

***Ministerio de Energía y Minas***  
***República del Perú***

**Estudio del Plan Maestro  
de Electrificación Rural  
con Energía Renovable  
en la República del Perú**

**Volumen 2**

**Estudio de Campo  
a Nivel de Pre-Factibilidad**

**Informe Final**

**Agosto 2008**

**Agencia de Cooperación Internacional de Japón**

**Electric Power Development Co., Ltd.  
Nippon Koei Co., Ltd.**

## **Prefacio**

En respuesta a una solicitud del Gobierno de la República del Perú, el Gobierno de Japón ha decidido conducir un Estudio del Plan Maestro de Electrificación Rural con Energía Renovable en la República del Perú y acreditar el estudio a la Agencia de Cooperación Internacional del Japón(JICA).

A los efectos de la ejecución del Estudio, JICA organizó el Equipo de Estudio conformado por las empresas consultoras Electric Power Development Co., Ltd. (J-Power) y Nippon Koei, Co., Ltd., encabezado por el Sr. Tetsuro TANAKA de J-POWER, que fue despachado a Perú entre los meses de febrero de 2007 y agosto de 2008.

El equipo llevó a cabo discusiones con los funcionarios públicos relacionados al Gobierno del Perú, y condujo una investigación de campo en el área de estudio. Luego del retorno del equipo de estudio a Japón, se realizaron estudios posteriores y se preparó el informe final.

Espero que este informe contribuya a la promoción del proyecto y al enriquecimiento de las relaciones amistosas entre los dos países.

Finalmente, deseo expresar mi más sincero agradecimiento y apreciación a los funcionarios públicos relacionados al Gobierno de la República del Perú por su atenta y extensiva colaboración al equipo.

Agosto 2008

Seichi NAGATSUKA,  
Vicepresidente  
Agencia de Cooperación Internacional del Japón (JICA)

Agosto de 2008

Sr. Seiichi Nagatsuka  
Vice Presidente  
Agencia de Cooperación Internacional del Japón

## **Carta de Transmisión**

Por medio de la presente, nos agrada mucho someterles a Uds. el Informe Final del “Estudio del Plan Maestro de Electrificación Rural con Energía Renovable en la República del Perú”. Bajo el contrato con su estimada organización, el Estudio fue llevado a cabo por Electric Power Development Co., Ltd. y Nippon Koei Co., Ltd. desde febrero de 2007 hasta agosto de 2008.

Este Informe Final compila un plan maestro para electrificación rural por energía renovable (energía solar y energía hidroeléctrica a mini-escala) en pueblos remotos difíciles de electrificación con ampliación de red, esparcidos principalmente en los Andes y el Amazonas del Perú. El Plan Maestro propone proposiciones de política sobre los problemas de legal/institución, organización, financiamiento, medio ambiente e igualdad de género así como también los técnicos de energía solar, energía hidroeléctrica a mini-escala y líneas de transmisión/distribución concernientes a la promoción de electrificación rural. Asimismo, se elaboró un plan a largo plazo para electrificación de pueblos no-electrificados por energía renovable.

Es nuestro sincero anhelo que este Plan Maestro contribuya a la promoción de electrificación rural del Perú y, eventualmente, a la mitigación de pobreza y mejoramiento de la calidad de vida de habitantes de pueblos alejados del país.

Quisiéramos tomar la oportunidad de expresar nuestro sincero agradecimiento a los oficiales de JICA, del Ministerio de Asuntos Extranjeros y del Ministerio de Economía, Comercio e Industria por su dirección y soporte. Igualmente, deseamos agradecerles a los oficiales del Ministerio de Energía y Minas y otras organizaciones relacionadas del gobierno del Perú, así como también a los gobiernos regionales/locales y habitantes de pueblos donde hicimos visitas para llevar a cabo nuestras investigaciones y estudios.

Muy atentamente,

Tetsuro Tanaka  
Líder del Equipo  
Estudio de Plan Maestro de Electrificación Rural con  
Energía Renovable en la República del Perú

## CONTENIDO

VOLUMEN 2 ESTUDIO DE CAMPO A NIVEL DE PRE-FACTIBILIDAD .....	III-1
III. Estudio de Campo a Nivel de Pre-Factibilidad .....	III-1
III-1 Sistema FV (San Juan en la Región Puno) .....	III-2
III-1.1 Condiciones Naturales .....	III-2
III-1.2 Condiciones Sociales y Económicas y Temas de Género .....	III-2
III-1.3 Demanda de Electricidad y Capacidad de Pago .....	III-4
III-1.4 Comparación del Monto de Inversión Inicial según el Método de Electrificación .....	III-6
III-1.5 Diseño y Costos .....	III-7
III-1.6 Organización para la Construcción, Operación y Mantenimiento y Costos .....	III-23
III-1.7 Evaluación Económica y Social .....	III-24
III-1.8 Fijación de la Tarifa Eléctrica y Mecanismo de Fondos.....	III-41
III-1.9 Consideraciones Sociales y Ambientales .....	III-44
III-2 Sistema FV (Tarapoto en la Región Loreto) .....	III-46
III-2.1 Condiciones Naturales .....	III-46
III-2.2 Condiciones Sociales y Económicas y Temas de Género .....	III-46
III-2.3 Demanda de Electricidad y Capacidad de Pago .....	III-48
III-2.4 Comparación del Monto de Inversión Inicial según el Método de Electrificación .....	III-51
III-2.5 Diseño y Costos .....	III-52
III-2.6 Organización de la Construcción, Operación y Mantenimiento y Costos .....	III-59
III-2.7 Evaluación Económica y Social .....	III-60
III-2.8 Fijación de la Tarifa Eléctrica y Mecanismo de Fondos.....	III-77
III-2.9 Consideraciones Sociales y Ambientales .....	III-79
III-3 Energía Hidroeléctrica Mini/Micro (Yerba Buena en la Región Cajamarca) .....	III-81
III-3.1 Condiciones Naturales .....	III-81
III-3.2 Condiciones Sociales y Económicas y Temas de Género .....	III-81
III-3.3 Demanda de Electricidad y Capacidad de Pago .....	III-83
III-3.4 Comparación del Monto de Inversión Inicial según el Método de Electrificación .....	III-85
III-3.5 Diseño y Costos .....	III-87
III-3.6 Organización de la Construcción, Operación y Manejo y Costos .....	III-123
III-3.7 Evaluación Económica y Social .....	III-124
III-3.8 Fijación de la Tarifa Eléctrica y Mecanismo de Fondos.....	III-141
III-3.9 Consideraciones Sociales y Ambientales .....	III-144

III-4	Energía Hidroeléctrica Mini/Micro (Balsapuerto en la Región Loreto) .....	III-146
III-4.1	Condiciones Naturales .....	III-146
III-4.2	Condiciones Sociales y Económicas y Temas de Género .....	III-146
III-4.3	Demanda Eléctrica y Capacidad de Pago .....	III-149
III-4.4	Comparación del Monto de Inversión Inicial según el Método de Electrificación .....	III-151
III-4.5	Diseño y Costos .....	III-152
III-4.6	Organización de la Construcción, Operación y Manejo y Costos .....	III-179
III-4.7	Evaluación Económica y Social .....	III-180
III-4.8	Fijación de la Tarifa Eléctrica y Mecanismo de Fondos.....	III-197
III-4.9	Consideraciones Sociales y Ambientales .....	III-200

## LISTA DE CUADROS

Cuadro III-1.1-1	Promedio Mensual de Temperatura Ambiente y Precipitación (Juliaca).....	III-2
Cuadro III-1.1-2	Promedio Mensual de Radiación Solar (Puno).....	III-2
Cuadro III-1.5.1-1	Radiación Mensual (horizontal, ángulo de inclinación 10°).....	III-10
Cuadro III-1.5.2-1	Demanda de Energía Eléctrica.....	III-12
Cuadro III-1.5.2-2	Potencia de Salida Estimada (50 Wp).....	III-12
Cuadro III-1.5.3-1	Demanda de Energía Eléctrica (70 Ah).....	III-14
Cuadro III-1.5.3-2	Corriente en el Punto de Energía Máximo.....	III-15
Cuadro III-1.5.3-3	Número Necesario de Módulos FV para la Recarga de Baterías.....	III-15
Cuadro III-1.5.4-1	Demanda de Energía Eléctrica en Escuelas Rurales (4 aulas + 1 sala de profesores) .....	III-17
Cuadro III-1.5.4-2	Potencia de Salida Estimada (Escuela Rural) .....	III-17
Cuadro III-1.5.5-1	Demanda de Energía Eléctrica (CC).....	III-19
Cuadro III-1.5.5-2	Demanda de Energía Eléctrica (CA).....	III-19
Cuadro III-1.5.5-3	Potencia de Salida Estimada (Postas Médicas Rurales).....	III-19
Cuadro III-1.5.6-1	Costo del Sistema (SFD).....	III-21
Cuadro III-1.5.6-2	Costo del Sistema (ERB) .....	III-21
Cuadro III-1.5.6-3	Costo del Sistema (ERB: cableado en viviendas).....	III-21
Cuadro III-1.5.6-4	Costo del Sistema (escuela rural).....	III-22
Cuadro III-1.5.6-5	Costo del Sistema (posta métrica rural) .....	III-22
Cuadro III-1.5.6-6	Costo del Sistema (Total).....	III-22
Cuadro III-1.5.6-7	Vida de los Componentes del Sistema FV .....	III-23
Cuadro III-1.7.3-1	Inversión Inicial .....	III-27
Cuadro III-1.7-1	Costos Incrementales para Cada Alternativa (Costo Privado) – Alternativa 1 .....	III-31
Cuadro III-1.7-2	Costos Incrementales para Cada Alternativa (Costo Social) – Alternativa 1 .....	III-32
Cuadro III-1.7-3	Costos Incrementales para Cada Alternativa (Costo Privado) - Alternativa 2 .....	III-33
Cuadro III-1.7-4	Costos Incrementales para Cada Alternativa (Costo Social) - Alternativa 2 .....	III-34
Cuadro III-1.7-5	Análisis General de la Demanda.....	III-35
Cuadro III-1.7-6	Beneficios Incrementales para Cada Alternativa (Precios Privados) - Alternativa 1 .....	III-36
Cuadro III-1.7-7	Beneficios Incrementales para Cada Alternativa (Precios Privados) - Alternativa 2.....	III-37

Cuadro III-1.7-8	Beneficios Incrementales para cada Alternativa (Precio Social) – Alternativas 1 y 2.....	III-38
Cuadro III-1.7-9	Valor Real de los Beneficios para Cada Alternativa (Precios Privados) .....	III-39
Cuadro III-1.7-10	Valor Actual de Beneficios para Cada Alternativa (Precio Social) .....	III-40
Cuadro III-1.8-1	Disposición de Pago: San Juan .....	III-42
Cuadro III-1.9-1	Resultado de la Investigación del Medio Ambiente y Contramedidas .....	III-44
Cuadro III-2.1-1	Promedio Mensual de Radiación Solar, Temperatura y Precipitación .....	III-46
Cuadro III-2.1-2	Promedio Mensual de Radiación Solar (Iquitos) .....	III-46
Cuadro III-2.5-1	Radiación Mensual (horizontal, ángulo de inclinación 10°).....	III-54
Cuadro III-2.5.1-1	Demanda de Energía Eléctrica.....	III-56
Cuadro III-2.5.1-2	Potencia de Salida Estimada (50 Wp).....	III-57
Cuadro III-2.5.2-1	Costo del Sistema (SFD).....	III-58
Cuadro III-2.5.2-2	Vida de los Componentes del Sistema FV .....	III-59
Cuadro III-2.7.3-1	Inversión Inicial .....	III-62
Cuadro III-2.7.4-1	Inversión Inicial .....	III-64
Cuadro III-2.7-1	Costos Incrementales para Cada Alternativa (Costo Privado) – Alternativa 1 .....	III-67
Cuadro III-2.7-2	Costos Incrementales para Cada Alternativa (Costo Social) – Alternativa 1 .....	III-68
Cuadro III-2.7-3	Costos Incrementales para Cada Alternativa (Costo Privado) - Alternativa 2 .....	III-69
Cuadro III-2.7-4	Costos Incrementales para Cada Alternativa (Costo Social) - Alternativa 2 .....	III-70
Cuadro III-2.7-5	Análisis General de la Demanda.....	III-71
Cuadro III-2.7-6	Beneficios Incrementales para Cada Alternativa (Precios Privados) - Alternativa 1 .....	III-72
Cuadro III-2.7-7	Beneficios Incrementales para Cada Alternativa (Precios Privados) - Alternativa 2 .....	III-73
Cuadro III-2.7-8	Beneficios Incrementales para cada Alternativa (Precio Social) – Alternativas 1 y 2.....	III-74
Cuadro III-2.7-9	Valor Real de los Beneficios para Cada Alternativa (Precios Privados) .....	III-75
Cuadro III-2.7-10	Valor Actual de Beneficios para Cada Alternativa (Precio Social) .....	III-76
Cuadro III-2.8.1-1	Disposición de Pago: Tarapoto .....	III-78
Cuadro III-2.9-1	Resultado de la Investigación del Medio Ambiente.....	III-80

Cuadro III-3.1-1	Emplazamiento del Proyecto .....	III-81
Cuadro III-3.5.1-1	Centros Poblados Objetivo y Número de Viviendas.....	III-87
Cuadro III-3.5.1-2	Parámetros del Proyecto .....	III-88
Cuadro III-3.5.1-3	Condición Estimada de la Demanda Eléctrica.....	III-88
Cuadro III-3.5.1-4	Estimado de la Capacidad Necesaria .....	III-89
Cuadro III-3.5.1-5	Resultados de la Inspección Simplificada de la Ubicación.....	III-93
Cuadro III-3.5.1-6	Resultado de la Medición del Nivel de Agua (ST.1).....	III-96
Cuadro III-3.5.1-7	Resultado de la Medición del Nivel de Agua (ST.2).....	III-97
Cuadro III-3.5.1-8	Descarga Estimada.....	III-101
Cuadro III-3.5.1-9	Temperatura y Precipitación Promedio Mensual (Encañada).....	III-102
Cuadro III-3.5.1-10	Equilibrio Hidrológico en Cada Área .....	III-104
Cuadro III-3.5.1-11	Porcentaje Mensual de Horas Diurnas del Año (Hemisferio Sur) .....	III-105
Cuadro III-3.5.1-12	Resultados de la Evapotranspiración Potencial Estimada.....	III-105
Cuadro III-3.5.1-13	Resultados de la Descarga Estimada.....	III-106
Cuadro III-3.5.1-14	Estimado de la Pérdida de Caída .....	III-107
Cuadro III-3.5.1-15	Caída Efectiva.....	III-107
Cuadro III-3.5.1-16	Descarga de la Central .....	III-107
Cuadro III-3.5.1-17	Precipitación Anual y Coeficiente Regional .....	III-109
Cuadro III-3.5.1-18	Lista de Centros Poblados No Electrificados.....	III-119
Cuadro III-3.5.1-19	Longitud Total de las Líneas de Distribución .....	III-120
Cuadro III-3.5.2-1	Costos de Construcción de Yerba Buena (en el caso de PVC) .....	III-121
Cuadro III-3.5.2-2	Costos de Construcción de Yerba Buena (en el caso de canal abierto).....	III-122
Cuadro III-3.5.2-3	Precio Unitario de la Construcción de la Línea de Distribución.....	III-123
Cuadro III-3.7.3-1	Inversión Inicial .....	III-126
Cuadro III-3.7.4-1	Inversión Inicial .....	III-128
Cuadro III-3.7-1	Costos Incrementales para Cada Alternativa (Costo Privado) – Alternativa 1 .....	III-131
Cuadro III-3.7-2	Costos Incrementales para Cada Alternativa (Costo Social) – Alternativa 1 .....	III-132
Cuadro III-3.7-3	Costos Incrementales para Cada Alternativa (Costo Privado) - Alternativa 2 .....	III-133
Cuadro III-3.7-4	Costos Incrementales para Cada Alternativa (Costo Social) - Alternativa 2 .....	III-134
Cuadro III-3.7-5	Análisis General de la Demanda.....	III-135
Cuadro III-3.7-6	Beneficios Incrementales para Cada Alternativa (Precios Privados) - Alternativa 1 .....	III-136



Cuadro III-3.7-7	Beneficios Incrementales para Cada Alternativa (Precios Privados) - Alternativa 2.....	III-137
Cuadro III-3.7-8	Beneficios Incrementales para cada Alternativa (Precio Social) – Alternativas 1 y 2.....	III-138
Cuadro III-3.7-9	Valor Real de los Beneficios para Cada Alternativa (Precios Privados)).....	III-139
Cuadro III-3.7-10	Valor Actual de Beneficios para Cada Alternativa (Precio Social).....	III-140
Cuadro III-3.8-1	Disposición de Pago: Yerba Buena.....	III-142
Cuadro III-3.9-1	Resultado de la Investigación del Medio Ambiente y Contramedidas.....	III-144
Cuadro III-4.1-1	Emplazamiento del Proyecto.....	III-146
Cuadro III-4.5.1-1	Poblados Objetivo y Número de Viviendas.....	III-152
Cuadro III-4.5.1-2	Parámetros del Proyecto.....	III-153
Cuadro III-4.5.1-3	Condición Estimada de la Demanda Eléctrica.....	III-154
Cuadro III-4.5.1-4	Estimación de la Capacidad Necesaria.....	III-154
Cuadro III-4.5.1-5	Condición Estimada de la Demanda Eléctrica.....	III-155
Cuadro III-4.5.1-6	Estimado de la Capacidad Necesaria.....	III-155
Cuadro III-4.5.1-7	Descarga Estimada.....	III-162
Cuadro III-4.5.1-8	Precipitación y Temperatura Promedio Mensual (Balsapuerto/Yurimaguas).....	III-164
Cuadro III-4.5.1-9	Resultados de la Evapotranspiración Potencial Estimada.....	III-165
Cuadro III-4.5.1-10	Resultados de la Descarga Estimada.....	III-165
Cuadro III-4.5.1-11	Pérdida de Caída.....	III-166
Cuadro III-4.5.1-12	Caída Efectiva.....	III-166
Cuadro III-4.5.1-13	Descarga de la Central.....	III-167
Cuadro III-4.5.1-14	Precipitación Anual y Coeficiente Regional.....	III-168
Cuadro III-4.5.1-15	Camino de Acceso.....	III-169
Cuadro III-4.5.1-16	Lista de Centros Poblados No Electrificados.....	III-175
Cuadro III-4.5.1-17	Longitud Total de las Líneas de Distribución (Fase I).....	III-176
Cuadro III-4.5.1-18	Longitud Total de las Líneas de Distribución (Fase II).....	III-176
Cuadro III-4.5.2-1	Costo de Construcción para Balsapuerto (en el caso de PVC).....	III-177
Cuadro III-4.5.2-2	Costo de Construcción para Balsapuerto (en el caso de canal abierto).....	III-178
Cuadro III-4.5.2-3	Precio Unitario de la Construcción de la Línea de Distribución.....	III-179
Cuadro III-4.7.3-1	Inversión Inicial.....	III-183
Cuadro III-4.7-1	Costos Incrementales para Cada Alternativa (Costo Privado) – Alternativa 1.....	III-187

Cuadro III-4.7-2	Costos Incrementales para Cada Alternativa (Costo Social) – Alternativa 1 .....	III-188
Cuadro III-4.7-3	Costos Incrementales para Cada Alternativa (Costo Privado) – Alternativa 2 .....	III-189
Cuadro III-4.7-4	Costos Incrementales para Cada Alternativa (Costo Social) - Alternativa 2 .....	III-190
Cuadro III-4.7-5	Análisis General de la Demanda.....	III-191
Cuadro III-4.7-6	Beneficios Incrementales para Cada Alternativa (Precios Privados) - Alternativa 1 .....	III-192
Cuadro III-4.7-7	Beneficios Incrementales para Cada Alternativa (Precios Privados) - Alternativa 2 .....	III-193
Cuadro III-4.7-8	Beneficios Incrementales para cada Alternativa (Precio Social) – Alternativas 1 y 2.....	III-194
Cuadro III-4.7-9	Valor Real de los Beneficios para Cada Alternativa (Precios Privados) .....	III-195
Cuadro III-4.7-10	Valor Actual de Beneficios para Cada Alternativa (Precio Social) .....	III-196
Cuadro III-4.8-1	Disposición de Pago: Balsapuerto .....	III-198
Cuadro III-4.9-1	Resultado de la Investigación del Medio Ambiente y Contramedidas .....	III-200

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico III-1.2-1	Distribución de Ingresos en San Juan .....	III-3
Gráfico III-1.2-2	Distribución de Género en Actividades de Subsistencia Diarias (izquierda) y Actividades Sociales (derecha).....	III-4
Gráfico III-1.3-1	Pago Real de Energía .....	III-4
Gráfico III-1.3-2	Expectativa de Electrificación (izquierda) y Artefactos Eléctricos Deseados (derecha) .....	III-5
Gráfico III-1.3-3	Máximo Pago Asequible Mensual de Electricidad .....	III-6
Gráfico III-1.4-1	Comparación del Monto de Inversión Inicial según el Método de Electrificación (1) .....	III-7
Gráfico III-1.5.1-1	Ubicación de las Viviendas Encuestadas .....	III-9
Gráfico III-1.5.1-2	Radiación Solar vs. Ángulo de Inclinación (Puno).....	III-9
Gráfico III-1.5.1-3	Ejemplo de Vivienda y Cableado (San Juan).....	III-10
Gráfico III-1.5.2-1	Potencia de Salida Estimada .....	III-13
Gráfico III-1.5.4-1	Escuela Rural en San Juan .....	III-16
Gráfico III-1.5.4-2	Aulas .....	III-16
Gráfico III-2.2-1	Distribución de Ingresos en Tarapoto .....	III-47
Gráfico III-2.2-2	Distribución de Género en las Actividades de Subsistencia Diaria (izquierda) y Actividades Sociales (derecha).....	III-48
Gráfico III-2.3-1	Pago Real por Energía .....	III-48
Gráfico III-2.3-2	Expectativa de Electrificación (izquierda) y Artefactos Eléctricos Deseables (derecha) .....	III-49
Gráfico III-2.3-3	Máxima Capacidad de Pago del Recibo Eléctrico Mensual .....	III-50
Gráfico III-2.4-1	Comparación del Monto de Inversión Inicial según el Método de Electrificación (2) .....	III-51
Gráfico III-2.5-1	Ubicación de las Viviendas Encuestadas .....	III-53
Gráfico III-2.5-2	Radiación Solar vs. Ángulo de Inclinación (Iquitos).....	III-53
Gráfico III-2.5-3	Ejemplo de Vivienda y Cableado (Tarapoto).....	III-54
Gráfico III-2.5.1-1	Producción Mensual Estimada.....	III-57
Gráfico III-3.2-1	Distribución de Ingresos en Yerba Buena Grande .....	III-82
Gráfico III-3.2-2	Distribución de Género en las Actividades de Subsistencia Diaria (izquierda) y Actividades Sociales (derecha).....	III-83
Gráfico III-3.3-1	Pago Real por Energía .....	III-84
Gráfico III-3.3-2	Expectativa de Electrificación (izquierda) y Artefactos Eléctricos Deseables (derecha) .....	III-84
Gráfico III-3.3-3	Monto Máximo Accesible del Recibo Eléctrico Mensual .....	III-85

Gráfico III-3.4-1	Comparación del Monto de Inversión Inicial según el Método de Electrificación (3).....	III-86
Gráfico III-3.5.1-1	Diagrama de Patrón de la Demanda Eléctrica .....	III-89
Gráfico III-3.5.1-2	Ubicación Planificada de la Central Eléctrica.....	III-90
Gráfico III-3.5.1-3	Temperatura y Precipitación Promedio Mensual (Encañada).....	III-102
Gráfico III-3.5.1-4	Diagrama del Patrón de Precipitación y Evapotranspiración.....	III-103
Gráfico III-3.5.1-5	Diagrama del Patrón de Escorrentía .....	III-104
Gráfico III-3.5.1-6	Disposición de la Central Eléctrica (Planta) .....	III-114
Gráfico III-3.5.1-7	Planos de Diseño Genrales de la Bocatoma, Desarenador y Conducto de Aducción.....	III-115
Gráfico III-3.5.1-8	Planos de Diseño Generales de la Cámara de Carga.....	III-116
Gráfico III-3.5.1-9	Planos de Diseño Generales del Conducto Forzado (Perfil).....	III-117
Gráfico III-3.5.1-10	Cuadro de Selección del Tipo de Turbina Hidráulica .....	III-118
Gráfico III-3.5.1-11	Mapa de Distribución de Yerba Buena Grande.....	III-119
Gráfico III-4.2-1	Distribución de Ingreso en Canoapuerto (Una de las Comunidades de Balsapuerto) .....	III-148
Gráfico III-4.2-2	Distribución de Género en las Actividades de Subsistencia Diaria (izquierda) y Actividades Sociales (derecha).....	III-148
Gráfico III-4.3-1	Pago Actual para la Energía.....	III-149
Gráfico III-4.3-2	Expectativa de Electrificación (izquierda) y Artefactos Eléctricos Deseables (derecha) .....	III-150
Gráfico III-4.3-3	Monto Máximo Accesible del Recibo Eléctrico Mensual .....	III-151
Gráfico III-4.4-1	Comparación del Monto de Inversión Inicial según el Método de Electrificación (4).....	III-151
Gráfico III-4.5.1-1	Ubicación Planificada de la Central Eléctrica.....	III-156
Gráfico III-4.5.1-2	Ruta de la Inspección de Campo.....	III-159
Gráfico III-4.5.1-3	Precipitación y Temperatura Promedio Mensual (Balsapuerto/Yurimaguas) .....	III-163
Gráfico III-4.5.1-4	Disposición de la Central Eléctrica (Planta) .....	III-170
Gráfico III-4.5.1-5	Planos de Diseño Generales de la Bocatoma, Desarenador y Conducto de Aducción.....	III-171
Gráfico III-4.5.1-6	Planos de Diseño Generales de la Cámara de Carga.....	III-172
Gráfico III-4.5.1-7	Planos de Diseño Generales del Conducto Forzado (Perfil).....	III-173
Gráfico III-4.5.1-8	Cuadro de Selección del Tipo de Turbina Hidráulica .....	III-174
Gráfico III-4.5.1-9	Mapa de Distribución de Balsapuerto.....	III-175

## LISTA DE FOTOGRAFÍAS

Fotografía III-1.5.1-1	Vivienda Construida con Piedras .....	III-11
Fotografía III-1.5.1-2	Vivienda Construida con Ladrillos de Adobe .....	III-11
Fotografía III-1.5.1-3	Vivienda al Centro del Poblado .....	III-11
Fotografía III-2.5-1	Vivienda Encuestada (Tarapoto).....	III-55
Fotografía III-2.5-2	Proyecto del PNUD (Aucayo) .....	III-55
Fotografía III-2.5-3	Estructura Abierta de una Vivienda Típica .....	III-55
Fotografía III-3.5.1-1	Vista Alejada de Yerba Buena.....	III-91
Fotografía III-3.5.1-2	Condición del Río y Quebrada.....	III-91
Fotografía III-3.5.1-3	Condición del Lecho del Río .....	III-92
Fotografía III-3.5.1-4	Afloramiento Rocoso en la Orilla del Río .....	III-92
Fotografía III-3.5.1-5	Lago Challuagón (Aguas Arriba del Emplazamiento).....	III-95
Fotografía III-3.5.1-6	Ubicación del Limnómetro .....	III-98
Fotografía III-3.5.1-7	Instalación del Limnómetro .....	III-98
Fotografía III-3.5.1-8	Instalación del Limnómetro .....	III-98
Fotografía III-3.5.1-9	Limnómetro Instalado (ST.1).....	III-99
Fotografía III-3.5.1-10	Medición de la Sección del Río .....	III-99
Fotografía III-3.5.1-11	Aforo de la Descarga en el Canal de Irrigación .....	III-99
Fotografía III-3.5.1-12	Río y Canal de Irrigación.....	III-100
Fotografía III-3.5.1-13	Entrega de los Instrumentos de Medición.....	III-100
Fotografía III-3.5.1-14	Explicación de la Medición del Nivel de Agua.....	III-100
Fotografía III-3.5.1-15	Emplazamiento de la Bocatoma.....	III-108
Fotografía III-3.5.1-16	Nivel Máximo de Avenida (Encuesta) .....	III-109
Fotografía III-3.5.1-17	Canal de Irrigación Existente.....	III-110
Fotografía III-3.5.1-18	Emplazamientos Planificados de la Cámara de Carga, Conducto Forzado y Casa de Máquinas .....	III-111
Fotografía III-3.5.1-19	Emplazamiento Planificado de la Casa de Máquinas .....	III-111
Fotografía III-3.5.1-20	Esquema de la Central Eléctrica de Yerba Buena .....	III-113
Fotografía III-4.5.1-1	Centro de Balsapuerto.....	III-157
Fotografía III-4.5.1-2	Condición del Río (Cachiyacu).....	III-157
Fotografía III-4.5.1-3	Condición del Río (Aguas Arriba) .....	III-158
Fotografía III-4.5.1-4	Deslizamiento en la Ruta .....	III-160
Fotografía III-4.5.1-5	Condiciones del Camino cerca de Canoapuerto .....	III-160
Fotografía III-4.5.1-6	Condición del Camino después de Canoapuerto .....	III-160
Fotografía III-4.5.1-7	Aforo de la Descarga del Río.....	III-161
Fotografía III-4.5.1-8	Aforo de la Descarga del Río.....	III-162

### Mapa del Perú



Map No. 3838 Rev. 1 UNITED NATIONS  
September 2000

Department of Public Information  
Cartographic Section

**Acronyms/Acrónimos**

ADINELSA	Administration Company of Electrical Infrastructure (Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica)
BCS	Battery Charging Station (Estación de Recargo de Batería)
CERER	Renewable Energy Center for Rural Electrification (Centro de Energías Renovables para Electrificación Rural)
CIRA	Certificate of Non-existence of Archaeological Relics (Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos)
COES	Committee of Economical Operation of the System (Comité de Operación Económica del Sistema)
CONAM	National Council of Environment (Consejo Nacional del Medio Ambiente)
CTE	Electricity Tariff Commission (Comisión de Tarifas Eléctricas)
DEP	Executive Directorate of Projects (Dirección Ejecutiva de Proyectos)
DGER	General Directorate of Rural Electrification (Dirección General de Electrificación Rural)
DGAEE	General Directorate of Energetic Environmental Affairs (Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos)
DGE	General Directorate of Electricity (Dirección General de Electricidad)
DIGESA	General Directorate of Environmental Health (Dirección General de Salud Ambiental)
DPR	Directorate of Projects (formerly DEP) (Dirección de Proyectos)
DREM	Regional Directorate of Energy and Mines (Dirección Regional de Energía y Minas)
FONCODES	National Fund of Cooperation for Development (Fondo Nacional de Cooperación para el Desarrollo)
FONER	National Fund for Rural Electrification (Fondo Nacional de Electrificación Rural)
FOSE	Electrical Social Compensation Fund (Fondo de Compensación Social Eléctrica)
F/S	Feasibility Study (Estudio de Factibilidad)
INRENA	National Institute of Natural Resources (Instituto Nacional de Recursos Naturales)
ITDG	Intermediate Technology Development Group (Soluciones Prácticas)

<b>Acronyms/Acrónimos</b>	
JBIC	Japan Bank for International Cooperation (Banco del Japón para Cooperación Internacional)
JICA	Japan International Cooperation Agency (Agencia de Cooperación Internacional del Japón)
MEF	Ministry of Economy and Finance (Ministerio de Economía y Finanzas)
MEM	Ministry of Energy and Mines (Ministerio de Energía y Minas)
MP	Master Plan (Plan Maestro)
OM	Operation and Maintenance (Operación y Mantenimiento)
OSINERGMIN	Supervisory Body of Investment in Energy and Mining (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería)
OPI	Planning and Investment Office (Oficina de Programación e Inversiones)
PERNC	Plan of Non-conventional Renewable Energy (Plan de Energía Renovable Non Convencional)
PNER	National Plan of Rural Electrification (Plan Nacional de Electrificación Rural)
Pre F/S	Prefeasibility Study (Estudio de Prefactibilidad)
PSE	Small Electrical System (Pequeño Sistema Eléctrico)
SENAMHI	National Meteorology and Hydrology Services of Peru (Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú)
SHS	Solar Home System (Sistema Fotovoltaico Domiciliario)
SIER	Information System for Rural Electrification (Sistema de Información de Electrificación Rural)
SNIP	National System of Public Investment (Sistema Nacional de Inversión Pública)
SPERAR	Peruvian Solutions to Rural Electrification in Isolated and Frontier Areas with Renewable Energies (Soluciones Peruanas a Electrificación Rural en las Areas Aisladas y de Frontera con Energías Renovables)
UNDP/GEF	United Nations Development Program/Global Environment Facility (Programa de Naciones Unidas de Desarrollo/ Fondo para el Medio Ambiente Mundial)
VAD	Value Added for Distribution (Valor Agregado de Distribución)



## **Volumen 2 Estudio de Campo a Nivel de Pre-Factibilidad**

### **III. Estudio de Campo a Nivel de Pre-Factibilidad**

Los estudios de campo al nivel de prefactibilidad realizados en 2 sitios de energía solar y 2 sitios de energía hidroeléctrica a mini escala tienen como objeto reconocer las condiciones actuales de las localidades específicas para preparar el plan a largo plazo de electrificación descrito en la sección II-1.6 “Plan de Electrificación Rural” de este Informe Final Volumen I. Tales parámetros como demanda eléctrica, diseño, costos, tarifa y organización de gestión se estandarizan para aplicarse al mencionado plan de electrificación de localidades no electrificadas.

## III-1 Sistema FV (San Juan en la Región Puno)

### III-1.1 Condiciones Naturales

El centro poblado de San Juan está ubicado en un valle a 170 km al norte de la ciudad de Puno, a una altitud de más de 4,000 metros sobre el nivel del mar. La temperatura promedio anual de Juliaca que se encuentra ubicado aproximadamente a 150 km de San Juan es baja, aproximadamente 10°. La precipitación anual sólo es de 576.5 mm. Por consiguiente, se puede decir que el clima de San Juan es seco y de baja temperatura. El Cuadro III-1.1-1 muestra la temperatura ambiente, precipitaciones y la duración de la luz solar anual en Juliaca.

El Cuadro III-1.1-2 muestra el promedio mensual de radiación solar en Puno. El promedio de radiación solar anual es de 5.2 kWh/m<sup>2</sup>. Obviamente, la radiación solar en Puno es elevada en comparación con la de Tokio con 3.5 kWh/m<sup>2</sup>. El promedio mensual máximo de radiación solar de 6.0 kWh/m<sup>2</sup> fue registrado en octubre y noviembre y el mínimo de 4.4 kWh/m<sup>2</sup> en junio.

**Cuadro III-1.1-1 Promedio Mensual de Temperatura Ambiente y Precipitación (Juliaca)**

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Temperatura Ambiente (°C)	10.2	10.3	10.4	9.1	5.2	3.3	3.1	5.7	7.8	9.4	10.1	11.0	8.0
Precipitación (mm)	238.4	96.3	69.4	28.2	0	0.2	1.5	24.3	38.5	7.2	17.6	72.0	49.5
Duración de luz solar (horas)	149.8	196.9	214.7	243.8	299.0	243.4	266.0	241.3	256.0	291.5	276.4	263.6	245.2

Fuente: SENAMHI 2004

**Cuadro III-1.1-2 Promedio Mensual de Radiación Solar (Puno)**

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Radiación (kWh/m <sup>2</sup> )	5.1	5.2	5.1	5.1	4.6	4.4	4.6	5.0	5.5	6.0	6.0	5.6	5.2

Fuente: Generación de Electricidad a pequeña escala con Energía Solar Fotovoltaica, CENERGIA y ECOFYS

### III-1.2 Condiciones Sociales y Económicas y Temáticas de Género

#### 1. Comunidad (Localidad) y Población

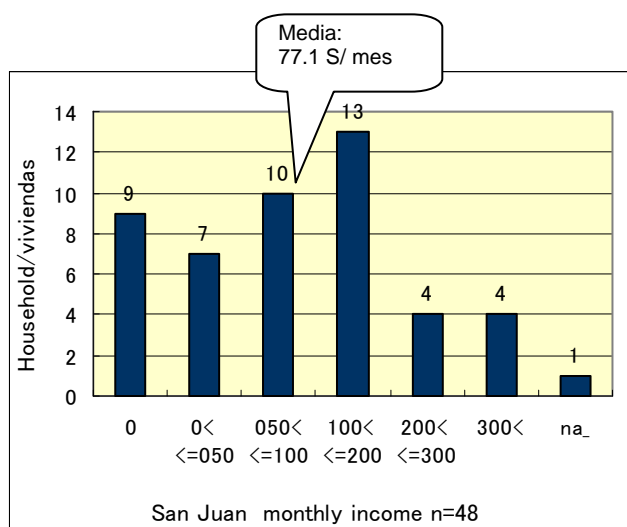
- San Juan se ubica en el área de la cuenca del Río San Juan con una altitud de 4,020 m a 4,040 m sobre el nivel del mar. El área de la cuenca consiste de cinco comunidades, una de ellas es San Juan.
- La población exacta de San Juan está en duda. Aunque la base de datos del MEM muestra que el número de viviendas de San Juan es 60, los ancianos de la comunidad dijeron que podría ser 150 y la población está entre 450 y 500. La Oficina del Distrito de Antauta posee los datos del último censo (21 de octubre del 2007) pero no estaban disponibles para el equipo de estudio de JICA cuando la visitaron en febrero del 2008.

- Existe una escuela primaria en San Juan; también existe una habitación que se utiliza temporalmente como posta médica.

## 2. Industria y Fuentes Principales de Ingresos

Debido a la gran altitud, es difícil que la agricultura produzca buenas cosechas. Casi todas las viviendas cultivan papas y cañahua (legumbre) como alimento básico para uso doméstico.

- Las Fuentes principales de ingresos son la venta de animales y leche. Una vivienda posee en promedio 7.1 llamas y 28.5 cabezas de oveja y 6.2 cabezas de vaca.
- También venden algunos cultivos, tales como la papa, la cañihua y la quinua.
- La distribución de los ingresos se muestra en el gráfico del lado derecho.



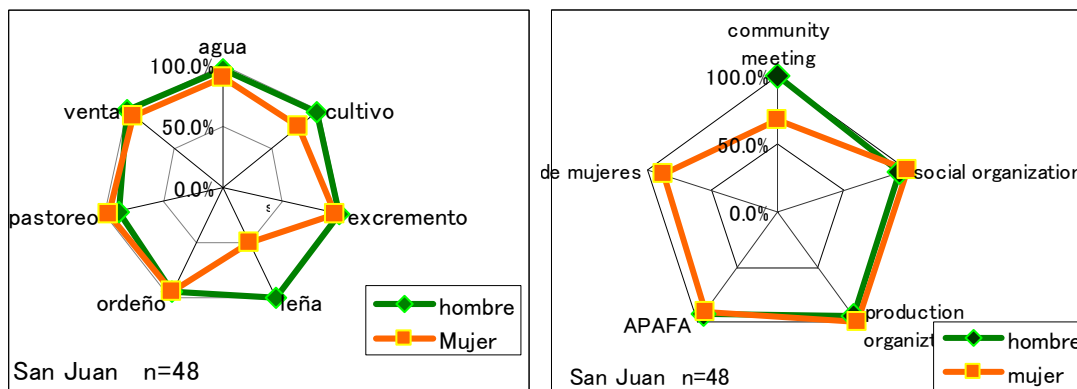
Nota: Datos son estimados por acumulación de venta de productos y posiblemente menos que el ingreso real.  
Fuente: Equipo de Estudio de, 2008

**Gráfico III-1.2-1 Distribución de Ingresos en San Juan**

## 3. Género

El Profesor Tomoeda<sup>1</sup> escribió que la diferencia de género en el trabajo, derechos y obligaciones, y roles es muy pequeña en la sociedad agrícola andina (1985). El resultado del estudio indica que, salvo en la recolección de leña y la participación en las reuniones de la comunidad, tanto las mujeres como los hombres trabajan en actividades de subsistencia y actividades sociales en San Juan. En comparación con otras áreas estudiadas, la igualdad de género es relativamente más alta que en otros emplazamientos. Esto puede significar que poseen un potencial más alto para lograr la igualdad de género en proyectos de electrificación si se capacita adecuadamente en aspectos técnicos y de gestión. El Gráfico III-1.2-2 muestra la situación real.

<sup>1</sup> Pulgar Vidal, Javier "Geografía del Perú: Las Ocho Regiones de Perú", Lima, Editorial Universo S.A.; cita a Tomoeda, Hiroyasu, 1986, "Buey y Cóndor", Tokio



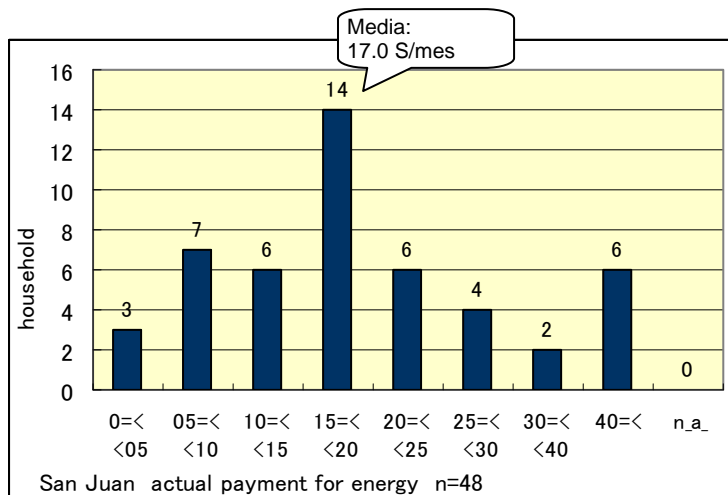
Fuente: Equipo de estudio de JICA 2008

**Gráfico III-1.2-2 Distribución de Género en Actividades de Subsistencia Diarias (izquierda) y Actividades Sociales (derecha)**

### III-1.3 Demanda de Electricidad y Capacidad de Pago

#### 1. Uso Real de la Energía

- Las velas es la primera fuente de energía para iluminación, seguidas de linternas a batería y lámparas de kerosene.
- Ninguna vivienda posee televisor, pero 41 viviendas (85.4% de todos los encuestados) escuchan radio.
- A la fecha, la media del pago mensual por energía es de 17.0 soles.



Fuente: Equipo de estudio de JICA 2008

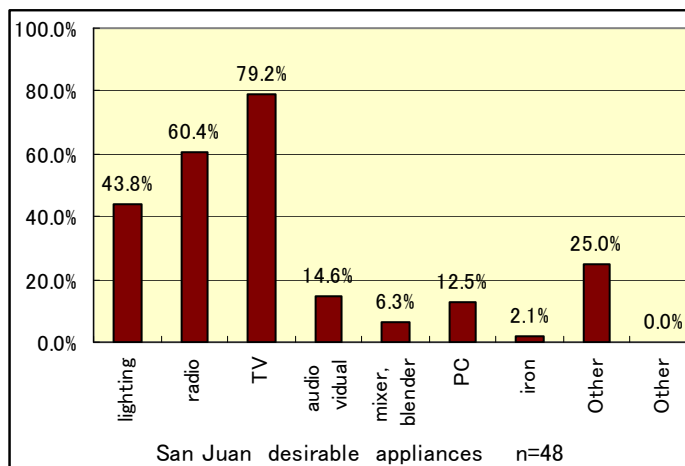
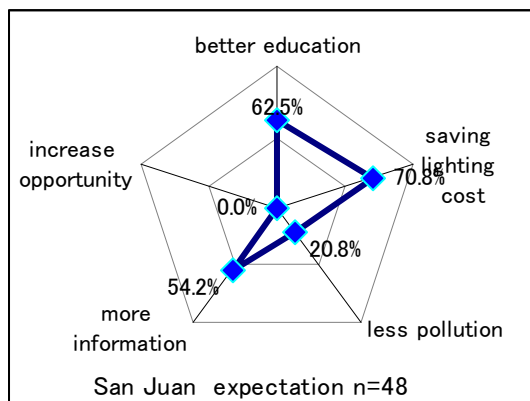
**Gráfico III-1.3-1 Pago Real de Energía**

#### 2. Intención de Electrificación

- Los habitantes de San Juan dijeron que el anterior alcalde del Distrito de Antauta les manifestó que el distrito implementaría la electrificación mediante la extensión de redes el próximo año

(2008). Sin embargo, de acuerdo al alcalde y al personal de la oficina del distrito, no existe un plan concreto ni un presupuesto para la extensión de redes.

- Los habitantes pretendían abastecer sus comunidades con electricidad mediante líneas de extensión de la red nacional. Muchos de ellos piensan que es más barato mediante líneas de transmisión (7-8 soles al mes, en caso de tratarse de un pueblo cercano) que 18 soles al mes por un sistema FV estimado en el Plan Maestro.
- El estudio de la comunidad reveló que sólo el 41.7% de las personas encuestadas sabían lo que era la energía renovable, aunque muchas personas habían escuchado sobre los paneles solares. Después de que el equipo de estudio de JICA les explicó sobre el sistema FV y el plan preliminar de implementación de San Juan, los habitantes empezaron a interesarse en la electrificación mediante un sistema FV, pero no sólo para San Juan, sino que querían que todas las cinco comunidades en la misma cuenca sean electrificadas en el proyecto.
- Los habitantes de San Juan primero esperan poder reducir los gastos de luz después de la electrificación; luego, obtener una mejor educación gracias a la iluminación y a los artefactos eléctricos, y obtener más información mediante la televisión y la radio. Por lo tanto, los artefactos eléctricos que quieren comprar son primero un televisor (a color y blanco y negro), radio y luces. La intención de comprar computadoras es bastante alta en comparación con otros emplazamientos.



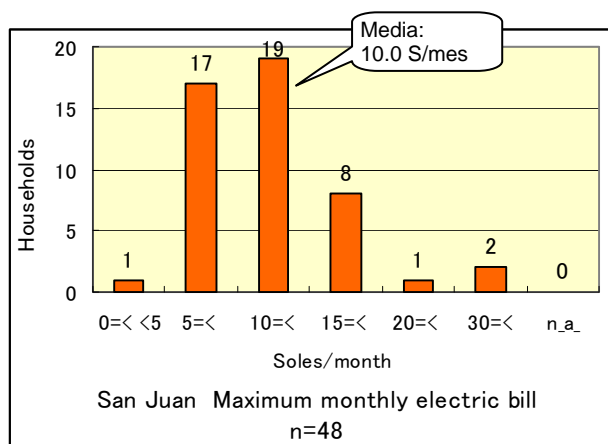
Fuente: equipo de estudio de JICA 2008

**Gráfico III-1.3-2 Expectativa de Electrificación (izquierda) y Artefactos Eléctricos Deseados (derecha)**

Los habitantes están ansiosos por uso industrial de electricidad, especialmente producción de quesos. El uso productivo de electricidad es un incentivo importante para utilización sostenible de electricidad. MEM también recomienda el uso productivo de electricidad. Actualmente, sin embargo, el pasto no está en buenas condiciones y la tecnología de producción de quesos está al bajo nivel, de modo que queso ni leche no se comercializan apenas.

### 3. Capacidad de Pago

- El resultado del estudio de la comunidad muestra que el monto máximo que el encuestado puede pagar cada mes por electricidad es una media de 10.0 soles (10.9 soles en promedio). Esto constituye el 58.8% del pago real por energía y el 13.0% del ingreso mensual (en comparación con la media). Esto es una de las razones por las cuales los habitantes esperan electricidad por ampliación de red (más o menos 7 soles por mes en las localidades adyacentes)
- Los habitantes creen que los ministerios deberían pagar los recibos de electricidad de las escuelas y las postas médicas que el Plan Maestro preliminar propone.
- Más del 80% de los encuestados dicen que prefieren pagar cada mes.



Fuente: Equipo de estudio de JICA 2008

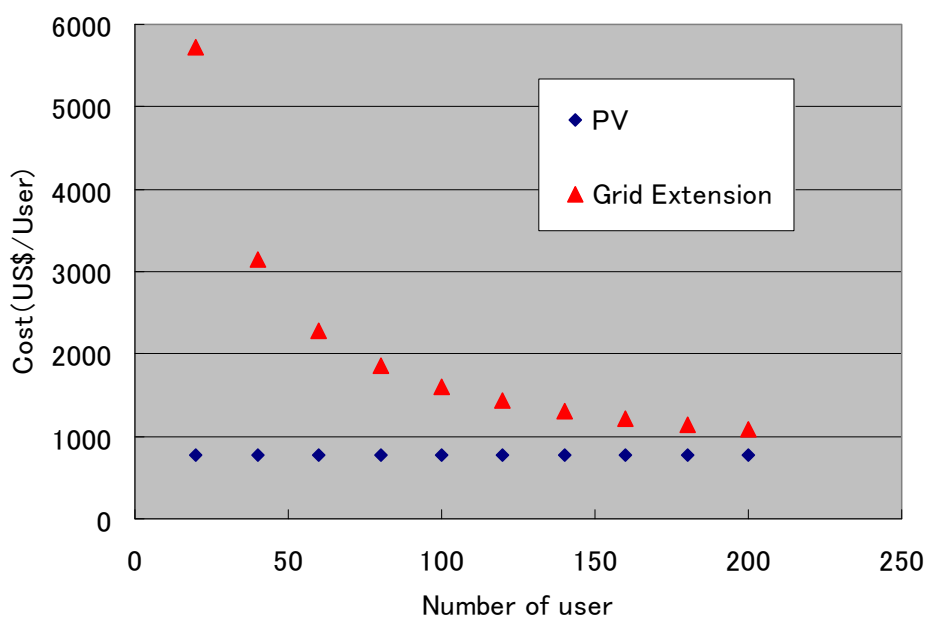
**Gráfico III-1.3-3 Máximo Pago Asequible Mensual de Electricidad**

#### III-1.4 Comparación del Monto de Inversión Inicial según el Método de Electrificación

El equipo de estudio de JICA estudió el método de electrificación más adecuado a la ubicación, tomando como parámetro el número de viviendas. Se ha asumido lo siguiente.

<Supuesto>

[Inf. del Poblado]	Número de localidades	:	1
	Número de usuarios	:	100 (Tentativo)
	Tasa de conexión	:	0.8
[Ampliación de redes]	Longitud de Líneas Primarias desde el final de la Red Existente	:	11.93 (km)
	Líneas Primarias	:	4,700 (US\$/km)
	Redes Primarias	:	90 (US\$/Usuario)
	Redes Secundaria	:	480 (US\$/Usuario)
[Sistema FV]	FV	:	780 (US\$/Usuario)



**Gráfico III-1.4-1 Comparación del Monto de Inversión Inicial según el Método de Electrificación (1)**

El número de viviendas objetivo a electrificar en esta ubicación es 80 (Vivienda: 100, tasa objetivo: 0.8). Como se muestra en el Gráfico III-1.4-1, se prefiere el sistema FV a la ampliación de redes como método de electrificación en términos del monto de inversión inicial.

Asimismo, para decidir el método más adecuado de electrificación no sólo se debe estudiar el monto de inversión inicial sino también los gastos de operación y mantenimiento, el uso eléctrico futuro de manera productiva, y el desarrollo socio-económico futuro en esta ubicación.

### III-1.5 Diseño y Costos

#### III-1.5.1 Diseño

##### 1. Resultado de la Encuesta de Viviendas

Se realizó una encuesta en 45 viviendas de un total de 200 viviendas en San Juan. Los resultados se muestran en el siguiente cuadro. En San Juan se paga 23 soles por consumo básico de energía como una lámpara de kerosene y velas para dar iluminación, y baterías de celdas secas para las radios. El promedio de horas de iluminación es de 2 horas con 43 minutos y de la operación de radio de 3 horas con 15 minutos. Por otro lado, la disponibilidad de pago por electricidad es reducida, sólo 12 soles al mes. La mayoría de las viviendas requiere más de 2 luces luego de ser electrificada. Todas las viviendas respondieron que utilizaban radios y el 60% de los encuestados espera el uso de la televisión luego de la electrificación. Cerca del 50% de los encuestados espera que se le suministre energía eléctrica a cambio de un pago por el servicio, el 20% de los encuestados espera una estación de recarga de batería. Adicionalmente, en vista de que existe un plan para la ampliación de las líneas de red en San Juan, el 24% de los encuestados espera la ampliación de redes en lugar de un sistema

FV. En San Juan, las viviendas se encuentran dispersas debido a que la principal actividad económica es el pastoreo de ganado. Las viviendas entrevistadas están ubicadas en un área de 4.5 km × 7.0 km como se muestra en el Gráfico III-1.5.1-1.

Gastos Mensuales por Energía

	(soles/mes)
Iluminación (velas, kerosene, etc)	14.9
Radio (batería de celda seca)	7.8
Iluminación + Radio	22.7

Promedio de horas de consumo de energía por iluminación y radio

Iluminación	2 hr. 43 min.
Radio	3 hr. 15 min.

Horas de consumo eléctrico esperado luego de la electrificación

	horas	vivienda
Habitación 1	2 hr. 46 min.	100%
Habitación 2	2 hr. 43 min.	96%
Habitación 3	2 hr. 34 min.	47%
Exteriores	2 hr. 25 min.	56%
Radio	5 hr. 30 min.	100%
TV	3 hr. 42 min.	60%

Sistema de pago

Propietario del sistema (US\$750 al contado)	0%
Propietario del sistema (US\$750 préstamo)	2%
Tarifa por el servicio 18 (s/mes)	53%
Recarga de batería 1.5 (s/recarga)	20%
Sin interés en el sistema FV	24%

En el estudio de cambio a nivel de pre-factibilidad, se decidió que 100 viviendas sería el número de viviendas objetivo. En el plan, el número de usuarios se decide de la siguiente manera. Para usuarios de SFD, el 50% de las viviendas objetivo, es decir, 50 viviendas es el número objetivo de viviendas. Para usuarios de ERB, el 20% de las viviendas objetivo, es decir, 20 viviendas es el número objetivo de viviendas. El otro 30% de viviendas puede recibir servicios a través de instalaciones públicas electrificadas como escuelas rurales y postas médicas.



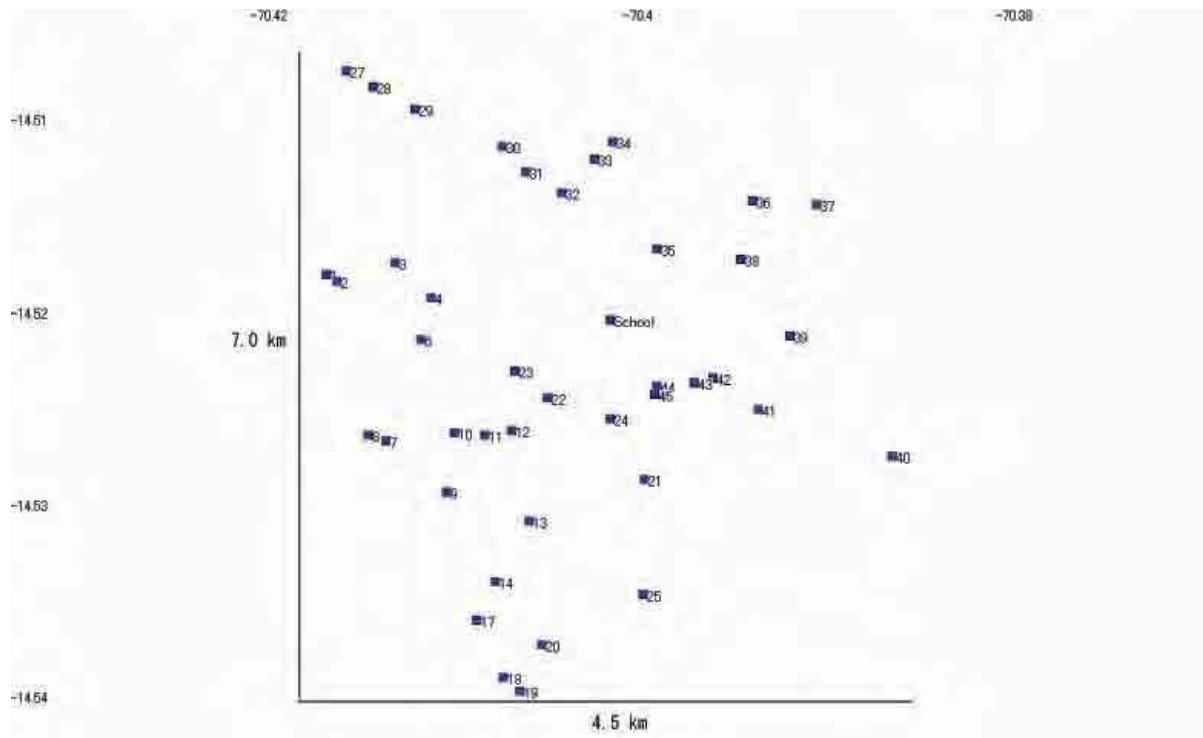


Gráfico III-1.5.1-1 Ubicación de las Viviendas Encuestadas

## 2. Potencial de Radiación Solar

La capacidad del sistema FV está diseñada en base a la radiación solar mensual mínima en junio. Para el diseño del sistema FV, se calcula el ángulo de inclinación del módulo FV en el mes de menor radiación para obtener el mayor valor de radiación de latitud y longitud con el modelo de la esfera celeste. El Gráfico III-1.5.1-2 muestra la relación entre el ángulo de inclinación y la radiación de superficie en Puno. El resultado muestra que el ángulo de inclinación óptimo en Puno es de 10 grados.

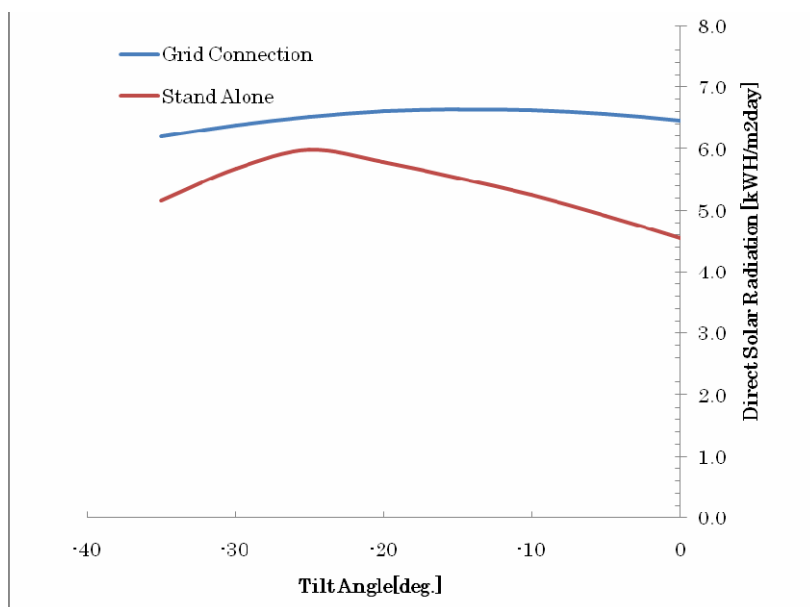


Gráfico III-1.5.1-2 Radiación Solar vs. Ángulo de Inclinación (Puno)

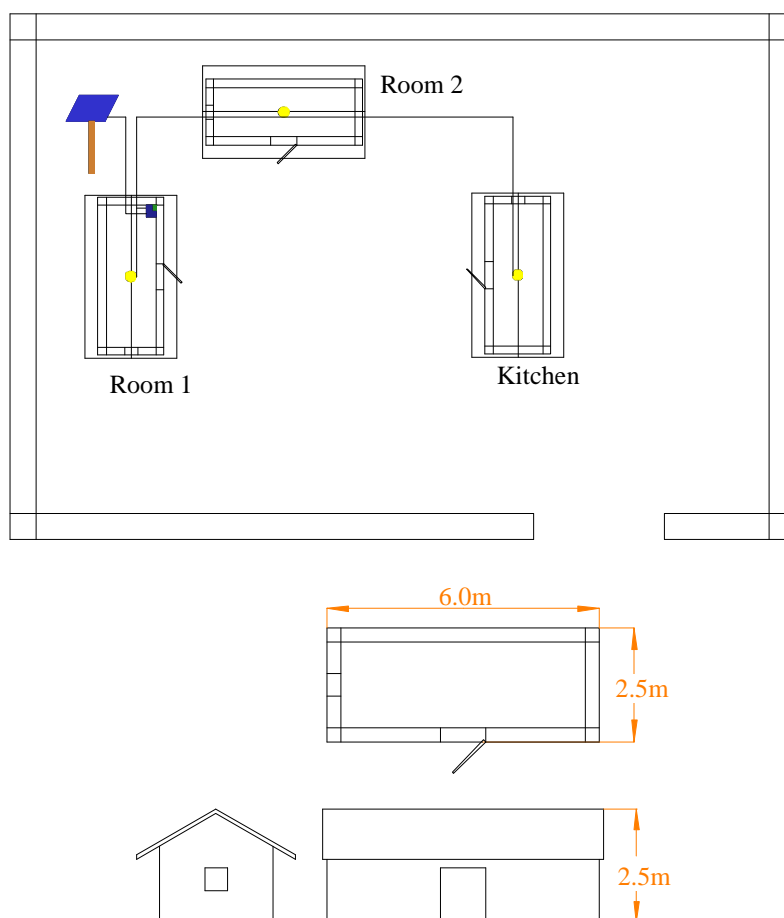
**Cuadro III-1.5.1-1 Radiación Mensual (horizontal, ángulo de inclinación 10°)**

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Radiación Horizontal (kWh/m <sup>2</sup> )	5.1	5.2	5.1	5.1	4.6	4.4	4.6	5.0	5.5	6.0	6.0	5.6	5.2
Radiación ángulo de inclinación 10°	4.8	5.1	5.2	5.5	5.2	5.1	5.3	5.5	5.8	6.0	5.7	5.2	5.4

Fuente: Equipo de estudio de JICA

### 3. Estructura de la Vivienda

El siguiente plano muestra una vivienda típica en San Juan. La mayoría de las viviendas son construcciones de piedra o ladrillos de adobe. El techo es de fierro galvanizado o paja. La mayoría de las familias tienen más de dos estructuras; las habitaciones y la cocina están separadas. Considerando que San Juan está ubicado a una elevada altitud, muchas de las casas no tienen ventanas y de haberlas éstas son pequeñas. Asimismo, el tamaño de la puerta es reducido para mantener la temperatura en la habitación. Debido a este tipo de construcciones, la habitación es oscura ya que no recibe la luz del exterior. Para usuarios de los SFD es necesario instalar un foco en cada estructura. Se requiere, en consecuencia, de trabajos de cableado fuera de las estructuras. El Gráfico III-1.5.1-3 muestra un ejemplo de los trabajos de cableado. La Fotografía III-1.5.1-1 - Fotografía III-1.5.1-3 muestran viviendas típicas.



**Gráfico III-1.5.1-3 Ejemplo de Vivienda y Cableado (San Juan)**



**Fotografía III-1.5.1-1 Vivienda Construida con Piedras**



**Fotografía III-1.5.1-2 Vivienda Construida con Ladrillos de Adobe**



**Fotografía III-1.5.1-3 Vivienda al Centro del Poblado**

### III-1.5.2 Diseño del SFD

#### 1. Demanda de Energía Eléctrica

El siguiente cuadro muestra la demanda de energía eléctrica de una vivienda compuesta por tres ambientes en condiciones de radiación mensual mínima. Se utiliza LED para iluminación en las noches o en exteriores. La demanda eléctrica para una radio es de 4 horas en el mes de radiación mínima, y no se ha considerado la demanda de la TV. Sin embargo, es posible utilizar la radio por un tiempo mayor cuando la radiación solar es más intensa y la vivienda no requiere de mucha energía para iluminación. El Cuadro III-1.5.2-1 muestra la demanda de energía eléctrica.

**Cuadro III-1.5.2-1 Demanda de Energía Eléctrica**

<b>Demanda</b>	<b>Potencia nominal (W)</b>	<b>Horas (horas/día)</b>	<b>Consumo de energía (Wh/día)</b>
Habitación 1: Foco fluorescente (1)	12	3	36
Habitación 2: Foco fluorescente (2)	12	3	36
Cocina: Foco fluorescente (3)	12	2	24
LED	2	8	16
Radio	10	4	40
			152
Voltaje del sistema	12	V	
<b>Demanda Total</b>	<b>12.7</b>	<b>Ah/día</b>	

#### 2. Potencia de Salida Estimada

El siguiente cuadro muestra la producción mensual estimada de 50 Wp del SFD en San Juan. Para el diseño del sistema FV, se estimó la producción de energía en base a la radiación solar en enero. En consecuencia, existe un excedente de producción en los otros meses, por lo que es posible utilizar la radio o TV en blanco y negro (20 W).

