conductores de cobre concéntrico, tipo 2 x 4mm².
- Cajas metálicas con bases portafusibles.
- Medidores de inducción, Skaiteks.



Figura N° 5-10
Redes Secundarias y Acometidas Domiciliarias de la Localidad Tolingas

Las localidades beneficiadas por el proyecto son: Tunas, Ramon-Castilla - Hualangapampa, Tolingas, Rosas, Corralpampa, La Playa, Trigopampa, Progreso y Huarmaca.

5.3 FORMULACIÓN DE LA EVALUACIÓN

5.3.1 Horizonte de evaluación

El horizonte de planeamiento será de 20 años.

5.3.2 Mercado Eléctrico: Análisis de la demanda

El proyecto en la actualidad suministra de energía eléctrica a las localidades de Huarmaca, La Playa, Tolingas, Corral Pampa, Rosas, Progreso, Trigopampa, Ramón Castilla - Hualangapampa y Tunas. Son 616 los usuarios beneficiados con la ejecución del proyecto. El detalle completo de las proyecciones de mercado eléctrico por localidad beneficiada y del sistema en su conjunto, se muestran en el Apéndice B.

El resumen de la demanda atendida actualmente por el proyecto se muestra en la tabla N°5-1 por:

Tabla N° 5-1

DESCRIPCION	2003	2007	2012	2022
Potencia (kW)	119,74	139,51	163,37	214,82
Energía (kWh)	251 465,00	298 641,00	357 880,00	491 878,00

La descripción de la metodología de la proyección de la demanda anual y las proyecciones de demanda de potencia y consumo de energía, para todo el horizonte de evaluación, se presentan en el Apéndice A.

Tabla N°5-2 Balance de Oferta – Demanda de Potencia

BALANCE OFERTA-DEMANDA EN EL MERCADO DEL PRODUCTO O SERVICIO			
AÑO	CANTIDAD DEMANDADA	CANTIDAD OFRECIDA (*)	SUPERAVIT O (DEFICIT) C - A
	A	C	
0			
1	119,74	150	30,26
2	124,85	150	25,15
3	129,82	150	20,18
4	134,70	150	15,30
5	139,51	150	10,49
6	144,29	150	5,71
7	149,05	150	0,95
8	153,80	150	-3,80
9	158,57	150	-8,57
10	163,37	150	-13,37
11	168,21	150	-18,21
12	173,09	150	-23,09
13	178,03	150	-28,03
14	183,04	150	-33,04
15	188,11	150	-38,11
16	193,27	150	-43,27
17	198,52	150	-48,52
18	203,85	150	-53,85
19	209,28	150	-59,28
20	214,82	150	-64,82

(*) Oferta "Sin proyecto":

(A) Pequeño Sistema Eléctrico Asociado a la C.H. Huarmaca (existente).

(B) Potencia disponible del parque de generación existente.

De acuerdo con NRECA (1999) la demanda por electricidad puede dividirse en cuatro categorías: (a) iluminación, (b) información (radio y televisión), (c) refrigeración, y (d) todos los demás usos. La experiencia ha demostrado el siguiente porcentaje de presencia en las viviendas que obtienen el servicio de electricidad.

Tabla N° 5-3

Presencia en las viviendas del Perú de las categorías de consumo

Categoría de Demanda	% de presencia en las viviendas electrificadas		
	Costa	Sierra	Selva
Iluminación	100 %	100 %	100 %
Radio y televisión	Más de 50%	Más de 50%	Más de 50%
Refrigeración	15 a 50%	0 %	15 a 50%

Fuente: NRECA (1999).

5.3.3 Costos en la situación “sin proyecto”

Este tema se refiere al caso cuando las localidades no cuentan con servicio eléctrico.

Los costos en la situación “sin proyecto” corresponden al consumo de fuentes alternativas de energía.

En tal situación, los pobladores cubren sus necesidades de energía eléctrica a través de las siguientes fuentes alternativas:

- (a) Iluminación: velas y kerosene.
- (b) Información (radio y televisión): baterías y pilas.
- (c) Refrigeración: kerosene.
- (d) Otros usos: (especificar las fuentes alternativas que correspondan).

Para el presente análisis, los costos en la situación “sin proyecto” son cero. Sin embargo, en la evaluación social del proyecto se considerarán como parte de los beneficios del proyecto.

5.3.4 Costos en la situación “con proyecto”

Microcentral hidroeléctrica:

Obras Civiles	S/.	1 807 500,84
Equipamiento electromecánico y montaje	S/.	894 595,67
Total	S/.	2 702 096,50

Este monto en soles y su conversión a dólares están referidos al 29 de febrero del 2000.

Líneas primarias y redes primarias:

Líneas primarias	S/.	383 210,66
Redes primarias	S/.	210 527,17
Total	S/.	593 737,83

Este monto en soles y su conversión a dólares están referidos al 30 de junio del 2000.

Redes de distribución secundaria:

Redes secundarias	S/.	185 544,77
-------------------	-----	------------

Número de acometidas domiciliarias: 189

Este monto en soles y su conversión a dólares están referidos al 30 de junio del 2000.

La descripción completa de inversiones se muestra en el Apéndice C.

Para fines de la evaluación, los costos o egresos del proyecto, se han determinado a precios privados (Tabla N°5-4) y a precios sociales (Tabla N°5-5), para lo cual se han utilizado los factores de corrección correspondientes. Estos costos están dados por:

- El Monto de Inversión del proyecto sin IGV, cuyo detalle se muestra en el Apéndice C.
- Se considera que el costo de operación y gestión de la central equivalen a US\$ 9130 dólares anuales.
- Los Costos de Operación y Mantenimiento para la distribución se estiman como porcentaje de la inversión en distribución y representan el 6,4% para la distribución en Media Tensión y el 8,2% para la distribución en Baja Tensión, durante todo el horizonte de evaluación.
- Los costos de generación de energía a la tarifa en barra equivalente de media tensión, según el pliego tarifario CTE de compra y venta de energía, cuyo detalle se muestra en el Apéndice E.
- Como costo negativo (ingreso), el valor residual al último año del horizonte de evaluación, de los equipos e instalaciones de las redes eléctricas considerando una vida útil de 25 años.

5.4 EVALUACIÓN DE RESULTADOS

5.4.1 Beneficios en la situación “con proyecto”

Beneficios financieros

Los beneficios financieros (Tabla N°5-6) del proyecto están determinados por las ventas de energía a usuarios finales valorado a la tarifa vigente en el sistema de distribución (Apéndice E).

Beneficios económicos

La metodología para la determinación de los beneficios económicos de la electrificación rural se presenta en el Apéndice B.

Los beneficios económicos (Tabla N°5-7) del proyecto se determinan al cuantificar el beneficio económico de los usuarios finales de electricidad valorado a la voluntad de pago de ellos por iluminación, voluntad de pago por radio y televisión, voluntad de pago por refrigeración y otros usos.

Impacto Ambiental

Con el proyecto propuesto se contará con energía limpia, lo cual producirá importantes impactos positivos en los medios Socio Económicos, Culturales, Biológicos y Físicos de las localidades comprendidas en el alcance del proyecto.

5.4.2 Evaluación Beneficio/ Costo

La Ley de Concesiones Eléctricas en su artículo N°79, establece que la Tasa de Actualización, también denominada “Tasa de Corte”, es de 12%. Esta tasa se

usará para determinar la rentabilidad del inversionista privado (Evaluación Financiera).

La Tasa de Actualización utilizada para la Evaluación Social la ha fijado el Ministerio de Economía y Finanzas y será de 14% al año en soles reales. Este es el costo de oportunidad del capital del Estado.

Sobre la base del flujo de costos y beneficios determinados a precios privados (ver Tabla N°5-8) y precios sociales (ver Tabla N°5-9), se determinó el VAN en cada caso.

Se obtuvieron los siguientes indicadores:

- VAN a precios privados: S/. -2 973 646,83, TIR = -1,58%
- VAN a precios sociales: S/. - 304 178,71, TIR = 12,70%

Un primer análisis sobre los resultados obtenidos establece que el proyecto no es financieramente rentable y poco atractivo desde el punto de vista privado.

El valor presente neto social es negativo y este proyecto no debería de ser aceptado. El proyecto no es socialmente rentable. Si el costo de oportunidad del capital invertido por el gobierno fuese menor al 12,7%, el proyecto sí se justificaría desde el punto de vista social. Esto es posible, con solo considerar que el costo de oportunidad del capital invertido por el gobierno es de 12%, se obtendría el retorno de la inversión al final del periodo de evaluación y una rentabilidad social adicional del 0,7%.

Como se ha mencionado anteriormente, un proyecto de tipo social no requiere ser financieramente rentable para ser sostenible en el tiempo. Sin embargo, se requiere que los proyectos sostenibles generen los ingresos necesarios para cubrir sus costos inversión de operación y gestión a fin de garantizar su sostenibilidad en el tiempo.

Tabla N° 5-6
BENEFICIOS INCREMENTALES
(A precios privados)
(Soles)

	PERIODO																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1.- Situación con Proyecto																					
Venta de energía domésticos		107 788	112 784	117 677	122 519	127 313	132 102	136 903	141 730	146 596	151 491	156 467	161 512	166 614	171 820	177 119	182 537	188 038	193 671	199 400	205 273
Venta de energía comerciales		8 752	9 178	9 597	10 013	10 427	10 842	11 259	11 679	12 103	12 532	12 969	13 412	13 862	14 322	14 791	15 271	15 760	16 261	16 772	17 297
Venta de energía peq. Industrial		16 541	17 362	18 171	18 974	19 774	20 575	21 381	22 193	23 015	23 847	24 692	25 551	26 425	27 318	28 228	29 158	30 109	31 081	32 076	33 096
Venta de energía cargas especiales		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Venta de energía alumbrado público		5 919	6 022	6 126	6 232	6 341	6 451	6 563	6 678	6 795	6 913	7 034	7 157	7 282	7 410	7 541	7 673	7 808	7 946	8 086	8 228
Subtotal ventas de energía		139 000	145 346	151 571	157 738	163 855	169 970	176 106	182 279	188 508	194 784	201 162	207 632	214 184	220 871	227 678	234 638	241 715	248 959	256 334	263 894
2.- Situación sin Proyecto																					
Beneficios sin proyecto		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.- Beneficios Incrementales (1) - (2)																					
Total ventas de energía		139 000	145 346	151 571	157 738	163 855	169 970	176 106	182 279	188 508	194 784	201 162	207 632	214 184	220 871	227 678	234 638	241 715	248 959	256 334	263 894

Tabla N° 5-7
BENEFICIOS INCREMENTALES
(A precios sociales)
(Soles)

	Beneficios Totales																				
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
1.- Situación con Proyecto																					
Beneficio económico iluminación		277 991	286 858	295 282	303 706	311 687	319 667	327 648	335 628	343 609	351 146	359 127	367 107	374 645	382 625	390 606	399 030	407 010	415 434	423 415	431 839
Voluntad de pago por radio y televisión		139 549	144 000	148 229	152 458	156 464	160 470	164 477	168 483	172 489	176 273	180 279	184 285	188 069	192 075	196 081	200 310	204 316	208 545	212 551	216 780
Voluntad de pago por refrigeración		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Beneficio económico otros usos		81 450	84 048	86 516	88 984	91 322	93 660	95 999	98 337	100 675	102 884	105 222	107 560	109 769	112 107	114 445	116 913	119 251	121 720	124 058	126 526
Otros beneficios valorables		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sub total beneficios económicos		498 989	514 906	530 027	545 148	559 473	573 798	588 123	602 448	616 773	630 302	644 627	658 953	672 482	686 807	701 132	716 253	730 578	745 699	760 024	775 145
2.- Situación sin Proyecto																					
Beneficio económico sin proyecto		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.- Beneficios Incrementales (1) - (2)																					
Beneficios económicos incrementales		498 989	514 906	530 027	545 148	559 473	573 798	588 123	602 448	616 773	630 302	644 627	658 953	672 482	686 807	701 132	716 253	730 578	745 699	760 024	775 145

Tabla N° 5-8
VALOR ACTUAL DE BENEFICIOS NETOS
(A precios privados)
(Soles)

	Beneficios Netos Totales																				
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
1.- Beneficios Incrementales																					
Proyecto Microcentral	0	139 000	145 346	151 571	157 738	163 855	169 970	176 106	182 279	188 508	194 784	201 162	207 632	214 184	220 871	227 678	234 638	241 715	248 959	256 334	263 894
2.- Costos Incrementales																					
Proyecto Microcentral	3 701 440	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	-650 577
3.- Beneficios Netos Totales																					
Proyecto Microcentral	-3 701 440	49 289	55 635	61 860	68 027	74 144	80 259	86 395	92 568	98 797	105 073	111 451	117 921	124 473	131 160	137 967	144 927	152 004	159 248	166 623	914 471

ALTERNATIVA	VAN (12%)	TIR
Proyecto Microcentral	-2 973 646,83	-1,58%

Tabla N° 5-9
VALOR ACTUAL DE BENEFICIOS NETOS
(A precios sociales)
(Soles)

	Beneficios Netos Totales																				
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
1.- Beneficios Incrementales																					
Proyecto Microcentral	0	498 989	514 906	530 027	545 148	559 473	573 798	588 123	602 448	616 773	630 302	644 627	658 953	672 482	686 807	701 132	716 253	730 578	745 699	760 024	775 145
2.- Costos Incrementales																					
Proyecto Microcentral	3 612 605	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	-650 577
3.- Beneficios Netos Totales																					
Proyecto Microcentral	-3 612 605	409 278	425 195	440 316	455 437	469 762	484 087	498 412	512 737	527 062	540 591	554 917	569 242	582 771	597 096	611 421	626 542	640 867	655 988	670 313	1 425 722

ALTERNATIVA	VAN (14%)	TIR
Proyecto Microcentral	-304 178,71	12,70%

5.5 ANÁLISIS DE SOSTENIBILIDAD

5.5.1 Encargados de la Etapa de Operación del Proyecto

Adinelsa S.A., empresa estatal de derecho privado es la encargada de la administración de las obras ejecutadas por la Dirección Ejecutiva de Proyectos, tiene la administración del proyecto Central Hidroeléctrica Huarmaca y Pequeño Sistema Eléctrico Asociado. Si bien es cierto que la empresa esta empresa cuenta con los recursos necesarios para la gestión del proyecto, los resultados de gestión a la fecha no son alentadores. La morosidad existente y una tarifa de electricidad por debajo de su valor real, no favorecen la sostenibilidad del proyecto a largo plazo.

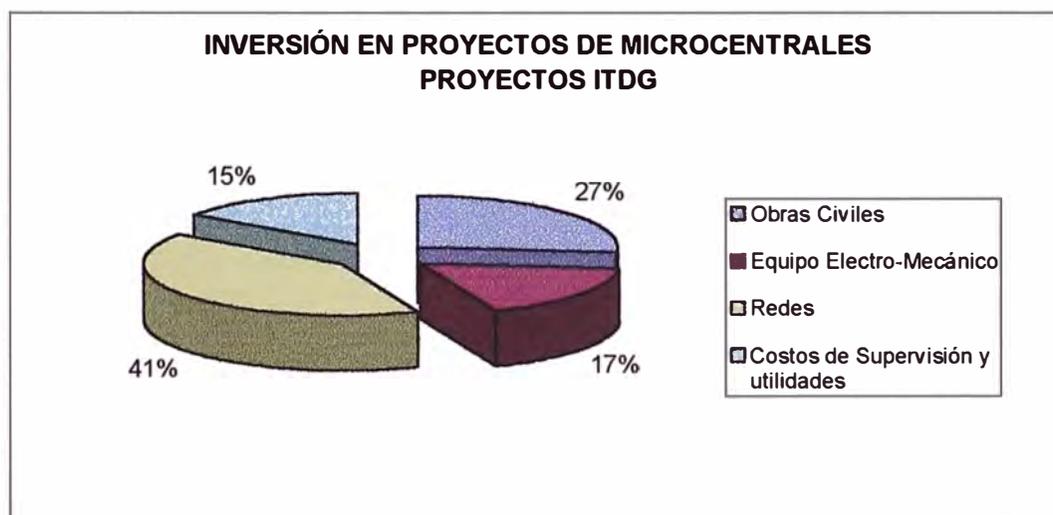
5.5.2 Antecedentes de Viabilidad de Proyectos Similares

La viabilidad de los proyectos esta íntimamente ligada a las inversiones hechas en el proyecto. Básicamente, es el costo por kW instalado el que repercute en mayor magnitud sobre la sostenibilidad del proyecto. PNUD y el World Bank Energy Sector Management Programme (ESMAP) han evaluado algunos proyectos de microcentrales hidroeléctricas y han estimado los siguientes resultados:

TABLA N° 5-10 - Costos de Proyectos de Microcentrales Hidroeléctricas

Proyecto	Potencia (kW)	COSTO EN DOLARES US\$					TOTAL US\$/kW
		Obras Civiles	Equipo Electro-Mecánico	Redes	Costos de Supervisión y utilidades	Costo Total	
Moyan	10,00	12 555,07	13 110,98	12 867,60	6 936,06	45 469,71	4 546,97
Las Juntas	15,00	14 488,29	17 344,00	14 918,54	8 415,15	55 165,98	3 677,73
Llaucán	50,00	77 495,98	57 615,06	101 435,22	42 578,33	279 124,59	5 582,50
Cascarilla	50,00	32 168,60	22 643,87	72 034,22	22 832,40	149 679,10	2 993,58
Kañaris	50,00	65 439,72	41 784,97	48 686,56	28 064,03	183 975,28	3 679,51
Inkawasi	50,00	67 453,20	45 264,00	81 158,68	34 897,66	228 773,54	4 575,47
Sto. Tomas	70,00	94 695,85	56 371,39	139 928,38	52 379,21	343 374,83	4 905,35
Chalamarca	90,00	79 562,14	54 134,76	144 212,64	52 023,72	327 933,26	3 643,70
Pallán	100,00	113 238,72	52 085,51	232 470,28	71 603,01	469 397,52	4 693,98
PROMEDIO	53,89	61 899,73	40 039,39	94 190,24	35 525,51	231 432,65	4 255,42

Figura N° 5-11 - Estructura de Costos en Proyectos de Microcentrales Hidroeléctricas



Estos son resultados preparados por ITDG para estudios de factibilidad. Se consideraron estándares oficiales, así como obras civiles convencionales y la compra de equipo comercial. La sostenibilidad de estos proyectos está también ligada al nivel de consumo y voluntad de pago de los beneficiarios del proyecto.

Según la experiencia de ITDG, en zonas rurales la electricidad es utilizada principalmente para iluminación. Rara vez se utiliza la electricidad para fines productivos o industriales a excepción de pequeñas panaderías, carpinterías, talleres, bodegas, heladerías, servicio de carga de baterías, etc. El consumo promedio por vivienda va desde los 30kWh hasta los 100kWh por mes. Los casos analizados por ITDG muestran que las tarifas aplicadas son las que establece Osinerg o que son subsidiadas por los municipios y que por lo general no cubren los costos de inversión y operación de las centrales.

Como primer aporte, esta información puede ser considerada como una referencia para estimar un costo promedio de kW instalado para proyectos similares, sin embargo, esta referencia no es determinante ya que las condiciones de cada proyecto, tales como ubicación geográfica, condiciones climatológicas, etc., son únicas.

El costo por kW instalado en el proyecto Central Hidroeléctrica Huarmaca sin considerar los costos de las líneas y redes primarias es de:

5 216,90 US\$/kW

Como se puede observar, este costo es mucho más alto que el costo promedio de los proyectos de menor tamaño mostrados en el cuadro anterior, los cuales contienen incluso el costo de las redes necesarias para el suministro del servicio a

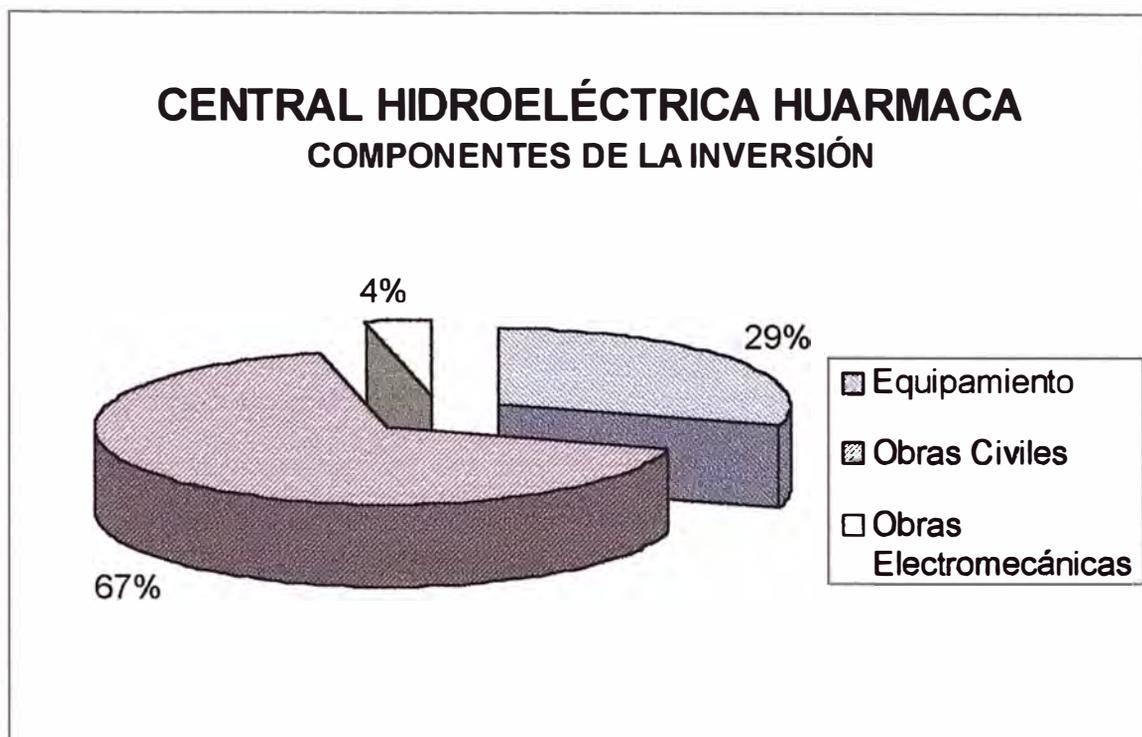
clientes finales. El costo de la Central Hidroeléctrica Huarmaca es casi 100% más caro que el costo promedio de los proyectos mostrados líneas arriba.

Una primera observación obtenida de los datos mostrados líneas arriba es que la tarifa de electricidad que permite la sostenibilidad financiera del proyecto es muy alta. Un desarrollo propuesto para la estimación de la tarifa que haría posible la sostenibilidad financiera del proyecto se muestra en el Apéndice F.

Como observación adicional mencionará que en la estructura de costos del proyecto, específicamente del proyecto de la central hidroeléctrica, la participación de los costos en obras civiles es relevante (67% de la inversión realizada) como se muestra en el diagrama. Una reducción de esta participación resultaría en una disminución de la tarifa de venta de electricidad lo que es un factor importante en la sostenibilidad de proyectos de este tipo. La participación de mano de obra local podría permitir la reducción la participación de los costos de obras civiles en proyectos futuros.

El componente de equipamiento electromecánico representa el 30% del total de la inversión realizada en la central hidroeléctrica. La fabricación local del equipamiento electromecánico, turbina y generador, podría significar una reducción de estos costos.

Figura N°5-12



5.5.3 Análisis de Sensibilidad

Mediante un análisis de sensibilidad del VAN respecto a la tarifa de venta de electricidad a usuarios finales, se encontró que la tarifa de venta de electricidad debe incrementarse en un 247,72% a fin de permitir la sostenibilidad financiera del proyecto y el recupero de la inversión (ver Tabla N°5-11).

Además, se considero analizar la sensibilidad del VAN respecto a cambios los Costos de Inversión. El gráfico siguiente muestra que el proyecto es sensible a cambios en los costos de Inversión.

