

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**DESARROLLO DE UN PROYECTO DE ELECTRIFICACIÓN A
NIVEL DE PERFIL SEGÚN LOS LINEAMIENTOS DEL SNIP**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

JOSÉ CARLOS CÓRDOVA BLANCAS

**PROMOCIÓN
2003 - I**

**LIMA – PERÚ
2008**

**DESARROLLO DE UN PROYECTO DE ELECTRIFICACIÓN A
NIVEL DE PERFIL SEGÚN LOS LINEAMIENTOS DEL SNIP**

Agradecimiento a la memoria de mi padre que fue mi espejo de superación, mi madre la más grande del mundo que me enseñó a luchar por la vida y vencer cualquier adversidad, de igual manera a mis hermanos por su motivación constante y ejemplo para esforzarme cada día más.

SUMARIO

El presente Informe **Desarrollo de un Proyecto de Electrificación a Nivel de Perfil Según los Lineamientos del Sistema Nacional de Inversión Pública (SNIP)**, tiene como objetivo principal ser un guía para los estudiantes de Pre grado o Profesionales en la especialidad de Ingeniería Eléctrica para la elaboración de un Perfil.

Veremos como esta constituido el Perfil, donde contiene los principios, procesos, metodologías, normas técnicas y procedimientos necesarios para poder obtener su viabilidad.

El Presente Informe esta dividido en dos partes

La Primera parte nos muestra la parte teórica desde el inicio del Sistema Nacional de Inversión Pública, su normatividad, principios, procesos y metodología, posteriormente se ve el ámbito de aplicación, quienes lo conforman y finalmente el Proyecto de Inversión Pública(PIP), su definición, el ciclo, procesos, procedimientos y partes que comprende un PIP.

La segunda parte tenemos una aplicación de un PIP, **“ELECTRIFICACIÓN DE TOTORILLAS, SAN FELIPE Y SANTA ROSA DE CHAUPI, PILPICHACA”** habiendo obtenido su viabilidad.

Es importante tener en cuenta que el Ministerio de Energía y Minas (MEM) se ha propuesto la meta de alcanzar un Coeficiente de Electrificación del orden del 88,5% a mediado plazo (Año 2011) y 93,1% a largo plazo (Año 2015), siendo actualmente el 78%, por lo tanto habrá una gran demanda de Proyectos de Electrificación, consecuentemente deben de pasar por la fase de Pre inversión para garantizar el uso adecuado de los recursos destinados para su ejecución.

INDICE

PROLOGO	1
CAPITULO I	
SISTEMA NACIONAL DE INVERSION PÚBLICA	2
1.1 Alcances	2
1.2 Definición del Sistema Nacional de Inversión Pública (SNIP) y su normatividad vigente	3
1.3 Principios, Procesos y Metodologías del SNIP	4
1.3.1 Principios del SNIP	4
1.3.2 Procesos del SNIP	4
1.3.3 Metodología del SNIP	4
CAPITULO II	
AMBITO, RESPONSABLES Y FUNCIONES	5
2.1 Ámbito de Aplicación	5
2.1.1 ¿Quiénes están sujetos al SNIP?	5
2.1.2 ¿Todos los Gobiernos Locales están sujetos al SNIP?	6
2.2 Responsables y Funciones	7
2.2.1 ¿Quiénes conforman el SNIP?	7
2.2.2 ¿Cuál es el esquema de interacción entre estos Organismos?	10
CAPITULO III	
EL CICLO DEL PROYECTO	11
3.1 ¿Qué es un Proyecto de Inversión Pública - PIP?	11
3.2 ¿Cuál es el Ciclo del Proyecto?	11
3.3 ¿Con qué tipo de Recursos se financia cada etapa del Ciclo de Proyecto?	12

3.3.1	Pre inversión	12
3.3.2	Inversión	12
3.3.3	Post inversión	13

CAPITULO IV

PROCESOS Y PROCEDIMIENTOS GENERALES DE PRE - INVERSION		14
4.1	Fase de Pre inversión	14
4.1.1	¿Cuáles son los Estudios que conforman la fase de Pre inversión?	14
4.2	Pasos a seguir en la Fase de Pre inversión	15
4.2.1	Paso 1: Elaboración de Estudios de Pre inversión	15
4.2.2	Paso 2: Registro del PIP en el Banco de Proyectos	15
4.2.3	Paso 3: Evaluación	15
4.2.4	Paso 4: Declaración de Viabilidad	17