**Cuadro III-1.5.2-2 Potencia de Salida Estimada (50 Wp)**

<b>Mes</b>	<b>Radiación (kWh/m<sup>2</sup>-día)</b>	<b>Potencia de salida (kWh/día)</b>	<b>Potencia de salida (Ah/día)</b>	<b>Producción Mensual (kWh/Mes)</b>
Ene	4.8	0.18	15.0	5.6
Feb	5.1	0.19	15.9	5.3
Mar	5.2	0.20	16.3	6.0
Abr	5.5	0.21	17.1	6.2
May	5.2	0.19	16.1	6.0
Jun	5.1	0.19	15.8	5.7
Jul	5.3	0.20	16.3	6.1
Ago	5.5	0.21	17.1	6.4
Sep	5.8	0.22	17.9	6.5
Oct	6.0	0.22	18.6	6.9
Nov	5.7	0.21	17.9	6.4
Dic	5.2	0.20	16.3	6.1
<b>Promedio</b>	<b>5.4</b>	<b>0.20</b>	<b>16.7</b>	<b>6.1</b>

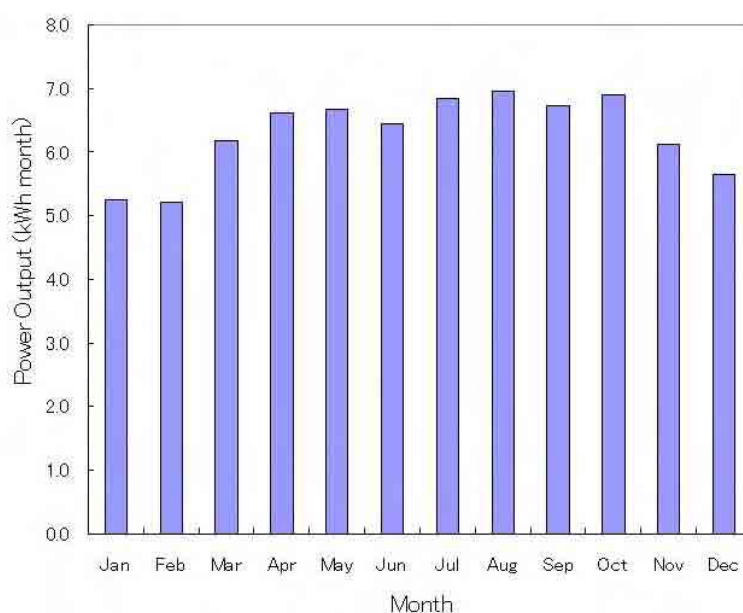
Annual: 73.1 (kWh/año)

$$\text{Potencia de salida (kWh/día)} = \text{capacidad FV (Wp)} \times K \times \text{Radiación solar (kWh/m}^2\text{-día)}$$

$$(K = K1 \times K2 \times K3 \times K4 \times K5 \times K6)$$

Pérdida de diseño

K1:	Coeficiente de corrección de temperatura	(10°C)	1.08
K2:	Factor de corrección del módulo	normalmente 0.9-0.95	0.9
K3:	Pérdida de potencia (módulo FV a batería)	normalmente 0.95	0.95
K4:	Controlador		0.95
K5:	Recarga/descarga de batería		0.9
K6:	Pérdida de potencia (batería a demanda)		0.95



**Gráfico III-1.5.2-1 Potencia de Salida Estimada**

### 3. Diseño del Sistema

Capacidad de la Batería

$$Cu = (\text{Día autónomo} + 1) (\text{Consumo diario}) / \text{PD max}$$

$$= 95 \text{ Ah} \approx 100 \text{ Ah}$$

Día autónomo	:	2 días
PD max	:	40%
Consumo diario	:	13.4 Ah/día

Resumen del sistema

Módulo FV	:	50 Wp
Controlador	:	10 A
Batería	:	100 Ah
Foco fluorescente	:	12 W × 3
LED	:	2 W × 1
Convertor CC/CC	:	entrada 12 V - salida 1.5 V, 3 V, 4.5 V, 6 V, 9 V

### III-1.5.3 Diseño de las ERB

#### 1. Demanda de Energía Eléctrica

Las ERB son las instalaciones a las que los usuarios llevan sus propias baterías para su recarga. Los usuarios se llevan sus baterías recargadas a sus hogares y luego las utilizan. El volumen de consumo eléctrico en las ERB es menor que el de los usuarios de SFD debido a que no cuentan con la estación de energía eléctrica en sus hogares. Asimismo, el volumen de consumo de energía se incrementa con la capacidad de la batería. Para el diseño de las ERB se ha considerado el uso de baterías de vehículos debido a su fácil adquisición. Las baterías de 70 Ah son pesadas, aproximadamente 25 kg. En las áreas rurales vive mucha gente de edad y en la mayoría de los casos como no existe método de transporte la gente camina. El siguiente cuadro muestra la demanda de energía eléctrica de la batería de 70 Ah de capacidad.

**Cuadro III-1.5.3-1 Demanda de Energía Eléctrica (70 Ah)**

<b>Demanda</b>	<b>Potencia nominal (W)</b>	<b>Horas (horas/día)</b>	<b>Consumo de energía (Wh/día)</b>
Foco fluorescente (1)	12	3	36
Foco fluorescente (2)	12	1.5	18
LED	2	10	20
Radio	10	1	10
<b>Total</b>			<b>84</b>

Voltaje del sistema : 12 V

Demanda (Ah) : 7.0 Ah/día

Intervalo de recarga : 4 días

Radiación solar : 4.8 h/día (enero )

Corriente necesaria  $I_N$  (Ah) = Capacidad de la batería (70 Ah)  $\times$  K6 / (K1  $\times$  K2  $\times$  K3  $\times$  K4  $\times$  K5)  
= 47.9 Ah/día

K1: Coeficiente de corrección de temperatura 1.08

K2: Factor de corrección del módulo 0.90

K3: Pérdida de potencia (módulo FV a batería) 0.95

K4: Controlador 0.95

K5: Recarga/descarga de batería 0.90

K6: Porcentaje de descarga 40%

#### 2. Sistema de Generación

El número de módulos FV necesarios para la recarga de baterías de diferente capacidad se calcula en base a la demanda de energía eléctrica y la radiación solar mensual mínima. El siguiente cuadro muestra el módulo F y la corriente en el punto de energía máximo para el cálculo.

Número de módulos FV  $N = I_N / (I_{pmax} \times \text{Radiación solar} \times K1 \times K2 \times K3 \times K4 \times K5)$

**Cuadro III-1.5.3-2 Corriente en el Punto de Energía Máximo**

Módulo FV (Wp)	I <sub>pmax</sub> (A)
50	3.0
80	4.6
130	7.4

El siguiente cuadro muestra el número necesario de módulos FV y el costo para los usuarios de baterías de 70 Ah y 50 Ah. Para la estación de recarga de baterías se utilizan dos módulos FV de 130 Wp para el sistema de recarga de baterías debido al fuerte potencial de radiación solar en San Juan.

**Cuadro III-1.5.3-3 Número Necesario de Módulos FV para la Recarga de Baterías**

Módulo FV		Batería (50 Ah)		Batería (70 Ah)	
Capacidad (Wp)	Precio unitario (US\$)	Número necesario de módulos FV	Precio de la red FV	Número necesario de módulos FV	Precio de la red FV
50	320	3	960	4	1,280
80	480	2	960	3	1,440
130	600	1	600	2	1,200

$$\begin{aligned} \text{Potencia de salida (kWh/día)} &= \text{Capacidad FV (Wp)} \times K \times \text{Radiación solar (kWh/m}^2\text{-día)} \\ &= 878 \text{ Wh/día} = 73 \text{ Ah/día} \\ (K &= K1 \times K2 \times K3 \times K4 \times K5 \times K6) \end{aligned}$$

### 3. Diseño del Sistema

#### Resumen del Sistema (ERB)

Vivienda	:	4 viviendas / sistema
Módulo FV	:	130 Wp × 2 módulos
Controlador	:	20 A

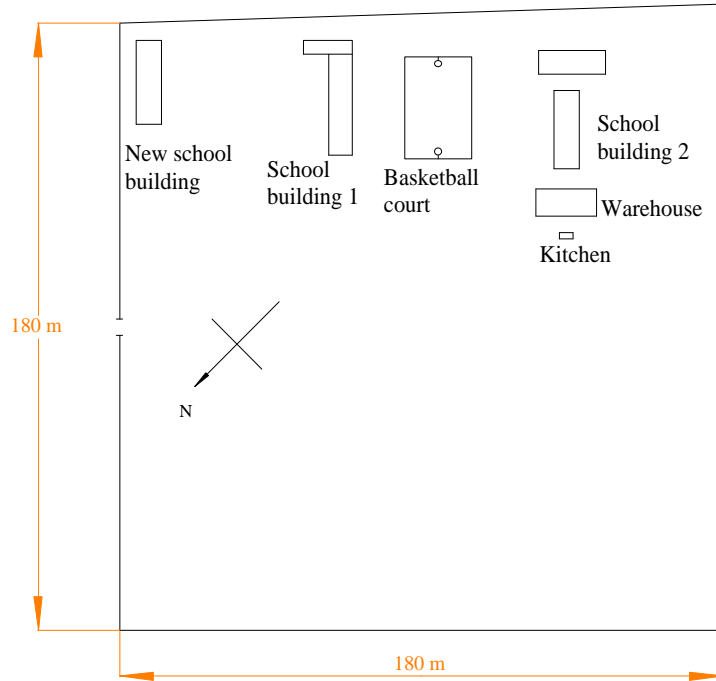
#### Vivienda

Batería	:	50 Ah, 70 Ah
Foco fluorescente	:	12 W × 3
LED	:	2 W
Convertor CC/CC	:	entrada 12 V – salida 1.5 V, 3 V, 4.5 V, 6 V, 9 V
Medidor de voltaje	:	CC

### III-1.5.4 Diseño de las Escuelas Rurales

#### 1. Demanda de Energía Eléctrica

En San Juan existe una escuela ubicada en el centro del poblado, la cual se muestra en el siguiente esquema. En el área de la escuela existen cinco estructuras. Los módulos de aulas 1 y 2 son utilizados para la enseñanza. El área es lo suficientemente amplia como para instalar un sistema FV cerca de las estructuras.

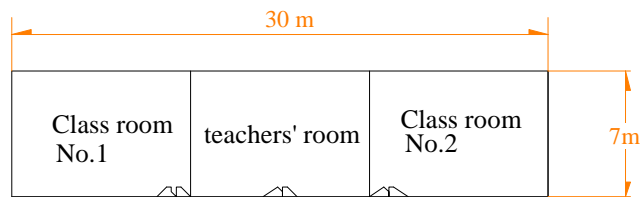


Nuevo módulo de aulas

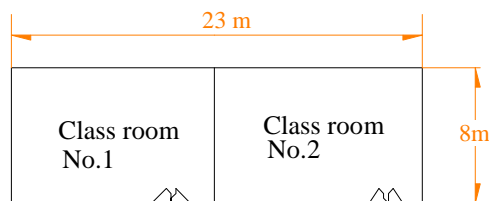


Módulo de aulas en uso, módulo 1 (fachada), 2 (parte posterior)

**Gráfico III-1.5.4-1 Escuela Rural en San Juan**



School building 1



School building 2

**Gráfico III-1.5.4-2 Aulas**



La demanda de energía eléctrica se estima en base a las aulas que actualmente están siendo utilizadas. Se requiere instalar focos en cuatro aulas y en la sala de profesores. En total se estiman 20 focos, cuatro focos por cinco ambientes. Asimismo, no se dan clases en las noches, por lo que se estima que son cuatro horas de uso. Se estima que se utilizarán tres computadoras durante tres horas.

**Cuadro III-1.5.4-1 Demanda de Energía Eléctrica en Escuelas Rurales (4 aulas + 1 sala de profesores)**

Demanda	Potencia nominal (W)	No.	Horas (horas/día)	Consumo de energía (Wh/día)
Foco fluorescente	12	20	5	1,200
PC	300	3	3	2,700
Impresora	300	1	1	300
TV	60	1	4	240
DVD	40	1	1	40
Inversor – auto consumo	7.5	1	10	75
				4,555
Inverter efficiency	90%			
Total power demand	5,061		Wh/day	
System voltage	48		V	
<b>Total demand</b>	<b>105.4</b>		<b>Ah/day</b>	

## 2. Potencia de Salida Estimada

El siguiente cuadro muestra la producción mensual estimada para el sistema FV en una escuela rural. Para el diseño del sistema FV, se estimó la producción de energía en base a la radiación solar en enero. En consecuencia, existe un excedente de producción en los otros meses, por lo que es posible realizar la recarga de batería o utilizar algunas herramientas con este excedente de producción de energía.

**Cuadro III-1.5.4-2 Potencia de Salida Estimada (Escuela Rural)**

Mes	Radiación (kWh/m <sup>2</sup> -día)	Potencia de Salida (kWh/día)	Potencia de Salida (Ah/día)	Producción Mensual (kWh/Mes)
Ene	4.8	5.41	112.6	167.6
Feb	5.1	5.71	119.0	159.9
Mar	5.2	5.85	121.9	181.4
Abr	5.5	6.16	128.3	184.8
May	5.2	5.80	120.9	179.9
Jun	5.1	5.68	118.4	170.5
Jul	5.3	5.89	122.6	182.4
Ago	5.5	6.16	128.4	191.0
Sep	5.8	6.45	134.4	193.5
Oct	6.0	6.71	139.7	207.9
Nov	5.7	6.43	134.0	193.0
Dic	5.2	5.88	122.5	182.3
<b>Promedio</b>	<b>5.4</b>	<b>6.01</b>	<b>125.2</b>	<b>182.9</b>

Annual: 2,194.3 (kWh/year)

$$\text{Potencia de salida (kWh/día)} = \text{capacidad FV (Wp)} \times K \times \text{Radiación solar (kWh/m}^2\text{-día)}$$

$$(K = K1 \times K2 \times K3 \times K4 \times K5 \times K6 \times K7)$$

K1: Coeficiente de corrección de temperatura		1.08
K2: Módulo de corrección del módulo	normalmente 0.9-0.95	0.9
K3: Pérdida de potencia (módulo FV a batería)	normalmente 0.95	0.95
K4: Controlador		0.95
K5: Recarga/descarga de batería		0.9
K6: Pérdida de potencia (batería a demanda)		0.95
K7: Inversor		0.9
Voltaje del sistema 48 V		

### 3. Diseño del Sistema

Capacidad de la batería

$$C_u = (\text{Día autónomo} + 1) (\text{Consumo diario}) / \text{PD max}$$

$$= 791 \text{ Ah} \approx 800 \text{ Ah}$$

Día autónomo	:	2 días
PD max	:	40%
Consumo diario	:	105.4 Ah/día

Resumen del sistema (escuela rural)

Módulo FV	:	1.5 kWp (130 Wp 3 × 4)
Controlador	:	48 V CC, 40 A
Batería	:	48 V, 800 Ah (800 Ah, 2 V × 24)
Inversor	:	2,500 W
Foco fluorescente	:	12 W × 20
Computadora	:	300 W × 3
Impresora	:	300 W × 1
TV	:	60 W × 3
DVD	:	40 W × 1

#### III-1.5.5 Diseño de la Posta Médica Rural

##### 1. Demanda de Energía Eléctrica

Existen dos tipos de demanda eléctrica en las postas médicas rurales, CC y CA. Ya se han desarrollado refrigeradoras de vacunas que operan en CC del sistema FV y son ampliamente utilizadas en países en vías de desarrollo a través de la OMS y otros. La operación de la refrigeradora en CA del sistema FV no es adecuado debido a la corriente de irrupción del motor. Asimismo, la radio de comunicación puede ser operada en CC. Los otros equipos serán operados en CA.

**Cuadro III-1.5.5-1 Demanda de Energía Eléctrica (CC)**

<b>Demanda</b>	<b>Potencia nominal (W)</b>	<b>No.</b>	<b>Horas (horas/día)</b>	<b>Consumo de energía (Wh/día)</b>
Refrigeradora de vacunas	60	1	12	720
Radio de comunicación : en stand-by	2	1	12	24
: en transmisión	30	1	1	30
<b>Total</b>				<b>774</b>

**Cuadro III-1.5.5-2 Demanda de Energía Eléctrica (CA)**

<b>Demanda</b>	<b>Potencia nominal (W)</b>	<b>No.</b>	<b>Horas (horas/día)</b>	<b>Consumo de energía (Wh/día)</b>
Foco fluorescente	12	8	6	576
PC	300	1	4	1,200
Impresora	300	1	1	300
TV	60	1	5	300
DVD	40	1	1	40
Inversor-operación	7.5	1	8	60
<b>Total</b>				<b>2,416</b>

**Total : 3,190 (Wh/día)**

## 2. Potencia de Salida Estimada

El siguiente cuadro muestra la producción mensual estimada para el sistema FV en una escuela rural. Para el diseño del sistema FV, se estimó la producción de energía en base a la radiación solar en enero. En consecuencia, existe un excedente de producción en los otros meses, por lo que es posible realizar la recarga de batería o utilizar algunas herramientas con este excedente de producción de energía.

**Cuadro III-1.5.5-3 Potencia de Salida Estimada (Postas Médicas Rurales)**

<b>Mes</b>	<b>Radiación (kWh/m<sup>2</sup>-día)</b>	<b>Potencia de Salida (kWh/día)</b>	<b>Potencia de Salida (Ah/día)</b>	<b>Producción Mensual (kWh/Mes)</b>
Ene	4.8	3.60	75.1	111.7
Feb	5.1	3.81	79.3	106.6
Mar	5.2	3.90	81.3	120.9
Abr	5.5	4.11	85.6	123.2
May	5.2	3.87	80.6	119.9
Jun	5.1	3.79	78.9	113.7
Jul	5.3	3.92	81.7	121.6
Ago	5.5	4.11	85.6	127.3
Sep	5.8	4.30	89.6	129.0
Oct	6.0	4.47	93.1	138.6
Nov	5.7	4.29	89.3	128.7
Dic	5.2	3.92	81.7	121.5
<b>Promedio</b>	<b>5.36</b>	<b>4.01</b>	<b>83.5</b>	<b>121.9</b>

Annual: 1,462.8 (kWh/year)

$$\text{Potencia de salida (kWh/día)} = \text{Capacidad FV (Wp)} \times K \times \text{Radiación solar (kWh/m}^2\text{-día)}$$

$$(K = K1 \times K2 \times K3 \times K4 \times K5 \times K6 \times K7)$$

K1:	Coeficiente de corrección de temperatura		1.08
K2:	Factor de corrección del módulo	normalmente 0.9-0.95	0.9
K3:	Pérdida de potencia (módulo FV a batería)	normalmente 0.95	0.95
K4:	Controlador		0.95
K5:	Recarga/descarga de batería		0.9
K6:	Pérdida de potencia (batería a demanda)		0.95
K7:	Inversor		0.9
Voltaje del sistema 48 V			

### 3. Diseño del Sistema

Capacidad de la batería

$$Cu = (\text{Día autónomo} + 1) (\text{Consumo diario}) / \text{PD max}$$

$$= 540 \text{ Ah} \cong 600 \text{ Ah}$$

Día autónomo	:	2 días
PD max	:	40%
Consumo diario	:	72.1 Ah/día

Resumen del sistema (Posta médica rural)

Módulo FV	:	1.0 kWp (130 Wp 3 × 3)
Controlador	:	48 V CC, 40 A
Batería	:	48 V, 600 Ah (600 Ah, 2 V × 24)
Inversor	:	1,000 W
Foco fluorescente	:	12 W × 8
Computadora	:	300 W × 1
Impresora	:	300 W × 1
TV	:	60 W × 1
DVD	:	40 W × 1
Refrigeradora de vacunas	:	600 W × 1 (12 V CC)
Radio de comunicación	:	30 W (12 V CC)

### III-1.5.6 Costos

#### 1. Costo del Equipo

SFD: para 50 viviendas

**Cuadro III-1.5.6-1 Costo del Sistema (SFD)**

Ítem	No.	Unidad	Precio (US\$)
Panel FV	50	Wp	250
Controlador	10	A	40
Batería*1	100	Ah	110
Foco fluorescente	12	W	60
LED	2	W	20
Convertor CC-CC	12	V	15
Accesorios (conductores, postes, etc.)	1	set	125
Instalación & Transporte	10	%	62
<b>Total</b>			<b>682</b>

\*1: Batería de ciclo profundo (fabricada en Bolivia)

ERB: para 20 viviendas

**Cuadro III-1.5.6-2 Costo del Sistema (ERB)**

Ítem	No.	Unidad	Precio (US\$)
Módulo FV	130	Wp	6,000
Controlador:	20	A	400
Accesorios (instalación, etc.)	8	%	512
Instalación & Transporte	10	%	640
<b>Total</b>			<b>7,552</b>

**Cuadro III-1.5.6-3 Costo del Sistema (ERB: cableado en viviendas)**

Ítem	No.	Unidad	Precio (US\$)
Batería:	70	Ah	100
Foco fluorescente:	12	W	40
LED:	2	W	20
Convertor CC/CC:	12	V	15
Medidor de voltaje:	CC 12 V		10
Accesorios (instalación, etc.)	8	%	15
Instalación & Transporte	10	%	19
<b>Total</b>			<b>219</b>

Escuela rural:

**Cuadro III-1.5.6-4 Costo del Sistema (escuela rural)**

Ítem	No.	Unidad	Precio (US\$)
Módulo FV: (130 W <sub>p</sub> × 12)	1.5	kW <sub>p</sub>	12
Controlador: (48 V)	60	A	1
Batería: (48 V)	700	Ah	24
Inversor:	2,500	W	1
Foco fluorescente:	12	W	15
Computadora:	300	W	3
Impresora:	300	W	1
TV:	60	W	1
DVD:	40	W	1
Materiales de puesta a tierra	100	Ω	1
Costo de accesorios	8	%	
Instalación y Transporte	10	%	
<b>Total</b>			<b>23,653</b>

Postas médicas rurales:

**Cuadro III-1.5.6-5 Costo del Sistema (posta médica rural)**

Ítem	No.	Unidad	Precio (US\$)
Módulo FV:(130 W <sub>p</sub> × 9)	1	kW <sub>p</sub>	9
Controlador: (48 V)	60	A	1
Batería: (48 V)	600	Ah	24
Inversor:	1,000	W	1
Foco fluorescente:	12	W	8
Computadora:	300	W	1
Impresora:	300	W	1
TV:	60	W	1
DVD:	40	W	1
Refrigeradora de vacunas	600	W	1
Radio de comunicación	30	W	1
Materiales de puesta a tierra	100	Ω	1
Costo de accesorios: (cable, etc.)	8	%	
Instalación y Transporte	10	%	
<b>Total</b>			<b>23,760</b>

Total :

**Cuadro III-1.5.6-6 Costo del Sistema (Total)**

Item	No.	Unidad	Precio (US\$)
SFD	50	682	34,100
ERB	1	7,552	7,552
ERB para cada vivienda	20	219	4,380
Escuela Rural	1		23,653
Posta Médica Rural	1		23,760
<b>Total</b>			<b>93,445</b>

## 2. Operación y Mantenimiento

Con respecto a los componentes del sistema FV, algunos consumibles como las baterías y los controladores deben ser reemplazados luego de unos cuantos años. Por otro lado, ya que la vida del módulo FV y del LED es mayor, cerca de 20 años, en principio no se requiere reemplazarlos después de unos cuantos años. La vida del controlador es de aproximadamente 10 años. En este sistema, se ha seleccionado la batería de ciclo profundo fabricada en Bolivia. Por consiguiente, la vida de la batería en el SFD es de aproximadamente 5 a 7 años. Por otro lado, para las ERB se ha considerado baterías de automóviles ya que los usuarios son los propietarios de las baterías y son fáciles de obtener. Se estima que la vida de los focos fluorescentes es de 2 a 3 años y del inversor de 10 años. El siguiente cuadro muestra la vida de los componentes de los SFD.

**Cuadro III-1.5.6-7 Vida de los Componentes del Sistema FV**

Ítem	Vida (años)
Módulo FV	20
Controlador	10
Batería (ciclo profundo)	5 a 7
Batería (automóvil)	2 a 3
Foco fluorescente	2 a 3
LED	20
Inversor	10

Costo de operación y mantenimiento: Se estima que el costo anual de operación y mantenimiento es el 2% de la inversión inicial.

### III-1.6 Organización para la Construcción, Operación y Mantenimiento y Costos

En vista de la simple estructura, puede establecerse con la cooperación de los pobladores y bajo la supervisión de expertos de las universidades u ONG, etc.

La operación puede ser realizada por pobladores seleccionados y capacitados bajo la forma de una microempresa. Se inscribirá legalmente a la microempresa.

Aquellos que asuman el trabajo de la empresa serán elegidos públicamente entre los pobladores que estén dispuestos a emprender el negocio. Ya que los ingresos de la empresa son pequeños, los operadores de la empresa al inicio serán dos; un gerente comercial y un técnico<sup>2</sup>.

Antes de la selección, se elegirán alrededor de 10 candidatos del poblado que muestren interés en emprender la operación y la gestión, y todos recibirán la misma capacitación. La finalidad de esto es

---

<sup>2</sup> Si el tamaño o los ingresos de la cobertura del servicio es muy pequeño, un sólo operador puede asumir tanto la parte comercial como la parte técnica.

poder contar con personal de apoyo y si al final los miembros elegidos no continuaran, las personas que queden pueden reemplazarlos.

La capacitación se efectuará en principio en el emplazamiento. Está programado tener una sensibilización inicial de los pobladores, dos capacitaciones sobre los equipos y tres capacitaciones sobre gestión. Por lo tanto, se brindará capacitación técnica y administrativa. Después de iniciar la operación, dentro del plazo de 6 meses, se ha programado proporcionar capacitación de apoyo para aquellos que emprendieron el negocio. Además, para garantizar la sostenibilidad, debería estar monitoreado por lo menos tres veces (acompañamiento) por los capacitadores después de la operación.

Para garantizar la gobernabilidad de la empresa, la empresa debe registrar las cuentas con los ingresos y los gastos. Se creará la junta de usuarios, y la empresa será responsable de preparar informes periódicos de su operación para la junta de usuarios. Con esto la empresa se definirá como una empresa abierta a los usuarios y al mismo tiempo los usuarios podrán monitorear a cada uno, ya que la empresa sólo puede ser sostenible por la igual participación y asunción de responsabilidades de los usuarios.

La microempresa celebrará un contrato con el propietario para llevar a cabo el servicio público. Es un tipo de contrato de concesión (concesión en usufructo). Además, la empresa celebrará contratos con los usuarios para prestar el servicio. Mediante contratos vinculantes, se garantizarán los derechos y las obligaciones de la empresa junto con los de los usuarios. Los usuarios pagarán de acuerdo a la tarifa establecida entre ellos.

Los costos necesarios se muestran a continuación. No se incluye el costo necesario para la generación de energía eléctrica incluyendo respuestos.

Inversión inicial	:	US\$	500
Asistencia y monitoreo de proyecto	:	US\$	25,000
Operación y gestión anual	:	N soles	1,000

### **III-1.7 Evaluación Económica y Social**

#### **III-1.7.1 Método de Evaluación**

En el presente estudio del Plan Maestro se aplicará el método de análisis establecido por el SNIP siempre que se utilice financiamiento público para la implementación de los proyectos.

En la metodología del SNIP, el análisis financiero que compara los costos y beneficios utilizando precios de mercado es denominado análisis económico, mientras que un análisis económico que realiza la comparación utilizando precios económicos es denominado análisis social. Con el fin de guardar consistencia con el sistema peruano, en el presente informe se utilizarán los términos del SNIP.



El flujo básico del análisis es el que se indica a continuación:

### 1. Análisis Económico

En el Análisis Económico se calculará el monto esperado de beneficio neto con los estimados de costos y beneficios mediante precios de mercado.

- Estimación de costos a precios de mercado
- Preparación de un flujo de caja para inversión de capital
- Preparación de un flujo de caja para el costo de operación y mantenimiento
- Cálculo de costos incrementales en comparación con “sin proyecto”
- Estimación de beneficios a precios de mercado
- Cálculo de beneficios incrementales en comparación con “sin proyecto”.
- Cálculo del beneficio neto (Valor Actual Neto)

### 2. Análisis Social

En el Análisis Social se calculará el monto de beneficio neto con los estimados de costos y beneficios, utilizando el precio social que excluye los factores distorsionados debido a la política económica como impuestos y subsidios.

- Estimado de costos a precios sociales
- Preparación de un flujo de caja para inversión de capital
- Preparación de un flujo de caja para el costo de operación y mantenimiento
- Cálculo de costos incrementales en comparación con “sin proyecto”
- Estimación de beneficios a precios sociales
- Cálculo de beneficios incrementales en comparación con “sin proyecto”.
- Cálculo del beneficio neto (Valor Actual Neto Social)

### 3. Análisis de Sensibilidad

El análisis de sensibilidad verifica el impacto en el proyecto en caso de diversas consideraciones importantes como monto de inversión, tarifa eléctrica, beneficio, etc.

#### III-1.7.2 Supuestos

Para la evaluación de proyectos se utilizan los siguientes supuestos:

#### 1. Tasa de Descuento

- Análisis económico 12%
- Análisis social 11%

## 2. Factor de Conversión

Se considera que el precio de mercado está distorsionado debido a diversas políticas económicas como impuestos o aranceles. Con el fin de obtener precios reales, es decir, precios sociales, se utilizan factores de conversión.

• Equipo	1.08
• Poste	1.00
• Equipo doméstico	1.00
• Estudio, compra de electricidad	1.00
• Transporte	1.00
• Equipo importado	0.90
• Mano de obra calificada	0.87
• Mano de obra no calificada	0.41 (Sierra)
• IGV	0.00

## 3. Vida Útil

A continuación se muestra la vida útil de cada componente:

Ítem	Período (años)
Panel solar	20
Batería (ciclo profundo)	7
Batería (auto)	3
Controlador	10
Inversor	10
Líneas de distribución/transmisión del equipo electromecánico	20

## 4. Período de Evaluación

El período de evaluación para el proyecto será de 20 años.

## 5. Proyecto Alternativo

Los siguientes son proyectos alternativos para el suministro de energía eléctrica a San Juan:

Ítem	Contenido
Alternativa 1	Electrificación con paneles solares
Alternativa 2	Electrificación con ampliación de redes

## 6. Electrificación de Escuelas y Postas Médicas

En comparación de las alternativas para efectos de la selección del método de electrificación, no se considera como parte del proyecto la electrificación de escuelas y postas médicas. Dicha electrificación será implementada como proyecto modelo, por lo que el análisis se limitará al cálculo del monto para cubrir el costo de operación y mantenimiento.

### III-1.7.3 Costo del Proyecto y Beneficio de la Alternativa 1 (Proyecto de Energía Solar de San Juan)

#### 1. Inversión Inicial

El costo de construcción del Proyecto está estimado en US\$65,705 de la siguiente manera:

**Cuadro III-1.7.3-1 Inversión Inicial**

(Unidad: US\$)

Ítem	SFD	ERB (1)	ERB (2)*	Total
Panel FV	250	0	0	-
Módulo FV	0	6,000	0	-
Controlador	40	400	0	-
Batería	110	0	100	-
Foco fluorescente	60	0	40	-
LED	20	0	20	-
Convertidor CC-CC	15	0	15	-
Medidor de voltaje	0	0	10	-
Accesorios	125	512	15	-
Instalación & Transporte	62	640	19	-
Subtotal/unidad	682	7,552	218	-
Número	50	1	20	-
Subtotal	34,100	7,552	4,360	46,012
IGV, etc	14,595	3,232	1,866	19,693
<b>Total</b>	<b>48,695</b>	<b>10,784</b>	<b>6,226</b>	<b>65,705</b>

\* Nota: costo unitario por cada vivienda.

#### 2. Costo de Operación y Mantenimiento

El costo anual de operación y mantenimiento se calcula provisionalmente de la siguiente manera:

Ítem	Costo anual	Observaciones
Costo operativo de operación y mantenimiento	US\$345	S/.1,000 al año
Costo técnico de operación y mantenimiento	US\$1,314	US\$65,705 × 2%
<b>Total</b>	<b>US\$1,659</b>	

#### 3. Demanda de Energía Eléctrica

Con respecto a la demanda de energía eléctrica, se adoptan los siguientes valores del III-1.5.2:

	Demanda Diaria (Wh/día)
SFD	152
ERB	84
Escuela	4,555
Posta médica	3,190

#### 4. Beneficio

##### (1) Beneficio Económico

El beneficio económico es el ingreso por la venta de electricidad. La tasa unitaria de 18 soles (=US\$6.21) /mes para SFD y de 1.5 soles (=US\$0.52; una recarga para cuatro días) para ERB se utiliza para calcular el beneficio anual.

Ítem	Tasa unitaria	Ingreso Anual
SFD	US\$6.21/mes	$6.21 \times 12 \text{ meses} \times 50 \text{ viviendas} = \text{US\$ } 3,724$
ERB	US\$0.52/recarga	$0.52 \times 7.5 \text{ recargas} \times 12 \text{ meses} \times 20 \text{ viviendas} = \text{US\$ } 931$

##### (2) Beneficio Social

El beneficio social se toma de los datos de “Beneficios Económicos de la Electricidad en Áreas Rurales del Perú” (NRECA, 1999). Se adoptó el 80% de los siguientes valores.

Área	Sierra
Iluminación	$\text{US\$}158.40/\text{año} \times 0.8 = 126.72$
Radio & TV	$\text{US\$ } 60.48/\text{año} \times 0.8 = 48.38$

### III-1.7.4 Alternativa 2 (Proyecto de Ampliación de Redes)

#### 1. Inversión Inicial

El siguiente es el desglose del costo de las líneas de distribución y transmisión requerido para la ampliación de redes:

(Unidad: US\$)

Ítem	Total	Línea Primaria	Red Primaria	Red Secundaria
Materiales	79,023	48,804	5,588	24,631
Instalación	61,948	50,082	1,394	10,471
Transporte	7,701	4,185	218	3,298
IGV, etc.	28,247	19,538	1,368	7,296
<b>Total</b>	<b>176,918</b>	<b>122,654</b>	<b>8,568</b>	<b>45,696</b>

#### 2. Costo de Operación y Mantenimiento

El costo de la operación técnica y mantenimiento se calcula utilizando el siguiente porcentaje:

Ítem	Factor (%)	Observaciones
Transmisión/distribución	2.0 - 2.5	Año 1 al 20

La tasa unitaria calculada a partir del parámetro de la tarifa de electricidad para el voltaje medio (MT-2) con fecha 1 de Febrero del 2008, Pliego Azángaro Rural, por ElectroPuno, que abastece a Puno, se utilizó para calcular el costo de la compra de electricidad.

Precio Ponderado de la Energía en barra a un Voltaje Medio – Febrero del 2008		
Electricidad en Hora Pico	S/./kW-mes	23.68
Energía en Hora Pico	ctm. S/./kWh	10.29
Energía Fuera de Hora Pico	ctm. S/./kWh	9.22
Factor de Ponderación		0.304
Precio Ponderado de la energía en barra equivalente al Voltaje Medio	ctm. S/./kWh	<b>9.54</b>
	US\$	0.0329

(El precio que incluye IGV: 0.0391)

### 3. Demanda de Energía Eléctrica

Se utilizó el mismo volumen de demanda que para la Alternativa 1.

### 4. Beneficio

#### (1) Beneficio Económico

La tarifa unitaria calculada a partir de la tarifa de electricidad para residencias con bajo voltaje (BTB5) con fecha 1 de febrero del 2008, Pliego Azángaro Rural, por ElectroPuno, que abastece a Puno, se utilizó para calcular el beneficio económico.

	Tarifa unitaria
Recarga de electricidad	1.30 soles/mes
Recarga de energía	0.452 soles/kWh

#### (2) Beneficio Social

Se utilizó el mismo beneficio que para la Alternativa 1.

### III-1.7.5 Evaluación

Se descubrió que se espera un mayor beneficio con la electrificación mediante un proyecto de energía solar que con la extensión de red, y sobrepasa los criterios del TIR = 11%, establecidos por SNIP, para una evaluación social. Por lo tanto, el proyecto de energía solar se implementará en San Juan.

	(US\$)	
	Alternativa 1	Alternativa 2
VAN (IRR)	-57,847 (-6.1%)	-234,577 (n.a.)
VANS (IRR)	5,609 (12.3%)	-87,342 (0.9%)

### III-1.7.6 Análisis de Sensibilidad

Con respecto al análisis de sensibilidad, se verifican los siguientes ítems para observar la variación del valor actual neto del Proyecto.

Ítem	Contenido
(1) Costo de inversión	Incremento del 10%, Disminución del 10%
(2) Ingresos	Incremento del 10%, Disminución del 10%
(3) Beneficio social	Incremento del 10%, Disminución del 10%

**1. Costo de Inversión** (US\$)

		Alternativa 1	
		NPV	SNPV
	10%	-65,686	-1,701
Caso Base	0%	-57,847	5,609
	-10%	-50,008	12,919

**2. Ingresos por Ventas de Electricidad** (US\$)

		Alternativa 1	
		NPV	SNPV
	10%	-53,605	5,609
Caso Base	0%	-57,847	5,609
	-10%	-61,950	5,609

**3. Beneficio Social** (US\$)

		Alternativa 1	
		NPV	SNPV
	10%	-57,847	15,370
Caso Base	0%	-57,847	5,609
	-10%	-57,847	-4,152

Como resultado del análisis de sensibilidad, se reveló que el cambio en el costo de inversión tiene un impacto mayor que el que tiene el ingreso de las ventas de electricidad según el VAN. Por otro lado, el VANS es más sensible con respecto al cambio del beneficio social que al costo de inversión. Por lo tanto, es importante efectuar un cálculo más exacto del costo de inversión, así como el beneficio social en la siguiente etapa del estudio.

**Cuadro III-1.7-1 Costos Incrementales para Cada Alternativa (Costo Privado) – Alternativa 1**

ITEM	P E R I O D O																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>A) COSTO DE INVERSION</b>																					
1. Estudios	5,000																				
<b>2. Construcción</b>																					
(1) SFD	48,695																				
1) Suministro de Equipos, Materiales y Servidumbre	31,000																				
Paneles solares	12,500																				
Baterías	5,500							5,500							5,500						
Equipos de iluminación	4,000																				
controladores / convertidor	2,750										2,750										
conductores	3,750																				
Soportes y postes	2,500																				
2) Instalación	1,240																				
M.O. Calificado	620																				
M.O. No Calificado	620																				
3) Transporte	1,860																				
4) Gastos Generales [12% C.D.]	4,092																				
5) Utilidades [8% C.D.]	2,728																				
6) IGV [19%]	7,775																				
7) Subtotal SFD	48,695	0	0	0	0	0	0	5,500	0	0	2,750	0	0	0	5,500	0	0	0	0	0	0
(2) ERB																					
1) Suministro de Equipos, Materiales y Servidumbre	10,902																				
Paneles solares	6,000																				
Baterías	2,000		2,000				2,000		2,000				2,000		2,000				2,000		
Equipos de iluminación	1,200																				
controladores / convertidor	700										700										
Conductores y cajas conexiones	802																				
Soportes y postes	200																				
2) Instalación	404																				
M.O. Calificado	202																				
M.O. No Calificado	202																				
3) Transporte	606																				
4) Gastos Generales [12% C.D.]	1,429																				
5) Utilidades [8% C.D.]	953																				
6) IGV [19%]	2,716																				
7) Subtotal ERB	17,010	0	0	2,000	0	0	2,000	0	0	2,000	700	0	2,000	0	0	2,000	0	0	2,000	0	0
SUBTOTAL	70,705	0	0	2,000	0	0	2,000	5,500	0	2,000	3,450	0	2,000	0	5,500	2,000	0	0	2,000	0	0
<b>B) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO</b>	500	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659
<b>C) TOTAL COSTOS CON PROYECTO</b>	71,205	1,659	1,659	3,659	1,659	1,659	3,659	7,159	1,659	3,659	5,109	1,659	3,659	1,659	7,159	3,659	1,659	1,659	3,659	1,659	1,659
<b>D) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO SIN PROYECTO</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>E) TOTAL COSTOS INCREMENTALES</b>	71,205	1,659	1,659	3,659	1,659	1,659	3,659	7,159	1,659	3,659	5,109	1,659	3,659	1,659	7,159	3,659	1,659	1,659	3,659	1,659	1,659

**Cuadro III-1.7-2 Costos Incrementales para Cada Alternativa (Costo Social) – Alternativa 1**

ITEM	Factor Correc.	P E R I O D O																				
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>A) COSTO DE INVERSION</b>																						
1. Estudios	1.00	5000																				
2. Construcción																						
(1) SFD																						
1) Suministro de Equipos, Materiales y Servidumbre		33,280																				
Paneles solares	1.08	13,500																				
Baterías	1.08	5,940							5,940							5,940						
Equipos de iluminación	1.08	4,320																				
controladores / convertidor	1.08	2,970										2,970										
conductores	1.08	4,050																				
Soportes y postes	1.00	2,500																				
2) Instalación		794																				
M.O. Calificado	0.87	539																				
M.O. No Calificado	0.41	254																				
3) Transporte	1.00	1,860																				
4) Gastos Generales [12% C.D.]	1.00	4,092																				
5) Utilidades [8% C.D.]	1.00	2,728																				
6) IGV [19%]	0.00	0																				
7) Subtotal SFD		42,754	0	0	0	0	0	0	5,940	0	0	2,970	0	0	0	5,940	0	0	0	0	0	0
(2) ERB																						
1) Suministro de Equipos, Materiales y Servidumbre		11,758																				
Paneles solares	1.08	6,480																				
Baterías	1.08	2,160			2,160			2,160			2,160			2,160			2,160			2,160		
Equipos de iluminación	1.08	1,296																				
controladores / convertidor	1.08	756										756										
Conductores y cajas conexiones	1.08	866																				
Soportes y postes	1.00	200																				
2) Instalación		259																				
M.O. Calificado	0.87	176																				
M.O. No Calificado	0.41	83																				
3) Transporte	1.00	606																				
4) Gastos Generales [12% C.D.]	1.00	1,429																				
5) Utilidades [8% C.D.]	1.00	953																				
6) IGV [19%]	0.00	0																				
7) Subtotal ERB		15,005	0	0	2,160	0	0	2,160	0	0	2,160	756	0	2,160	0	0	2,160	0	0	2,160	0	0
3. SUBTOTAL		62,759	0	0	2,160	0	0	2,160	5,940	0	2,160	3,726	0	2,160	0	5,940	2,160	0	0	2,160	0	0
<b>B) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO</b>	1.00	500	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659	1,659
<b>C) TOTAL COSTOS CON PROYECTO</b>		68,259	1,659	1,659	3,819	1,659	1,659	3,819	7,599	1,659	3,819	5,385	1,659	3,819	1,659	7,599	3,819	1,659	1,659	3,819	1,659	1,659
<b>D) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO SIN PROYECTO</b>		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>E) TOTAL COSTOS INCREMENTALES</b>		68,259	1,659	1,659	3,819	1,659	1,659	3,819	7,599	1,659	3,819	5,385	1,659	3,819	1,659	7,599	3,819	1,659	1,659	3,819	1,659	1,659



**Cuadro III-1.7-3 Costos Incrementales para Cada Alternativa (Costo Privado) - Alternativa 2**

RUBRO	PERIODO																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>A) COSTOS DE INVERSION</b>																					
Estudios/Supervision/Preinversion (17%)	30,076																				
<b>Instalación de Líneas Primarias</b>	<b>122,654</b>																				
Suministro de Equipos, Materiales y Servidumbre	48,804																				
Origen Nacional	14,641																				
Origen Importado	34,163																				
Montaje Electromecánico de Líneas Primarias	50,082																				
M.O. Calificada	35,058																				
M.O. No Calificada	15,025																				
Transporte	4,185																				
IGV (19%)	19,583																				
<b>Instalación de Redes Primarias</b>	<b>8,568</b>																				
Suministro de Equipos, Materiales y Servidumbre	5,588																				
Origen Nacional	2,682																				
Origen Importado	2,906																				
Montaje Electromecánico de Redes Primarias	1,394																				
M.O. Calificada	976																				
M.O. No Calificada	418																				
Transporte	218																				
IGV (19%)	1,368																				
<b>Instalación de Redes Secundarias</b>	<b>45,696</b>																				
Suministro de Equipos y Materiales	24,631																				
Origen Nacional	10,345																				
Origen Importado	14,286																				
Montaje Electromecánico	10,471																				
M.O. Calificada	7,330																				
M.O. No Calificada	3,141																				
Transporte	3,298																				
IGV (19%)	7,296																				
Subtotal costos de inversión	206,995	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>B) COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO</b>																					
1. Compra de energía		146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146
2. Costos de operación y mantenimiento		4,140	4,189	4,238	4,288	4,339	4,390	4,442	4,495	4,548	4,601	4,656	4,711	4,766	4,823	4,880	4,937	4,996	5,055	5,114	5,175
<b>C) TOTAL COSTOS CON PROYECTO (A + B)</b>	206,995	4,286	4,335	4,384	4,434	4,485	4,536	4,588	4,640	4,694	4,747	4,802	4,857	4,912	4,969	5,026	5,083	5,142	5,201	5,260	5,321
<b>D) COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO SIN PROYECTO</b>	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>E) TOTAL COSTOS INCREMENTALES (C - D)</b>	206,995	4,286	4,335	4,384	4,434	4,485	4,536	4,588	4,640	4,694	4,747	4,802	4,857	4,912	4,969	5,026	5,083	5,142	5,201	5,260	5,321

**Cuadro III-1.7-4 Costos Incrementales para Cada Alternativa (Costo Social) - Alternativa 2**

RUBRO		PERIODO																				
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>A) COSTOS DE INVERSION</b>																						
Estudios/Supervision/Preinversion (17%)	1.00	30,076																				
<b>Instalación de Líneas Primarias</b>		86,233																				
Suministro de Equipos, Materiales y Servidumbre		45,388																				
Origen Nacional	1.00	14,641																				
Origen Importado	0.90	30,747																				
Montaje Electromecánico de Líneas Primarias		36,660																				
M.O. Calificada	0.87	30,500																				
M.O. No Calificada	0.41	6,160																				
Transporte	1.00	4,185																				
IGV (19%)	0.00	0																				
<b>Instalación de Redes Primarias</b>		6,536																				
Suministro de Equipos, Materiales y Servidumbre		5,297																				
Origen Nacional	1.00	2,682																				
Origen Importado	0.90	2,615																				
Montaje Electromecánico de Redes Primarias		1,021																				
M.O. Calificada	0.87	849																				
M.O. No Calificada	0.41	172																				
Transporte	1.00	218																				
IGV (19%)	0.00	0																				
<b>Instalación de Redes Secundarias</b>		34,165																				
Suministro de Equipos y Materiales		23,202																				
Origen Nacional	1.00	10,345																				
Origen Importado	0.90	12,857																				
Montaje Electromecánico		7,665																				
M.O. Calificada	0.87	6,377																				
M.O. No Calificada	0.41	1,288																				
Transporte	1.00	3,298																				
IGV (19%)	0.00	0																				
Subtotal costos de inversión		157,010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>B) COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO</b>																						
1. Compra de energía	1.00	0	123	123	123	123	123	123	123	123	123	123	123	123	123	123	123	123	123	123	123	123
2. Costos de operación y mantenimiento	1.00	0	3,140	3,177	3,215	3,253	3,291	3,330	3,369	3,409	3,450	3,490	3,532	3,573	3,615	3,658	3,701	3,745	3,789	3,834	3,879	3,925
<b>C) TOTAL COSTOS CON PROYECTO (A + B)</b>		157,010	3,263	3,300	3,337	3,375	3,414	3,453	3,492	3,532	3,572	3,613	3,654	3,696	3,738	3,781	3,824	3,868	3,912	3,957	4,002	4,048
<b>D) COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO SIN PROYECTO</b>																						
		-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>E) TOTAL COSTOS INCREMENTALES (C - D)</b>		157,010	3,263	3,300	3,337	3,375	3,414	3,453	3,492	3,532	3,572	3,613	3,654	3,696	3,738	3,781	3,824	3,868	3,912	3,957	4,002	4,048

**Cuadro III-1.7-5 Análisis General de la Demanda**

**a) Variables importantes / Important variables**

	<b>Supuesto/Assumption</b>	<b>Fuentes de Información / Source</b>
Crecimiento anual de la población / Annual increase of the population	: 0.0%	Misión / Mission
Crecimiento anual de la población electrificada / Annual increase of electrified population	: 0.0%	Misión / Mission
Porcentaje de abonados domésticos / Percentage of domestic consumers	: 100%	Misión / Mission
Consumo unitario mensual de SFD / Monthly unit consumption of SHS	: 152 Wh/ abonado	Misión / Mission
Consumo unitario mensual de ERB / Monthly unit consumption of BCR	: 84 Wh/ abonado	Misión / Mission
Tasa de Crecimiento del Consumo unitario anual / Increase rate of annual unit consumption	: 0.0%	Misión / Mission
Porcentaje de pérdidas de energía (en BT y MT) / Percentage of energy loss (LV & MV)	: 10%	Osinerg
Factor de carga (Load factor)	: 25%	Registros CONCESIONARIAS y ADINELSA Registration

**b) Proyección / Projection**

UNIDADES / UNIT	AÑOS / YEARS																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Número de hogares / Number of houses	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Número de conexiones domesticas (SFD) (Number of domestic connection - SHS)	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Número de abonados (ERB) (Number of customers - BCS)	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Consumo anual por SFD (Annual consumption by SHS)	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55
Consumo anual por ERB (Annual consumption by BCS)	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
Consumo anual de SFD Annual consumption of SHS)	2,774	2,774	2,774	2,774	2,774	2,774	2,774	2,774	2,774	2,774	2,774	2,774	2,774	2,774	2,774	2,774	2,774	2,774	2,774	2,774	2,774
Consumo anual de ERB (Annual consumption of BCS)	613	613	613	613	613	613	613	613	613	613	613	613	613	613	613	613	613	613	613	613	613
Consumo total / Total consumption (KWh)	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387
Pérdidas de energía (MT y BT) (Energy loss (MV & LV)	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339	339
Energía al ingreso del sistema (KWh) (Energy input from the system (kWh))	3,726	3,726	3,726	3,726	3,726	3,726	3,726	3,726	3,726	3,726	3,726	3,726	3,726	3,726	3,726	3,726	3,726	3,726	3,726	3,726	3,726
Factor de carga (Load factor)	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
Potencia al ingreso del sistema (KW) (Power input from the system (kW))	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70

**Cuadro III-1.7-6 Beneficios Incrementales para Cada Alternativa (Precios Privados) - Alternativa 1**

	PERIODO / PERIOD																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>1.- Situación con Proyecto / With Project</b>																					
<b>Income from montly tariff</b>																					
Ingresos por cuotas mensuales reguladas	0	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655
- SFD / SHS	0	3,724	3,724	3,724	3,724	3,724	3,724	3,724	3,724	3,724	3,724	3,724	3,724	3,724	3,724	3,724	3,724	3,724	3,724	3,724	3,724
- ERB / BCS	0	931	931	931	931	931	931	931	931	931	931	931	931	931	931	931	931	931	931	931	931
<b>2.- Situación sin Proyecto / Without Project</b>																					
Beneficios sin proyecto / Benefit w/o project																					
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>3.- Beneficios Incrementales (1) - (2)</b>																					
<b>Income from monthly tariff</b>																					
Ingresos por cuotas mensuales reguladas	0	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655

Important variable	Value	Information source
<b>Variables importantes:</b>	<b>Valoración 100%</b>	<b>Fuente de información:</b>
Cuota mensual por abonado / Monthly tariff	Soles	meses total Vivienda Soles TC dolares
- SFD / SHS	<b>18.00</b> /mes(month) /vivienda (HH)	12 216 50 10,800 2.9 3,724 /año (year)
- ERB / BCS	<b>1.50</b> /recarga (charge)	90 135 20 2,700 2.9 931 /año (year)
Período de reposición / Replacement period		months total HH Soles Ex.rate dollar
- activos generales / General assets:	<b>20</b> años (years)	
- baterías para SFD / Battery for SHS:	<b>7</b> años (years)	
- baterías para ERB / Battery for BCS:	<b>3</b> años (years)	
- controladores / Controllers:	<b>10</b> años (years)	
Tasa de impuesto a la renta / Income Tax rate	30%	

Estado de pérdidas y ganancias: Profit and Loss Statement	PERIODO / PERIOD																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1. Total cuotas de servicio /Total tariff icome		4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655
2. Costos de OyM / O&M cost		-1,659	-1,659	-1,659	-1,659	-1,659	-1,659	-1,659	-1,659	-1,659	-1,659	-1,659	-1,659	-1,659	-1,659	-1,659	-1,659	-1,659	-1,659	-1,659	-1,659
3. Depreciación / Depreciation																					
- Activos generales / General assets		-1,288	-1,288	-1,288	-1,288	-1,288	-1,288	-1,288	-1,288	-1,288	-1,288	-1,288	-1,288	-1,288	-1,288	-1,288	-1,288	-1,288	-1,288	-1,288	-1,288
- Baterías / Battary		-1,983	-1,983	-1,983	-1,983	-1,983	-1,983	-1,983	-1,983	-1,983	-1,983	-1,983	-1,983	-1,983	-1,983	-1,983	-1,983	-1,983	-1,983	-1,983	-1,983
- Controladores / Controllers		-471	-471	-471	-471	-471	-471	-471	-471	-471	-471	-471	-471	-471	-471	-471	-471	-471	-471	-471	-471
6. Utilidad antes de impuestos / Income before tax		-745	-745	-745	-745	-745	-745	-745	-745	-745	-745	-745	-745	-745	-745	-745	-745	-745	-745	-745	-745
7. Impuesto a la renta (solamente cuando hay incremento de utilidades) / Income tax		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

**Cuadro III-1.7-7 Beneficios Incrementales para Cada Alternativa (Precios Privados) - Alternativa 2**

	PERIODO / PERIOD																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>1.- Situación con Project - With Project</b>																					
Venta de energía total / total energy sales	0	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904
Venta de energía domesticos / domestic sales		904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904
<b>2.- Situación sin Proyecto / Without Project</b>																					
Beneficios sin proyecto / Benefit without project		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>3.- Beneficios Incrementales (1) - (2) / Incremental Benefit</b>																					
Ingresos por vena de energía (Revenue by energy sales)		904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904

<b>Variables importantes:</b> (Important Variables)	Potencia (Power)	Energía (Energy)
Tarifa de la energía / Electricity tariff	1.3 /abonado (consumer)	0.4520 /kWh
Viviendas (Houses)	70 SFD (SHS)	2,774.00 kWh/año (year)
meses (months)	12 ERB (BCS)	613.20 kWh/año (year)
Soles	1092 /año (year)	1,531 /año (year)
TC (Ex.rate)	2.9 dolar/soles	2.9 dolar/soles
US\$	377 /año (year)	528 /año (year)

Tasa de impuesto a la renta / tax rate 30%

Estado de pérdidas y ganancias (Profit and Loss statement)	PERIODO / PERIOD																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1. Total cuotas de servicio (total fee for service)		904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904
2. Costos de OyM (O&M cost)		-4,140	-4,189	-4,238	-4,288	-4,339	-4,390	-4,442	-4,495	-4,548	-4,601	-4,656	-4,711	-4,766	-4,823	-4,880	-4,937	-4,996	-5,055	-5,114	-5,175
3. Compra de energía (Energy purchase)		-146	-146	-146	-146	-146	-146	-146	-146	-146	-146	-146	-146	-146	-146	-146	-146	-146	-146	-146	-146
4. Depreciación (Depreciation)		-3,951	-3,951	-3,951	-3,951	-3,951	-3,951	-3,951	-3,951	-3,951	-3,951	-3,951	-3,951	-3,951	-3,951	-3,951	-3,951	-3,951	-3,951	-3,951	-3,951
7. Utilidad antes de impuestos (Profit before tax)		-7,332	-7,381	-7,431	-7,481	-7,532	-7,583	-7,635	-7,687	-7,740	-7,794	-7,848	-7,903	-7,959	-8,015	-8,072	-8,130	-8,188	-8,247	-8,307	-8,367
8. Impuesto a la renta (solamente cuando hay incremento de utilidades) Income Tax		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

**Cuadro III-1.7-8 Beneficios Incrementales para cada Alternativa (Precio Social) – Alternativas 1 y 2**

	PERIODO / PERIOD																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>1.- Situación con Proyecto / With Project</b>																					
Beneficio económico iluminación (Economic benefits of lighting)		8,870	8,870	8,870	8,870	8,870	8,870	8,870	8,870	8,870	8,870	8,870	8,870	8,870	8,870	8,870	8,870	8,870	8,870	8,870	8,870
Voluntad de pago por radio y televisión (Willingness to pay for radio and TV)		3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387	3,387
Voluntad de pago por otros (Other WtP)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sub total beneficios económicos (Sub total of economic benefits)		12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257
<b>2.- Situación sin Proyecto / Without Project</b>																					
Beneficio económico sin proyecto (Economic benefit without project)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>3.- Beneficios Incrementales (1) - (2) / Incremental Benefits</b>																					
Beneficios económicos incrementales (Incremental economic benefits)		12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257

**Cuadro III-1.7-9 Valor Real de los Beneficios para Cada Alternativa (Precios Privados)**

	PERIODO / PERIOD																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>1.- Beneficios Incrementales - Privados / Incremental Benefit - Private</b>																					
ALTERNATIVA 1	0	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655	4,655
ALTERNATIVA 2	0	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904
<b>2.- Costos Incrementales - Privados/ Incremental Costs - Private</b>																					
ALTERNATIVA 1	71,205	1,659	1,659	3,659	1,659	1,659	3,659	7,159	1,659	3,659	5,109	1,659	3,659	1,659	7,159	3,659	1,659	1,659	3,659	1,659	1,659
ALTERNATIVA 2	206,995	4,286	4,335	4,384	4,434	4,485	4,536	4,588	4,640	4,694	4,747	4,802	4,857	4,912	4,969	5,026	5,083	5,142	5,201	5,260	5,321
<b>3.- Beneficios Netos Totales - Privados / Total Net Benefit - Private</b>																					
ALTERNATIVA 1	-71,205	2,996	2,996	996	2,996	2,996	996	-2,504	2,996	996	-454	2,996	996	2,996	-2,504	996	2,996	2,996	996	2,996	2,996
ALTERNATIVA 2	-206,995	-3,381	-3,430	-3,480	-3,530	-3,580	-3,632	-3,684	-3,736	-3,789	-3,843	-3,897	-3,952	-4,008	-4,064	-4,121	-4,179	-4,237	-4,296	-4,356	-4,416

ALTERNATIVAS	NPV	IRR
	VAN (12%)	TIR
ALTERNATIVA 1	-57,847	-6.1%
ALTERNATIVA 2	-234,577	#DIV/0!

**Cuadro III-1.7-10 Valor Actual de Beneficios para Cada Alternativa (Precio Social)**

	PERIODO / PERIOD																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>1.- Beneficios Incrementales / Incremental Benefits</b>																					
ALTERNATIVA 1	0	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257
ALTERNATIVA 2	0	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257	12,257
<b>2.- Costos Incrementales / Incremental Costs</b>																					
ALTERNATIVA 1	68,259	1,659	1,659	3,819	1,659	1,659	3,819	7,599	1,659	3,819	5,385	1,659	3,819	1,659	7,599	3,819	1,659	1,659	3,819	1,659	1,659
ALTERNATIVA 2	157,010	3,263	3,300	3,337	3,375	3,414	3,453	3,492	3,532	3,572	3,613	3,654	3,696	3,738	3,781	3,824	3,868	3,912	3,957	4,002	4,048
<b>3.- Beneficios Netos Totales / Total Net Benefits</b>																					
ALTERNATIVA 1	-68,259	10,598	10,598	8,438	10,598	10,598	8,438	4,658	10,598	8,438	6,872	10,598	8,438	10,598	4,658	8,438	10,598	10,598	8,438	10,598	10,598
ALTERNATIVA 2	-157,010	8,995	8,957	8,920	8,882	8,843	8,805	8,765	8,725	8,685	8,644	8,603	8,561	8,519	8,477	8,433	8,390	8,345	8,301	8,255	8,209

ALTERNATIVAS	NPV	IRR
	VAN (11%)	TIR
ALTERNATIVA 1	5,609	12.3%
ALTERNATIVA 2	-87,342	0.9%



### III-1.7.7 Electrificación de Escuelas y Postas Médicas

El costo de inversión requerido para la electrificación de la escuela y la posta médica, de acuerdo a los Cuadro III-1.5.6-4 y Cuadro III-1.5.6-5 es el siguiente:

(unidad: US\$)

Ítem	Escuela	Posta médica
Costo de inversión	23,653	23,760
IGV, etc.	10,124	10,170
<b>Total</b>	<b>33,777</b>	<b>33,930</b>

El 2% del costo de inversión se calcula como el costo anual de operación y mantenimiento. El costo promedio del requisito anual, incluyendo el reemplazo del equipo, se calcula de la siguiente manera. Es importante decidir con anticipación qué organización asumirá el costo:

	Costo de operación y mantenimiento (US\$/año)	Reemplazo durante 20 años (US\$)	Costo promedio anual (US\$)
Escuela	676	26,668	2,009
Posta médica	679	29,745	2,166

### III-1.8 Fijación de la Tarifa Eléctrica y Mecanismo de Fondos

#### 1. Fijación de la Tarifa Eléctrica

Existen dos tipos de sistema tarifario eléctrico: el sistema de tarifa por consumo y el sistema de tarifa plana. En el primer caso, se realizan las siguientes acciones: instalación del medidor de electricidad, inspecciones periódicas del medidor, presentación del recibo de electricidad, según el consumo de energía. Para realizar estas actividades se requiere de una persona a cargo de la inspección y del cálculo de la tarifa. Por lo tanto, sería un trabajo que requiere de tiempo y es menos efectivo especialmente en un área con baja densidad poblacional. Por otro lado, el sistema de tarifa plana no requiere de un procedimiento tan complicado ya que se emite un recibo de electricidad con precios constantes a los consumidores. Esto representa un ahorro en papeleo.

Ítem	Ventaja	Desventaja
Sistema de tarifa por consumo	Justo en costos compartidos	Complicado para la inspección de medidores
Sistema de tarifa plana	No requiere de inspecciones de medidores	No es justo para los pequeños consumidores

Existe poca variación en el consumo de energía por cada vivienda para el caso de proyectos de energía solar, por lo que el sistema de tarifa plana es ventajoso. Desde este punto de vista, se realizó una evaluación considerando la adopción del sistema de tarifa plana para este proyecto.

### <Ítems para su Evaluación y Condiciones>

Para evaluar el nivel de la tarifa eléctrica, se hará referencia a los siguientes ítems. La tarifa básicamente debe cubrir el costo de operación y mantenimiento desde el punto de vista de la sostenibilidad. También debe establecerse a un nivel de capacidad de pago para la mayoría de los pobladores. En caso de que la tarifa calculada de esa manera sea costosa en comparación con el nivel de la tarifa actual, se considerará la aplicación de cierto sistema de subsidio.

- (1) Costo de operación y mantenimiento
- (2) Nivel actual de la tarifa de electricidad
- (3) Disposición de pago

Cada ítem es evaluado de la siguiente manera:

#### (1) Costo de Operación y Mantenimiento

El costo de operación y mantenimiento se calcula provisionalmente como el 2% de la inversión, por lo tanto el costo anual se calcula en US\$1,659.

#### (2) Nivel Actual de la Tarifa de Electricidad

Una tarifa unitaria de 18 soles/mes se aplica a SFD en el Proyecto GEF y una de 1.5 soles/recarga se aplica a ERB. Estos montos se utilizarán como referencia.

#### (3) Disposición de Pago

La disposición de pago a la que se hace mención aquí se refiere al valor del gasto actual de energía, obtenido mediante una encuesta realizada a los pobladores como parte del estudio social. No es el valor obtenido como “disposición de pago” en las encuestas.

**Cuadro III-1.8-1 Disposición de Pago: San Juan**

(Nuevos Soles)	
Máximo	80.0
Mínimo	0.0
Promedio	20.0
Media	17.2

Luego, se efectúa un cálculo de la tarifa de electricidad requerida para cubrir el costo del servicio de electricidad con las siguientes condiciones:

- 1) Las microempresas no tienen ninguna ganancia.
- 2) El costo de operación es el 2% del costo de inversión inicial
- 3) El reemplazo del equipo es responsabilidad de la microempresa
- 4) El costo de recarga en las ERB varía en proporción a la tarifa de SFD. El precio más bajo será de 1.5 soles.