Figura N°5-13 –Análisis de sensibilidad

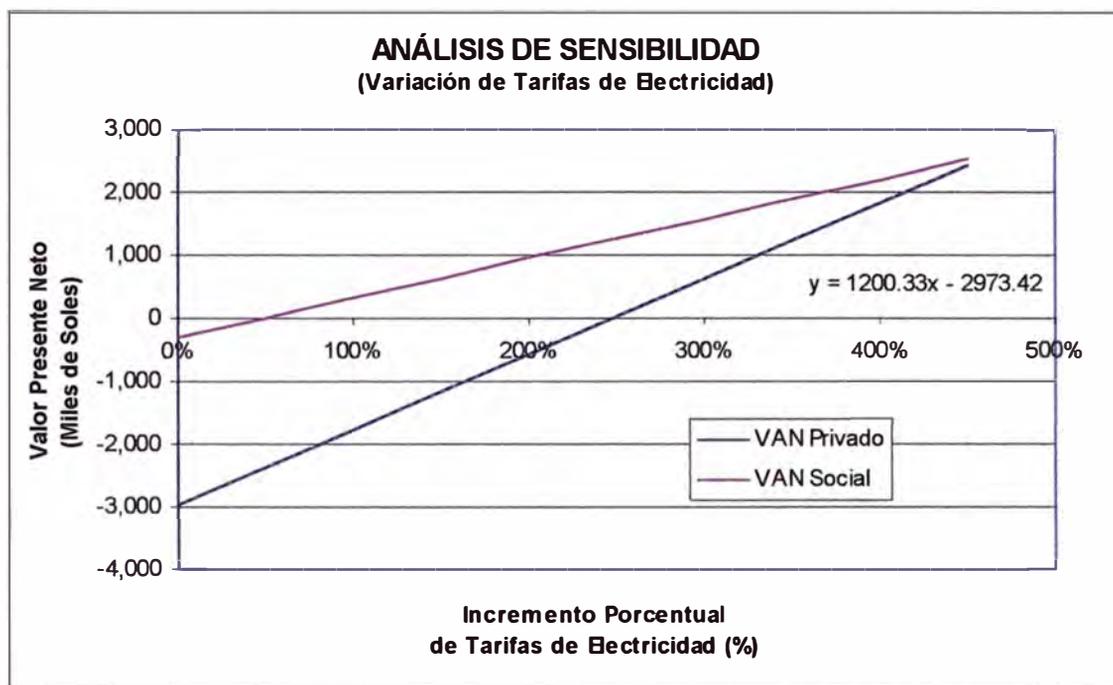
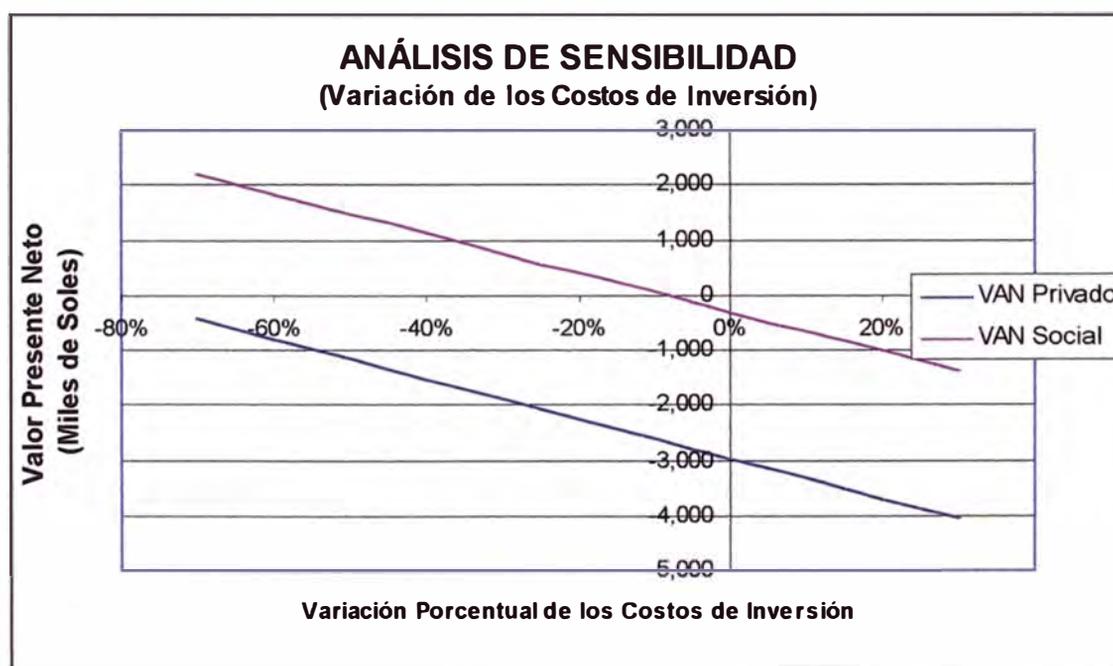


Figura N°5-14 –Análisis de sensibilidad



Para el análisis se ha considerado que la tasa de actualización utilizada para la evaluación financiera del proyecto es la establecida La Ley de Concesiones

Eléctricas en su artículo N°79. Esta tasa se usará para determinar la rentabilidad del inversionista privado (Evaluación Financiera).

La Tasa de Actualización utilizada para la Evaluación Social es la recomendada por el Ministerio de Economía y Finanzas y es de 14% al año en soles reales. Este es el costo de oportunidad del capital del Estado.

Por las razones establecidas en los párrafos anteriores, para fines de nuestro análisis, se ha asumido que la tasa de actualización de los flujos monetarios no es permisible de ser modificada, por lo que no se ha considerado un análisis de sensibilidad respecto a variaciones en la tasa de actualización.

Los precios de venta de energía y el costo fijo asociado a cada usuario son:

Precio de venta de energía	1,8443 S./kWh
Costo Fijo	1,6800 S./Abonado

Tabla N° 5-11
ANALISIS DE SENSIBILIDAD PRELIMINAR

1. Variables considerada para análisis.

- a. Tarifa de venta a usuarios finales
- b. Costos de inversión

2. Reestimar el VAN a precios privados y a precios sociales, sobre la base simulaciones de variaciones de la variable señalada en el punto anterior.

a.

Variaciones porcentuales en la variable: Tarifa a usuarios finales	VAN a precios privados (Soles)	VAN a precios sociales (Soles)	TIR (privado)
450%	2 427 796	2 523 484	20,06%
400%	1 828 191	2 209 590	18,16%
350%	1 227 753	1 895 260	16,21%
300%	627 315	1 580 930	14,20%
250%	27 710	1 267 036	12,10%
200%	-572 728	952 706	9,88%
150%	-1 173 166	638 376	7,50%
100%	-1 772 771	324 482	4,90%
50%	-2 373 209	10 151	1,94%
0%	-2 973 647	-304 179	-1,58%

b.

Variaciones porcentuales en la variable: Costos de Inversión	VAN a precios privados (Soles)	VAN a precios sociales (Soles)	TIR (privado)
30%	-4 061 056	-1 371 801	-2,74%
20%	-3 698 586	-1 015 927	-2,41%
10%	-3 336 116	-660 053	-2,02%
0%	-2 973 647	-304 179	-1,58%
-10%	-2 611 177	51 695	-1,06%
-20%	-2 248 708	407 569	-0,43%
-30%	-1 886 238	763 444	0,33%
-40%	-1 523 768	1 119 318	1,28%
-50%	-1 161 299	1 475 192	2,50%
-60%	-798 829	1 831 066	4,18%
-70%	-436 359	2 186 940	6,63%

5.5.4 Cálculo de la tarifa que haga viable la operación y mantenimiento del proyecto

Este es un punto importante, la evaluación financiera del proyecto muestra que la tarifa de electricidad actualmente aplicada en el proyecto no permite cubrir los costos del proyecto. Si se busca la sostenibilidad financiera del proyecto es necesario establecer una tarifa de electricidad que considere los costos de inversión, de operación y de gestión del proyecto.

Se ha realizado el cálculo de la que denomino "Tarifa Crítica", la cual hace que el Valor Presente Neto de la evaluación sea cero, esto se debe a que lo que se busca es la sostenibilidad del proyecto, no la rentabilidad de la inversión.

He desarrollado, además, el pliego tarifario para el proyecto cuyo desarrollo se muestra en el Apéndice F. Este desarrollo establece que el precio de venta a usuarios finales se compone de un precio de energía un precio de energía, el cual se establece en función a la inversión y a los costos fijos de operación y gestión, y el valor agregado de distribución, el cual considera la anualidad de la inversión realizada en infraestructura de distribución así como los costos de explotación.

Los precios de energía encontrados por ambos métodos difieren solo en el 4,17%, tomando como referencia el precio encontrado en el Apéndice F. El cargo fijo, que corresponde a los costos de facturación en la etapa de distribución de electricidad, es menor para la tarifa desarrollada en el Apéndice F, respecto al precio considerado en el análisis de sensibilidad, es menor en un 34,79%.

Se debe de considerar que la tarifa desarrolla en el Apéndice F toma en cuenta las inversiones realizadas, además de establecer los precios de energía en función a las proyecciones de consumo de energía del proyecto.

El precio de energía se establece como la anualidad de inversión de los activos fijos del proyecto, costos de operación, mantenimiento y gestión, dividida entre el valor anualizado de la energía proyectada en el horizonte de planeamiento. Esto se realizó de esta manera porque el factor de carga según la proyección de mercado eléctrico crece desde un 25%, en el primer año del horizonte, hasta un 49 % al año 20 del periodo de evaluación. Usualmente se involucra el factor de carga en la determinación del precio de energía, al menos es lo que observé en un modelamiento similar para el caso de un proyecto de electrificación con grupos térmicos.

El modelamiento que he desarrollado para la determinación de la tarifa de electricidad permite establecer una tarifa ajustada a la proyección de mercado, sin embargo, la tarifa es susceptible de ser ajustada en la etapa post ejecución a fin de ajustarse al nivel de consumo de energía de los usuarios finales, el cual puede no guardar correspondencia con la proyección de mercado.

Se ha desarrollado además la evaluación privada del proyecto considerando los precios de venta de energía calculados de esta segunda forma. Se ha encontrado que los indicadores financieros muestran que el proyecto es financieramente sostenible (ver Tabla N°5-12), pero no es rentable.

En este caso, el proyecto también es socialmente rentable.

Los precios de venta de energía y el costo fijo asociado a cada usuario son:

Precio de venta de energía	1,9245 S/./kWh
Costo Fijo	0,5844 S/./Abonado

Tabla N° 5-12
VALOR ACTUAL DE BENEFICIOS NETOS
(A precios privados)
(Tarifas de venta de energía estimadas según el Apéndice F)
(Soles)

	Beneficios Netos Totales																				
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
1.- Beneficios Incrementales																					
Proyecto Microcentral	0	458 914	480 491	501 705	522 705	543 598	564 486	585 446	606 543	627 842	649 383	671 225	693 398	715 941	738 903	762 302	786 182	810 556	835 469	860 926	886 984
2.- Costos Incrementales																					
Proyecto Microcentral	3 701 440	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	-650 577
3.- Beneficios Netos Totales																					
Proyecto Microcentral	-3 701 440	369 203	390 780	411 994	432 994	453 887	474 775	495 735	516 832	538 132	559 672	581 514	603 687	626 230	649 192	672 591	696 471	720 845	745 758	771 215	1 537 561

ALTERNATIVA	VAN (12%)	TIR
Proyecto Microcentral	99 350,68	12,36%

La reducción de la tasa de actualización permitiría la reducción de la tarifa de venta de electricidad a usuarios finales. Como se vio en el Capítulo 4, en otros países de Sudamérica se han considerado créditos con tasas de interés de hasta el 8%. Estos créditos por lo general están orientados a proyectos de desarrollo o de interés social.

Costos de Eficiencia

Otro punto de interés es considerar los “Costos Estándar de Inversión” utilizados por Osinerg-Gart para los estudios de Valor Nuevo de Reemplazo. Considerando los valores definidos en esta matriz de costos se pueden determinar los “Costos de Inversión” del proyecto. El Osinerg-Gart posee una matriz de costos diferenciada por sectores típicos. Esta matriz establece costos estándar de inversión en las instalaciones de distribución eléctrica. El objetivo en este caso será determinar la inversión a costos estándar del proyecto analizado (Se muestra en el Apéndice H la matriz de costos estándar utilizada).

Tabla N° 5-13 Costos de Inversión en Redes

Costos	Líneas Primarias y Redes Primarias (US\$)	Redes Secundarias (US\$)
Costos del Proyecto – A	170 125,00	53 165,00
Costos Estándar – B	153 585,03	45 375,63
Diferencias (A-B) (%)	9,72%	14,65%

-Los beneficiados con la red primaria fueron 616.

-Los usuarios beneficiados con redes secundarias fueron 189

No hay una referencia para estimar los costos estándar de inversión en microcentrales hidroeléctricas, sin embargo, utilizaré una aproximación a partir de los resultados de proyectos ejecutados por ITDG, los que se muestran en la Tabla 5-

10. Se esta considerando en este caso el costo promedio específico (US\$/kW) sin considerar el costo de redes ya que estos costos se han determinado anteriormente.

Tabla N° 5-14 Costos de Inversión en Microcentrales

Costos	Costos Específico (US\$/kW)	Costo Total (US\$)
Costos del Proyecto – A	5 216,9	782 536,00
Costos Estándar – B	2 550,9	382 633,51
Diferencias (A-B) (%)	51,10%	51,10%

Se aprecia que existe una gran diferencia en los costos de redes secundarias y en los costos de la central hidroeléctrica. Esto es un hecho importante y muestra que los costos de ejecución de este proyecto no han sido eficientes.

Considerando los costos de eficiencia calculados, la inversión a costos eficientes del proyecto sería:

• Microcentral hidroeléctrica	US\$	382 633,51
• Líneas Primarias y Redes Primarias	US\$	153 585,03
• Redes Secundarias	US\$	45 375,63
TOTAL	US\$	581 594,17

Una evaluación financiera considerando estos costos de inversión y las aplicando las tarifas de electricidad aplicadas en la actualidad nos proporcionará otro elemento de juicio para nuestro análisis. La evaluación financiera obtenida nos indica que el proyecto es rentable y que se justifica socialmente. Los resultados se aprecian en la Tabla N°5-15.

Tabla N° 5-15
VALOR ACTUAL DE BENEFICIOS NETOS
(A precios privados)
(Tarifas de venta de vigentes)
(Soles)

	Beneficios Netos Totales																				
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
1.- Beneficios Incrementales																					
Proyecto Microcentral	0	458 914	480 491	501 705	522 705	543 598	564 486	585 446	606 543	627 842	649 383	671 225	693 398	715 941	738 903	762 302	786 182	810 556	835 469	860 926	886 984
2.- Costos Incrementales																					
Proyecto Microcentral	2 140 267	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	89 711	-338 342
3.- Beneficios Netos Totales																					
Proyecto Microcentral	-2 140 267	369 203	390 780	411 994	432 994	453 887	474 775	495 735	516 832	538 132	559 672	581 514	603 687	626 230	649 192	672 591	696 471	720 845	745 758	771 215	1 225 326
ALTERNATIVA	VAN (12%)	TIR																			
Proyecto Microcentral	1 628 155,67	21,16%																			

CONCLUSIONES

1. El proyecto Central Hidroeléctrica Huarmaca y Pequeño Sistema Eléctrico de Huarmaca presenta los siguientes costos específicos de inversión:

Beneficiarios : 616 abonados

Alternativa	Costo Específico
Minicentral Hidroeléctrica	5 216,9 US\$/kW
Minicentral Hidroeléctrica y PSE	1 827,80 US\$/abonado

Estos valores son muy altos en comparación a los de obtenidos en proyectos de minicentrales hidroeléctricas en países desarrollados como España (1 160 US\$/kW) y a resultados los obtenidos por ITDG (2 020,33US\$/kW). Se concluye que la inversión en este proyecto no garantizaba su sostenibilidad en el tiempo debido a los altos costos de inversión.

2. Si es posible conseguir la sostenibilidad de proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas, como lo demuestran las experiencias en países vecinos y en el Perú (ITDG).
 - En Bolivia se esta consiguiendo la sostenibilidad económica de proyectos de microcentrales con créditos de capital a una tasa de 8% anual, pagaderos a 25 años. Estos proyectos han sido auspiciados por el gobierno boliviano con el

financiamiento económico de entidades privadas y de la embajada de Francia. La tarifa crítica para lograr el $VPN = 0$ (sostenibilidad) va desde los 0,049 a los 0,205 US\$/kWh (0,1715 a 0,7175 Soles/kWh). Esto origina, considerando un consumo promedio mensual por usuario de 20 kWh-mes, facturaciones de entre 3,43 a 14,35 soles mensuales, (t.c.=3,5).

- En Colombia, mediante la participación del Programa Especial de Energía de la Costa Atlántica (PESENCA) y G.T.Z. de Alemania, se han desarrollado proyectos de mini centrales hidroeléctricas consiguiéndose tarifas de electricidad que consideran un cargo fijo de 4,5 US\$/abonado más un cargo por consumo de energía 0,009 US\$/kWh. Esto origina, considerando un consumo promedio de 20 kWh-mes, facturaciones de 16,38 Soles/abonado (t.c.=3,5).
3. Comparando los costos de inversión del proyecto “Central Hidroeléctrica de Huarmaca y PSE Asociado” (6 705,5 US\$/kW) con los valores mostrados en la Tabla N°4-2, se observa que la inversión es mayor en un 27,5% al del caso de la central hidroeléctrica de Poroma (5 257,0 US\$/kW, la de mayor costo). Se concluye que existen potenciales ahorros (en equipamiento electromecánico y obras civiles) en los proyectos ejecutados por el Estado.
 4. De los resultados obtenidos en la evaluación se concluye que el proyecto no es sostenible:

$$VAN \text{ privado} = S/. - 2\,973\,646,83$$

$$TIR \text{ privado} = -1,58\%$$

Este proyecto no es financieramente rentable.

VAN social = S/. – 304 178,71

TIR social = 12,7%

El proyecto no es socialmente rentable.

5. El proyecto se terminó de ejecutar en enero del 2 000, antes de que hubiera el requerimiento de un sustento de justificación social cuantitativo para proyectos de este tipo. De los resultados obtenidos en la evaluación se concluye que el Mercado Eléctrico en la etapa de planeamiento y diseño de ingeniería del proyecto fue muy optimista y no refleja la realidad de los niveles actuales de demanda de potencia y consumo de energía de los beneficiarios del proyecto. Por lo tanto, se cuestionan los consumos unitarios de electricidad utilizados en las etapas previas a la ejecución que sirvieron de sustento a la viabilidad del proyecto.
6. El desarrollado el pliego tarifario para el proyecto utilizando la metodología propuesta en el Apéndice F consideró que el VNR de las instalaciones es idéntico al costo contable del proyecto (esto es verdad hasta que no se realice el cálculo del VNR de las instalaciones). Los precios de generación y distribución obtenidos son muy altos comparados con los que actualmente se utilizan en el ámbito del proyecto, por lo que se concluye que no es posible un ajuste de los precios actuales de tarifas como solución al problema de sostenibilidad.

Precio de generación:

Costo medio de la energía = 35,175 US\$ cent/ kWh (289% por encima de los precios actualmente aplicados).

Precio de Venta de la energía a usuario final:

Cargo fijo = 0,16 US\$/cliente-mes

Precio de energía = 52,30 US\$ cent/ kWh (189% por encima de los actualmente aplicados).

7. Se tiene información reciente de la evolución del proyecto analizado. Se conoce que existe un alto índice de morosidad, a pesar de que las tarifas de distribución aplicadas son subsidiadas. Se concluye que no hay una identificación de los beneficiarios con el proyecto ni valoración del beneficio obtenido mediante la ejecución del proyecto. Un ejemplo de esto hecho es que si no existiera el proyecto un beneficiario consumiendo solo 2 velas por día, durante 30 días, tendría que pagar alrededor de 15 soles mensuales únicamente por iluminación. Ahora, en cambio, un poblador promedio con un consumo mensual de 20 kWh en la actualidad debe pagar tan solo 2,07 Soles de cargo Fijo y 12,51 Soles por su consumo de energía mensual.
8. Se concluye que para conseguir la sostenibilidad de proyectos de microcentrales hidroeléctricas se requiere:
 - Establecer la identificación de los beneficiarios con el proyecto.
 - Reducir los costos de inversión en obras civiles y equipamiento electromecánico.
 - Fomentar actividades agroindustriales y, de ser posible, proyectos complementarios como carreteras o caminos de acceso a fin de promover mejores condiciones de desarrollo, mejora del factor de carga del sistema eléctrico y menores tarifas de electricidad.

RECOMENDACIONES

1. Si bien es cierto que la matriz de costos estándar de inversión en instalaciones de distribución eléctrica de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (Osinerg-Gart) es susceptible de discusión, se recomienda utilizarla como referencia para estimar los costos de inversión de proyectos futuros. En la actualidad estos costos no son considerados en el planeamiento de los proyectos de electrificación a ejecutar por el estado. Al utilizar la matriz de Costos de la Gart-Osinerg, ajustamos la inversión al Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) reconocido en las tarifas de distribución de electricidad aplicadas a los sistemas de distribución.
2. No existe en la actualidad una referencia de costos de inversión en microcentrales, sin embargo existe información dispersa de diversas experiencias a nivel nacional y regional. Se recomienda desarrollar una matriz de costos de inversión en microcentrales en base a la información de proyectos ejecutados por la Dirección Ejecutiva de Proyectos (DEP/MEM) y la información presentada en la Tabla 5-10.
3. Básicamente, las tarifas de venta de electricidad a usuarios finales, aplicadas en proyectos de electrificación de microcentrales dependen de los costos de generación. Los costos de generación de las microcentrales son proporcionales a

los costos de inversión en la misma. Si se quiere un proyecto sostenible, el precio de generación de la energía debe de reflejar los costos de inversión en él y se debe de ajustar a la demanda de potencia y consumos de energía a atender. Se recomienda utilizar el modelo desarrollado en el Apéndice F para el desarrollo de los costos de generación y precios de venta de energía a usuarios finales.

4. El aspecto educativo y de cultura es esencial en la ejecución y sostenibilidad de proyectos de electrificación rural con microcentrales hidroeléctricas. Se requiere de comprometer a los beneficiarios con el proyecto a fin de que participen activamente con su aporte económico. Se recomienda que el Estado establezca programas de educación y capacitación técnica a fin de instruir a los pobladores en el aprovechamiento de los recursos existentes y el desarrollo de actividades productivas en la zona mediante el uso de la energía eléctrica.
5. Los costos de inversión del proyecto son muy altos e indican la necesidad de reducir estas inversiones para proyectos similares a efectuarse en el futuro. Se recomienda establecer convenios de cooperación con gobiernos y empresas del exterior a fin de promover la fabricación del equipamiento electromecánico para de este modo conseguir una reducción en estos los costos de inversión.
6. La realidad del proyecto Central Hidroeléctrica de Huarmaca y Pequeño Sistema Eléctrico Asociado es la realidad de muchos proyectos de electrificación ejecutados por el Estado, no son sostenibles y originan subsidios en los precios de venta de energía. Se recomienda establecer programas de fomento de inversión de capital privado en las zonas de influencia de proyectos de electrificación ejecutados y por ejecutar. Por ejemplo, el fomento de la inversión privada en actividades agroindustriales proporcionaría un mejor entorno de

desarrollo propiciando una mayor eficiencia en el uso del recurso hidráulico (mejora del factor de carga actual de aproximadamente 30%) e induciendo una menor tarifa de venta de electricidad para los usuarios residenciales.

7. Finalmente, el análisis y recomendaciones del presente trabajo pretenden ser de ayuda para realizar ajustes en los proyectos existentes y un adecuado planeamiento de proyectos futuros para así conseguir un desarrollo integral de los beneficiarios de estos proyectos y por lo tanto alcanzar el objetivo principal del estado: “Desarrollo Sostenible”.