CAPITULO V

PROCESOS Y PROCEDIMIENTOS DE PRE – INVERSION CON DELEGACION DE FACULTADES		18
5.1	Delegación de Facultades	18
5.1.1	Declarar la Viabilidad de los PIP	18
5.1.2	Requisitos para el uso de las Delegaciones	18
5.1.3	Determinación del Nivel de Estudio que puede llegar un PIP	20
5.1.4	Requisitos para el uso de las Delegaciones	21

CAPITULO VI

CONTENIDO MINIMO DE UN PERFIL		22
6.1	Aspectos Generales	22
6.1.1	Nombre del Proyecto	22
6.1.2	Unidad Formuladora y Ejecutora	22
6.1.3	Marco de Referencia	22
6.2	Identificación	22
6.2.1	Diagnóstico de la situación actual	22
6.2.2	Definición del problema y sus causas	22
6.2.3	Objetivo del Proyecto	23
6.2.4	Alternativas de Solución	23

6.3	Formulación y Evaluación	23
6.3.1	Análisis de Demanda	23
6.3.2	Análisis de la Oferta	23
6.3.3	Balance Oferta Demanda	23
6.3.4	Costos	23
6.3.5	Beneficios	23
6.3.6	Evaluación Social	24
6.3.6.1	Metodología Costo / Beneficio	24
6.3.6.2	Metodología Costo / Efectividad	24
6.3.7	Análisis de Sensibilidad	24
6.3.8	Sostenibilidad	24
6.3.9	Impacto Ambiental	24
6.3.10	Selección de Alternativas	24
6.3.11	Matriz del marco lógico para la alternativa seleccionada	24
6.4	Conclusión	25
6.5	Anexos	25
6.6	Ejemplo de un Perfil de Pre inversión viable	
6.6.1	Aspectos Generales	26
6.6.2	Identificación	28
6.6.3	Formulación	40
6.6.4	Evaluación	46
6.6.5	Conclusiones del Ejemplo Perfil	51
6.6.6	Recomendaciones del Ejemplo Perfil	51
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	52
	ANEXO A	53
	ANEXO B	63
	BIBLIOGRAFIA	81

PROLOGO

El Ministerio de Economía y Finanzas a través de la Dirección General de Programación Multianual del Sector Público es la más alta autoridad técnico normativa del Sistema Nacional de Inversión Pública. Dicta las normas técnicas, métodos y procedimientos que rigen los Proyectos de inversión Pública.

En el presente informe de Suficiencia muestra el **Desarrollo de un Proyecto de Electrificación a Nivel de Perfil según los Lineamientos del Sistema Nacional de Inversión Pública (SNIP).**

El presente informe consta de 06 capítulos, en el **Capítulo I** trata de la creación del SNIP, su creación, normatividad, principios, procesos y metodologías.

En el **Capítulo II** trata del ámbito de aplicación, quienes están sujetos al SNIP, los responsables quienes conforman el SNIP y sus funciones en las diferentes etapas de Pre inversión, Inversión y Post inversión .

En el **Capítulo III** trata de la definición de un Proyecto de Inversión Pública (PIP), el ciclo de un PIP, los recursos que se financian en cada etapa del ciclo de Proyecto.

En el **Capítulo IV** trata de los Procesos y Procedimientos en la Etapa de Pre inversión, en ella se elaborarán los diferentes estudios que sustentarán la viabilidad de un PIP.

En el **Capítulo V** trata sobre los Procesos y Procedimientos de Pre inversión con Delegación de Facultades, por parte del Ministerio de Economía y Finanzas puede delegar total o parcialmente a los Sectores, Gobiernos Regionales y Gobiernos Locales (Oficina de Programación de Inversiones o Unidades Ejecutoras) la atribución de declarar la viabilidad de un PIP.