<Resultado de la Evaluación>

Como resultado de esto, el nivel de la tarifa de electricidad se calculó de la siguiente manera:

Ningún subsidio para la inversión inicial	25.30 soles
Un subsidio del 100% para la inversión inicial	11.53 soles

Se ha calculado una tarifa que cobra el costo de operación y mantenimiento, incluyendo el costo de reemplazo, para este proyecto de 25.30 soles/mes para los SFD y de 2.11 soles para las ERB. En cuanto a la tarifa para los SFD, ésta supera los 7 soles en comparación con la tarifa de 18 soles aplicada en el proyecto GEF. Desde un punto de vista de disposición de pago, más de un cuarto de 50 viviendas posee capacidad de pago.

Para minimizar el monto del subsidio, el costo de operación de la microempresa que los pobladores establecerán debería requerir mayor evaluación, incluyendo los propios esfuerzos de los pobladores.

Según la condición de que la inversión inicial es totalmente subsidiada, el nivel de subsidio para recuperar el costo de operación y mantenimiento se calculó para los siguientes casos:

- 1) Tarifa para proyecto GEF : 18.0 soles
- 2) 80% de la disposición de pago : 9.5 soles
- 3) Tarifa de la red (incluye el FOSE) : 2.88 soles ( $[1.3 + 0.242 \times 55.48 / 12] \times 1.19$ )

(unidad: nuevos soles)

Tarifa unitaria /mes	Monto del subsidio	Monto anual	Observaciones
18.00	0.00	0	Tarifa GEF
11.53	0.00	0	Tarifa base
9.50	2.03	1,218	$2.03 \times 50$ viviendas $\times 12$
2.88	8.65	5,190	$8.65 \times 50$ viviendas $\times 12$

## 2. Mecanismo de Fondos

### (1) Costo de Construcción

El costo de inversión inicial requerido por el proyecto deber ser obtenido del Fondo SPERAR, así como de los fondos del gobierno local (p. ej. CANON).

### (2) Costo de Capacitación

El costo requerido para brindar capacitación para el manejo del proyecto debe ser obtenido del Fondo SPERAR.

### (3) Costo de Operación y Mantenimiento

El costo de operación y mantenimiento básicamente debe ser asumido por el consumidor como una tarifa eléctrica. El costo de operación de una microempresa a ser establecida por los pobladores también debe ser cubierto por este fondo.

**(4) Subsidio**

El subsidio es indispensable para garantizar de manera estable un cierto nivel de ingresos. Por lo menos se desea establecer una tarifa de electricidad de un nivel similar que el del área vecina electrificada con una red. Para este fin, es importante para una microempresa inscribirse como una compañía que presta servicios de electricidad en el MEM, y solicitar a OSINERGMIN un subsidio cruzado en base al FOSE.

**III-1.9 Consideraciones Sociales y Ambientales**

El siguiente cuadro muestra el resultado de la investigación y contramedidas de los elementos ambientales que se supone que pudiera dar impactos en el medio ambiente natural y social en San Juan.

**Cuadro III-1.9-1 Resultado de la Investigación del Medio Ambiente y Contramedidas**

Elementos ambientales	Clasificación	Resultado de investigación	Contramedidas
Distribución desigual de los impactos negativos y los beneficios	C	Al introducirse sistemas eléctricos de FV, los pobres en la localidad no podrían gozar los servicios eléctricos, lo cual podría causar desigualdad dentro de la localidad.	(1) El Plan Maestro propone el establecimiento de sistema de asistencia financiera por MEM/DPR de manera tal que los pobres puedan utilizar electricidad.
Conflicto de intereses entre las partes interesadas			(2) El Plan Maestro hace planes de introducir Estación de Recarga de Baterías (ERB) destinada a los pobres, la cual es más barata que SFD.
Género	C	Hay posibilidades de que las mujeres no puedan participar de sensibilización y organización de operación y mantenimiento planeadas al introducir sistemas de FV, lo cual pueda hacer fija la desigualdad de géneros con respecto a desarrollo social.	El Plan Maestro propone que el implementador recomiende y soporte a los habitantes al efecto de que las mujeres tengan sensibilización y capacitación y tengan la posibilidad de candidatos de miembro de la organización de gestión.

Elementos ambientales	Clasificación	Resultado de investigación	Contramedidas
Residuos sólidos	C	A nivel nacional, la calidad y la capacidad del tratamiento y reciclaje de las baterías usadas están por ahora limitadas. A medida que el número de emplazamientos de proyectos aumente el reciclaje será difícil. Como resultado, a medida que el número de baterías usadas aumente, hay posibilidades de que ocurrieran la contaminación de agua y la ocurrencia de polvo por ácidos y plomo maltratados por fábricas pequeñas.	El Plan Maestro propone un sistema de reciclaje de baterías usadas (las baterías usadas para sistema de FV serán colectadas, tratadas por compañías privadas y re-usadas por usuarios de FV). Asimismo, se sugiere que MEM/DPR tome iniciativa de dar directivas administrativas en colaboración con el Ministerio de Producción, quien se encarga de tratamiento de residuos sólidos, y el Ministerio de Salud, a las fábricas que descargan polución en tratamiento y reciclaje de baterías.

Nota: Clasificación de la evaluación

A : Impacto serio está esperado.

B : Impacto está esperado hasta cierto punto.

C : No fuerte impacto está esperado, pero hay impacto de vez en cuando.

D :Puede ocurrir impacto a nivel bajo. Se requieren más detalladas investigaciones y evaluación en la etapa de estudio de factibilidad.

Fuente: Equipo de Estudio de JICA, 2008

## III-2 Sistema FV (Tarapoto en la Región Loreto)

### III-2.1 Condiciones Naturales

El poblado de Tarapoto está ubicado a orillas de un río, a 2 horas en bote de la ciudad de Iquitos. La temperatura promedio anual de Iquitos es elevada, aproximadamente de 26 grados. La precipitación anual es de 2,800 mm, cerca del doble de Tokio. En consecuencia, se puede decir que la característica del clima en Tarapoto es tropical, con altas temperaturas y humedad. La temperatura anual, precipitación y duración de luz solar se muestran en el Cuadro III-2.1-1.

El Cuadro III-2.1-2 muestra el promedio de radiación solar en Iquitos. El promedio de radiación solar anual es de 3.7 kWh/m<sup>2</sup>. Obviamente la radiación solar en Iquitos es mayor que la de Tokio (3.5 kWh/m<sup>2</sup>). El promedio mensual máximo de radiación solar se registra en setiembre con 4.7 kWh/m<sup>2</sup> y el mínimo en mayo con 3.0 kWh/m<sup>2</sup>.

**Cuadro III-2.1-1 Promedio Mensual de Radiación Solar, Temperatura y Precipitación**

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Temperatura Ambiente (°C)	28.3	27.8	28.0	27.7	27.0	26.0	26.4	27.2	27.9	28.1	27.7	27.7	27.5
Precipitación (mm)	103.2	151.5	353.2	156.9	282.6	285.6	161.6	178.8	101.4	139.2	218.5	247.6	198.3
Duración de luz solar (horas)	176.4	134.3	105.0	116.4	114.6	68.7	92.6	180.5	125.5	136.6	146.6	128.5	127.1

Fuente: SENAMHI 2004

**Cuadro III-2.1-2 Promedio Mensual de Radiación Solar (Iquitos)**

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> )	3.4	3.7	3.5	3.7	3.0	3.1	3.7	4.2	4.7	3.8	4.2	3.8	3.7

Fuente: Generación de Electricidad a pequeña escala con Energía Solar Fotovoltaica, CENERGIA and ECOFYS

### III-2.2 Condiciones Sociales y Económicas y Temas de Género

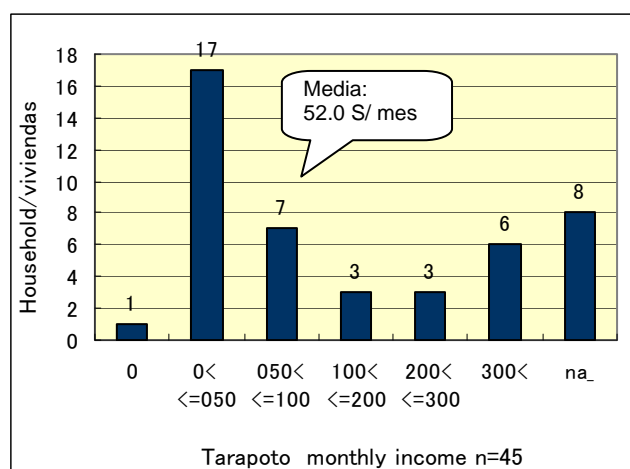
#### 1. Comunidad (Localidad) y Población

- Tarapoto se ubica a orillas del Río Nanay, aproximadamente a 16 km al oeste de la oficina del Gobierno Regional de Loreto en la ciudad de Iquitos en línea recta.
- El número de viviendas en Tarapoto es de 83 (fuente: base de datos del MEM) pero muchas personas deben vivir en la selva lejos de los centros poblados. Se debe recoger el resultado del último censo nacional realizado el 21 de octubre del 2007 en la etapa del Estudio de Factibilidad.
- Sólo existe una escuela primaria en la comunidad.

#### 2. Industria y Principales Fuentes de Ingresos

Ubicados en los bosques tropicales cerca de la ciudad de Iquitos, los habitantes de Tarapoto reciben mejores productos agrícolas y mayores oportunidades de mercado que los habitantes de San Juan.

- La agricultura así como la selvicultura y la pesca son las fuentes de ingresos. Más del 90% de las viviendas encuestadas cultivan plátano y yuca, y aproximadamente el 70% cultiva el maíz.
- Los habitantes obtienen ingresos principalmente de la venta de plátano, yuca y maíz. Estos cultivos son para consumo doméstico como alimento básico. Asimismo, la madera y el carbón constituyen otras fuentes de ingresos para varias familias.
- Los ingresos mensuales en la media ascienden a 52.0 soles según el estimado del volumen de las ventas de los productos, en base al estudio de comunidad realizado por el MEM/DPR. Podría estimarse un monto menor si se considera la capacidad de pago. La distribución de ingresos en Tarapoto se muestra en el Gráfico III-2.2-1.



Nota: Estimado de datos según el volumen acumulado de la venta de productos y posiblemente son menores que los ingresos reales.

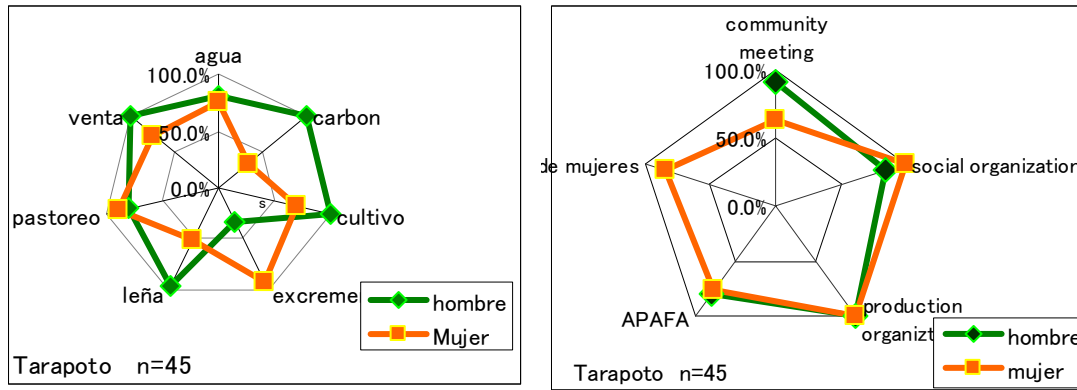
Fuente: Equipo de Estudio de JICA, 2008

**Gráfico III-2.2-1 Distribución de Ingresos en Tarapoto**

### 3. Género

A comparación de San Juan, se encuentra una división de trabajo más marcada entre las mujeres y los hombres en las actividades diarias: la preparación del carbón, la recolección de leña, el cultivo así como la venta de productos son considerados trabajos de hombres mientras que la recolección de excrementos (como combustible) es trabajo de mujeres. Tanto las mujeres como los hombres asisten a organizaciones sociales pero, como en el caso de San Juan, hay una mayor participación de hombres que de mujeres en las reuniones de la comunidad. Puede deberse a que las mujeres tienen un menor control del presupuesto familiar ya que tienen una menor participación en la venta de los productos.

La diferencia entre las mujeres y los hombres en las actividades diarias y de subsistencia se muestra en el Gráfico III-2.2-2.



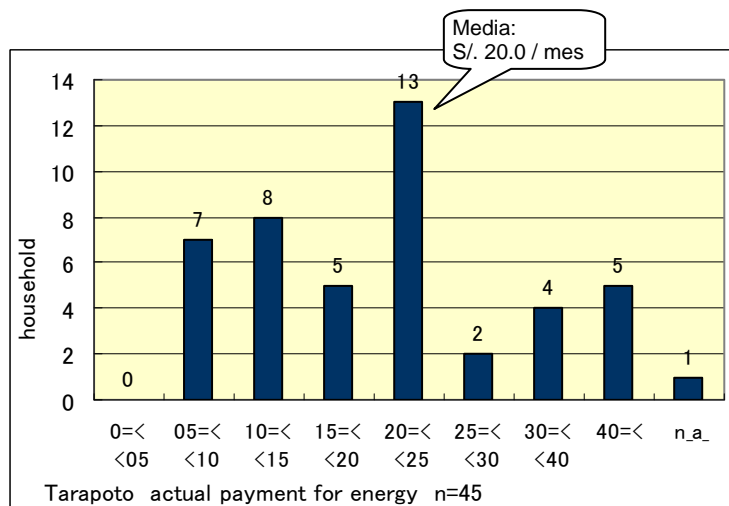
Fuente: Equipo de Estudio de JICA 2008

**Gráfico III-2.2-2 Distribución de Género en las Actividades de Subsistencia Diaria (izquierda) y Actividades Sociales (derecha)**

### III-2.3 Demanda de Electricidad y Capacidad de Pago

#### 1. Uso Real de la Energía

- Se utilizan lámparas de kerosene en casi todas las casas encuestadas. Complementariamente se utilizan linternas.
- Una vivienda posee un TV en blanco y negro que funciona con una batería y 20 viviendas (44.4%) poseen radios.
- Actualmente el pago mensual por energía es de 20.0 Soles en la media. En nueve viviendas dijeron que pueden pagar más de 30 Soles.



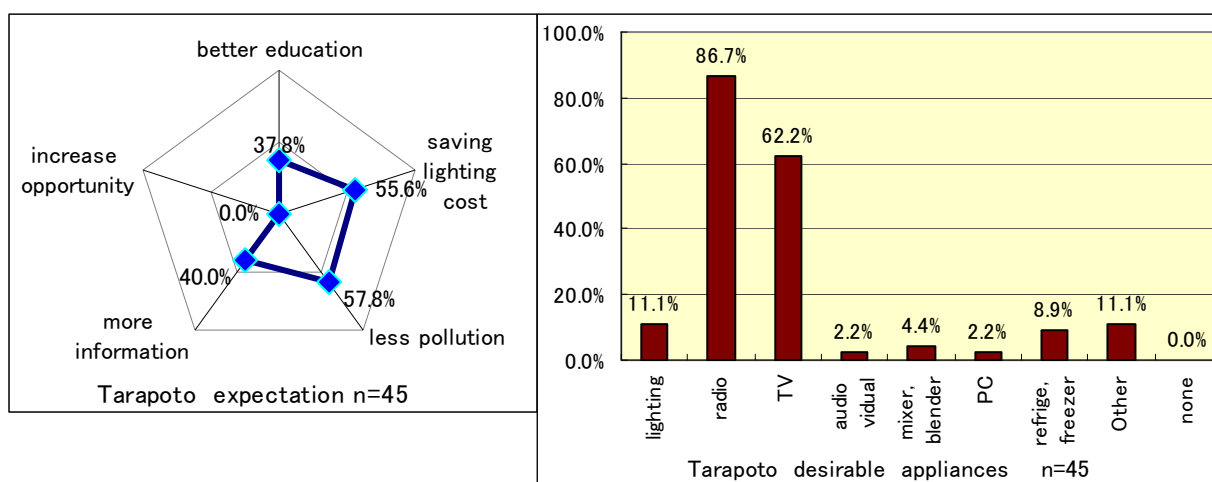
Fuente: Equipo de Estudio de JICA 2008

**Gráfico III-2.3-1 Pago Real por Energía**



## 2. Intención de Electrificación

- El estudio social no hace mención de la intención particular u obstáculo del proyecto de electrificación.
- El 86.7% de las personas encuestadas respondió que conocían lo que era la energía renovable (sistema FV). Puede ser debido a que existen diversas comunidades en Iquitos en donde se han instalado sistemas FV y los pobladores de Tarapoto los han visto.
- Menos del 60% de los encuestados muestran expectativas de la electricidad orientados a un aspecto en particular, cerca de la mitad desea mejorar la contaminación del aire y reducir el pago por iluminación. A diferencia de otros emplazamientos, la radio es el principal artefacto que desean comprar después de la electrificación.

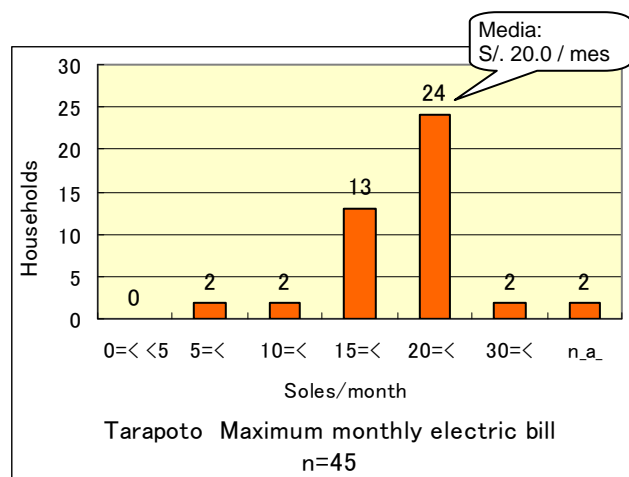


Fuente: Equipo de Estudio de JICA, 2008

**Gráfico III-2.3-2 Expectativa de Electrificación (izquierda) y Artefactos Eléctricos Deseables (derecha)**

## 3. Capacidad de Pago

- El resultado del estudio de la comunidad muestra que las respuestas más frecuentes son 15 soles y 20 soles por mes y la media es 20 soles. Este monto es mucho mayor que en los otros emplazamientos del estudio de campo a nivel de prefactibilidad. Es necesario que el implementador lo confirme cuando convoque a una audiencia pública sobre la implementación del proyecto para evitar un impacto negativo.
- Más del 80% de los encuestados dijeron que prefieren pagos mensuales.



Fuente: Equipo de Estudio de JICA, 2008

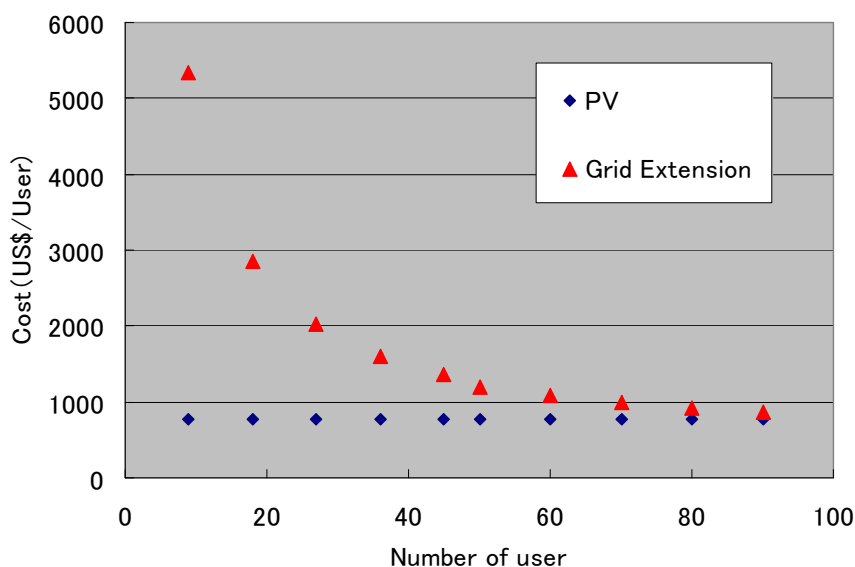
**Gráfico III-2.3-3 Máxima Capacidad de Pago del Recibo Eléctrico Mensual**

### III-2.4 Comparación del Monto de Inversión Inicial según el Método de Electrificación

El equipo de estudio de JICA ha estudiado el método de electrificación más adecuado a esta ubicación tomando en cuenta el número de viviendas como parámetro. Se ha asumido lo siguiente:

<Supuesto>

[Inf. del Poblado]	Número de localidades	:	1
	Número de usuarios	:	45 (Tentativo)
	Tasa de conexión	:	0.8
[Ampliación de redes]	Longitud de las Líneas Primarias desde el final de la Red Existente	:	3 (km)
	Líneas Primarias	:	5,100 (US\$/km)
	Redes Primarias	:	110 (US\$/Usuario)
	Redes Secundaria	:	220 (US\$/Usuario)
[Fotovoltaico]	FV	:	780 (US\$/Usuario)



**Gráfico III-2.4-1 Comparación del Monto de Inversión Inicial según el Método de Electrificación (2)**

Se tiene como objetivo electrificar 36 viviendas en esta ubicación (Viviendas: 45, Tasa de conexión 0.8). Como muestra el Gráfico III-2.4-1, el sistema FV es más preferible que la ampliación de redes como método de electrificación en términos del monto de inversión inicial.

Asimismo, para decidir el método más adecuado de electrificación no sólo se debe estudiar el monto de inversión inicial sino también los gastos de operación y mantenimiento, el uso eléctrico futuro de manera productiva, y el desarrollo socio-económico futuro en esta ubicación.

### III-2.5 Diseño y Costos

#### 1. Resultado de la Encuesta a Viviendas

Se realizó una encuesta en 45 viviendas de un total de 83 viviendas en Tarapoto. Los resultados se muestran en el siguiente cuadro. En Tarapoto se paga 22 soles por consumo básico de energía como una lámpara de kerosene y velas para dar iluminación, baterías de celdas secas para los radios. El promedio de horas de iluminación es de 4 horas con 30 minutos y de la operación de radio de 3 horas con 36 minutos. Por otro lado, la disponibilidad de pago por electricidad es reducida, sólo 17.5 soles al mes. La mayoría de las viviendas requiere más de 2 luces luego de ser electrificada. Cerca del 75% de los encuestados respondieron que utilizaban radios y el 40% espera el uso de la televisión luego de la electrificación. Cerca del 88% de los encuestados espera que se le suministre energía eléctrica a cambio de un pago por el servicio, el 5% de los encuestados espera una estación de recarga de batería. En Tarapoto la mayoría de las viviendas están ubicadas cerca del río. Las viviendas encuestadas están ubicadas en un área de 1.5 km × 2.5 km como se muestra en el Gráfico III-2.5-1.

Gasto mensual por energía

	(sol/mes)
Iluminación	14.0
Batería de celdas secas	8.0
Iluminación + batería de celdas secas	22.0

Promedio de horas de consumo de energía para iluminación y radio

Iluminación	4 hr. 30 min.
Radio	3 hr. 36 min.

Horas de consumo de energía esperadas luego de la electrificación

	horas	vivienda
Habitación 1	3 hr. 13 min.	100%
Habitación 2	3 hr. 10 min.	63%
Habitación 3	3 hr. 46 min.	23%
Exteriores	-	-
Radio	2 hr. 48 min.	75%
TV	2 hr. 22 min.	40%

Sistema de pago

Propietario del sistema (US\$750 al contado)	0%
Propietario del sistema (US\$750 préstamo)	8%
Tarifa por el servicio 18 (s/mes)	88%
Recarga de batería 1.5 (s/recarga)	5%

En vista de que en Tarapoto la demanda de SFD es mayor que la de otros sistemas, se ha diseñado SFD en el Estudio de campo a nivel de prefactibilidad.

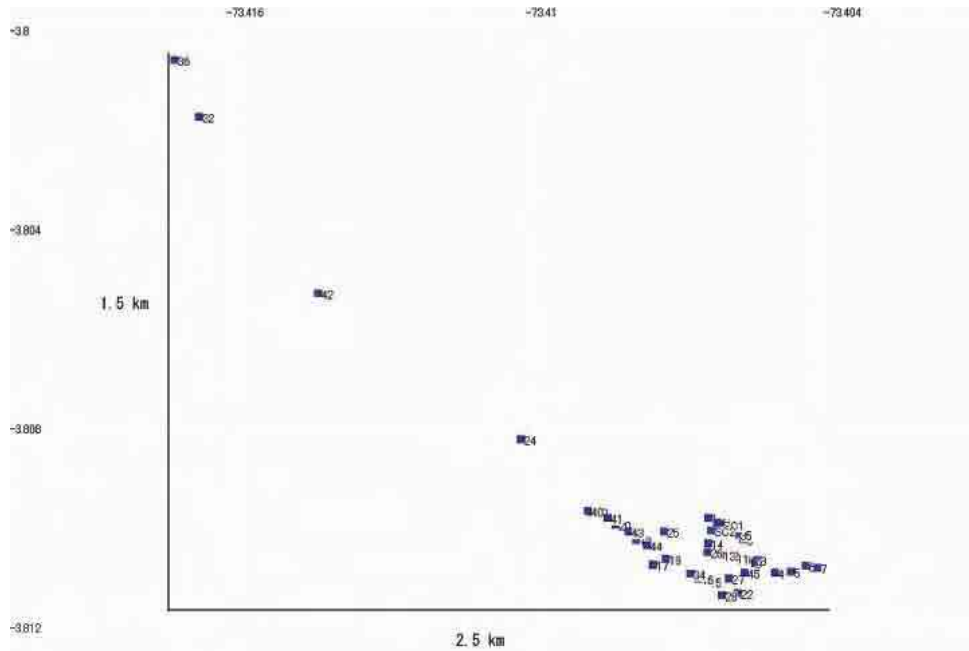


Gráfico III-2.5-1 Ubicación de las Viviendas Encuestadas

## 2. Potencial de Radiación Solar

La capacidad del sistema FV está diseñada en base a la radiación solar mensual mínima en mayo. Para el diseño del sistema FV, se calcula el ángulo de inclinación del módulo FV en el mes de menor radiación para obtener el mayor valor de radiación de latitud y longitud con el modelo de la esfera celeste. El Gráfico III-2.5-2 muestra la relación entre el ángulo de inclinación y la radiación de superficie en Iquitos. El resultado muestra que el ángulo de inclinación óptimo en Iquitos es de 10 grados.

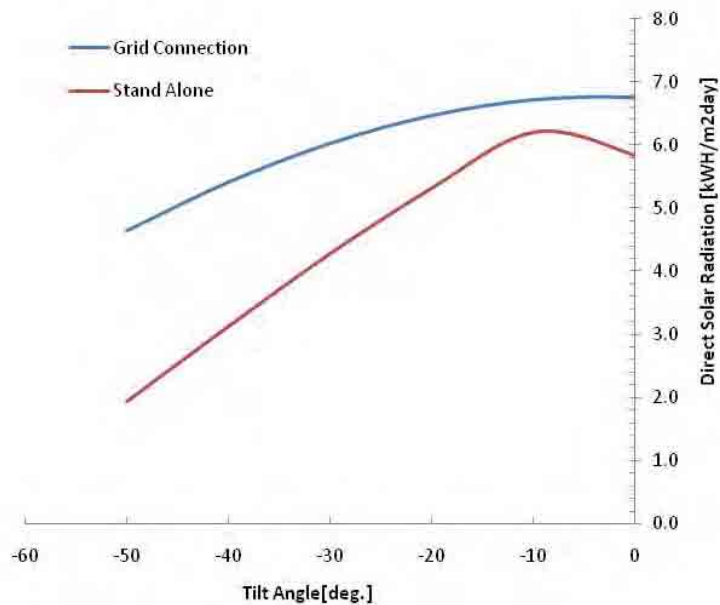


Gráfico III-2.5-2 Radiación Solar vs. Ángulo de Inclinación (Iquitos)

**Cuadro III-2.5-1 Radiación Mensual (horizontal, ángulo de inclinación 10°)**

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Radiación Horizontal (kWh/m <sup>2</sup> )	3.4	3.7	3.5	3.7	3.0	3.1	3.7	4.2	4.7	3.8	4.2	3.8	3.7
Radiación 20° (kWh/m <sup>2</sup> )	3.09	3.49	3.45	3.83	3.23	3.4	4.03	4.43	4.74	3.65	3.86	3.41	3.7

Fuente: Equipo de estudio de JICA

### 3. Estructuras de las Viviendas

El siguiente esquema muestra una vivienda típica en Tarapoto. Casi todas las viviendas están hechas de madera, y el techo está hecho de paja o fierro galvanizado. La mayoría de las viviendas tienen cocina cerca de la casa principal. La temperatura ambiente en Tarapoto es elevada, por lo que la construcción de la casa es abierta para el ingreso del viento. La mayoría de las viviendas tienen amplias salas sin muros entre ambientes. Los ambientes en las casas no tienen techos y sólo están divididas por muros. El número de habitaciones depende del tamaño de la vivienda pero varía entre 2 y 4.

Es necesario instalar luces en la sala y en la cocina con suministro eléctrico de los SFD. Muchas personas respondieron que aun cuando existen varios ambientes en una vivienda, sólo un foco podría abastecer a todos los ambientes ya que no tienen techo. En general, la cocina está ubicada cerca de la casa principal y conectada por un piso. El siguiente esquema muestra la disposición del cableado.



**Gráfico III-2.5-3 Ejemplo de Vivienda y Cableado (Tarapoto)**



**Fotografía III-2.5-1 Vivienda Encuestada (Tarapoto)**



**Fotografía III-2.5-2 Proyecto del PNUD (Aucayo)**



**Fotografía III-2.5-3 Estructura Abierta de una Vivienda Típica**

### III-2.5.1 Diseño de los SFD

#### 1. Demanda de Energía Eléctrica

El siguiente cuadro muestra la demanda de energía eléctrica de una vivienda con una habitación y una cocina. El resultado de la encuesta muestra que el número de viviendas que solicitó iluminación múltiple es reducido. El porcentaje de viviendas que espera dos focos es de 63% y tres focos apenas 23%. Las viviendas con pocas habitaciones sólo requieren iluminación en la sala y en la cocina ya que la construcción de la vivienda es ampliamente abierta. Existe una demanda para iluminación en las noches, especialmente para cuidar de los recién nacidos. Para tal fin se ha considerado el uso de LED en el sistema. La demanda de energía eléctrica para radios es de 2.5 horas en el mes de mínima radiación solar, y no se ha considerado demanda de TV. Sin embargo, es posible utilizar la radio por un tiempo mayor cuando la radiación solar es más intensa y la vivienda no requiere de mucha energía para iluminación. El Cuadro III-2.5.1-1 muestra la demanda de energía eléctrica.

**Cuadro III-2.5.1-1 Demanda de Energía Eléctrica**

<b>Demanda</b>	<b>Potencia nominal (W)</b>	<b>Horas (horas/día)</b>	<b>Consumo de energía (Wh/día)</b>
Habitación: Foco fluorescente	12	3	36
Cocina: Foco fluorescente	12	2	24
LED	2	8	16
Radio	10	3	30
			106
Voltaje del sistema	12	V	
<b>Demanda Total</b>	<b>8.8</b>	<b>Ah/día</b>	

#### 2. Potencia de Salida Estimada

El siguiente cuadro muestra la producción mensual estimada de 50 Wp de los SFD en Tarapoto. Para el diseño del sistema FV, se estimó la potencia de salida en base a la radiación solar en enero. En consecuencia, existe un excedente de producción en los otros meses, por lo que es posible utilizar la radio o TV en blanco y negro (20 W) con este excedente de producción de energía.



**Cuadro III-2.5.1-2 Potencia de Salida Estimada (50 Wp)**

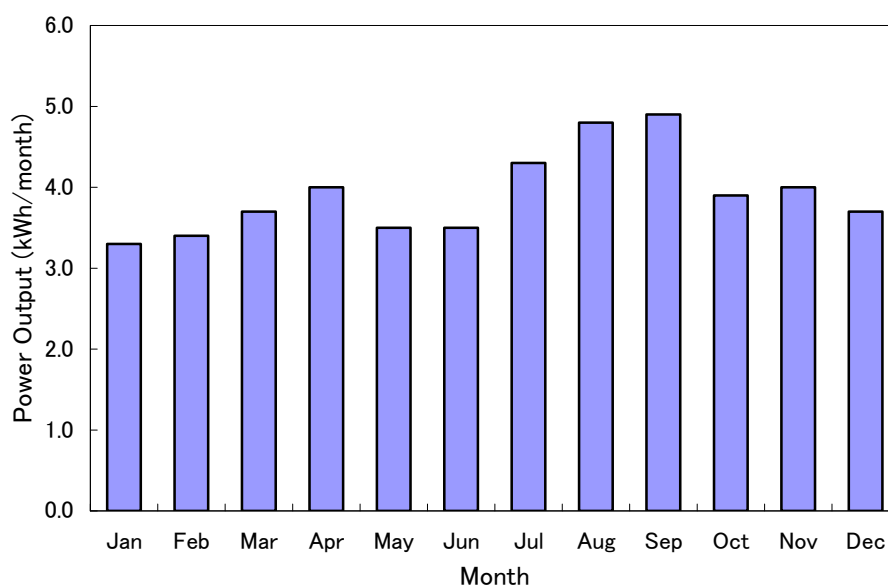
Mes	Radiación (kWh/m <sup>2</sup> -día)	Potencia de Salida (kWh/día)	Potencia de Salida (Ah/día)	Producción Mensual (kWh/Mes)
Ene	3.1	0.11	8.9	3.3
Feb	3.5	0.12	10.1	3.4
Mar	3.5	0.12	10.0	3.7
Abr	3.8	0.13	11.1	4.0
May	3.2	0.11	9.3	3.5
Jun	3.4	0.12	9.8	3.5
Jul	4.0	0.14	11.7	4.3
Ago	4.4	0.15	12.8	4.8
Sep	4.7	0.16	13.7	4.9
Oct	3.7	0.13	10.6	3.9
Nov	3.9	0.13	11.2	4.0
Dic	3.4	0.12	9.9	3.7
<b>Promedio</b>	<b>3.7</b>	<b>0.13</b>	<b>10.8</b>	<b>3.9</b>

Annual: 47.1 (kWh/año)

Potencia de salida (kWh/día) = Capacidad FV (Wp) × K × Radiación solar (kWh/m<sup>2</sup>-día)  
 (K = K1 × K2 × K3 × K4 × K5 × K6)

Pérdida de diseño

K1:	Coeficiente de corrección de temperatura	(25°C)	1.00
K2:	Factor de corrección del módulo	normalmente 0.9-0.95	0.9
K3:	Pérdida de potencia (módulo FV a batería)	normalmente 0.95	0.95
K4:	Controlador		0.95
K5:	Recarga/descarga de batería		0.9
K6:	Pérdida de potencia (batería a demanda)		0.95



**Gráfico III-2.5.1-1 Producción Mensual Estimada**

### 3. Capacidad de la Batería

$$Cu = (\text{Día autónomo} + 1) (\text{Consumo diario}) / \text{PD max}$$

$$= 88 \text{ Ah} \div 100 \text{ Ah}$$

Día autónomo	:	3 días
PD max	:	40%
Consumo diario	:	8.8 Ah/día

### 4. Resumen del Sistema

Sistema

Módulo FV	:	50 Wp
Controlador	:	10 A
Batería	:	100 Ah
Foco fluorescente	:	12 W × 2
LED	:	2 W × 1
Convertor CC/CC	:	entrada 12 V - salida 1.5 V, 3 V, 4.5 V, 6 V, 9 V

## III-2.5.2 Costos

### 1. Costo del Equipo

SFD: para 45 viviendas

**Cuadro III-2.5.2-1 Costo del Sistema (SFD)**

Ítem	No.	Unidad	Precio (US\$)
Panel FV	50	Wp	250
Controlador	10	A	40
Batería <sup>*1</sup>	100	Ah	110
Foco fluorescente	12	W	60
LED	2	W	20
Convertor CC-CC	12	V	15
Accesorios (conductor, poste, etc.)	1	set	125
Instalación & Transporte	10	%	62
<b>Total</b>			<b>682</b>

\*1: Batería de ciclo profundo (fabricada en Bolivia)

### 2. Operación y Mantenimiento

Con respecto a los componentes del sistema FV, algunos consumibles como las baterías y los controladores deben ser reemplazados luego de unos cuantos años. Por otro lado, ya que la vida del módulo FV y del LED es mayor, cerca de 20 años, en principio no se requiere reemplazarlos después de unos cuantos años. La vida del controlador es de aproximadamente 10 años. En este sistema, se ha seleccionado la batería de ciclo profundo fabricada en Bolivia. Por consiguiente, la vida de la batería en el SFD es de aproximadamente 5 a 7 años. Por otro lado, para las ERB se ha considerado

baterías de automóviles ya que los usuarios son los propietarios de las baterías y son fáciles de obtener. Se estima que la vida de los focos fluorescentes es de 2 a 3 años y del inversor de 10 años. El siguiente cuadro muestra la vida de los componentes de los SFD.

**Cuadro III-2.5.2-2 Vida de los Componentes del Sistema FV**

Ítem	Vida (años)
Módulo FV	20
Controlador	10
Batería (ciclo profundo)	5 a 7
Batería (automóvil)	2 a 3
Foco fluorescente	2 a 3
LED	20
Inversor	10

Costo de operación y mantenimiento: Se estima que el costo anual de operación y mantenimiento es el 2% de la inversión inicial.

### III-2.6 Organización de la Construcción, Operación y Mantenimiento y Costos

En vista de la simple estructura, puede establecerse con la cooperación de los pobladores y bajo la supervisión de expertos de las universidades u ONG, etc.

La operación pueden realizarla pobladores seleccionados y capacitados bajo la forma de una microempresa. Se inscribirá legalmente a la microempresa.

Aquellos que asuman el trabajo de la empresa serán elegidos públicamente entre los pobladores que estén dispuestos a emprender el negocio. Ya que los ingresos de la empresa son pequeños, los operadores de la empresa al inicio serán dos; un gerente comercial y un técnico<sup>3</sup>.

Antes de la selección, se elegirán alrededor de 10 candidatos del poblado que muestren interés en emprender la operación y la gestión, y todos recibirán la misma capacitación. La finalidad de esto es poder contar con personal de apoyo y si al final los miembros elegidos no continuaran, las personas que queden pueden reemplazarlos.

La capacitación se efectuará en principio en el emplazamiento. Está programado tener una sensibilización inicial de los pobladores, dos capacitaciones sobre los equipos y tres capacitaciones sobre gestión. Por lo tanto, se brindará capacitación técnica y administrativa. Después de iniciar la operación, dentro del plazo de 6 meses, se ha programado proporcionar capacitación de apoyo para aquellos que emprendieron el negocio. Además, para garantizar la sostenibilidad, debería estar

---

<sup>3</sup> Si el tamaño o los ingresos de la cobertura del servicio es muy pequeño, un sólo operador puede asumir tanto la parte comercial como la parte técnica.

monitoreado por lo menos tres veces (acompañamiento) por los capacitadores después de la operación.

Para garantizar la gobernabilidad de la empresa, la empresa debe registrar las cuentas con los ingresos y los gastos. Se creará la junta de usuarios, y la empresa será responsable de preparar informes periódicos de su operación para la junta de usuarios. Con esto la empresa se definirá como una empresa abierta a los usuarios y al mismo tiempo los usuarios podrán monitorear a cada uno, ya que la empresa sólo puede ser sostenible por la igual participación y asunción de responsabilidades de los usuarios.

La microempresa celebrará un contrato con el propietario para llevar a cabo el servicio público. Es un tipo de contrato de concesión (concesión en usufructo). Además, la empresa celebrará contratos con los usuarios para prestar el servicio. Mediante contratos vinculantes, se garantizarán los derechos y las obligaciones de la empresa junto con los de los usuarios. Los usuarios pagarán de acuerdo a la tarifa establecida entre ellos.

Los costos necesarios se muestran a continuación. No se incluye el costo necesario para la generación de energía eléctrica incluyendo repuestos.

Inversión inicial	:	US\$	500
Asistencia y monitoreo de proyecto	:	US\$	25,000
Operación y manejo Anual	:	N Soles	1,000

### **III-2.7 Evaluación Económica y Social**

#### **III-2.7.1 Método de Evaluación**

En el presente estudio del Plan Maestro se aplicará el método de análisis establecido por el SNIP siempre que se utilice financiamiento público para la implementación de proyectos.

En la metodología del SNIP, el análisis financiero que compara los costos y beneficios utilizando precios de mercado es denominado análisis económico, mientras que el análisis económico que realiza la comparación utilizando precios económicos es denominado análisis social. Con el fin de guardar consistencia con el sistema peruano, en el presente informe se utilizarán los términos del SNIP.

El flujo básico del análisis es el que se indica a continuación:

#### **1. Análisis Económico**

En el Análisis Económico se calculará el monto esperado de beneficio neto con los estimados de costos y beneficios mediante precios de mercado.

- Estimación de costos a precios de mercado
- Preparación de un flujo de caja para inversión de capital
- Preparación de un flujo de caja para el costo de operación y mantenimiento

- Cálculo de los costos incrementales en comparación con “sin proyecto”
- Estimación de beneficios a precios de mercado
- Cálculo de beneficios incrementales en comparación con “sin proyecto”.
- Cálculo del beneficio neto (Valor Actual Neto)

## 2. Análisis Social

En el Análisis Social se calculará el monto de beneficio neto con los estimados de costos y beneficios, utilizando el precio social que excluye los factores distorsionados debido a la política económica como impuestos y subsidios.

- Estimado de costos a precios sociales
- Preparación de un flujo de caja para inversión de capital
- Preparación de un flujo de caja para el costo de operación y mantenimiento
- Cálculo de costos incrementales en comparación con “sin proyecto”
- Estimación de beneficios a precios sociales
- Cálculo de beneficios incrementales en comparación con “sin proyecto”.
- Cálculo del beneficio neto (Valor Actual Neto Social)

## 3. Análisis de Sensibilidad

El análisis de sensibilidad verifica el impacto en el proyecto en caso de diversas consideraciones importantes como monto de inversión, tarifa eléctrica, beneficio, etc.

### III-2.7.2 Supuestos

Para la evaluación de proyectos se utilizan los siguientes supuestos:

#### 1. Tasa de Descuento

- |                      |     |
|----------------------|-----|
| • Análisis económico | 12% |
| • Análisis social    | 11% |

#### 2. Factor de Conversión

Se considera que el precio de mercado está distorsionado debido a las políticas económicas como impuestos o aranceles. Con el fin de obtener precios reales, es decir, precios sociales, se utilizan factores de conversión.

- |                                  |      |
|----------------------------------|------|
| • Equipo                         | 1.08 |
| • Poste                          | 1.00 |
| • Equipo doméstico               | 1.00 |
| • Estudio/compra de electricidad | 1.00 |
| • Transporte                     | 1.00 |
| • Equipo importado               | 0.90 |

- Mano de obra calificada 0.87
- Mano de obra no calificada 0.49 (Selva)
- IGV 0.00

### 3. Vida Útil

A continuación se muestra la vida útil de cada componente:

Ítem	Período (años)
Panel solar	20
Batería (ciclo profundo)	7
Batería (automóvil)	3
Controlador	10
Inversor	10
Equipo electromecánico	20
Líneas de transmisión/distribución	

### 4. Período de Evaluación

El período de evaluación será de 20 años.

### 5. Proyecto Alternativo

Los siguientes son proyectos alternativos para el suministro de energía eléctrica a San Juan:

Ítem	Contenido
Alternativa 1	Electrificación con paneles solares
Alternativa 2	Electrificación con extensión de redes

## III-2.7.3 Costo y Beneficio del Proyecto de la Alternativa 1 (Proyecto Eléctrico Solar)

### 1. Costo de Construcción

El costo de construcción del proyecto se estima en US\$43,825:

**Cuadro III-2.7.3-1 Inversión Inicial**

(unidad: US\$)

Ítem	SFD	Número	Total
Panel FV	250	45	11,250
Controlador	40	45	1,800
Batería	110	45	4,950
Foco fluorescente	60	45	2,700
LED	20	45	900
Convertor CC-CC	15	45	675
Accesorios	125	45	5,625
Instalación/Transporte	62	45	2,790
Sub-total	682	45	30,690
IGV, etc	292	45	13,135
<b>Total</b>	<b>974</b>	<b>45</b>	<b>43,825</b>

## 2. Costo de Operación y Mantenimiento

El costo anual de operación y mantenimiento se calcula tentativamente en dos por ciento del costo de inversión.

Ítem	Costo anual (US\$)	Observaciones
Costo operacional de operación y mantenimiento	345	S/.1,000 por año
Costo técnico de operación y mantenimiento	877	US\$43,825 × 2%
<b>Total</b>	<b>1,222</b>	

## 3. Demanda de Potencia

Con respecto a la demanda de potencia, se adoptó el siguiente valor en el Capítulo III-2.5.2:

Ítem	Demanda Diaria	Demanda Annual
SFD	106 Wh/día	38.69 kWh/año

## 4. Beneficio

### (1) Beneficio Económico

El Beneficio Económico son los ingresos por las ventas de electricidad. El precio unitario de 18 Soles (=US\$6.21) /mes es utilizado para estimar el beneficio anual.

Ítem	Precio Unitario	Ingresos Anuales
SFD	US\$6.21/mes	$6.21 \times 12 \text{ meses} \times 50 \text{ viviendas} = \text{US\$ } 3,724$
ERB	US\$0.52/carga	$0.52 \times 7.5 \text{ recargas} \times 12 \text{ meses} \times 20 \text{ viviendas} = \text{US\$ } 931$

### (2) Beneficio Social

El Beneficio Social se obtiene de los datos de los “Beneficios Económicos de la Electricidad en Áreas Rurales del Perú” (NRECA, 1999). Se adopta el 80% de los siguientes valores.

Área	Selva
Iluminación	$\text{US\$ } 102.24/\text{año} \times 0.8 = 81.79$
Radio y TV	$\text{US\$ } 57.96/\text{año} \times 0.8 = 46.37$

## III-2.7.4 Alternativa 2 (Proyecto de Extensión de Redes)

### 1. Inversión Inicial

El siguiente es el desglose del costo de las líneas de distribución y transmisión requerido para la ampliación de redes:

**Cuadro III-2.7.4-1 Inversión Inicial**

(Unidad: US\$)

Ítem	Total	Línea Primaria	Red Primaria	Red Secundaria
Materiales	36,832	25,734	3,494	7,603
Instalación	19,992	16,832	1,177	1,984
Transporte	2,651	2,059	280	313
IGV, etc.	11,300	8,479	941	1,881
<b>Total</b>	<b>70,775</b>	<b>53,104</b>	<b>5,891</b>	<b>11,781</b>

## 2. Costo de Operación y Mantenimiento

El costo de la operación técnica y mantenimiento se calcula utilizando el siguiente porcentaje:

Ítem	Factor (%)	Observaciones
Transmisión/distribución	2.0 ~ 2.5	Año 1 a 20

Se utilizó el precio unitario calculado de la tarifa de electricidad para media tensión (MT-2) de fecha 1 de febrero del 2008, Pliego Iquitos Rural por ElectroOriente, el cual abastece a Loreto, para calcular el costo de compra de electricidad.

Precio Ponderado de la Energía en Barra a Media Tensión – Febrero 2008		
Potencia en Horas Punta	S./kW-month	25.75
Energía en Horas Punta	ctm. S./kWh	19.48
Energía en Horas Fuera de Punta	ctm. S./kWh	19.48
Factor de Ponderación		0.273
Precio Ponderado de la energía en barra equivalente de media tensión	ctm. S./kWh	<b>19.48</b>
	US\$	0.0672

(Precio que incluye IGV: 0.0800)

## 3. Demanda de Energía

Se utilizó el mismo volumen de demanda que para la Alternativa 1.

## 4. Beneficio

### (1) Beneficio Económico

Se utilizó el precio unitario calculado de la tarifa eléctrica para residencias de baja tensión (BTB5) de fecha 1 de febrero del 2008, Pliego Iquitos Rural (E4), por ElectroOriente, el cual abastece a Loreto, para calcular el beneficio económico.

	Precio Unitario
Cobro por potencia	1.25 Soles/mes
Cobro por energía	0.4936 Soles/kWh

### (2) Beneficio Social

Se utilizó el mismo beneficio que para la Alternativa 1.



### III-2.7.5 Evaluación

Se espera un mayor beneficio con la electrificación con proyectos de energía solar que con extensión de redes. Sin embargo, en ambos casos se tienen bajas TIR, en comparación con los criterios de 11% establecido por el SNIP.

(US\$)		
	Alternativa 1	Alternativa 2
VAN (TIR)	-41,963 (-4.9%)	-91,367 (n.a.)
VANS (TIR)	-12,081 (6.3%)	-30,330 (2.7%)

### III-2.7.6 Análisis de Sensibilidad

Con respecto al análisis de sensibilidad, se verifican los siguientes ítems para observar la variación del valor actual neto del Proyecto.

Ítem	Contenido
(1) Costo de inversión	Incremento del 10%, disminución del 10%
(2) Ingresos	Incremento del 10%, disminución del 10%
(3) Beneficio social	Incremento del 25% (=NRECA 100%) Incremento del 10%, disminución del 10%

#### 1. Costo de Inversión

(US\$)			
		Alternativa 1	
		NPV	SNPV
	10%	-46,851	-16,598
Caso Base	0%	-41,963	-12,081
	-10%	-37,074	-7,563

#### 2. Ingresos por Venta de Potencia

(US\$)			
		Alternativa 1	
		NPV	SNPV
	10%	-39,459	-12,081
Caso Base	0%	-41,963	-12,081
	-10%	-44,466	-12,081

#### 3. Beneficio Social

(US\$)			
		Alternativa 1	
		NPV	SNPV
	25%	-41,963	- 599
	10%	-41,963	-7,488
Caso Base	0%	-41,963	-12,081
	-10%	-41,963	-16,673

Como resultado del análisis de sensibilidad, se ha determinado que el cambio en el costo de inversión tiene un impacto mayor que el de ingresos por venta de potencia con respecto al VAN. Por otro lado, el impacto por el cambio en beneficios sociales y costos de inversión es casi el mismo.

Sin embargo, el VANS y VAN muestran valores negativos en todos los casos. La razón es el nivel de beneficio social general en la Selva en base al estudio NRECA utilizado aquí, y el menor número de viviendas objetivo. Por consiguiente, no sería muy conveniente rechazar la implementación del proyecto sólo con este estudio, sino que es importante estimar el beneficio social en base a un estudio más preciso en Tarapoto en la siguiente etapa del estudio.

**Cuadro III-2.7-1 Costos Incrementales para Cada Alternativa (Costo Privado) – Alternativa 1**

ITEM	P E R I O D O																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>A) COSTO DE INVERSION</b>																					
<b>1. Estudios</b>	5,000																				
<b>2. Construccion</b>																					
(1) SFD	43,825																				
1) Suministro de Equipos, Materiales, etc.	27,900																				
Paneles solares	11,250																				
Baterias	4,950							4,950							4,950						
Equipos de iluminacion	3,600																				
controladores / convertidor	2,475										2,475										
conductores	3,375																				
Soportes y postes	2,250																				
2) Instalacion	1,116																				
M.O. Calificado	558																				
M.O. No Calificado	558																				
3) Transporte	1,674																				
4) Gastos Generales [12% C.D.]	3,683																				
5) Utilidades [8% C.D.]	2,455																				
6) IGV [19%]	6,997																				
7) Subtotal SHS	43,825	0	0	0	0	0	0	4,950	0	0	2,475	0	0	0	4,950	0	0	0	0	0	0
SUBTOTAL	48,825	0	0	0	0	0	0	4,950	0	0	2,475	0	0	0	4,950	0	0	0	0	0	0
<b>B) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO</b>																					
<b>COSTO DE APOYO AL PROYECTO</b>	0	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222
<b>C) TOTAL COSTOS CON PROYECTO</b>	53,825	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	6,172	1,222	1,222	3,697	1,222	1,222	1,222	6,172	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222
<b>D) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO SIN PROYECTO</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>E) TOTAL COSTOS INCREMENTALES</b>	53,825	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	6,172	1,222	1,222	3,697	1,222	1,222	1,222	6,172	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222

**Cuadro III-2.7-2 Costos Incrementales para Cada Alternativa (Costo Social) – Alternativa 1**

ITEM	Factor Correc.	P E R I O D O																				
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>A) COSTO DE INVERSION</b>																						
<b>1. Estudios</b>	1.00	5,000																				
<b>2. Construccion</b>																						
(1) SFD		0																				
1) Suministro de Equipos, Materiales, etc.		29,952																				
Paneles solares	1.08	12,150																				
Baterias	1.08	5,346							5,346							5,346						
Equipos de iluminacion	1.08	3,888																				
controladores / convertidor	1.08	2,673										2,673										
conductores	1.08	3,645																				
Soportes y postes	1.00	2,250																				
2) Instalacion		759																				
M.O. Calificado	0.87	485																				
M.O. No Calificado	0.49	273																				
3) Transporte	1.00	1,674																				
4) Gastos Generales [12% C.D.]	1.00	3,683																				
5) Utilidades [8% C.D.]	1.00	2,455																				
6) IGV [19%]	0.00	0																				
7) Subtotal SHS		38,523																				
<b>SUBTOTAL</b>		38,523	0	0	0	0	0	0	5,346	0	0	2,673	0	0	0	5,346	0	0	0	0	0	0
<b>B) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO</b>	1.00	0	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222
<b>C) TOTAL COSTOS CON PROYECTO</b>		43,523	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	6,568	1,222	1,222	3,895	1,222	1,222	1,222	6,568	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222
<b>D) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO SIN PROYECTO</b>		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>E) TOTAL COSTOS INCREMENTALES</b>		43,523	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	6,568	1,222	1,222	3,895	1,222	1,222	1,222	6,568	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222

**Cuadro III-2.7-3 Costos Incrementales para Cada Alternativa (Costo Privado) - Alternativa 2**

RUBRO	PERIODO																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>A) COSTOS DE INVERSION</b>																					
Estudios/Supervision/Preinversion (17%)	12,032																				
<b>Instalación de Líneas Primarias</b>	<b>53,104</b>																				
Suministro de Equipos, Materiales y Servidumbre	25,734																				
Origen Nacional	7,720																				
Origen Importado	18,014																				
Montaje Electromecánico de Líneas Primarias	16,832																				
M.O. Calificada	11,782																				
M.O. No Calificada	5,050																				
Transporte	2,059																				
IGV (19%)	8,479																				
<b>Instalación de Redes Primarias</b>	<b>5,891</b>																				
Suministro de Equipos, Materiales y Servidumbre	3,494																				
Origen Nacional	1,677																				
Origen Importado	1,817																				
Montaje Electromecánico de Redes Primarias	1,177																				
M.O. Calificada	824																				
M.O. No Calificada	353																				
Transporte	280																				
IGV (19%)	941																				
<b>Instalación de Redes Secundarias</b>	<b>11,781</b>																				
Suministro de Equipos y Materiales	7,603																				
Origen Nacional	3,193																				
Origen Importado	4,410																				
Montaje Electromecánico	1,984																				
M.O. Calificada	1,389																				
M.O. No Calificada	595																				
Transporte	313																				
IGV (19%)	1,881																				
Subtotal costos de inversión	82,807	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>B) COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO</b>																					
1. Compra de energía		153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153
2. Costos de operación y mantenimiento		1,416	1,432	1,449	1,466	1,484	1,501	1,519	1,537	1,555	1,573	1,592	1,611	1,630	1,649	1,668	1,688	1,708	1,728	1,749	1,769
<b>C) TOTAL COSTOS CON PROYECTO (A + B)</b>	82,807	1,569	1,585	1,602	1,619	1,637	1,654	1,672	1,690	1,708	1,726	1,745	1,764	1,783	1,802	1,822	1,841	1,861	1,881	1,902	1,923
<b>D) COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO SIN PROYECTO</b>																					
	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>E) TOTAL COSTOS INCREMENTALES (C - D)</b>	82,807	1,569	1,585	1,602	1,619	1,637	1,654	1,672	1,690	1,708	1,726	1,745	1,764	1,783	1,802	1,822	1,841	1,861	1,881	1,902	1,923

**Cuadro III-2.7-4 Costos Incrementales para Cada Alternativa (Costo Social) - Alternativa 2**

RUBRO		PERIODO																				
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>A) COSTOS DE INVERSION</b>																						
Estudios/Supervision/Preinversion (17%)	1.00	12,032																				
<b>Instalación de Líneas Primarias</b>		<b>38,717</b>																				
Suministro de Equipos, Materiales y Servidumbre		23,933																				
Origen Nacional	1.00	7,720																				
Origen Importado	0.90	16,213																				
Montaje Electromecánico de Líneas Primarias		12,725																				
M.O. Calificada	0.87	10,251																				
M.O. No Calificada	0.49	2,474																				
Transporte	1.00	2,059																				
IGV (19%)	0.00	0																				
<b>Instalación de Redes Primarias</b>		<b>4,481</b>																				
Suministro de Equipos, Materiales y Servidumbre		3,312																				
Origen Nacional	1.00	1,677																				
Origen Importado	0.90	1,635																				
Montaje Electromecánico de Redes Primarias		890																				
M.O. Calificada	0.87	717																				
M.O. No Calificada	0.49	173																				
Transporte	1.00	280																				
IGV (19%)	0.00	0																				
<b>Instalación de Redes Secundarias</b>		<b>8,975</b>																				
Suministro de Equipos y Materiales		7,162																				
Origen Nacional	1.00	3,193																				
Origen Importado	0.90	3,969																				
Montaje Electromecánico		1,500																				
M.O. Calificada	0.87	1,208																				
M.O. No Calificada	0.49	292																				
Transporte	1.00	313																				
IGV (19%)	0.00	0																				
Subtotal costos de inversión		64,205	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>B) COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO</b>																						
1. Compra de energía	1.00	0	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129	129
2. Costos de operación y mantenimiento	1.00	0	1,284	1,299	1,315	1,330	1,346	1,362	1,378	1,394	1,411	1,427	1,444	1,461	1,478	1,496	1,514	1,531	1,550	1,568	1,586	1,605
<b>C) TOTAL COSTOS CON PROYECTO (A + B)</b>		<b>64,205</b>	<b>1,413</b>	<b>1,428</b>	<b>1,443</b>	<b>1,459</b>	<b>1,475</b>	<b>1,490</b>	<b>1,507</b>	<b>1,523</b>	<b>1,539</b>	<b>1,556</b>	<b>1,573</b>	<b>1,590</b>	<b>1,607</b>	<b>1,625</b>	<b>1,642</b>	<b>1,660</b>	<b>1,678</b>	<b>1,697</b>	<b>1,715</b>	<b>1,734</b>
<b>D) COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO SIN PROYECTO</b>																						
		-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>E) TOTAL COSTOS INCREMENTALES (C - D)</b>		<b>64,205</b>	<b>1,413</b>	<b>1,428</b>	<b>1,443</b>	<b>1,459</b>	<b>1,475</b>	<b>1,490</b>	<b>1,507</b>	<b>1,523</b>	<b>1,539</b>	<b>1,556</b>	<b>1,573</b>	<b>1,590</b>	<b>1,607</b>	<b>1,625</b>	<b>1,642</b>	<b>1,660</b>	<b>1,678</b>	<b>1,697</b>	<b>1,715</b>	<b>1,734</b>

**Cuadro III-2.7-5 Análisis General de la Demanda**

**a) Variables importantes (Important Variables)**

	<b>Supuesto (Assumption)</b>	<b>Fuentes de Información (Source)</b>
Crecimiento anual de la población (Annual population increase) :	<b>0.0%</b>	Misión
Crecimiento anual de la población electrificada (Annual increase of electrified population) :	<b>0.0%</b>	Misión
Porcentaje de abonados domésticos (Percentage of domestic clients) :	<b>100%</b>	Misión
Tasa de Crecimiento del Consumo unitario anual (Increase rate of annual unit consumption) :	<b>0.0%</b>	Misión
Porcentaje de pérdidas de energía en BT y MT (Energy loss rate in Low & Middle voltage) :	<b>10%</b>	Osinergmin
Factor de carga (Load factor) :	<b>25%</b>	Registros CONCESIONARIAS Y ADINELSA

**b) Proyección (Projection)**

UNIDADES (Units)	AÑOS (YEAR)																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Número de hogares (Number of households)		45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
Número de conexiones domesticas (SFD) (Number of domestic connection - SHS)		45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
Consumo anual por SFD (Annual consumption by SHS)		39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39
Consumo anual SFD (Annual consumption by SHS)		1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741
Consumo total (kWh) (Total consumption)		1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741
Pérdidas de energía (MT y BT) (Energy loss )		174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174
Energía al ingreso del sistema (kWh) (Energy from grid )		1,915	1,915	1,915	1,915	1,915	1,915	1,915	1,915	1,915	1,915	1,915	1,915	1,915	1,915	1,915	1,915	1,915	1,915	1,915	1,915
Factor de carga (Load factor)		25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
Potencia al ingreso del sistema (kW) (Power from grid)		<b>0.87</b>	<b>0.87</b>	<b>0.87</b>	<b>0.87</b>	<b>0.87</b>	<b>0.87</b>	<b>0.87</b>	<b>0.87</b>	<b>0.87</b>	<b>0.87</b>	<b>0.87</b>	<b>0.87</b>	<b>0.87</b>	<b>0.87</b>	<b>0.87</b>	<b>0.87</b>	<b>0.87</b>	<b>0.87</b>	<b>0.87</b>	<b>0.87</b>

**Cuadro III-2.7-6 Beneficios Incrementales para Cada Alternativa (Precios Privados) - Alternativa 1**

	PERIODO / PERIOD																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>1.- Situación con Proyecto / With Project</b>																					
<b>Incom from montly tariff</b>																					
Ingresos por cuotas mensuales reguladas	0	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352
- SFD / SHS	0	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352
<b>2.- Situación sin Proyecto / Without Project</b>																					
Beneficios sin proyecto / Benefit w/o project		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>3.- Beneficios Incrementales (1) - (2)</b>																					
<b>Income from monthly tariff</b>																					
Ingresos por cuotas mensuales reguladas		3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352

Important variables	Value	
<b>Variables importantes:</b>	<b>Valoración</b>	<b>100%</b>
Cuota mensual por abonado/ Monthly tariff:	Soles	meses Anual Vivienda Soles TC dolares
- SFD / SHS	<b>18.00</b>	/mes(month) /vivienda (HH) 12 216 45 9,720 2.9 3,352 /año (year)
Período de reposición / Replacement period		months Annual HH Soles Exc. Rate dollars
- activos generales / General assets:	<b>20</b>	años (years)
- baterías / Battery:	<b>7</b>	años (years)
- controladores / Controllers:	<b>10</b>	años (years)
Tasa de impuesto a la renta / Income Tax rate	30%	

Estado de pérdidas y ganancias: (Profit and Loss Statement)	PERIODO (Period)																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1. Total cuotas de servicio (Total fee from the service)		3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352
2. Costos de operación y mantenimiento (Fee for operation and maintenance)		-1,222	-1,222	-1,222	-1,222	-1,222	-1,222	-1,222	-1,222	-1,222	-1,222	-1,222	-1,222	-1,222	-1,222	-1,222	-1,222	-1,222	-1,222	-1,222	-1,222
3. Depreciación activos generales (Depreciation for general assets)		-844	-844	-844	-844	-844	-844	-844	-844	-844	-844	-844	-844	-844	-844	-844	-844	-844	-844	-844	-844
4. Depreciación baterías (Depreciation for batteries)		-965	-965	-965	-965	-965	-965	-965	-965	-965	-965	-965	-965	-965	-965	-965	-965	-965	-965	-965	-965
5. Depreciación controladores (Depreciation for controllers)		-338	-338	-338	-338	-338	-338	-338	-338	-338	-338	-338	-338	-338	-338	-338	-338	-338	-338	-338	-338
6. Utilidad antes de impuestos (Profit before tax)		-17	-17	-17	-17	-17	-17	-17	-17	-17	-17	-17	-17	-17	-17	-17	-17	-17	-17	-17	-17
7. Impuesto a la renta (income tax)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



**Cuadro III-2.7-7 Beneficios Incrementales para Cada Alternativa (Precios Privados) - Alternativa 2**

	PERIODO / PERIOD																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>1.- Situación con Proyecto - With Project</b>																					
Venta de energía total / total energy sales	0	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529
Venta de energía doméstica / domestic sales		529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529
<b>2.- Situación sin Proyecto / Without Project</b>																					
Beneficios sin proyecto / Benefit without project		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>3.- Beneficios Incrementales (1) - (2) / Incremental Benefit</b>																					
Ingresos por venta de energía (Revenue by energy sales)		529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529

<b>Variables importantes:</b> (Important Variables)	<b>carga</b> Power	<b>energía</b> Energy	<b>Total</b>
Tarifa de la energía / Electricity tariff	1.25	0.4936	
	45	1,741.05 kWh/año (year)	
	12	meses (months)	
	675	/año (year)	859.38 /año (year)
1US\$=S/.	2.9		2.9
US\$	232.76	/año (year)	296.34 /año (year)
			529.10 /año (year)
Tasa de impuesto a la renta / tax rate	30%		

Estado de pérdidas y ganancias (Profit and Loss statement)	PERIODO / PERIOD																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1. Total cuotas de servicio (total fee for service)		529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529
2. Costos de OyM (O&M cost)		-1,416	-1,432	-1,449	-1,466	-1,484	-1,501	-1,519	-1,537	-1,555	-1,573	-1,592	-1,611	-1,630	-1,649	-1,668	-1,688	-1,708	-1,728	-1,749	-1,769
3. Compra de energía (Energy purchase)		-153	-153	-153	-153	-153	-153	-153	-153	-153	-153	-153	-153	-153	-153	-153	-153	-153	-153	-153	-153
4. Depreciación (Depreciation)		-1,842	-1,842	-1,842	-1,842	-1,842	-1,842	-1,842	-1,842	-1,842	-1,842	-1,842	-1,842	-1,842	-1,842	-1,842	-1,842	-1,842	-1,842	-1,842	-1,842
7. Utilidad antes de impuestos (Profit before tax)		-2,881	-2,898	-2,915	-2,932	-2,949	-2,967	-2,984	-3,002	-3,021	-3,039	-3,058	-3,076	-3,095	-3,115	-3,134	-3,154	-3,174	-3,194	-3,214	-3,235
8. Impuesto a la renta (solamente cuando hay incremento de utilidades) Tax		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

**Cuadro III-2.7-8 Beneficios Incrementales para cada Alternativa (Precio Social) – Alternativas 1 y 2**

	PERIODO / PERIOD																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>1.- Situación con Proyecto / With Project</b>																					
Beneficio económico iluminación (Economic benefits of lighting)		3,681	4,253	4,253	4,253	4,253	4,253	4,253	4,253	4,253	4,253	4,253	4,253	4,253	4,253	4,253	4,253	4,253	4,253	4,253	4,253
Voluntad de pago por radio y televisión (Willingness to pay for radio and TV)		2,087	2,087	2,087	2,087	2,087	2,087	2,087	2,087	2,087	2,087	2,087	2,087	2,087	2,087	2,087	2,087	2,087	2,087	2,087	2,087
Voluntad de pago por otros (Other WtP)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sub total beneficios económicos (Sub total of economic benefits)		5,767	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340
<b>2.- Situación sin Proyecto / Without Project</b>																					
Beneficio económico sin proyecto (Economic benefit without project)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>3.- Beneficios Incrementales (1) - (2) / Incremental Benefits</b>																					
Beneficios económicos incrementales (Incremental economic benefits)		5,767	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340	6,340

**Cuadro III-2.7-9 Valor Real de los Beneficios para Cada Alternativa (Precios Privados)**

	PERIODO / PERIOD																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>1.- Beneficios Incrementales - Privados / Incremental Benefit - Private</b>																					
ALTERNATIVA 1	0	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352
ALTERNATIVA 2	0	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529	529
<b>2.- Costos Incrementales - Privados/ Incremental Costs - Private</b>																					
ALTERNATIVA 1	53,825	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	6,172	1,222	1,222	3,697	1,222	1,222	1,222	6,172	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222
ALTERNATIVA 2	82,807	1,569	1,585	1,602	1,619	1,637	1,654	1,672	1,690	1,708	1,726	1,745	1,764	1,783	1,802	1,822	1,841	1,861	1,881	1,902	1,923
<b>3.- Beneficios Netos Totales - Privados / Total Net Benefit - Private</b>																					
ALTERNATIVA 1	-53,825	2,130	2,130	2,130	2,130	2,130	2,130	-2,820	2,130	2,130	-345	2,130	2,130	2,130	-2,820	2,130	2,130	2,130	2,130	2,130	2,130
ALTERNATIVA 2	-82,807	-1,040	-1,056	-1,073	-1,090	-1,108	-1,125	-1,143	-1,161	-1,179	-1,197	-1,216	-1,235	-1,254	-1,273	-1,293	-1,312	-1,332	-1,352	-1,373	-1,393

ALTERNATIVAS	NPV	IRR
	VAN (12%)	TIR
ALTERNATIVA 1	-41,963	-4.9%
ALTERNATIVA 2	-91,367	#DIV/0!