APÉNDICES

APÉNDICE A

METODOLOGÍA PARA LA PROYECCIÓN DE

MERCADO ELÉCTRICO

El estudio del mercado eléctrico de cada proyecto, tiene como objetivo fundamental determinar, mediante prospecciones de campo y gabinete, los requerimientos presentes y futuros de potencia y energía en todo el ámbito de la zona de influencia, para un horizonte de planeamiento de 20 años.

La metodología utilizada para la proyección del consumo de energía y de la máxima demanda, con ligeras variantes, es la que recomendó una misión alemana que vía cooperación técnica analizó este aspecto en el periodo de 1970-1975. Se determinó que para el caso de pequeños y medianos centros poblados la metodología más adecuada es aquella que se basa en el establecimiento de una relación funcional creciente entre el consumo de energía por abonado doméstico (kWh/abonado) y el número de abonados estimados para cada año. Esta relación considera que la expansión urbana a consecuencia del crecimiento poblacional está íntimamente vinculada con el desarrollo de actividades productivas que conducen a mejorar los niveles de ingreso y, por ende, el crecimiento per cápita del consumo de energía eléctrica.

Los cálculos que en forma secuencial efectúa el programa utilizado son los siguientes:

1. Proyección del número de habitantes por cada centro poblado a partir de la información del número de habitantes y viviendas.
2. Determinación del número de familias de cada centro poblado en base a un valor promedio de habitantes-familia.
3. Determinación del número de abonados domésticos aplicando al número de familias un coeficiente de electrificación creciente.
4. Determinación del consumo de energía del sector doméstico haciendo uso de curvas de consumo preestablecidas para diferentes zonas del país o consumos unitarios anuales (por abonado) las cuales se transforman a expresiones de curvas de consumo. Las curvas de consumo utilizadas son del tipo : $y = A X^B$
5. El consumo comercial de cada centro poblado se estima como un porcentaje del consumo doméstico pudiendo ser este porcentaje diferente para aquellos centros poblados con mayor actividad comercial.
6. El consumo de pequeñas industrias, como talleres de carpintería, mecánica, artesanía, etc., es considerado en el orden del 0 al 10 % del consumo doméstico.
7. El consumo por usos generales, que de acuerdo a estadísticas se ha estimado en el 10% del consumo doméstico.
8. El consumo por alumbrado público se estima en función de un consumo unitario por este concepto para cada familia, el que depende de la importancia de la localidad y el nivel de iluminación que se le quiera atribuir.

9. Consumo por cargas especiales, el que se determina en función de un diagrama de carga que se construye para las cargas que puedan existir en el pueblo, afectada por factores que reflejen la estacionalidad de alguna de ellas.
10. Consumo neto o energía vendida (EV) que es la sumatoria de los consumos antes descritos.
11. La EV más las pérdidas en BT que se asumen del 6% de la EV, nos da el total de energía distribuida (ED).
12. La ED más las pérdidas en MT que se asumen del orden del 1 al 2% de la ED, nos da el total de energía requerida (ER) por la localidad o sistema.
13. Máxima demanda neta por cada centro poblado.
14. Máxima demanda bruta por cada centro poblado.
15. M.D. del sistema, que se determina aplicando un factor de simultaneidad a la sumatoria de la demanda de cada centro poblado.

aINFORMACION BASICA DEL SISTEMA

PSE : PSE HUARMACA

Tension(kV): 22.9

Provincia: VARIAS

Cosfi: 0.9

Distrito: VARIOS

Fct.Simultan.entre localidades : 0.97

N° Localidades : 9

Ind.Dem.Pom.Real : 1.6923

Ind.Dem.Pom.Asum : 1.6923

Localidad	Provincia	Distrito	Categoria	Poblac. 2002	Vivien. 2002	Tasa Real	Crecimiento Asum.	Tipo de Servicio	Accesibilidad
HUARMACA	HUANCABAMBA	HUARMACA	VILLA	2403	534	2.00	2.00	SIN SERVICIO	CARR. AFIRMADA
La Playa	HUANCABAMBA	HUARMACA	Caserio	68	15	1.00	1.00	SIN SERVICIO	CARR. AFIRMADA
Tolingas	HUANCABAMBA	HUARMACA	Anexo	288	64	1.00	1.00	SIN SERVICIO	CARR. AFIRMADA
Corral Pampa	HUANCABAMBA	HUARMACA	Anexo	140	31	1.00	1.00	SIN SERVICIO	CARR. AFIRMADA
Rosas	HUANCABAMBA	HUARMACA	Caserio	261	58	1.00	1.00	SIN SERVICIO	CARR. AFIRMADA
PROGRESO	HUANCABAMBA	HUARMACA	Caserio	45	10	1.00	1.00	SIN SERVICIO	CARR. AFIRMADA
TRIGOPAMPA	HUANCABAMBA	HUARMACA	Caserio	108	24	1.00	1.00	SIN SERVICIO	CARR. AFIRMADA
R.CASTILLA-HUANCABAMBA	HUANCABAMBA	HUARMACA	Caserio	72	16	1.00	1.00	SIN SERVICIO	CARR. AFIRMADA
TUNAS	HUANCABAMBA	HUARMACA	CASERIO	86	19	1.00	1.00	SIN SERVICIO	CARR. AFIRMADA

CONSUMO DE ENERGIA DE LA LOCALIDAD (kwh)

LOCALIDAD: HUARNACA DEPARTAMENTO: PIURA HORAS SERV. ALUM. PUBL. = 1800.00		DISTRITO : HUARNACA PROVINCIA: HUANCABAMBA KWH/ABO. RES. AÑO = 16.44 (No. USUARIOS) ^^ 0.48 FCT. INCID. CARG. ESP.: 0.10									
ANOS	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
POBLACION	2451	2500	2550	2601	2653	2706	2760	2815	2872	2929	
NUMERO DE FAMILIAS	2988	3048	3109	3171	3234	3299	3365	3432	3501	3571	
COEFICIENTE DE ELECTRIFIC.	0.800	0.812	0.822	0.831	0.839	0.846	0.852	0.858	0.863	0.868	
NUMERO DE ABONADOS RESIDEN	436	451	466	480	494	509	523	537	551	565	
HORAS DE UTIL. DE SERVICIOS	2200	2211	2221	2232	2242	2253	2263	2274	2284	2295	
HORAS UTILIZ. CARGAS ESPEC.	1200	1216	1232	1247	1263	1279	1295	1311	1326	1342	
CONSUMO SERVICIOS	1358	1374	1389	1405	1421	1437	1453	1468	1484	1500	
RESIDENCIAL	130723	137495	144198	150874	157556	164272	171045	177897	184843	191901	
COMERCIAL	199084	206405	213877	221511	229318	237307	245490	253876	262474	271294	
USO GENERAL	13072	13749	14420	15087	15756	16427	17105	17790	18484	19190	
INDUST. MENOR	19908	20641	21388	22151	22932	23731	24549	25388	26247	27129	
CONSUMO DE ALUMBRADO PUBL.	13072	13749	14420	15087	15756	16427	17105	17790	18484	19190	
CONSUMO CARGAS ESPECIALES	19908	20641	21388	22151	22932	23731	24549	25388	26247	27129	
ENERGIA VENDIDA	8170	8334	8500	8670	8844	9021	9201	9385	9573	9764	
PERDIDAS EN DISTRIBUCION	9959	10159	10362	10569	10780	10996	11216	11440	11669	11902	
TOTAL ENERGIA DISTRIBUIDA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
KWH/ABON. RESID./AÑO	300	305	310	314	319	323	327	331	336	340	
	344	348	352	356	360	364	368	372	376	380	

MAXIMA DEMANDA EN KW

LOCALIDAD: HUARNACA DEPARTAMENTO: PIURA HORAS SERV. ALUM. PUBL. = 1800.00		DISTRITO : HUARNACA PROVINCIA: HUANCABAMBA KWH/ABO. RES. AÑO = 16.44 (No. USUARIOS) ^^ 0.48 FCT. INCID. CARG. ESP.: 0.10									
ANOS	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
CARGAS ESPEC. COINCIDENTE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
DEMANDA DE SERVICIOS	59.4	62.2	64.9	67.6	70.3	72.9	75.6	78.2	80.9	83.6	
RESIDENCIAL	86.4	89.1	91.9	94.8	97.7	100.6	103.7	106.7	109.8	113.0	
COMERCIAL	5.9	6.2	6.5	6.8	7.0	7.3	7.6	7.8	8.1	8.4	
USO GENERAL	8.6	8.9	9.2	9.5	9.8	10.1	10.4	10.7	11.0	11.3	
INDUST. MENOR	5.9	6.2	6.5	6.8	7.0	7.3	7.6	7.8	8.1	8.4	
MAXIMA DEMANDA DE SERVIC.	8.6	8.9	9.2	9.5	9.8	10.1	10.4	10.7	11.0	11.3	
MAX. DEMANDA ALUMB. PUBLICO	77.2	80.9	84.4	87.9	91.4	94.8	98.3	101.7	105.2	108.7	
CARG. ESPEC. COINCID. -SERVIC	112.3	115.9	119.5	123.2	127.0	130.8	134.7	138.7	142.8	147.0	
MAXIMA DEMANDA NETA	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5.0	5.1	5.2	5.3	5.4	
PERDIDAS EN DISTRIBUCION	5.5	5.6	5.8	5.9	6.0	6.1	6.2	6.4	6.5	6.6	
TOTAL POTENCIA REQUERIDA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
INDICES	81.8	85.5	89.1	92.7	96.3	99.8	103.4	106.9	110.5	114.1	
FACTOR DE CARGA	117.8	121.5	125.3	129.1	133.0	136.9	141.0	145.1	149.3	153.6	
FACTOR DE SIMULTANEIDAD	8.6	9.0	9.4	9.7	10.1	10.4	10.8	11.1	11.5	11.9	
WATTS/ABON. RES. COINCIDENTE	12.2	12.6	12.9	13.3	13.7	14.1	14.5	14.9	15.3	15.7	
WATTS/ABON. RES. NO COINCID.	90.4	94.5	98.5	102.4	106.3	110.2	114.2	118.1	122.0	126.0	
	130.0	134.1	138.2	142.4	146.7	151.0	155.4	160.0	164.5	169.2	
FACTOR DE CARGA	0.236	0.237	0.238	0.240	0.241	0.242	0.243	0.244	0.245	0.247	
FACTOR DE SIMULTANEIDAD	0.248	0.249	0.250	0.251	0.252	0.254	0.255	0.256	0.257	0.258	
WATTS/ABON. RES. COINCIDENTE	0.353	0.350	0.347	0.344	0.341	0.338	0.335	0.333	0.330	0.327	
WATTS/ABON. RES. NO COINCID.	0.324	0.321	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	
	136.364	137.949	139.425	140.813	142.129	143.388	144.598	145.768	146.904	148.013	
	149.098	150.164	151.213	152.249	153.273	154.288	155.295	156.296	157.293	158.286	
	386.462	394.340	401.951	409.370	416.659	423.868	431.037	438.202	445.393	452.637	
	459.958	467.377	472.541	475.777	478.978	482.150	485.298	488.427	491.540	494.643	

CONSUMO DE ENERGIA DE LA LOCALIDAD (kWh)

LOCALIDAD: La Playa		DISTRITO : HUARMACA									
DEPARTAMENTO: PIURA		PROVINCIA: HUANCABAMBA									
HORAS SERV.ALUM. PUBL. = 1800.00		KWH/ABO.RES.AÑO = 63.99 (No.USUARIOS)^^ 0.55									
		FCT. INCID.CARG.ESPEC. : 0.10									
ANOS	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
POBLACION	69	69	70	71	71	72	73	74	74	75	
NUMERO DE FAMILIAS	76	77	77	78	79	80	81	81	82	83	
COEFICIENTE DE ELECTRIFIC.	0.800	0.812	0.822	0.831	0.839	0.846	0.852	0.858	0.863	0.868	
NUMERO DE ABOCADOS RESIDEN	12	12	13	13	13	13	14	14	14	14	
HORAS DE UTIL.DE SERVICIOS	2000	2011	2021	2032	2042	2053	2063	2074	2084	2095	
HORAS UTILIZ.CARGAS ESPEC.	2105	2116	2126	2137	2147	2158	2168	2179	2189	2200	
	1200	1216	1232	1247	1263	1279	1295	1311	1326	1342	
	1358	1374	1389	1405	1421	1437	1453	1468	1484	1500	
CONSUMO SERVICIOS											
RESIDENCIAL.	3030	3146	3257	3363	3466	3566	3664	3760	3854	3948	
COMERCIAL	4040	4132	4224	4316	4407	4499	4591	4683	4776	4870	
USO GENERAL	152	157	163	168	173	178	183	188	193	197	
INDUST.MENOR	202	207	211	216	220	225	230	234	239	243	
CONSUMO DE ALUMBRADO PUBL.	152	157	163	168	173	178	183	188	193	197	
CONSUMO CARGAS ESPECIALES	202	207	211	216	220	225	230	234	239	243	
	189	191	193	195	197	199	201	203	205	207	
	209	211	213	216	218	220	222	224	227	229	
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
ENERGIA VENDIDA											
	3674	3809	3938	4063	4183	4300	4414	4526	4637	4747	
PERDIDAS EN DISTRIBUCION	4856	4964	5071	5179	5286	5394	5502	5610	5719	5829	
	184	190	197	203	209	215	221	226	232	237	
	243	248	254	259	264	270	275	281	286	291	
TOTAL ENERGIA DISTRIBUIDA	3958	4000	4135	4266	4392	4515	4635	4753	4869	4984	
	5098	5212	5325	5438	5551	5664	5777	5891	6005	6120	
KWH/ABON.RESID./AÑO	250	253	256	259	262	265	267	270	272	274	
	277	279	281	283	285	287	290	292	294	296	

MAXIMA DEMANDA EN KW

LOCALIDAD: La Playa		DISTRITO : HUARMACA									
DEPARTAMENTO: PIURA		PROVINCIA: HUANCABAMBA									
HORAS SERV.ALUM. PUBL. = 1800.00		KWH/ABO.RES.AÑO = 63.99 (No.USUARIOS)^^ 0.55									
		FCT. INCID.CARG.ESPEC. : 0.10									
ANOS	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
CARGAS ESPEC.COINCIDENTE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
DEMANDA DE SERVICIOS											
RESIDENCIAL	1.5	1.6	1.6	1.7	1.7	1.7	1.8	1.8	1.8	1.9	
COMERCIAL	1.9	2.0	2.0	2.0	2.1	2.1	2.1	2.1	2.2	2.2	
USO GENERAL	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
INDUST.MENOR	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
MAXIMA DEMANDA DE SERVIC.	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
	1.7	1.8	1.9	1.9	2.0	2.0	2.0	2.1	2.1	2.2	
	2.2	2.2	2.3	2.3	2.4	2.4	2.4	2.5	2.5	2.5	
MAX.DEMANDA ALUMB. PUBLICO	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
CARG.ESPEC.COINCID.-SERVIC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
MAXIMA DEMANDA NETA	1.8	1.9	2.0	2.0	2.1	2.1	2.2	2.2	2.2	2.3	
	2.3	2.4	2.4	2.4	2.5	2.5	2.6	2.6	2.6	2.7	
PERDIDAS EN DISTRIBUCION											
	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	
	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	
TOTAL POTENCIA REQUERIDA	2.0	2.1	2.2	2.2	2.3	2.3	2.4	2.4	2.5	2.5	
	2.6	2.6	2.7	2.7	2.7	2.8	2.8	2.9	2.9	3.0	
INDICES											
FACTOR DE CARGA	0.215	0.216	0.217	0.218	0.219	0.221	0.222	0.223	0.224	0.225	
	0.226	0.227	0.229	0.230	0.231	0.232	0.233	0.234	0.235	0.236	
FACTOR DE SIMULTANEIDAD	0.626	0.625	0.625	0.624	0.624	0.623	0.623	0.622	0.622	0.621	
	0.621	0.620	0.620	0.620	0.619	0.619	0.618	0.618	0.617	0.617	
WATTS/ABON.RES.COINCIDENTE	125.000	126.008	126.892	127.675	128.375	129.006	129.580	130.105	130.589	131.038	
	131.456	131.848	132.218	132.568	132.900	133.218	133.522	133.815	134.097	134.371	
WATTS/ABON.RES.NO COINCID.	199.757	201.561	203.157	204.585	205.875	207.050	208.130	209.128	210.059	210.930	
	211.752	212.531	213.272	213.981	214.663	215.319	215.955	216.573	217.174	217.762	

CONSUMO DE ENERGIA DE LA LOCALIDAD (kWh)

LOCALIDAD: Tolinga		DISTRITO :HUARACA									
DEPARTAMENTO: PIURA		PROVINCIA: HUANCABAMBA									
HORAS SERV.ALUM.PUBL. = 1800.00		KWH/ABO.RES.AÑO = 25.15 (No.USUARIOS)^* 0.58									
		FCT.INCID.CARG.ESP.: 0.10									
ANOS	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
POBLACION	291	294	297	300	303	306	309	312	315	318	
NUMERO DE FAMILIAS	321	325	328	331	334	338	341	344	348	351	
COEFICIENTE DE ELECTRIFIC.	0.800	0.812	0.822	0.831	0.839	0.846	0.852	0.858	0.863	0.868	
NUMERO DE ABOGADOS RESIDEN	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	
HORAS DE UTIL.DE SERVICIOS	2000	2011	2021	2032	2042	2053	2063	2074	2084	2095	
HORAS UTILIZ.CARGAS ESPEC.	1200	1216	1232	1247	1263	1279	1295	1311	1326	1342	
	1358	1374	1389	1405	1421	1437	1453	1468	1484	1500	
CONSUMO SERVICIOS											
RESIDENCIAL	12928	13435	13919	14384	14834	15272	15700	16121	16536	16947	
COMERCIAL	17354	17759	18163	18566	18969	19373	19779	20186	20595	21007	
USO GENERAL	646	672	696	719	742	764	785	806	827	847	
INDUST.MENOR	868	888	908	928	948	969	989	1009	1030	1050	
CONSUMO DE ALUMBRADO PUBL.	646	672	696	719	742	764	785	806	827	847	
CONSUMO CARGAS ESPECIALES	868	888	908	928	948	969	989	1009	1030	1050	
	808	816	824	832	841	849	858	866	875	884	
	893	901	910	920	929	938	947	957	966	976	
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
ENERGIA VENDIDA	15675	16266	16831	17374	17900	18412	18913	19406	19892	20372	
PERDIDAS EN DISTRIBUCION	20850	21325	21798	22271	22744	23218	23693	24171	24651	25134	
	784	813	842	869	895	921	946	970	995	1019	
	1042	1066	1090	1114	1137	1161	1185	1209	1233	1257	
TOTAL ENERGIA DISTRIBUIDA	16459	17080	17672	18243	18795	19332	19859	20376	20886	21391	
	21892	22391	22888	23384	23881	24378	24878	25379	25883	26391	
KWH/ABON.RESID./AÑO	250	254	257	260	263	266	269	271	274	276	
	279	281	283	286	288	290	292	295	297	299	
MAXIMA DEMANDA EN KW											
LOCALIDAD: Tolinga		DISTRITO :HUARACA									
DEPARTAMENTO: PIURA		PROVINCIA: HUANCABAMBA									
HORAS SERV.ALUM.PUBL. = 1800.00		KWH/ABO.RES.AÑO = 25.15 (No.USUARIOS)^* 0.58									
		FCT.INCID.CARG.ESP.: 0.10									
ANOS	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
CARGAS ESPEC.COINCIDENTE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
DEMANDA DE SERVICIOS											
RESIDENCIAL	6.5	6.7	6.9	7.1	7.3	7.4	7.6	7.8	7.9	8.1	
COMERCIAL	8.2	8.4	8.5	8.7	8.8	9.0	9.1	9.3	9.4	9.5	
USO GENERAL	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	
INDUST.MENOR	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	
MAXIMA DEMANDA DE SERVIC.	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	
	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	
	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	
	7.4	7.7	7.9	8.1	8.4	8.6	8.8	8.9	9.1	9.3	
	9.5	9.7	9.8	10.0	10.2	10.3	10.5	10.7	10.8	11.0	
MAX.DEMANDA ALUMB. PUBLICO	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	
CARG.ESPEC.COINCID.-SERVIC	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
MAXIMA DEMANDA NETA	7.9	8.1	8.4	8.6	8.8	9.0	9.2	9.4	9.6	9.8	
	10.0	10.2	10.3	10.5	10.7	10.8	11.0	11.2	11.4	11.5	
PERDIDAS EN DISTRIBUCION	0.9	0.9	0.9	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	
	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	
TOTAL POTENCIA REQUERIDA	8.7	9.0	9.3	9.5	9.8	10.0	10.2	10.4	10.6	10.8	
	11.0	11.2	11.4	11.6	11.8	12.0	12.2	12.4	12.6	12.7	
INDICES											
FACTOR DE CARGA	0.215	0.216	0.217	0.218	0.219	0.221	0.222	0.223	0.224	0.225	
	0.226	0.227	0.229	0.230	0.231	0.232	0.233	0.234	0.235	0.237	
FACTOR DE SIMULTANEIDAD	0.558	0.557	0.556	0.555	0.554	0.553	0.552	0.551	0.549	0.547	
	0.545	0.544	0.542	0.540	0.538	0.536	0.535	0.533	0.531	0.530	
WATTS/ABON.RES.COINCIDENTE	125.000	126.118	127.105	127.984	128.776	129.495	130.152	130.758	131.320	131.844	
	132.337	132.801	133.241	133.660	134.061	134.445	134.815	135.173	135.521	135.858	
WATTS/ABON.RES.NO COINCID.	223.899	226.418	228.681	230.736	232.619	234.360	235.983	237.506	239.127	240.910	
	242.632	244.303	245.931	247.523	249.085	250.623	252.140	253.641	255.130	256.473	

CONSUMO DE ENERGIA DE LA LOCALIDAD (xWh)

LOCALIDAD: Corral Pampa		DISTRITO :HUARHACA									
DEPARTAMENTO: PIURA		PROVINCIA: HUANCABAMBA									
HORAS SERV.ALUM.PUBL. = 1800.00		KWH/ABO.RES.AÑO = 39.89 (No.USUARIOS)^^ 0.57									
		FCT.INCID.CARG.ESP.: 0.10									
ANOS	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
POBLACION	141	143	144	146	147	149	150	152	153	155	
NUMERO DE FAMILIAS	156	158	159	161	163	164	166	167	169	171	
COEFICIENTE DE ELECTRIFIC.	0.800	0.812	0.822	0.831	0.839	0.846	0.852	0.858	0.863	0.868	
NUMERO DE ABONADOS RESIDEN	0.872	0.876	0.880	0.884	0.887	0.890	0.893	0.895	0.898	0.900	
HORAS DE UTIL.DE SERVICIOS	25	26	26	27	27	28	28	29	29	30	
HORAS UTILIZ.CARGAS ESPEC.	30	31	31	31	32	32	33	33	34	34	
CONSUMO SERVICIOS	2000	2011	2021	2032	2042	2053	2063	2074	2084	2095	
RESIDENCIAL	2105	2116	2126	2137	2147	2158	2168	2179	2189	2200	
COMERCIAL	1200	1216	1232	1247	1263	1279	1295	1311	1326	1342	
USO GENERAL	1358	1374	1389	1405	1421	1437	1453	1468	1484	1500	
INDUST.MENOR	6262	6506	6738	6961	7177	7388	7593	7795	7994	8191	
CONSUMO DE ALUMBRADO PUBL.	8387	8581	8774	8968	9161	9355	9549	9744	9940	10137	
CONSUMO CARGAS ESPECIALES	313	325	337	348	359	369	380	390	400	410	
ENERGIA VENDIDA	419	429	439	448	458	468	477	487	497	507	
PERDIDAS EN DISTRIBUCION	313	325	337	348	359	369	380	390	400	410	
TOTAL ENERGIA DISTRIBUIDA	419	429	439	448	458	468	477	487	497	507	
KWH/ABON.RESID./AÑO	313	325	337	348	359	369	380	390	400	410	
	419	429	439	448	458	468	477	487	497	507	
	391	395	399	403	407	411	415	420	424	428	
	432	437	441	445	450	454	459	464	468	473	
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	7593	7877	8148	8409	8661	8907	9148	9384	9617	9848	
	10077	10305	10532	10758	10985	11212	11440	11669	11899	12130	
	360	394	407	420	433	445	457	469	481	492	
	504	515	527	538	549	561	572	583	595	607	
	7972	8271	8555	8829	9094	9353	9605	9853	10098	10341	
	10581	10820	11058	11296	11534	11773	12012	12252	12494	12737	
	250	253	257	260	263	265	268	271	273	276	
	278	280	283	285	287	289	291	294	296	298	