En el **Capítulo VI** trata de las partes que comprende un Estudio de Electrificación a Nivel de perfil Técnico, además se da un ejemplo de un Perfil el cual ha sido aprobado obteniendo su viabilidad.

CAPITULO I

SISTEMA NACIONAL DE INVERSIÓN PÚBLICA

1.1 Alcances

Durante muchos años fue común que las Entidades Públicas pasen directamente de la idea de un Proyecto a la elaboración del Expediente Técnico y de ahí a la ejecución de la obra, obteniendo como resultado (en muchos casos) proyectos que no resolvían problemas y que no contaban con recursos para su Operación y Mantenimiento. De esa manera se usaban ineficientemente los escasos recursos públicos destinados a inversión.

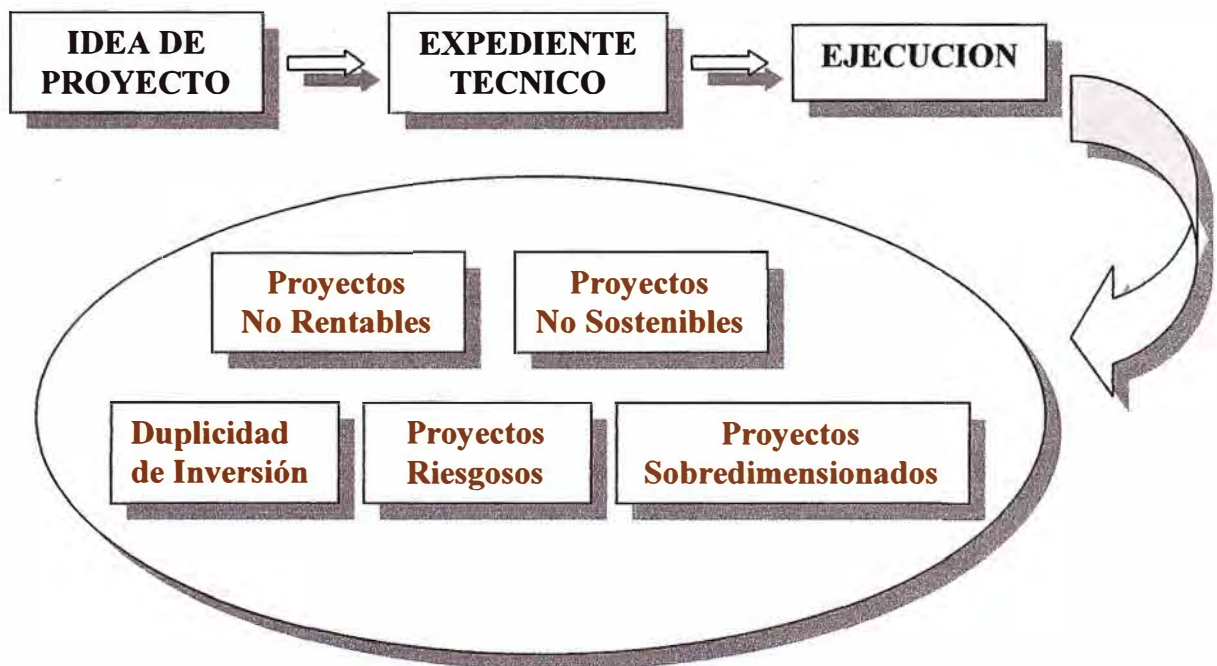


Fig. 1.1: Antes del SNIP, uso ineficiente de los Recursos Públicos

1.2 Definición del Sistema Nacional de Inversión Pública y su Normatividad

Ante esta situación y sabiendo que los recursos disponibles para la inversión pública son limitados, se creó el **SISTEMA NACIONAL DE INVERSIÓN PÚBLICA (SNIP)** por **LEY 27293**, creada el 28 de junio del 2000, con la finalidad de optimizar, el uso de los

Recursos Públicos destinados a la inversión y que establece que las entidades públicas encargadas de ejecutar proyectos de inversión pública, deben aplicar una serie de principios, procesos, metodologías y normas técnicas que permitan optimizar el uso de los recursos públicos.