**Cuadro III-2.7-10 Valor Actual de Beneficios para Cada Alternativa (Precio Social)**

	PERIODO / PERIOD																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>1.- Beneficios Incrementales / Incremental Benefits</b>																					
ALTERNATIVA 1	0	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767
ALTERNATIVA 2	0	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767	5,767
<b>2.- Costos Incrementales / Incremental Costs</b>																					
ALTERNATIVA 1	43,523	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	6,568	1,222	1,222	3,895	1,222	1,222	1,222	6,568	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222	1,222
ALTERNATIVA 2	64,205	1,413	1,428	1,443	1,459	1,475	1,490	1,507	1,523	1,539	1,556	1,573	1,590	1,607	1,625	1,642	1,660	1,678	1,697	1,715	1,734
<b>3.- Beneficios Netos Totales / Total Net Benefits</b>																					
ALTERNATIVA 1	-43,523	4,546	4,546	4,546	4,546	4,546	4,546	-800	4,546	4,546	1,873	4,546	4,546	4,546	-800	4,546	4,546	4,546	4,546	4,546	4,546
ALTERNATIVA 2	-64,205	4,354	4,339	4,324	4,308	4,293	4,277	4,261	4,244	4,228	4,211	4,194	4,177	4,160	4,143	4,125	4,107	4,089	4,071	4,052	4,033

ALTERNATIVAS	NPV	IRR
	VAN (11%)	TIR
ALTERNATIVA 1	-12,081	6.3%
ALTERNATIVA 2	-30,330	2.7%

### III-2.8 Fijación de la Tarifa Eléctrica y Mecanismo de Fondos

#### III-2.8.1 Fijación de la Tarifa Eléctrica

Existen dos tipos de sistema tarifario eléctrico: uno es el sistema de tarifa por consumo medido y el otro es el sistema de tarifa plana. En el primer caso, se realizan las siguientes acciones: instalación del medidor de electricidad, inspecciones periódicas del medidor, presentación del recibo de electricidad, según el consumo de energía. Para realizar estas actividades se requiere de una persona a cargo de la inspección y del cálculo de la tarifa. Por lo tanto, sería un trabajo que requiere de tiempo y es menos efectivo, especialmente en una zona con baja densidad poblacional. Por otro lado, el sistema de tarifa plana no requiere de un procedimiento tan complicado ya que se emite el recibo de electricidad con precios constantes a los consumidores. Esto representa un ahorro en papeleo.

Ítem	Ventaja	Desventaja
Sistema de tarifa por consumo medido	Justo en costos compartidos	Complicado para la inspección de medidores
Sistema de tarifa plana	No requiere de inspecciones de medidores	No es justo para los pequeños consumidores

Existe poca variación en el consumo de energía por cada vivienda para el caso de proyectos de energía solar, por lo que el sistema de tarifa plana es ventajoso. Desde este punto de vista, se realizó una evaluación considerando la adopción del sistema de tarifa plana para este proyecto.

#### 1. Ítems para Verificación y Condiciones

Con el fin de evaluar el nivel tarifario eléctrico, se hará referencia a los siguientes ítems. Básicamente la tarifa debe cubrir el costo de operación y mantenimiento desde el punto de vista de la sostenibilidad. También debe fijarse a un nivel accesible para la mayoría de pobladores. En el caso de que la tarifa calculada de esta manera sea muy elevada en comparación con el nivel tarifario actual, se debe considerar la aplicación de un tipo de sistema de subsidio.

- (1) Costo de operación y mantenimiento
- (2) Nivel actual de la tarifa eléctrica
- (3) Disposición de pago

A continuación se evalúa cada uno de estos ítems:

##### (1) Costo de Operación y Mantenimiento

Se estima tentativamente que el costo de operación y mantenimiento es el 2% de la inversión. Así, el costo anual se calcula en US\$1,222.

## (2) Nivel Actual de la Tarifa Eléctrica

Se debe utilizar como referencia un precio unitario de 18 Soles/mes, aplicado para SFD en Proyectos GEF.

## (3) Disposición de Pago

La disposición de pago que mencionamos aquí se refiere al valor del gasto de energía actual, obtenido a través de una encuesta realizada a los pobladores como parte de un estudio social. No es un valor obtenido como “disposición de pago” en las encuestas.

**Cuadro III-2.8.1-1 Disposición de Pago: Tarapoto**

(Nuevos Soles)	
Máximo	68.0
Mínimo	8.0
Promedio	21.3
Media	20.0

## 2. Resultado de la Examinación

A continuación presentamos un cálculo tentativo de la tarifa eléctrica requerido para recuperar el costo del servicio de electricidad, con las siguientes condiciones:

- La microempresa no obtiene ninguna ganancia.
- El costo de operación es del 2% del costo de inversión inicial
- El reemplazo de los equipos es responsabilidad de la microempresa

En consecuencia, el nivel de la tarifa eléctrica se calcula como sigue:

Sin subsidio en la inversion inicial	24.34 Soles
100% de subsidio en la inversión inicial	9.89 Soles

La tarifa para cubrir el costo de operación y mantenimiento, incluyendo el costo de cambio, para este proyecto se calcula en 24.34 soles/mes para los SFD. Con respecto al precio para los SFD, éste supera en casi 6 soles la tarifa de 18 soles aplicada para Proyectos GEF. Desde el punto de vista de la disposición de pago, casi la mitad de las 45 viviendas tienen capacidad de pago.

Con el fin de minimizar el monto del subsidio, el costo de operación de la microempresa a ser establecida por los pobladores requiere de mayor estudio, incluyendo los esfuerzos de autoayuda de los pobladores.

En el caso de que la inversión inicial sea totalmente subvencionada, se calcula el nivel tarifario para recuperar el costo de operación y mantenimiento para los siguientes casos:

- Tarifa de Proyectos del GEF : 18.0 Soles
- 80% de la disposición de pago : 10.0 Soles

➤ Tarifa de red (incl. FOSE) : 2.43 Soles(=  $[1.25 + 0.2468 \times 38.69 / 12] \times 1.19$ )

(unidad: Nuevos Soles)

Precio unitario /mes	Monto del subsidio	Monto anual	Observaciones
18.00	0.00	0.0	Tarifa del GEF
10.00	0.00	0.0	Cobertura del 80%
9.89	0.00	0.0	Tarifa base
2.43	7.46	4,028.4	7.46 × 45 viviendas × 12

### III-2.8.2 Mecanismo de Fondos

#### 1. Costo de Construcción

El costo de inversión inicial requerido por el proyecto deber ser obtenido del Fondo SPERAR, así como de los fondos del gobierno local (p. ej. CANON).

#### 2. Costo de Capacitación

El costo requerido para brindar capacitación para el manejo del proyecto debe ser obtenido del Fondo SPERAR.

#### 3. Costo de Operación y Mantenimiento

El costo de operación y mantenimiento básicamente debe ser asumido por el consumidor a través de la tarifa eléctrica. El costo de operación de una microempresa a ser establecida por los pobladores también debe ser cubierto por este fondo.

#### 4. Subsidio

Es indispensable el subsidio para garantizar de manera estable cierto nivel de ingresos. Por lo menos, es deseable fijar la tarifa eléctrica a un nivel similar que la del área adyacente electrificada con redes. Para tal fin, es necesario que una microempresa se registre como una empresa de suministro de electricidad en el MEM, y solicite a OSINERGMIN una provisión de subsidio cruzado en base al FOSE.

### III-2.9 Consideraciones Sociales y Ambientales

El siguiente cuadro muestra el resultado de la investigación y contramedidas de los elementos ambientales que se supone que pudiera dar impactos en el medio ambiente natural y social en Tarapoto.

**Cuadro III-2.9-1 Resultado de la Investigación del Medio Ambiente**

Elementos ambientales	Clasificación	Resultado de investigación	Contramiedidas
Distribución desigual de los impactos negativos y los beneficios	C	Al introducirse sistemas eléctricos de FV, los pobres en la localidad no podrían gozar los servicios eléctricos, lo cual podría causar desigualdad dentro de la localidad.	(1) El Plan Maestro propone el establecimiento de sistema de asistencia financiera por MEM/DPR de manera tal que los pobres puedan utilizar electricidad. (2) El Plan Maestro hace planes de introducir Estación de Recarga de Baterías (ERB) destinada a los pobres, la cual es más barata que SFD.
Conflicto de intereses entre las partes interesadas			
Género	C	Hay posibilidades de que las mujeres no puedan participar de sensibilización y organización de operación y mantenimiento planeadas al introducir sistemas de FV, lo cual pueda hacer fija la desigualdad de géneros con respecto a desarrollo social.	El Plan Maestro propone que el implementador recomiende y soporte a los habitantes al efecto de que las mujeres tengan sensibilización y capacitación y tengan la posibilidad de candidatos de miembro de la organización de gestión.
Residuos sólidos	C	A nivel nacional, la calidad y la capacidad del tratamiento y reciclaje de las baterías usadas están por ahora limitadas. A medida que el número de emplazamientos de proyectos aumente el reciclaje será difícil. Como resultado, a medida que el número de baterías usadas aumente, hay posibilidades de que ocurrieran la contaminación de agua y la ocurrencia de polvo por ácidos y plomo maltratados por fábricas pequeñas.	El Plan Maestro propone un sistema de reciclaje de baterías usadas (las baterías usadas para sistema de FV serán colectadas, tratadas por compañías privadas y re-usadas por usuarios de FV). Asimismo, se sugiere que MEM/DPR tome iniciativa de dar directivas administrativas en colaboración con el Ministerio de Producción, quien se encarga de tratamiento de residuos sólidos, y el Ministerio de Salud, a las fábricas que descargan polución en tratamiento y reciclaje de baterías.

Nota : Clasificación de evaluación

A : Impacto serio está esperado.

B : Impacto está esperado hasta cierto punto.

C : No fuerte impacto está esperado, pero hay impacto de vez en cuando.

D : Puede ocurrir impacto a nivel bajo. Se requieren más detalladas investigaciones y evaluación en la etapa de estudio de factibilidad

Fuente: Equipo de Estudio de JICA, 2008



### III-3 Energía Hidroeléctrica Mini/Micro (Yerba Buena en la Región Cajamarca)

#### III-3.1 Condiciones Naturales

El emplazamiento del proyecto es San Juan Yerba Buena, el cual está ubicado al sureste de la región Cajamarca, aproximadamente a 30 km al noroeste de la ciudad de Cajamarca, aproximadamente a 2 horas en auto (ver Cuadro III-3.1-1). A pesar de que ya se han asfaltado los caminos de acceso de Cajamarca a Encañada (camino a Yerba Buena), el camino afirmado continúa hasta el emplazamiento del proyecto. El proyecto está ubicado a 3,500 m.s.n.m., en un área montañosa a 1,000 m por encima de la ciudad de Cajamarca.

**Cuadro III-3.1-1 Emplazamiento del Proyecto**

Región	: Cajamarca
Provincia	: Cajamarca
Distrito	: Encañada
Poblado	: San Juan Yerba Buena Grande

#### III-3.2 Condiciones Sociales y Económicas y Temas de Género

##### 1. Comunidad (Localidad) y Población

- Se han seleccionado doce comunidades como objetivos del Estudio de campo a nivel de prefactibilidad, las cuales pueden estar en diferentes centros poblados. Estas están ubicadas en la cuenca del Río Challuagón y sus tres afluentes, pero algunas comunidades pueden estar ubicadas más allá del límite de la cuenca.
- La población total de estas comunidades es de 582 (fuente: Posta médica de Yerba Buena Grande y base de datos de la MEM/DPR).

Yerba Buena Grande.....	76	Quinoa Pampa.....	39 (DPR)
San Luis .....	41 (DPR)	Porvenir Encañada .....	50
Chancas.....	50 (DPR)	San Nicolas de Challuaguún .....	44
Guagayo.....	45 (DPR)	Yerba Buena Alta.....	26
Yerba Buena Chica .....	102	Santa Rosa de Yerba Buena .....	19
Toldopata .....	70	Santa Rosa de Milpo .....	20 (DPR)

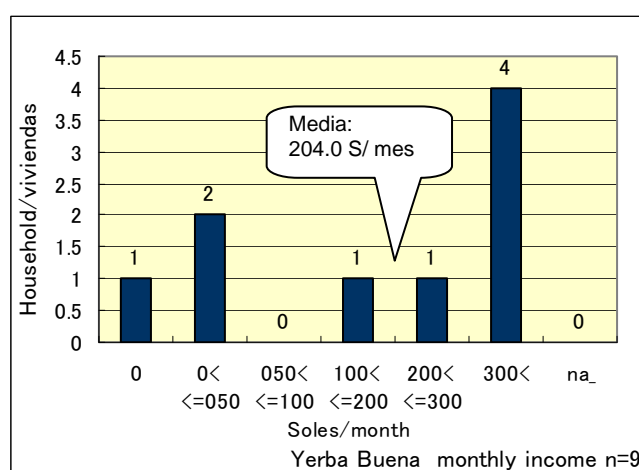
- Existen escuelas primarias, secundarias, postas médicas y teléfono satelital que utilizan paneles solares en San Juan Yerba Buena Grande (el poblado principal). Algunas otras comunidades cuentan con escuelas primarias pero no se recibieron datos en el período del Estudio de campo a nivel de prefactibilidad ya que no se habían decidido las comunidades objetivo.
- Las viviendas están dispersas desde las orillas del río (3,500 m) hasta las lomas (3,800 m).

- Los campos son utilizados principalmente para el pastoreo del ganado vacuno, y las tierras cultivadas son pequeñas.
- Comparando con otros sitios de estudio de prefactibilidad, Yerba Buena se ubica relativamente cerca de la ciudad grande (Cajamarca, capital regional), unas dos horas por carro (25km en línea recta), y los habitantes frecuentemente van a la ciudad para compra de necesidades diarias.

## 2. Industria y Principales Fuentes de Ingresos

Esta área esta ubicada en la zona *suní* (elevadas tierras heladas) en donde se encuentran la agricultura (maíz, papa) y la crianza de ganado vacuno.

- La principal fuente de ingreso es la venta de leche a dos grandes empresas lecheras, Nestlé y Gloria. Ambas empresas compran leche fresca todos los días a 0.55 Soles/litro y pagan cada 15 días. Una vaca produce 3 litros de leche al día, por lo que una vivienda con una vaca gana aproximadamente 50 soles al mes.
- El estudio muestra que una vivienda posee 3.8 cabezas de ganado en promedio, pero el número podría ser mayor. Las viviendas que no poseen vacas obtienen ingresos de la venta de sus cultivos o de sus jornales pero éstos son reducidos. El número de vacas representa el grado de riqueza de la familia.
- La distribución de ingresos de Yerba Buena Grande (resultado de la encuesta) se muestra en el Gráfico III-3.2-1. Aún cuando el número de encuestas es limitado, la media de los ingresos mensuales es mayor en comparación de los dos emplazamientos del Estudio de campo a nivel de prefactibilidad del sistema solar.



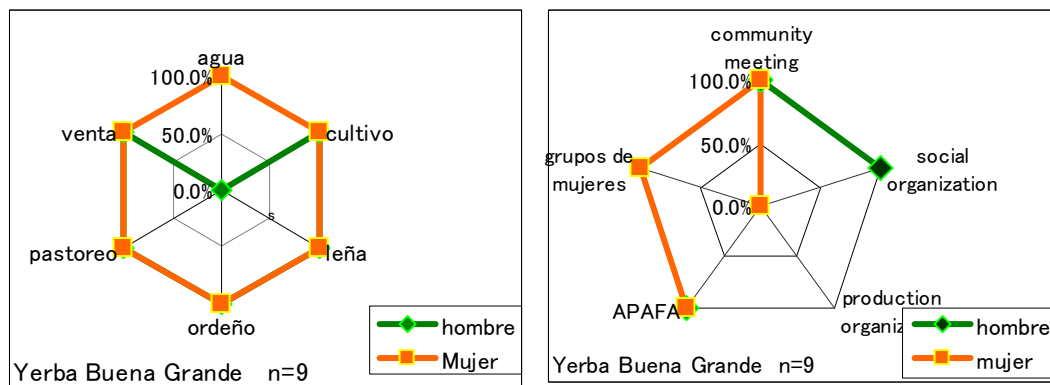
Nota: Los datos son estimados por los montos de ventas de productos. Probablemente, estimados menos de los ingresos actuales.

Fuente: Equipo de Estudio JICA, 2008

**Gráfico III-3.2-1 Distribución de Ingresos en Yerba Buena Grande**

### 3. Género

En esta área las mujeres y hombres organizan rondas de cada género, organización tradicional y comunitaria y tienen autoridad social. Aunque el número de respondientes es limitado, el resultado de la investigación de la localidad muestra que mujeres y hombres comparten trabajos diarios excepto sacar agua y participan de las actividades sociales excepto insitución social. Así que la participación de mujeres en Yerba Buena es la más alta entre los cuatro sitios de estudio de prefactibilidad.



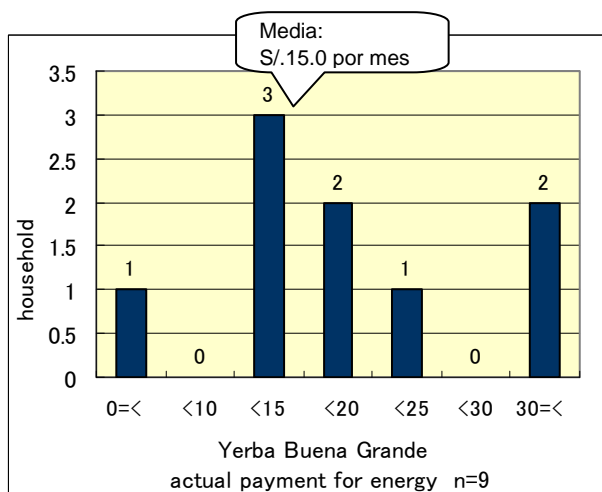
Fuente: Equipo de Estudio de JICA 2008

**Gráfico III-3.2-2 Distribución de Género en las Actividades de Subsistencia Diaria (izquierda) y Actividades Sociales (derecha)**

### III-3.3 Demanda de Electricidad y Capacidad de Pago

#### 1. Uso Real de Energía

- Las velas y los fósforos son las principales fuentes energéticas seguidas por las lámparas de kerosene pero no son utilizadas muy a menudo. El pago mensual real por energía es de 15.0 soles en la media.
- Muchos de los hogares poseen radio, algunos tienen TV y teléfonos celulares.
- La escuela secundaria cuenta con una computadora que utiliza un panel solar donado por una empresa minera en el 2001, la cual se utiliza para la enseñanza.
- Muchos pobladores utilizan teléfonos celulares.
- Hasta cierto punto, los pobladores están acostumbrados a la 'vida moderna o civilizada'.

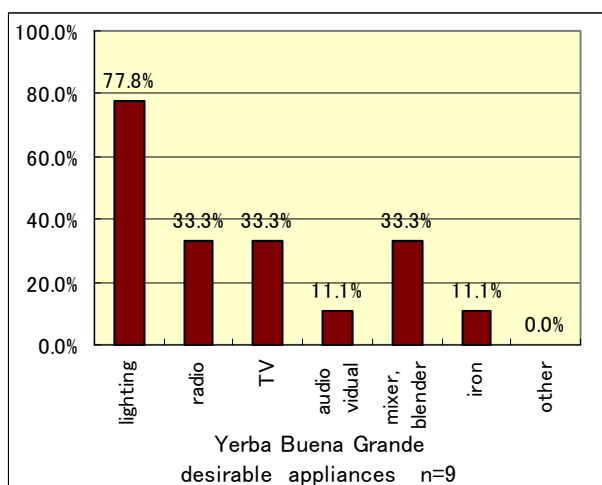
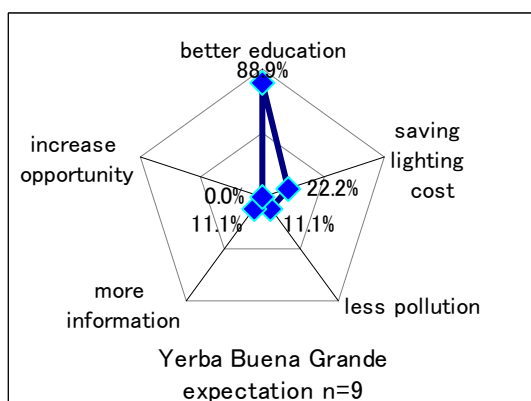


Fuente: Equipo de Estudio de JICA 2008

**Gráfico III-3.3-1 Pago Real por Energía**

## 2. Intención de Electrificación

- Seis de doce comunidades fueron incluidas en el PAFE III del JBIC (SNIP No. 8195). Sin embargo, el alcalde del Distrito de Encañada solicitó al equipo de estudio de JICA ejecutar el Estudio de Pre-Factibilidad (e implementarlo) mediante sistemas hidroeléctricos mini/micro.
- Tres generadores hidroeléctricos micro privados operan en San Juan Yerba Buena Grande. Los usuarios pagan 500 soles como costo inicial y 5 soles como costo mensual al propietario del generador. Otros pobladores conocen bien esto y desean utilizar electricidad. Sin embargo, sólo el 22% de los encuestados conocen lo que es la energía renovable.
- La mayor expectativa luego de la electrificación es mejorar las condiciones de educación con la iluminación y el uso de computadoras. El accesorio eléctrico más deseable son las luces (focos).



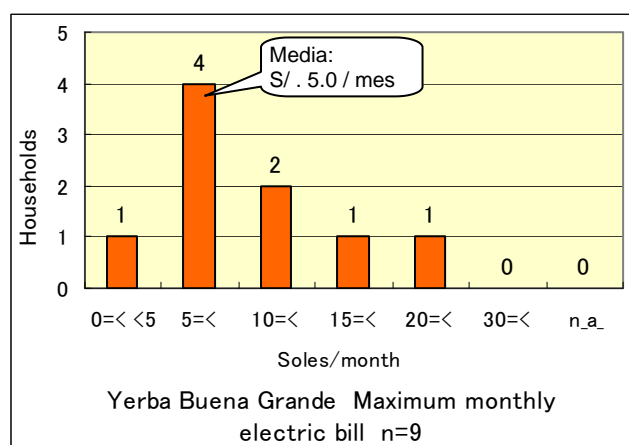
Fuente: Equipo de Estudio de JICA, 2008

**Gráfico III-3.3-2 Expectativa de Electrificación (izquierda) y Artefactos Eléctricos Deseables (derecha)**

- Como Catilluc (una localidad electrificada en la Región Cajamarca) donde una investigación de localidad se llevó a cabo), la fuente principal de ingresos de Yerba Buena es venta de leche. Catilluc tiene un refrigerador de leche usando electricidad. Sin embargo, ni los oficiales municipales ni habitantes encuestados no mostraron intención de uso productivo de electricidad.

### 3. Capacidad de Pago

- El monto de pago máximo accesible por electricidad es de 5 Soles por mes de acuerdo con el resultado del estudio de la comunidad. Es mucho menor que el monto estimado necesario, supuestamente debido a que los pobladores conocen muy bien que los usuarios del sistema hidroeléctrico real pagan este monto todos los meses. Los encuestados olvidaron o ignoraron que el servicio de electricidad por micro central hidroeléctrica requiere que los usuarios paguen el costo inicial (500 Soles).
- Por otro lado, algunos hogares muestran intención de pagar más de 15 Soles.
- Dado que los ingresos mensuales medios de Yerba Buena Grande son bastante mayores en las comunidades encuestadas, es posible que los pobladores paguen un monto mayor. Sin embargo, el implementador necesita explicar el proyecto y obtener un consenso de todos los habitantes.
- Dos tercios de los encuestados respondieron que prefieren pagar el recibo eléctrico mensualmente, mientras que el 22.2% prefiere pagar semestralmente.



Fuente: Equipo de estudio de JICA 2008

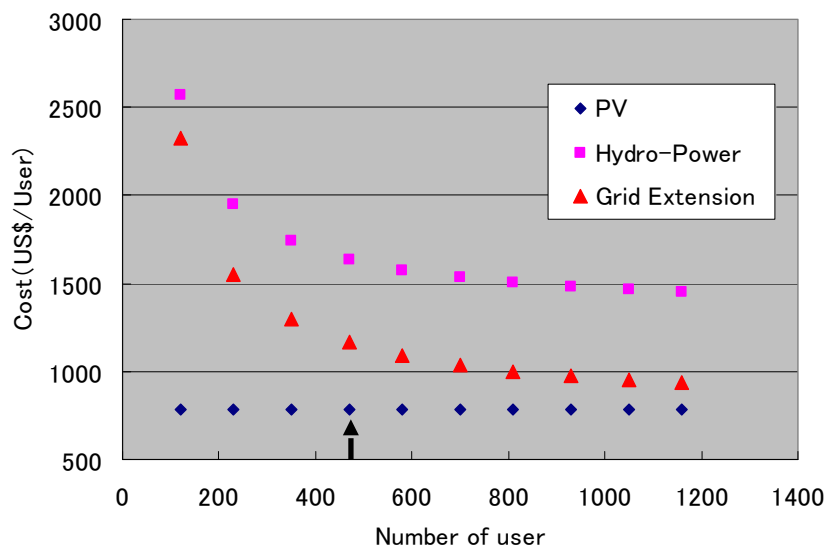
**Gráfico III-3.3-3 Monto Máximo Accesible del Recibo Eléctrico Mensual**

#### III-3.4 Comparación del Monto de Inversión Inicial según el Método de Electrificación

El equipo de estudio de JICA estudió el método de electrificación más adecuado a la ubicación tomando en cuenta el número de viviendas como parámetro. Se ha asumido lo siguiente:

<Supuesto>

[Inf. del poblado]	Número de localidades	:	12
	Número de usuarios	:	557
	Tasa de conexión	:	0.8
[Energía hidroeléctrica]	Líneas Primarias	:	5,800 (US\$/km)
	Redes Primarias	:	290 (US\$/Usuario)
	Redes Secundaria	:	490 (US\$/Usuario)
	Energía hidroeléctrica (Obras Eléctricas)	:	1,000 (US\$/kW)
	Energía hidroeléctrica (Obras Civiles)	:	2,000 (US\$/kW)
	Longitud de las Líneas Primarias	:	23.75 (km)
[Fotovoltaica]	FV	:	780 (US\$/Usuario)
[Ampliación de redes]	Longitud de las Líneas Primarias del final de la red existente	:	7.2 (km)



**Gráfico III-3.4-1 Comparación del Monto de Inversión Inicial según el Método de Electrificación (3)**

Se tiene como objetivo electrificar 465 viviendas en esta ubicación (Viviendas: 557, Tasa de conexión 0.8). Como muestra el Gráfico III-3.4-1, el sistema FV es más preferible que la ampliación de redes y el proyecto hidroeléctrico como método de electrificación en términos del monto de inversión inicial.

Asimismo, para decidir el método más adecuado de electrificación no sólo se debe estudiar el monto de inversión inicial sino también los gastos de operación y mantenimiento, el uso eléctrico futuro de manera productiva, y el desarrollo socio-económico futuro en esta ubicación.

### III-3.5 Diseño y Costos

#### III-3.5.1 Diseño

##### 1. Poblados Objetivo

Los centros poblados objetivo son principalmente San Juan Yerba Buena Grande y los 11 poblados que no cuentan con planes de ampliación de redes. El Cuadro III-3.5.1-1 muestra los centros poblados objetivo y el número de viviendas. Los datos relacionados con el número de viviendas se obtuvieron del GIS en la DPR y de los datos de Postas de Salud del 2006 que fueron obtenidos a través de una encuesta de campo según el Cuadro III-3.5.1-1. Estos últimos son los datos anteriores y se adoptarán los primeros en caso no existan estos últimos. Asimismo, se han excluido 25 viviendas que ya cuentan con suministro eléctrico de una mini-central hidroeléctrica existente según se muestra en el Cuadro III-3.5.1-1.

**Cuadro III-3.5.1-1 Centros Poblados Objetivo y Número de Viviendas**

No.	ID	Región	Provincia	Distrito	Poblados	Vivienda	
						DPR (GIS)	Posta de Salud 2006
1	0601050034	Cajamarca	Cajamarca	Encañada	Yerba Buena Grande	71	76
2	0601050033	Cajamarca	Cajamarca	Encañada	Yerba Buena Chica (la Torre)	101	102
3	0601050023	Cajamarca	Cajamarca	Encañada	San Nicolas De Challuagun	38	44
4	0601050032	Cajamarca	Cajamarca	Encañada	San Luis	41	-
5	0601050029	Cajamarca	Cajamarca	Encañada	Toldopata (Toldo Pata)	53	70
6	0601050027	Cajamarca	Cajamarca	Encañada	Yerba Buena Alta	18	26
7	0601050035	Cajamarca	Cajamarca	Encañada	Chancas	50	-
8	0601050024	Cajamarca	Cajamarca	Encañada	Quinoa Pampa	39	-
9	0601050036	Cajamarca	Cajamarca	Encañada	Santa Rosa de Yerba Buena	14	19
10	0601050028	Cajamarca	Cajamarca	Encañada	Guaguayo	45	-
11	0601050025	Cajamarca	Cajamarca	Encañada	Porvenir Encañada	45	50
12	0601050026	Cajamarca	Cajamarca	Encañada	Santa Rosa De Milpo	20	-
<b>Subtotal</b>						<b>582</b>	
<b>Total</b>						<b>582 – 25 = 557</b>	

##### 2. Parámetros del Proyecto

Este proyecto comprende la construcción de un vertedero y una bocatoma en el río Challuagon. El caudal será direccionado de la bocatoma a aproximadamente 1.3 km aguas abajo. Luego se realizará la generación de energía eléctrica haciendo uso del salto de 100 m. Los parámetros del proyecto son los que se muestran en el Cuadro III-3.5.1-2.

**Cuadro III-3.5.1-2 Parámetros del Proyecto**

Área de Captación	: 23.0 km <sup>2</sup>
Nombre del Río	: Challuagón
Longitud del Canal	: 1.3 km
Longitud del Conducto Forzado	: 210 m
Bocatoma	: E.L 3,530 m
Conducto de Descarga	: E.L 3,430 m
Caída Bruta (Caída efectiva)	: 100 m (97.0 m)
Descarga	: 0.112 m <sup>3</sup> /s
Capacidad instalada	: 80 kW

### 3. Demanda de Electricidad

#### (1) Demanda General

La demanda eléctrica en este proyecto se estimó bajo las siguientes condiciones. En primer lugar, se asumió una demanda eléctrica/mes/vivienda de 15 kWh, y luego se asignó una demanda comercial a restaurantes, tiendas y pequeñas industrias y alumbrado público en base a la demanda doméstica (15 kWh/mes/vivienda). Este valor equivale a 40 W × 2 focos (6 horas), 20 W × 1 radio (4 horas) en un día. Se asumió una tasa de crecimiento poblacional de 20 años de 1.5%/año, y una tasa de conexión a las líneas de distribución de 80% considerando las viviendas existentes alejadas de las líneas de distribución. Asimismo, se asumió un factor de planta del 25% correspondiente a 6 horas/día ya que se espera que la demanda pico esté comprendida por la iluminación y la radio durante las noches.

**Cuadro III-3.5.1-3 Condición Estimada de la Demanda Eléctrica**

(a) Número de viviendas	: 557
(b) Demanda eléctrica/vivienda	: 15 kWh/month
(c) Demanda comercial (restaurantes, tiendas, etc.)	: 10% de la demanda eléctrica total de las viviendas
(d) Demanda de pequeñas industrias	: 10% de la demanda eléctrica total de las viviendas
(e) Alumbrado público	: 5% de la demanda eléctrica total de las viviendas
(f) Otros (establecimientos públicos)	: 10% de la demanda eléctrica total de las viviendas
(g) Respaldo	: 15% de la demanda eléctrica total de las viviendas
(h) Pérdida de transmisión y distribución	: 10% of [(c) + (d) + (e) + (f) + (g)]
(i) Tasa de crecimiento poblacional (20 años)	: 1.5%
(j) Tasa de conexión (pico)	: 80%
(k) Factor de planta	: 25%

En el siguiente cuadro se muestra la capacidad necesaria estimada en base a las condiciones arriba mencionadas.

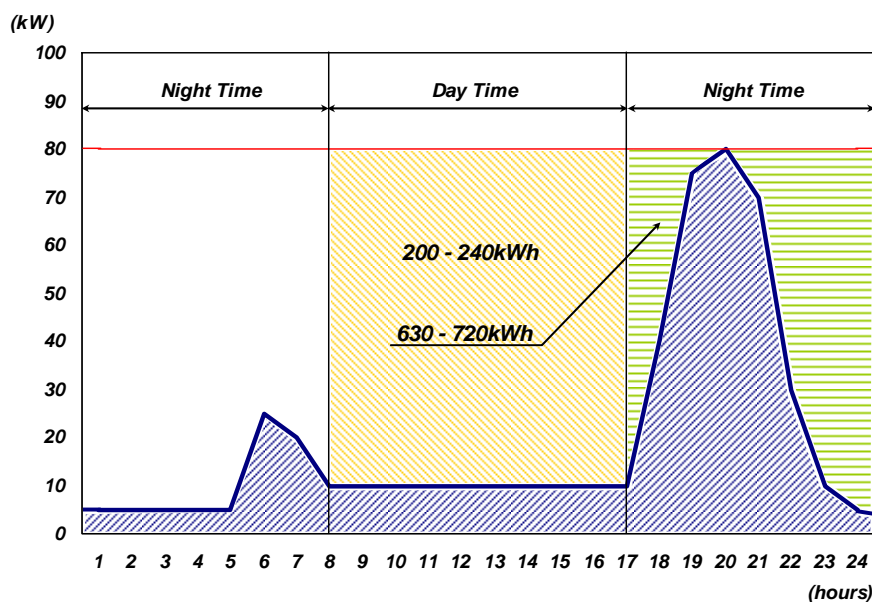


**Cuadro III-3.5.1-4 Estimado de la Capacidad Necesaria**

(a) Número de viviendas objetivo (luego de 20 años)	: $0.8 \times 557 \times (1 + 0.015)^{20} \cong 600$ usuarios
(b) Demanda eléctrica total de las viviendas (kW)	: $P = \frac{E}{t \times f_c} = \frac{15 \times 600 \times 12}{8,760 \times 0.25} = 49.3$ $E = P \times t \times f_c$ E = Energía, t = Tiempo, $f_c$ =factor de planta
(c) Demanda comercial (restaurantes, tiendas, etc.) (kW)	: $P \times 0.10 = 49.3 \times 0.10 = 4.93$
(d) Demanda de pequeñas industrias (kW)	: $P \times 0.10 = 49.3 \times 0.10 = 4.93$
(e) Alumbrado público (kW)	: $P \times 0.05 = 49.3 \times 0.05 = 2.47$
(f) Otros (kW)	: $P \times 0.10 = 49.3 \times 0.10 = 4.93$
(g) Respaldo (kW)	: $P \times 0.15 = 49.3 \times 0.15 = 7.40$
(h) Sub-total (kW)	: (b) + (c) + (d) + (e) + (f) + (g) = 73.96
(i) Pérdida de transmisión y distribución (kW)	: (h) $\times 0.10 = 73.96 \times 0.10 = 7.40$
<b>Total</b>	: (b) + (c) + (d) + (e) + (f) + (g) + (i) = 81.36 $\cong$ <b>80 kW</b>

**(2) Demanda de Producción**

Según el presente estudio hay lugar para la demanda diurna ya que se asume que la demanda pico es una demanda nocturna general. Por lo tanto, la demanda de producción en el futuro podrá considerar los establecimientos públicos como escuelas, hospitales y actividades agrícolas como irrigación, molienda, aserraderos de madera, bombas lecheras, etc. dependiendo del uso que se le pretenda dar según se muestra en el Gráfico III-3.5.1-1.



**Gráfico III-3.5.1-1 Diagrama de Patrón de la Demanda Eléctrica**

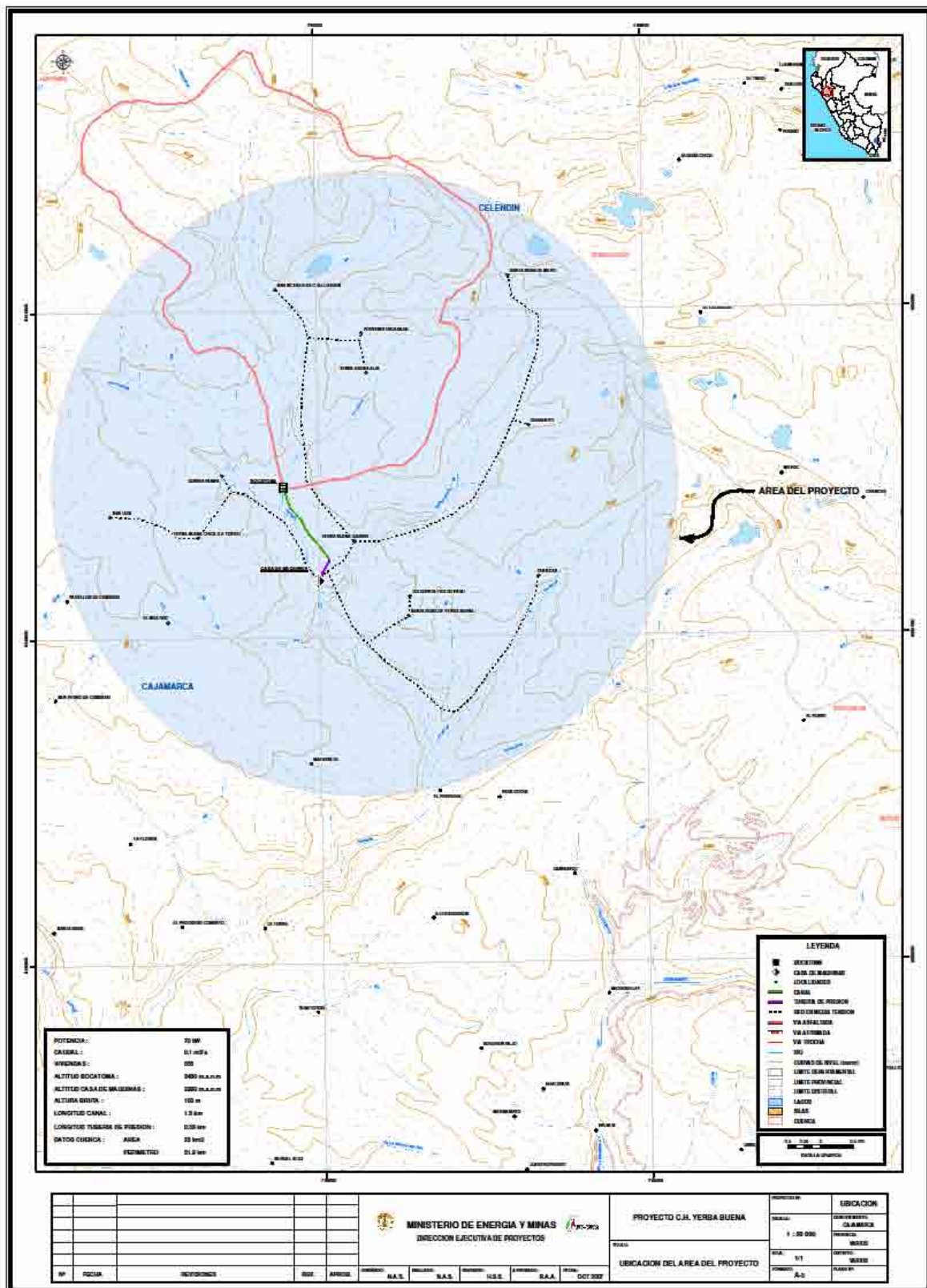


Gráfico III-3.5.1-2 Ubicación Planificada de la Central Eléctrica

#### 4. Inspecciones de Campo

##### (1) Topografía y Geología de los Alrededores

Este emplazamiento está ubicado a una altitud de 3,000 a 4,000 m. Relativamente profundas quebradas en forma de V de 10 a 100 m de altura se forman en un río ubicado a gran altitud. En consecuencia, se forman escarpados terrenos en la zona de Yerba Buena.

Se pueden observar algunos afloramientos rocosos en algunos puntos del río, y también se observan esporádicas fisuras en dichas rocas. Sin embargo, estas rocas parecen relativamente estables ya que no existe evidencia de resquebrajamiento y deslizamientos. En el lecho del río, cerca de la ubicación planificada para la bocatoma, se observa grava con diámetros que varían de varios centímetros a varias docenas de centímetros. A pesar de que se observa arena de granos finos entre la grava, no se espera mayores problemas de sedimentación ya que existe poca sedimentación aguas arriba y aguas abajo.



**Fotografía III-3.5.1-1 Vista Alejada de Yerba Buena**



**Fotografía III-3.5.1-2 Condición del Río y Quebrada**



**Fotografía III-3.5.1-3 Condición del Lecho del Río**



**Fotografía III-3.5.1-4 Afloramiento Rocoso en la Orilla del Río**

## **(2) Inspección Simplificada de la Ubicación**

La inspección simplificada de la ubicación se llevó a cabo mediante GPS (Sistema de Posicionamiento Geográfico) durante la inspección de campo en donde se obtuvieron las ubicaciones aproximadas de las principales estructuras como bocatoma, canales de aducción y casa de máquinas, etc. Los resultados se muestran en el Cuadro III-3.5.1-5.

A pesar de que la distancia entre el emplazamiento planificado de la bocatoma y la cámara de carga es de aproximadamente 1.3 km, los canales de aducción en esta sección pueden hacer uso parcial de un canal de irrigación existente de 600 m de longitud (1.2 m ancho  $\times$  0.6 m alto). Además, se puede asegurar un salto de 100 m aproximadamente entre la bocatoma y la casa de máquinas. En términos generales, la precisión en altitud algunas veces es un problema al utilizar GPS, pero existen pocos problemas con el uso de la altitud relativa.



### (3) Aforo Simplificado de la Descarga del Río

Uno de los factores más importantes en la planificación hidroeléctrica es conocer la descarga del río. Se deben realizar aforos durante varios años y recolectar los datos de la descarga en la etapa de planificación. Debido a que estos datos no se recolectan en Perú existen bastantes problemas en la etapa de planificación. Si se realiza la medición en un río cercano que no es el objetivo real, la descarga podría ser fácilmente estimada haciendo una comparación del área de captación entre un río aforado y uno proyectado. Sin embargo, el método arriba mencionado es de difícil aplicación para casos hidroeléctricos micro que utilizan ríos pequeños con un área de captación de varios km<sup>2</sup> ya que un río con datos de descarga corresponde usualmente a áreas de captación de 100 a 1,000 km<sup>2</sup> y la diferencia entre estas áreas de captación es demasiada. Por otro lado, en caso de no contar con datos de aforo en un río, se puede utilizar el modelo de equilibrio hidrológico y las matemáticas utilizando los datos existentes de precipitación, etc. Estos métodos son de aplicación restringida para la estimación de la descarga del río en ausencia de datos, por lo que la descarga del río debe obtenerse básicamente de datos de aforos.

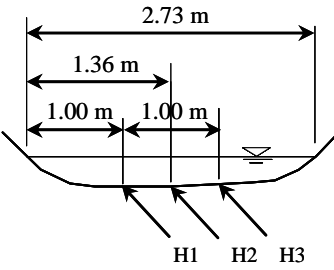
**Cuadro III-3.5.1-5 Resultados de la Inspección Simplificada de la Ubicación**

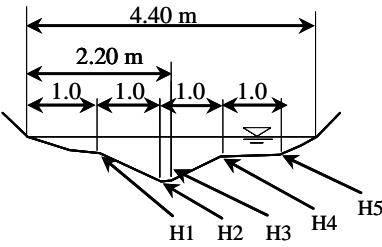
Ubicación	Longitud y Latitud	Altitud (m)	Distancia de Intervalo (m)	Distancia Acumulada (m)
Ubicación Planificada de la Bocatoma	S 06 58' 48.4" W 078 22' 44.8"	3,524	0	0
Canal Existente _1	S 06 58' 54.4" W 078 22' 47.9"	-	210	210
Canal Existente _2	S 06 58' 55.9" W 078 22' 47.5"	-	50	260
Canal Existente _3	S 06 58' 58.8" W 078 22' 47.8"	-	80	340
Canal Existente _4	S 06 59' 01.8" W 078 22' 47.9"	-	100	430
Canal Existente _5	S 06 59' 05.1" W 078 22' 47.5"	3,521	110	540
Fin del Canal Existente	S 06 59' 07.2" W 078 22' 48.7"	3,516	70	610
Ubicación Planificada de la cámara de carga	S 06 59' 23.9" W 078 22' 37.3"	3,523	620	1,230
Ubicación Planificada de la Casa de Máquinas	S 06 59' 29.2" W 078 22' 41.2"	3,423	200	1,430

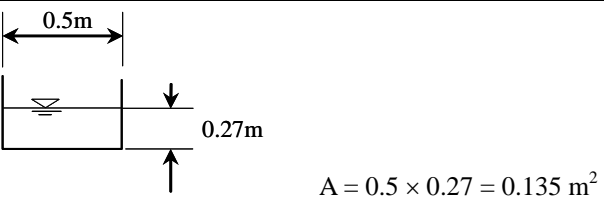
En el presente estudio se hizo una investigación de los datos de los ríos cercanos al proyecto pero no se pudo encontrar ningún dato.

Por lo tanto, se realizó un aforo de la descarga en Yerba Buena en la segunda inspección de campo. Julio, mes en que se realizó la segunda inspección de campo, corresponde a la temporada de estiaje en el Perú y fue el momento apropiado para obtener la descarga mínima, la cual debe constituir un dato básico para la planificación de la mini-central hidroeléctrica. Además, se solicitó a los pobladores realizar la medición diaria del nivel de agua en el río del proyecto hasta fines de setiembre con el fin

de obtener la fluctuación de la descarga en la temporada de estiaje. Estos resultados se muestran a continuación. También se realizó un aforo de la descarga del canal de irrigación.

<b>[Estación ST.1] Ubicación del Limnómetro</b> <b>(Resultado del aforo para el cruce del río y velocidad de la corriente)</b>	
Ubicación	S: 06°58'45.8", W: 078°22'44.0" (Altitud=3,523 m)
Velocidad (No. 1)	$V_1 = 3 \text{ m} / 7.54 \text{ seg} = 0.398 \text{ m/seg}$
Velocidad (No. 2)	$V_2 = 3 \text{ m} / 6.37 \text{ seg} = 0.471 \text{ m/seg}$
Velocidad (No. 3)	$V_3 = 3 \text{ m} / 7.64 \text{ seg} = 0.393 \text{ m/seg}$
Velocidad Promedio	$V = 0.421 \text{ m/seg}$
Limnómetro	<b>30 cm</b> (9 de julio del 2007)
Sección del río	 <p style="text-align: right;">                     H1 = 0.24 m                      H2 = 0.21 m                      H3 = 0.10 m                      Average = 0.18 m                 </p> <p><math>A = 2.73 \times 0.18 = 0.491 \text{ m}^2</math></p>
Descarga calculada	$Q = A \times V = 0.491 \times 0.421 \times 0.8 = \mathbf{0.165 \text{ m}^3/\text{s}}$

<b>[Estación ST.2] Ubicación del Limnómetro</b> <b>(Resultado del aforo para el cruce del río y velocidad de la corriente)</b>	
Ubicación	S: 06°58'46.2", W: 078°22'44.4" (Altitud=3,522 m)
Velocidad (No. 1)	$V_1 = 5 \text{ m} / 15.89 \text{ seg} = 0.315 \text{ m/seg}$
Velocidad (No. 2)	$V_2 = 5 \text{ m} / 18.86 \text{ seg} = 0.265 \text{ m/seg}$
Velocidad (No. 3)	$V_3 = 5 \text{ m} / 18.82 \text{ seg} = 0.266 \text{ m/seg}$
Velocidad Promedio	$V = 0.282 \text{ m/seg}$
Limnómetro	<b>17 cm</b> (9 de julio del 2007)
Sección del río	 <p style="text-align: right;">                     H1 = 0.10 m                      H2 = 0.16 m                      H3 = 0.15 m                      H4 = 0.09 m                      H5 = 0.08 m                      Average = 0.12 m                 </p> <p><math>A = 4.4 \times 0.12 = 0.528 \text{ m}^2</math></p>
Descarga calculada	$Q = A \times V = 0.528 \times 0.282 \times 0.8 = \mathbf{0.119 \text{ m}^3/\text{seg}}$

[Canal de Irrigación] Resultado del aforo para el cruce del río y velocidad de la corriente	
Ubicación	S: 06°58'51.9", W: 078°22'46.7" (Altitud=3,523 m)
Velocidad (No. 1)	$V_1 = 10 \text{ m} / 25 \text{ seg} = 0.400 \text{ m/seg}$
Velocidad (No. 2)	$V_2 = 10 \text{ m} / 32 \text{ seg} = 0.313 \text{ m/seg}$
Velocidad (No. 3)	$V_3 = 10 \text{ m} / 30 \text{ seg} = 0.333 \text{ m/seg}$
Velocidad Promedio	$V = 0.349 \text{ m/seg}$
Sección del río	
Descarga calculada	$Q = A \times V = 0.135 \times 0.349 \times 0.8 = \mathbf{0.038 \text{ m}^3/\text{seg}}$

Los aforos de la descarga se realizaron en los 2 emplazamientos arriba mencionados (ST.1 y 2) y en el canal de irrigación existente. Asimismo, se instalaron limnómetros simplificados. La estación ST.1 abarca toda la sección transversal de este río y la estación ST.2 abarca una parte de la sección, la distancia entre ST.1 y ST.2 es de aproximadamente 10 m. El nivel del agua fue de 30 cm en el limnómetro de la estación ST.1 y de 17 cm en el limnómetro de la estación ST.2 al momento de la instalación. El equipo de estudio de JICA solicitó a los pobladores registrar a diario el nivel de agua mediante limnómetros y se obtuvieron los resultados que se muestran en el Cuadro III-3.5.1-6 y Cuadro III-3.5.1-7.

Se observaron fluctuaciones de varios centímetros dependiendo del clima durante el período de observación que fue de aproximadamente 2 meses, del 9 de julio al 1 de setiembre del 2007; el valor promedio para en cada fecha fue de 30.3 y 17.7 cm. Por consiguiente, se estimó que la descarga del río era bastante constante luego de la segunda inspección de campo. Existe poca vegetación en este emplazamiento, parece ser que el suelo en este lugar tiene un problema de retentividad de agua. Sin embargo, la descarga en temporada de estiaje parece estar asegurada de manera estable por la existencia del lago Challuagón aguas arriba del río.



Fotografía III-3.5.1-5 Lago Challuagón (Aguas Arriba del Emplazamiento)

**Cuadro III-3.5.1-6 Resultado de la Medición del Nivel de Agua (ST.1)**

Name of River : Challuagon  
 Village : Yerba Buena Grande  
 Province : Encanada  
 Region : Cajamarca  
 Station No. : 1

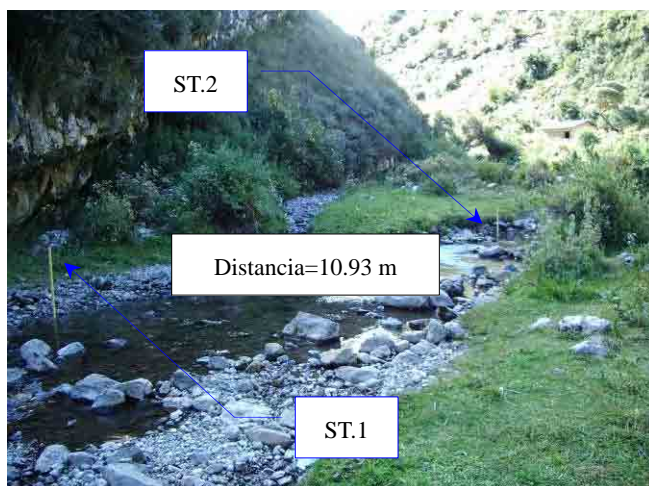
Date	Time			Weather	Remarks
	8:00:00 (cm)	12:00:00 (cm)	17:00:00 (cm)		
09-Jul-07	-	-	30.0	clear	
10-Jul-07	30.0	-	-	cloudy	
11-Jul-07	30.0	-	-	clear	
12-Jul-07	30.0	-	-	clear	
13-Jul-07	30.0	-	-	clear	
14-Jul-07	30.0	-	-	clear	
15-Jul-07	30.0	-	-	cloudy	
16-Jul-07	30.0	-	-	clear	
17-Jul-07	31.0	-	-	cloudy	
18-Jul-07	31.0	-	-	rainy	
19-Jul-07	30.0	-	-	clear	
20-Jul-07	30.0	-	-	cloudy	
21-Jul-07	30.0	-	-	clear	
22-Jul-07	30.0	-	-	clear	
23-Jul-07	30.0	-	-	clear	
24-Jul-07	-	-	-	-	No data
25-Jul-07	-	-	-	-	No data
26-Jul-07	31.0	-	-	cloudy	
27-Jul-07	32.0	-	-	rainy	
28-Jul-07	30.0	-	-	clear	
29-Jul-07	31.0	-	-	clear	
30-Jul-07	31.0	-	-	clear	
31-Jul-07	30.0	-	-	clear	
01-Aug-07	30.0	-	-	clear	
02-Aug-07	30.0	-	-	clear	
03-Aug-07	31.0	-	-	clear	
04-Aug-07	31.0	-	-	clear	
05-Aug-07	30.0	-	-	clear	
06-Aug-07	30.0	-	-	clear	
07-Aug-07	31.0	-	-	clear	
08-Aug-07	31.0	-	-	clear	
09-Aug-07	31.0	-	-	rainy	
10-Aug-07	30.0	-	-	cloudy	
11-Aug-07	30.0	-	-	cloudy	
12-Aug-07	30.0	-	-	cloudy	
13-Aug-07	30.0	-	-	clear	
14-Aug-07	30.0	-	-	clear	
15-Aug-07	30.0	-	-	cloudy	
16-Aug-07	31.0	-	-	cloudy	
17-Aug-07	30.0	-	-	clear	
18-Aug-07	30.0	-	-	clear	
19-Aug-07	30.0	-	-	clear	
20-Aug-07	30.0	-	-	cloudy	
21-Aug-07	30.0	-	-	cloudy	
22-Aug-07	30.0	-	-	clear	
23-Aug-07	30.0	-	-	cloudy	
24-Aug-07	30.0	-	-	clear	
25-Aug-07	30.0	-	-	clear	
26-Aug-07	30.0	-	-	clear	
27-Aug-07	30.0	-	-	clear	
28-Aug-07	30.0	-	-	cloudy	
29-Aug-07	31.0	-	-	rainy	
30-Aug-07	32.0	-	-	rainy	
31-Aug-07	32.0	-	-	cloudy	
01-Sep-07	30.0	-	-	clear	
Average=	30.3		cm		



**Cuadro III-3.5.1-7 Resultado de la Medición del Nivel de Agua (ST.2)**

Name of River : Challuagon  
 Village : Yerba Buena Grande  
 Province : Encanada  
 Region : Cajamarca  
 Station No. : 2

Date	Time			Weather	Remarks
	8:00:00 (cm)	12:00:00 (cm)	17:00:00 (cm)		
09-Jul-07	-	-	17.0	clear	
10-Jul-07	17.0	-	-	cloudy	
11-Jul-07	17.0	-	-	clear	
12-Jul-07	16.0	-	-	clear	
13-Jul-07	16.0	-	-	clear	
14-Jul-07	16.0	-	-	clear	
15-Jul-07	17.0	-	-	cloudy	
16-Jul-07	17.0	-	-	clear	
17-Jul-07	18.0	-	-	cloudy	
18-Jul-07	18.0	-	-	rainy	
19-Jul-07	17.0	-	-	clear	
20-Jul-07	17.0	-	-	cloudy	
21-Jul-07	17.0	-	-	clear	
22-Jul-07	17.0	-	-	clear	
23-Jul-07	17.0	-	-	clear	
24-Jul-07	-	-	-	-	No data
25-Jul-07	-	-	-	-	No data
26-Jul-07	17.0	-	-	cloudy	
27-Jul-07	18.0	-	-	rainy	
28-Jul-07	18.0	-	-	clear	
29-Jul-07	18.0	-	-	clear	
30-Jul-07	16.0	-	-	clear	
31-Jul-07	16.0	-	-	clear	
01-Aug-07	17.0	-	-	clear	
02-Aug-07	16.0	-	-	clear	
03-Aug-07	17.0	-	-	clear	
04-Aug-07	17.0	-	-	clear	
05-Aug-07	16.0	-	-	clear	
06-Aug-07	16.0	-	-	clear	
07-Aug-07	17.0	-	-	clear	
08-Aug-07	17.0	-	-	clear	
09-Aug-07	18.0	-	-	rainy	
10-Aug-07	20.0	-	-	cloudy	
11-Aug-07	20.0	-	-	cloudy	
12-Aug-07	19.0	-	-	cloudy	
13-Aug-07	19.0	-	-	clear	
14-Aug-07	19.0	-	-	clear	
15-Aug-07	18.0	-	-	cloudy	
16-Aug-07	19.0	-	-	cloudy	
17-Aug-07	19.0	-	-	clear	
18-Aug-07	19.0	-	-	clear	
19-Aug-07	18.0	-	-	clear	
20-Aug-07	18.0	-	-	cloudy	
21-Aug-07	18.0	-	-	cloudy	
22-Aug-07	19.0	-	-	clear	
23-Aug-07	19.0	-	-	cloudy	
24-Aug-07	19.0	-	-	clear	
25-Aug-07	19.0	-	-	clear	
26-Aug-07	17.0	-	-	clear	
27-Aug-07	17.0	-	-	clear	
28-Aug-07	18.0	-	-	cloudy	
29-Aug-07	19.0	-	-	rainy	
30-Aug-07	20.0	-	-	rainy	
31-Aug-07	20.0	-	-	cloudy	
01-Sep-07	19.0	-	-	clear	
Average=	17.7		cm		



**Fotografía III-3.5.1-6 Ubicación del Limnómetro**



**Fotografía III-3.5.1-7 Instalación del Limnómetro**



**Fotografía III-3.5.1-8 Instalación del Limnómetro**



**Fotografía III-3.5.1-9 Limnómetro Instalado (ST.1)**



**Fotografía III-3.5.1-10 Medición de la Sección del Río**



**Fotografía III-3.5.1-11 Aforo de la Descarga en el Canal de Irrigación**





**Fotografía III-3.5.1-12 Río y Canal de Irrigación**



**Fotografía III-3.5.1-13 Entrega de los Instrumentos de Medición**



**Fotografía III-3.5.1-14 Explicación de la Medición del Nivel de Agua**

## 5. Diseño de Obras Civiles

### (1) Condición de Diseño

#### <Estimación de la Descarga Útil>

#### 1) Resultados de la Inspección de Campo

A partir de los resultados de la medición simplificada que se mencionó anteriormente se espera obtener la descarga del río en temporada de estiaje (descarga mínima), la descarga para irrigación y la descarga útil para generación de energía eléctrica según se muestra en el Cuadro III-3.5.1-8.

**Cuadro III-3.5.1-8 Descarga Estimada**

(a) Descarga del río en temporada de estiaje	: <b>0.165 m<sup>3</sup>/s</b> (Descarga mínima)
(b) Descarga para irrigación	: 0.038 m <sup>3</sup> /s (El consumo real es aprox. 50-60%: <b>0.025 m<sup>3</sup>/s</b> )
(c) Descarga útil para generación eléctrica	: (a) – (b) = 0.165 – 0.025 = <b>0.14 m<sup>3</sup>/s</b>

Sin embargo, esta inspección de campo fue llevado a cabo en una sola época de estiaje. Como se mencionó en el Plan Maestro, es necesario implementar inspección de campo por varios años o información existente para estimar caudal del río. Por esta razón, inspección del campo y colección de informaciones sin interrupción son necesarios para la identificación final del caudal del río.