MAXIMA DEMANDA EN KW

LOCALIDAD: Corral Pampa		DISTRITO :HUARHACA									
DEPARTAMENTO: PIURA		PROVINCIA: HUANCABAMBA									
HORAS SERV.ALUM.PUBL. = 1800.00		KWH/ABO.RES.AÑO = 39.89 (No.USUARIOS)^^ 0.57									
		FCT.INCID.CARG.ESP.: 0.10									
ANOS	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
CARGAS ESPEC.COINCIDENTE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
DEMANDA DE SERVICIOS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
RESIDENCIAL	3.1	3.2	3.3	3.4	3.5	3.6	3.7	3.8	3.8	3.9	
COMERCIAL	4.0	4.1	4.1	4.2	4.3	4.3	4.4	4.5	4.5	4.6	
USO GENERAL	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	
INDUST.MENOR	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	
MAXIMA DEMANDA DE SERVIC.	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	
MAX.DEMANDA ALUMB.PUBLICO	3.6	3.7	3.8	3.9	4.0	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	
CARG.ESPEC.COINCID.-SERVIC	4.6	4.7	4.7	4.8	4.9	5.0	5.1	5.1	5.2	5.3	
	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	
	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
MAXIMA DEMANDA NETA	3.8	3.9	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.6	4.7	
PERDIDAS EN DISTRIBUCION	4.8	4.9	5.0	5.1	5.2	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	
	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	
	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	
TOTAL POTENCIA REQUERIDA	4.2	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5.0	5.1	5.2	
	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6.0	6.1	6.1	
INDICES											
FACTOR DE CARGA	0.215	0.216	0.217	0.218	0.219	0.221	0.222	0.223	0.224	0.225	
FACTOR DE SIMULTANEIDAD	0.226	0.227	0.229	0.230	0.231	0.232	0.233	0.234	0.235	0.237	
WATTS/ABON.RES.COINCIDENTE	0.600	0.599	0.598	0.596	0.595	0.594	0.593	0.592	0.591	0.591	
WATTS/ABON.RES.NO COINCID.	0.590	0.589	0.589	0.589	0.588	0.588	0.587	0.587	0.586	0.586	
	125.000	126.081	127.032	127.878	128.639	129.327	129.956	130.534	131.069	131.568	
	132.035	132.474	132.890	133.285	133.662	134.024	134.371	134.707	135.032	135.347	
	208.367	210.601	212.602	214.414	216.070	217.598	219.018	220.347	221.599	222.786	
	223.852	224.766	225.640	226.478	227.285	228.065	228.823	229.560	230.280	230.985	

CONSUMO DE ENERGIA DE LA LOCALIDAD (kwh)

LOCALIDAD: Rosas		DISTRITO :HUARMACA									
DEPARTAMENTO: PIURA		PROVINCIA: HUANCABAMBA									
HORAS SERV.ALUM.PUBL. = 1800.00		KWH/ABO.RES.AÑO = 26.76 (No.USUARIOS)^^ 0.58									
		FCT. INCID.CARG.ESP.: 0.10									
ANOS	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
POBLACION	264	266	269	272	274	277	280	283	285	288	
NUMERO DE FAMILIAS	291	294	297	300	303	306	309	312	315	318	
COEFICIENTE DE ELECTRIFIC.	0.800	0.812	0.822	0.831	0.839	0.846	0.852	0.858	0.863	0.868	
NUMERO DE ABOGADOS RESIDEN	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	
HORAS DE UTIL.DE SERVICIOS	56	57	58	59	60	61	61	62	63	64	
HORAS UTILIZ.CARGAS ESPEC.	2000	2011	2021	2032	2042	2053	2063	2074	2084	2095	
	2105	2116	2126	2137	2147	2158	2168	2179	2189	2200	
	1200	1216	1232	1247	1263	1279	1295	1311	1326	1342	
	1358	1374	1389	1405	1421	1437	1453	1468	1484	1500	
CONSUMO SERVICIOS											
RESIDENCIAL	11716	12175	12613	13034	13442	13838	14226	14607	14983	15355	
COMERCIAL	15724	16090	16456	16821	17186	17552	17919	18287	18657	19030	
USO GENERAL	586	609	631	652	672	692	711	730	749	768	
INDUST.MENOR	786	805	823	841	859	878	896	914	933	952	
CONSUMO DE ALUMBRADO PUBL.	586	609	631	652	672	692	711	730	749	768	
CONSUMO CARGAS ESPECIALES	786	805	823	841	859	878	896	914	933	952	
	586	609	631	652	672	692	711	730	749	768	
	786	805	823	841	859	878	896	914	933	952	
	732	740	747	754	762	770	777	785	793	801	
	809	817	825	833	842	850	859	867	876	885	
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
ENERGIA VENDIDA	14206	14741	15252	15744	16220	16684	17137	17583	18023	18459	
PERDIDAS EN DISTRIBUCION	18891	19321	19749	20177	20606	21035	21465	21897	22332	22769	
	710	737	763	787	811	834	857	879	901	923	
	945	966	987	1009	1030	1052	1073	1095	1117	1138	
TOTAL ENERGIA DISTRIBUIDA	14916	15478	16015	16531	17031	17518	17994	18463	18925	19382	
	19835	20287	20737	21186	21636	22086	22538	22992	23449	23908	
KWH/ABON.RESID./AÑO	250	254	257	260	263	266	268	271	274	276	
	279	281	283	286	288	290	292	294	297	299	

MAXIMA DEMANDA EN KW

LOCALIDAD: Rosas		DISTRITO :HUARMACA									
DEPARTAMENTO: PIURA		PROVINCIA: HUANCABAMBA									
HORAS SERV.ALUM.PUBL. = 1800.00		KWH/ABO.RES.AÑO = 26.76 (No.USUARIOS)^^ 0.58									
		FCT. INCID.CARG.ESP.: 0.10									
ANOS	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
CARGAS ESPEC.COINCIDENTE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
DEMANDA DE SERVICIOS											
RESIDENCIAL	5.9	6.1	6.2	6.4	6.6	6.7	6.9	7.0	7.2	7.3	
COMERCIAL	7.5	7.6	7.7	7.9	8.0	8.1	8.3	8.4	8.5	8.7	
USO GENERAL	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	
INDUST.MENOR	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	
MAXIMA DEMANDA DE SERVIC.	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	
	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	
	6.7	7.0	7.2	7.4	7.6	7.8	7.9	8.1	8.3	8.4	
	8.6	8.7	8.9	9.1	9.2	9.4	9.5	9.7	9.8	9.9	
MAX.DEMANDA ALUMB.PUBLICO	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	
CARG.ESPEC.COINCID.-SERVIC	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
MAXIMA DEMANDA NETA	7.1	7.4	7.6	7.8	8.0	8.2	8.4	8.5	8.7	8.9	
	9.0	9.2	9.4	9.5	9.7	9.8	10.0	10.1	10.3	10.4	
PERDIDAS EN DISTRIBUCION	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	1.0	
	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1	1.1	1.1	
TOTAL POTENCIA REQUERIDA	7.9	8.2	8.4	8.6	8.9	9.1	9.3	9.5	9.6	9.8	
	10.0	10.2	10.4	10.5	10.7	10.9	11.0	11.2	11.4	11.5	
INDICES											
FACTOR DE CARGA	0.215	0.216	0.217	0.218	0.219	0.221	0.222	0.223	0.224	0.225	
	0.226	0.227	0.229	0.230	0.231	0.232	0.233	0.234	0.235	0.237	
FACTOR DE SIMULTANEIDAD	0.566	0.564	0.562	0.560	0.559	0.558	0.557	0.556	0.555	0.554	
	0.554	0.553	0.552	0.551	0.550	0.549	0.547	0.546	0.544	0.543	
WATTS/ABON.RES.COINCIDENTE	125.000	126.115	127.098	127.974	128.762	129.478	130.133	130.736	131.295	131.817	
	132.307	132.768	133.206	133.623	134.021	134.403	134.771	135.127	135.472	135.807	
WATTS/ABON.RES.NO COINCID.	220.742	223.622	226.236	228.579	230.393	232.068	233.626	235.086	236.462	237.769	
	239.015	240.209	241.359	242.470	243.549	244.830	246.216	247.584	248.939	250.284	

CONSUMO DE ENERGIA DE LA LOCALIDAD (kWh)

LOCALIDAD: PROGRESO		DISTRITO :HUARMACA									
DEPARTAMENTO: PIURA		PROVINCIA: HUANCABAMBA									
HORAS SERV.ALUM.PUBL. = 1800.00		KWH/ABO.RES.AÑO = 83.40 (No.USUARIOS)^* 0.53									
FCT. INCID.CARG.ESP. : 0.10											
ANOS	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
POBLACION	45	46	46	47	47	48	48	49	49	50	
NUMERO DE FAMILIAS	50	51	51	52	52	53	53	54	54	55	
COEFICIENTE DE ELECTRIFIC.	0.800	0.812	0.822	0.831	0.839	0.846	0.852	0.858	0.863	0.868	
NUMERO DE ABONADOS RESIDEN	8	8	8	9	9	9	9	9	9	10	
HORAS DE UTIL.DE SERVICIOS	2000	2011	2021	2032	2042	2053	2063	2074	2084	2095	
HORAS UTILIZ.CARGAS ESPEC.	2105	2116	2126	2137	2147	2158	2168	2179	2189	2200	
	1200	1216	1232	1247	1263	1279	1295	1311	1326	1342	
	1358	1374	1389	1405	1421	1437	1453	1468	1484	1500	
CONSUMO SERVICIOS											
RESIDENCIAL	2020	2096	2169	2239	2306	2372	2436	2499	2561	2622	
COMERCIAL	2683	2743	2804	2864	2924	2984	3044	3104	3165	3226	
USO GENERAL	101	105	108	112	115	119	122	125	128	131	
INDUST.MENOR	134	137	140	143	146	149	152	155	158	161	
CONSUMO DE ALUMBRADO PUBL.	101	105	108	112	115	119	122	125	128	131	
CONSUMO CARGAS ESPECIALES	134	137	140	143	146	149	152	155	158	161	
	101	105	108	112	115	119	122	125	128	131	
	134	137	140	143	146	149	152	155	158	161	
	126	128	129	130	131	133	134	135	137	138	
	139	141	142	144	145	147	148	150	151	153	
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
ENERGIA VENDIDA	2449	2538	2623	2705	2784	2861	2936	3009	3082	3154	
PERDIDAS EN DISTRIBUCION	3225	3296	3366	3437	3507	3578	3648	3719	3790	3862	
	122	127	131	135	139	143	147	150	154	158	
	161	165	168	172	175	179	182	186	190	193	
TOTAL ENERGIA DISTRIBUIDA	2572	2665	2754	2840	2923	3004	3082	3160	3236	3312	
	3386	3461	3535	3609	3683	3757	3831	3905	3980	4055	
KWH/ABON.RESID./AÑO	250	253	256	259	262	264	267	269	271	274	
	276	278	280	282	284	286	288	290	292	294	

MAXIMA DEMANDA EN KW

LOCALIDAD: PROGRESO		DISTRITO :HUARMACA									
DEPARTAMENTO: PIURA		PROVINCIA: HUANCABAMBA									
HORAS SERV.ALUM.PUBL. = 1800.00		KWH/ABO.RES.AÑO = 83.40 (No.USUARIOS)^* 0.53									
FCT. INCID.CARG.ESP. : 0.10											
ANOS	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
CARGAS ESPEC.COINCIDENTE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
DEMANDA DE SERVICIOS											
RESIDENCIAL	1.0	1.0	1.1	1.1	1.1	1.2	1.2	1.2	1.2	1.3	
COMERCIAL	1.3	1.3	1.3	1.3	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.5	
USO GENERAL	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
INDUST.MENOR	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
MAXIMA DEMANDA DE SERVIC.	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3	1.4	1.4	1.4	1.4	
	1.5	1.5	1.5	1.5	1.6	1.6	1.6	1.6	1.7	1.7	
MAX.DEMANDA ALUMB.PUBLICO	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
CARG.ESPEC.COINCID.-SERVIC	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
MAXIMA DEMANDA NETA	1.2	1.3	1.3	1.3	1.4	1.4	1.4	1.5	1.5	1.5	
	1.5	1.6	1.6	1.6	1.6	1.7	1.7	1.7	1.7	1.8	
PERDIDAS EN DISTRIBUCION	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	
	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	
TOTAL POTENCIA REQUERIDA	1.4	1.4	1.4	1.5	1.5	1.6	1.6	1.6	1.6	1.7	
	1.7	1.7	1.8	1.8	1.8	1.8	1.9	1.9	1.9	2.0	
INDICES											
FACTOR DE CARGA	0.215	0.216	0.217	0.218	0.219	0.221	0.222	0.223	0.224	0.225	
	0.226	0.227	0.229	0.230	0.231	0.232	0.233	0.234	0.235	0.236	
FACTOR DE SIMULTANEIDAD	0.684	0.678	0.673	0.668	0.663	0.659	0.654	0.650	0.646	0.642	
	0.637	0.633	0.630	0.630	0.629	0.629	0.629	0.629	0.628	0.628	
WATTS/ABON.RES.COINCIDENTE	125.000	125.945	126.769	127.496	128.143	128.724	129.250	129.728	130.167	130.572	
	130.948	131.299	131.628	131.939	132.232	132.511	132.778	133.033	133.279	133.516	
WATTS/ABON.RES.NO COINCID.	182.813	185.707	188.378	190.870	193.215	195.441	197.569	199.617	201.599	203.528	
	205.415	207.267	208.945	209.531	210.090	210.626	211.142	211.640	212.123	212.593	

CONSUMO DE ENERGIA DE LA LOCALIDAD (kwh)

LOCALIDAD: TRIGOPAMPA		DISTRITO :HUARMACA									
DEPARTAMENTO: PIURA		PROVINCIA: HUANCABAMBA									
HORAS SERV.ALUM.PUBL. = 1800.00		KWH/ABO.RES.AÑO = 47.08 (No.USUARIOS)** 0.56									
		FCT.INCID.CARG.ESP.: 0.10									
ANOS	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
POBLACION	109	110	111	112	114	115	116	117	118	119	
NUMERO DE FAMILIAS	120	122	123	124	125	127	128	129	130	132	
COEFICIENTE DE ELECTRIFIC.	0.800	0.812	0.822	0.831	0.839	0.846	0.852	0.858	0.863	0.868	
NUMERO DE ABONADOS RESIDEN	19	20	20	21	21	22	22	22	23	23	
HORAS DE UTIL.DE SERVICIOS	23	24	24	24	25	25	25	26	26	26	
HORAS UTILIZ.CARGAS ESPEC.	2000	2011	2021	2032	2042	2053	2063	2074	2084	2095	
	2105	2116	2126	2137	2147	2158	2168	2179	2189	2200	
	1200	1216	1232	1247	1263	1279	1295	1311	1326	1342	
	1358	1374	1389	1405	1421	1437	1453	1468	1484	1500	
CONSUMO SERVICIOS											
RESIDENCIAL	4848	5036	5215	5387	5554	5716	5874	6029	6183	6334	
COMERCIAL	6485	6634	6783	6932	7081	7230	7379	7529	7680	7832	
USO GENERAL	242	252	261	269	278	286	294	301	309	317	
INDUST.MENOR	324	332	339	347	354	361	369	376	384	392	
CONSUMO DE ALUMBRADO PUBL.	242	252	261	269	278	286	294	301	309	317	
CONSUMO CARGAS ESPECIALES	324	332	339	347	354	361	369	376	384	392	
	242	252	261	269	278	286	294	301	309	317	
	303	306	309	312	315	318	322	325	328	331	
	335	338	341	345	348	352	355	359	362	366	
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
ENERGIA VENDIDA	5878	6097	6306	6507	6702	6891	7077	7259	7438	7616	
PERDIDAS EN DISTRIBUCION	7792	7968	8142	8317	8491	8666	8842	9018	9195	9373	
	294	305	315	325	335	345	354	363	372	381	
	390	398	407	416	425	433	442	451	460	469	
TOTAL ENERGIA DISTRIBUIDA	6172	6402	6622	6833	7037	7236	7430	7622	7810	7997	
	8182	8366	8549	8733	8916	9099	9284	9468	9654	9841	
KWH/ABON.RESID./AÑO	250	253	257	260	263	265	268	270	273	275	
	278	280	282	284	287	289	291	293	295	297	

MAXIMA DEMANDA EN KW

LOCALIDAD: TRIGOPAMPA		DISTRITO :HUARMACA									
DEPARTAMENTO: PIURA		PROVINCIA: HUANCABAMBA									
HORAS SERV.ALUM.PUBL. = 1800.00		KWH/ABO.RES.AÑO = 47.08 (No.USUARIOS)** 0.56									
		FCT.INCID.CARG.ESP.: 0.10									
ANOS	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
CARGAS ESPEC.COINCIDENTE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
DEMANDA DE SERVICIOS											
RESIDENCIAL	2.4	2.5	2.6	2.7	2.7	2.8	2.8	2.9	3.0	3.0	
COMERCIAL	3.1	3.1	3.2	3.2	3.3	3.4	3.4	3.5	3.5	3.6	
USO GENERAL	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	
INDUST.MENOR	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	
MAXIMA DEMANDA DE SERVIC.	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	
	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	
	2.8	2.9	3.0	3.0	3.1	3.2	3.3	3.3	3.4	3.5	
	3.5	3.6	3.7	3.7	3.8	3.9	3.9	4.0	4.0	4.1	
MAX.DEMANDA ALUMB.PUBLICO	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	
	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	
CARG.ESPEC.COINCID.-SERVIC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
MAXIMA DEMANDA NETA	3.0	3.1	3.1	3.2	3.3	3.4	3.5	3.5	3.6	3.7	
	3.7	3.8	3.9	3.9	4.0	4.0	4.1	4.2	4.2	4.3	
PERDIDAS EN DISTRIBUCION	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	
	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	
TOTAL POTENCIA REQUERIDA	3.3	3.4	3.5	3.6	3.7	3.7	3.8	3.9	4.0	4.1	
	4.1	4.2	4.3	4.3	4.4	4.5	4.5	4.6	4.7	4.8	
INDICES											
FACTOR DE CARGA	0.215	0.216	0.217	0.218	0.219	0.221	0.222	0.223	0.224	0.225	
	0.226	0.227	0.229	0.230	0.231	0.232	0.233	0.234	0.235	0.236	
FACTOR DE SIMULTANEIDAD	0.611	0.610	0.609	0.609	0.608	0.607	0.606	0.605	0.605	0.604	
	0.603	0.603	0.602	0.601	0.601	0.600	0.599	0.599	0.598	0.597	
WATTS/ABON.RES.COINCIDENTE	125.000	126.060	126.992	127.821	128.564	129.236	129.849	130.412	130.933	131.417	
	131.870	132.296	132.699	133.081	133.446	133.795	134.130	134.453	134.766	135.070	
WATTS/ABON.RES.NO COINCID.	204.510	206.568	208.402	210.055	211.560	212.942	214.220	215.412	216.530	217.586	
	218.588	219.544	220.460	221.343	222.195	223.022	223.827	224.613	225.383	226.139	

CONSUMO DE ENERGIA DE LA LOCALIDAD (kwh)

LOCALIDAD: R. CASTILLA-HUALANG.		DISTRITO :HUARMACA									
DEPARTAMENTO: PIURA		PROVINCIA: HUANCABAMBA									
HORAS SERV. ALUM. PUBL. = 1800.00		KWH/ABO. RES. AÑO = 61.34 (No. USUARIOS) ^^ 0.55									
		FCT. INCID. CARG. ESP.: 0.10									
ANOS	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
POBLACION	73	73	74	75	76	76	77	78	79	80	
NUMERO DE FAMILIAS	16	16	16	17	17	17	17	17	17	18	
COEFICIENTE DE ELECTRIFIC.	0.800	0.812	0.822	0.831	0.839	0.846	0.852	0.858	0.863	0.868	
NUMERO DE ABONADOS RESIDEN	13	13	14	14	14	14	15	15	15	15	
HORAS DE UTIL. DE SERVICIOS	2000	2011	2021	2032	2042	2053	2063	2074	2084	2095	
HORAS UTILIZ. CARGAS ESPEC.	1200	1216	1232	1247	1263	1279	1295	1311	1326	1342	
	1358	1374	1389	1405	1421	1437	1453	1468	1484	1500	
CONSUMO SERVICIOS											
RESIDENCIAL	3232	3356	3474	3588	3698	3805	3909	4012	4113	4213	
COMERCIAL	162	168	174	179	185	190	195	201	206	211	
USO GENERAL	162	168	174	179	185	190	195	201	206	211	
INDUST. MENOR	162	168	174	179	185	190	195	201	206	211	
CONSUMO DE ALUMBRADO PUBL.	202	204	206	208	210	212	214	217	219	221	
CONSUMO CARGAS ESPECIALES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
ENERGIA VENDIDA	3919	4064	4202	4334	4463	4588	4710	4830	4948	5066	
PERDIDAS EN DISTRIBUCION	5182	5297	5412	5527	5642	5757	5873	5989	6105	6222	
	196	203	210	217	223	229	235	242	247	253	
	259	265	271	276	282	288	294	299	305	311	
TOTAL ENERGIA DISTRIBUIDA	4115	4267	4412	4551	4686	4817	4945	5072	5196	5319	
	5441	5562	5683	5804	5924	6045	6166	6288	6410	6533	
KWH/ABON. RESID. /AÑO	250	253	256	259	262	265	267	270	272	275	
	277	279	281	283	286	288	290	292	294	296	

MAXIMA DEMANDA EN KW

LOCALIDAD: R. CASTILLA-HUALANG.		DISTRITO :HUARMACA									
DEPARTAMENTO: PIURA		PROVINCIA: HUANCABAMBA									
HORAS SERV. ALUM. PUBL. = 1800.00		KWH/ABO. RES. AÑO = 61.34 (No. USUARIOS) ^^ 0.55									
		FCT. INCID. CARG. ESP.: 0.10									
ANOS	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
CARGAS ESPEC. COINCIDENTE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
DEMANDA DE SERVICIOS											
RESIDENCIAL	1.6	1.7	1.7	1.8	1.8	1.9	1.9	1.9	2.0	2.0	
COMERCIAL	2.0	2.1	2.1	2.2	2.2	2.2	2.3	2.3	2.3	2.4	
USO GENERAL	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
INDUST. MENOR	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
MAXIMA DEMANDA DE SERVIC.	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
	1.9	1.9	2.0	2.0	2.1	2.1	2.2	2.2	2.3	2.3	
	2.4	2.4	2.4	2.5	2.5	2.6	2.6	2.6	2.7	2.7	
MAX. DEMANDA ALUMB. PUBLICO	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
CARG. ESPEC. COINCID. -SERVIC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
MAXIMA DEMANDA NETA	2.0	2.0	2.1	2.1	2.2	2.2	2.3	2.3	2.4	2.4	
	2.5	2.5	2.6	2.6	2.6	2.7	2.7	2.8	2.8	2.9	
PERDIDAS EN DISTRIBUCION	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	
	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	
TOTAL POTENCIA REQUERIDA	2.2	2.3	2.3	2.4	2.4	2.5	2.5	2.6	2.6	2.7	
	2.7	2.8	2.8	2.9	2.9	3.0	3.0	3.1	3.1	3.2	
INDICES											
FACTOR DE CARGA	0.215	0.216	0.217	0.218	0.219	0.221	0.222	0.223	0.224	0.225	
	0.226	0.227	0.229	0.230	0.231	0.232	0.233	0.234	0.235	0.236	
FACTOR DE SIMULTANEIDAD	0.624	0.624	0.623	0.622	0.622	0.621	0.621	0.620	0.620	0.619	
	0.619	0.618	0.618	0.617	0.617	0.617	0.616	0.616	0.615	0.615	
WATTS/ABON. RES. COINCIDENTE	125.000	126.017	126.908	127.699	128.406	129.043	129.624	130.155	130.645	131.099	
	131.523	131.921	132.296	132.651	132.988	133.311	133.620	133.918	134.205	134.484	
WATTS/ABON. RES. NO COINCID.	200.274	202.109	203.735	205.191	206.508	207.708	208.812	209.835	210.788	211.683	
	212.526	213.327	214.089	214.820	215.522	216.199	216.856	217.493	218.115	218.723	