#### 2) Análisis Hidrológico

Se calculó la descarga del río mediante el método analítico a partir de datos de temperatura y precipitación promedio mensual además de los resultados de las inspecciones de campo. Se utilizaron los datos de temperatura y precipitación promedio mensual de Encañada, ubicación más cercana a la zona del proyecto entre los datos existentes (SENAMHI). Los datos de precipitación de 9 años, de 1998 al 2006, y los datos de temperatura de 4 años, del 2003 al 2006, fueron los datos más recientes que pudieron obtenerse.

La temperatura y la precipitación promedio mensual se muestran en el Gráfico III-3.5.1-3 y en el Cuadro III-3.5.1-9. De mayo a setiembre corresponde la temporada de estiaje como se observa en el gráfico y en el cuadro. El cambio de temperatura promedio es de 2 a 3°C, diferencia que no varía en gran medida a lo largo del año. La precipitación promedio total/año es de aproximadamente 980 mm.

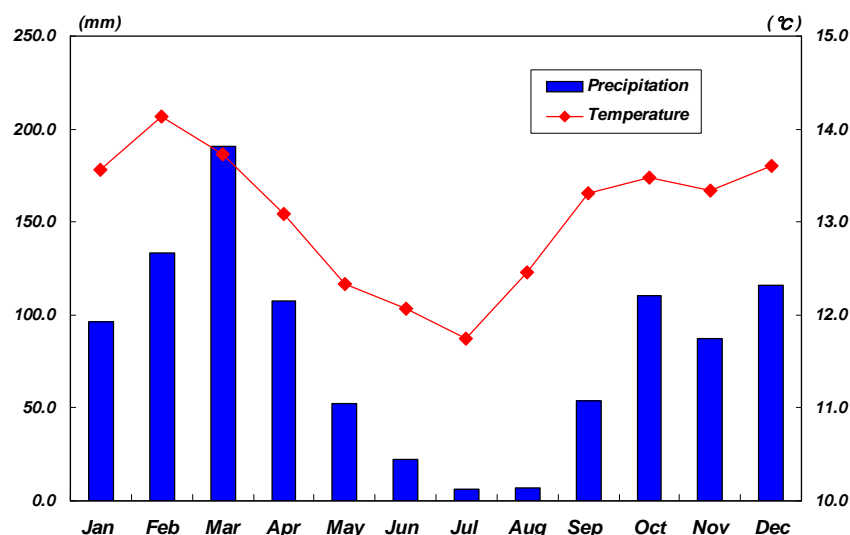


Gráfico III-3.5.1-3 Temperatura y Precipitación Promedio Mensual (Encañada)

Cuadro III-3.5.1-9 Temperatura y Precipitación Promedio Mensual (Encañada)

**Precipitation Data of Yerba Buena (Encañada)** Unit: mm

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
1998	102.1	196.0	223.3	181.7	71.5	6.2	0.5	8.4	36.3	132.7	40.4	86.6
1999	115.3	293.8	108.7	99.7	102.8	62.9	11.0	9.3	132.8	30.3	125.3	143.4
2000	46.9	155.9	184.7	106.7	89.7	18.2	0.9	20.0	88.1	4.7	50.4	117.4
2001	238.0	72.4	203.8	105.1	60.7	0.5	2.7	0.8	30.9	129.3	101.8	86.4
2002	42.9	89.4	241.1	117.7	12.6	14.1	4.4	1.1	28.8	159.2	S/D	S/D
2003	33.1	80.6	145.5	93.0	37.8	38.3	0.0	9.9	41.9	93.8	124.4	85.0
2004	95.4	72.5	54.6	91.1	39.8	5.8	21.7	0.5	44.2	173.2	108.5	171.2
2005	119.6	107.1	260.8	51.2	42.0	12.4	1.2	7.0	13.4	205.5	38.2	145.4
2006	74.6	134.7	292.1	124.5	14.8	41.8	11.4	4.9	65.4	61.2	106.9	91.7
<b>Average</b>	<b>96.4</b>	<b>133.6</b>	<b>190.5</b>	<b>107.9</b>	<b>52.4</b>	<b>22.2</b>	<b>6.0</b>	<b>6.9</b>	<b>53.5</b>	<b>110.0</b>	<b>87.0</b>	<b>115.9</b>

**Temperature Data of Yerba Buena (Encañada)** Unit: °C

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
2003	20.3	20.1	18.8	18.8	18.8	19.0	19.4	20.0	20.6	20.1	19.7	18.6
	9.2	8.5	8.1	7.7	6.6	5.2	4.0	5.0	6.1	7.2	7.8	8.2
2004	19.9	18.6	19.3	19.0	19.4	18.4	18.0	19.0	19.7	19.4	19.0	18.7
	5.6	8.7	8.4	6.7	5.5	4.8	5.6	5.2	6.1	8.0	8.2	8.6
2005	19.1	19.5	18.0	19.0	19.5	19.7	20.1	20.0	20.2	18.6	20.2	18.6
	7.4	9.8	9.6	8.0	4.6	4.8	3.3	5.0	7.3	7.9	5.2	7.8
2006	19.3	18.3	18.1	18.8	19.6	18.7	19.0	19.3	20.0	19.9	19.1	19.4
	7.8	9.6	9.6	6.7	4.8	6.0	4.6	6.3	6.4	6.8	7.4	9.0
<b>Average</b>	<b>13.6</b>	<b>14.1</b>	<b>13.7</b>	<b>13.1</b>	<b>12.3</b>	<b>12.1</b>	<b>11.8</b>	<b>12.5</b>	<b>13.3</b>	<b>13.5</b>	<b>13.3</b>	<b>13.6</b>

\*Upper stand: Maximum temperature in each year

\*Lower stand: Minimum temperature in each year

El método de cálculo en el presente estudio se basa en el cálculo de la descarga del río del equilibrio hidrológico. La relación entre la precipitación, escorrentía (directa y base) y la evapotranspiración de la cuenca del río en el emplazamiento puede expresarse como se muestra a continuación desde el aspecto del equilibrio hidrológico anual.

$$P = R + Et = Rd + Rb + Et$$

Donde,

- $P$  : Precipitación anual (mm)
- $R$  : Escorrentía anual (mm)
- $Rd$  : Escorrentía directa anual (mm)
- $Rb$  : Escorrentía base anual (mm)
- $Et$  : Evapotranspiración anual (mm)

La escorrentía ( $R$ ) se obtiene a partir de la precipitación registrada ( $P$ ) y de la evapotranspiración ( $Et$ ), y la evapotranspiración estimada se obtiene de la precipitación y evapotranspiración, la cual se estima mediante una ecuación. El Gráfico III-3.5.1-4 es una ilustración gráfica de la relación entre la precipitación ( $P$ ), la evapotranspiración potencial ( $Etp$ ) y la evapotranspiración estimada ( $Et$ ).

El diagrama del patrón de la escorrentía anual se muestra en el Gráfico III-3.5.1-5. La escorrentía consiste de la escorrentía base principalmente del aporte de agua subterránea con limitada fluctuación estacional y de la escorrentía directa producto de la precipitación. La relación de agua subterránea (escorrentía base) y escorrentía bruta anual se muestra en el Cuadro III-3.5.1-10. La relación de la región de Sudamérica es  $R_g = R_b$ ,  $R_g/R = 0.36$  a partir del Cuadro III-3.5.1-10. Además, la evapotranspiración potencial es estimada según la ecuación Blaney-Criddle que se indica a continuación.

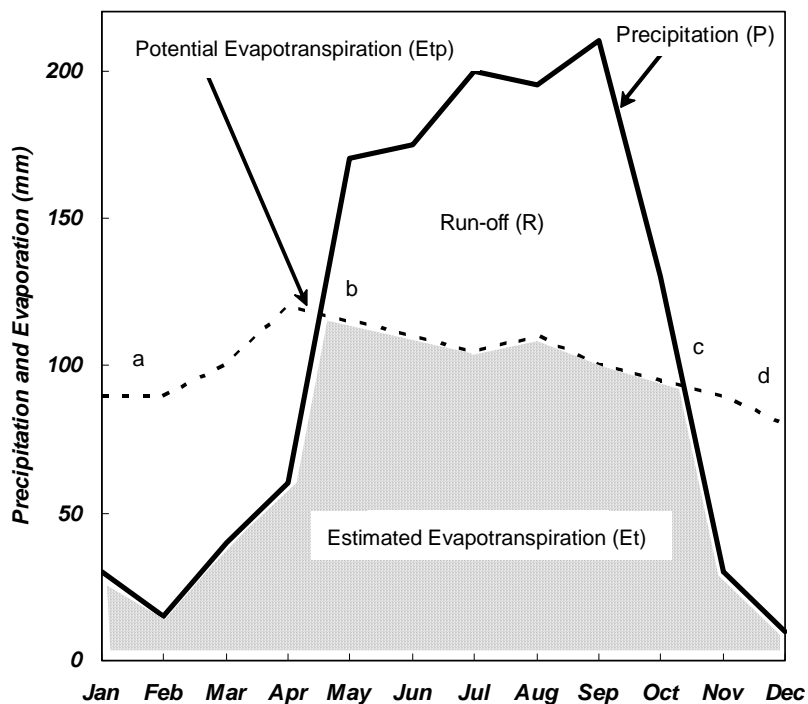


Gráfico III-3.5.1-4 Diagrama del Patrón de Precipitación y Evapotranspiración

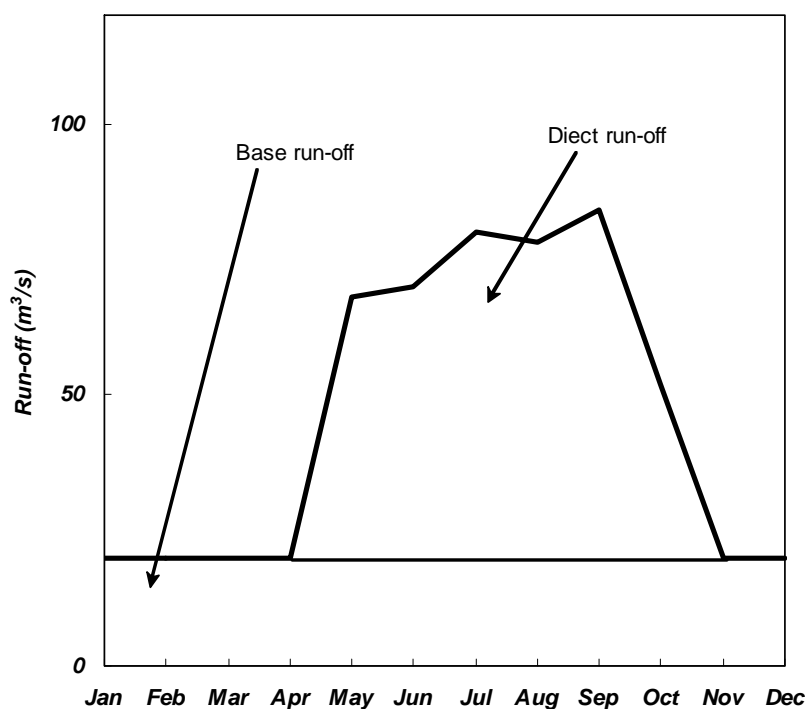


Gráfico III-3.5.1-5 Diagrama del Patrón de Escorrentía

Cuadro III-3.5.1-10 Equilibrio Hidrológico en Cada Área

Región	Asia	Africa	América del Norte	América del Sur	Europa	Australia	Japón
Precipitación (P)	726	686	670	<b>1,648</b>	734	736	1,788
Escorrentía (R)	293	139	287	<b>583</b>	319	226	1,197
Escorrentía directa (Rd)	217	91	203	<b>373</b>	210	172	-
Agua freática (Rg)	76	48	84	<b>210</b>	109	54	-
Evaporación (Et)	433	547	383	<b>1,065</b>	415	510	597
Rg/R	26	35	32	<b>36</b>	34	24	-

Blaney-Criddle

$$u = K \cdot P \cdot \frac{(45.7t + 813)}{100}$$

Donde,

- $u$  : Evapotranspiración por mes (consumo de agua por mes) (mm)
- $K$  : Coeficiente del consumo mensual de la vegetación  
( $K=0.3$  (usualmente  $K=0.6$ ) debido a la escasa vegetación en la zona)
- $P$  : Porcentaje mensual de horas diurnas del año (%) (ver Cuadro III-3.5.1-11)
- $t$  : Temperatura promedio mensual (°C)

El resultado del estimado de la descarga en este emplazamiento se muestra en el Cuadro III-3.5.1-12 y en el Cuadro III-3.5.1-13.



**Cuadro III-3.5.1-11 Porcentaje Mensual de Horas Diurnas del Año (Hemisferio Sur)**

Month South Latitude (dgree)	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0	8.50	7.67	8.49	8.22	8.49	8.22	8.50	8.49	8.21	8.49	8.22	8.50
2	8.55	7.71	8.49	8.19	8.44	8.17	8.43	8.44	8.20	8.52	8.27	8.55
4	8.64	7.76	8.50	8.17	8.39	8.08	8.20	8.41	8.19	8.56	8.33	8.65
6	8.71	7.81	8.50	8.12	8.30	8.00	8.19	8.37	8.18	8.59	8.38	8.74
8	8.79	7.84	8.51	8.11	8.24	7.91	8.13	8.12	8.18	8.62	8.47	8.84
10	8.85	7.86	8.52	8.09	8.18	7.84	8.11	8.28	8.18	8.65	8.52	8.90
12	8.91	7.91	8.53	8.06	8.15	7.79	8.08	8.23	8.17	8.67	8.58	8.95
14	8.97	7.97	8.54	8.03	8.07	7.70	7.08	8.19	8.16	8.69	8.65	9.01
16	9.09	8.02	8.56	7.98	7.96	7.57	7.94	8.14	8.14	8.78	8.72	9.17
18	9.18	8.06	8.57	7.93	7.89	7.50	7.88	8.10	8.14	8.80	8.80	9.24
20	9.25	8.09	8.58	7.92	7.83	7.41	7.73	8.05	8.13	8.83	8.85	9.32
22	9.36	8.12	8.58	7.89	7.74	7.30	7.76	8.00	8.13	8.86	8.90	9.38
24	9.44	8.17	8.59	7.87	7.65	7.24	7.68	7.95	8.12	8.89	8.96	9.47
26	9.52	8.28	8.60	7.81	7.56	7.07	7.49	7.90	8.11	8.94	9.10	9.61
28	9.61	8.31	8.61	7.79	7.49	6.99	7.40	7.85	8.10	8.97	9.19	9.74
30	9.69	8.33	8.63	7.75	7.43	6.94	7.30	7.80	8.09	9.00	9.24	9.80
32	9.76	8.36	8.64	7.70	7.34	6.85	7.20	7.73	8.08	9.04	9.31	9.87
34	9.88	8.41	8.65	7.68	7.25	6.73	7.10	7.69	8.06	9.07	9.38	9.99
36	10.06	8.53	8.67	7.61	7.16	6.59	6.99	7.59	8.06	9.15	9.51	10.21
38	10.14	8.61	8.68	7.59	7.07	6.46	6.87	7.51	8.05	9.19	9.60	10.34
40	10.24	8.65	8.70	7.54	6.96	6.33	6.73	7.46	8.04	9.23	9.69	10.42
42	10.39	8.72	8.71	7.49	6.85	6.20	6.60	7.39	8.01	9.27	9.79	10.57
44	10.52	8.81	8.72	7.44	6.73	6.04	6.45	7.30	8.00	9.34	9.91	10.72
46	10.68	8.88	8.73	7.39	6.61	5.87	6.30	7.21	7.98	9.41	10.03	10.90
48	10.85	8.98	8.76	7.32	6.45	5.69	6.13	7.12	7.96	9.47	10.17	11.09
50	11.03	9.06	8.77	7.25	6.31	5.48	5.98	7.03	7.95	9.53	10.32	11.30

**Cuadro III-3.5.1-12 Resultados de la Evapotranspiración Potencial Estimada**

Mes	(1) <sup>*1</sup> Temperatura °C	(2) <sup>*2</sup> P (%)	(3) BlaneyCriddle (mm)	(4) Precipitación (mm)	(5) <sup>*3</sup> Evaporación Actual (mm)
Ene	13.6	8.75	37.61	96.4	37.6
Feb	14.1	7.83	34.25	133.6	34.2
Mar	13.7	8.51	36.75	190.5	36.7
Abr	13.1	8.12	34.35	107.9	34.4
May	12.3	8.27	34.16	52.4	34.2
Jun	12.1	7.96	32.56	22.2	22.2
Jul	11.8	8.16	33.05	6.0	6.0
Ago	12.5	8.25	34.20	6.9	6.9
Sep	13.3	8.18	34.88	53.5	34.9
Oct	13.5	8.61	36.89	110.0	36.9
Nov	13.3	8.43	35.95	87.0	36.0
Dic	13.6	8.79	37.84	115.9	37.8

\*1 Valor promedio

\*2 Porcentaje mensual del tiempo de posible exposición al sol por año.

\*3 Valor mínimo entre (3) y (4)

**Cuadro III-3.5.1-13 Resultados de la Descarga Estimada**

Mes	(6) Escorrentía (mm) (4)-(5)	(7) Escorrentía Directa (mm) (6)×0.75	(8) Escorrentía Base (mm) A <sub>1</sub>	(9) Escorrentía Mensual (mm) (7)+(8)	(10) Escorrentía mensual promedio (m <sup>3</sup> /s) A <sub>2</sub>
Ene	58.8	44.1	19.1	63.2	0.543
Feb	99.4	74.5	17.2	91.8	0.872
Mar	153.8	115.3	19.1	134.4	1.154
Abr	73.5	55.1	18.5	73.6	0.653
May	18.3	13.7	19.1	32.8	<b>0.282</b>
Jun	0.0	0.0	18.5	18.5	<b>0.164</b>
Jul	0.0	0.0	19.1	19.1	<b>0.164</b>
Ago	0.0	0.0	19.1	19.1	<b>0.164</b>
Sep	18.7	14.0	18.5	32.5	<b>0.288</b>
Oct	73.1	54.8	19.1	73.9	0.635
Nov	51.0	38.3	18.5	56.8	0.504
Dic	78.0	58.5	19.1	77.6	0.667

(10) La escorrentía promedio mensual es calculada en base a la siguiente ecuación.

$$A_2 = \frac{(9)}{1,000} \times CA \times 10^6 \times \frac{1}{86,400 \times n}$$

Donde,

A<sub>2</sub> : Escorrentía promedio de la zona en cada mes (m<sup>3</sup>/s)

CA : Área de captación (km<sup>2</sup>) = 23.0 km<sup>2</sup>

n : Número de días en el mes (día)

El resultado de esta inspección de campo correspondió aproximadamente a la descarga promedio mensual de mayo a setiembre (temporada de estiaje), de 0.212 m<sup>3</sup>/s, según el resultado del Cuadro III-3.5.1-13. En consecuencia, se puede garantizar las descargas estimadas en las inspecciones de campo según se muestran en el Cuadro III-3.5.1-8.

### 3) Pérdida de Caída

Se estimó la pérdida de caída de cada instalación como se muestra en el Cuadro III-3.5.1-14. Es decir, se asignó la pérdida por fricción en proporción a la distancia de los canales de aducción, conducto forzado y descarga. También se asignó una pérdida de ingreso y salida para el desarenador y la turbina, etc.

**Cuadro III-3.5.1-14 Estimado de la Pérdida de Caída**

<i>Facilities</i>	<i>Loss</i>
(1) <i>Headrace</i>	1,300m x 1/1,000 = 1.3 m
(2) <i>Intake, Settling Basin, Inlet Loss, Outlet Loss</i>	0.05 m
(3) <i>Penstock</i>	210m x 1/200 = 1.05 m
(4) <i>Tailrace</i>	2m x 1/1,000 = 0.002 m
(5) <i>Others (Inlet of Turbine)</i>	0.6 m
(6) <b>Total Loss</b>	<b>3.0 m</b>

#### 4) Descarga de la Central

Se determinó la caída efectiva como se muestra en el Cuadro III-3.5.1-15 de la pérdida de caída en el Cuadro III-3.5.1-14. Se utilizó la altitud de la bocatoma y del túnel de descarga obtenida a partir del resultado de la inspección de campo.

**Cuadro III-3.5.1-15 Caída Efectiva**

(7) <i>Intak water level</i>	E.L. 3,530 m
(8) <i>Tailrace water level</i>	E.L. 3,430 m
(9) <i>Total Head</i>	(7) - (8) = 100 m
(10) <i>Effective Heaed</i>	(7) - (8) - (6) = <b>97.0 m</b>

Asimismo, se determinó la descarga de la central necesaria en base a la eficiencia combinada del 75%. El resultado se muestra en el Cuadro III-3.5.1-16. La descarga de la central es de 0.112 m<sup>3</sup>/s, menor que la descarga mínima de 0.162 m<sup>3</sup>/s en la temporada de estiaje; por lo que aun si cierto volumen de la descarga del río se utiliza para irrigación y caudal de mantenimiento, la descarga de la central será suficiente.

**Cuadro III-3.5.1-16 Descarga de la Central**

<b>Install Capacity (P)</b>	80 kW
<b>Efficiency of generator and turbine ( <math>\eta</math> )</b>	75 %
<b>Necessary discharge (Q)</b>	$Q = P / 9.8 \times H \times \eta =$ <b>0.112 m<sup>3</sup>/s</b>

## (2) Diseño Preliminar

El contenido del estudio del diseño preliminar para las estructuras civiles es el siguiente. En la Fotografía III-3.5.1-20 se muestra un esquema de la central eléctrica y en el Gráfico III-3.5.1-6 al Gráfico III-3.5.1-9 se muestran los planos de diseño generales.

### 1) Vertedero

- El emplazamiento de la bocatoma debe seleccionarse teniendo en cuenta las condiciones topográficas y geológicas con un lecho del río estable y una sección lo más estrecha posible. Existe un lugar en donde pueden observarse afloramientos rocosos en la margen derecha y con una sección estrecha en comparación con los demás puntos (ver Fotografía III-3.5.1-15.).
- Se asumió una altura de 50 cm del vertedero con el fin de asegurar la profundidad de agua necesaria en la bocatoma.
- El vertedero estará sumergido ya que se espera que el nivel de agua esté a 1.43 m sobre el lecho del río en condiciones de avenidas de diseño.



**Fotografía III-3.5.1-15 Emplazamiento de la Bocatoma**

[Avenida de diseño estimada] *por Curvas de Creager*

$$Q_f = q \times A$$

$$q = a \times A^{(A^{-0.05}) - 1}$$

Donde,

$Q_f$  : Descarga de la avenida de diseño ( $m^3/s$ )

$q$  : Descarga específica ( $m^3/s/km^2$ )

$a$  : Coeficiente regional (ver Cuadro III-3.5.1-17)

$A$  : Área de captación ( $=23.0 km^2$ )

Así,

$$q = a \times A^{(A^{-0.05}) - 1} = 10.79 m^3/s/km^2$$

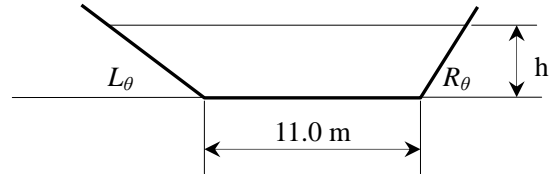
$$Q_f = q \times A = 248.08 m^3/s$$

Si se asume la siguiente forma del río, el nivel de la avenida de diseño en este punto será calculado según la fórmula de Manning que se muestra a continuación. En la Fotografía III-3.5.1-16 se muestra la encuesta realizada a los pobladores sobre el nivel máximo de avenida.

$$V = \frac{1}{n} \times R^{\frac{2}{3}} \times I^{\frac{1}{2}} \quad , Q = AV$$

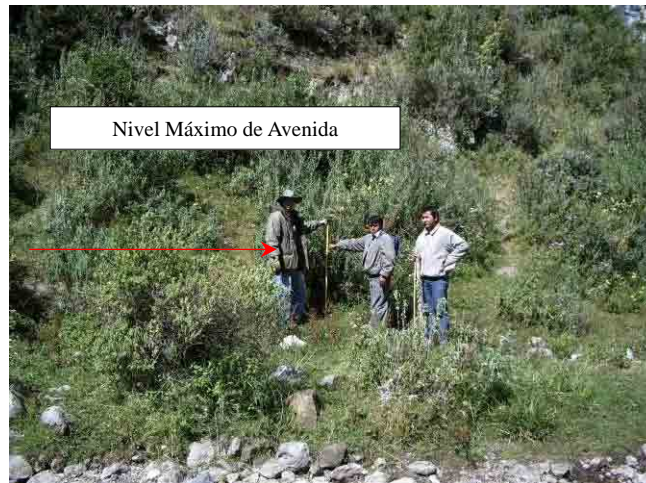
$$I = 0.14, n = 0.03, L\theta = 30^\circ, R\theta = 60^\circ$$

$$h = 1.42 \text{ m}$$



**Cuadro III-3.5.1-17 Precipitación Anual y Coeficiente Regional**

Región	H	T	Ka	Ki	S
Coeficiente regional (a)	17	34	48	41	84
Precipitación/año (mm)	1,080	1,360	1,710	1,440	2,280



**Fotografía III-3.5.1-16 Nivel Máximo de Avenida (Encuesta)**

## 2) Bocatoma

- La construcción de la bocatoma se realiza inmediatamente aguas arriba del vertedero. También se instalarán una compuerta y una pantalla para controlar el volumen de captación de agua y para prevenir el ingreso de desperdicios.
- La bocatoma debe estar diseñada con un ancho de 1.00 m para que la velocidad en la bocatoma sea menor de 1.0 m/s.

## 3) Desarenador

- A pesar de que se espera poca sedimentación en este lugar, se debe construir un desarenador aguas debajo de la bocatoma debido al uso de tuberías (PVC) enterradas en el conducto de aducción.

- El desarenador debe estar diseñado con una longitud tal de manera que la velocidad promedio sea menor de 0.2 m/s y con una profundidad de 1.0 m. Al final del desarenador debe instalarse un equipo de limpia de arena.

#### **4) Conducto de Aducción**

- El conducto de aducción debe hacer uso parcial del canal de irrigación existente considerando el ahorro de costos. También deberá seleccionarse un método de tuberías enterradas (PVC) considerando el ahorro en trabajos de mantenimiento.
- Se asume que la longitud del canal de irrigación a ser derivada al conducto de aducción es de 400 m aproximadamente según el resultado de la inspección simplificada de la ubicación.
- Se estima que la longitud del conducto de aducción es de 1,300 m.
- Se debe instalar una válvula de derivación en un punto adecuado del conducto de aducción (tubería de PVC) con el fin de distribuir el agua de irrigación a un talud al lado del río a lo largo de la sección de aducción.



**Fotografía III-3.5.1-17 Canal de Irrigación Existente**

#### **5) Cámara de Carga**

- Se debe instalar la cámara de carga a la entrada del conducto forzado.
- El volumen de la cámara de carga debe ser tal de manera que pueda compensar la descarga de la central durante 1 minuto.
- La válvula de entrada debe ser instalada al final del conducto forzado sin una compuerta al ingreso de la cámara de carga.
- El aliviadero de demasías debe ser instalado al lado de la cámara de carga.
- La compuerta de limpia realiza la remoción de la arena.

#### **6) Conducto Forzado**

- Para el conducto forzado se utilizan tuberías metálicas y de PVC considerando el ahorro de costos ya que el salto en este lugar es de 100 m aproximadamente.

- La longitud del conducto forzado será de 210 m (acero: 20 m, PVC: 190 m) y las tuberías de PVC estarán enterradas.
- El diseño del conducto forzado debe considerar una velocidad menor de 3.5 m/s (conducto forzado  $\phi = 30$  cm).
- Adicionalmente, es necesario un respiradero para la prevención de presión negativa en tubería de PVC en algunos casos.



**Fotografía III-3.5.1-18 Emplazamientos Planificados de la Cámara de Carga, Conducto Forzado y Casa de Máquinas**

#### 7) Casa de Máquinas

- La casa de máquinas debe estar en un lugar con el espacio suficiente para desmantelar e inspeccionar la turbina y el generador.
- La casa de máquinas debe tener una cimentación de concreto con el fin de prevenir daño por movimiento de piedras, etc. y una estructura superior de madera.
- Adicionalmente, una grúa correspondiente al peso del equipo eléctrico es necesaria para su instalación y mantenimiento.

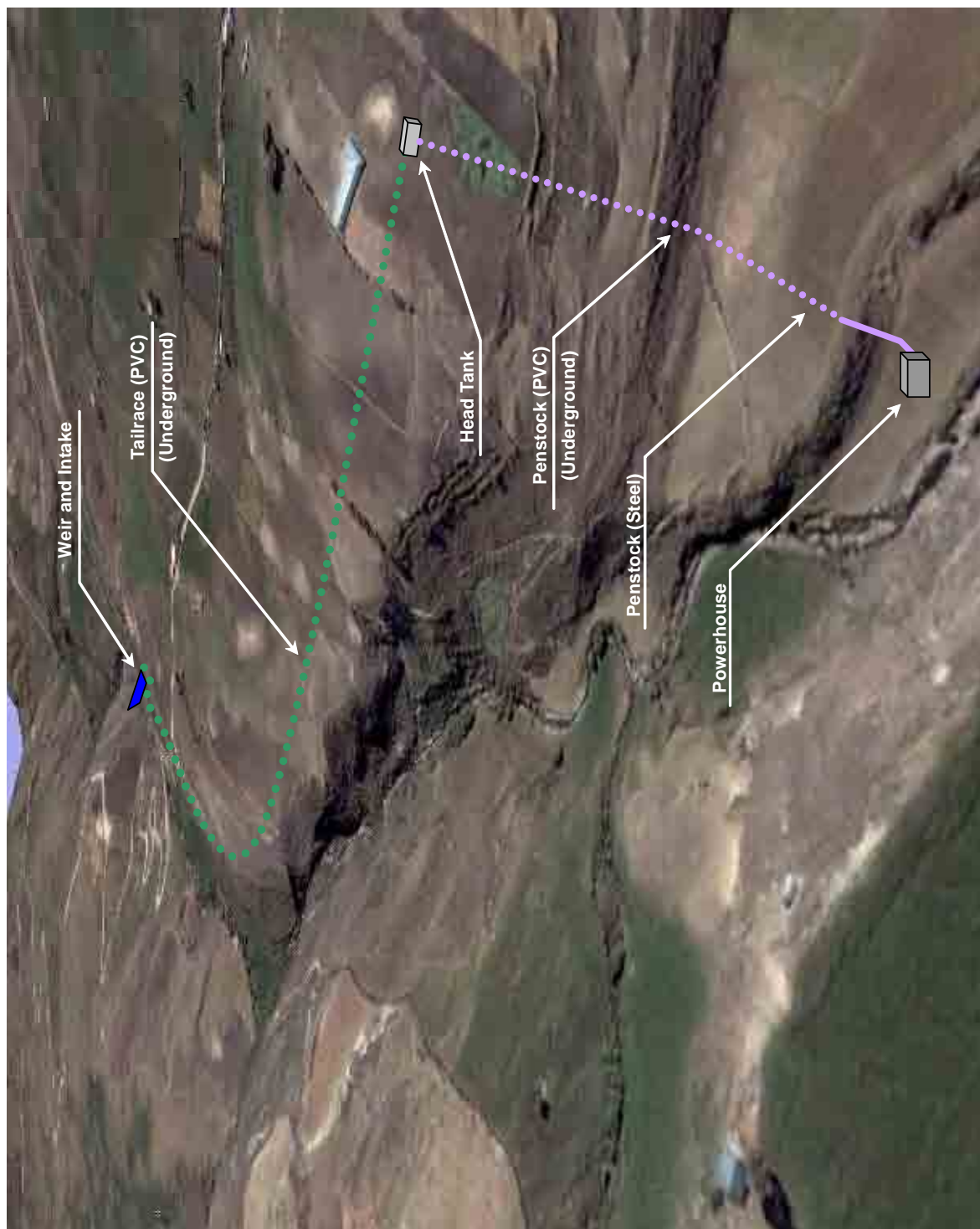


**Fotografía III-3.5.1-19 Emplazamiento Planificado de la Casa de Máquinas**

**8) Descarga y Salida**

- No se construye ningún conducto de descarga debido a la proximidad de la casa de máquinas y el río.
- La disposición de la salida debe considerar la forma del río y la dirección del caudal.





Fotografía III-3.5.1-20 Esquema de la Central Eléctrica de Yerba Buena

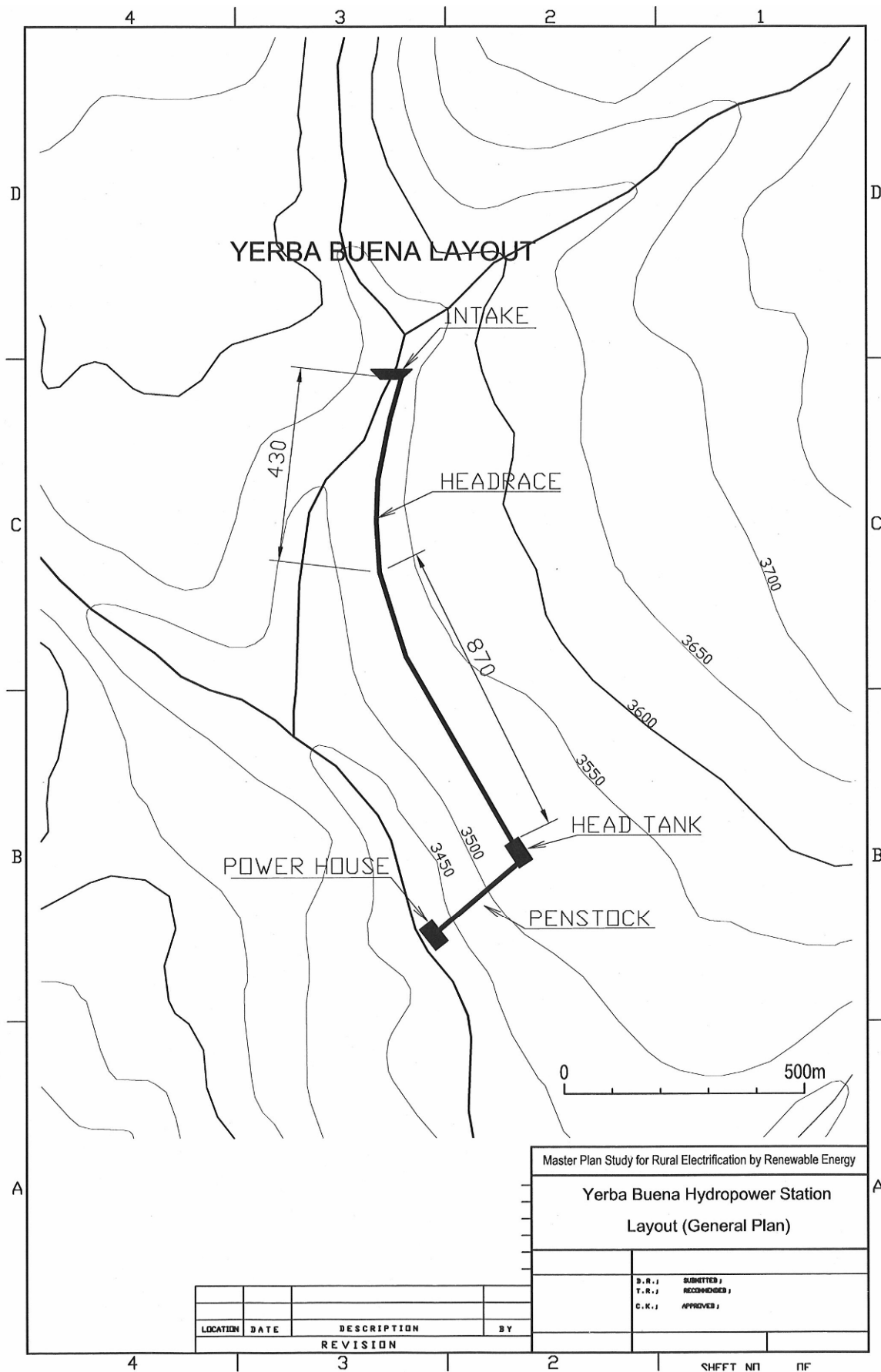


Gráfico III-3.5.1-6 Disposición de la Central Eléctrica (Planta)

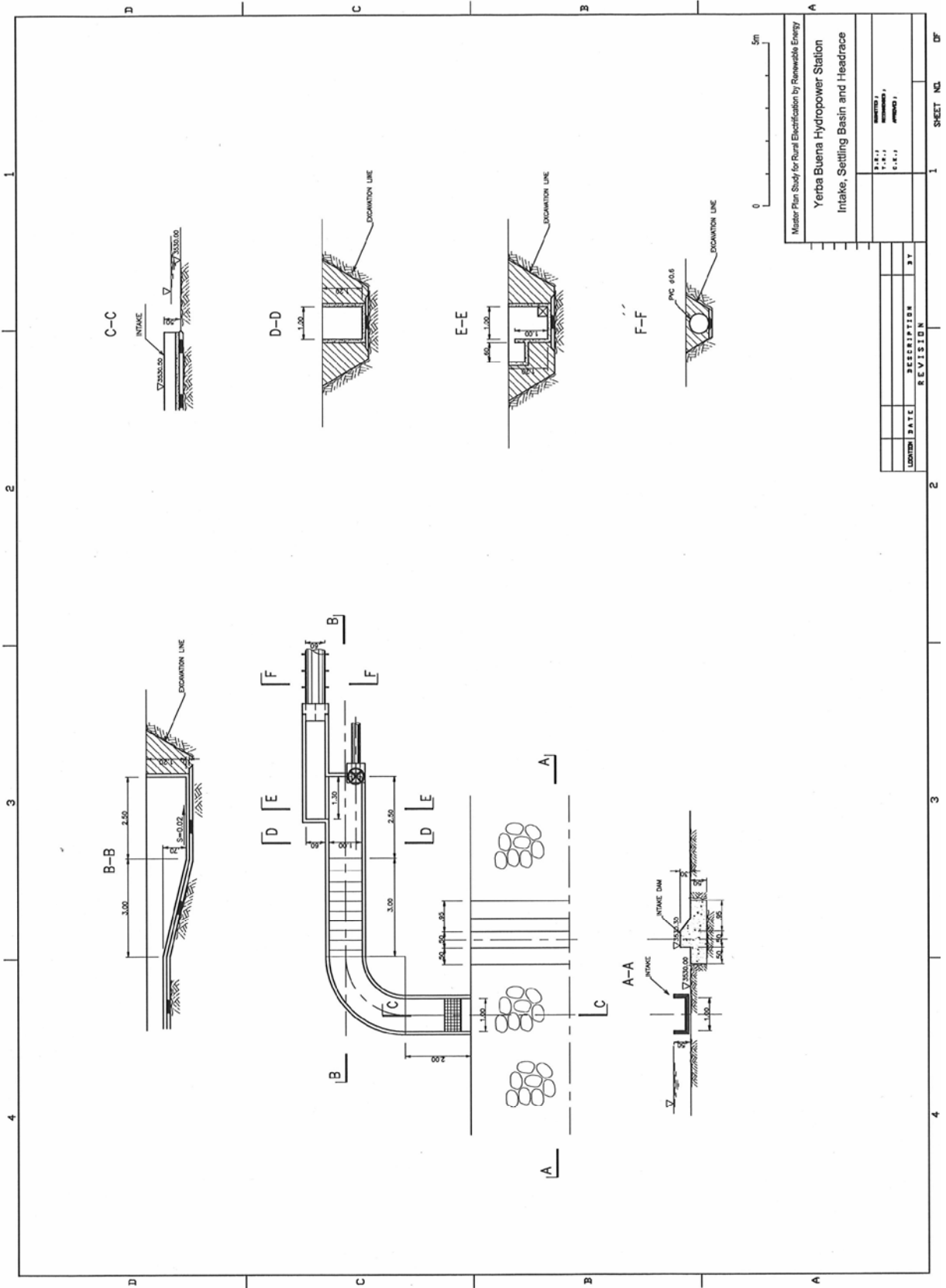
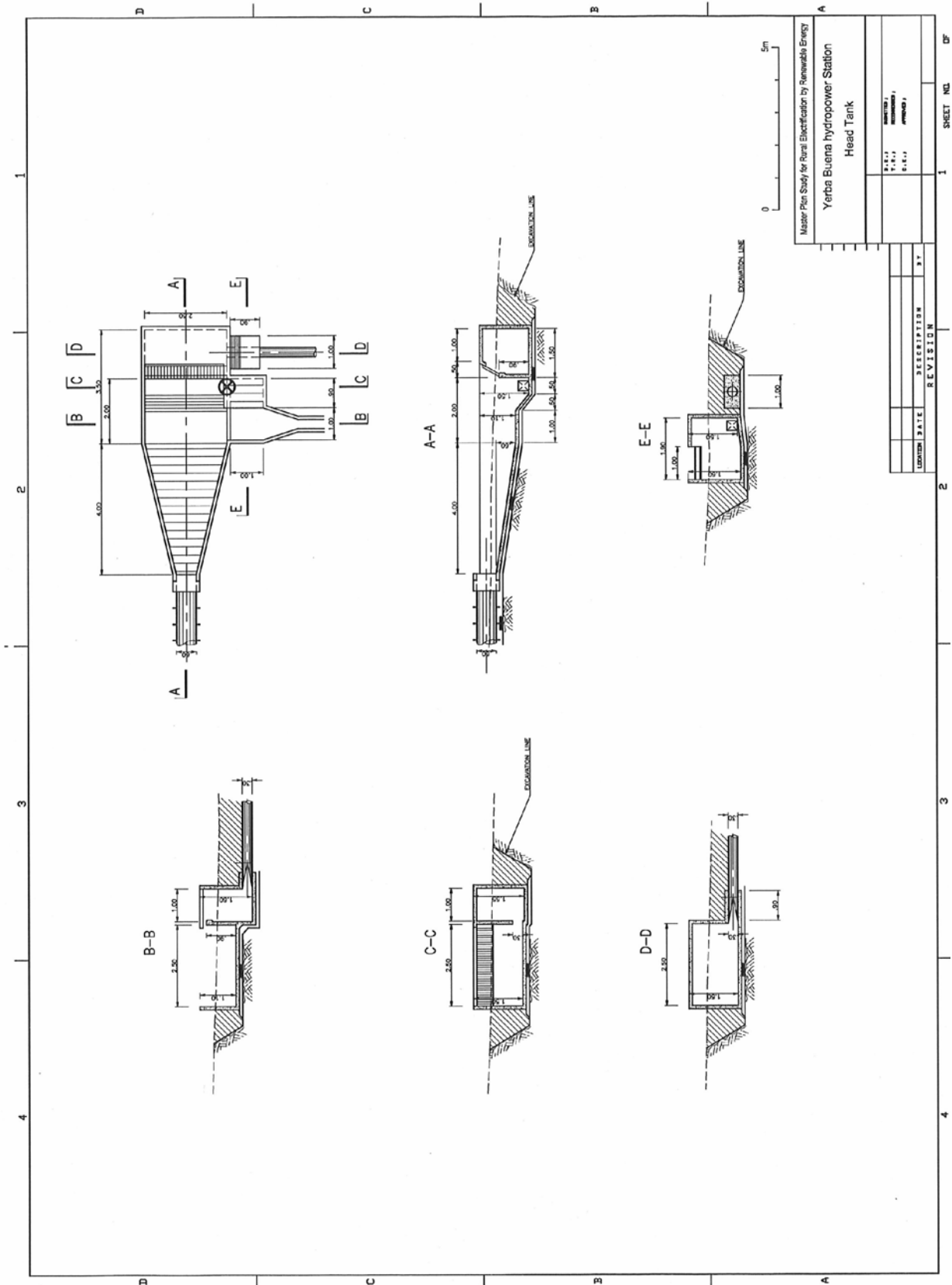


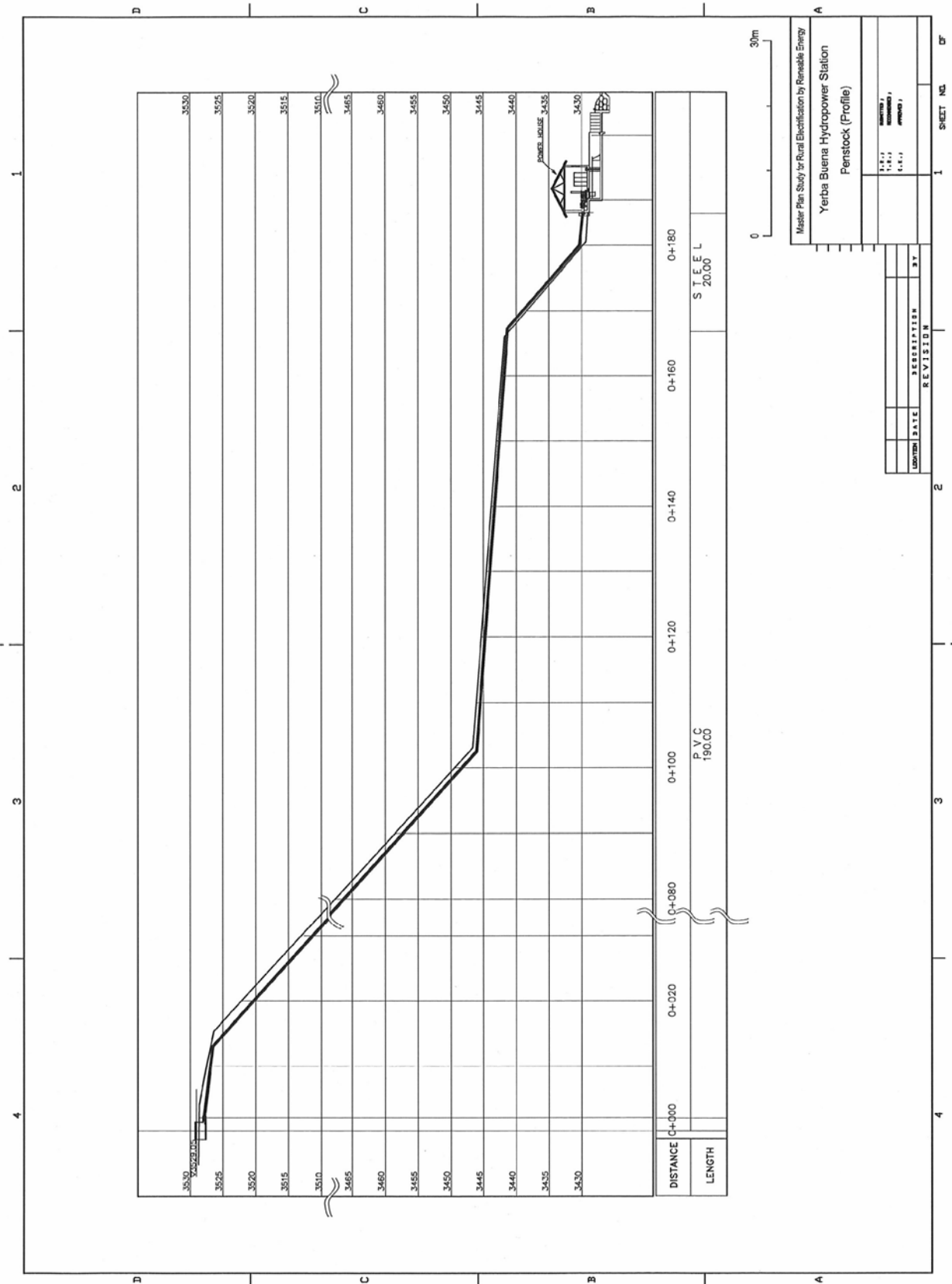
Gráfico III-3.5.1-7 Planos de Diseño Generales de la Bocatoma, Desarenador y Conduto de Aducción



Master Plan Study for Rural Electrification by Renewable Energy	
Yerba Buena hydropower Station	
Head Tank	
DESIGNED BY	DATE
CHECKED BY	DATE
APPROVED BY	DATE

DATE	DESCRIPTION	REVISION
		37

Gráfico III-3.5.1-8 Planos de Diseño Generales de la Cámara de Carga



Master Plan Study for Rural Electrification by Renewable Energy

Yerba Buena Hydropower Station

Penstock (Profile)

DATE	BY

Gráfico III-3.5.1-9 Planos de Diseño Generales del Conducto Forzado (Perfil)

## 6. Diseño Eléctrico

### (1) Elección del Tipo de Turbina Hidráulica

El equipo de estudio de JICA decidió el tipo de turbina hidráulica según el siguiente cuadro, teniendo en cuenta el salto neto y el caudal.

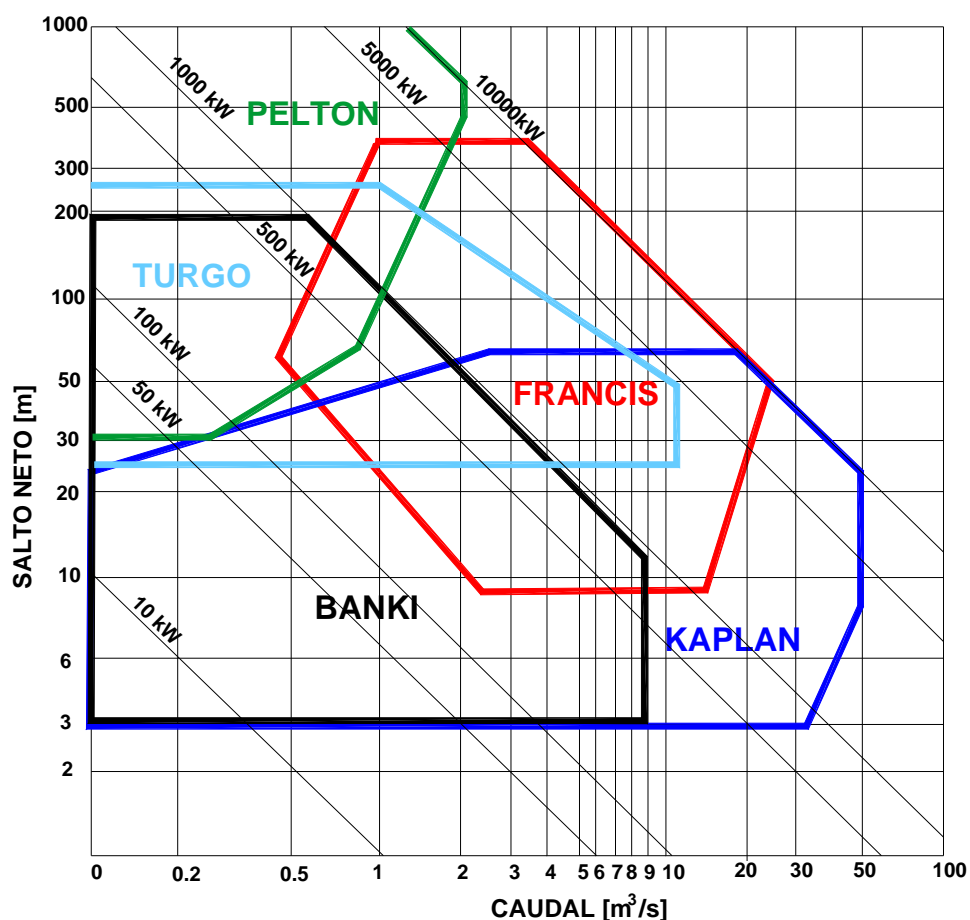


Gráfico III-3.5.1-10 Cuadro de Selección del Tipo de Turbina Hidráulica

#### <Yerba Buena>

- Considerando el salto neto de 97.0 (m) y el caudal de 0.112 (m<sup>3</sup>/S), se pueden utilizar las turbinas BANKI, TURGO y PELTON.
- En comparación con las turbinas TURGO y PELTON, las turbinas BANKI tienen una estructura simple para facilitar la operación y mantenimiento, y tienen una alta eficiencia ante el cambio de caudal.
- En consecuencia, en esta ubicación es preferible el tipo de turbina BANKI.

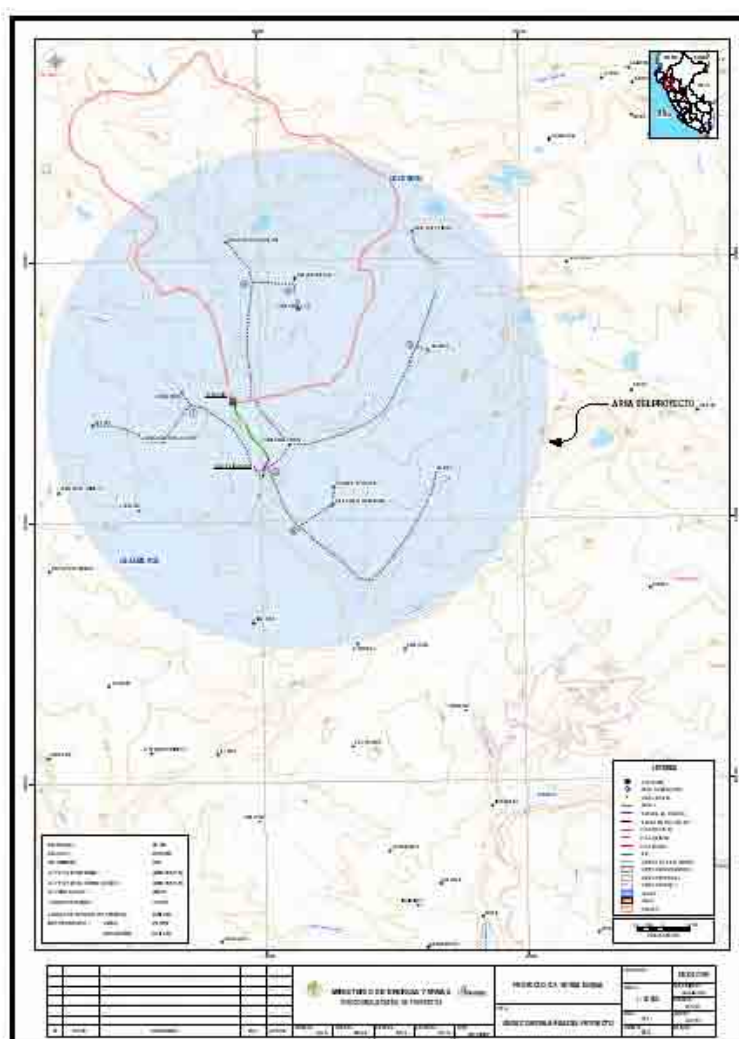
### (2) Transmisión y Distribución

El objetivo en Yerba Buena son 12 centros poblados o 557 viviendas.

**Cuadro III-3.5.1-18 Lista de Centros Poblados No Electrificados**

No	LOCALIDAD	VIVIENDAS
1	YERBA BUENA GRANDE	76
2	YERBA BUENA CHICA (LA TORRE)	102
3	SAN NICOLAS DE CHALLUAGUN	44
4	SAN LUIS	41
5	TOLDOPATA (TOLDO PATA)	70
6	YERBA BUENA ALTA	26
7	CHANCAS	50
8	QUINUA PAMPA	39
9	SANTA ROSA DE YERBA BUENA	19
10	GUAGUAYO	45
11	PORVENIR ENCANADA	50
12	SANTA ROSA DE MILPO	20
13	Electrified	▲25
		<b>557</b>

El mapa de distribución y la longitud total de las líneas de distribución se muestran por separado a continuación.



**Gráfico III-3.5.1-11 Mapa de Distribución de Yerba Buena Grande**

**Cuadro III-3.5.1-19 Longitud Total de las Líneas de Distribución**

From	To	Length of Primary Lines
CASA DE MAQUINAS	Branch①	1.99
Branch①	QUINUA PAMPA	0.28
Branch①	YERBA BUENA CHICA (LA TORRE)	0.87
YERBA BUENA CHICA (LA TORRE)	SAN LUIS	1.42
<b>Sub Total</b>		<b>4.56</b>
CASA DE MAQUINAS	Branch②	0.21
Branch②	YERBA BUENA GRANDE	0.63
YERBA BUENA GRANDE	Branch③	3.33
Branch③	GUAGUAYO	0.25
Branch③	SANTA ROSA DE MILPO	2.50
<b>Sub Total</b>		<b>6.92</b>
YERBA BUENA GRANDE	Branch④	3.39
Branch④	SAN NICOLAS DE CHALLUAGUN	0.91
Branch④	Branch⑤	0.78
Branch⑤	PORVENIR ENCADADA	0.12
Branch⑤	YERBA BUENA ALTA	0.50
<b>Sub Total</b>		<b>5.70</b>
Branch②	Branch⑥	1.27
Branch⑥	SANTA ROSA DE YERBA BUENA	0.77
SANTA ROSA DE YERBA BUENA	TOLDOPATA (TOLDO PATA)	0.30
Branch⑥	CHANCAS	4.23
<b>Sub Total</b>		<b>6.57</b>
<b>Total</b>		<b>23.75</b>

### III-3.5.2 Costos

#### 1. Central Hidroeléctrica

El costo de construcción de esta central hidroeléctrica fue estimado en base al estudio arriba mencionado. El método de estimación se basa en un manual (Manual Guía para Estudios y Programas de Asistencia, fundación New Energy 1996) utilizado ampliamente en Japón. El contenido detallado se muestra en el Apéndice.



**Cuadro III-3.5.2-1 Costos de Construcción de Yerba Buena (en el caso de PVC)**

**I. Summary of Construction Cost for Yerba Buena Power Station**

Unit: US\$

<i>Work Item</i>	<i>Construction Cost</i>	<i>Remarks</i>
<b>1. Preliminary Works</b>	<b>8,039</b>	
(1) Access Road	0	
(2) Facilities for Construction Office	3,318	Cost of Civil Works x 0.05
(3) Transportation cost	4,721	Cajamarca to the site, 454ton x \$10.4/ton
<b>2. Cost for Environmental Measures</b>	<b>663</b>	Cost of Civil Works x 0.01
<b>3. Civil Works</b>	<b>66,373</b>	
(1) Weir	2,798	
(2) Intake	5,384	
(3) Settling Basin	4,448	
(4) Headrace	8,599	
(5) Head Tank	9,850	
(6) Penstock & Spillway Channel	20,674	
(7) Power House	12,407	
(8) Outlet	2,213	
(9) Miscellaneous Work	0	
<b>4. Hydraulic Equipment</b>	<b>109,000</b>	
(1) Gate & Screen	3,560	
(2) Penstock	1,610	
(3) PVC (φ600)	77,571	
(4) PVC (φ315)	8,249	
(5) Others	18,010	
<b>5. Electrical Equipment</b>	<b>52,800</b>	
<b>6. Direct Cost</b>	<b>236,875</b>	1.+2.+3.+4.+5.
<b>7. Engineering Cost</b>	<b>23,688</b>	6. x 0.1: Detailed Design and Supervision
<b>8. Contingent Budget</b>	<b>23,438</b>	6. x 0.099
<b>9. IGV</b>	<b>53,960</b>	19.00%
<b>10. Total Cost</b>	<b>337,960</b>	

El costo de construcción se muestra en el Cuadro III-3.5.2-2 para el caso de canal abierto (canal simplificado) para el conducto de aducción. En este caso, el costo de construcción puede reducirse en aproximadamente 30% en comparación con las tuberías de PVC para el conducto de aducción.

**Cuadro III-3.5.2-2 Costos de Construcción de Yerba Buena (en el caso de canal abierto)**

**I. Summary of Construction Cost for Yerba Buena Power Station**

Unit: US\$

<i>Work Item</i>	<i>Construction Cost</i>	<i>Remarks</i>
<b>1. Preliminary Works</b>	<b>11,931</b>	
(1) Access Road	0	
(2) Facilities for Construction Office	4,299	Cost of Civil Works x 0.05
(3) Transportation cost	7,632	Cajamarca to the site, 454ton x \$10.4/ton
<b>2. Cost for Environmental Measures</b>	<b>859</b>	Cost of Civil Works x 0.01
<b>3. Civil Works</b>	<b>85,990</b>	
(1) Weir	2,798	
(2) Intake	5,384	
(3) Settling Basin	4,448	
(4) Headrace	28,216	
(5) Head Tank	9,850	
(6) Penstock & Spillway Channel	20,674	
(7) Power House	12,407	
(8) Outlet	2,213	
(9) Miscellaneous Work	0	
<b>4. Hydraulic Equipment</b>	<b>16,000</b>	
(1) Gate & Screen	3,560	
(2) Penstock	1,610	
(3) PVC (φ600)	0	
(4) PVC (φ315)	8,249	
(5) Others	2,581	
<b>5. Electrical Equipment</b>	<b>52,800</b>	
<b>6. Direct Cost</b>	<b>167,580</b>	1.+2.+3.+4.+5.
<b>7. Engineering Cost</b>	<b>16,758</b>	6. x 0.1: Detailed Design and Supervision
<b>8. Contingent Budget</b>	<b>16,662</b>	6. x 0.099
<b>9. IGV</b>	<b>38,190</b>	19.00%
<b>10. Total Cost</b>	<b>239,190</b>	

## 2. Transmisión y Distribución

El equipo estudió el costo de construcción de las líneas de distribución en este emplazamiento en base a su precio unitario obtenido de la DPR.

**Cuadro III-3.5.2-3 Precio Unitario de la Construcción de la Línea de Distribución**

	Costo
Línea Primaria	5,800 (US\$/km)
Redes Primarias	290 (US\$/Usuario)
Redes Secundarias	490 (US\$/Usuario)

Los costos de construcción son los siguientes:

$$\text{Línea Primaria} : 5,800 \text{ (US$/km)} \times 23.75 \text{ (km)} = 137,750 \text{ (US\$)}$$

$$\text{Redes Primarias} : 290 \text{ (US$/Usuario)} \times 557 \text{ (Usuario)} = 161,530 \text{ (US\$)}$$

$$\text{Redes Secundarias} : 490 \text{ (US$/Usuario)} \times 557 \text{ (Usuario)} = 272,930 \text{ (US\$)}$$

Así, el monto total de la construcción de la línea de distribución es de 572,210 (US\$).

### III-3.6 Organización de la Construcción, Operación y Manejo y Costos

En vista de que la capacidad es menor de 100 kW, la construcción se realizará con iniciativa de los pobladores bajo supervisión de los expertos de las universidades u ONG, etc. A través de esta actividad los pobladores podrán entender los principios básicos del sistema. Sin embargo, si la capacidad supera los 500 kw, será necesario contar con contratistas para la construcción, ya que a mayor capacidad la dificultad también aumenta.

La operación la realizarán los pobladores que hayan sido seleccionados y capacitados bajo una microempresa. Se inscribirá legalmente a la microempresa.

Aquellos que asuman el trabajo de la empresa serán elegidos públicamente entre los pobladores que estén dispuestos a emprender el negocio. Ya que los ingresos de la empresa son pequeños, los operadores de la empresa al inicio serán dos; un gerente comercial y un técnico<sup>4</sup>.

Antes de la selección, se elegirán alrededor de 10 candidatos del poblado que muestren interés en emprender la operación y la gestión, y todos recibirán la misma capacitación. La finalidad de esto es poder contar con personal de apoyo y si al final los miembros elegidos no continuaran, las personas que queden pueden reemplazarlos.

La capacitación se efectuará en principio en el emplazamiento. Está programado tener una sensibilización inicial de los pobladores, dos capacitaciones sobre los equipos y tres capacitaciones sobre gestión. Por lo tanto, se brindará capacitación técnica y administrativa. Después de iniciar la

<sup>4</sup> Si el tamaño o los ingresos de la cobertura del servicio es muy pequeño, un sólo operador puede asumir tanto la parte comercial como la parte técnica.

operación, dentro del plazo de 6 meses, se ha programado proporcionar capacitación de apoyo para aquellos que emprendieron el negocio. Además, para garantizar la sostenibilidad, debería estar monitoreado por lo menos tres veces (acompañamiento) por los capacitadores después de la operación.

Para garantizar la gobernabilidad de la empresa, la empresa debe registrar las cuentas con los ingresos y los gastos. Se creará la junta de usuarios, y la empresa será responsable de preparar informes periódicos de su operación para la junta de usuarios. Con esto la empresa se definirá como una empresa abierta a los usuarios y al mismo tiempo los usuarios podrán monitorear a cada uno, ya que la empresa sólo puede ser sostenible por la igual participación y asunción de responsabilidades de los usuarios.

La microempresa celebrará un contrato con el propietario para llevar a cabo el servicio público. Es un tipo de contrato de concesión (concesión en usufructo). Además, la empresa celebrará contratos con los usuarios para prestar el servicio. Mediante contratos vinculantes, se garantizarán los derechos y las obligaciones de la empresa junto con los de los usuarios. Los usuarios pagarán de acuerdo a la tarifa establecida entre ellos

Los costos necesarios son los siguientes. No se incluye el costo necesario para la generación eléctrica incluyendo repuestos.