CONSUMO DE ENERGIA DE LA LOCALIDAD (kWh)

LOCALIDAD: TUNAS		DISTRITO : HUARACA									
DEPARTAMENTO: PIURA		PROVINCIA: HUANCABAMBA									
HORAS SERV. ALUM. PUBL. = 1800.00		KWH/ABON.RES.AÑO = 54.82 (No.USUARIOS)^^ 0.56									
		FCT. INCID. CARG. ESP.: 0.10									
ANOS	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
POBLACION	87	88	89	89	90	91	92	93	94	95	
NUMERO DE FAMILIAS	96	97	98	99	100	101	102	103	104	105	
COEFICIENTE DE ELECTRIFIC.	0.800	0.812	0.822	0.831	0.839	0.846	0.852	0.858	0.863	0.868	
NUMERO DE ABONADOS RESIDEN	0.872	0.876	0.880	0.884	0.887	0.890	0.893	0.895	0.898	0.900	
HORAS DE UTIL.DE SERVICIOS	15	16	16	16	17	17	17	18	18	18	
HORAS UTILIZ.CARGAS ESPEC.	18	19	19	19	20	20	20	20	21	21	
CONSUMO SERVICIOS	2000	2011	2021	2032	2042	2053	2063	2074	2084	2095	
RESIDENCIAL	1205	1216	1232	1247	1263	1279	1295	1311	1326	1342	
COMERCIAL	1358	1374	1389	1405	1421	1437	1453	1468	1484	1500	
USO GENERAL											
INDUST.MENOR											
CONSUMO DE ALUMBRADO PUBL.											
CONSUMO CARGAS ESPECIALES											
ENERGIA VENDIDA	3838	3986	4127	4263	4394	4521	4646	4768	4889	5008	
PERDIDAS EN DISTRIBUCION	5127	5244	5361	5478	5595	5713	5830	5948	6067	6186	
TOTAL ENERGIA DISTRIBUIDA	192	199	206	213	220	226	232	238	244	250	
KWH/ABON.RESID./AÑO	256	262	268	274	280	286	292	297	303	309	
	192	199	206	213	220	226	232	238	244	250	
	256	262	268	274	280	286	292	297	303	309	
	240	242	245	247	250	252	255	257	260	262	
	265	268	270	273	276	278	281	284	287	290	
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	4654	4826	4991	5149	5302	5451	5597	5741	5882	6022	
	6161	6299	6436	6573	6711	6848	6986	7124	7263	7403	
	233	241	250	257	265	273	280	287	294	301	
	308	315	322	329	336	342	349	356	363	370	
	4886	5067	5240	5407	5567	5724	5877	6028	6176	6323	
	6469	6613	6758	6902	7046	7190	7335	7481	7627	7774	
	250	253	257	260	262	265	268	270	273	275	
	277	279	282	284	286	288	290	292	294	296	

MAXIMA DEMANDA EN KW

LOCALIDAD: TUNAS		DISTRITO : HUARACA									
DEPARTAMENTO: PIURA		PROVINCIA: HUANCABAMBA									
HORAS SERV. ALUM. PUBL. = 1800.00		KWH/ABON.RES.AÑO = 54.82 (No.USUARIOS)^^ 0.56									
		FCT. INCID. CARG. ESP.: 0.10									
ANOS	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
CARGAS ESPEC. COINCIDENTE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
DEMANDA DE SERVICIOS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
RESIDENCIAL	1.9	2.0	2.0	2.1	2.2	2.2	2.3	2.3	2.3	2.4	
COMERCIAL	2.4	2.5	2.5	2.6	2.6	2.6	2.7	2.7	2.8	2.8	
USO GENERAL	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
INDUST.MENOR	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
MAXIMA DEMANDA DE SERVIC.	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
MAX.DEMANDA ALUMB. PUBLICO	2.2	2.3	2.3	2.4	2.5	2.5	2.6	2.6	2.7	2.7	
CARG.ESPEC.COINCID.-SERVIC	2.8	2.9	2.9	2.9	3.0	3.0	3.1	3.1	3.2	3.2	
	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
MAXIMA DEMANDA NETA	2.3	2.4	2.5	2.6	2.6	2.7	2.7	2.8	2.8	2.9	
PERDIDAS EN DISTRIBUCION	2.9	3.0	3.0	3.1	3.1	3.2	3.2	3.3	3.3	3.4	
TOTAL POTENCIA REQUERIDA	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	
	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	
	2.6	2.7	2.8	2.8	2.9	3.0	3.0	3.1	3.1	3.2	
	3.3	3.3	3.4	3.4	3.5	3.5	3.6	3.6	3.7	3.8	
INDICES											
FACTOR DE CARGA	0.215	0.216	0.217	0.218	0.219	0.221	0.222	0.223	0.224	0.225	
FACTOR DE SIMULTANEIDAD	0.226	0.227	0.229	0.230	0.231	0.232	0.233	0.234	0.235	0.236	
WATTS/ABON.RES.COINCIDENTE	0.619	0.619	0.618	0.617	0.617	0.616	0.615	0.615	0.614	0.614	
WATTS/ABON.RES.NO COINCID.	0.613	0.612	0.612	0.611	0.611	0.610	0.610	0.609	0.609	0.608	
	125.000	126.037	126.948	127.756	128.479	129.133	129.729	130.275	130.779	131.247	
	131.685	132.096	132.484	132.851	133.201	133.536	133.858	134.167	134.467	134.757	
	201.842	203.765	205.474	207.008	208.399	209.671	210.844	211.933	212.951	213.909	
	214.815	215.676	216.499	217.289	218.050	218.786	219.501	220.196	220.876	221.541	

**PROYECCION DE DEMANDA DE LAS LOCALIDADES DEL
PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO DE HUARMACA (kW)**

Localidad	Distrito	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
HUARMACA	HUARMACA	90,4	94,5	98,5	102,4	106,4	110,3	114,2	118,1	122,0	126,0	130,0	134,1	138,2	142,4	146,7	151,0	155,4	160,0	164,6	169,2
La Playa	HUARMACA	2,1	2,1	2,2	2,2	2,3	2,3	2,4	2,4	2,5	2,5	2,6	2,6	2,7	2,7	2,8	2,8	2,8	2,9	2,9	3,0
Toiinges	HUARMACA	8,7	9,0	9,3	9,5	9,8	10,0	10,2	10,4	10,6	10,9	11,0	11,2	11,4	11,6	11,8	12,0	12,2	12,4	12,6	12,7
Corral Pampa	HUARMACA	4,2	4,4	4,5	4,6	4,7	4,8	4,9	5,1	5,2	5,2	5,3	5,4	5,5	5,6	5,7	5,8	5,9	6,0	6,1	6,2
Rosas	HUARMACA	7,9	8,2	8,4	8,6	8,9	9,1	9,3	9,5	9,6	9,8	10,0	10,2	10,4	10,5	10,7	10,9	11,0	11,2	11,4	11,5
PROGRESO	HUARMACA	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6	1,6	1,7	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	1,9	1,9	2,0
TRIGOPAMPA	HUARMACA	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	3,7	3,8	3,9	4,0	4,1	4,1	4,2	4,3	4,3	4,4	4,5	4,6	4,6	4,7	4,8
R.CASTILLA-HUA	HUARMACA	2,2	2,3	2,3	2,4	2,4	2,5	2,6	2,6	2,7	2,7	2,7	2,8	2,8	2,9	2,9	3,0	3,0	3,1	3,1	3,2
TUNAS	HUARMACA	2,6	2,7	2,8	2,8	2,9	3,0	3,0	3,1	3,2	3,2	3,3	3,3	3,4	3,4	3,5	3,5	3,6	3,7	3,7	3,8
Total (kW)		119,7	124,9	129,8	134,7	139,5	144,3	149,1	153,8	158,6	163,4	168,2	173,1	178,0	183,0	188,1	193,3	198,5	203,9	209,3	214,8

**PROYECCION DE CONSUMO DE ENERGIA DE LAS LOCALIDADES DEL
PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO DE HUARMACA (kWh)**

Localidad	Distrito	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
HUARMACA	HUARMACA	187016	196 430	205 755	215 046	224 350	233 703	243 138	252 683	262 362	272 197	282 207	292 410	302 822	313 460	324 338	335 470	346 870	358 552	370529	382 814
La Playa	HUARMACA	3 858	4 000	4 135	4 266	4 392	4 515	4 635	4 753	4 869	4 984	5 098	5 212	5 325	5 438	5 551	5 664	5 777	5 891	6 005	6 120
Toingas	HUARMACA	16 459	17 080	17 672	18 243	18 795	19 332	19 859	20 376	20 886	21 391	21 892	22 391	22 888	23 384	23 881	24 378	24 878	25 379	25 883	26 391
Corral Pampa	HUARMACA	7 972	8 271	8 555	8 829	9 094	9 353	9 605	9 853	10 098	10 341	10 581	10 820	11 058	11 296	11 534	11 773	12 012	12 252	12 494	12 737
Rosas	HUARMACA	14 916	15 478	16 015	16 531	17 031	17 518	17 994	18 463	18 925	19 382	19 835	20 287	20 737	21 186	21 636	22 086	22 538	22 992	23 449	23 908
PROGRESO	HUARMACA	2 572	2 665	2 754	2 840	2 923	3 004	3 082	3 160	3 236	3 312	3 386	3 461	3 535	3 609	3 683	3 757	3 831	3 905	3 980	4 055
TRIGOPAMPA	HUARMACA	6 172	6 402	6 622	6 833	7 037	7 236	7 430	7 622	7 810	7 997	8 182	8 366	8 549	8 733	8 916	9 099	9 284	9 468	9 654	9 841
R.CASTILLA-HUA	HUARMACA	4 115	4 267	4 412	4 551	4 686	4 817	4 945	5 072	5 196	5 319	5 441	5 562	5 683	5 804	5 924	6 045	6 166	6 288	6 410	6 533
TUNAS	HUARMACA	4 886	5 067	5 240	5 407	5 567	5 724	5 877	6 028	6 176	6 323	6 469	6 613	6 758	6 902	7 046	7 190	7 335	7 481	7 627	7 774
Total (kWh)		251 465	263 461	275 273	286 978	298 641	310 313	322 037	333 852	345 790	357 880	370 147	382 614	395 302	408 233	421 423	434 891	448 655	462 730	477 132	491 878

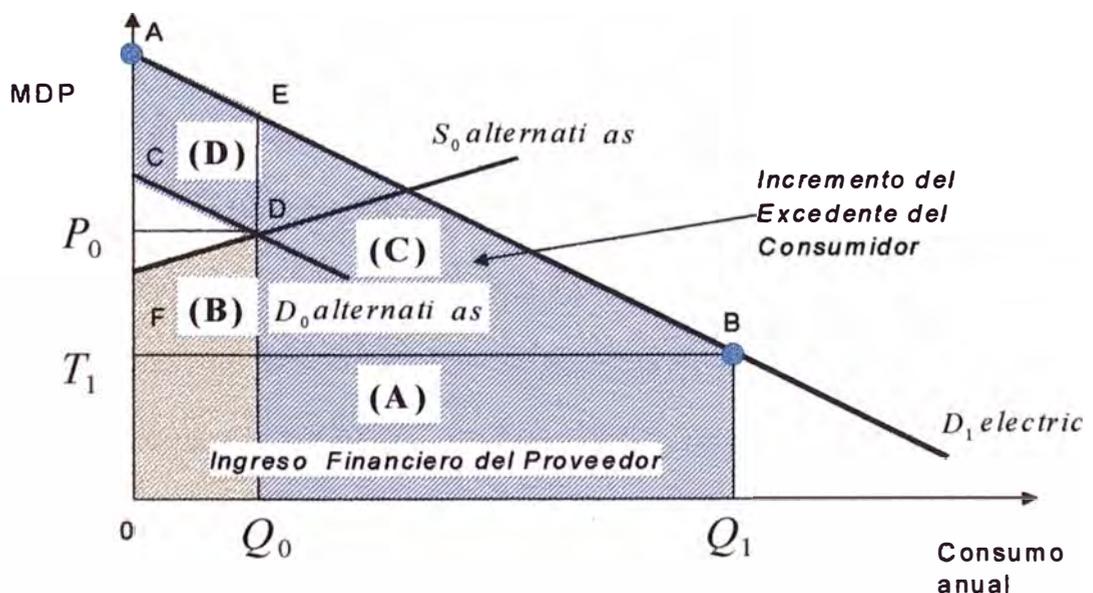
APÉNDICE B

METODOLOGÍA PARA LA ESTIMACIÓN DE LOS BENEFICIOS ECONÓMICOS

1.- Metodología general

Según Jenkins (Diciembre de 1998), los beneficios sociales directos del proyecto de electrificación están determinados por el incremento del bienestar total del consumidor, representado por la suma del beneficio privado (A) y el excedente del consumidor (C + D); más el ahorro de las fuentes alternativas de energía (B). Una definición similar es encontrada en Brugman (Marzo de 1995).

Beneficios económicos totales de la electrificación rural



Como se aprecia, Los beneficios sociales están representados por TODA EL ÁREA bajo la curva de demanda de electricidad.

1.1 El excedente del consumidor

El concepto del excedente del consumidor engloba un conjunto de importantes beneficios que los consumidores perciben con la electricidad. Esencialmente, el excedente del consumidor es la diferencia entre el precio que la persona realmente paga (20 cUS\$/KWh, por ejemplo) y el monto que la persona habría tenido la voluntad de pagar.

Generalmente, la persona da mayor valor a las primeras unidades de electricidad (normalmente usadas para iluminación) y valores menores a las unidades incrementales (ver curva de demanda de electricidad). Dado que los precios de la electricidad son fijos, hay una transferencia de valor a los consumidores por lo que ellos no están pagando. Esto representa valor económico real, y es incluido en el análisis económico de la electrificación.

En el documento de Jenkins (Diciembre de 1998) se describe la máxima disposición a pagar o MDP como el costo de la energía alternativa disponible para el consumidor. Para un agricultor rural, el costo del combustible diesel de una bomba de agua podría ser un estimado de su MDP. Para el uso residencial rural, la MDP puede ser estimada sobre la base del costo de las velas y/o el kerosene.

Sin embargo, la MDP es mayor que el costo de la energía alternativa, en la medida que la electricidad ofrece un mayor nivel de confiabilidad y continuidad para el consumidor. (Ver gráfico).

2.- Metodología de NRECA¹

De acuerdo con NRECA (Mayo 1999), los beneficios económicos constituyen un punto de referencia para cuantificar, en términos monetarios, qué beneficio representa para el país un proyecto de electrificación rural.

Para calcular los beneficios económicos se consideran las cuatro categorías siguientes de demanda: (a) iluminación, (b) información (radio y televisión), (c) refrigeración, y (d) todos los demás usos.

Los beneficios económicos de la iluminación pueden ser calculados a partir de la metodología del Banco Mundial. La estimación realizada en el Perú por NRECA da como resultado un beneficio económico promedio de US\$ 10,05 al mes (US\$ 120,6 al año) por conexión a nivel país.

Los beneficios económicos en radio y televisión se estimaron con base en la “voluntad de pago” de los usuarios cuando usan una fuente de energía alternativa. En las visitas de campo, NRECA encontró que los habitantes rurales del Perú gastan en promedio US\$ 5,40 al mes (US\$ 64,80 al año) en baterías para radio y carga de baterías para televisión.

Los beneficios económicos de refrigeración fueron estimados en base a la “voluntad de pago” de los usuarios rurales cuando utilizan el kerosene como alternativa a los sistemas eléctricos convencionales. Durante la visita de campo realizada por NRECA, el beneficio promedio por usuario, a nivel país, fue de US\$ 9,17 al mes (US\$ 110,04 al año). Este promedio toma en cuenta el hecho de que en la sierra no se encontró ninguna vivienda con cuenta el hecho de que en la sierra no se

1. NRECA International, Ltd.-SETA. “Estrategia Integral de Electrificación Rural”. Lima, Perú 1999.

encontró ninguna vivienda con refrigeración, en la selva se encontró que el 50% de viviendas tenían refrigeración y en la costa se encontró que otro 50% lo tenían.

Los beneficios económicos del¹ consumo de KWh adicionales a la iluminación, radio y televisión y refrigeración, se valoran a la tarifa vigente del usuario final en el sistema de distribución.

La siguiente tabla muestra los resultados obtenidos por NRECA en la estimación de los beneficios económicos sobre la base de trabajos de campo en áreas rurales del Perú.

**Beneficios económicos de la electricidad en áreas rurales del Perú
(En US\$ por año)**

Región	Iluminación	Radio y Televisión	Refrigeración	Por KWh adicional
Sierra	120,5	60,50	0,00	Tarifa final
Selva	154,8	58,00	138,84	Tarifa final
Costa	97,6	89,40	231,12	Tarifa final
País	132,4	64,80	110,04	

Fuente: NRECA (1999).

El beneficio por encima de la iluminación, y radio más televisión, se aplica a todos aquellos sistemas que produzcan energía suficiente como para operar un refrigerador, tales como las extensiones de línea, la minicentrales hidroeléctricas y, cuando operan las 24 horas, los sistemas a base de diesel.

En cada caso el beneficio económico o “voluntad de pago” es mayor (o por lo menos igual) que el gasto en que incurre el usuario en las fuentes alternativas. Este

gasto mensual puede ser determinado a través de encuestas sobre el uso de fuentes alternativas de energía.

A continuación, se muestra la tabla del consumo indicativo de electricidad en áreas rurales en kWh por mes. En dicha tabla se presenta los años de servicio de tales usuarios.

**Consumo indicativo de electricidad en áreas rurales del Perú
(En kWh por mes)**

Región	Iluminación	Radio y Televisión	Refrigeración	KWh Adicionales	Total	Años
Sierra	7,3	5,4	0,00	23,4	36,0	8,6
Selva	9,2	5,4	13,5	20,2	48,2	4,0
Costa	8,8	5,4	22,5	58,5	95,2	10,8
País	8,4	5,4	10,7	34,3	58,8	n.d.

Fuente: NRECA (1999).

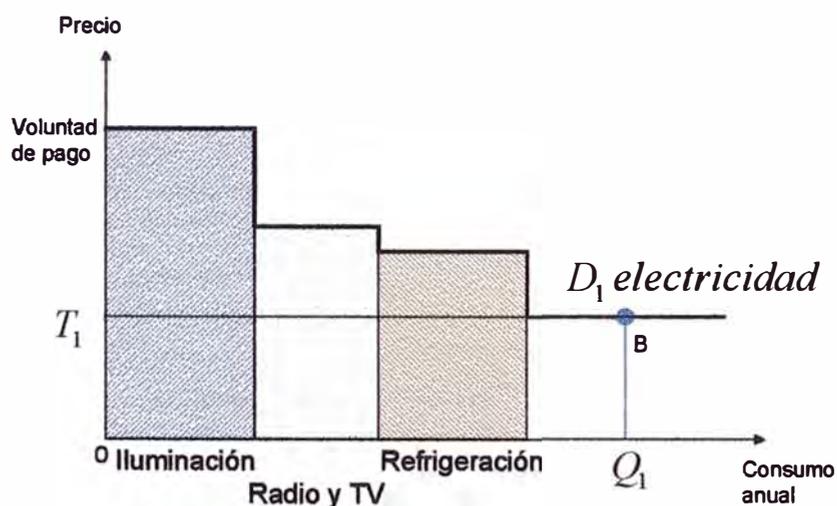
**Valoración del kWh según voluntad de pago
(En US\$/kWh)**

Región	Iluminación	Radio y Televisión	Refrigeración	KWh Adicionales
Sierra	1,38	0,93	0,00	0,179
Selva	1,40	0,89	0,86	0,179
Costa	0,92	1,38	0,86	0,179
País	1,31	1,00	0,86	0,179

Fuente: NRECA (1999).

Según la metodología de NRECA, la “voluntad de pago” por los servicios de iluminación, información (radio y televisión), refrigeración y otros usos es estimada a través de encuestas de campo. La curva aproximada de demanda de electricidad es la siguiente:

Curva de demanda aproximada de electricidad: Método NRECA



En general:

“La voluntad de pago por el servicio de electricidad es mayor o igual que el gasto en fuentes alternativas de energía”.

“La voluntad de pago por el servicio de electricidad es mayor o igual que la tarifa de electricidad”.

3.- Otros beneficios sociales no valorables

Otros beneficios sociales (no valorables en términos monetarios) atribuibles al proyecto pueden ser mayor cohesión social, seguridad nacional, protección del medio ambiente, mejoramiento de la condición social de la mujer, mejoramiento del nivel de salarios, defensa e integridad territorial al promover el desarrollo de zonas de frontera, entre otros.

APÉNDICE C

RESUMEN DE INVERSIONES REALIZADAS EN EL PROYECTO DE MICROCENTRAL HIDROELECTRICA

MICROCENTRAL HIDROELECTRICA

Tipo Cambio 29/02/00 (Fech.Liquidación) BCR		3,453
A) COSTOS DE INVERSION (En US\$)		
1. Intangibles		
2. Inversión en Activos Fijos: Obras Civiles		
Materiales importados (CIF Callao)	314 075	
Aranceles	37 689	
Materiales locales	73 284	
Mano de obra	78 519	
Transporte	19 891	523 458
3. Inversión en Activos Fijos: Equip.electromecánico		
Materiales importados (CIF Callao)	155 447	
Aranceles	18 654	
Materiales locales	36 271	
Mano de obra	38 862	
Transporte	9 845	259 078

LINEAS PRIMARIAS Y REDES PRIMARIAS

Tipo Cambio 30/06/00 (Fech.Liquidación) BCR		3,49
A) COSTOS DE INVERSION (En US\$)		
1. Intangibles		
2. Inversión en Activos Fijos: Líneas primarias		
Materiales importados (CIF Callao)	65 881	
Aranceles	7 906	
Materiales locales	15 372	
Mano de obra	16 470	
Transporte	4 172	109 802
3. Inversión en Activos Fijos: Redes primarias		
Materiales importados (CIF Callao)	36 194	
Aranceles	4 343	
Materiales locales	8 445	
Mano de obra	9 048	
Transporte	2 292	60 323

REDES SECUNDARIAS

Tipo Cambio 30/06/00 (Fech.Liquidación) BCR		3,49
A) COSTOS DE INVERSION (En US\$)		
1. Intangibles		
2. Inversión en Activos Fijos: Redes secundarias		
Materiales importados (CIF Callao)	31 899	
Aranceles	3 828	
Materiales locales	7 443	
Mano de obra	7 975	
Transporte	2 020	53 165

PROYECTO TOTAL	1 005 826
-----------------------	------------------

PROYECTO MICROCENTRAL HIDROELECTRICA

A) COSTOS DE INVERSION (En US\$)	
1. Intangibles	
2. Inversión en Activos Fijos: Obras Civiles	
Materiales importados (CIF Callao)	603 496
Aranceles	72 419
Materiales locales	140 816
Mano de obra	150 874
Transporte	38 221
	1 005 826

Indicador de Inversión por conexión:

Inversión en Obras civiles (US\$):	523 458	
Inversión en Equip.electromecánico (US\$):	259 078	
Inversión total (US\$)	782 536	
Potencia instalada::	150	(kW)
Usuarios finales	616	(abonados)
Inversión por usuario beneficiado	1 270,35	(US\$/Abonado)
Inversión en Obras civiles:	3 489,7	(US\$/kW)
Inversión en Equip.electromecánico:	1 727,2	(US\$/kW)
Inversión total:	5 216,9	(US\$/kW)

LINEAS PRIMARIAS Y REDES PRIMARIAS

Indicador de Inversión por conexión:

Inversión en Líneas Primarias (US\$):	109 802	
Inversión en Redes Primarias (US\$):	60 323	
Inversión total (US\$)	170 125	
Usuarios	616	
Inversión en Líneas Primarias:	178,3	(US\$/Abonado)
Inversión en Redes Primarias:	97,9	(US\$/Abonado)
Inversión total:	276,2	(US\$/Abonado)

REDES SECUNDARIAS

Indicador de Inversión por conexión:

Inversión en Redes Secundarias (US\$):	53 165	
Inversión total (US\$)	53 165	
Usuarios	189	
Inversión en Redes Secundarias:	281,3	(US\$/Abonado)
Inversión total:	281,3	(US\$/Abonado)

Inversión por usuario final =>	1 827,8	(US\$/Abonado)
--------------------------------	----------------	-----------------------

APÉNDICE D

DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO METODO DE LA UNIVERSIDAD DE TWENTY - HOLANDA

DATOS DEL MODULO FOTOVOLTAICO A UTILIZAR

MODULO FOTOVOLTAICO - TIPO		
MARCA	SOLAREX	53 Watts
CONTROLADOR	MORNINGST	6 Amperios
BATERIA	AMERICAN	105 Amp-hora

DISEÑO DEL SISTEMA

Selección de paneles.