Inversión inicial	:	US\$	500
Asistencia y monitoreo de proyecto	:	US\$	30,000
Operación y manejo anual	:	N Soles	1,000

### **III-3.7 Evaluación Económica y Social**

#### **III-3.7.1 Método de Evaluación**

En el presente estudio del Plan Maestro se aplicará el método de análisis establecido por el SNIP siempre que se utilice financiamiento público para la implementación de proyectos.

En la metodología del SNIP, el análisis financiero que compara los costos y beneficios utilizando precios de mercado es denominado análisis económico, mientras que el análisis económico que realiza la comparación utilizando precios económicos es denominado análisis social. Con el fin de guardar consistencia con el sistema peruano, en el presente informe se utilizarán los términos del SNIP.

El flujo básico del análisis es el que se indica a continuación:

#### **1. Análisis Económico**

En el Análisis Económico se calculará el monto esperado de beneficio neto con los estimados de costos y beneficios mediante precios de mercado.

- Estimación de costos a precios de mercado

- Preparación de un flujo de caja para inversión de capital
- Preparación de un flujo de caja para el costo de operación y mantenimiento
- Cálculo de los costos incrementales en comparación con “sin proyecto”
- Estimación de beneficios a precios de mercado
- Cálculo de beneficios incrementales en comparación con “sin proyecto”.
- Cálculo del beneficio neto (Valor Actual Neto)

## 2. Análisis Social

En el Análisis Social se calculará el monto de beneficio neto esperado con los estimados de costos y beneficios, utilizando el precio social que excluye los factores distorsionados debido a la política económica como impuestos y subsidios.

- Estimado de costos a precios sociales
- Preparación de un flujo de caja para inversión de capital
- Preparación de un flujo de caja para el costo de operación y mantenimiento
- Cálculo de costos incrementales en comparación con “sin proyecto”
- Estimación de beneficios a precios sociales
- Cálculo de beneficios incrementales en comparación con “sin proyecto”.
- Cálculo del beneficio neto (Valor Actual Neto Social)

## 3. Análisis de Sensibilidad

El análisis de sensibilidad verifica el impacto en el proyecto en caso de diversas consideraciones importantes como monto de inversión, tarifa eléctrica, beneficios, etc.

### III-3.7.2 Supuestos

Para la evaluación de proyectos se utilizan los siguientes supuestos:

#### 1. Tasa de Descuento

- Análisis económico 12%
- Análisis social 11%

#### 2. Factor de Conversión

Se considera que el precio de mercado está distorsionado debido a las políticas económicas como impuestos o aranceles. Con el fin de obtener precios reales, es decir, precios sociales, se utilizan factores de conversión.

- bienes domésticos 1.00
- bienes importados 0.90
- mano de obra calificada 0.87
- mano de obra no calificada 0.41 (Sierra)

- transporte 1.00
- costo de ingeniería 1.00
- IGV 0.00

### 3. Vida Útil

A continuación se muestra la vida útil de cada componente:

Ítem	Período
Obras civiles	40 años
Equipo electromecánico, líneas de transmisión	20 años

### 4. Período de Evaluación

El período de evaluación para el proyecto será de 20 años.

### 5. Proyecto Alternativo

Los siguientes son proyectos alternativos para el suministro de energía eléctrica a Yerba Buena:

Ítem	Contenido
Alternativa 1	Electrificación con centrales hidroeléctricas mini
Alternativa 2	Electrificación con extensión de redes

## III-3.7.3 Costo y Beneficio del Proyecto de la Alternativa 1 (Proyecto Hidroeléctrico Micro)

### 1. Costo de Construcción

El costo de construcción del Proyecto, utilizando canales abiertos, se estima como sigue:

**Cuadro III-3.7.3-1 Inversión Inicial**

(US\$)

Ítem	Monto	Observaciones
1. Ingeniería	16,758	Estudio y supervisión
Medio Ambiente	859	
2. Construcción		
1) Obras Civiles		
Materiales	106,289	Productos domésticos
Transporte	7,632	Incluyendo items en 2)
2) Equipo Electromecánico		
Materiales	40,128	Todos importados
Instalación	12,672	Mano de obra calificada: 70%
Transporte	0	Estimado en obras civiles
3) Líneas de transmisión y distribución		
Materiales	413,734	
Instalación	137,704	Mano de obra calificada: 70%
Transporte	20,772	
4) Contingencia	16,656	
IGV	146,916	
<b>Total</b>	<b>920,120</b>	

El detalle de las líneas de transmisión y distribución es como sigue:

(US\$)				
Ítem	Total	Línea Primaria	Red Primaria	Red Secundaria
Materiales	413,734	77,825	120,887	215,023
Instalación	137,704	54,134	35,107	48,463
Transporte	20,772	5,791	5,536	9,445

## 2. Costo de Operación y Mantenimiento

El costo técnico anual de operación y mantenimiento se calcula según el siguiente porcentaje:

Ítem	Factor (%)	Observaciones
Central hidroeléctrica mini	1.5	
Transmisión/distribución	2.0-2.5	Año 1 a 20

## 3. Demanda de Potencia

Con respecto a la demanda de potencia, se adoptaron los siguientes valores en el Capítulo III-3.5.1. El número de conexiones no domésticas se calcula con el siguiente supuesto del volumen de energía mensual por usuario.

	Demanda Total (% de la demanda doméstica)	kWh mensual /mes/usuario	Conexión (año 1 al 20)
Doméstico		15	452~600
Comercial	10	45	15~20
Pequeña industria	10	150	5~8
Alumbrado público	5		
Otros usos	10	75	9~10
Reserva	15		

## 4. Beneficio

### (1) Beneficio Económico

El Beneficio Económico son los ingresos por las ventas de electricidad. Con el fin de evitar un estimado excesivo, se adopta el precio unitario se calcula de la tarifa eléctrica (BTB5), de fecha 1 de febrero del 2008, Pliego Cajamarca Rural, por Hidrandina, el cual suministra a Cajamarca.

Objetivo	Potencia	Energía	Precio
Doméstico	1.30	0.2208	0.126
Comercial	1.33	0.4522	0.074
Industrial	1.33	0.4522	0.189
Otros usos	1.33	0.4522	0.119
Alumbrado público		0.3684	0.151

## (2) Beneficio Social

El Beneficio Social se obtiene de los datos de los “Beneficios Económicos de la Electricidad en Áreas Rurales del Perú” (NRECA, 1999). Se adopta el 80% de los siguientes valores.

Área	Sierra
Iluminación	US\$ 158.40/año $\times 0.8 = 126.72$
Radio y TV	US\$ 60.48/año $\times 0.8 = 48.38$
Otros	US\$ 0.15109/kWh $\times 0.8 = 0.12087$

### III-3.7.4 Alternativa 2 (Proyecto de Extensión de Redes)

#### 1. Inversión Inicial

El siguiente es el desglose del costo de las líneas de distribución y transmisión requerido para la ampliación de redes:

**Cuadro III-3.7.4-1 Inversión Inicial**

Ítem	Total	Línea Primaria	(US\$)	
			Red Primaria	Red Secundaria
Materiales	430,118	94,209	120,887	215,023
Instalación	149,101	65,531	35,107	48,463
Transporte	21,991	7,011	5,536	9,445
IGV	114,230	31,683	30,691	51,857
<b>TOTAL</b>	<b>715,440</b>	<b>198,433</b>	<b>192,221</b>	<b>324,787</b>

#### 2. Costo de Operación y Mantenimiento

El costo de operación técnica y mantenimiento se calcula con el siguiente porcentaje:

Ítem	Factor (%)	Observaciones
Transmisión/distribución	2.0-2.5	Año 1 al 20

Se utilizó el precio unitario calculado del parámetro de la tarifa eléctrica para media tensión (MT-2) de fecha 1 de febrero del 2008, Pliego Cajamarca Rural, por Hidrandina, el cual abastece a Cajamarca, para calcular el costo de compra de electricidad.

Precio Ponderado de la Energía en Barra en Media Tensión – Febrero 2008		
Potencia en Hora Punta	S/./kW-month	26.63
Energía en Hora Punta	ctm. S/./kWh	14.13
Energía en Horas Fuera de Punta	ctm. S/./kWh	11.80
Factor de Ponderación		0.283
Precio Ponderado de la Energía en Barra equivalente de Media Tensión	ctm. S/./kWh	<b>12.46</b>
	US\$	0.043

(Precio que incluye IGV: 0.0513)



### 3. Demanda de Energía

Se utilizó el mismo volumen que para la Alternativa 1.

### 4. Beneficio

Se utilizó el mismo beneficio que para la Alternativa 1.

#### III-3.7.5 Evaluación

Se espera un mayor beneficio con la electrificación con el proyecto hidroeléctrico que con extensión de redes. Sin embargo, en ambos casos se tienen bajas TIR, en comparación con los criterios del 11% establecido por el SNIP.

Eso no dirige directamente al rechazo de la implementación del proyecto de Yerba Buena. Se hace necesario determinar el método más apropiado de electrificación por re-estimar los beneficios sociales a través de estudio más detallado en el área de proyecto en la siguiente etapa del estudio.

(US\$)		
	Alternativa 1	Alternativa 2
VAN (TIR)	-918,259 (-22.8%)	-883,348 (n.a.)
VANS (TIR)	-37,847 (10.2%)	-46,422 (10.0%)

#### III-3.7.6 Análisis de Sensibilidad

Con respecto al análisis de sensibilidad, se verifican los siguientes ítems para observar la variación del valor actual neto del Proyecto.

Ítem	Contenido
(1) Costo de inversión	Incremento del 10%, disminución del 10%,
(2) Ingresos	Incremento del 10%, disminución del 10%
(3) Beneficio social	Incremento del 10%, disminución del 10%

#### 1. Costo de Inversión

(US\$)			
		Alternativa 1	
		NPV	SNPV
Caso Base	10%	-1,021,244	-116,787
	0%	-918,259	-37,847
	-10%	-815,273	41,093

#### 2. Ingresos por Venta de Electricidad

(US\$)			
		Alternativa 1	
		NPV	SNPV
Caso Base	10%	-906,791	-37,847
	0%	-815,273	-37,847
	-10%	-929,726	-37,847

**3. Beneficio Social**

		(US\$)	
		<b>Alternativa 1</b>	
		<b>NPV</b>	<b>SNPV</b>
	10%	-815,273	37,633
Caso Base	0%	-815,273	-37,847
	-10%	-815,273	-113,327

Como resultado del análisis de sensibilidad, se ha determinado que el cambio en los ingresos por la venta de potencia tiene un impacto mayor que en el costo de inversión con respecto al VAN. Por otro lado, el impacto por el cambio en el costo de inversión es mayor que en el beneficio social. Sin embargo, el VANS y VAN muestran valores negativos en casi todos los casos. Sin embargo, no es conveniente rechazar la implementación de proyectos sólo a partir de este estudio, sino que es importante estimar el costo de construcción y el beneficio social en base a estudios más precisos en Yerba Buena en la siguiente etapa del estudio.

**Cuadro III-3.7-1 Costos Incrementales para Cada Alternativa (Costo Privado) – Alternativa 1**

R U B R O	P E R I O D O																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>A) COSTO DE INVERSION</b>																					
<b>1. Intangibles</b>																					
Engineering cost	16,758																				
Costo de medio ambiente	859																				
IGV [19%]	3,347																				
<b>2. Construccion</b>																					
<b>1) Obras Civiles</b>	135,566																				
- Suministro de Equipos, Materiales, etc.	106,289																				
Origen Nacional	106,289																				
Origen Importado	0																				
- Montaje	0																				
M.O. Calificado	0																				
M.O. No Calificado	0																				
- Transporte	7,632																				
- IGV [19%]	21,645																				
<b>2) Obras Electromecanicas</b>	62,832																				
- Suministro de Equipos, Materiales, etc.	40,128																				
Origen Nacional	0																				
Origen Importado	40,128																				
- Montaje Electromecanico	12,672																				
M.O. Calificado	8,870																				
M.O. No Calificado	3,802																				
- Transporte	0																				
- IGV [19%]	10,032																				
<b>3) Instalacion de Lineas y Redes</b>	680,930																				
- Suministro de Equipos, Materiales, etc.	413,734																				
Origen Nacional	171,683																				
Origen Importado	242,052																				
- Montaje Electromecanico	137,704																				
M.O. Calificado	96,393																				
M.O. No Calificado	41,311																				
- Transporte	20,772																				
- IGV [19%]	108,720																				
<b>4) Imprevistos (con IGV)</b>	19,828																				
<b>5) Subtotal inversion</b>	899,156	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>B) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO</b>																					
Central hidroelectrica	0	2,386	2,386	2,386	2,386	2,386	2,386	2,386	2,386	2,386	2,386	2,386	2,386	2,386	2,386	2,386	2,386	2,386	2,386	2,386	2,386
Lineas / Redes Distribucion	0	11,444	11,579	11,716	11,855	11,995	12,136	12,280	12,425	12,572	12,720	12,870	13,022	13,176	13,332	13,489	13,649	13,810	13,973	14,138	14,305
Operacion de servicios electricos	500	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345
<b>C) TOTAL COSTOS CON PROYECTO</b>	920,620	14,176	14,311	14,448	14,586	14,726	14,868	15,011	15,156	15,303	15,451	15,602	15,754	15,908	16,063	16,221	16,380	16,541	16,704	16,870	17,037
<b>D) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO SIN PROYECTO</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>E) TOTAL COSTOS INCREMENTALES</b>	920,620	14,176	14,311	14,448	14,586	14,726	14,868	15,011	15,156	15,303	15,451	15,602	15,754	15,908	16,063	16,221	16,380	16,541	16,704	16,870	17,037

**Cuadro III-3.7-2 Costos Incrementales para Cada Alternativa (Costo Social) – Alternativa 1**

R U B R O	P E R I O D O																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>A) COSTO DE INVERSION</b>																					
<b>1. Intangibles</b>																					
Engineering cost	1.00	16,758																			
Costo de medio ambiente	1.00	859																			
IGV [19%]	0.00	0																			
<b>2. Construccion</b>																					
1) Obras Civiles		113,921																			
- Suministro de Equipos, Materiales, etc.		106,289																			
Origen Nacional	1.00	106,289																			
Origen Importado	0.90	0																			
- Montaje Electromecanico		0																			
M.O. Calificado	0.87	0																			
M.O. No Calificado	0.41	0																			
- Transporte	1.00	7,632																			
- IGV [19%]	0.00	0																			
2) Obras Electromecanicas		45,391																			
- Suministro de Equipos, Materiales, etc.		36,115																			
Origen Nacional	1.00	0																			
Origen Importado	0.90	36,115																			
- Montaje Electromecanico		9,276																			
M.O. Calificado	0.87	7,717																			
M.O. No Calificado	0.41	1,559																			
- Transporte	1.00	0																			
- IGV [19%]	0.00	0																			
3) Instalacion de Lineas y Redes		511,100																			
- Suministro de Equipos, Materiales y Servidumbre		389,529																			
Origen Nacional	1.00	171,683																			
Origen Importado	0.90	217,846																			
- Montaje Electromecanico		100,799																			
M.O. Calificado	0.87	83,862																			
M.O. No Calificado	0.41	16,938																			
- Transporte	1.00	20,772																			
- IGV [19%]	0.00	0																			
4) Imprevistos (sin IGV)	1.00	16,662																			
5) Subtotal inversion		687,074																			
<b>B) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO</b>																					
Cental hidroelectrica		0	2,275	2,275	2,275	2,275	2,275	2,275	2,275	2,275	2,275	2,275	2,275	2,275	2,275	2,275	2,275	2,275	2,275	2,275	2,275
Lineas / Redes Distribucion		0	9,807	9,922	10,040	10,158	10,278	10,400	10,523	10,647	10,773	10,900	11,029	11,159	11,291	11,424	11,559	11,696	11,834	11,974	12,115
Operacion de servicios electricos	1.00	500	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345
<b>C) TOTAL COSTOS CON PROYECTO</b>		687,574	12,427	12,543	12,660	12,778	12,898	13,020	13,143	13,267	13,393	13,520	13,649	13,779	13,911	14,044	14,179	14,316	14,454	14,594	14,735
<b>D) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO SIN PROYECTO</b>		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>E) TOTAL COSTOS INCREMENTALES</b>		687,574	12,427	12,543	12,660	12,778	12,898	13,020	13,143	13,267	13,393	13,520	13,649	13,779	13,911	14,044	14,179	14,316	14,454	14,594	14,735

**Cuadro III-3.7-3 Costos Incrementales para Cada Alternativa (Costo Privado) - Alternativa 2**

R U B R O	P E R I O D O																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>A) COSTO DE INVERSION</b>																					
<b>1. Intangibles</b>																					
Engineering cost (17%)	121,625																				
<b>2. Construccion</b>																					
1) Instalacion de Lineas y Redes	715,440																				
- Suministro de Equipos, Materiales y Servidumbre	430,118																				
Origen Nacional	176,598																				
Origen Importado	253,520																				
- Montaje Electromecanico	149,101																				
M.O. Calificado	104,371																				
M.O. No Calificado	44,730																				
- Transporte	21,991																				
- IGV [19%]	114,230																				
2) Subtotal inversion	715,440	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>B) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO</b>																					
Compra de Energia	0	5,619	5,703	5,788	5,875	5,963	6,053	6,144	6,236	6,329	6,424	6,521	6,618	6,718	6,818	6,921	7,025	7,130	7,237	7,345	7,456
Lineas / Redes Distribucion	0	14,309	14,478	14,649	14,822	14,997	15,174	15,353	15,535	15,718	15,904	16,092	16,282	16,474	16,669	16,866	17,065	17,267	17,471	17,677	17,886
<b>C) TOTAL COSTOS CON PROYECTO</b>	837,065	19,927	20,181	20,437	20,697	20,960	21,227	21,497	21,771	22,048	22,328	22,613	22,900	23,192	23,487	23,787	24,090	24,397	24,708	25,023	25,342
<b>D) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO SIN PROYECTO</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>E) TOTAL COSTOS INCREMENTAL</b>	837,065	19,927	20,181	20,437	20,697	20,960	21,227	21,497	21,771	22,048	22,328	22,613	22,900	23,192	23,487	23,787	24,090	24,397	24,708	25,023	25,342

**Cuadro III-3.7-4 Costos Incrementales para Cada Alternativa (Costo Social) - Alternativa 2**

RUBRO		PERIODO																				
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>A) COSTO DE INVERSION</b>																						
<b>1. Intangibles</b>																						
Engineering cost (17%) sin IGV	1.00	102,206																				
<b>2. Construccion</b>																						
1) Instalacion de Lineas y Redes		561,251																				
- Suministro de Equipos, Materiales y Servidumbre		430,118																				
Origen Nacional	1.00	176,598																				
Origen Importado	0.90	228,168																				
- Montaje Electromecanico		109,142																				
M.O. Calificado	0.87	90,802																				
M.O. No Calificado	0.41	18,339																				
- Transporte	1.00	21,991																				
- IGV [19%]	0.00	0																				
5) Subtotal inversion		561,251	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>B) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO</b>																						
Compra de Energia (sin IGV)	0.84	0	4,722	4,792	4,864	4,937	5,011	5,086	5,163	5,240	5,319	5,399	5,480	5,562	5,645	5,730	5,816	5,903	5,992	6,081	6,173	6,265
Lineas / Redes Distribucion		0	11,225	11,358	11,492	11,628	11,765	11,904	12,045	12,187	12,331	12,476	12,624	12,773	12,924	13,077	13,231	13,387	13,546	13,706	13,867	14,031
<b>C) TOTAL COSTOS CON PROYECTO</b>		663,457	15,947	16,150	16,356	16,565	16,776	16,990	17,207	17,427	17,650	17,875	18,103	18,335	18,569	18,806	19,047	19,290	19,537	19,787	20,040	20,296
<b>D) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO SIN PROYECTO</b>		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>E) TOTAL COSTOS INCREMENTALES</b>		663,457	15,947	16,150	16,356	16,565	16,776	16,990	17,207	17,427	17,650	17,875	18,103	18,335	18,569	18,806	19,047	19,290	19,537	19,787	20,040	20,296

**Cuadro III-3.7-5 Análisis General de la Demanda**

a) Variables importantes	Supuesto	Fuentes de Información
Crecimiento anual de la población	: 1.5%	Mision
Porcentaje de abonados domésticos	: 80%	Inspecciones de campo.
Porcentaje de pérdidas de energía (en BT y MT)	: 10%	Osinerg
Factor de carga	: 25%	Mision

**b) Proyección**

UNIDADES	AÑOS																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Número de hogares	557	565	574	582	591	600	609	618	627	637	646	656	666	676	686	696	707	717	728	739	750
Número de conexiones domesticas		452	459	466	473	480	487	495	502	509	517	525	533	541	549	557	565	574	583	591	600
Número de abonados comerciales		15	15	16	16	16	16	16	17	17	17	17	18	18	18	19	19	19	19	20	20
Número de abonados pequeñas industriales		5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	6	6	6	6	6	6
Número de abonados de otro uso		9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Consumo anual por abonado doméstico		180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180
Consumo anual por abonados comerciales		18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Consumo anual por ab. pequeñas industrias		18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Consumo anual por ab. alumbrado publico		9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Consumo anual por otro uso		18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Consumo anual de abonados domésticos		81,411	82,632	83,872	85,130	86,407	87,703	89,018	90,354	91,709	93,085	94,481	95,898	97,337	98,797	100,279	101,783	103,310	104,859	106,432	108,029
Consumo anual de abonados comerciales		8,141	8,263	8,387	8,513	8,641	8,770	8,902	9,035	9,171	9,308	9,448	9,590	9,734	9,880	10,028	10,178	10,331	10,486	10,643	10,803
Consumo anual de peq. Industrial		8,141	8,263	8,387	8,513	8,641	8,770	8,902	9,035	9,171	9,308	9,448	9,590	9,734	9,880	10,028	10,178	10,331	10,486	10,643	10,803
Consumo anual de alumbrado público		4,071	4,132	4,194	4,256	4,320	4,385	4,451	4,518	4,585	4,654	4,724	4,795	4,867	4,940	5,014	5,089	5,165	5,243	5,322	5,401
Consumo anual de otro uso		8,141	8,263	8,387	8,513	8,641	8,770	8,902	9,035	9,171	9,308	9,448	9,590	9,734	9,880	10,028	10,178	10,331	10,486	10,643	10,803
Consumo total (KWh)		109,905	111,554	113,227	114,925	116,649	118,399	120,175	121,978	123,807	125,664	127,549	129,462	131,404	133,375	135,376	137,407	139,468	141,560	143,683	145,839
Pérdidas de energía (MT y BT)		10,991	11,155	11,323	11,493	11,665	11,840	12,017	12,198	12,381	12,566	12,755	12,946	13,140	13,338	13,538	13,741	13,947	14,156	14,368	14,584
Energía al ingreso del sistema (KWh)		120,896	122,709	124,550	126,418	128,314	130,239	132,192	134,175	136,188	138,231	140,304	142,409	144,545	146,713	148,914	151,147	153,415	155,716	158,052	160,422
Factor de carga		25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
Potencia al ingreso del sistema (KW)		<b>55.20</b>	<b>56.03</b>	<b>56.87</b>	<b>57.73</b>	<b>58.59</b>	<b>59.47</b>	<b>60.36</b>	<b>61.27</b>	<b>62.19</b>	<b>63.12</b>	<b>64.07</b>	<b>65.03</b>	<b>66.00</b>	<b>66.99</b>	<b>68.00</b>	<b>69.02</b>	<b>70.05</b>	<b>71.10</b>	<b>72.17</b>	<b>73.25</b>

**Cuadro III-3.7-6 Beneficios Incrementales para Cada Alternativa (Precios Privados) - Alternativa 1**

	PERIODO / PERIOD																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>1.- Situación con Proyecto / With Project</b>																					
Venta de energía / Energy Sales																					
- domésticos / domestic		10,271	10,425	10,582	10,741	10,902	11,065	11,231	11,400	11,571	11,744	11,920	12,099	12,281	12,465	12,652	12,842	13,034	13,230	13,428	13,630
- comerciales / commercial		602	611	620	630	639	649	659	668	678	689	699	709	720	731	742	753	764	776	787	799
- pequeño Industrial / small industry		1,540	1,563	1,587	1,611	1,635	1,659	1,684	1,709	1,735	1,761	1,788	1,814	1,842	1,869	1,897	1,926	1,955	1,984	2,014	2,044
- uso general / general use		966	980	995	1,010	1,025	1,040	1,056	1,072	1,088	1,104	1,121	1,137	1,155	1,172	1,189	1,207	1,225	1,244	1,262	1,281
- alumbrado público / public lighting		615	625	634	643	653	663	673	683	693	704	714	725	736	747	758	769	781	793	804	817
Subtotal ventas de energía / Subtotal energy sales		13,995	14,205	14,418	14,634	14,854	15,077	15,303	15,532	15,765	16,002	16,242	16,485	16,733	16,984	17,238	17,497	17,759	18,026	18,296	18,571
<b>2.- Situación sin Proyecto / Without Project</b>																					
Beneficios sin proyecto / Benefit without project		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>3.- Beneficios Incrementales (1) - (2) / Incremental Benefit</b>																					
Total ventas de energía / Total energy sales		13,995	14,205	14,418	14,634	14,854	15,077	15,303	15,532	15,765	16,002	16,242	16,485	16,733	16,984	17,238	17,497	17,759	18,026	18,296	18,571
<b>Variables importantes: (Important variables)</b>																					
1. Tarifa de venta de energía / Energy sale tariff																					
- doméstico / domestic	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126
- comerciales / commercial	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074
- industriales y otros / industry and others	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189
- otros / others	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119
- alumbrado / public lighting	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151
2. Período de depreciación (años) / Depreciation (year)																					
Ob. Civiles / Civil works	40																				
Electromecánico / Electromechanical	20																				
3. Tasa de impuesto a la renta (Income tax rate)	30%																				
<b>Estado de pérdidas y ganancias: Profit and Loss Statement</b>																					
1. Total ventas de energía / Total energy sales		13,995	14,205	14,418	14,634	14,854	15,077	15,303	15,532	15,765	16,002	16,242	16,485	16,733	16,984	17,238	17,497	17,759	18,026	18,296	18,571
2. Compra de energía / Energy purchase		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3. Otros costos de O&M / O&M cost		-14,176	-14,311	-14,448	-14,586	-14,726	-14,868	-15,011	-15,156	-15,303	-15,451	-15,602	-15,754	-15,908	-16,063	-16,221	-16,380	-16,541	-16,704	-16,870	-17,037
4. Depreciación Obras civiles / Civil works		-2,657	-2,657	-2,657	-2,657	-2,657	-2,657	-2,657	-2,657	-2,657	-2,657	-2,657	-2,657	-2,657	-2,657	-2,657	-2,657	-2,657	-2,657	-2,657	-2,657
Electromecánico / Electromecha.		-22,693	-22,693	-22,693	-22,693	-22,693	-22,693	-22,693	-22,693	-22,693	-22,693	-22,693	-22,693	-22,693	-22,693	-22,693	-22,693	-22,693	-22,693	-22,693	-22,693
5. Utilidad antes de impuestos / Profit before tax		-25,531	-25,456	-25,380	-25,302	-25,223	-25,141	-25,059	-24,974	-24,888	-24,800	-24,710	-24,619	-24,525	-24,430	-24,333	-24,233	-24,132	-24,029	-23,924	-23,816
6. Impuesto a la renta (solamente cuando hay incremento de utilidades) Income tax		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



**Cuadro III-3.7-7 Beneficios Incrementales para Cada Alternativa (Precios Privados) - Alternativa 2**

	PERIODO / PERIOD																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>1.- Situación con Proyecto / With Project</b>																					
Venta de energía																					
- domésticos / domestic	10,271	10,425	10,582	10,741	10,902	11,065	11,231	11,400	11,571	11,744	11,920	12,099	12,281	12,465	12,652	12,842	13,034	13,230	13,428	13,630	
- comerciales / commercial	602	611	620	630	639	649	659	668	678	689	699	709	720	731	742	753	764	776	787	799	
- pequeña Industrial / small industrial	1,540	1,563	1,587	1,611	1,635	1,659	1,684	1,709	1,735	1,761	1,788	1,814	1,842	1,869	1,897	1,926	1,955	1,984	2,014	2,044	
- uso general / general use	966	980	995	1,010	1,025	1,040	1,056	1,072	1,088	1,104	1,121	1,137	1,155	1,172	1,189	1,207	1,225	1,244	1,262	1,281	
- alumbrado público / public lighting	615	625	634	643	653	663	673	683	693	704	714	725	736	747	758	769	781	793	804	817	
Subtotal	13,995	14,205	14,418	14,634	14,854	15,077	15,303	15,532	15,765	16,002	16,242	16,485	16,733	16,984	17,238	17,497	17,759	18,026	18,296	18,571	
<b>2.- Situación sin Proyecto</b>																					
Beneficios sin proyecto / Benefit without project	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>3.- Beneficios Incrementales (1) - (2) / Incremental Benefit</b>																					
Total ventas de energía (Total energy sales)	13,995	14,205	14,418	14,634	14,854	15,077	15,303	15,532	15,765	16,002	16,242	16,485	16,733	16,984	17,238	17,497	17,759	18,026	18,296	18,571	
<b>Variables importantes:</b>																					
<b>(Important variables)</b>																					
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1. Tarifa de venta de energía / Energy sale tariff																					
- domestico / domestic	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126
- comerciales / commercial	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074	0.074
- industriales y otros / industry and others	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189	0.189
- otros / others	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119	0.119
- alumbrado / public lighting	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151
2. Período de depreciación (años) (Depreciation period – years)	20																				
3. Tasa de impuesto a la renta (income tax rate)	30%																				
<b>Estado de pérdidas y ganancias:</b>																					
<b>(Profit and Loss Statement)</b>																					
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1. Total ventas de energía / Total energy sales	0	13,995	14,205	14,418	14,634	14,854	15,077	15,303	15,532	15,765	16,002	16,242	16,485	16,733	16,984	17,238	17,497	17,759	18,026	18,296	18,571
2. Compra de energía Energy purchase	0	-5,619	-5,703	-5,788	-5,875	-5,963	-6,053	-6,144	-6,236	-6,329	-6,424	-6,521	-6,618	-6,718	-6,818	-6,921	-7,025	-7,130	-7,237	-7,345	-7,456
3. Otros costos de OyM/ O&M cost	0	-14,309	-14,478	-14,649	-14,822	-14,997	-15,174	-15,353	-15,535	-15,718	-15,904	-16,092	-16,282	-16,474	-16,669	-16,866	-17,065	-17,267	-17,471	-17,677	-17,886
4. Depreciación / Depreciation	0	-21,506	-21,506	-21,506	-21,506	-21,506	-21,506	-21,506	-21,506	-21,506	-21,506	-21,506	-21,506	-21,506	-21,506	-21,506	-21,506	-21,506	-21,506	-21,506	-21,506
5. Utilidad antes de impuestos / profit before tax	0	-27,438	-27,482	-27,525	-27,569	-27,613	-27,656	-27,700	-27,744	-27,788	-27,833	-27,877	-27,921	-27,965	-28,010	-28,054	-28,099	-28,143	-28,188	-28,232	-28,277
6. Impuesto a la renta (solamente cuando hay incremento de utilidades) Income tax		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

**Cuadro III-3.7-8 Beneficios Incrementales para cada Alternativa (Precio Social) – Alternativas 1 y 2**

	PERIODO / PERIOD																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>1.- Situación con Proyecto (With Project)</b>																					
Beneficio económico iluminación (Economic benefit of illumination)		60,988	61,848	62,847	63,733	64,632	65,544	66,471	67,537	68,491	69,460	70,570	71,694	72,707	73,735	75,031	76,090	77,165	78,256	79,490	80,614
Voluntad de pago por radio y televisión (Willingness to pay for radio and television)		23,286	23,615	23,996	24,334	24,678	25,026	25,380	25,787	26,151	26,521	26,945	27,374	27,761	28,153	28,648	29,053	29,463	29,880	30,351	30,780
Voluntad de pago por refrigeración (Willingness to pay for refrigeration)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Beneficio económico otros usos (Economic benefit of other uses)		1,968	1,998	2,028	2,058	2,089	2,120	2,152	2,184	2,217	2,250	2,284	2,318	2,353	2,388	2,424	2,461	2,497	2,535	2,573	2,612
Sub total beneficios económicos (Subtotal economic benefit)		86,243	87,460	88,871	90,125	91,398	92,691	94,002	95,509	96,860	98,231	99,798	101,386	102,821	104,276	106,104	107,603	109,126	110,671	112,414	114,005
<b>2.- Situación sin Proyecto (Without Project)</b>																					
Beneficio económico sin proyecto (Economic benefit without project)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>3.- Beneficios Incrementales (1) - (2) Incremental Benefit</b>																					
Beneficios económicos incrementales (Incremental economic benefit)		86,243	87,460	88,871	90,125	91,398	92,691	94,002	95,509	96,860	98,231	99,798	101,386	102,821	104,276	106,104	107,603	109,126	110,671	112,414	114,005

**Cuadro III-3.7-9 Valor Real de los Beneficios para Cada Alternativa (Precios Privados))**

	PERIODO / PERIOD																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>1.- Beneficios Incrementales - Privados / Incremental Benefit - Private</b>																					
ALTERNATIVA 1	0	13,995	14,205	14,418	14,634	14,854	15,077	15,303	15,532	15,765	16,002	16,242	16,485	16,733	16,984	17,238	17,497	17,759	18,026	18,296	18,571
ALTERNATIVA 2	0	13,995	14,205	14,418	14,634	14,854	15,077	15,303	15,532	15,765	16,002	16,242	16,485	16,733	16,984	17,238	17,497	17,759	18,026	18,296	18,571
<b>2.- Costos Incrementales - Privados / Incremental cost - Private</b>																					
ALTERNATIVA 1	920,620	14,176	14,311	14,448	14,586	14,726	14,868	15,011	15,156	15,303	15,451	15,602	15,754	15,908	16,063	16,221	16,380	16,541	16,704	16,870	17,037
ALTERNATIVA 2	837,065	19,927	20,181	20,437	20,697	20,960	21,227	21,497	21,771	22,048	22,328	22,613	22,900	23,192	23,487	23,787	24,090	24,397	24,708	25,023	25,342
<b>3.- Beneficios Netos Totales - Privados / Total net benefit -Private</b>																					
ALTERNATIVA 1	-920,620	-181	-106	-30	48	128	209	292	376	462	550	640	732	825	920	1,018	1,117	1,218	1,321	1,427	1,534
ALTERNATIVA 2	-837,065	-5,932	-5,976	-6,019	-6,063	-6,107	-6,150	-6,194	-6,238	-6,282	-6,327	-6,371	-6,415	-6,459	-6,504	-6,548	-6,593	-6,637	-6,682	-6,726	-6,771

ALTERNATIVAS	NPV	IRR
	VAN (12%)	TIR
ALTERNATIVA 1	-918,259	-22.8%
ALTERNATIVA 2	-883,348	#DIV/0!

**Cuadro III-3.7-10 Valor Actual de Beneficios para Cada Alternativa (Precio Social)**

	PERIODO / PERIOD																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>1.- Beneficios Incrementales (Incremental Benefit)</b>																					
ALTERNATIVA 1	0	86,243	87,460	88,871	90,125	91,398	92,691	94,002	95,509	96,860	98,231	99,798	101,386	102,821	104,276	106,104	107,603	109,126	110,671	112,414	114,005
ALTERNATIVA 2	0	86,243	87,460	88,871	90,125	91,398	92,691	94,002	95,509	96,860	98,231	99,798	101,386	102,821	104,276	106,104	107,603	109,126	110,671	112,414	114,005
<b>2.- Costos Incrementales (Incremental Cost)</b>																					
ALTERNATIVA 1	687,574	12,427	12,543	12,660	12,778	12,898	13,020	13,143	13,267	13,393	13,520	13,649	13,779	13,911	14,044	14,179	14,316	14,454	14,594	14,735	14,878
ALTERNATIVA 2	663,457	15,947	16,150	16,356	16,565	16,776	16,990	17,207	17,427	17,650	17,875	18,103	18,335	18,569	18,806	19,047	19,290	19,537	19,787	20,040	20,296
<b>3.- Beneficios Netos Totales (Net total benefit)</b>																					
ALTERNATIVA 1	-687,574	73,816	74,918	76,211	77,347	78,500	79,671	80,859	82,242	83,467	84,711	86,150	87,607	88,910	90,232	91,925	93,288	94,672	96,077	97,678	99,127
ALTERNATIVA 2	-663,457	70,296	71,310	72,515	73,561	74,622	75,700	76,795	78,082	79,210	80,356	81,695	83,052	84,252	85,470	87,057	88,313	89,589	90,884	92,374	93,709

ALTERNATIVAS	NPV	IRR
	VAN (11%)	TIR
ALTERNATIVA 1 (CH)	-37,847	10.2%
ALTERNATIVA 2 (PSE)	-46,442	10.0%

### III-3.8 Fijación de la Tarifa Eléctrica y Mecanismo de Fondos

#### 1. Fijación de la Tarifa Eléctrica

Existen dos tipos de sistema tarifario eléctrico: uno es el sistema de tarifa por consumo medido y el otro es el sistema de tarifa plana. En el primer caso, se realizan las siguientes acciones: instalación del medidor de electricidad, inspecciones periódicas del medidor, presentación del recibo de electricidad según el consumo de energía. Para realizar estas actividades se requiere de una persona a cargo de la inspección y del cálculo de la tarifa. Por lo tanto, sería un trabajo que requiere de tiempo y es menos efectivo, especialmente en una zona con baja densidad poblacional. Por otro lado, el sistema de tarifa plana no requiere de un procedimiento tan complicado ya que se emite el recibo de electricidad con precios constantes a los consumidores. Esto representa un ahorro en papeleo.

Ítem	Ventajas	Desventajas
Sistema de tarifa por consumo	Justo en costos compartidos	Complicado para la inspección del medidor
Sistema de tarifa plana	No requiere de inspecciones del medidor	No es justo para los pequeños consumidores

En este proyecto, se espera establecer una microempresa local, la cual será el proveedor de servicio de electricidad, como parte de un enfoque ascendente para electrificación. Por consiguiente, se puede considerar que la búsqueda de un negocio eficiente ayudaría a contribuir de manera equitativa con todos los consumidores. Desde este punto de vista, se adopta el sistema de tarifa plana en el presente estudio.

#### <Ítems para Examinación y Condiciones>

Con el fin de evaluar el nivel tarifario eléctrico, se hará referencia a los siguientes ítems. Básicamente la tarifa debe cubrir el costo de operación y mantenimiento desde el punto de vista de la sostenibilidad. También debe fijarse a un nivel accesible para la mayoría de pobladores. En el caso de que la tarifa calculada de esta manera sea muy elevada en comparación con el nivel tarifario actual, se debe considerar la aplicación de un tipo de sistema de subsidio.

- (1) Costo de operación y mantenimiento
- (2) Nivel actual de la tarifa eléctrica
- (3) Disposición de pago
- (4) Tasa de conexión

Cada ítem se verifica de la siguiente manera:

#### (1) Costo de Operación y Mantenimiento

Como en casos pasados en proyectos de electrificación rural en el país, se espera que el costo de inversión inicial sea subsidiado completamente. Por lo tanto, se hará un cálculo para establecer una

tarifa que cubra el costo de operación y mantenimiento requerido para la operación del proyecto. El costo de operación y mantenimiento consistirá de lo siguiente: (1) costo de operación y mantenimiento de la central eléctrica, (2) costo de operación y mantenimiento de las líneas de transmisión/distribución, y (3) costo de operación de la microempresa por el servicio de electricidad.

Ítem	Monto/mes (US\$)	Observaciones
(1) Costo de operación y mantenimiento de la central eléctrica	199	1.5% del costo de inversión
(2) Costo de operación y mantenimiento de las líneas de T/D	953	2.0% del costo de inversión
(3) Operación de la microempresa	29	S/.1,000 / año
<b>Total</b>	<b>1,181</b>	

## (2) Nivel Actual de la Tarifa Eléctrica

Se ha adoptado el precio unitario de la tarifa eléctrica (BTB5) de fecha 1 de febrero del 2008, Pliego Cajamarca Rural, por Hidrandina, el cual abastece a Cajamarca.

Con el consumo mensual estimado en Yerba Buena de 15 kWh/mes (para una vivienda), se calcula la tarifa mensual como se indica a continuación:

Cargo fijo : 1.30 Soles

Cargo por energía : 6.624 Soles =  $0.4416 \times 15$  kWh

Total : 7.924 Soles (con 19% IGV: 9.43 Soles)  
(Con FOSE, S/.4.61 y S/.5.49 respectivamente)

## (3) Disposición de Pago

La disposición de pago que mencionamos aquí se refiere al valor del gasto de energía actual, obtenido a través de una encuesta realizada a los pobladores como parte de un estudio social. No es un valor obtenido como “disposición de pago” en las encuestas.

**Cuadro III-3.8-1 Disposición de Pago: Yerba Buena**

(Nuevos Soles)	
Máximo	56.0
Mínimo	3.25
Promedio	21.3
Media	15.0

## (4) Tasa de Conexión

Este proyecto contempla abastecer a un 80% de las viviendas en el área objetivo. Por consiguiente, es deseable fijar una tarifa que también sea accesible para más del 80% de las viviendas. Con el fin de alcanzar este nivel, se requerirá introducir cierto sistema de subsidio.

**<Resultado de la Evaluación>**

Se ha realizado un cálculo tentativo de la tarifa eléctrica promedio requerida para recuperar el costo por el servicio de electricidad, con la condición de que la microempresa no obtenga ningún beneficio.

Como resultado, el nivel de tarifa eléctrica se calcula como sigue:

Sin subsidio para la inversión inicial	26.47 Soles
100% de subsidio para la inversión inicial	6.47 Soles

La tarifa para cubrir el costo de operación y mantenimiento para este proyecto se calcula en 6.47 Soles/mes. Si la diferencia con la tarifa eléctrica actual en el área vecina debe compensarse, el monto sería de aproximadamente 2 Soles.

Bajo la condición de que la inversión inicial sea subsidiada en su totalidad, se calculó el nivel de subsidio para recuperar el costo de operación y mantenimiento para los siguientes casos:

- 1) Valor medio : 15.00 Soles
- 2) 80% de la disposición de pago : 10.00 Soles
- 3) Tarifa de red (con FOSE) : 5.49 Soles

(unidad: Nuevos Soles)

Precio unitario/mes	Monto del subsidio	Monto anual	Observaciones
10.00	0.00	0	80% de cobertura
6.47	0.00	0	Precio base
5.49	0.98	5,316	$0.98 \times 452 \text{ viviendas} \times 12$

**2. Mecanismo de Fondos**

**(1) Costo de Construcción**

El costo de inversión inicial requerido por el proyecto deber ser obtenido del Fondo SPERAR, así como de los fondos del gobierno local (p. ej. CANON).

**(2) Costo de Capacitación**

El costo requerido para brindar capacitación para el manejo del proyecto debe ser obtenido del Fondo SPERAR.

**(3) Costo de Operación y Mantenimiento**

El costo de operación y mantenimiento básicamente debe ser asumido por el consumidor a través de una tarifa eléctrica. El costo de operación de una microempresa a ser establecida por los pobladores también debe ser cubierto por este fondo.

**(4) Subsidio**

Es indispensable el subsidio para garantizar de manera estable cierto nivel de ingresos. Por lo menos, es deseable fijar la tarifa eléctrica a un nivel similar que la del área adyacente electrificada con redes.

Para tal fin, es necesario que la microempresa se registre como una empresa de suministro de electricidad en el MEM, y solicite a OSINERGMIN una provisión de subsidio cruzado en base al FOSE.

### III-3.9 Consideraciones Sociales y Ambientales

El siguiente cuadro muestra el resultado de la investigación y contramedidas de los elementos ambientales que se supone que pudiera dar impactos en el medio ambiente natural y social en Yerba Buena.

**Cuadro III-3.9-1 Resultado de la Investigación del Medio Ambiente y Contramedidas**

Elementos Ambientales	Clasificación	Resultado de investigación	Contramedidas
Uso de las tierras y uso de recursos locales	C	La tierra diseñada para facilidades relacionadas a generación eléctrica se usa parcialmente como canal de irrigación o ganadería. La escala de construcción es muy pequeña pero la implementación del proyecto posiblemente podría causar inconveniencia al uso de habitantes.	Es necesario en la etapa de estudio de factibilidad que el implementador explique el borrador de diseño del proyecto a los habitantes y confirme el derecho de propiedad de tierra y derecho de uso, y el implementador debe formar consenso entre las partes interesadas.
Distribución desigual de los impactos adversos y beneficios	C	La gente con ingresos reducidos no podrán usar los servicios eléctricos cuando el sistema eléctrico se introduce.	El Plan Maestro propone que MEM/DPR establezca el sistema de asistencia financiera de modo que los pobres puedan usar electricidad.
Conflicto de interés entre las partes involucradas		Se anticipa que maldistribución de beneficios podría ocurrir entre los habitantes.	
Género	D	Al comienzo de electrificación por mini/micro central hidroeléctrica, se anticipa que las mujeres no podrían participar en la organización de gestión. Esto podría hacer fija la desigualdad de géneros con respecto de desarrollo social.	El Plan Maestro propone que el implementador recomiende y soporte a los habitantes para hacer las mujeres candidatas de miembros de la organización de gestión.



Elementos Ambientales	Clasificación	Resultado de investigación	Contramedidas
Uso de Agua	C	El agua a usar para generación eléctrica actualmente se usa para irrigación, así que se anticipa que la cantidad de agua de irrigación podría disminuir posiblemente al comenzar la generación eléctrica. El agua a usar para la generación eléctrica está diseñada de manera que vuelva al río dentro de Yerba Buena. Por lo tanto, el proyecto no dará impacto en las localidades aguas abajo.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El diseño de proyecto se hace dentro del límite tal que no dé impacto en la cantidad de agua de irrigación en base al resultado del aforo simplificado para cálculo de caudal hecho en el estudio de prefactibilidad. Sin embargo, el caudal varía año por año, así que es aconsejable que el implementador hace colección de datos hidrológicos de diferentes años y análisis en más detalle.</li> <li>- El implementador debe aplicar al Ministerio de Agricultura el derecho de uso de agua.</li> </ul>
Contaminación de Agua	D	Los materiales como el concreto utilizado para la construcción de centrales hidroeléctricas contienen componentes químicos. Si se desechan en el río, pueden contaminar el agua.	El implementador prepara un plan de construcción que minimice contaminación de agua. En la etapa de construcción, el implementador obligatoriamente supervise las obras de contratistas desde el punto de vista del medio ambiente.
Residuos Sólidos	D	Como no existe un marco legal para la contaminación del agua, podría producirse contaminación por polvo durante la construcción.	Aunque la escala de construcción es pequeña, el implementador debe supervisar los contratistas de manera adecuada. Y también, de caso necesario, se recomienda que MEM/DPR emita directivas administrativas a los violadores.
Ruido y Vibración	D	En las etapas de construcción y operación de mini/micro centrales hidroeléctricas, se anticipa la ocurrencia de ruido y vibración.	La capacidad de generación eléctrica de Yerba Buena es al micro-nivel de 80kW y no se anticipa ruido y vibración considerable. Sin embargo, como el sitio de construcción no está muy lejos del área residencial, el implementador debe informar el calendario de construcción a la gente en la cercanía con anticipación.
Topografía y geología	D	Construcción de facilidades para generación eléctrica (dique, bocatoma, canal de aducción 1.3km, tubería forzada 210m, casa de máquinas, etc.) modificará la topografía a lo largo del río.	El implementador debe supervisar el diseño de construcción y obras de construcción en forma adecuada para evitar erosión y otros daños.

Nota: Clasificación de evaluación

A : Impacto serio está esperado.

B : Impacto está esperado hasta cierto punto.

C : No fuerte impacto está esperado, pero hay impacto de vez en cuando.

D : Puede ocurrir impacto a nivel bajo. Se requieren más detalladas investigaciones y evaluación en la etapa de estudio de factibilidad.

Fuente: Equipo de Estudio de JICA, 2008

### III-4 Energía Hidroeléctrica Mini/Micro (Balsapuerto en la Región Loreto)

#### III-4.1 Condiciones Naturales

El emplazamiento del proyecto es Balsapuerto ubicado al suroeste de la región Loreto, cerca de la frontera con San Martín. La ciudad más cercana de Balsapuerto es Yurimaguas, ubicada a aproximadamente 50 km al este en línea recta. A pesar de que el acceso de Yurimaguas a Balsapuerto se realiza por bote (tiempo necesario: 2 días (en temporada de estiaje)) o en avioneta (tiempo necesario: 15 minutos), es imposible ingresar con vehículos ya que no se han desarrollado caminos. El emplazamiento del proyecto está ubicado a una altura de 200 m a 400 m sobre el nivel del mar, y el área circundante se encuentra en medio de montañas de una altura máxima de 1,000 m entre la Sierra y la Selva (ver Gráfico III-4.5.1-1).

**Cuadro III-4.1-1 Emplazamiento del Proyecto**

Región	: Loreto
Provincia	: Alto Amazonas
Distrito	: Balsapuerto
Poblado	: Balsapuerto, etc.

#### III-4.2 Condiciones Sociales y Económicas y Temas de Género

##### 1. Comunidad (Localidad) y Población

- Las comunidades en el Distrito de Balsapuerto están ubicadas en el Río Cachiyacu que desemboca en el Río Parapapura, luego en el Río Huallaga, uno de los afluentes del Amazonas.
- Se seleccionaron seis de estas comunidades en la cuenca como emplazamientos de planificación luego del estudio de campo a nivel de pre-factibilidad. El estudio de la comunidad fue realizado en Canoapuerto, una de las seis comunidades. La lista de las comunidades incluidas en el Estudio de campo a nivel de prefactibilidad y el número de viviendas se muestran a continuación (fuente: Censo Nacional 2007).

Canoapuerto.....	66	Nueva Luz .....	26	San Lorenzo .....	44
Balsapuerto.....	140	Buenos Aires .....	31	Nuevo Cachiyacu ....	50

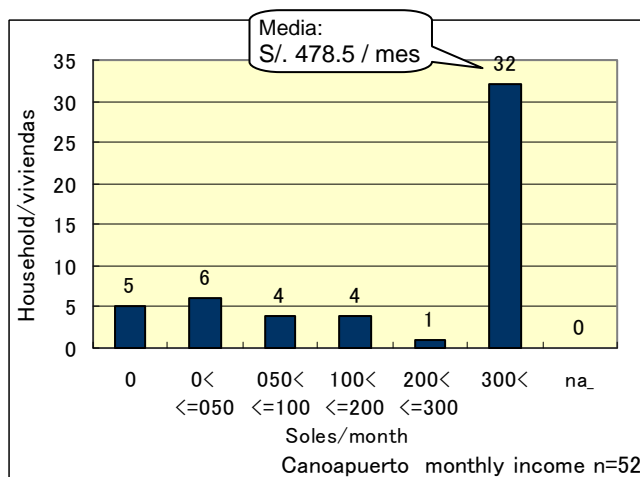
- Existe una escuela primaria, una escuela secundaria, una posta médica y un teléfono satelital que utiliza paneles solares en el poblado de Balsapuerto. Existe una escuela primaria en Canoapuerto, San Lorenzo, Nuevo Cachiyacu (con respecto a Nueva Luz y Buenos Aires, no se obtuvieron datos durante el período del Estudio de campo a nivel de prefactibilidad en vista de que no se habían decidido las comunidades objetivo).
- El transporte de la cuenca a las otras áreas es difícil y toma tiempo debido al bajo e inestable nivel del Río Cachiyacu.

- Esta área está considerada como un área nativa ocupada por el grupo étnico Chahui. El gobierno ha intervenido en las últimas dos décadas sólo en los campos de educación y salud. Ahora los niños asisten a la escuela primaria y las personas utilizan las postas médicas establecidas en Balsapuerto.
- A pesar de la asistencia reciente del gobierno, los Chahui continúan las tradiciones de sus ancestros en su vida diaria (como nutrición): no tienen intención de cambiar su estilo de vida. Los pobladores son demasiado conservadores para comer productos y frutas prohibidas por su tradición (papaya, etc.). Además, casi todas las mujeres no hablan español debido a la falta de educación pública. Por otro lado, los hombres quienes van a Yurimaguas para comercio hablan español no muy bueno pero no pueden leer ni escribir.
- Aun cuando los pobladores conocen la electricidad (en Balsapuerto y Yurimaguas), no muestran una fuerte intención de querer ser electrificados.

## **2. Industria y Principales Fuentes de Ingresos**

Las comunidades del Distrito de Balsapuerto están ubicadas en la transición entre la montaña y cuenca ribereña. Los pobladores plantan cultivos como maíz y recolectan frutas tropicales , especialmente el plátano.

- La principal fuente de ingresos de los pobladores en las comunidades rurales (a excepción de Balsapuerto) es la venta de productos agrícolas, principalmente plátano, arroz y maíz. Ellos venden estos cultivos en los mercados de Balsapuerto y Yurimaguas (la capital de la provincia). Por otro lado, la yuca constituye el principal y único alimento básico de los pobladores.
- A pesar de que algunos pobladores hablan del desempleo y la hambruna, el resultado del estudio de la comunidad indica que el ingreso de los pobladores de Canoapuerto (estimado mediante el total de ventas de productos) es el más alto entre los emplazamientos del Estudio de campo a nivel de prefectibilidad.
- Algunas personas dicen que obtienen ingresos mensuales por la venta de plátano en el mercado de Yurimaguas (para ir a este lugar se requiere de un viaje de más de dos días).
- El gobierno distrital le da oportunidad de trabajo (obras de construcción) a algunas familias desempleadas.

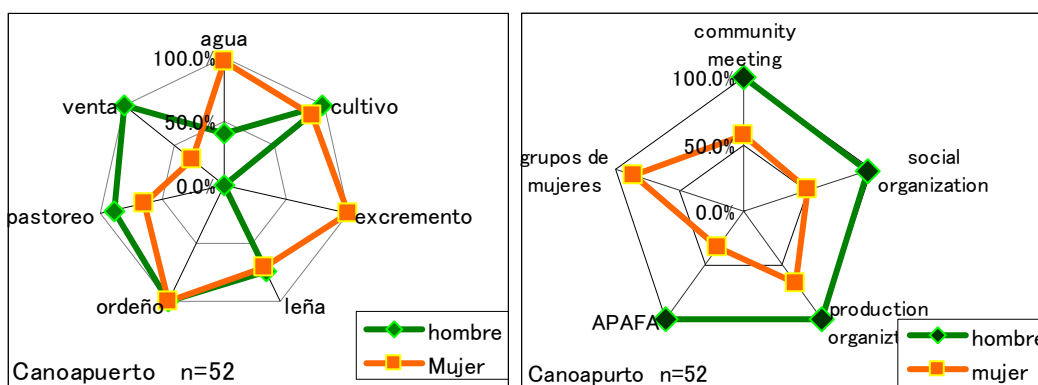


Fuente: Equipo de Estudio de JICA 2008

**Gráfico III-4.2-1 Distribución de Ingreso en Canoa Puerto (Una de las Comunidades de Balsapuerto)**

### 3. Género

A diferencia de otros emplazamientos del Estudio de campo a nivel de prefactibilidad, las comunidades en Balsapuerto muestran una división de trabajo y actividades sociales entre hombres y mujeres. El comercio es el trabajo exclusivo de hombres. De acuerdo a sus costumbres, las mujeres tienen que seguir a los hombres, no pueden manejar dinero y tienen menos derechos que los hombres en las actividades sociales y en la comunidad. Como resultado de la investigación muestra, el grado de participación de mujeres en actividades sociales es la mitad de hombres en cualquier campo, lo cual se ubica en el más bajo entre los cuatro sitios de estudio de prefactibilidad. Asimismo, la tasa de alfabetismo y el dominio del español es mucho menor en las mujeres que en los hombres.



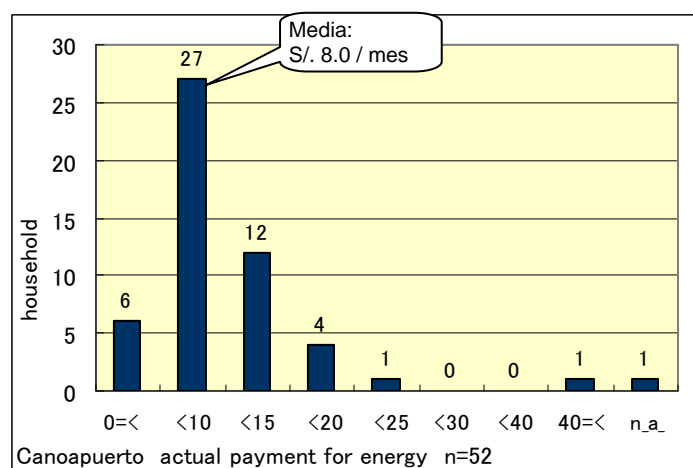
Fuente: Equipo de Estudio de JICA 2008

**Gráfico III-4.2-2 Distribución de Género en las Actividades de Subsistencia Diaria (izquierda) y Actividades Sociales (derecha)**

### III-4.3 Demanda Eléctrica y Capacidad de Pago

#### 1. Uso Real de Energía

- Los pobladores de Canoapuerto utilizan lámparas de kerosene para iluminación.
- Ningún hogar posee televisión pero el 61.5% de los hogares encuestados poseen radio.
- En la práctica, un hogar en Canoapuerto paga 8.0 Soles (en la media) por energía cada mes.



Fuente: Equipo de Estudio de JICA, 2008

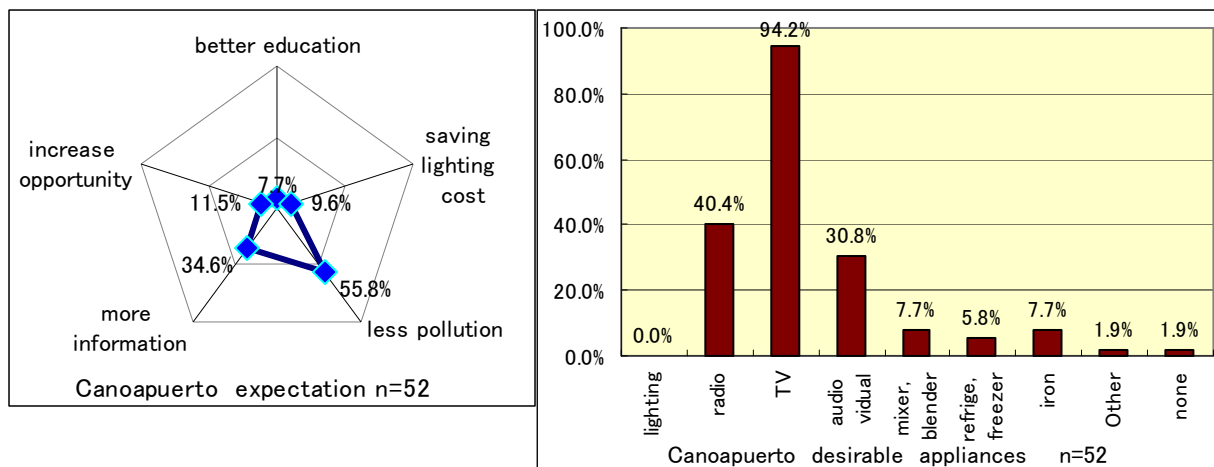
**Gráfico III-4.3-1 Pago Actual para la Energía**

#### 2. Intención de Electrificación

- El Gobierno Regional de Loreto al cual pertenece el Distrito de Balsapuerto preparó un plan de proyecto de electrificación que cubre nueve comunidades en esta área. Luego prepararon el estudio de Perfil en las comunidades y registraron el resultado en el SNIP (SNIP 56959). En agosto del 2007, solicitaron al MEM ejecutar el Estudio de Pre-Factibilidad (con implementación) y el MEM dio su aprobación.
- Un problema es que no se realizó en campo el estudio social para el estudio de Perfil (posiblemente según el procedimiento del SNIP). El estudio concluyó que los pobladores tienen capacidad de pago, pero no hizo mención de la razón de esa conclusión.
- El 44.2% de los encuestados en el estudio de la comunidad respondió que sabían lo que era la energía renovable, pero aún así, que necesitaban mayor información si se considera y compara su nivel de educación con otras “comunidades civilizadas y modernas”.
- Según la investigación de localidad, la expectativa más importante de los encuestados es la reducción de la contaminación del aire causada por las lámparas de kerosene. El mejoramiento de las condiciones de aprendizaje y la reducción del costo de energía no son consideraciones

importantes. Más del 90% de los encuestados desea comprar y ver la televisión si cuentan con electricidad.

- No hicieron mención de uso productivo de electricidad.

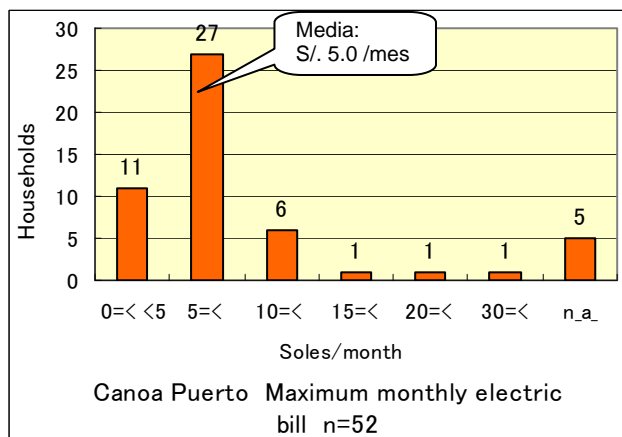


Fuente: Equipo de Estudio de JICA, 2008

**Gráfico III-4.3-2 Expectativa de Electrificación (izquierda) y Artefactos Eléctricos Deseables (derecha)**

### 3. Capacidad de Pago

- El resultado del estudio de la comunidad muestra que el monto del cargo por electricidad que algunos encuestados en Canoapuerto pueden pagar como máximo es de 5.0 Soles en la media por mes. Algunos pobladores quizás sepan que el recibo eléctrico mensual en Balsapuerto es de 8 Soles por vivienda, pero su respuesta fue menor.
- El 53.8% de los encuestados desea pagar el recibo eléctrico cada mes, mientras que el 25.0% respondió que deseaba pagar una vez al año.
- La distribución del monto accesible máximo del recibo eléctrico mensual se muestra en el Gráfico III-4.3-3.



Fuente: Equipo de Estudio de JICA, 2008

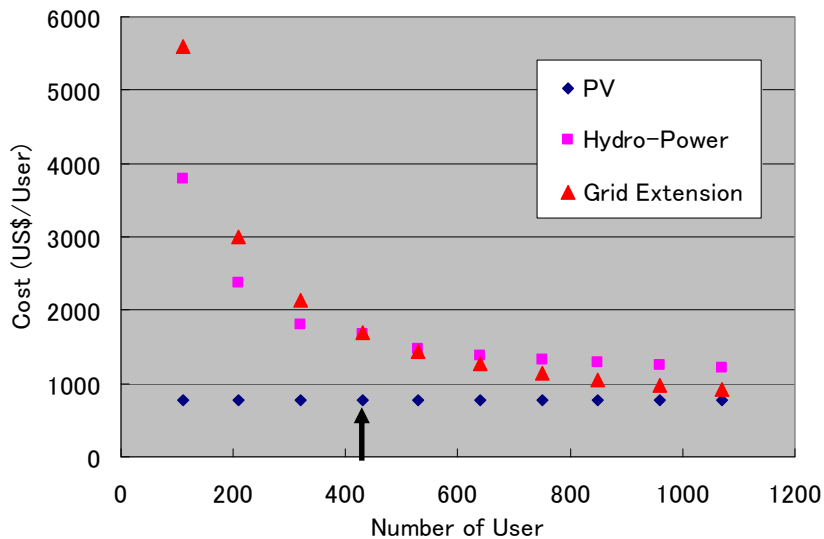
**Gráfico III-4.3-3 Monto Máximo Accesible del Recibo Eléctrico Mensual**

**III-4.4 Comparación del Monto de Inversión Inicial según el Método de Electrificación**

El equipo de estudio de JICA estudió el método de electrificación más adecuado a la ubicación, tomando como parámetro el número de viviendas. Se ha asumido lo siguiente.