Irradiación kWh/m2/día	5	(1)
Demanda de energía kWh/día	0,833	
Eficiencia del panel %	10%	
Eficiencia de la batería %	80%	
Potencia unit. Panel Wp/m2	100	
Tamaño del panel (Wp)	208,25	
Número de paneles	4	

Selección de baterías

Días de autonomía	4
Rendimiento de la batería %	80%
Descarga de batería %	50%
Consumo de elect. kWh/día	0,833
Tamaño de la batería (kWh)	8,33
Capacidad de batería - Ah	694,17
Voltage - Volts	12
Número de baterías	7

Costo del sistema (2)

Descripción	Unidades	Precio (US\$)	Parcial
Panel solar con soporte	4	235,63	942,52
Baterías	7	46,25	323,75
Controlador de carga	1	68,54	68,54
Luminaria con lampara	3	18,07	54,21
Interruptor de un polo	3	0,56	1,68
Caja de conexiones	1	24,69	24,69
Instalación de un módulo	1	144,12	144,12
Sub . Total (3)			1 559,51
IGV (18%)			280,71
TOTAL			1 840,22

(1) Los datos de radiación en la zona del proyecto han sido obtenidos de la CARTA DE RADIACIÓN SOLAR NACIONAL.

(2) Los precios de equipos son los que utiliza la Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas.

(3) El monto no incluye el IGV.

APÉNDICE E

ACTUAL PLIEGO TARIFARIO APLICADO A CLIENTES FINALES

Sistema : AISLADO_B4

PRECIOS EN BARRA EQUIVALENTE MT

PP	POTENCIA EN HORAS DE PUNTA	S./kW-mes	22,93
PEPP	ENERGÍA EN HORAS DE PUNTA	ctm.S./kWh	20,74
PEFP	ENERGÍA EN HORAS FUERA DE PUNTA	ctm.S./kWh	20,74

SECTOR TÍPICO:

4

CÓDIGO DE EMPRESA:

AISLADO
AISLADO4

PLIEGO TARIFARIO 01 DE MAYO DE 2001

Sistema : AISLADO_B4

EMPRESA :

AISLADO

SECTOR :

4

BAJA TENSIÓN		UNIDAD	TARIFA Sin IGV
TARIFA BT5:	TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E		
	Cargo Fijo Mensual	S./cliente	2,07
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	62,55

APÉNDICE F

MODELO DE TARIFAS DE ELECTRICIDAD PARA PEQUEÑOS APROVECHAMIENTOS HIDROELÉCTRICOS

1.- Metodología general

El cálculo de la tarifa de electricidad de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos comprende los siguientes pasos:

- Determina el VNR de las instalaciones ejecutadas.
- Estimar las proyecciones de consumo de energía y de demanda de potencia, a un horizonte de 20 años, considerando los datos recopilados por la empresa encargada de su gestión comercial.
- Cálculo el valor actual neto de la energía generado en el horizonte de evaluación del proyecto.
- Cálculo el valor futuro anualizado del valor actual de la energía encontrado en el paso anterior.
- Determinar el precio de la energía como el cociente del VNR de la empresa entre el valor futuro anualizado de la energía a distribuir anualmente durante los años del horizonte de evaluación.
- Ajustar la tarifa a periodos de 4 años, según como evolucione el consumo y la demanda.

APÉNDICE F

DESARROLLO DEL PLIEGO TARIFARIO
PROYECTO : CENTRAL HIDROELECTRICA DE HUARMACA

CUADRO RESUMEN DE COSTO MEDIO DE GENERACIÓN

Item	Descripción	Unidad	Central Hidroeléctrica Huarmaca
1	Información general		
1,1	Región geográfica		
1,2	Altitud estimada	msnm	2 000
1,3	Horas diarias de servicio eléctrico	h	24,00
2	Información del Sistema		
2,1	Maxima Demanda (Cargas) (Valor proyectado)	kW	120
2,2	Factor de carga del diagrama de carga	%	30%
2,3	Tipo de Generación	Grupos EME 100 kVA/1200 rpm DB 45/150/6/TS	
2,4	Numero de unidades	Unid	2
2,5	Capacidad unitaria ISO	kW	75
2,6	Capacidad efectiva 2x75 kW	kW	150
3	Características de operación de los grupos		
3,1	Horas de operación anuales		
	Generador N°01 - 75 kW	h	8 424
	Generador N°02 - 75 kW	h	8 424
3,2	Factor de utilización de los grupos		
	Primera Unidad	%	96%
	Segunda Unidad	%	96%
4	Costo de Generación		
	Costo Fijos		
	Inversiones		
	Central Hidroeléctrica	US\$	782 535,91
	Subestación eléctrica	US\$	0,00
	Personal de operación y gestión	US\$ - año	9 130
	Inversiones Específicas		
	Central Hidroeléctrica	US\$/kW	5 216,91
	Subestación eléctrica	US\$/kW	0,00
	Personal de operación y gestión	US\$/kW - año	60,87
	Tasa de actualización	%	12,00
	Periodo o vida útil	años	20,00
	Costos fijos anuales		
	Central Hidroeléctrica	US\$/kW-año	698,43
	Subestación eléctrica	US\$/kW-año	0,00
	Personal de operación y gestión	US\$/kW-año	60,87
	Total costo fijo anual sin MRT	US\$/kW-año	759,30
	Margen de reserva teórico MRT	%	10%
	Total costo fijo anual con MRT	US\$/kW-año	835,23
6	Costo medio de generación		
6,1	Energía producida por la central		
6.1.1	Valor actual neto de la energía generada en el horizonte de evaluación	kWh	2 418 551,05
6.1.2	Valor futuro anualizado del valor presente neto de la energía producida por la central en el horizonte de evaluación	kWh - año	323 792,66
6,2	Costo medio de generación sin MRT	US\$ cents./kWh	
6.2.1	Costo fijo de inversión	US\$ cents./kWh	32,36
6.2.2	Costo fijo de personal de operación y gestión	US\$ cents./kWh	2,820
	Costo medio de la energía sin MRT	US\$ cents./kWh	35,175

APÉNDICE G

**DETERMINACION DEL COSTO UNITARIO DE BIENES DE ACTIVO FIJO
OBRA: MINICENTRAL HIDROELECTRICA DE HUARMACA**

ITEM	DESCRIPCION	UNID.	CANT.	P.U. \$/.	COSTO DIRECTO					GASTOS OPERATIVOS	TOTAL COSTO HISTORICO	AJUSTE AL 29-02-2000	MONTO TOTAL AJUSTADO AL 29-02-2000	COSTO UNITARIO BIEN ACTIVO FIJO
					MATERIAL	G.GRLES Y UTILIDAD	REAJUSTE	GASTOS DE SUPERVISION Y OTROS	TOTAL					
1.00	TRABAJOS PRELIMINARES													
1.01	Movilización y desmovilización de equipos	Est	1.00	10 800,00	10 800,00	3 743,84	485,07	1 318,43	16 347,14	360,11	16 707,26	876,03	17 583,29	17 583,29
1.02	Campamentos (incl. equipamiento)	m2	500,00	149,44	74 720,00	25 900,43	3 355,99	9 121,58	113 098,00	2 491,48	115 589,48	8 060,82	121 650,28	243,30
1.02	Desbroce y limpieza	Ha	1,60	5 048,17	8 073,87	2 798,87	362,63	985,63	12 220,81	269,21	12 490,02	654,90	13 144,93	8 215,58
1.03	Mejoramiento del camino peatonal desde casa de máquinas a obras de toma	m	0,00	3,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,215,58
	SUB TOTAL (1.01 + ... + 1.02)				93 593,87	32 442,75	4 203,69	11 425,84	141 665,95	3 120,79	144 786,74	7 591,75	152 378,49	
	CARRETERA DE ACCESO													
2.00	A CASA DE MAQUINAS													
2.01	Excavación en suelo tipo I	m3	4 254,15	1,97	8 380,68	2 905,02	376,41	1 023,09	12 685,19	279,44	12 964,64	679,79	13 644,43	3,21
2.02	Excavación en suelo tipo II	m3	1 130,25	4,51	5 097,43	1 768,84	228,95	622,28	7 715,59	169,97	7 885,56	413,47	8 299,03	7,34
2.03	Eliminación de material excavado Inc.carga y descarga (dist.hasta 1km)	m3	3 765,00	2,82	9 864,30	3 419,29	443,05	1 204,20	14 930,84	328,91	15 259,76	800,13	16 059,89	4,27
2.04	Cuneta sin revestir	m	1 550,00	1,00	1 550,00	537,28	69,62	189,22	2 346,12	51,68	2 397,80	125,73	2 523,53	1,63
2.05	Releño para conformación de terraplén (con material propio)	m3	889,40	2,91	2 508,15	895,40	90,10	244,90	3 038,56	66,89	3 105,45	162,73	3 268,18	4,74
	SUB TOTAL (2.01 + ... + 2.05)				26 898,56	9 323,93	1 208,13	3 283,69	40 714,31	896,90	41 611,21	2 181,64	43 793,06	
3.00	DE CASA DE MAQUINAS A BOCATOMA													
3.01	Excavación en suelo tipo I	m3	3 568,50	1,97	7 029,95	2 436,81	315,74	858,19	10 640,70	234,41	10 875,10	570,23	11 445,33	3,21
3.02	Excavación en suelo tipo II	m3	819,85	4,51	2 795,52	969,02	125,58	341,27	4 231,37	93,21	4 324,58	226,78	4 551,34	7,34
3.03	Releño para conformación de terraplén (con material propio)	m3	1 040,30	2,91	3 027,27	1 049,35	135,97	389,56	4 582,15	100,94	4 683,10	245,55	4 928,65	4,74
	SUB TOTAL (3.01 + ... + 3.03)				12 852,74	4 455,19	577,27	1 589,02	19 454,22	428,56	19 882,78	1 042,53	20 925,32	
4.00	REHABILITACION DE CARRETERA DE ACCESO A CASA DE MAQUINAS													
4.01	Releño para conformación de terraplén (con material propio)	m3	2 128,00	2,91	6 192,48	2 146,52	278,13	755,96	9 373,09	206,48	9 579,57	502,30	10 081,86	4,74
	SUB TOTAL 4.00				6 192,48	2 146,52	278,13	755,96	9 373,09	206,48	9 579,57	502,30	10 081,86	
	OBRAS DE CAPTACION Y DESARENADOR													
5.00	CAPTACION TIPO ALPINA													
5.01	Excavación en manual en suelo Tipo I (con presencia de agua)	m3	350,00	15,22	5 327,00	1 648,52	239,26	650,30	8 063,08	177,62	8 240,70	432,09	8 672,79	24,78
5.02	Excavación manual en suelo Tipo I	m3	62,00	11,78	729,12	252,74	32,75	89,01	1 103,81	24,31	1 127,93	59,14	1 187,07	19,15
5.03	Releño compactado con material seleccionado	m3	42,00	28,61	1 117,62	387,40	50,20	136,44	1 691,66	37,27	1 728,92	90,65	1 819,58	43,32
5.04	Escalera de gato con fierro de 1"	kg	70,00	2,44	170,80	59,20	7,67	20,85	259,53	5,70	264,22	13,85	278,08	3,97
5.05	Suministro y colocación de escotilla metálica 0.60x0.0(inc.sist.lizaje)	u	1,00	120,00	120,00	41,60	5,39	14,65	181,63	4,00	185,64	9,73	195,37	195,37
5.06	Suministro, transporte y colocación de gaviones	m3	25,00	114,21	2 855,25	989,72	128,24	348,56	4 321,78	95,21	4 418,98	231,60	4 650,58	185,84
5.07	Sum., transp., fabric. y montaje de compuerta plana 0.60x0.60	u	2,00	1 450,00	2 900,00	1 005,24	130,25	354,02	4 389,51	96,70	4 486,21	235,23	4 721,44	2 360,72
5.08	Desvío de río	u	1,00	1 820,00	1 820,00	561,55	72,78	197,76	2 452,07	54,02	2 506,09	131,40	2 637,49	2 637,49

APÉNDICE G

DETERMINACION DEL COSTO UNITARIO DE BIENES DE ACTIVO FIJO
OBRA: MINICENTRAL HIDROELECTRICA DE HUARMACA

ITEM	DESCRIPCION	UNID.	CANT.	P.U. \$/.	COSTO DIRECTO					GASTOS OPERATIVOS	TOTAL COSTO HISTORICO	AJUSTE AL 29-02-2000	MONTO TOTAL AJUSTADO AL 28-02-2000	COSTO UNITARIO BIEN ACTIVO FIJO
					MATERIAL	G.GRLES Y UTILIDAD	REAJUSTE	GASTOS DE SUPERVISION Y OTROS	TOTAL					
5.09	Concreto fc=100kg/cm2-relleno	m3	12,00	321,85	3 862,20	1 338,77	173,47	471,49	5 845,92	128,78	5 974,70	313,28	6 287,98	524,00
5.10	Reja de captación 1.3x5.0 (toma tirolesa)	u	1,00	9 747,25	9 747,25	3 378,72	437,79	1 189,91	14 753,67	325,01	15 078,69	790,64	15 869,32	15 669,32
5.11	Enrocado asenado en concreto en zona de toma (Emed=0.50m)	m2	255,00	154,08	39 290,40	13 619,36	1 784,70	4 796,45	59 470,90	1 310,10	60 781,00	3 186,99	63 967,99	250,85
5.12	Concreto fc=210kg/cm2 en zona de toma	m3	170,00	343,58	58 405,20	20 245,18	2 823,22	7 129,92	88 403,53	1 947,46	90 350,99	4 737,47	95 088,45	559,34
5.13	Concreto fc=100kg/cm2-solado, e= 0.10m en zona de toma	m2	244,00	32,20	7 858,80	2 723,43	352,88	959,13	11 892,24	281,98	12 154,22	637,29	12 791,51	52,42
5.14	Encofrado plano en zona de toma	m2	250,00	20,31	5 077,50	1 780,03	228,05	619,85	7 685,43	169,30	7 854,73	411,66	8 266,59	33,07
5.15	Encofrado curvo en zona de toma	m2	15,00	24,15	362,25	125,57	16,27	44,22	549,31	12,08	560,39	29,38	589,77	39,32
5.16	Acero de refuerzo Fy=4200kg/cm2 en zona de toma	kg	5 300,00	1,72	9 116,00	3 159,91	409,44	1 112,85	13 798,20	303,96	14 102,16	739,43	14 841,80	2,80
5.17	Junta Water Stop 0.6" en zona de toma	m	15,00	28,27	424,05	146,99	19,05	51,77	641,85	14,14	655,99	34,40	690,39	46,03
5.18	Sellado de juntas con lgas Negro o similar en zona de toma	m	15,00	13,57	203,55	70,58	9,14	24,85	308,10	6,79	314,89	16,51	331,40	22,09
5.19	Barandas metálicas de FoGo de 1 1/2" en zona de toma	m	15,00	46,60	699,00	242,30	31,40	85,33	1 058,02	23,31	1 081,33	56,70	1 138,03	75,87
	SUB TOTAL (5.01 + ... + 5.19)				149 883,99	51 954,77	6 731,92	18 297,36	226 869,04	4 997,73	231 865,76	12 157,65	244 023,42	
6.00	SARDINEL INVERTIDO PARA PROTECCION EN ENROCADO Y RESANE CAPTACION													
6.01	Excavación manual en suelo Tipo I con presencia de agua	m3	12,00	15,22	182,64	63,31	8,20	22,30	276,45	6,09	282,54	14,81	297,35	24,78
6.02	Relleno compactado con material seleccionado	m3	8,00	26,61	156,68	55,34	7,17	19,49	241,67	5,32	246,99	12,95	259,94	43,32
6.03	Concreto fc=175kg/cm2	m3	6,00	269,91	1 619,46	581,38	72,74	197,70	2 451,25	54,00	2 505,25	131,36	2 636,61	439,44
6.04	Encofrado plano	m2	24,00	20,31	487,44	166,96	21,89	59,51	737,80	16,25	754,05	39,54	793,59	33,07
6.05	Adhesivo epoxico para adherir concreto de segunda fase	m2	29,50	28,19	831,61	288,26	37,35	101,52	1 258,74	27,73	1 286,47	67,45	1 353,92	45,90
6.06	Enlucido sobrecimiento con cemento-arena	m2	29,50	10,94	322,73	111,87	14,50	39,40	484,49	10,76	495,25	26,18	521,43	17,81
	SUB TOTAL (6.01 + ... + 6.06)				3 603,54	1 249,10	161,85	439,91	5 454,40	120,16	5 574,55	292,30	5 866,85	
7.00	DESARENADOR Y CAMARA DE CARGA													
7.01	Excavación manual en suelo Tipo I con presencia de agua	m3	225,00	15,22	3 424,50	1 187,05	153,81	418,05	5 183,41	114,19	5 297,59	277,77	5 575,37	24,78
7.02	Excavación manual en suelo Tipo I	m3	40,00	11,78	470,40	163,06	21,13	57,42	712,01	15,69	727,69	36,16	763,85	19,15
7.03	Relleno compactado con material seleccionado	m3	48,00	26,61	1 277,28	442,75	57,37	155,93	1 933,32	42,59	1 975,91	103,60	2 079,52	43,32
7.04	Barandas metálicas de FoGo de 1 1/2" en zona de toma	m	14,00	46,60	652,40	226,14	29,30	79,84	967,49	21,75	1 009,24	52,92	1 062,16	75,87
7.05	Escalera de gato con fierro de 1"	kg	20,00	2,44	48,80	16,92	2,19	5,96	73,86	1,63	75,49	3,96	79,45	3,97
7.06	Sumin., transp., y coloc.de ángulo de acero 2"x2"x1/8"	m	10,00	1,113	11,13	38,58	5,00	13,59	166,47	3,71	172,18	9,03	181,21	18,12
7.07	Sumin., transp., fabric y montaje de compuerta plana 0.60x0.60 (incl.sist.lizaje)	u	1,00	1 450,00	1 450,00	502,82	65,13	177,01	2 184,78	48,35	2 243,10	117,61	2 360,72	2 360,72
7.08	Reja fina 2.00x2.70	u	1,32	4 561,17	6 020,74	2 088,99	270,42	734,99	9 113,14	200,76	9 313,89	488,36	9 802,26	7 425,95
7.09	Concreto fc=210kg/cm2 en zona de toma	m3	85,00	343,58	29 304,30	7 740,81	1 003,00	2 728,15	33 801,35	744,82	34 546,17	1 811,38	36 357,55	559,34
7.10	Concreto fc=100kg/cm2-solado, e= 0.10m en zona de toma	m2	50,00	32,20	1 610,00	558,08	72,31	198,54	2 438,93	53,88	2 492,82	130,59	2 623,41	52,42
7.11	Encofrado plano en zona de toma	m2	185,00	20,31	3 757,35	1 302,42	168,76	458,69	5 687,22	125,28	5 812,50	304,77	6 117,27	33,07
7.12	Encofrado curvo en zona de toma	m2	10,00	24,15	241,50	83,71	10,85	29,48	365,54	8,05	373,59	19,59	393,18	39,32
7.13	Acero de refuerzo Fy=4200kg/cm2 en zona de toma	kg	3 200,00	1,72	5 504,00	1 907,87	247,21	671,91	8 330,99	183,53	8 514,51	448,45	8 962,96	2,80
7.14	Suministro, transporte y montaje	gb	1,00	3 500,00	3 500,00	1 213,22	157,20	427,27	5 297,69	118,70	5 416,39	283,90	5 699,29	5 699,29
	SUB TOTAL (7.01 + ... + 7.14)				50 399,87	17 470,20	2 283,68	8 152,63	78 286,18	1 680,53	79 966,69	4 088,11	84 054,79	
	CONDUCCION													
8.00	TUBERIA DE CONDUCCION													
8.01	Excavación manual en suelo Tipo I	m3	5 055,45	11,78	59 452,08	20 808,07	2 670,24	7 257,72	89 988,13	1 982,37	91 970,50	4 822,38	96 792,88	19,15