<Supuesto>

[Inf. del poblado]	Número de localidades	: 14
	Número de usuarios	: 534
	Tasa de conexión	: 0.8
[Hidroeléctrica]	Líneas Primarias	: 8,100 (US\$/km)
	Redes Primarias	: 140 (US\$/Usuario)
	Redes Secundaria	: 260 (US\$/Usuario)
	Hidroeléctrica (Obras Eléctricas)	: 1,000 (US\$/kW)
	Hidroeléctrica (Obras Civiles)	: 2,000 (US\$/kW)
	Longitud de Líneas Primarias	: 37.28 (km)
[Fotovoltaica]	FV	: 780 (US\$/Usuario)
[Ampliación de redes]	Longitud de Líneas Primarias del final de la Red Existente	: 31.25 (km)



**Gráfico III-4.4-1 Comparación del Monto de Inversión Inicial según el Método de Electrificación (4)**

Se tiene como objetivo electrificar 427 viviendas en esta ubicación (Viviendas: 534, Tasa objetivo 0.8). Como muestra el Gráfico III-4.4-1, el sistema FV es más preferible que el proyecto hidroeléctrico y la ampliación de redes como método de electrificación en términos del monto de inversión inicial.

Asimismo, para decidir el método más adecuado de electrificación no sólo se debe estudiar el monto de inversión inicial sino también los gastos de operación y mantenimiento, el uso eléctrico futuro de manera productiva, y el desarrollo socio-económico futuro en esta ubicación.

### III-4.5 Diseño y Costos

#### III-4.5.1 Diseño

##### 1. Poblados Objetivo

Los poblados objetivo son principalmente Balsapuerto y los 13 poblados vecinos que no cuentan con planes de ampliación de redes. El Cuadro III-4.5.1-1 muestra los poblados y el número de viviendas objetivo. Los datos sobre el número de viviendas son los datos del GIS de la DPR y los datos del censo del 2007 obtenidos de la visita a campo (ver Cuadro III-4.5.1-1). Estos últimos son los datos anteriores y se adoptarán los primeros en caso no existan estos últimos.

**Cuadro III-4.5.1-1 Poblados Objetivo y Número de Viviendas**

No.	ID	Región	Provincia	Distrito	Poblados	Vivienda	
						DPR (GIS)	Censo 2007
1	1602020001	Loreto	Alto Amazonas	Balsapuerto	Balsapuerto	94	140
2	1602020075	Loreto	Alto Amazonas	Balsapuerto	Canoa Puerto	61	66
3	1602020071	Loreto	Alto Amazonas	Balsapuerto	Nueva Luz	40	26
4	1602020072	Loreto	Alto Amazonas	Balsapuerto	Puerto Libre	37	16
5	1602020048	Loreto	Alto Amazonas	Balsapuerto	Monte Alegre	28	19
6	1602020029	Loreto	Alto Amazonas	Balsapuerto	Nueva Esperanza	56	59
7	1602020064	Loreto	Alto Amazonas	Balsapuerto	Buenos Aires	12	31
8	1602020066	Loreto	Alto Amazonas	Balsapuerto	Nuevo Jerusalem	14	10
9	1602020070	Loreto	Alto Amazonas	Balsapuerto	San Marcos	14	-
10	1602020047	Loreto	Alto Amazonas	Balsapuerto	Santa Clara	42	26
11	1602020060	Loreto	Alto Amazonas	Balsapuerto	Nuevo Cachiyacu	35	50
12	1602020046	Loreto	Alto Amazonas	Balsapuerto	Nueva Reforma	38	19
13	1602020065	Loreto	Alto Amazonas	Balsapuerto	San Lorenzo	7	44
14	1602020078	Loreto	Alto Amazonas	Balsapuerto	Nueva Zaramiriza	9	14
<b>Total</b>						<b>534 (357)</b>	

Números en paréntesis: Número de viviendas en la primera etapa.

El desarrollo de esta central hidroeléctrica está planificado en dos etapas ya que existen pocas viviendas en los poblados vecinos dependiendo de la distancia de Balsapuerto y la disposición de pago que, según la inspección de campo, es reducida. En consecuencia, los poblados objetivo fueron seleccionados, incluyendo Balsapuerto, en base a los siguientes conceptos:

Primera etapa: A pesar de que Balsapuerto, los poblados vecinos y los poblados cerca de la casa de máquinas están incluidos en el presente plan, algunos de los poblados con pocas viviendas no lo están. En consecuencia, se seleccionaron 3 poblados cerca de Balsapuerto (de color verde) y 3 poblados cerca de la casa de máquinas (de color



amarillo). Sin embargo, no se seleccionaron 4 poblados (de color rojo) en base a los criterios arriba mencionados debido a su reducido número de viviendas.

Segunda etapa: Se realizará la extensión de las líneas de distribución exceptuando los poblados objetivo de la primera etapa y la instalación de una turbina y de un generador.

## 2. Parámetros del Proyecto

Este proyecto consiste en construir un vertedero y una bocatoma en Buen Paso, el cual confluye con el río Cachiyacu. Las aguas del río serán conducidas 1.9 km desde la bocatoma a 1.9 km aguas abajo, para luego participar de la generación eléctrica con el salto de aproximadamente 120 m. Los parámetros del proyecto se muestran en el Cuadro III-4.5.1-2. Ya que el volumen de agua es  $0.056 \text{ m}^3/\text{s}$  con una capacidad de 50 kW en la primera etapa, y de  $0.090 \text{ m}^3/\text{s}$  con una capacidad de 80 kW en la segunda etapa, se requerirá la ampliación de las líneas de transmisión y distribución y la instalación de una turbina y generador (30 kW) en la segunda etapa.

**Cuadro III-4.5.1-2 Parámetros del Proyecto**

Área de Captación	: 26.5 km <sup>2</sup>
Nombre del río	: Buen Paso
Longitud del canal	: 1.9 km
Longitud del conducto forzado	: 145 m
Bocatoma	: E.L 425 m
Conducto de descarga	: E.L 300 m
Caída Bruta (Caída Efectiva)	: 12 m (121.7 m)
Descarga	: $0.090 \text{ m}^3/\text{s}$ 1ra etapa: $0.056 \text{ m}^3/\text{s}$
Capacidad Instalada	: 80 kW 1ra etapa: 50 kW

## 3. Demanda Eléctrica

### (1) Demanda General

La demanda eléctrica en este proyecto se estimó bajo las siguientes condiciones. En primer lugar, se asumió una demanda eléctrica/mes/vivienda de 15 kWh, y luego se asignó una demanda comercial a restaurantes, tiendas y pequeñas industrias y alumbrado público en base a la demanda doméstica (15 kWh/mes/vivienda).

Este valor equivale a  $40 \text{ W} \times 2$  focos (6 horas),  $20 \text{ W} \times 1$  radio (4 horas) en un día. Se asumió una tasa de crecimiento poblacional de 20 años de 1.5%/año, y una tasa de conexión a las líneas de distribución de 80% considerando las viviendas existentes alejadas de las líneas de distribución. Asimismo, se asumió un factor de planta del 25% correspondiente a 6 horas/día ya que se espera que la demanda pico esté comprendida por la iluminación y la radio durante las noches.

### 1) Segunda Etapa (para todos los centros poblados)

A continuación se asume la condición estimada de la demanda eléctrica en la segunda etapa.

**Cuadro III-4.5.1-3 Condición Estimada de la Demanda Eléctrica**

(a) Número de viviendas	: 534
(b) Demanda eléctrica/vivienda	: 15 kWh/ mes
(c) Demanda comercial (restaurantes, tiendas, etc.)	: 10% de la demanda eléctrica total de las viviendas
(d) Demanda de pequeñas industrias	: 10% de la demanda eléctrica total de las viviendas
(e) Alumbrado público	: 5% de la demanda eléctrica total de las viviendas
(f) Otros (establecimientos públicos)	: 10% de la demanda eléctrica total de las viviendas
(g) Respaldo	: 15% de la demanda eléctrica total de las viviendas
(h) Pérdida de transmisión y distribución	: 10% de [(c) + (d) + (e) + (f) + (g)]
(i) Tasa de crecimiento poblacional (20 años)	: 1.5%
(j) Tasa de conexión (Pico)	: 80%
(k) Factor de planta	: 25%

En el siguiente cuadro se muestra la capacidad necesaria estimada en base a las condiciones arriba mencionadas.

**Cuadro III-4.5.1-4 Estimación de la Capacidad Necesaria**

(a) Número de viviendas objetivo (luego de 20 años)	: $0.8 \times 534 \times (1 + 0.015)^{20} \cong 575$ usuarios
(b) Demanda eléctrica total de las viviendas (kW)	: $P = \frac{E}{t \times f_c} = \frac{15 \times 575 \times 12}{8,760 \times 0.25} = 47.3$ $E = P \times t \times f_c$ $E = \text{Energía}, t = \text{Tiempo}, f_c = \text{factor de carga}$
(c) Demanda comercial (restaurantes, tiendas, etc.) (kW)	: $P \times 0.10 = 47.3 \times 0.10 = 4.73$
(d) Demanda de pequeñas industrias (kW)	: $P \times 0.10 = 47.3 \times 0.10 = 4.73$
(e) Alumbrado público (kW)	: $P \times 0.05 = 47.3 \times 0.05 = 2.37$
(f) Otros (kW)	: $P \times 0.10 = 47.3 \times 0.10 = 4.73$
(g) Respaldo (kW)	: $P \times 0.15 = 47.3 \times 0.15 = 7.10$
(h) Sub-total (kW)	: (b) + (c) + (d) + (e) + (f) + (g) = 70.96
(i) Pérdida de transmisión y distribución (kW)	: (h) $\times 0.10 = 70.96 \times 0.10 = 7.10$
<b>Total</b>	: (b) + (c) + (d) + (e) + (f) + (g) + (i) = 78.06 $\cong$ <b>80 kW</b>

## 2) Primera Etapa (para una parte de los poblados)

A continuación se asume la condición estimada de la demanda eléctrica en la primera etapa.

**Cuadro III-4.5.1-5 Condición Estimada de la Demanda Eléctrica**

(a) Número de viviendas	: 357
(b) Demanda eléctrica /vivienda	: 15 kWh/ mes
(c) Demanda comercial (restaurantes, tiendas, etc.)	: 10% de la demanda eléctrica total de las viviendas
(d) Demanda de pequeñas industrias	: 10% de la demanda eléctrica total de las viviendas
(e) Alumbrado público	: 5% de la demanda eléctrica total de las viviendas
(f) Otros (establecimientos públicos)	: 10% de la demanda eléctrica total de las viviendas
(g) Respaldo	: 15% de la demanda eléctrica total de las viviendas
(h) Pérdida de transmisión y distribución	: 10% de [(c) + (d) + (e) + (f) + (g)]
(i) Tasa de crecimiento poblacional (20 años)	: 1.5%
(j) Tasa de conexión (Pico)	: 80%
(k) Factor de planta	: 25%

En el siguiente cuadro se muestra la capacidad necesaria estimada en base a las condiciones arriba mencionadas.

**Cuadro III-4.5.1-6 Estimado de la Capacidad Necesaria**

(a) Número de viviendas objetivo (luego de 20 años)	: $0.8 \times 357 \times (1 + 0.015)^{20} \cong 384$ usuarios
(b) Demanda eléctrica total de las viviendas (kW)	: $P = \frac{E}{t \times f_c} = \frac{15 \times 384 \times 12}{8,760 \times 0.25} = 31.6$ $E = P \times t \times f_c$ $E = \text{Energía, } t = \text{Tiempo, } f_c = \text{factor de carga}$
(c) Demanda comercial (restaurantes, tiendas, etc.) (kW)	: $P \times 0.10 = 31.6 \times 0.10 = 3.16$
(d) Demanda de pequeñas industrias (kW)	: $P \times 0.10 = 31.6 \times 0.10 = 3.16$
(e) Alumbrado público (kW)	: $P \times 0.05 = 31.6 \times 0.05 = 1.58$
(f) Otros (kW)	: $P \times 0.10 = 31.6 \times 0.10 = 3.16$
(g) Respaldo(kW)	: $P \times 0.15 = 31.6 \times 0.15 = 4.74$
(h) Sub-total (kW)	: (b) + (c) + (d) + (e) + (f) + (g) = 47.40
(i) Pérdida de transmisión y distribución (kW)	: $P \times 0.10 = 47.4 \times 0.10 = 4.74$
<b>Total</b>	: (b) + (c) + (d) + (e) + (f) + (g) + (h) = 52.14 $\cong$ <b>50 kW</b>

## (2) Demanda de Producción

Según el presente estudio hay lugar para la demanda diurna ya que se asume que la demanda pico es una demanda nocturna general. Por lo tanto, la demanda de producción en el futuro podrá considerar los establecimientos públicos como escuelas, hospitales y actividades agrícolas como irrigación, molienda, aserraderos de madera, bombas lecheras, etc. dependiendo del uso que se le pretenda dar.

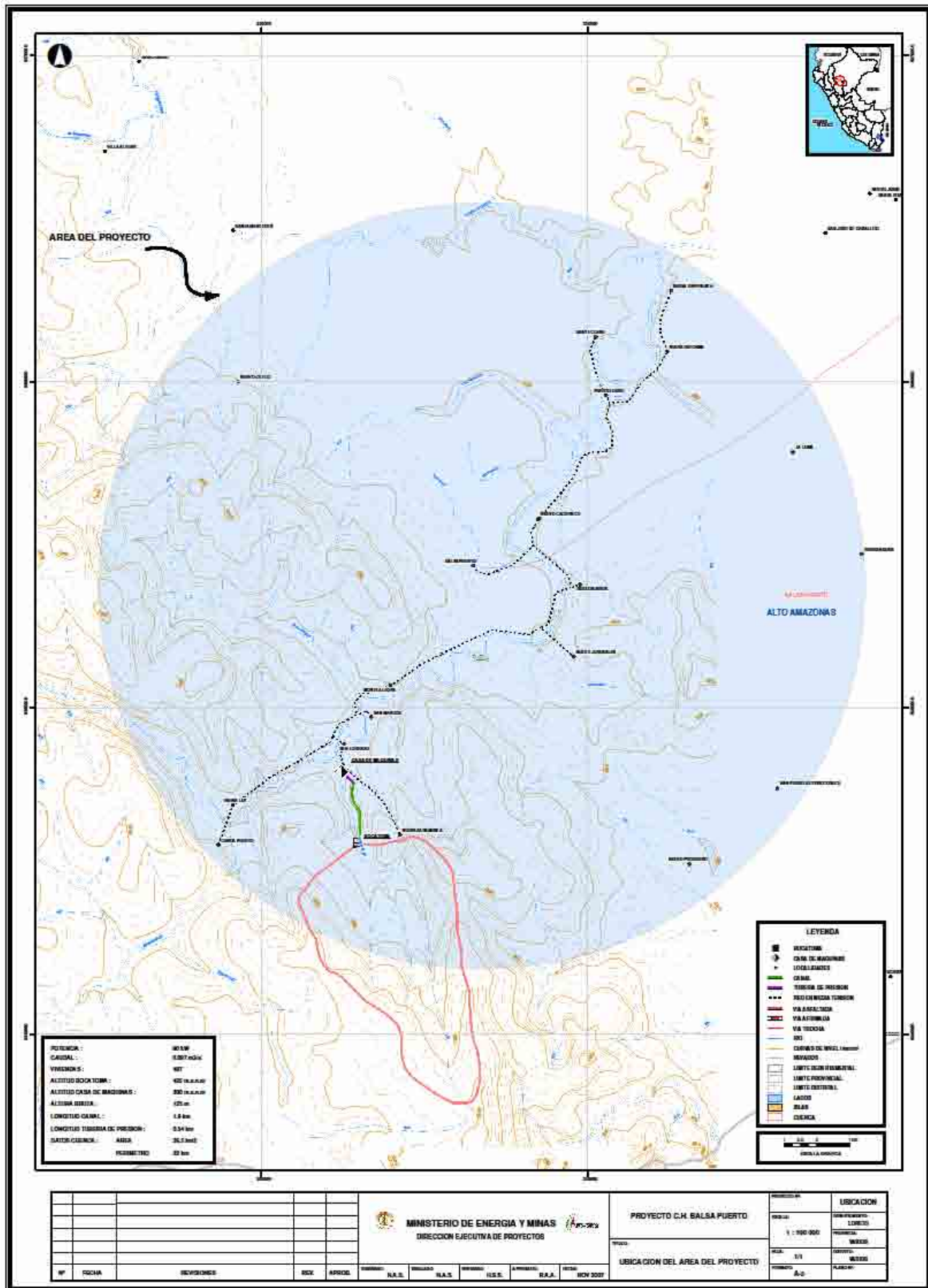


Gráfico III-4.5.1-1 Ubicación Planificada de la Central Eléctrica

#### 4. Inspección de Campo

##### (1) Topografía y Geología del Lugar

Este emplazamiento está ubicado a una altitud de 200 a 400 m, y en ceja de Selva con una altitud máxima de 1,000 m aproximadamente. El proyecto está ubicado en el río Buen Paso, el cual confluye con el río Cachiyacu. La distancia de Balsapuerto a la zona del proyecto es de aproximadamente 10 km utilizando la ruta a lo largo del río Cachiyacu (ver Gráfico III-4.5.1-2). Se pueden observar áreas de arena en Balsapuerto, los cuales son sedimentos transportados de Cachiyacu y otros ríos. La arena en estos lugares incluye fragmentos de tamaño menor de unas docenas de micrones ( $\mu$ ) a juzgar por las condiciones de terreno con lodo luego de las lluvias. En consecuencia, se deben considerar los problemas de sedimentación en la zona de la bocatoma.



**Fotografía III-4.5.1-1 Centro de Balsapuerto**



**Fotografía III-4.5.1-2 Condición del Río (Cachiyacu)**



**Fotografía III-4.5.1-3 Condición del Río (Aguas Arriba)**

## **(2) Inspección de Campo**

Se realizó la inspección de campo desde Balsapuerto hasta el emplazamiento del proyecto con el fin de confirmar la ubicación de la casa de máquinas, la topografía de los alrededores, la descarga del río y las rutas de acceso. Sin embargo, tuvo que cancelarse en el punto que se muestra en el Gráfico III-4.5.1-2 ya que el camino estaba bloqueado debido a un deslizamiento (ver Fotografía III-4.5.1-4). En consecuencia, fue imposible confirmar las condiciones topográficas del emplazamiento planificado de la casa de máquinas durante esta inspección. La distancia y el tiempo desde Balsapuerto hasta el punto de bloqueo fueron de 5.6 km, 2 horas y 30 minutos (desde Balsapuerto a Nuevaluz: 2 km, 30 minutos, desde Balsapuerto a Canoapuerto: 3.6 km, 1 hora, desde Balsapuerto al punto de bloqueo: 5.3 km, 2 horas y 30 minutos). El camino es relativamente ancho hasta Canoapuerto (ver Fotografía III-4.5.1-5) y pueden observarse muchas subidas y bajadas. El camino angosto que no es usualmente utilizado continúa luego de Canoapuerto (ver Fotografía III-4.5.1-6). Será necesario mejorar el camino desde Balsapuerto hasta Canoapuerto, 6.7 km con el fin de transportar materiales, operar y mantener la central durante la etapa de construcción y operación.

Asimismo, se confirmaron las ubicaciones de Nuevaluz y Canoapuerto que se muestran en el Gráfico III-4.5.1-2 en esta inspección de campo mediante GPS pero estas ubicaciones difieren de las del Gráfico III-4.5.1-1 obtenido de la DPR. De acuerdo con la DPR, el Gráfico III-4.5.1-1 fue elaborado a partir de datos oficiales del país, pero será necesario confirmarlos en el futuro.

## **(3) Aforos Simplificados de la Descarga del Río**

Como se muestra en el informe del Estudio de campo a nivel de prefactibilidad de Yerba Buena, uno de los factores más importantes es conocer la descarga del río en la planificación hidroeléctrica. Se intentó estimar la descarga del río del proyecto mediante una medición de caudal en el afluente como se muestra en el Gráfico III-4.5.1-2 (Punto de Aforo de Caudal) y comparando la relación entre las áreas de captación ya que resulta imposible tener acceso al emplazamiento del proyecto como se mencionó anteriormente.



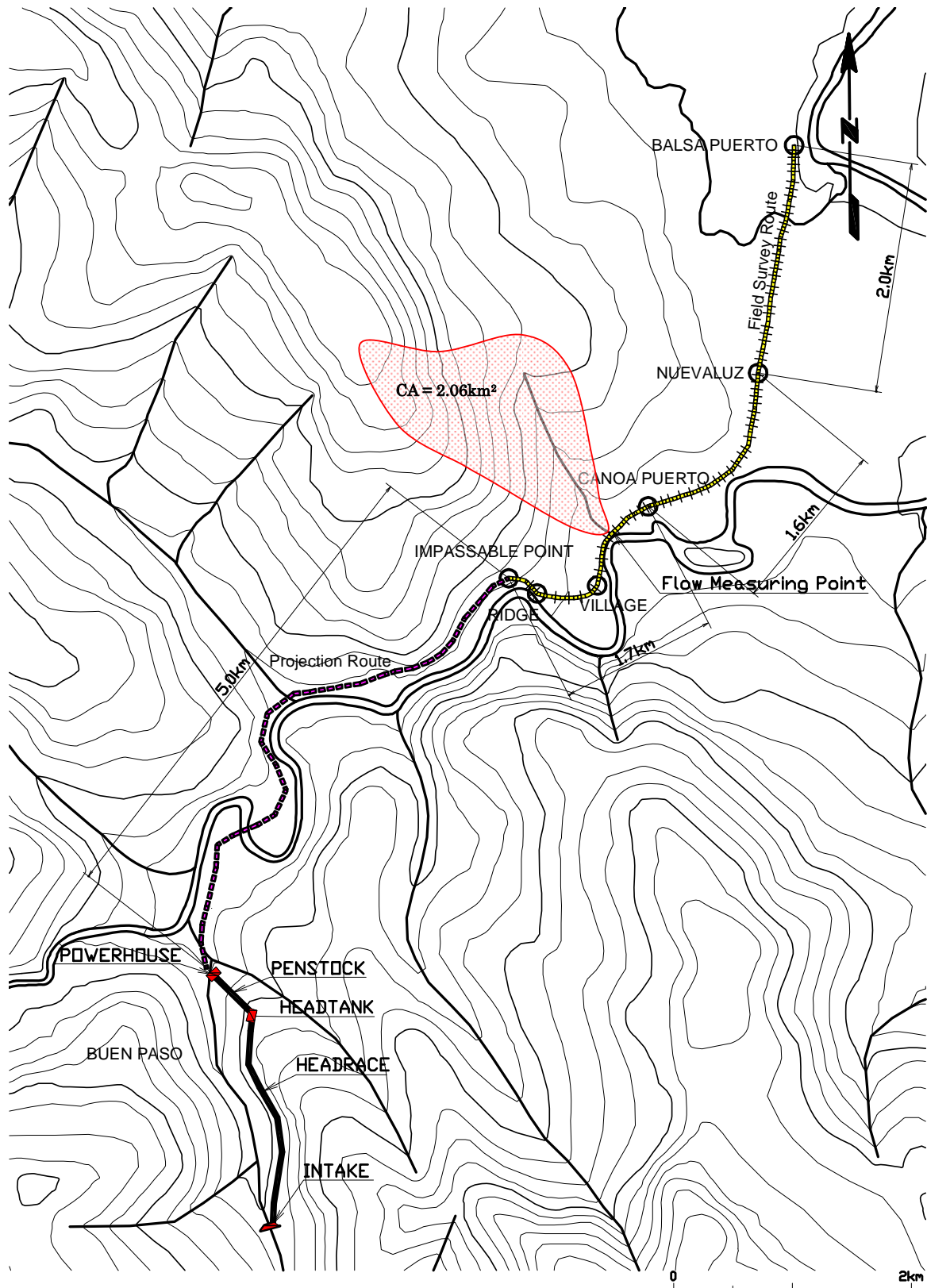


Gráfico III-4.5.1-2 Ruta de la Inspección de Campo



**Fotografía III-4.5.1-4 Deslizamiento en la Ruta**



**Fotografía III-4.5.1-5 Condiciones del Camino cerca de Canoapuerto**



**Fotografía III-4.5.1-6 Condición del Camino después de Canoapuerto**



Los resultados se muestran a continuación. Buen Paso está cerca del río en donde se realizó el aforo de caudal por lo que la condición de ambos emplazamientos es similar con respecto a la precipitación, vegetación y geología. Por tal motivo, la descarga estimada en Buen Paso es de  $1.70 \text{ m}^3/\text{s}$  a partir de la relación de las áreas de captación de  $2.06 \text{ km}^2$  (ver Gráfico III-4.5.1-2) y  $26.5 \text{ km}^2$ . Sin embargo, el valor estimado debe ser utilizado como referencia ya que el siguiente rango de valor se aplica en muchos casos.

$$0.5 < (\text{Área de captación} / \text{Área de captación del río aforado}) < 2$$

La situación de la inspección de campo se muestra en la Fotografía III-4.5.1-7 y en la Fotografía III-4.5.1-8.

<b>[Balsapuerto]</b> <b>(Resultado del aforo para el cruce del río y velocidad de la corriente)</b>																													
Ubicación	S: $05^{\circ}51'47.4''$ , W: $076^{\circ}34'24.8''$ (Altitud=201 m)																												
Velocidad (No.1)	$V_1 = 5 \text{ m} / 19.28 \text{ seg} = 0.259 \text{ m/seg}$																												
Velocidad (No.2)	$V_2 = 5 \text{ m} / 20.21 \text{ seg} = 0.247 \text{ m/seg}$																												
Velocidad (No.3)	$V_3 = 5 \text{ m} / 16.31 \text{ seg} = 0.307 \text{ m/seg}$																												
Velocidad (No.4)	$V_4 = 5 \text{ m} / 13.91 \text{ seg} = 0.359 \text{ m/seg}$																												
Velocidad (No.5)	$V_5 = 5 \text{ m} / 22.56 \text{ seg} = 0.221 \text{ m/seg}$																												
Velocidad (No.6)	$V_6 = 5 \text{ m} / 21.69 \text{ seg} = 0.231 \text{ m/seg}$																												
Velocidad Promedio	$V = 0.271 \text{ m/seg}$																												
Sección del río	Measurement result <span style="float: right;">(unit:m)</span>																												
	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Distance</th> <th>0</th> <th>0.5</th> <th>1</th> <th>1.5</th> <th>2</th> <th>2.5</th> <th>3</th> <th>3.5</th> <th>4</th> <th>4.5</th> <th>5</th> <th>5.5</th> <th>5.8</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Depth</td> <td>0</td> <td>0.15</td> <td>0.1</td> <td>0.12</td> <td>0.16</td> <td>0.13</td> <td>0.1</td> <td>0.08</td> <td>0.15</td> <td>0.15</td> <td>0.15</td> <td>0.08</td> <td>0</td> </tr> </tbody> </table>	Distance	0	0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5	5.5	5.8	Depth	0	0.15	0.1	0.12	0.16	0.13	0.1	0.08	0.15	0.15	0.15	0.08	0
	Distance	0	0.5	1	1.5	2	2.5	3	3.5	4	4.5	5	5.5	5.8															
Depth	0	0.15	0.1	0.12	0.16	0.13	0.1	0.08	0.15	0.15	0.15	0.08	0																
Profundida promedio = $0.105 \text{ m}$ $A = 5.8 \times 0.105 = 0.611 \text{ m}^2$																													
Descarga calculada	$Q = A \times V = 0.611 \times 0.271 \times 0.8 = \mathbf{0.132 \text{ m}^3/\text{s}}$																												



Fotografía III-4.5.1-7 Aforo de la Descarga del Río



Fotografía III-4.5.1-8 Aforo de la Descarga del Río

## 5. Diseño de Obras Civiles

### (1) Condiciones de Diseño

#### <Estimación de la Descarga Útil>

#### 1) Resultados de la Inspección de Campo

Se espera obtener la descarga del río a partir de los resultados de la medición simplificada mencionada anteriormente como se indica en el Cuadro III-4.5.1-7.

**Cuadro III-4.5.1-7 Descarga Estimada**

(a) Descarga del río a partir del resultado de la medición	: 0.132 m <sup>3</sup> /s
(b) Área de captación del río aforado	: 2.06 km <sup>2</sup>
(c) Área de captación de Buen Paso	: 26.5 km <sup>2</sup>
(d) Descarga estimada de Buen Paso	: (a) × (b) / (c) = 0.132 × 26.5 / 2.06 = <b>1.7 m<sup>3</sup>/s</b>

La inspección del campo y colección de información sin interrupción son necesarias para la identificación final del descarga así como sitio de Yerba Buena.

#### 2) Análisis Hidrológico

Se calculó la descarga del río mediante el método analítico a partir de datos de temperatura y precipitación promedio mensual además de los resultados de las inspecciones de campo. Se utilizaron los datos de temperatura y precipitación promedio mensual de Balsapuerto y Yurimaguas que son las ubicaciones más cercanas a la zona del proyecto entre los datos existentes (SENAMHI). Los datos de precipitación de 10 años, de 1964 a 1973, y los datos de temperatura de 11 años, de 1964 a 1994, fueron los datos más recientes que pudieron obtenerse. La temperatura y la precipitación promedio mensual se muestran en el Gráfico III-4.5.1-3 y en el Cuadro III-4.5.1-8 De mayo a setiembre corresponde la temporada de estiaje como se observa en el gráfico y en el cuadro. El

cambio de temperatura promedio es de 1 a 2°C, diferencia que no varía en gran medida a lo largo del año. La precipitación promedio total/año es de aproximadamente 3,200 mm.

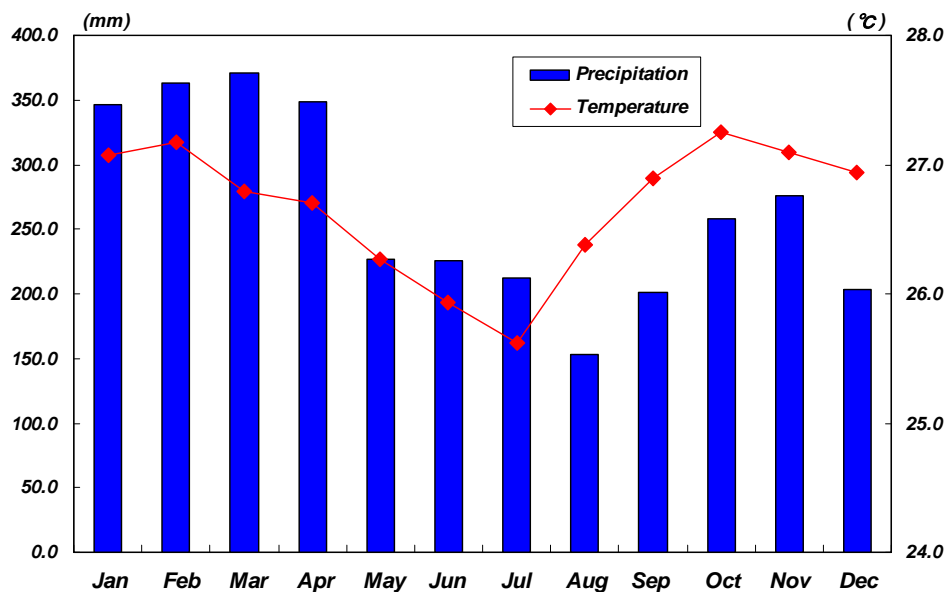


Gráfico III-4.5.1-3 Precipitación y Temperatura Promedio Mensual (Balsapuerto/Yurimaguas)

**Cuadro III-4.5.1-8 Precipitación y Temperatura Promedio Mensual (Balsapuerto/Yurimaguas)**

<i>Precipitation Data of Balsapuerto (Balsapuerto)</i>												Unit: mm
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
1964	N/A	N/A	316.7	364.0	250.0	N/A	N/A	221.0	156.0	334.6	373.0	244.0
1965	133.0	212.0	97.0	44.0	111.0	162.0	210.0	168.0	160.0	433.0	359.0	56.0
1966	N/A	47.5	N/A	184.0	194.0	36.0	100.0	20.0	6.1	174.0	366.2	238.4
1967	112.0	427.5	114.9	252.2	189.6	261.4	117.5	93.0	64.8	235.9	255.6	361.8
1968	289.2	454.5	217.4	185.6	102.6	72.3	56.4	105.7	302.4	250.0	142.0	85.5
1969	279.9	217.0	N/A	282.0	74.2	156.0	195.0	150.7	289.0	277.3	197.0	170.2
1970	425.5	313.0	591.0	613.0	576.0	491.0	190.0	67.0	214.0	332.0	201.0	N/A
1971	583.0	694.0	642.0	738.0	410.0	448.0	434.3	247.6	277.3	211.8	383.9	327.4
1972	643.9	356.0	581.9	219.0	172.0	228.0	264.0	226.7	169.3	70.0	203.1	146.1
1973	304.7	547.1	402.8	600.0	189.0	180.4	341.5	236.0	366.8	N/A	N/A	N/A
<b>Average</b>	<b>346.4</b>	<b>363.2</b>	<b>370.5</b>	<b>348.2</b>	<b>226.8</b>	<b>226.1</b>	<b>212.1</b>	<b>153.6</b>	<b>200.6</b>	<b>257.6</b>	<b>275.6</b>	<b>203.7</b>

<i>Temperature Data of Balsapuerto (Yurimaguas)</i>												Unit: °C
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
1964	33.2	33.1	31.4	31.4	30.0	30.0	30.4	31.8	32.3	32.0	32.1	32.6
	22.6	23.0	22.3	21.9	21.5	20.9	19.8	20.6	21.3	22.2	21.7	21.2
1965	32.6	32.9	31.2	31.1	30.4	29.4	30.1	32.1	31.4	32.5	30.9	31.7
	21.7	21.4	21.6	21.3	21.3	21.1	20.6	20.1	21.7	22.2	22.0	21.8
1966	31.7	32.4	31.9	31.3	30.3	31.4	29.8	31.1	32.0	32.2	31.2	30.9
	22.3	22.1	21.8	22.0	21.2	20.1	20.1	20.3	20.9	22.0	22.2	22.0
1967	31.5	30.6	30.5	30.6	30.6	30.2	30.5	31.7	34.0	32.5	31.9	32.3
	21.9	22.1	21.8	21.2	21.7	20.9	20.7	21.1	21.2	22.0	22.3	22.0
1968	31.4	32.2	30.9	31.3	30.7	31.0	31.1	31.8	31.4	33.4	33.8	32.7
	21.8	22.3	21.6	21.7	20.7	21.2	21.3	21.4	21.8	22.4	22.4	22.3
1969	34.1	33.6	33.0	33.6	32.0	31.9	31.8	31.5	32.8	31.8	31.6	32.1
	22.5	22.6	22.9	23.0	22.6	21.8	20.2	21.4	22.3	21.7	22.3	22.8
1970	32.2	32.6	31.8	31.2	31.7	31.0	30.5	33.0	32.4	32.9	32.5	31.4
	22.6	22.7	22.5	22.6	22.0	21.6	20.4	21.0	21.6	22.4	22.5	22.4
1971	31.0	30.2	30.6	30.5	30.7	30.0	31.1	31.6	32.3	31.2	32.1	31.2
	22.2	21.9	22.2	21.8	21.5	21.5	21.1	20.9	21.7	21.8	21.9	21.9
1972	30.7	31.6	30.6	31.0	31.2	30.6	31.0	31.4	31.3	32.5	31.8	31.5
	21.9	22.2	22.5	22.2	22.5	21.5	21.1	21.5	22.0	22.6	22.9	23.0
1973	30.8	31.2	31.6	31.3	30.6	30.6	29.4	31.7	32.2	32.2	31.2	31.2
	23.0	23.0	23.1	23.0	22.1	22.1	21.7	21.7	21.7	22.7	22.6	21.9
1994	32.1	30.5	31.2	31.4	31.7	30.9	31.8	32.7	32.4	32.9	32.9	31.9
	23.1	22.0	21.0	22.0	21.6	20.9	21.4	20.6	21.6	22.2	21.6	21.6
<b>Average<sup>*1</sup></b>	<b>27.6</b>	<b>26.2</b>	<b>26.1</b>	<b>26.7</b>	<b>26.7</b>	<b>25.9</b>	<b>26.6</b>	<b>26.7</b>	<b>27.0</b>	<b>27.5</b>	<b>27.2</b>	<b>26.8</b>
<b>Average<sup>*2</sup></b>	<b>27.1</b>	<b>27.2</b>	<b>26.8</b>	<b>26.7</b>	<b>26.3</b>	<b>25.9</b>	<b>25.6</b>	<b>26.4</b>	<b>26.9</b>	<b>27.2</b>	<b>27.1</b>	<b>26.9</b>

\*Upper stand: Maximum temperature in each year

\*Lower stand: Minimum temperature in each year

\*1 Average of 1994

\*2 Average from 1964 to 1973

El estudio fue implementado de la misma manera que para Yerba Buena pero, a diferencia de ésta, el coeficiente utilizado de consumo mensual de la vegetación fue de 0.6 en conformidad con la norma. La descarga estimada en este emplazamiento se muestra en el Cuadro III-4.5.1-9 y en el Cuadro III-4.5.1-10.

**Cuadro III-4.5.1-9 Resultados de la Evapotranspiración Potencial Estimada**

Mes	(1) <sup>*1</sup> Temperatura °C	(2) <sup>*2</sup> P (%)	(3) BlaneyCriddle (mm)	(4) Precipitación (mm)	(5) <sup>*3</sup> Evaporación Actual (mm)
Ene	27.1	8.75	143.52	346.4	143.5
Feb	27.2	7.83	128.64	363.2	128.6
Mar	26.8	8.51	138.62	370.5	138.6
Abr	26.7	8.12	131.99	348.2	132.0
May	26.3	8.27	133.20	226.8	133.2
Jun	25.9	7.96	127.15	226.1	127.1
Jul	25.6	8.16	129.50	212.1	129.5
Ago	26.4	8.25	133.15	153.6	133.2
Sep	26.9	8.18	133.65	200.6	133.6
Oct	27.2	8.61	141.69	257.6	141.7
Nov	27.1	8.43	138.24	275.6	138.2
Dic	26.9	8.79	143.74	203.7	143.7

\*1 Valor promedio

\*2 Porcentaje mensual de tiempo de posible exposición al sol por año

\*3 Valor mínimo entre (3) y (4)

**Cuadro III-4.5.1-10 Resultados de la Descarga Estimada**

Mes	(6) Escorrentía (mm) (4)-(5)	(7) Escorrentía Directa (mm) (6)×0.75	(8) Escorrentía Base (mm) A <sub>1</sub>	(9) Escorrentía Mensual (mm) (7)+(8)	(10) Escorrentía mensual promedia (m <sup>3</sup> /s) A <sub>2</sub>
Ene	202.9	152.2	47.7	199.9	1.978
Feb	234.5	175.9	43.1	219.0	2.399
Mar	231.8	173.9	47.7	221.6	2.193
Abr	216.2	162.1	46.2	208.3	2.130
May	93.6	70.2	47.7	118.0	<b>1.167</b>
Jun	99.0	74.2	46.2	120.4	<b>1.231</b>
Jul	82.6	61.9	47.7	109.7	<b>1.085</b>
Ago	20.4	15.3	47.7	63.1	<b>0.624</b>
Sep	66.9	50.2	46.2	96.4	<b>0.985</b>
Oct	115.9	87.0	47.7	134.7	1.333
Nov	137.4	103.1	46.2	149.3	1.526
Dic	59.9	45.0	47.7	92.7	0.917

La descarga promedio mensual de mayo a setiembre (temporada de estiaje) es de 1.02 m<sup>3</sup>/s a partir de los resultados del Cuadro III-4.5.1-10. La descarga promedio mensual en octubre es de 1.33 m<sup>3</sup>/s y este valor corresponde aproximadamente a la descarga estimada de Buen Paso de 1.70 m<sup>3</sup>/s. De acuerdo con estos datos observados, la descarga promedio en el emplazamiento de Balsapuerto es de cinco veces la de Yerba Buena, pero según los datos observados de precipitación, la precipitación promedio de Balsapuerto en la temporada de estiaje es de aproximadamente 1,000 mm y este valor es siete veces el promedio de 140 mm de Yerba Buena. Por lo tanto, el resultado del Cuadro

III-4.5.1-10 es considerado como aceptable considerando la diferencia de escorrentía según la vegetación y la geología entre los emplazamientos.

### 3) Pérdida de Caída

Se estimó la pérdida de caída en cada estructura como se muestra en el Cuadro III-4.5.1-11. Es decir, se consideró una pérdida por fricción en proporción a la distancia del conducto de aducción, conducto forzado y conducto de descarga. También se consideró una pérdida de ingreso y salida en el desarenador y turbina, etc.

**Cuadro III-4.5.1-11 Pérdida de Caída**

<i>Facilities</i>	<i>Loss</i>
(1) <i>Headrace</i>	$1,900 \times 1/1,000 = 1.9 \text{ m}$
(2) <i>Intake, Settling Basin, Inlet Loss, Outlet Loss</i>	0.05 m
(3) <i>Penstock</i>	$177\text{m} \times 1/200 = 0.885 \text{ m}$
(4) <i>Tailrace</i>	$2\text{m} \times 1/1,000 = 0.002 \text{ m}$
(5) <i>Others (Inlet of Turbine)</i>	0.6 m
(6) <i>Total Loss</i>	<b>3.4 m</b>

### 4) Descarga de la Central

La carga efectiva se determinó como se muestra en el Cuadro III-4.5.1-12 a partir de la pérdida de caída del Cuadro III-4.5.1-11. Los datos de la altitud de la bocatoma y del conducto de descarga fueron obtenidos del mapa topográfico.

**Cuadro III-4.5.1-12 Caída Efectiva**

(7) <i>Intak water level</i>	E.L 425 m
(8) <i>Tailrace water level</i>	E.L 300 m
(9) <i>Total Head</i>	$(7) - (8) = 125 \text{ m}$
(10) <i>Effective Heaed</i>	$(7) - (8) - (6) = \mathbf{121.6 \text{ m}}$

Asimismo, la descarga de la central necesaria se decidió en base a la eficiencia combinada del 75%. El resultado se muestra en el Cuadro III-4.5.1-13. La descarga de la central es  $0.090 \text{ m}^3/\text{s}$  menor que la descarga mínima de  $1.02 \text{ m}^3/\text{s}$  en la temporada de estiaje; por lo tanto, la descarga de la central será suficiente. Asimismo, si la construcción de la central eléctrica se realiza en dos etapas de acuerdo con el plan mencionado anteriormente, la descarga necesaria será de  $0.056 \text{ m}^3/\text{s}$  para una capacidad de 50 kW en la primera etapa.

**Cuadro III-4.5.1-13 Descarga de la Central**

<b>Install Capacity (P)</b>	80 kW
<b>Efficiency of generator and turbine (<math>\eta</math>)</b>	75 %
<b>Necessary discharge (Q)</b>	$Q = P / 9.8 \times H \times \eta = 0.090 \text{ m}^3/\text{s}$

**(2) Diseño Preliminar**

El contenido de este diseño preliminar se muestra líneas abajo. En la inspección de campo no se pudo confirmar la topografía de manera detallada, por lo que el estudio se realizó en base a algunos supuestos. La topografía de detalle y otros deben ser confirmadas en el futuro. Los planos generales son los que se muestran en el Gráfico III-4.5.1-4 al Gráfico III-4.5.1-7.

**1) Vertedero**

- El emplazamiento de la bocatoma debe seleccionarse teniendo en cuenta las condiciones topográficas y geológicas con un lecho del río estable y la sección del río más angosta. Se asume un ancho aproximado de 11 m a partir de la encuesta a los pobladores (al igual que en Yerba Buena).
- Se asume una altura de 50 cm del vertedero con el fin de asegurar la profundidad necesaria en la bocatoma.
- El nivel de agua en caso de avenidas estará por debajo.

[Avenida de Diseño Estimada] según las Curvas Creager

$$Q_f = q \times A$$

$$q = a \times A^{(A^{\gamma-0.05}) - 1}$$

Donde,

- $Q_f$  : Descarga de la avenida de diseño ( $\text{m}^3/\text{s}$ )
- $q$  : Descarga específica ( $\text{m}^3/\text{s}/\text{km}^2$ )
- $a$  : Coeficiente regional (ver Cuadro III-3.5.1-14)
- $A$  : Área de captación ( $=26.5 \text{ km}^2$ )

Así,

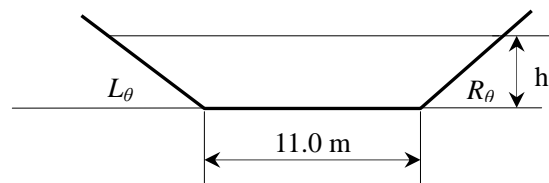
$$q = a \times A^{(A^{\gamma-0.05}) - 1} = 51.19 \text{ m}^3/\text{s}/\text{km}^2$$

$$Q_f = q \times A = 1,356.54 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$V = \frac{1}{n} \times R^{\frac{2}{3}} \times I^{\frac{1}{2}} \quad , Q = AV$$

$$I = 0.14, n = 0.03, L_\theta = 30^\circ, R_\theta = 30^\circ$$

$$h = 3.79 \text{ m (more)}$$



**Cuadro III-4.5.1-14 Precipitación Anual y Coeficiente Regional**

Región	H	T	Ka	Ki	S
Coeficiente regional (a)	<b>17</b>	34	48	41	84
Precipitación/año(mm)	<b>1,080</b>	1,360	1,710	1,440	2,280

**2) Bocatoma**

- La construcción de la bocatoma se realiza inmediatamente aguas arriba del vertedero. También se instalarán una compuerta y una pantalla para controlar el volumen de captación de agua y para prevenir el ingreso de desperdicios.
- La bocatoma debe estar diseñada con un ancho de 1.00 m para que la velocidad en la bocatoma sea menor de 1.0 m/s.

**3) Desarenador**

- El desarenador debe ser construido aguas abajo de la bocatoma ya que existe un gran volumen de arena en este lugar y se podrían presentar problemas de sedimentación.
- El desarenador debe tener una longitud de manera que la velocidad promedio sea menor de 0.2 m/s y la profundidad del agua de 1.0 m. Al final del desarenador también se instalará el equipo de limpia.

**4) Conducto de Aducción**

- Se adoptará el método de tuberías PVC enterradas considerando el terreno arenoso.
- Se estima una longitud aproximada del conducto de aducción de 1,900 m.

**5) Cámara de Carga**

- Se debe instalar la cámara de carga a la entrada del conducto forzado.
- El volumen de la cámara de carga debe ser tal de manera que pueda compensar la descarga de la central durante 1 minuto.
- La válvula de entrada debe ser instalada al final del conducto forzado sin una compuerta al ingreso de la cámara de carga.
- El aliviadero de demasías debe ser instalado al lado de la cámara de carga.
- La compuerta de limpia realiza la remoción de la arena.

**6) Conducto Forzado**

- Para el conducto forzado se utilizan tuberías metálicas y de PVC considerando el ahorro de costos ya que el salto en este lugar es de 120 m aproximadamente.
- La longitud del conducto forzado será de 177 m (acero: 20 m, PVC: 157 m) y las tuberías de PVC estarán enterradas.
- El diseño del conducto forzado debe considerar una velocidad menor de 3.5 m/s (conducto forzado  $\phi = 30$  cm).



- Adicionalmente, un respiradero es necesario para la prevención de presión negativa de tubería PVC en algunos casos.

### 7) Casa de Máquinas

- La casa de máquinas debe estar en un lugar con el espacio suficiente para desmantelar e inspeccionar la turbina y el generador.
- La casa de máquinas debe tener una cimentación de concreto con el fin de prevenir daño por movimiento de piedras, etc. y una estructura superior de madera.
- Adicionalmente, una grúa correspondiente al peso del equipo eléctrico es necesaria para su instalación y mantenimiento.

### 8) Conducto de Descarga y Salida

- No se construye ningún conducto de descarga debido a la proximidad de la casa de máquinas y el río.
- La disposición de la salida debe considerar la forma del río y la dirección del caudal.

### 9) Otros (Caminos de Acceso)

- La longitud del camino de acceso requerido para el transporte de material y mantenimiento de la central eléctrica se muestra en el Cuadro III-4.5.1-15 de acuerdo con la ruta mostrada en el Gráfico III-4.5.1-2.

**Cuadro III-4.5.1-15 Camino de Acceso**

	Ubicación	Distancia (km)	Observación
Camino de Acceso (1)	Balsapuerto - Canoapuerto	$2.0 + 1.6 = 3.6$ km	Trabajos de reparación en el camino existente
Camino de Acceso (2)	Canoapuerto – Casa de Máquinas	$5.0 + 1.7 = 6.7$ km	Construcción de camino (3.0 m de ancho)
Camino de Acceso (3)	Casa de Máquinas - Bocatoma	$2.0 \times 2 = 4.0$ km	Construcción de trocha (1.0 m de ancho)

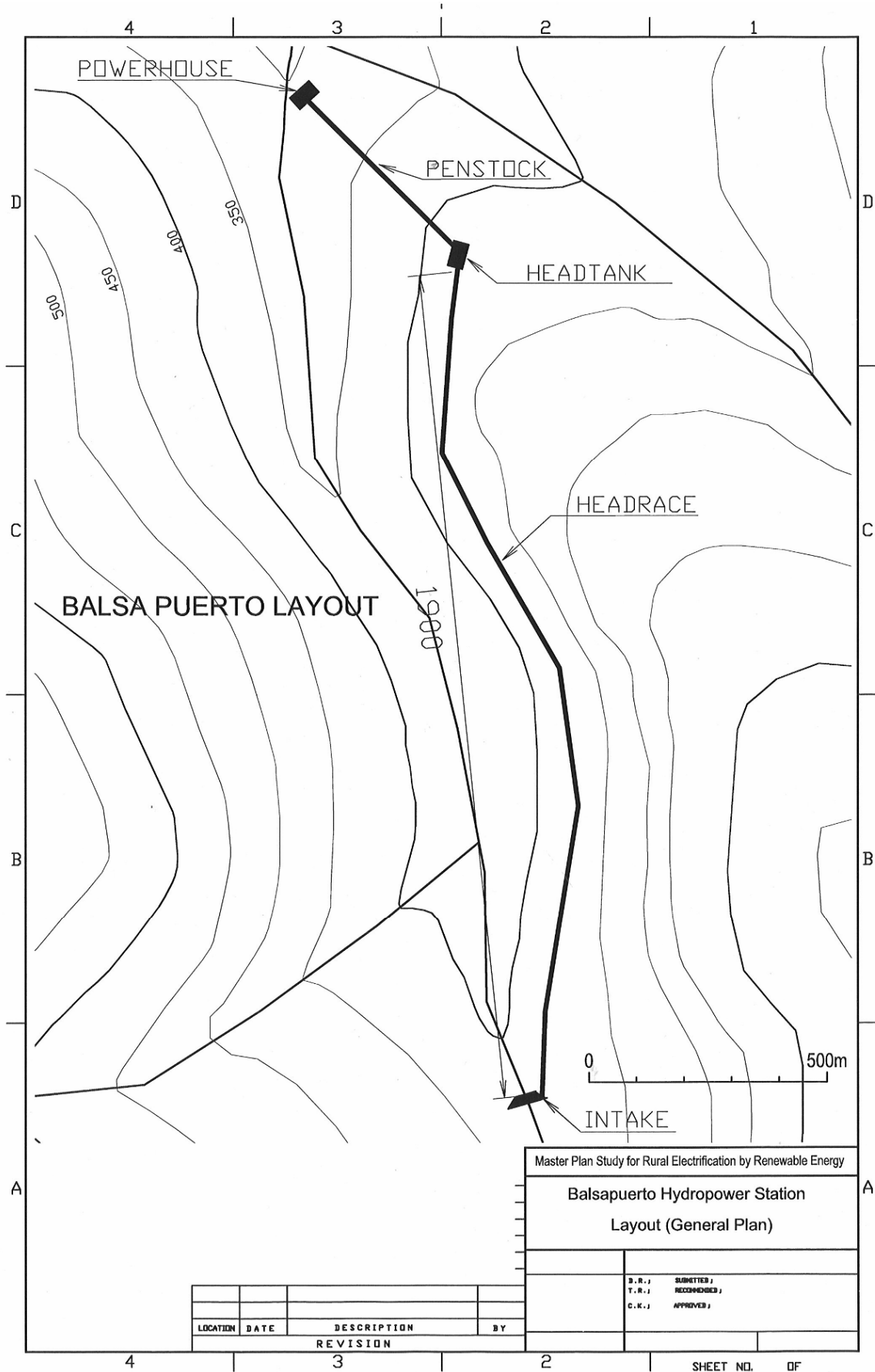


Gráfico III-4.5.1-4 Disposición de la Central Eléctrica (Planta)

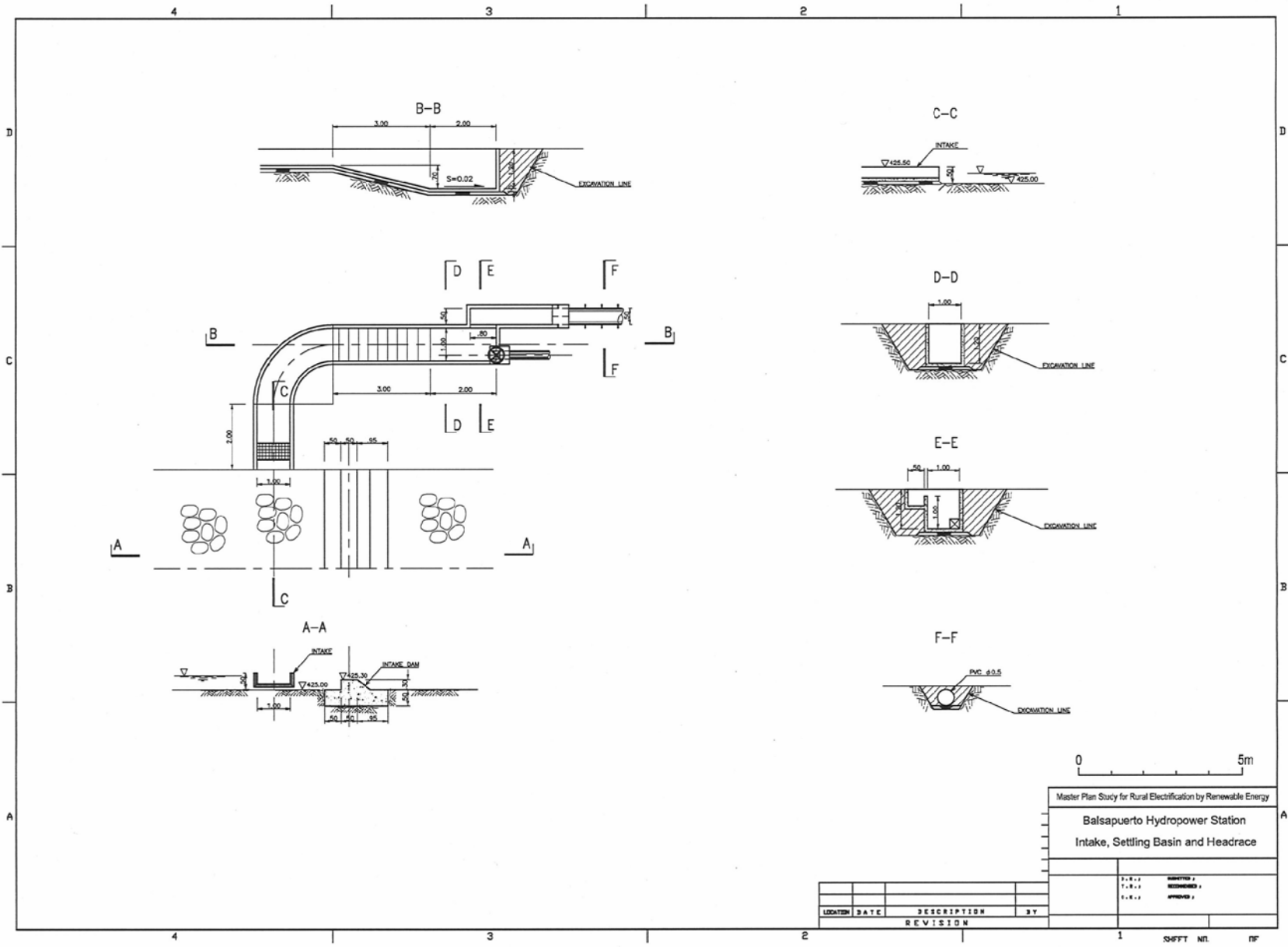


Gráfico III-4.5.1-5 Planos de Diseño Generales de la Bocatoma, Desarenador y Conducto de Aducción

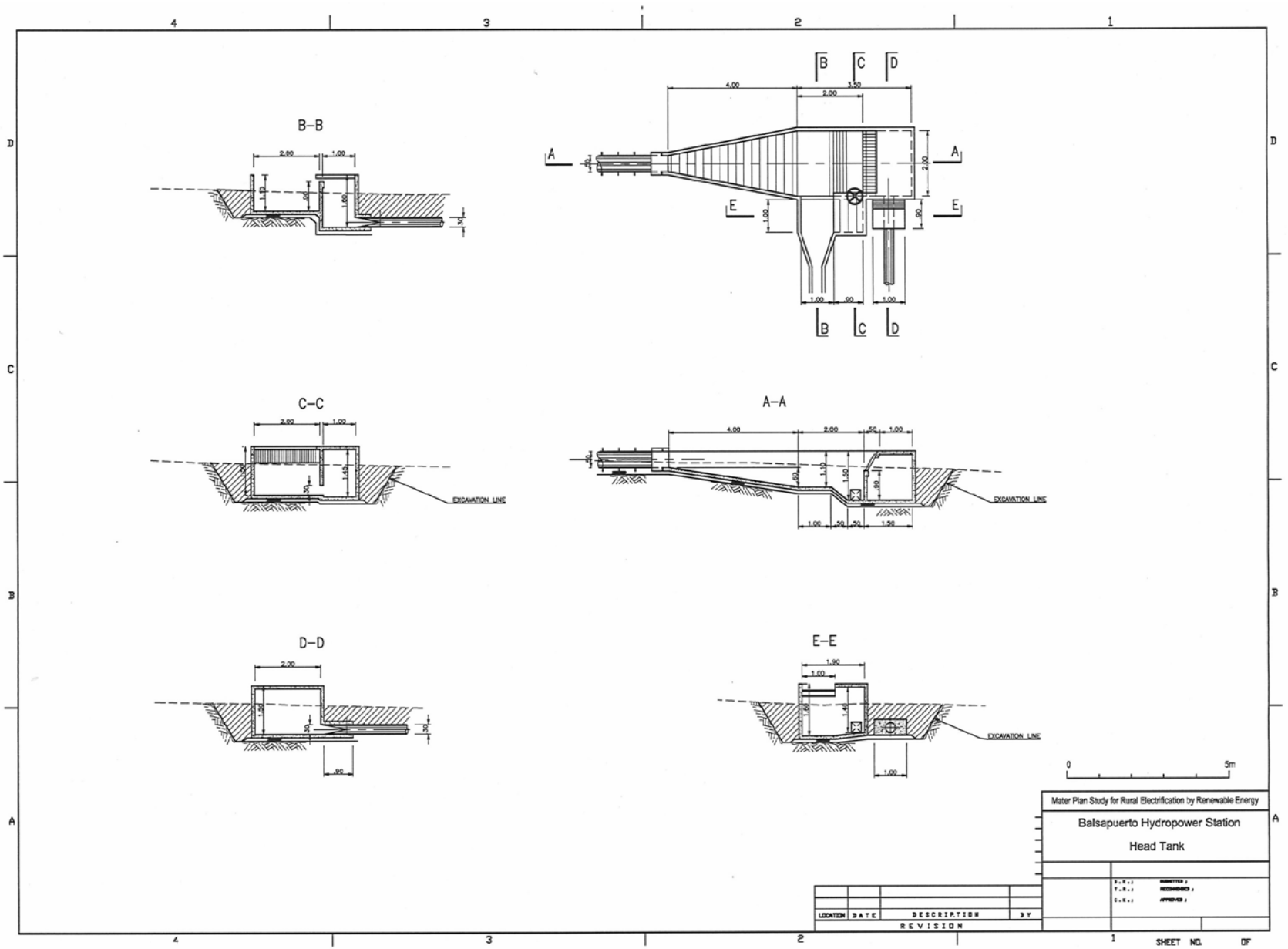


Gráfico III-4.5.1-6 Planos de Diseño Generales de la Cámara de Carga

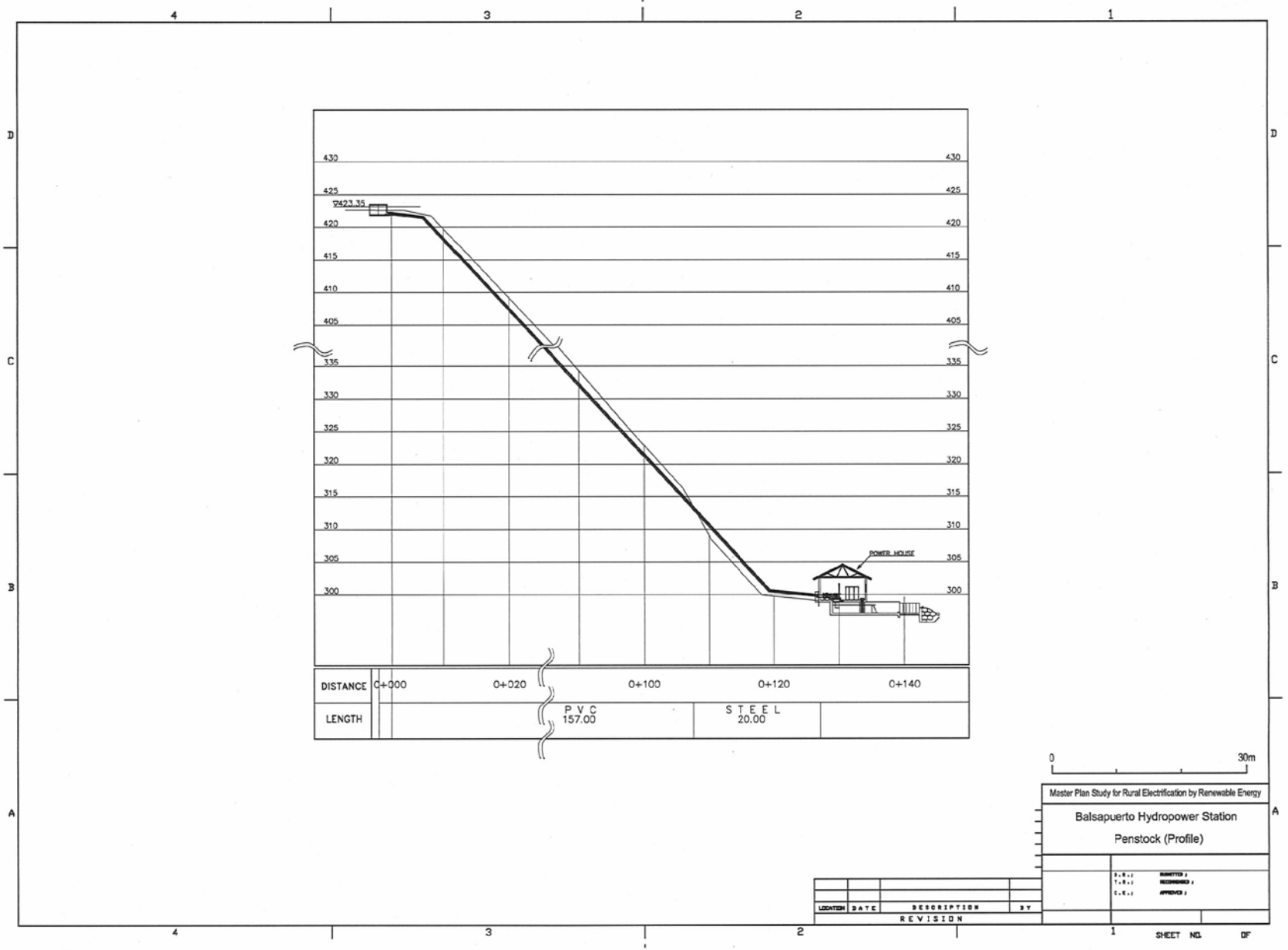


Gráfico III-4.5.1-7 Planos de Diseño Generales del Conducto Forzado (Perfil)

## 6. Diseño Eléctrico

### (1) Elección de la Turbina Hidráulica

El equipo de estudio de JICA decidió el tipo de turbina hidráulica según el siguiente cuadro, teniendo en cuenta el salto neto y el caudal.