APÉNDICE G

DETERMINACION DEL COSTO UNITARIO DE BIENES DE ACTIVO FIJO
OBRA: MINICENTRAL HIDROELECTRICA DE HUARMACA

ITEM	DESCRIPCION	UNID.	CANT.	P.U. S/.	COSTO DIRECTO					GASTOS OPERATIVOS	TOTAL COSTO HISTORICO	AJUSTE AL 29-02-2000	MONTO TOTAL AJUSTADO AL 29-02-2000	COSTO UNITARIO BIEN ACTIVO FIJO
					MATERIAL	G.GRLES Y UTILIDAD	REAJUSTE	GASTOS DE SUPERVISION Y OTROS	TOTAL					
8.02	Relleno compactado con material propio	m3	950.00	10.72	10 184.00	3 530.11	457.41	1 243.23	15 414.75	339.57	15 754.32	826.08	18 580.39	17.45
8.03	Releño compactado con material propio seleccionado	m3	810.00	26.61	21 554.10	7 471.37	968.08	2 631.26	32 624.81	718.70	33 343.51	1 748.33	35 091.84	43.32
8.04	Excavación en roca fija	m3	884.68	15.19	13 438.29	4 658.18	803.57	1 840.50	20 340.52	448.09	20 788.61	1 090.03	21 878.64	24.73
8.05	Suministro, transporte y colocación de gaviones	m3	70.00	114.21	7 994.70	2 771.23	359.08	975.97	12 100.97	286.58	12 387.55	648.48	13 036.03	185.94
8.06	Suministro, fabric., transporte Boquilla de entrada	kg	365.00	14.11	5 150.15	1 785.21	231.31	828.71	7 795.39	171.73	7 967.12	417.75	8 384.87	22.97
8.07	Montaje de boquilla de entrada	kg	365.00	1.20	438.00	151.83	19.87	53.47	662.97	14.80	677.77	35.53	713.10	1.95
8.08	Juntas de dilatación en tubería SCH-40 al exterior	u	3.00	798.00	2 388.00	827.76	107.26	291.52	3 614.53	79.83	3 694.16	193.70	3 887.86	1 295.95
8.09	Refino, nivelación y conformación de fondo e=0.20m	m	1 478.22	5.23	7 731.09	2 679.85	347.24	943.79	11 701.97	257.79	11 959.75	627.10	12 586.85	8.51
8.10	Sum., transp. e inst. Tubería PVC-SAP clase 5 unión flexible Dint=336.6mm	m	1 370.85	56.78	77 836.88	26 880.84	3 485.98	9 502.08	117 815.78	2 595.39	120 411.15	8 313.64	128 724.79	92.44
8.11	Concreto fc=175kg/cm2	m3	30.04	269.91	8 108.10	2 810.54	364.17	989.81	12 272.61	270.36	12 542.97	657.86	13 200.85	439.44
8.12	Encofrado plano	m2	121.09	20.31	2 459.34	852.49	110.48	300.23	3 722.51	82.00	3 804.52	199.49	4 004.00	33.07
8.13	Acero de refuerzo Fy=4200kg/cm2 en zona de toma	kg	578.44	1.72	991.48	343.88	44.53	121.04	1 500.72	33.08	1 533.78	80.42	1 614.21	2.80
8.14	Prueba hidrostática para tubería	m	1 785.00	1.00	1 785.00	618.74	80.17	217.91	2 701.82	59.52	2 761.34	144.79	2 906.13	1.63
8.15	Sumin., transp. tubería de acero negro sin costura SCH-40 Dint=336.6mm	kg	26 009.60	5.55	144 353.28	50 037.64	8 483.51	17 822.19	218 496.62	4 813.31	223 309.93	11 709.04	235 018.97	9.04
8.16	Montaje tubería de acero negro sin costura SCH-40 Dint=336.6mm	kg	21 816.42	0.47	10 159.72	3 521.70	456.32	1 240.27	15 377.99	336.77	15 714.76	824.09	16 540.85	0.77
8.17	Sum. colocación de válvula purga 4" FoGo (Inc. caja de concreto y tubería)	u	2.00	2 276.49	4 552.98	1 578.21	204.49	555.81	6 901.50	151.81	7 053.32	369.31	7 422.62	3 706.31
8.18	Sum., transp., y coloc. accesorios (codos) p. tubería PVC clase 5, Dint=337.6	u	55.00	733.36	40 334.80	13 981.36	1 811.80	4 923.94	61 051.73	1 344.92	62 396.65	3 271.71	65 668.36	1 193.97
8.19	Ápoya perfiles de acero tubería exterior	kg	2 130.00	2.50	5 325.00	1 845.82	238.17	650.08	8 060.05	177.56	8 237.61	431.93	8 669.54	4.07
8.20	Mortero concreto arena 1:5 nivelación o platina de apoyo de anclaje	m3	2.00	369.15	738.30	269.78	34.98	95.01	1 178.05	25.95	1 204.01	63.13	1 267.14	633.57
8.21	Sum., transp., y coloc. accesorios (uniones) p. tubería PVC clase 5, Dint=337.6	u	8.00	733.36	5 866.88	2 033.68	283.51	716.21	8 880.25	195.63	9 075.88	475.88	9 551.76	1 193.97
8.22	Encofrado asentado en concreto en zona de toma (Emed=0.50m)	m2	59.50	154.08	9 167.78	3 177.85	411.78	1 119.17	13 876.54	305.89	14 182.23	743.63	14 925.86	250.85
8.23	Montaje codo de acero	kg	4 393.18	1.20	5 271.83	1 827.39	238.78	643.57	7 979.56	175.78	8 155.35	427.62	8 582.96	1.95
	SUB TOTAL (8.01 + ... + 8.23)				445 321.74	154 363.31	20 001.26	54 363.46	674 049.77	14 848.79	688 898.56	36 121.72	725 020.28	
9.00	CHIMENEA DE EQUILIBRIO													
9.01	Excavación manual en suelo Tipo I	m3	81.80	11.76	959.62	332.63	43.10	117.15	1 452.50	32.00	1 484.50	77.64	1 562.33	19.15
9.02	Releño compactado con material propio seleccionado	m3	48.50	26.61	1 290.59	447.36	57.97	157.55	1 953.46	43.03	1 996.49	104.68	2 101.18	43.32
9.03	Acero de refuerzo Fy=4200kg/cm2 en zona de toma	kg	400.00	1.69	676.00	234.32	30.38	82.52	1 023.21	22.54	1 045.75	54.83	1 100.58	2.75
9.04	Concreto fc=175kg/cm2 - bloques y sillas de anclaje	m3	15.00	301.68	4 525.20	1 569.58	203.25	552.42	6 848.45	150.89	7 000.34	367.08	7 367.40	491.16
9.05	Encofrado plano de bloques y sillas	m2	17.00	21.46	364.82	126.46	16.39	44.54	552.20	12.16	564.36	29.59	593.96	34.94
9.06	Sum., transp. e inst. Tubería unión flexible PVC-SAP D=500mm, clase 5	m	42.50	314.69	13 374.33	4 635.99	600.70	1 632.70	20 243.70	445.95	20 689.66	1 084.84	21 774.50	512.34
9.07	Suministro, transporte y colocación de "T" de PVC	u	1.00	2 504.78	2 504.78	868.24	112.50	305.78	3 791.30	83.52	3 874.81	203.17	4 077.99	4 077.99
9.08	Suministro, transporte y colocación de marco metálico+mallado de alambre	u	1.00	20.00	20.01	6.94	0.80	2.44	30.29	0.67	30.95	1.62	32.58	32.58
	SUB TOTAL (9.01 + ... + 9.08)				23 715.34	8 220.52	1 065.15	2 895.09	35 896.11	790.76	36 686.87	1 923.64	38 610.51	
10.00	CONDUCTO FORZADO													
10.01	Releño compactado con material propio seleccionado	m3	2.00	26.61	53.22	18.45	2.39	6.50	80.56	1.77	82.33	4.32	86.65	43.32
10.02	Excavación en roca fija	m3	80.00	15.19	1 215.20	421.23	54.58	148.35	1 839.36	40.52	1 879.88	98.57	1 978.45	24.73
10.03	Acero de refuerzo Fy=4200kg/cm2 en zona de toma	kg	1 500.00	1.69	2 535.00	878.72	113.86	309.46	3 837.04	84.53	3 921.56	205.62	4 127.19	2.75
10.04	Concreto fc=175kg/cm2	m3	37.00	301.68	11 182.16	3 869.18	501.34	1 362.84	16 895.32	372.19	17 267.51	905.40	18 172.91	491.16
10.05	Suministro, transporte y colocación de plancha apoyo e=1/4"	m3	275.00	3.71	1 020.25	353.65	45.82	124.55	1 544.28	34.02	1 578.29	82.78	1 661.05	6.04
10.06	Excavación manual en talud de conducto forzado	m3	795.00	15.95	12 680.25	4 395.40	589.52	1 547.96	19 193.13	422.81	19 615.94	1 028.54	20 644.49	25.97
10.07	Canaleta de drenaje	m	270.00	55.25	14 917.50	5 170.90	670.01	1 821.08	22 579.49	497.41	23 076.90	1 210.01	24 286.91	89.95
10.08	Encofrado y desencofrado bloques y sillas	m2	39.00	21.46	836.94	290.11	37.59	1021.17	1 266.81	27.91	1 294.72	67.89	1 362.61	34.94
10.09	Escala paralela conducto forzado (concreto fc=175kg/cm2)	m	270.00	70.35	18 994.50	6 584.12	853.12	2 318.79	28 750.54	633.35	29 383.89	1 540.72	30 924.60	114.54

APÉNDICE G

DETERMINACION DEL COSTO UNITARIO DE BIENES DE ACTIVO FIJO
OBRA: MINICENTRAL HIDROELECTRICA DE HUARMACA

ITEM	DESCRIPCION	UNID.	CANT.	P.U. S/.	COSTO DIRECTO					GASTOS OPERATIVOS	TOTAL COSTO HISTORICO	AJUSTE AL 29-02-2000	MONTO TOTAL AJUSTADO AL 29-02-2000	COSTO UNITARIO BIEN ACTIVO FIJO
					MATERIAL	G.GRLES Y UTILIDAD	REAJUSTE	GASTOS DE SUPERVISION Y OTROS	TOTAL					
10.10	Sum., trasp. tubería acero negro sin costura tipo shedule 40 Dint=254mm	kg	15 528,29	3,84	59 828,83	20 669,27	2 878,17	7 279,27	90 255,34	1 988,26	92 243,60	4 838,70	97 080,30	6,25
10.11	Montaje tubería de acero negro sin costura SCH-40 Dint=254.5mm	kg	15 528,29	0,47	7 298,30	2 529,83	327,80	890,95	11 048,88	243,35	11 290,23	591,99	11 882,22	0,77
10.12	Suministro y transporte de codos de acero	kg	433,00	14,11	6 109,83	2 117,80	274,41	745,84	9 247,88	203,72	9 451,40	495,58	9 946,98	22,97
10.13	Montaje de codos de acero	kg	433,00	1,20	519,60	180,11	23,34	83,43	788,48	17,33	803,90	42,15	845,95	1,95
10.14	Junta de dilatación	u	3,00	798,00	2 389,00	827,78	107,28	291,52	3 814,53	79,83	3 894,16	193,70	3 897,86	1 295,95
10.15	Concreto fc=100kg/cm2, relleno	m2	15,00	321,85	4 827,75	1 673,48	218,83	589,38	7 307,40	160,98	7 468,38	391,60	7 859,97	524,00
10.16	Sum.,trasp.y montaje de válvula de compuerta bridad(incl.2 bridas p.acople)	u	1,00	4 878,22	4 878,22	1 820,93	210,03	570,86	7 078,04	155,92	7 233,98	379,31	7 613,27	7 613,27
10.17	Suministro, transporte y colocación de zuncho anclaje	u	4,00	103,50	414,00	143,51	18,59	50,54	626,84	13,80	640,44	33,58	674,03	168,51
10.18	Control de calidad para soldadura de tubería de acero (liquido penetrante)	m	115,00	3,50	402,50	139,52	18,08	49,14	609,23	13,42	622,65	32,65	655,30	5,70
10.19	Excavación en roca fija en talud de tubería forzada	m3	15,00	14,04	210,60	73,00	9,48	25,71	318,77	7,02	325,79	17,08	342,87	22,86
10.20	Prueba hidrostática para tubería	m	278,00	1,00	278,00	95,87	12,40	33,69	417,78	9,20	426,98	22,39	449,35	1,63
10.21	Sum.,trasp.unión de acero brida campana pieza Nº01	kg	65,00	15,95	1 038,75	359,37	48,58	128,56	1 566,25	34,57	1 603,82	84,09	1 687,91	25,97
10.22	Montaje unión de acero PVC brida campana pieza Nº 01	kg	65,00	1,10	71,50	24,78	3,21	8,73	108,22	2,38	110,81	5,90	116,41	1,79
10.23	Suministro, transporte de pantalón distribución pza.Nº 59	kg	20,00	16,43	328,60	113,90	14,78	40,11	497,38	10,98	508,33	26,65	534,99	26,75
10.24	Montaje de pantalón distribución pza.Nº 59	kg	20,00	1,06	21,20	7,35	0,95	2,59	32,09	0,71	32,80	1,72	34,52	1,73
10.25	Sum.,trasp.tubería de acero estructura A-38 (pantalón distribución)	kg	105,00	8,83	717,15	248,59	32,21	87,55	1 085,50	23,91	1 109,41	58,17	1 167,58	11,12
10.26	Montaje de acero estructura A-38 (pantalón distribución)	kg	105,00	0,45	47,25	16,38	2,12	5,77	71,52	1,58	73,09	3,83	76,93	0,73
10.27	Suministro y montaje Niple y válvula Bole 1/2"	u	1,00	75,83	75,83	28,29	3,41	9,28	114,78	2,53	117,31	6,15	123,48	123,48
10.28	Suministro y montaje Niple + Tapon D=1/2"	u	1,00	10,80	10,80	3,74	0,49	1,32	16,35	0,38	16,71	0,88	17,58	17,58
10.29	Sum.,fabric.,y montaje de tapa estriada e=3/16" p.caja de válvula 10"	kg	65,00	4,38	284,70	98,89	12,79	34,76	430,93	9,49	440,42	23,09	463,51	7,13
10.30	Baranda de seguridad cl.tubería FoGo 1 1/2"	m	92,81	33,03	3 058,91	1 080,32	137,39	373,42	4 630,04	102,00	4 732,03	248,12	4 980,15	53,78
	SUB TOTAL (10.01 + ... + 10.30)				155 818,94	54 012,02	6 998,48	19 021,88	235 851,32	5 195,82	241 048,94	12 839,06	253 888,00	
11.00	CODO DEFLEXION HORIZONTAL													
11.01	Excavación en roca fija	m3	4,08	15,19	61,89	21,49	2,78	7,57	93,83	2,07	95,89	5,03	100,92	24,74
11.02	Acero de refuerzo Fy=4200kg/cm2 en zona de toma	kg	136,71	1,89	231,04	80,09	10,38	28,20	349,71	7,70	357,41	18,74	376,15	2,75
11.03	Concreto fc=175kg/cm2	m3	8,12	301,88	1 848,28	639,98	82,82	225,39	2 794,58	81,58	2 876,14	149,78	3 005,90	491,16
11.04	Encofrado y desencofrado de bloques y sillas	m2	13,28	21,48	284,58	98,84	12,78	34,74	430,72	9,49	440,20	23,08	463,29	34,94
11.05	Montaje de codos de acero	kg	180,87	1,20	217,04	75,23	9,75	28,50	329,52	7,24	336,76	17,61	354,37	1,95
11.06	Junta de dilatación	u	1,00	798,00	798,00	275,92	35,75	97,17	1 204,84	28,54	1 233,39	84,57	1 295,95	1 295,95
	SUB TOTAL (11.01 + ... + 11.06)				3 436,91	1 191,35	154,37	419,57	5 202,19	114,60	5 316,79	278,78	5 595,58	
12.00	TRAMOS LATERALES EN ESCALERA DE ACCESO													
12.01	Excavación en roca fija	m3	4,60	15,19	69,87	24,22	3,14	8,53	105,78	2,33	108,09	5,67	113,76	24,73
12.02	Excavación manual en suelo Tipo I con presencia de agua	m3	10,30	15,22	156,77	54,34	7,04	19,14	237,28	5,23	242,51	12,72	255,23	24,78
12.03	Concreto fc=175kg/cm2	m3	16,10	301,88	4 857,05	1 683,68	218,15	582,93	7 351,75	181,95	7 533,70	393,97	7 907,67	491,16
12.04	Encofrado plano	m2	80,00	20,31	1 218,60	422,41	54,73	148,78	1 844,50	40,83	1 885,14	98,85	1 983,98	33,07
	SUB TOTAL (12.01 + ... + 12.04)				8 302,29	2 184,58	283,06	769,38	9 539,30	210,14	9 749,44	511,20	10 260,64	
	CASA DE MAQUINAS													
13.00	CASA DE MAQUINAS													
13.01	Excavación en suelo Tipo I	m3	480,00	1,97	945,60	327,78	42,47	115,44	1 431,28	31,53	1 462,81	76,70	1 539,51	3,21

APÉNDICE G

DETERMINACION DEL COSTO UNITARIO DE BIENES DE ACTIVO FIJO
OBRA: MINICENTRAL HIDROELECTRICA DE HUARMACA

ITEM	DESCRIPCION	UNID.	CANT.	P.U. S/.	COSTO DIRECTO					GASTOS OPERATIVOS	TOTAL COSTO HISTORICO	AJUSTE AL 29-02-2000	MONTO TOTAL AJUSTADO AL 29-02-2000	COSTO UNITARIO BIEN ACTIVO FIJO
					MATERIAL	G.GRLES Y UTILIDAD	REAJUSTE	GASTOS DE SUPERVISION Y OTROS	TOTAL					
13.02	Excavación manual en suelo Tipo I	m3	119,32	11,78	1 403,20	486,40	83,02	171,30	2 123,92	48,79	2 170,71	113,82	2 284,53	19,15
13.03	Releño compactado material propio seleccionado	m3	118,30	26,61	3 147,96	1 091,19	141,39	384,29	4 764,83	104,97	4 869,80	255,34	5 125,14	43,32
13.04	Encofrado asentado en concreto (Emed=0,50m)	m2	3,00	201,68	605,04	209,73	27,17	73,86	915,80	20,17	935,96	49,08	985,05	328,35
13.05	Concreto fc=210kg/cm2	m3	50,00	287,61	14 390,50	4 984,76	845,89	1 755,53	21 766,67	479,50	22 246,18	1 166,46	23 412,63	466,25
13.06	Concreto fc=100kg/cm2-solado, e=0,1m	m2	180,00	36,49	6 568,20	2 278,78	295,01	801,82	9 947,79	219,01	10 160,80	532,77	10 693,57	59,41
13.07	Concreto Ciclopeo fc=175kg/cm2+30%PG	m3	75,00	284,71	19 853,25	6 881,80	891,69	2 423,02	30 050,38	681,99	30 712,35	1 610,37	32 322,72	430,97
13.08	Encofrado plano	m2	315,00	20,31	6 397,65	2 217,84	287,35	781,00	9 683,84	213,32	9 898,98	518,94	10 415,90	33,07
13.09	Acero de refuerzo Fy=4200kg/cm2	kg	3 300,00	1,69	5 577,00	1 933,17	250,49	680,82	8 441,48	185,98	8 627,44	452,37	9 079,81	2,75
13.10	Sellado de juntas con lgas negro o similar	m	30,00	13,57	407,10	141,11	18,28	49,70	616,20	13,57	629,77	33,02	662,79	22,09
13.11	Barandas metálicas FoGo 1 1/2"	m	30,00	46,60	1 398,00	484,59	62,79	170,66	2 116,05	46,61	2 162,66	113,40	2 276,06	75,87
13.12	Escalera de gato	kg	25,00	2,44	61,00	21,14	2,74	7,45	92,33	2,03	94,37	4,95	99,31	3,97
13.13	Concreto fc=175kg/cm2	m3	47,89	287,61	13 773,84	4 774,40	618,63	1 681,44	20 648,12	459,27	21 307,39	1 117,23	22 424,62	468,25
13.14	Adhesivo epóxico para pegar concreto de segunda fase	m2	15,00	28,19	422,85	148,57	18,99	51,62	640,04	14,10	654,14	34,30	688,43	45,90
13.15	Sum., transp. y colocación de plancha estriada (incluye platinas de apoyo, etc.)	kg	360,00	4,18	1 504,80	521,61	67,59	183,70	2 277,70	50,18	2 327,88	1 220,6	2 448,48	6,81
13.16	Sum., transp. y colocación de tubería PVC-SAP D=2"(Drenaje muro contención)	m	8,00	6,95	55,60	19,27	2,50	6,79	84,16	1,85	86,01	4,51	90,52	11,32
13.17	Sum., transp. y colocación relleno Grava 2" (drenaje)	m3	8,00	229,62	1 836,96	636,75	82,51	224,25	2 780,47	61,25	2 841,72	149,00	2 990,72	373,84
13.18	Cemento comido 1:10+30% P.G.	m3	14,00	249,33	3 490,62	1 209,96	158,78	426,12	5 285,49	116,39	5 399,88	283,14	5 683,02	405,93
13.19	Sobrecimiento 1:8 + 25% P.M.	m3	2,50	303,85	759,63	263,31	34,12	92,73	1 149,79	25,33	1 175,12	61,62	1 236,73	494,69
13.20	Encofrado/desencofrado sobrecimientos	m2	20,00	18,19	363,80	128,11	16,34	44,41	550,68	12,13	562,79	29,51	592,30	29,61
13.21	Sum., transp. y colocación de inodoro tanque bajo (inc. accesorios)	u	1,00	162,27	162,27	56,25	7,29	19,81	245,62	5,41	251,03	13,16	264,19	264,19
13.22	Sum., transp. y colocación de lavatorio 20"x16" (inc. accesorios)	u	2,00	121,21	242,42	84,03	10,89	29,59	386,93	8,08	395,02	19,68	414,70	207,35
13.23	Salida de desagüe en tubería PVC	pto	3,00	45,49	136,47	47,31	6,13	16,66	206,56	4,55	211,11	11,07	222,18	74,06
13.24	Sum. instalación de tubería PVC-SAL 4"	m	15,00	9,26	139,20	48,25	6,25	16,99	210,70	4,84	215,54	11,29	226,83	15,11
13.25	Sum. instalación de registro de bronce 4"	u	1,00	17,12	17,12	5,93	0,77	2,09	25,91	0,57	26,48	1,39	27,87	27,87
13.26	Salida de agua fría	pto	3,00	41,65	124,95	43,31	5,61	15,25	189,13	4,17	193,29	10,14	203,43	67,81
13.27	Sum. y colocación de tubería PVC-clase 10-1/2"	m	8,00	4,72	37,78	13,09	1,70	4,61	57,15	1,26	58,41	3,06	61,48	7,68
13.28	Sum., transp. y coloc. Válvula reductora de presión 2 1/2"	u	1,00	1 801,58	1 801,58	624,49	80,92	219,93	2 726,92	60,07	2 786,99	148,13	2 935,12	2 935,12
13.29	Sum., transp. y coloc. Válvula estándar 2 1/2"	u	1,00	439,48	439,48	152,34	19,74	53,65	665,21	14,85	679,86	35,65	715,51	715,51
13.30	Sum., transp. y coloc. Válvula estándar 1/2"	u	1,00	57,15	57,15	19,81	2,57	6,96	86,50	1,91	88,41	4,84	93,04	93,04
13.31	Acabado de piso de cemento coloreado y pulido	m2	75,00	24,11	1 808,25	628,60	81,22	220,75	2 737,01	60,29	2 797,31	148,67	2 945,98	39,25
13.32	Sum. y coloc. de malla (1/2" malla mosquetero 11/2")	m2	15,00	55,83	834,45	289,25	37,48	101,87	1 263,04	27,82	1 290,87	67,69	1 358,55	90,57
13.33	Cobert. de techo (fibraforte e=1.8mm U duratecho standard y climatizado)	m2	141,00	32,08	4 523,28	1 567,92	203,16	552,19	6 646,55	150,82	6 797,37	368,90	7 366,27	52,23
13.34	Cobert. de pared inclin. (fibraforte e=1.8mm U duratecho standard y climatizado)	m2	110,00	26,85	2 953,50	1 023,78	132,65	360,55	4 470,49	96,48	4 566,97	239,57	4 806,54	43,71
13.35	Cobert. de pared simple (fibraforte e=1.8mm U duratecho standard y climatizado)	m2	50,00	24,90	1 245,00	431,56	55,92	151,99	1 884,46	41,51	1 925,98	100,99	2 026,96	40,54
13.36	Suministro y montaje de superestructura metálica	plb	1,00	15 307,25	15 307,25	5 306,00	687,51	1 888,66	23 189,42	510,40	23 699,83	1 241,63	24 941,46	24 941,46
13.37	Sum., transporte y colocación de tubería de acero 2 1/2"	m	10,00	70,08	700,80	242,92	31,48	85,55	1 060,75	23,37	1 084,12	56,84	1 140,96	114,10
13.38	Pta. plancha corrugada doble hoja 1.5x2.8 (incl. carr. y acabados)	m2	7,00	151,20	1 058,40	368,88	47,54	129,21	1 604,02	35,29	1 639,31	85,85	1 725,16	246,17
13.39	Ptas. de madera machihembradas de 1/2" espesor	m2	9,45	59,40	561,33	184,58	25,21	68,53	840,84	18,72	859,56	45,53	905,09	96,71
13.40	Ventanas	m2	5,70	43,20	246,24	85,35	11,08	30,06	372,71	8,21	380,93	19,97	400,90	70,33
13.41	Junta de tecnopor	m	30,00	9,96	299,40	103,78	13,45	36,55	453,18	9,98	463,16	24,29	487,45	16,25
13.42	Cobert. de pared doble (fibraforte e=1.8mm U duratecho standard y climatizado)	m2	35,00	47,72	1 670,20	578,95	75,02	203,89	2 528,06	55,89	2 583,95	135,48	2 719,42	77,69
13.43	Refine, nivelación y conformación de fondo e=0,2m	m	12,50	58,78	734,75	248,02	31,88	88,84	1 074,29	23,67	1 097,96	57,57	1 155,53	92,44
13.44	Cobert. techo traslucida (fibraforte e=1.8mm U duratecho standard y climatizado)	m2	30,00	24,82	744,60	258,10	33,44	90,90	1 127,04	24,83	1 151,87	60,40	1 212,27	40,41
13.45	Concreto tipo Sikagroup o similar	m3	0,60	4 784,20	2 870,52	995,02	128,93	350,42	4 344,89	95,71	4 440,60	232,84	4 673,44	7 789,07
13.46	Erlucido sobrecimiento con cemento-arena	m2	20,00	10,94	218,80	75,84	9,83	28,71	331,18	7,30	338,48	17,75	356,22	17,81
13.47	Sum. y transporte de tubería de acero negro sin costura SCH-40 Dint=336.6mm	kg	150,00	5,55	832,50	288,57	37,39	101,63	1 260,09	27,78	1 287,85	67,53	1 355,38	9,04
13.48	Montaje de tubería de acero negro sin costura SCH-40 Dint=336.6mm	kg	150,00	0,47	70,50	24,44	3,17	8,61	106,71	2,35	109,06	5,72	114,78	0,77
13.49	Sum., fabric., transp. y montaje unión brida campana de acero PVC	kg	75,00	17,14	1 285,50	445,60	57,74	158,93	1 947,76	42,86	1 990,63	104,27	2 094,90	27,91
13.50	Sum. y coloc. escotilla metálica 0.7x0.7 (plcha. estriada e=3/16", incl. accesorios)	u	1,00	150,00	150,00	51,99	6,74	19,31	227,04	5,00	232,05	12,17	244,21	244,21

APÉNDICE G

**DETERMINACION DEL COSTO UNITARIO DE BIENES DE ACTIVO FIJO
OBRA: MINICENTRAL HIDROELECTRICA DE HUARMACA**

ITEM	DESCRIPCION	UNID.	CANT.	P.U. S/.	COSTO DIRECTO					GASTOS OPERATIVOS	TOTAL COSTO HISTORICO	AJUSTE AL 29-02-2000	MONTO TOTAL AJUSTADO AL 29-02-2000	COSTO UNITARIO BIEN ACTIVO FIJO
					MATERIAL	G.GRLES Y UTILIDAD	REAJUSTE	GASTOS DE SUPERVISION Y OTROS	TOTAL					
13.51	Suministro y colocación cumbreira tipo fibraforte o similar	m	20,00	83,20	1 284,00	438,14	56,77	154,31	1 913,22	42,15	1 955,37	102,53	2 057,90	102,89
	SUB TOTAL (13.01 + ... + 13.51)				125 465,07	43 480,38	5 635,18	15 318,36	189 906,97	4 163,50	194 090,48	10 178,94	204 269,42	
14,00	SUB DREN EN CASA DE MAQUINAS													
14.01	Conformación en sub dren	m	42,00	115,98	4 871,18	1 688,51	218,78	584,88	7 373,11	182,42	7 555,53	395,12	7 930,65	188,82
14.02	Excavación en suelo Tipo I	m3	157,00	11,76	1 846,32	640,00	82,93	225,39	2 794,63	81,56	2 876,20	149,78	3 025,98	19,15
	SUB TOTAL (14.01 + ... + 14.02)				6 717,48	2 328,50	301,71	810,27	10 187,74	263,98	10 451,73	544,90	10 996,63	
15,00	CONEXION A TRAFIO													
15.01	Cambio de conexión al transformador	m	1,00	7 178,15	7 178,15	2 487,49	322,31	878,04	10 865,99	239,28	11 105,28	582,08	11 687,36	11 683,38
	SUB TOTAL 15.00				7 178,15	2 487,49	322,31	878,04	10 865,99	239,28	11 105,28	582,08	11 687,36	
16,00	EQUIPAMIENTO ELECTROMECHANICO													
16.01	Montaje - Equipamiento en general	gib	1,00	54 707,95	54 832,03	19 008,60	2 482,74	6 893,72	82 995,08	1 828,32	84 823,40	4 447,63	89 271,03	89 069,03
	SUB TOTAL 16.00				54 832,03	19 008,60	2 482,74	6 893,72	82 995,08	1 828,32	84 823,40	4 447,63	89 271,03	
	TOTAL				1 172 210,79	408 327,21	52 648,88	143 099,78	1 774 288,64	39 088,18	1 813 376,82	95 082,43	1 908 459,25	
17,00	MATERIAL SUMINISTRADO POR LA DEP/DEM													
	Turbina-Generador completo, incluye accesorios de control (*)	gib	1,00	778 534,81	778 534,81	0,00	0,00	0,00	778 534,81	17 106,48	795 641,29	0,00	795 641,29	793 641,27
	TOTAL GENERAL				1 948 745,80	408 327,21	52 648,88	143 099,78	2 550 823,45	56 194,66	2 607 018,11	95 082,43	2 702 100,54	

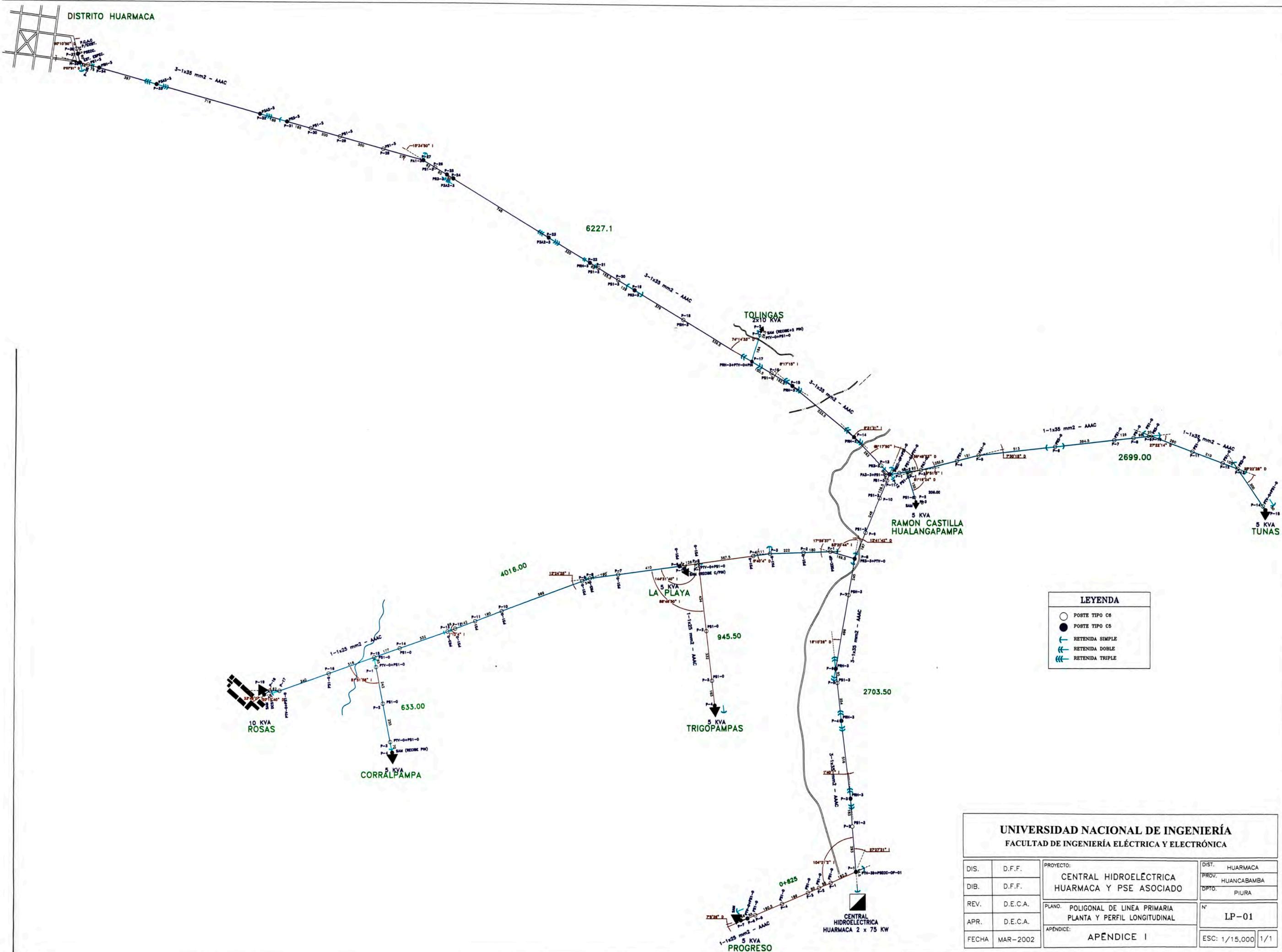
APÉNDICE H

Costos Estándar de Inversión de las Instalaciones de Distribución Eléctrica
Sector Típico 4

	Descripción	Soporte	Unidad	Costos Estándar de Inversión (US\$/Unidad)			
				Costo de Materiales	Costo de Recursos	Costo Indirecto	Costo Total
Red Aerea MT	RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIMIL. 3x16 mm2	Madera	km	2 385	1 714	852	4 951
	RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIMIL. 3x35 mm2	Madera	km	2 982	1 714	976	5 672
	RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIMIL. 3x70 mm2	Madera	km	3 844	1 800	1 173	6 818
	RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIMIL. 3x95 mm2	Madera	km	4 706	1 800	1 352	7 859
	RED AEREA CONDUCTOR DE AA O SIMIL. 3x120 mm2	Madera	km	5 270	1 800	1 470	8 540
	RED AEREA CONDUCTOR DE COBRE 3x16 mm2	Madera	km	3 115	1 714	1 004	5 832
	RED AEREA CONDUCTOR DE COBRE 3x35 mm2	Madera	km	4 507	1 714	1 293	7 515
	RED AEREA CONDUCTOR DE COBRE 3x70 mm2	Madera	km	7 194	1 800	1 870	10 864
	RED AEREA CONDUCTOR DE COBRE 3x95 mm2	Madera	km	8 885	1 800	2 221	12 907
	RED AEREA CONDUCTOR DE COBRE 3x120 mm2	Madera	km	10 344	1 800	2 524	14 669
Equipos de P&S - Red MT	SECCIONADOR FUSIBLE (CUT-OUT), UNIPOLAR x2, 7.8/13.5 KV, 100 A, INCL. ACCES. DE INSTAL. EXTERIOR	Ninguno	unidad	122	39	33	194
	SECCIONADOR FUSIBLE (CUT-OUT), UNIPOLAR x3, 7.8/13.5 KV, 100 A, INCL. ACCES. DE INSTAL. EXTERIOR	Ninguno	unidad	176	47	46	269
	SECCIONADOR FUSIBLE (CUT-OUT), UNIPOLAR x2, 7.8/13.5 KV, 200 A, INCL. ACCES. DE INSTAL. EXTERIOR	Ninguno	unidad	146	39	38	223
	SECCIONADOR FUSIBLE (CUT-OUT), UNIPOLAR x3, 7.8/13.5 KV, 200 A, INCL. ACCES. DE INSTAL. EXTERIOR	Ninguno	unidad	211	47	54	312
	SECCIONADOR FUSIBLE (CUT-OUT), UNIPOLAR x2, 15/26 KV, 100 A, INCL. ACCES. DE INSTAL. EXTERIOR	Ninguno	unidad	193	39	48	280
	SECCIONADOR FUSIBLE (CUT-OUT), UNIPOLAR x3, 15/26 KV, 100 A, INCL. ACCES. DE INSTAL. EXTERIOR	Ninguno	unidad	282	47	68	397
	SECCIONADOR FUSIBLE (CUT-OUT), UNIPOLAR x2, 15/26 KV, 200 A, INCL. ACCES. DE INSTAL. EXTERIOR	Ninguno	unidad	243	39	59	341
	SECCIONADOR FUSIBLE (CUT-OUT), UNIPOLAR x3, 15/26 KV, 200 A, INCL. ACCES. DE INSTAL. EXTERIOR	Ninguno	unidad	358	47	84	489
	RECIOSER HIDRAULICO CORTE EN ACEITE, UNIPOLAR, 2.4 - 14.4 KV, In = 100 A, Icc = 2000 A, EXTERIOR	Ninguno	unidad	4 080	41	857	4 977
	RECIOSER HIDRAULICO CORTE EN ACEITE, UNIPOLAR, 2.4 - 14.4 KV, In = 200 A, Icc = 2000 A, EXTERIOR	Ninguno	unidad	4 080	41	857	4 977
SE Monoposte	S.E. AEREA MONOPOSTE 1x5 KVA	7.62 KV/220 V	unidad	1 144	232	286	1 663
	S.E. AEREA MONOPOSTE 1x10 KVA	13.2 KV/220 V	unidad	1 315	232	322	1 869
	0	22.9 KV/220 V	unidad	1 379	232	335	1 947
	0	7.62 KV/220 V	unidad	1 262	232	311	1 805
	S.E. AEREA MONOPOSTE 10 KVA (3F)	13.2 KV/220 V	unidad	1 678	266	404	2 349
	0	22.9 KV/220 V	unidad	1 725	266	414	2 406
	0	7.62 KV/220 V	unidad	1 561	266	380	2 207
	S.E. AEREA MONOPOSTE 1x15 KVA	13.2 KV/220 V	unidad	1 532	232	367	2 131
	0	22.9 KV/220 V	unidad	1 591	232	379	2 202
	0	7.62 KV/220 V	unidad	1 503	232	361	2 096
SE Biposte	S.E. AEREA BIPOSTE 50 KVA (3F)	13.2 KV/220 V	unidad	3 042	374	710	4 125
	0	22.9 KV/220 V	unidad	3 349	374	774	4 497
	S.E. AEREA BIPOSTE 75 KVA (3F)	13.2 KV/220 V	unidad	3 517	374	809	4 699
	0	22.9 KV/220 V	unidad	3 658	374	838	4 869
	0	7.62 KV/220 V	unidad	3 188	374	740	4 302
	S.E. AEREA BIPOSTE 100 KVA (3F)	13.2 KV/220 V	unidad	3 834	395	879	5 108
	0	22.9 KV/220 V	unidad	4 187	395	952	5 534
	0	7.62 KV/220 V	unidad	3 629	395	836	4 860
	S.E. AEREA BIPOSTE 160 KVA (3F)	13.2 KV/220 V	unidad	4 657	395	1 050	6 102
	0	22.9 KV/220 V	unidad	4 774	395	1 074	6 244
Red Aerea BT - SP	S.E. AEREA BIPOSTE 225 KVA (3F)	13.2 KV/220 V	unidad	5 543	395	1 234	7 172
	RED AEREA SP COND. CUBIERTO DE AL O SIMIL. 3x16 mm2	Madera	km	1 998	1 332	692	4 022
	RED AEREA SP COND. CUBIERTO DE AL O SIMIL. 3x35 mm2	Madera	km	2 761	1 332	851	4 943
	RED AEREA SP COND. CUBIERTO DE AL O SIMIL. 3x70 mm2	Madera	km	3 623	1 418	1 048	6 088
	RED AEREA SP COND. CUBIERTO DE AL O SIMIL. 3x95 mm2	Madera	km	4 286	1 418	1 186	6 889
	RED AEREA SP COND. CUBIERTO DE AL O SIMIL. 3x120 mm2	Madera	km	5 248	1 418	1 385	8 051
	RED AEREA SP COND. DE CU CUBIERTO CON PE 3x16 mm2	Madera	km	2 960	1 332	892	5 184
	RED AEREA SP COND. DE CU CUBIERTO CON PE 3x35 mm2	Madera	km	5 215	1 332	1 361	7 907
	RED AEREA SP COND. DE CU CUBIERTO CON PE 3x70 mm2	Madera	km	9 128	1 418	2 192	12 738
	RED AEREA SP COND. DE CU CUBIERTO CON PE 3x95 mm2	Madera	km	11 383	1 418	2 661	15 462
RED AEREA SP COND. DE CU CUBIERTO CON PE 3x120mm2	Madera	km	13 373	1 418	3 074	17 865	
Red Aerea BT - AP sobre SP	RED AEREA AP COND. CUBIERTO DE AL O SIMIL. 3x10 mm2	Madera	km	670	753	296	1 719
	RED AEREA AP COND. CUBIERTO DE AL O SIMIL. 3x16 mm2	Madera	km	1 034	753	372	2 159
	RED AEREA AP COND. CUBIERTO DE AL O SIMIL. 3x25 mm2	Madera	km	1 466	753	461	2 680
	RED AEREA AP COND. CUBIERTO DE AL O SIMIL. 3x35 mm2	Madera	km	1 797	753	530	3 081
	RED AEREA AP COND. CUBIERTO DE AL O SIMIL. 3x50 mm2	Madera	km	2 096	839	610	3 544
	RED AEREA AP COND. CUBIERTO DE AL O SIMIL. 3x70 mm2	Madera	km	2 660	839	727	4 225
	RED AMFREA AP COND. CUBIERTO DE AL O SIMIL. 3x95 mm2	Madera	km	3 323	839	865	5 027
	RED AEREA AP COND. CUBIERTO DE AL O SIMIL. 3x120 mm2	Madera	km	4 285	839	1 065	6 188
	RED AEREA AP COND. DE CU CUBIERTO CON PE 3x6 mm3	Madera	km	1 068	753	378	2 199

Costos Estándar de Inversión de las Instalaciones de Distribución Eléctrica Sector Típico 4

	Descripción	Soporte	Unidad	Costos Estándar de Inversión (US\$/Unidad)			Costo Total	
				Costo de Materiales	Costo de Recursos	Costo Indirecto		
	RED AEREA AP COND. DE CU CUBIERTO CON PE 3x10 mm3	Madera	km	1 333	753	434	2 520	
	RED AEREA AP COND. DE CU CUBIERTO CON PE 3x16 mm3	Madera	km	1 996	753	571	3 321	
	RED AEREA AP COND. DE CU CUBIERTO CON PE 3x25 mm3	Madera	km	2 958	753	771	4 483	
	RED AEREA AP COND. DE CU CUBIERTO CON PE 3x35 mm2	Madera	km	4 251	753	1 040	6 045	
	RED AEREA AP COND. DE CU CUBIERTO CON PE 3x50 mm2	Madera	km	5 843	839	1 389	8 071	
	RED AEREA AP COND. DE CU CUBIERTO CON PE 3x70 mm2	Madera	km	8 165	839	1 871	10 875	
Red Aerea BT - AP exclusivo	RED AEREA AP COND. CUBIERTO DE AL O SIMIL. 3x16 mm2	Madera	km	1 998	1 332	692	4 022	
	RED AEREA AP COND. CUBIERTO DE AL O SIMIL. 3x35 mm2	Madera	km	2 761	1 332	851	4 943	
	RED AEREA AP COND. CUBIERTO DE AL O SIMIL. 3x70 mm2	Madera	km	3 623	1 418	1 048	6 088	
	RED AEREA AP COND. CUBIERTO DE AL O SIMIL. 3x95 mm2	Madera	km	4 286	1 418	1 186	6 889	
	RED AEREA AP COND. CUBIERTO DE AL O SIMIL. 3x120 mm2	Madera	km	5 248	1 418	1 385	8 051	
	RED AEREA AP COND. DE CU CUBIERTO CON PE 3x16 mm2	Madera	km	2 960	1 332	892	5 184	
	RED AEREA AP COND. DE CU CUBIERTO CON PE 3x35 mm2	Madera	km	5 215	1 332	1 361	7 907	
	RED AEREA AP COND. DE CU CUBIERTO CON PE 3x70 mm2	Madera	km	9 128	1 418	2 192	12 738	
	Luminarias y pastorales - Red Aerea	LUMINARIA CON LAMPARA DE 80 W VAPOR DE Hg	Concreto simple 1.30 m	unidad	53	8	13	73
	Equipos de control AP - Red Aerea	EQUIPO DE CONTROL AP COMPUESTO POR FOTOCELULA Y CONTACTOR	Ninguno	unidad	22	6	6	34



LEYENDA

- POSTE TIPO C6
- POSTE TIPO C6
- ↑ RETENIDA SIMPLE
- ↑↑ RETENIDA DOBLE
- ↑↑↑ RETENIDA TRIPLE

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA			
DIS.	D.F.F.	PROYECTO:	DIST. HUARMACA
DIB.	D.F.F.	CENTRAL HIDROELECTRICA HUARMACA Y PSE ASOCIADO	PROV. HUANCABAMBA
REV.	D.E.C.A.	PLANO: POLIGONAL DE LINEA PRIMARIA PLANTA Y PERFIL LONGITUDINAL	DPTO. PIURA
APR.	D.E.C.A.	APÉNDICE: APÉNDICE I	N° LP-01
FECHA	MAR-2002		ESC: 1/15,000 1/1

APÉNDICE J

PROPUESTA DE INDICADORES A CONSIDERAR EN LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE MICROCENTRALES HIDROELÉCTRICAS

1.- Consumo unitario de electricidad en zonas aisladas o rurales

(kWh-año/usuario)

Este indicador por lo general ha sido sobre estimado, una referencia reciente, como por ejemplo la información recopilada en el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE), es y será de mucha utilidad en la proyección de los mercados eléctricos de los futuros proyectos de inversión en microcentrales hidroeléctricas. Para el proyecto analizado, la información contenida en el FOSE indica que, el consumo de energía promedio ponderado mensual de los beneficiarios del proyecto es de 22,6 kWh-mes (Datos del año 2002).

2.- Los costos de inversión específicos (US\$/kW)

No se cuenta a la fecha con una referencia de costos estandar de inversión en microcentrales, sin embargo la información de la propia experiencia de la Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas y de experiencias de otras instituciones como ITDG, pueden servir de sustento para definir una matriz de costos específicos estandar en microcentrales hidroeléctricas. El costo específico promedio

de los proyectos de microcentrales con potencias entre los 10 y 100kW, desarrollados por ITDG (Los que se muestran en la Tabla 5-10) es de 4 255,42US\$/kW.

3.- Costo de Generación y precio de venta de la energía eléctrica (US\$/kWh)

En la actualidad, para realizar la evaluación financiera de proyectos de microcentrales hidroeléctricas y pequeños sistemas eléctricos asociados, se utilizan los precios de generación de energía eléctrica y precios de venta de energía eléctrica de un sistema eléctrico Aislado B4 (hidráulico), de acuerdo a lo establecido por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria. En el presente trabajo se presenta el modelo desarrollado en el Apéndice F. Este modelo, a partir de una adecuada proyección de mercado eléctrico, permite predecir el costo de generación de electricidad y el precio de venta de energía eléctrica a usuarios finales. De este modo, se puede afinar la priorización de ejecución de futuros proyectos y/o cuantificar el subsidio involucrado en él.

BIBLIOGRAFÍA

BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

Elementos estratégicos para el sector energía en América Latina y el Caribe
Setiembre 1998, 87 p.

HADZICH M., Miguel

Electrificación de la Localidad de Miricharo en la zona de la selva del Perú -
Proyecto Banco Mundial N° PE-UE-43318
Pontificia Universidad Católica del Perú, 1996

INFANTE V. Arturo

Evaluación Financiera de Proyectos de Inversión
Colombia: Grupo Editorial Norma, 1996, 398 p.

MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS

Manual metodológico general de identificación, formulación y evaluación de
proyectos de inversión pública grandes y medianos
Lima: Setiembre 2000, 132p.

MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS

Manual de identificación, formulación y evaluación de proyectos de
generación, transmisión y distribución de energía eléctrica
Lima, Noviembre 2000, 160p.

ARRIETA, Rafael María

Experiencias Colombianas en el planeamiento y ejecución de obras para
centrales hidroeléctricas a pequeña escala
(<http://www.unesco.org.uy/phi/libros/microcentrales/arrieta.htm>)

MONROY C., José Luis

Experiencia Boliviana en el diseño y construcción de microcentrales
hidroeléctricas
(<http://www.unesco.org.uy/phi/libros/microcentrales/monroy.htm>)