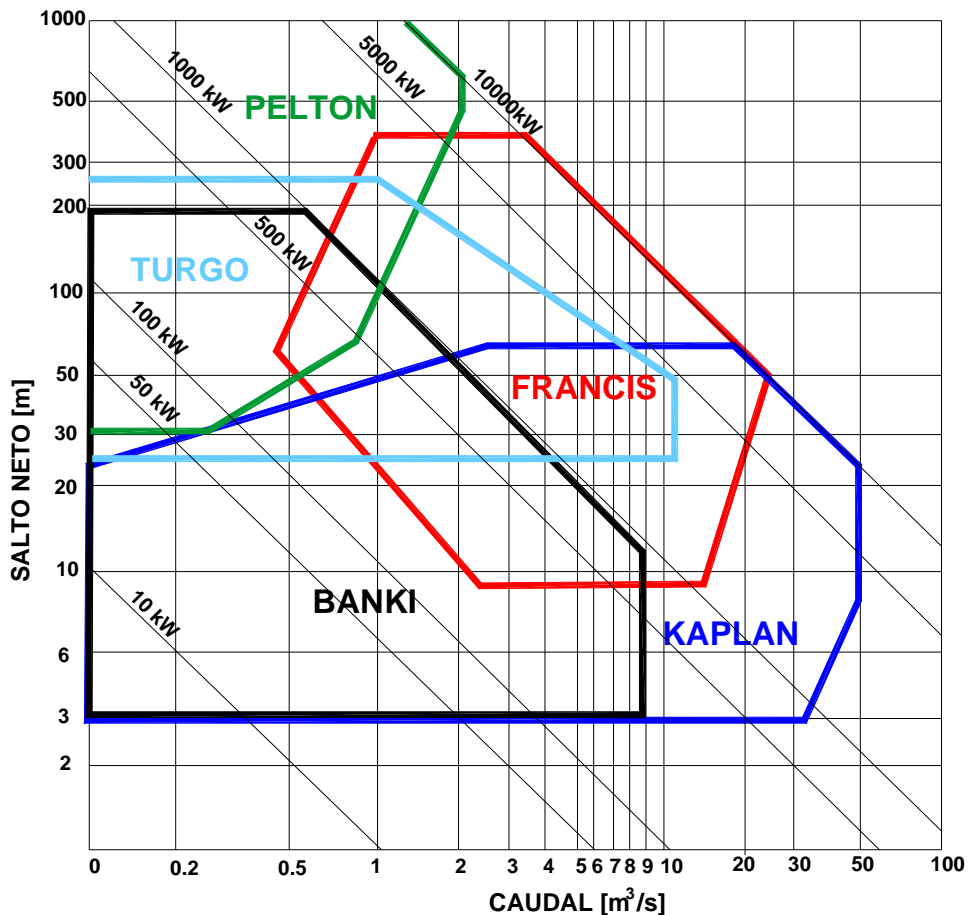


Gráfico III-4.5.1-8 Cuadro de Selección del Tipo de Turbina Hidráulica

<Balsapuerto>

- Considerando el salto neto de 121.7 (m) y el caudal de 0.09 (m³/s), se pueden utilizar las turbinas BANKI, TURGO y PELTON.
- En comparación con las turbinas TURGO y PELTON, las turbinas BANKI tienen una estructura simple para facilitar la operación y mantenimiento, y tienen una alta eficiencia ante el cambio de caudal.
- En consecuencia, en esta ubicación es preferible el tipo de turbina BANKI.

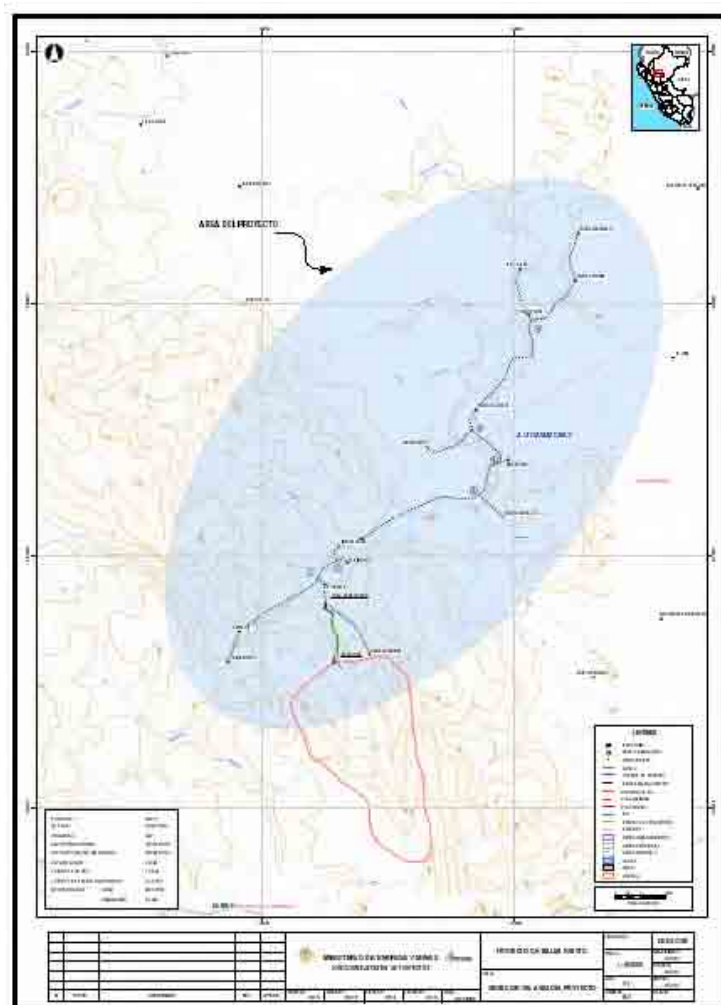
### (2) Transmisión y Distribución

El objetivo en Balsapuerto son 14 centros poblados o 534 viviendas.

**Cuadro III-4.5.1-16 Lista de Centros Poblados No Electrificados**

	<b>LOCALIDAD</b>	<b>VIVIENDAS</b>
1	BALSAPUERTO	140
2	CANOA PUERTO	66
3	NUEVA LUZ	26
4	PUERTO LIBRE	16
5	MONTE ALEGRE	19
6	NUEVA ESPERANZA	59
7	BUENOS AIRES	31
8	NUEVO JERUSALEN	10
9	SAN MARCOS	14
10	SANTA CLARA	26
11	NUEVO CACHIYACU	50
12	NUEVA REFORMA	19
13	SAN LORENZO	44
14	NUEVA ZARAMIRIZA	14
<b>Total</b>		<b>534</b>

El mapa de distribución y la longitud total de las líneas de distribución se muestran por separado a continuación.



**Gráfico III-4.5.1-9 Mapa de Distribución de Balsapuerto**

**Cuadro III-4.5.1-17 Longitud Total de las Líneas de Distribución (Fase I)**

From	To	Length of Primary Lines
CASA DE MAQUINAS	SAN LORENZO	0.77
SAN LORENZO	Branch①	0.42
Branch①	NUEVA LUZ	3.74
NUEVA LUZ	CANOA PUERTO	1.30
<b>Sub Total</b>		<b>6.23</b>
Branch①	Branch②	1.05
Branch②	MONTE ALEGRE	1.65
MONTE ALEGRE	Branch③	5.12
Branch③	Branch④	1.73
Branch④	BUENOS AIRES	0.29
Branch④	Branch⑤	1.79
Branch⑤	BALSAPUERTO	2.24
Branch⑤	NUEVO CACHIYACU	0.89
NUEVO CACHIYACU	Branch⑥	4.73
<b>Sub Total</b>		<b>19.49</b>
<b>Total</b>		<b>25.72</b>

**Cuadro III-4.5.1-18 Longitud Total de las Líneas de Distribución (Fase II)**

From	To	Length of Primary Lines
CASA DE MAQUINAS	NUEVA ZARAMIRIZA	2.92
<b>Sub Total</b>		<b>2.92</b>
Branch②	SAN MARCOS	0.58
Branch③	NUEVO JERUSALEN	1.35
Branch⑥	PUERTO LIBRE	0.26
PUERTO LIBRE	SANTA CLARA	1.94
Branch⑥	NUEVA REFORMA	2.55
NUEVA REFORMA	NUEVA ESPERANZA	1.96
<b>Sub Total</b>		<b>8.64</b>
<b>Total</b>		<b>11.56</b>

## III-4.5.2 Costos

### 1. Central Hidroeléctrica

El costo de construcción de esta central hidroeléctrica fue estimado en base al estudio arriba mencionado. El método de estimación se basa en un manual (Manual Guía para Estudios y Programas de Asistencia, fundación New Energy 1996) utilizado ampliamente en Japón. El contenido detallado se muestra en el Apéndice.



**Cuadro III-4.5.2-1 Costo de Construcción para Balsapuerto (en el caso de PVC)****I. Summary of Construction Cost for Balsapuerto Power Station**

Unit: US\$

<i>Work Item</i>	<i>Construction Cost</i>	<i>Remarks</i>
<b>1. Preliminary Works</b>	<b>123,973</b>	
(1) Service Road	65,597	
(2) Facilities for Construction Office	4,199	Cost of Civil Works x 0.05
(3) Transportation cost	54,177	Tarapoto to the site, 410ton x \$132/ton
<b>2. Cost for Environmental Measures</b>	<b>839</b>	Cost of Civil Works x 0.01
<b>3. Civil Works</b>	<b>83,995</b>	
(1) Weir	3,248	
(2) Intake	4,919	
(3) Settling Basin	3,811	
(4) Headrace	28,563	
(5) Head Tank	9,109	
(6) Penstock & Spillway Channel	19,551	
(7) Power House	12,483	
(8) Outlet	2,311	
(9) Miscellaneous Work	0	
<b>4. Hydraulic Equipment</b>	<b>150,000</b>	
(1) Gate & Screen	3,158	
(2) Penstock	1,751	
(3) PVC (φ630)	113,373	
(4) PVC (φ315)	6,816	
(5) Others	24,902	
<b>5. Electrical Equipment</b>	<b>33,000</b>	
<b>6. Direct Cost</b>	<b>391,807</b>	1.+2.+3.+4.+5.
<b>7. Engineering Cost</b>	<b>39,181</b>	6. x 0.1: Detailed Design and Supervision
<b>8. Contingent Budget</b>	<b>39,012</b>	6. x 0.100
<b>9. IGV</b>	<b>89,300</b>	19.00%
<b>10. Total Cost</b>	<b>559,300</b>	

Asimismo, el Cuadro III-4.5.2-2 muestra el costo de construcción para el caso del canal abierto (canal simplificado) para el conducto de aducción. En este caso, el costo de construcción puede reducirse en 17% aproximadamente en comparación con las tuberías PVC para el conducto de aducción.

**Cuadro III-4.5.2-2 Costo de Construcción para Balsapuerto (en el caso de canal abierto)**

**I. Summary of Construction Cost for Balsapuerto Power Station**

Unit: US\$

<i>Work Item</i>	<i>Construction Cost</i>	<i>Remarks</i>
<b>1. Preliminary Works</b>	<b>178,799</b>	
(1) Service Road	65,597	
(2) Facilities for Construction Office	5,028	Cost of Civil Works x 0.05
(3) Transportation cost	108,174	Tarapoto to the site, 410ton x \$132/ton
<b>2. Cost for Environmental Measures</b>	<b>1,005</b>	Cost of Civil Works x 0.01
<b>3. Civil Works</b>	<b>100,561</b>	
(1) Weir	3,248	
(2) Intake	4,919	
(3) Settling Basin	3,811	
(4) Headrace	45,129	
(5) Head Tank	9,109	
(6) Penstock & Spillway Channel	19,551	
(7) Power House	12,483	
(8) Outlet	2,311	
(9) Miscellaneous Work	0	
<b>4. Hydraulic Equipment</b>	<b>14,000</b>	
(1) Gate & Screen	3,158	
(2) Penstock	1,751	
(3) PVC (φ630)	0	
(4) PVC (φ315)	6,816	
(5) Others	2,275	
<b>5. Electrical Equipment</b>	<b>33,000</b>	
<b>6. Direct Cost</b>	<b>327,365</b>	1.+2.+3.+4.+5.
<b>7. Engineering Cost</b>	<b>32,737</b>	6. x 0.1: Detailed Design and Supervision
<b>8. Contingent Budget</b>	<b>31,899</b>	6. x 0.097
<b>9. IGV</b>	<b>74,480</b>	19.00%
<b>10. Total Cost</b>	<b>466,480</b>	

**2. Transmisión y Distribución**

El equipo de estudio de JICA evaluó el costo de construcción de las líneas de distribución de esta ubicación en base a su precio unitario obtenido de la DEP.

**Cuadro III-4.5.2-3 Precio Unitario de la Construcción de la Línea de Distribución**

	<b>Costo</b>
Línea Primaria	8,100 (US\$/km)
Redes Primarias	140 (US\$/Usuario)
Redes Secundarias	260 (US\$/Usuario)

Los costos de construcción en la Fase I son los siguientes:

$$\text{Línea Primaria} : 8,100 \text{ (US$/km)} \times 25.72 \text{ (km)} = 208,332 \text{ (US\$)}$$

$$\text{Redes Primarias} : 140 \text{ (US$/Usuario)} \times 357 \text{ (Usuario)} = 49,980 \text{ (US\$)}$$

$$\text{Redes Secundarias} : 260 \text{ (US$/Usuario)} \times 357 \text{ (Usuario)} = 92,820 \text{ (US\$)}$$

Así, el sub-total de la Fase I asciende a 351,132 (US\$).

Los costos de construcción en la Fase II son los siguientes:

$$\text{Línea Primaria} : 8,100 \text{ (US$/km)} \times 11.56 \text{ (km)} = 93,636 \text{ (US\$)}$$

$$\text{Redes Primarias} : 140 \text{ (US$/Usuario)} \times 177 \text{ (Usuario)} = 24,780 \text{ (US\$)}$$

$$\text{Redes Secundarias} : 260 \text{ (US$/Usuario)} \times 177 \text{ (Usuario)} = 46,020 \text{ (US\$)}$$

Así, el sub-total de la Fase II asciende a 164,436 (US\$).

Finalmente, el monto total de la construcción de la línea de distribución asciende a 515,568 (US\$).

**III-4.6 Organización de la Construcción, Operación y Manejo y Costos**

En vista de que la capacidad es menor de 100 kW, la construcción se realizará con iniciativa de los pobladores bajo supervisión de los expertos de las universidades u ONG, etc. A través de esta actividad los pobladores podrán entender los principios básicos del sistema. Sin embargo, si la capacidad supera los 500 kW, será necesario contar con contratistas para la construcción, ya que a mayor capacidad la dificultad también aumenta.

La operación la realizarán los pobladores que hayan sido seleccionados y capacitados bajo una microempresa. Se inscribirá legalmente a la microempresa.

Aquellos que asuman el trabajo de la empresa serán elegidos públicamente entre los pobladores que estén dispuestos a emprender el negocio. Ya que los ingresos de la empresa son pequeños, los operadores de la empresa al inicio serán dos: un gerente comercial y un técnico<sup>5</sup>.

Antes de la selección, se elegirán alrededor de 10 candidatos del poblado que muestren interés en emprender la operación y la gestión, y todos recibirán la misma capacitación. La finalidad de esto es poder contar con personal de apoyo y si al final los miembros elegidos no continuaran, las personas que queden pueden reemplazarlos.

<sup>5</sup> Si el tamaño o los ingresos de la cobertura del servicio es muy pequeño, un sólo operador puede asumir tanto la parte comercial como la parte técnica.

La capacitación se efectuará en principio en el emplazamiento. Está programado tener una sensibilización inicial de los pobladores, dos capacitaciones sobre los equipos y tres capacitaciones sobre gestión. Por lo tanto, se brindará capacitación técnica y administrativa. Después de iniciar la operación, dentro del plazo de 6 meses, se ha programado proporcionar capacitación de apoyo para aquellos que emprendieron el negocio. Además, para garantizar la sostenibilidad, debería estar monitoreado por lo menos tres veces (acompañamiento) por los capacitadores después de la operación.

Para garantizar la gobernabilidad de la empresa, la empresa debe registrar las cuentas con los ingresos y los gastos. Se creará la junta de usuarios, y la empresa será responsable de preparar informes periódicos de su operación para la junta de usuarios. Con esto la empresa se definirá como una empresa abierta a los usuarios y al mismo tiempo los usuarios podrán monitorear a cada uno, ya que la empresa sólo puede ser sostenible por la igual participación y asunción de responsabilidades de los usuarios.

La microempresa celebrará un contrato con el propietario para llevar a cabo el servicio público. Es un tipo de contrato de concesión (concesión en usufructo). Además, la empresa celebrará contratos con los usuarios para prestar el servicio. Mediante contratos vinculantes, se garantizarán los derechos y las obligaciones de la empresa junto con los de los usuarios.

Los costos necesarios son los siguientes. No se incluye el costo necesario para la generación eléctrica incluyendo repuestos.

Inversión inicial	:	US\$	500
Asistencia y monitoreo de proyecto	:	US\$	30,000
Operación y manejo anual	:	N Soles	1,000

### **III-4.7 Evaluación Económica y Social**

#### **III-4.7.1 Método de Evaluación**

En el presente estudio del Plan Maestro se aplicará el método de análisis establecido por el SNIP siempre que se utilice financiamiento público para la implementación de proyectos.

En la metodología del SNIP, el análisis financiero que compara los costos y beneficios utilizando precios de mercado es denominado análisis económico, mientras que el análisis económico que realiza la comparación utilizando precios económicos es denominado análisis social. Con el fin de guardar consistencia con el sistema peruano, en el presente informe se utilizarán los términos del SNIP.

El flujo básico del análisis es el que se indica a continuación:

## 1. Análisis Económico

En el Análisis Económico se calculará el monto esperado de beneficio neto con los estimados de costos y beneficios mediante precios de mercado.

- Estimación de costos a precios de mercado
- Preparación de un flujo de caja para inversión de capital
- Preparación de un flujo de caja para el costo de operación y mantenimiento
- Cálculo de los costos incrementales en comparación con “sin proyecto”
- Estimación de beneficios a precios de mercado
- Cálculo de beneficios incrementales en comparación con “sin proyecto”.
- Cálculo del beneficio neto (Valor Actual Neto)

## 2. Análisis Social

En el Análisis Social se calculará el monto de beneficio neto esperado con los estimados de costos y beneficios, utilizando el precio social que excluye los factores distorsionados debido a la política económica como impuestos y subsidios.

- Estimado de costos a precios sociales
- Preparación de un flujo de caja para inversión de capital
- Preparación de un flujo de caja para el costo de operación y mantenimiento
- Cálculo de costos incrementales en comparación con “sin proyecto”
- Estimación de beneficios a precios sociales
- Cálculo de beneficios incrementales en comparación con “sin proyecto”.
- Cálculo del beneficio neto (Valor Actual Neto Social)

## 3. Análisis de Sensibilidad

El análisis de sensibilidad verifica el impacto en el proyecto en caso de diversas consideraciones importantes como monto de inversión, tarifa eléctrica, beneficios, etc.

### III-4.7.2 Supuestos

Para la evaluación de proyectos se utilizan los siguientes supuestos:

#### 1. Tasa de Descuento

- Análisis económico 12%
- Análisis social 11%

#### 2. Factor de Conversión

Se considera que el precio de mercado está distorsionado debido a las políticas económicas como impuestos o aranceles. Con el fin de obtener precios reales, es decir, precios sociales, se utilizan factores de conversión.

- Bienes domésticos 1.00
- Bienes importados 0.90
- Mano de obra calificada 0.87
- Mano de obra no calificada 0.49 (Selva)
- Transporte 1.00
- Costo de ingeniería 1.00
- IGV 0.00

### 3. Vida Útil

La vida útil de cada componente es el siguiente:

Ítem	Período
Obras Civiles	40 años
Equipo electromecánico, líneas de transmisión	20 años
Generador Diesel	10 años

### 4. Período de Evaluación

El período de evaluación para el proyecto será de 20 años.

### 5. Proyecto Alternativo

Los siguientes son proyectos alternativos para el suministro de electricidad a Balsapuerto:

Ítem	Contenido
Alternativa 1	Electrificación con centrales hidroeléctricas micro
Alternativa 2	Electrificación con generador diesel

#### III-4.7.3 Costo y Beneficio del Proyecto de la Alternativa 1 (Proyecto Hidroeléctrico Micro)

##### 1. Costo de Construcción

El costo de construcción del Proyecto, utilizando canales abiertos, se estima como sigue:

**Cuadro III-4.7.3-1 Inversión Inicial**

(US\$)

Ítem	Monto	Observaciones
1. Ingeniería	32,737	Estudio y supervisión
Medio Ambiente	1,005	
2. Construcción		
1) Obras Civiles		
Materiales	119,589	Productos domésticos
Transporte	108,174	Incluyendo ítems en 2)
2) Equipo Electromecánico		
Materiales	25,080	Todos importados
Instalación	7,920	Mano de obra calificada: 70%
Transporte	0	Estimado en obras civiles
3) Líneas de transmisión y distribución		
Materiales	189,865	
Instalación	138,402	Mano de obra calificada: 70%
Transporte	22,865	
4) Contingencia	31,899	
IGV	128,371	
<b>Total</b>	<b>806,267</b>	

El detalle de las líneas de transmisión y distribución es como sigue:

(US\$)

Ítem	Total	Línea Primaria	Red Primaria	Red Secundaria
Materiales	189,865	94,374	31,573	63,953
Instalación	138,402	98,333	14,544	25,526
Transporte	22,865	15,625	3,898	3,342

## 2. Costo de Operación y Mantenimiento

El costo técnico de operación y mantenimiento se calcula según el siguiente porcentaje:

Ítem	Factor (%)	Observaciones
Central hidroeléctrica mini	1.5	
Transmisión/distribución	2.0 - 2.5	Año 1 - 20

## 3. Demanda de Potencia

Con respecto a la demanda de potencia, se adoptaron los siguientes valores en el Capítulo III-4.5.1.

El número de conexiones no domésticas se calcula con el siguiente supuesto del volumen de energía mensual por usuario.

	<b>Demanda Total (% de la demanda doméstica)</b>	<b>kWh mensual /mes/usuario</b>	<b>Conexión (año 1 al 20)</b>
Doméstico		15	290~385
Comercial	10	45	10~13
Pequeña industria	10	150	3~4
Alumbrado público	5		
Otros usos	10	75	6~7
Reserva	15		

#### 4. Beneficio

##### (1) Beneficio Económico

El Beneficio Económico son los ingresos por las ventas de electricidad. Con el fin de evitar un estimado excesivo, se adopta el precio unitario se calcula de la tarifa eléctrica (BTB5), de fecha 1 de febrero del 2008, Pliego Tarapoto-Moyobamba, por ElectroOriente, el cual abastece a Loreto.

<b>Objetivo</b>	<b>Potencia</b>	<b>Energía</b>	<b>Tasa</b>
Doméstico	1.25	01851	0.110
Comercial	1.25	0.4936	0.079
Industrial	1.25	0.4936	0.206
Otros usos	1.25	0.4936	0.129
Alumbrado público		0.4481	0.184

##### (2) Beneficio Social

El Beneficio Social se obtiene de los datos de los “Beneficios Económicos de la Electricidad en Áreas Rurales del Perú” (NRECA, 1999). Se adopta el 80% de los siguientes valores.

Área	Selva
Iluminación	US\$102.24/año $\times 0.8 = 81.79$
Radio y TV	US\$ 57.96/año $\times 0.8 = 46.37$
Refrigeración	US\$138.84 $\times 0.8 = 111.07$
Otros	US\$ 0.15109/kWh $\times 0.8 = 0.12087$

#### III-4.7.4 Alternativa 2 (Proyecto de Generación por Diesel)

##### 1. Inversión Inicial

##### (1) Generador Diesel

Se instalará un generador diesel de 50 kW, cuyo costo se estima a continuación. La vida útil del generador utilizado actualmente en Balsapuerto está próximo a culminar, por lo que sería reemplazado por uno nuevo.

Ítem	Generador	Transporte (10%)
Precio	US\$16,355	US\$1,636



## (2) Líneas de Transmisión y Distribución

El siguiente es el desglose del costo de las líneas de distribución y transmisión requerido para la ampliación de redes:

(US\$)

Ítem	Total	Línea Primaria	Red Primaria	Red Secundaria
Materiales	200,983	105,492	31,537	63,953
Instalación	149,987	109,917	14,544	25,526
Transporte	24,706	17,466	3,898	3,342
IGV	71,378	44,246	9,496	17,636
<b>Total</b>	<b>447,053</b>	<b>277,121</b>	<b>59,476</b>	<b>110,456</b>

## 2. Costo de Operación y Mantenimiento

El costo de operación técnica y mantenimiento se calcula con el siguiente porcentaje:

Ítem	Costo Anual (US\$)	Observaciones
Costo de combustible	26,719	Tasa de consumo: 12 kWh/galón; Consumo anual: 6,457 galones; Costo unitario: 12 Soles/galón
Costo de petróleo	54	Tasa de consumo: 1,500 kWh/galón; Consumo anual: 52 galones; Costo unitario: 3.03 Soles/galón
Costo de operación y mantenimiento	3,271	US\$16,355 × 20%
Costo de operador	3,724	S/.450/mes × 2 personas × 12 meses/2.9
T y D	---	2.0~2.5%; año 1 al 20

## 3. Demanda de Energía

Se utilizó el mismo volumen de demanda que para la Alternativa 1.

## 4. Beneficio

Se utilizó el mismo beneficio que para la Alternativa 1.

### III-4.7.5 Evaluación

Se espera un mayor beneficio con la electrificación con el proyecto mini-hidroeléctrico que con generación diesel. El primero tiene una mayor TIR, en comparación con los criterios del 11% establecido por el SNIP. Así, se puede concluir que debe implementarse un proyecto hidroeléctrico en Balsapuerto.

(US\$)

	Alternativa 1	Alternativa 2
VAN (TIR)	-814,146 (n.a.)	-828,638 (n.a.)
VANS (TIR)	7,931 (11.2%)	-64,055 (8.7%)

### III-4.7.6 Análisis de Sensibilidad

Con respecto al análisis de sensibilidad, se verifican los siguientes items para observar la variación del valor actual neto del Proyecto.

Ítem	Contenido
(1) Costo de inversión	Incremento del 10%, disminución del 10%
(2) Ingresos	Incremento del 10%, disminución del 10%
(3) Beneficio social	Incremento del 10%, disminución del 10%

#### 1. Costo de Inversión

(US\$)

		Alternativa 1	
		NPV	SNPV
	10%	-902,123	-57,643
Caso Base	0%	-814,146	7,931
	-10%	-726,170	73,505

#### 2. Ingresos por Venta de Electricidad

(US\$)

		Alternativa 1	
		NPV	SNPV
	10%	-807,277	7,931
Caso Base	0%	-814,146	7,931
	-10%	-821,016	7,931

#### 3. Beneficio Social

(US\$)

		Alternativa 1	
		NPV	SNPV
	10%	-814,146	74,623
Caso Base	0%	-814,146	7,931
	-10%	-814,146	-58,761

Como resultado del análisis de sensibilidad, se ha determinado que el cambio en costo de inversión tiene un impacto mayor que en los ingresos de venta de potencia con respecto al VAN. Por otro lado, el impacto por el cambio en beneficio social es mayor que el costo de inversión, pero no difiere en gran medida.

**Cuadro III-4.7-1 Costos Incrementales para Cada Alternativa (Costo Privado) – Alternativa 1**

R U B R O	P E R I O D O																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>A) COSTO DE INVERSION</b>																					
<b>1. Intangibles</b>																					
Engineering cost	32,737																				
Costo de medio ambiente	1,005																				
IGV [19%]	6,411																				
<b>2. Construccion</b>																					
1) Obras Civiles	271,038																				
- Suministro de Equipos, Materiales, etc.	119,589																				
Origen Nacional	119,589																				
Origen Importado	0																				
- Montaje	0																				
M.O. Calificado	0																				
M.O. No Calificado	0																				
- Transporte	108,174																				
- IGV [19%]	43,275																				
2) Obras Electromecanicas	39,270																				
- Suministro de Equipos, Materiales, etc.	25,080																				
Origen Nacional	0																				
Origen Importado	25,080																				
- Montaje Electromecanico	7,920																				
M.O. Calificado	5,544																				
M.O. No Calificado	2,376																				
- Transporte	0																				
- IGV [19%]	6,270																				
3) Instalacion de Lineas y Redes	417,847																				
- Suministro de Equipos, Materiales, etc.	189,865																				
Origen Nacional	70,311																				
Origen Importado	119,554																				
- Montaje Electromecanico	138,402																				
M.O. Calificado	96,882																				
M.O. No Calificado	41,521																				
- Transporte	22,865																				
- IGV [19%]	66,715																				
4) Imprevistos (con IGV)	37,959																				
5) Subtotal inversion	766,114	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>B) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO</b>																					
Central hidroelectrica	0	2,289	2,289	2,289	2,289	2,289	2,289	2,289	2,289	2,289	2,289	2,289	2,289	2,289	2,289	2,289	2,289	2,289	2,289	2,289	2,289
Lineas / Redes Distribucion	0	7,023	7,106	7,190	7,274	7,360	7,447	7,535	7,624	7,714	7,806	7,898	7,991	8,085	8,181	8,278	8,375	8,474	8,575	8,676	8,778
Operacion de servicios electricos	500	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345
<b>C) TOTAL COSTOS CON PROYECTO</b>	806,767	9,656	9,739	9,823	9,908	9,994	10,081	10,169	10,258	10,348	10,439	10,532	10,625	10,719	10,815	10,911	11,009	11,108	11,208	11,310	11,412
<b>D) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO SIN PROYECTO</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>E) TOTAL COSTOS INCREMENTALES</b>	806,767	9,656	9,739	9,823	9,908	9,994	10,081	10,169	10,258	10,348	10,439	10,532	10,625	10,719	10,815	10,911	11,009	11,108	11,208	11,310	11,412

**Cuadro III-4.7-2 Costos Incrementales para Cada Alternativa (Costo Social) – Alternativa 1**

R U B R O		P E R I O D O																				
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>A) COSTO DE INVERSION</b>																						
<b>1. Intangibles</b>																						
Engineering cost	1.00	32,737																				
Costo de medio ambiente	1.00	1,005																				
IGV [19%]	0.00	0																				
<b>2. Construccion</b>																						
<b>1) Obras Civiles</b>																						
- Suministro de Equipos, Materiales, etc.		227,763																				
Origen Nacional	1.00	119,589																				
Origen Importado	0.90	0																				
- Montaje Electromecanico		0																				
M.O. Calificado	0.87	0																				
M.O. No Calificado	0.41	0																				
- Transporte	1.00	108,174																				
- IGV [19%]	0.00	0																				
<b>2) Obras Electromecanicas</b>																						
- Suministro de Equipos, Materiales, etc.		28,369																				
Origen Nacional	1.00	0																				
Origen Importado	0.90	22,572																				
- Montaje Electromecanico		5,797																				
M.O. Calificado	0.87	4,823																				
M.O. No Calificado	0.41	974																				
- Transporte	1.00	0																				
- IGV [19%]	0.00	0																				
<b>3) Instalacion de Lineas y Redes</b>																						
- Suministro de Equipos, Materiales, etc.		302,085																				
Origen Nacional	1.00	70,311																				
Origen Importado	0.90	107,599																				
- Montaje Electromecanico		101,311																				
M.O. Calificado	0.87	84,287																				
M.O. No Calificado	0.41	17,023																				
- Transporte	1.00	22,865																				
- IGV [19%]	0.00	0																				
4) Imprevistos (sin IGV)	1.00	31,899																				
5) Subtotal inversion		590,116																				
<b>B) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO</b>																						
Cental hidroelectrica		0	2,219	2,219	2,219	2,219	2,219	2,219	2,219	2,219	2,219	2,219	2,219	2,219	2,219	2,219	2,219	2,219	2,219	2,219	2,219	2,219
Lineas / Redes Distribucion		0	5,584	5,650	5,717	5,785	5,853	5,922	5,992	6,063	6,135	6,207	6,280	6,355	6,430	6,506	6,582	6,660	6,739	6,818	6,899	6,980
Operacion de servicios electricos	1.00	500	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345
<b>C) TOTAL COSTOS CON PROYECTO</b>																						
		590,616	8,149	8,215	8,281	8,349	8,417	8,487	8,556	8,627	8,699	8,771	8,845	8,919	8,994	9,070	9,147	9,225	9,303	9,383	9,463	9,545
<b>D) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO SIN PROYECTO</b>																						
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>E) TOTAL COSTOS INCREMENTALES</b>																						
		590,616	8,149	8,215	8,281	8,349	8,417	8,487	8,556	8,627	8,699	8,771	8,845	8,919	8,994	9,070	9,147	9,225	9,303	9,383	9,463	9,545

**Cuadro III-4.7-3 Costos Incrementales para Cada Alternativa (Costo Privado) – Alternativa 2**

R U B R O	P E R I O D O																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>A) COSTO DE INVERSION</b>																					
<b>1. Intangibles</b>																					
Engineering cost (17%)	79,639																				
<b>2. Construccion</b>																					
1) Planta Termica	21,409																				
- Grupo electrogeno	16,355										16,355										
- Transporte	1,636										1,636										
- IGV [19%]	3,418																				
2) Instalacion de Lineas y Redes	447,053																				
- Suministro de Equipos, Materiales, etc.	200,983																				
Origen Nacional	73,646																				
Origen Importado	127,337																				
- Montaje Electromecanico	149,987																				
M.O. Calificado	104,991																				
M.O. No Calificado	44,996																				
- Transporte	24,706																				
- IGV [19%]	71,378																				
3) Subtotal inversion	468,462	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17,991	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>B) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO</b>																					
Compra de Combustible y Lubricante	0	26,773	27,175	27,583	27,996	28,416	28,842	29,275	29,714	30,160	30,612	31,071	31,538	32,011	32,491	32,978	33,473	33,975	34,485	35,002	35,527
Planta termica	0	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995
Lineas / Redes Distribucion	0	8,941	9,047	9,154	9,262	9,371	9,482	9,594	9,707	9,822	9,938	10,055	10,174	10,294	10,416	10,539	10,663	10,789	10,917	11,046	11,176
<b>C) TOTAL COSTOS CON PROYECTO</b>	548,100	42,709	43,217	43,731	44,253	44,782	45,319	45,864	46,417	46,977	65,536	48,122	48,707	49,300	49,902	50,512	51,131	51,759	52,397	53,043	53,698
<b>D) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO SIN PROYECTO</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>E) TOTAL COSTOS INCREMENTALES</b>	548,100	42,709	43,217	43,731	44,253	44,782	45,319	45,864	46,417	46,977	65,536	48,122	48,707	49,300	49,902	50,512	51,131	51,759	52,397	53,043	53,698

**Cuadro III-4.7-4 Costos Incrementales para Cada Alternativa (Costo Social) - Alternativa 2**

RUBRO	PERIODO																					
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
<b>A) COSTO DE INVERSION</b>																						
<b>1. Intangibles</b>																						
Engineering cost (17%) sin IGV	1.00	66,923																				
<b>2. Construccion</b>																						
1) Planta Termica		17,991																				
- Grupo electrogeno	1.00	16,355																				
- Transporte	1.00	1,636																				
- IGV [19%]	0.00	0																				
2) Instalacion de Lineas y Redes		335,479																				
- Suministro de Equipos, Materiales, etc.		200,983																				
Origen Nacional	1.00	73,646																				
Origen Importado	0.90	114,603																				
- Montaje Electromecanico		109,790																				
M.O. Calificado	0.87	91,342																				
M.O. No Calificado	0.41	18,448																				
- Transporte	1.00	24,706																				
- IGV [19%]	0.00	0																				
3) Subtotal inversion		353,469	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
<b>B) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO</b>																						
Compra de Combustible (sin IGV)	0.84	0	22,499	22,836	23,179	23,526	23,879	24,237	24,601	24,970	25,344	25,725	26,110	26,502	26,900	27,303	27,713	28,128	28,550	28,979	29,413	29,854
Planta termica	1.00	0	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995	6,995
Lineas / Redes Distribucion		0	6,710	6,789	6,869	6,950	7,032	7,115	7,199	7,284	7,371	7,458	7,546	7,635	7,725	7,816	7,909	8,002	8,097	8,192	8,289	8,387
<b>C) TOTAL COSTOS CON PROYECTO</b>		420,392	36,203	36,620	37,043	37,472	37,907	38,348	38,795	39,250	39,710	40,177	40,651	41,132	41,620	42,115	42,617	43,126	43,642	44,166	44,697	45,237
<b>D) COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO SIN PROYECTO</b>		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>E) TOTAL COSTOS INCREMENTALES</b>		420,392	36,203	36,620	37,043	37,472	37,907	38,348	38,795	39,250	39,710	40,177	40,651	41,132	41,620	42,115	42,617	43,126	43,642	44,166	44,697	45,237

**Cuadro III-4.7-5 Análisis General de la Demanda**

<b>a) Variables importantes</b>		<b>Supuesto</b>	<b>Fuentes de Información</b>
Crecimiento anual de la población	:	1.5%	Mision
Porcentaje de abonados domésticos	:	80%	Inspecciones de campo.
Porcentaje de pérdidas de energía (en BT y MT)	:	10%	Osinerg
Factor de carga	:	25%	Mision

**b) Proyección**

UNIDADES	AÑOS																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Número de hogares	357	362	368	373	379	385	390	396	402	408	414	421	427	433	440	446	453	460	467	474	481
Número de conexiones domesticas		290	294	299	303	308	312	317	322	327	331	336	341	347	352	357	362	368	373	379	385
Número de abonados comerciales		10	10	10	10	10	10	11	11	11	11	11	11	12	12	12	12	12	12	13	13
Número de abonados pequeñas industriales		3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4
Número de abonados de otro uso		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Consumo anual por abonado doméstico		180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180
Consumo anual por abonados comerciales		18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Consumo anual por ab. pequeñas industrias		18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Consumo anual por ab. alumbrado publico		9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Consumo anual por otro uso		18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Consumo anual de abonados domésticos		52,179	52,962	53,756	54,563	55,381	56,212	57,055	57,911	58,779	59,661	60,556	61,464	62,386	63,322	64,272	65,236	66,215	67,208	68,216	69,239
Consumo anual de abonados comerciales		5,218	5,296	5,376	5,456	5,538	5,621	5,705	5,791	5,878	5,966	6,056	6,146	6,239	6,332	6,427	6,524	6,621	6,721	6,822	6,924
Consumo anual de peq. Industrial		5,218	5,296	5,376	5,456	5,538	5,621	5,705	5,791	5,878	5,966	6,056	6,146	6,239	6,332	6,427	6,524	6,621	6,721	6,822	6,924
Consumo anual de alumbrado público		2,609	2,648	2,688	2,728	2,769	2,811	2,853	2,896	2,939	2,983	3,028	3,073	3,119	3,166	3,214	3,262	3,311	3,360	3,411	3,462
Consumo anual de otro uso		5,218	5,296	5,376	5,456	5,538	5,621	5,705	5,791	5,878	5,966	6,056	6,146	6,239	6,332	6,427	6,524	6,621	6,721	6,822	6,924
Consumo total (KWh)		70,442	71,498	72,571	73,659	74,764	75,886	77,024	78,179	79,352	80,542	81,751	82,977	84,222	85,485	86,767	88,069	89,390	90,730	92,091	93,473
Pérdidas de energía (MT y BT)		7,044	7,150	7,257	7,366	7,476	7,589	7,702	7,818	7,935	8,054	8,175	8,298	8,422	8,548	8,677	8,807	8,939	9,073	9,209	9,347
Energía al ingreso del sistema (KWh)		77,486	78,648	79,828	81,025	82,241	83,474	84,727	85,997	87,287	88,597	89,926	91,275	92,644	94,033	95,444	96,875	98,329	99,804	101,301	102,820
Factor de carga		25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
Potencia al ingreso del sistema (KW)		<b>35.38</b>	<b>35.91</b>	<b>36.45</b>	<b>37.00</b>	<b>37.55</b>	<b>38.12</b>	<b>38.69</b>	<b>39.27</b>	<b>39.86</b>	<b>40.46</b>	<b>41.06</b>	<b>41.68</b>	<b>42.30</b>	<b>42.94</b>	<b>43.58</b>	<b>44.24</b>	<b>44.90</b>	<b>45.57</b>	<b>46.26</b>	<b>46.95</b>

**Cuadro III-4.7-6 Beneficios Incrementales para Cada Alternativa (Precios Privados) - Alternativa 1**

	PERIODO																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>1.- Situación con Proyecto / With Project</b>																					
Venta de energía / Energy Sales																					
- domésticos / domestic		918	931	945	960	974	989	1,003	1,018	1,034	1,049	1,065	1,081	1,097	1,114	1,130	1,147	1,165	1,182	1,200	1,218
- comerciales / commercial		66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	79	80	81	82	83	85	86	87
- pequeño Industrial / small industry		172	174	177	179	182	185	188	190	193	196	199	202	205	208	211	215	218	221	224	228
- uso general / general use		107	109	110	112	114	115	117	119	120	122	124	126	128	130	132	134	136	138	140	142
- alumbrado público / public lighting		480	487	494	502	509	517	525	532	540	549	557	565	574	582	591	600	609	618	627	637
Subtotal ventas de energía / Subtotal enery sales		1,742	1,768	1,794	1,821	1,849	1,876	1,904	1,933	1,962	1,991	2,021	2,052	2,082	2,114	2,145	2,178	2,210	2,243	2,277	2,311
<b>2.- Situación sin Proyecto / Without Project</b>																					
Beneficios sin proyecto / Benefit without project		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>3.- Beneficios Incrementales (1) - (2) / Incremental Benefit</b>																					
Total ventas de energía / Total energy sales		1,742	1,768	1,794	1,821	1,849	1,876	1,904	1,933	1,962	1,991	2,021	2,052	2,082	2,114	2,145	2,178	2,210	2,243	2,277	2,311
<b>Variables importantes: (Important variables)</b>																					
1. Tarifa de venta de energía / Energy sale tariff																					
- domestico / domestic	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018
- comerciales / commercial	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013
- industriales y otros / industry and others	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033
- otros / others	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020
- alumbrado / public lighting	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184
2. Período de depreciación (años) / Depreciation (year)																					
Obras Civiles / Civil Works	40																				
Electromecanico / Electromechanical	20																				
3. Tasa de impuesto a la renta (Income tax rate)	30%																				
<b>Estado de pérdidas y ganancias: Profit and Loss Statement</b>																					
1. Total ventas de energía / Total energy sales		1,742	1,768	1,794	1,821	1,849	1,876	1,904	1,933	1,962	1,991	2,021	2,052	2,082	2,114	2,145	2,178	2,210	2,243	2,277	2,311
2. Compra de energía / Energy purchase		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3. Otros costos de OyM / O&M cost		-9,656	-9,739	-9,823	-9,908	-9,994	-10,081	-10,169	-10,258	-10,348	-10,439	-10,532	-10,625	-10,719	-10,815	-10,911	-11,009	-11,108	-11,208	-11,310	-11,412
4. Depreciación Obras civiles / Civil works		-2,990	-2,990	-2,990	-2,990	-2,990	-2,990	-2,990	-2,990	-2,990	-2,990	-2,990	-2,990	-2,990	-2,990	-2,990	-2,990	-2,990	-2,990	-2,990	-2,990
Electromecanico / Electromechanical		-10,747	-10,747	-10,747	-10,747	-10,747	-10,747	-10,747	-10,747	-10,747	-10,747	-10,747	-10,747	-10,747	-10,747	-10,747	-10,747	-10,747	-10,747	-10,747	-10,747
5. Utilidad antes de impuestos / Profit before tax		-21,652	-21,709	-21,766	-21,824	-21,883	-21,942	-22,002	-22,062	-22,123	-22,185	-22,247	-22,310	-22,374	-22,438	-22,503	-22,569	-22,635	-22,702	-22,770	-22,838
6. Impuesto a la renta (solamente cuando hay incremento de utilidades) Income tax		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



**Cuadro III-4.7-7 Beneficios Incrementales para Cada Alternativa (Precios Privados) - Alternativa 2**

	PERIODO / PERIOD																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>1.- Situación con Proyecto / With Project</b>																					
Venta de energía																					
- domésticos / domestic		918	931	945	960	974	989	1,003	1,018	1,034	1,049	1,065	1,081	1,097	1,114	1,130	1,147	1,165	1,182	1,200	1,218
- comerciales / commercial		66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	79	80	81	82	83	85	86	87
- pequeño Industrial / small industry		172	174	177	179	182	185	188	190	193	196	199	202	205	208	211	215	218	221	224	228
- uso general / general use		107	109	110	112	114	115	117	119	120	122	124	126	128	130	132	134	136	138	140	142
- alumbrado público / public lighting		480	487	494	502	509	517	525	532	540	549	557	565	574	582	591	600	609	618	627	637
Subtotal ventas de energía (Subtotal energy sales)		1,742	1,768	1,794	1,821	1,849	1,876	1,904	1,933	1,962	1,991	2,021	2,052	2,082	2,114	2,145	2,178	2,210	2,243	2,277	2,311
<b>2.- Situación sin Proyecto / Without Project</b>																					
Beneficios sin proyecto / Benefit without project		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>3.- Beneficios Incrementales (1) - (2) / Incremental Benefit</b>																					
Total ventas de energía (Total energy sales)		1,742	1,768	1,794	1,821	1,849	1,876	1,904	1,933	1,962	1,991	2,021	2,052	2,082	2,114	2,145	2,178	2,210	2,243	2,277	2,311
<b>Variables importantes:</b>																					
(Important Variable)																					
1. Tarifa de venta de energía																					
- domestico / domestic	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018
- comerciales / commercial	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013
- industriales y otros / industry and others	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033	0.033
- otros / others	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020
- alumbrado / public lighting	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184	0.184
2. Periodo de depreciación (años) / Depreciation (years)																					
PSE / Small Electric System	20																				
Grupo / Diesel generator	10																				
3. Tasa de impuesto a la renta (Income tax rate)	30%																				
<b>Estado de pérdidas y ganancias:</b>																					
Profit and Loss Statement																					
1. Total ventas de energía / Total energy sales	0	1,742	1,768	1,794	1,821	1,849	1,876	1,904	1,933	1,962	1,991	2,021	2,052	2,082	2,114	2,145	2,178	2,210	2,243	2,277	2,311
2. Compra de energía /Energy purchase	0	-26,773	-27,175	-27,583	-27,996	-28,416	-28,842	-29,275	-29,714	-30,160	-30,612	-31,071	-31,538	-32,011	-32,491	-32,978	-33,473	-33,975	-34,485	-35,002	-35,527
3. Otros costos de yM (O&M cost)	0	-8,941	-9,047	-9,154	-9,262	-9,371	-9,482	-9,594	-9,707	-9,822	-9,938	-10,055	-10,174	-10,294	-10,416	-10,539	-10,663	-10,789	-10,917	-11,046	-11,176
4. Depreciación / Depreciation	0	-11,685	-11,685	-11,685	-11,685	-11,685	-11,685	-11,685	-11,685	-11,685	-11,685	-11,685	-11,685	-11,685	-11,685	-11,685	-11,685	-11,685	-11,685	-11,685	-11,685
5. Utilidad antes de impuestos (Income before tax)	0	-45,657	-46,138	-46,626	-47,121	-47,623	-48,133	-48,649	-49,173	-49,704	-50,243	-50,790	-51,345	-51,907	-52,478	-53,056	-53,643	-54,239	-54,843	-55,455	-56,077
6. Impuesto a la renta (solamente cuando hay incremento de utilidades) Income tax		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

**Cuadro III-4.7-8 Beneficios Incrementales para cada Alternativa (Precio Social) – Alternativas 1 y 2**

	PERIODO / PERIOD																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>1.- Situación con Proyecto / With Project</b>																					
Beneficio económico iluminación (Economic benefit of illumination)		25,673	26,029	26,390	26,756	27,128	27,506	27,971	28,359	28,754	29,155	29,643	30,056	30,557	31,064	31,495	31,933	32,378	32,829	33,369	33,834
Voluntad de pago por radio y televisión (Willingness to pay of radio and television)		14,554	14,756	14,960	15,168	15,379	15,593	15,857	16,077	16,301	16,528	16,805	17,039	17,323	17,610	17,855	18,103	18,355	18,611	18,917	19,181
Voluntad de pago por refrigeración (Willingness to pay of refrigeration)		34,864	35,347	35,837	36,334	36,840	37,352	37,983	38,512	39,048	39,592	40,255	40,815	41,495	42,184	42,770	43,365	43,969	44,582	45,315	45,946
Beneficio económico otros usos (Economic benefit of other uses)		1,261	1,280	1,300	1,319	1,339	1,359	1,379	1,400	1,421	1,442	1,464	1,486	1,508	1,531	1,554	1,577	1,601	1,625	1,649	1,674
Sub total beneficios económicos (Subtotal economic benefit)		76,352	77,412	78,487	79,578	80,685	81,810	83,190	84,348	85,523	86,717	88,167	89,396	90,883	92,389	93,674	94,979	96,303	97,647	99,250	100,635
<b>2.- Situación sin Proyecto / Without Project</b>																					
Beneficio económico sin proyecto (Economic benefit without project)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>3.- Beneficios Incrementales (1) - (2) / Incremental Benefit</b>																					
Beneficios económicos incrementales (Incremental economic benefit)		76,352	77,412	78,487	79,578	80,685	81,810	83,190	84,348	85,523	86,717	88,167	89,396	90,883	92,389	93,674	94,979	96,303	97,647	99,250	100,635

**Cuadro III-4.7-9 Valor Real de los Beneficios para Cada Alternativa (Precios Privados)**

	PERIODO / PERIOD																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>1.- Beneficios Incrementales - Privados / Incremental Benefit - Private</b>																					
ALTERNATIVA 1	0	1,742	1,768	1,794	1,821	1,849	1,876	1,904	1,933	1,962	1,991	2,021	2,052	2,082	2,114	2,145	2,178	2,210	2,243	2,277	2,311
ALTERNATIVA 2	0	1,742	1,768	1,794	1,821	1,849	1,876	1,904	1,933	1,962	1,991	2,021	2,052	2,082	2,114	2,145	2,178	2,210	2,243	2,277	2,311
<b>2.- Costos Incrementales - Privados / Incremental Cost - Private</b>																					
ALTERNATIVA 1	806,767	9,656	9,739	9,823	9,908	9,994	10,081	10,169	10,258	10,348	10,439	10,532	10,625	10,719	10,815	10,911	11,009	11,108	11,208	11,310	11,412
ALTERNATIVA 2	548,100	42,709	43,217	43,731	44,253	44,782	45,319	45,864	46,417	46,977	65,536	48,122	48,707	49,300	49,902	50,512	51,131	51,759	52,397	53,043	53,698
<b>3.- Beneficios Netos Totales - Privados / Total Net Benefit - Private</b>																					
ALTERNATIVA 1	-806,767	-7,915	-7,972	-8,029	-8,087	-8,146	-8,205	-8,265	-8,325	-8,386	-8,448	-8,510	-8,573	-8,637	-8,701	-8,766	-8,832	-8,898	-8,965	-9,033	-9,101
ALTERNATIVA 2	-548,100	-40,968	-41,449	-41,937	-42,432	-42,934	-43,443	-43,960	-44,484	-45,015	-63,544	-46,101	-46,655	-47,218	-47,788	-48,367	-48,954	-49,549	-50,153	-50,766	-51,387

ALTERNATIVAS	NPV	IRR
	VAN (12%)	TIR
ALTERNATIVA 1 (CH)	-868,570	#DIV/0!
ALTERNATIVA 2 (CT)	-883,062	#DIV/0!

**Cuadro III-4.7-10 Valor Actual de Beneficios para Cada Alternativa (Precio Social)**

	PERIODO / PERIOD																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>1.- Beneficios Incrementales / Incremental Benefit</b>																					
ALTERNATIVA 1	0	76,352	77,412	78,487	79,578	80,685	81,810	83,190	84,348	85,523	86,717	88,167	89,396	90,883	92,389	93,674	94,979	96,303	97,647	99,250	100,635
ALTERNATIVA 2	0	76,352	77,412	78,487	79,578	80,685	81,810	83,190	84,348	85,523	86,717	88,167	89,396	90,883	92,389	93,674	94,979	96,303	97,647	99,250	100,635
<b>2.- Costos Incrementales / Incremental Cost</b>																					
ALTERNATIVA 1	590,616	8,149	8,215	8,281	8,349	8,417	8,487	8,556	8,627	8,699	8,771	8,845	8,919	8,994	9,070	9,147	9,225	9,303	9,383	9,463	9,545
ALTERNATIVA 2	420,392	36,203	36,620	37,043	37,472	37,907	38,348	38,795	39,250	39,710	40,177	40,651	41,132	41,620	42,115	42,617	43,126	43,642	44,166	44,697	45,237
<b>3.- Beneficios Netos Totales / Total Net Benefit</b>																					
ALTERNATIVA 1	-590,616	68,204	69,197	70,205	71,229	72,268	73,323	74,633	75,721	76,825	77,945	79,322	80,477	81,889	83,319	84,527	85,754	87,000	88,264	89,787	91,090
ALTERNATIVA 2	-420,392	40,149	40,792	41,444	42,106	42,779	43,462	44,394	45,098	45,813	46,539	47,516	48,264	49,263	50,274	51,057	51,853	52,661	53,481	54,553	55,398

ALTERNATIVAS	NPV	IRR
	VAN (11%)	TIR
ALTERNATIVA 1 (CH)	7,931	11.2%
ALTERNATIVA 2 (CT)	-64,055	8.7%

### III-4.8 Fijación de la Tarifa Eléctrica y Mecanismo de Fondos

#### 1. Fijación de la Tarifa Eléctrica

Existen dos tipos de sistema tarifario eléctrico: uno es el sistema de tarifa por consumo medido y el otro es el sistema de tarifa plana. En el primer caso, se realizan las siguientes acciones: instalación del medidor de electricidad, inspecciones periódicas del medidor, presentación del recibo de electricidad, según el consumo de energía. Para realizar estas actividades se requiere de una persona a cargo de la inspección y del cálculo de la tarifa. Por lo tanto, sería un trabajo que requiere de tiempo y es menos efectivo, especialmente en una zona con baja densidad poblacional. Por otro lado, el sistema de tarifa plana no requiere de un procedimiento tan complicado ya que se emite el recibo de electricidad con precios constantes a los consumidores. Esto representa un ahorro en papeleo.

Ítem	Ventajas	Desventajas
Sistema de tarifa por consumo	Justo en costos compartidos	Complicado para la inspección del medidor
Sistema de tarifa plana	No requiere de inspecciones del medidor	No es justo para los pequeños consumidores

En este proyecto, se espera establecer una microempresa local, la cual será el proveedor de servicio de electricidad, como parte de un sistema ascendente. Por consiguiente, se puede considerar que la búsqueda de un negocio eficiente ayudaría a contribuir de manera equitativa con todos los consumidores. Desde este punto de vista, se adopta un sistema de tarifa plana en el presente estudio.

#### <Ítems para Examinación y Condiciones>

Con el fin de evaluar el nivel tarifario eléctrico, se hará referencia a los siguientes ítems. Básicamente la tarifa debe cubrir el costo de operación y mantenimiento desde el punto de vista de la sostenibilidad. También debe fijarse a un nivel accesible para la mayoría de pobladores. En el caso de que la tarifa calculada de esta manera sea muy elevada en comparación con el nivel tarifario actual, se debe considerar la aplicación de un tipo de sistema de subsidio.

- (1) Costo de operación y mantenimiento
- (2) Nivel actual de la tarifa eléctrica
- (3) Disposición de pago
- (4) Tasa de conexión

Cada ítem se verifica de la siguiente manera:

#### (1) Costo de Operación y Mantenimiento

Como en casos pasados en proyectos de electrificación rural en el país, se espera que el costo de inversión inicial sea subsidiado completamente. Por lo tanto, se hará un cálculo para establecer una tarifa que cubra el costo de operación y mantenimiento requerido para la operación del proyecto. El

costo de operación y mantenimiento consistirá de lo siguiente: (1) costo de operación y mantenimiento de la central eléctrica, (2) costo de operación y mantenimiento de las líneas de transmisión/distribución, y (3) costo de operación de la microempresa por el servicio de electricidad.

Ítem	Monto/mes (US\$)	Observaciones
(1) Costo de operación y mantenimiento de la central eléctrica	191	1.5% del costo de inversión
(2) Costo de operación y mantenimiento de las líneas de T/D	585	2.0% del costo de inversión
(3) Operación de las microempresas	29	S/.1,000 / año
<b>Total</b>	<b>805</b>	

## (2) Nivel Actual de la Tarifa Eléctrica

Se ha adoptado el precio unitario de la tarifa eléctrica (BTB5) de fecha 1 de febrero del 2008, Pliego Tarapoto-Moyobamba, por ElectroOriente, el cual abastece a Loreto.

Con el consumo mensual estimado en Balsapuerto de 15 kWh/mes (para una vivienda), se calcula la tarifa mensual como se indica a continuación:

Cargo fijo : 2.19 Soles

Cargo por energía : 6.756 Soles =  $0.4504 \times 15$  kWh

Total : 8.946 Soles (con IGV: 10.646 Soles)

(Con FOSE, S/.5.568 y S/.6.630 respectivamente)

## (3) Disposición de Pago

La disposición de pago que mencionamos aquí se refiere al valor del gasto de energía actual, obtenido a través de una encuesta realizada a los pobladores como parte de un estudio social. No es un valor obtenido como “disposición de pago” en las encuestas.

**Cuadro III-4.8-1 Disposición de Pago: Balsapuerto**

(Nuevos Soles)	
Máximo	80.0
Mínimo	10.0
Promedio	29.3
Media	23.0

## (4) Tasa de Conexión

Este proyecto contempla abastecer a un 80% de las viviendas en el área objetivo. Por consiguiente, es deseable fijar una tarifa que también sea accesible para más del 80% de las viviendas. Con el fin de alcanzar este nivel, se requeriría introducir cierto sistema de subsidio.

**<Resultado de la Evaluación>**

Se ha realizado un cálculo tentativo de la tarifa eléctrica promedio requerida para recuperar el costo por el servicio de electricidad, con la condición de que la microempresa no obtenga ningún beneficio.

Como resultado, el nivel de tarifa eléctrica se calcula como sigue:

Sin subsidio para la inversión inicial	34.10 Soles
100% de subsidio para la inversión inicial	6.77 Soles

La tarifa para cubrir el costo de operación y mantenimiento para este proyecto se calcula en 6.47 Soles/mes. No existe mayor diferencia con la tarifa eléctrica actual en los alrededores.

Bajo la condición de que la inversión inicial sea subsidiada en su totalidad, se calculó el nivel de subsidio para recuperar el costo de operación y mantenimiento para los siguientes casos:

- 1) Valor medio : 23.00 Soles
- 2) 80% de la disposición de pago : 15.00 Soles
- 3) Tarifa de red (con FOSE) : 6.63 Soles

(unidad: Nuevos Soles)

Precio unitario / mes	Monto del subsidio	Monto anual	Observaciones
23.00	0.00	0	WtP Medio
15.00	0.00	0	WtP cobertura 80%
6.77	0.00	0	Precio base
6.63	0.14	487	$0.14 \times 290 \text{ vivienda} \times 12$

**2. Mecanismo de Fondos**

**(1) Costo de Construcción**

El costo de inversión inicial requerido por el proyecto deber ser obtenido del Fondo SPERAR, así como de los fondos del gobierno local (p. ej. CANON).

**(2) Costo de Capacitación**

El costo requerido para brindar capacitación para el manejo del proyecto debe ser obtenido del Fondo SPERAR.

**(3) Costo de Operación y Mantenimiento**

El costo de operación y mantenimiento básicamente debe ser asumido por el consumidor a través de la tarifa eléctrica. El costo de operación de una microempresa a ser establecida por los pobladores también debe ser cubierto por este fondo.

**(4) Subsidio**

Es indispensable el subsidio para garantizar de manera estable cierto nivel de ingresos. Por lo menos, es deseable fijar la tarifa eléctrica a un nivel similar que la del área adyacente electrificada con redes. Para tal fin, es necesario que una microempresa se registre como una empresa de suministro de electricidad en el MEM, y solicite a OSINERGMIN una provisión de subsidio cruzado en base al FOSE.

**III-4.9 Consideraciones Sociales y Ambientales**

El siguiente cuadro muestra el resultado de la investigación y contramedidas de los elementos ambientales que se supone que pudiera dar impactos en el medio ambiente natural y social en Balsa Puerto.

**Cuadro III-4.9-1 Resultado de la Investigación del Medio Ambiente y Contramedidas**

Elementos Ambientales	Clasificación	Resultado de investigación	Contramedidas
Distribución desigual de los impactos adversos y beneficios	C	La gente con ingresos reducidos no podrán usar los servicios eléctricos cuando el sistema eléctrico se introduce.	El Plan Maestro propone que MEM/DPR establezca el sistema de asistencia financiera de modo que los pobres puedan usar electricidad.
Conflicto de interés entre las partes involucradas		Se anticipa que maldistribución de beneficios podría ocurrir entre los habitantes.	
La población pobre, indígena y minorías étnicas	C	-Habitantes en el área de Balsapuerto son de la minoría étnica Chahui. El nivel de educación y el grado de desarrollo social es apenas el más bajo en el Perú. Por lo tanto, se anticipa que la gente del exterior tal como el gobierno local, tomaría la iniciativa y la intención de los habitantes no podría reflejarse en el planeamiento detallado y la operación.  - Casi 100% de los habitantes en Balsapuerto son de Chahui. Se supone que la implementación del proyecto no podría causar disparidad de beneficios entre grupos étnicos.	Se hace necesario explicar el proyecto a los habitantes al inicio del proyecto para que ellos lo comprendan claramente. En reuniones la comunicación y los materiales educativos deben ser en el idioma de Chahui. Es efectivo hacer análisis de sus propios problemas y planeamiento con enfoque participativo.



Elementos Ambientales	Clasificación	Resultado de investigación	Contramedidas
Género	C	Como las mujeres pueden ser muy difíciles de participar en actividades de sensibilización, capacitación y organización de gestión que son propuestas en el Plan Maestro, se anticipa que la electrificación podría hacer fija la desigualdad de géneros con respecto al desarrollo social.	El Plan Maestro propone que el implementador recomiende y soporte a los habitantes al efecto de que las mujeres tengan sensibilización y capacitación y tengan la posibilidad de candidatos de miembro de la organización de gestión. Es efectivo tomar el enfoque participativo y hacer monitoreo continuo.
Contaminación de Agua	D	Los materiales como el concreto utilizado para la construcción de centrales hidroeléctricas contienen componentes químicos. Si se desechan en el río, pueden contaminar el agua.	El implementador prepara un plan de construcción que minimice contaminación de agua. En la etapa de construcción, el implementador obligatoriamente supervise las obras de contratistas desde el punto de vista del medio ambiente.
Residuos Sólidos	D	Como no existe un marco legal para la contaminación del agua, podría producirse contaminación por polvo durante la construcción.	Aunque la escala de construcción es pequeña, el implementador debe supervisar los contratistas de manera adecuada. Y también, de caso necesario, se recomienda que MEM/DPR emita directivas administrativas a los violadores.
Flora, fauna y biodiversidad	D	El área de las facilidades de construcción se ubica en la selva de la falda de las montañas de Andes. No está en un área protegida de INRENA y es muy pequeña. Sin embargo, se supone que el proyecto podría dar impacto a cierto grado en flora y fauna.	En el tiempo del estudio de prefactibilidad, no fue posible ver el lugar de las facilidades de construcción debido al colapso de camino. Investigaciones ecológicas del sitio deben ser llevadas a cabo en la implementación del proyecto. Si se descubren algunas variedades específicas, el implementador debe mantener conversaciones con INRENA.

Elementos Ambientales	Clasificación	Resultado de investigación	Contramedidas
Topografía y geología	D	<p>Según el diseño básico, el proyecto incluye la construcción de facilidades (dique, bocatoma, canal de aducción 1.9km, tubería forzada 177m, casa de máquinas, etc.)</p> <p>El lugar planeado para construcción se ubica más de 6km desde la localidad más cercana, del cual 5km es intransitable actualmente debido al colapso de camino. Es indispensable hacer reparaciones y construcción de camino para transporte de materiales y operación en ese tramo.</p> <p>Sin embargo, ese camino de acceso es planeado a la misma escala que aquellos usados en localidades adyacentes. Por consiguiente, no se anticipa que el camino de acceso dé impacto considerable en topografía.</p>	El implementador debe supervisar el diseño y obras de construcción en forma adecuada para evitar erosión y otros daños.

Nota: Clasificación de evaluación

A : Impacto serio está esperado.

B : Impacto está esperado hasta cierto punto.

C : No fuerte impacto está esperado, pero hay impacto de vez en cuando.

D : Puede ocurrir impacto a nivel bajo. Se requieren más detalladas investigaciones y evaluación en la etapa de estudio de factibilidad.

Fuente: Equipo de Estudio de JICA, 2008