- La **Ley 27293** fue modificada por las **Leyes N° 28522 y N° 28802**, publicadas en el Diario Oficial “El Peruano” el 25 de mayo del 2005 y el 21 de julio de 2006 respectivamente.
- Declaran en Reestructuración el Sistema Nacional de Inversión Pública y dictan otras medidas para garantizar la calidad del Gasto Público

(Aprobado por **Decreto de Urgencia N° 015-2007** publicado en el Diario Oficial “El Peruano” el 22 de mayo del 2007 y que modifica el **Decreto de Urgencia N° 014-2007** que declara en emergencia la ejecución de diversos Proyectos de inversión publicado en el Diario Oficial “El Peruano” el 10 de mayo del 2007).

- Reglamento del Sistema Nacional de Inversión Pública (concordada)

(Aprobado por **Decreto Supremo N° 102-2007-EF**, publicado en el Diario Oficial “El Peruano” el 19 de julio de 2007. En vigencia desde el 02 de Agosto de 2007 y modificado por **Decreto Supremo N° 185-2007-EF**, publicado en el Diario Oficial “El Peruano” el 24 de noviembre de 2007).

- Contenidos Mínimos del Estudio de Perfil en Proyectos de Inversión a que se refiere el artículo 1° del **Decreto de Urgencia N° 014-2007**, modificado por el **Decreto de Urgencia N° 015-2007**.

(Aprobado por **Resolución Ministerial N° 314-2007/15**, publicado en el Diario Oficial “El Peruano” el 01 de junio de 2007 y modificado por **Resolución Ministerial N° 647-2007/**, publicado en el Diario Oficial “El Peruano” el 26 de Junio de 2007).

El SNIP es uno de los sistemas administrativos del Estado, que como el de Presupuesto, Tesorería, Contaduría, Control y Adquisiciones, etc., es de **observancia y cumplimiento obligatorio para todos los niveles de gobierno**.

1.3 Principios, Procesos y Metodologías del SNIP

El SNIP contiene principios, procesos, metodologías y normas técnicas homogéneas tales como se indican.

1.3.1 Principios

- **Economía** : Se busca el ahorro de recursos.
- **Priorización:** Programación en un entorno de recursos escasos y necesidades crecientes.
- **Eficiencia** : Capacidad de lograr el efecto deseado al menor costo.

1.3.2 Procesos

El ciclo del Proyecto estará dado por:

- Pre Inversión
- Inversión
- Post Inversión.

1.3.3 Metodologías y Normas Técnicas del SNIP

- **Pre – inversión:** Contenidos mínimos, parámetros (precios sociales), guía general, guías sectoriales, normas técnicas sectoriales.
- **Inversión** : Sistema de seguimiento y monitoreo (en elaboración)
- **Post Inversión** : Evaluaciones Ex – post (en elaboración)

CAPITULO II

AMBITO RESPONSABLES Y FUNCIONES

2.1 **Ámbito de Aplicación**

2.1.1 **¿Quiénes están sujetos al SNIP?**

Todas las entidades y empresas del Sector Público No Financiero que ejecuten Proyectos de Inversión con Recursos Públicos.

Es decir comprende a:

- Los Ministerios y sus órganos desconcentrados.
- Los Organismos Públicos Descentralizados.
- Los Organismos Constitucionalmente Autónomos.
- Los Gobiernos Regionales, sus empresas y las entidades adscritas a éstas.
- Los Gobiernos Locales, sus empresas y las entidades adscritas (no todos están sujetos).
- Las Empresas del Estado, de derecho público o privado y las empresas mixtas en las cuales el control de las decisiones de los órganos de gestión esté en manos del Estado.
- Los órganos reguladores y supervisores, y en general los organismos y dependencias del Estado que ejecuten **Proyectos de Inversión Pública**.
- Las Universidades Nacionales.
- Y cualquier otra entidad del Sector Público no financiero sin importar su denominación y oportunidad de creación.

Adicionalmente, incluye los proyectos del sector privado cuando, después de la ejecución, los gastos permanentes de operación y mantenimiento deban ser asumidos por una entidad del Sector Público con cargo a su presupuesto institucional.

Un ejemplo de este último caso, puede ser aquel en que una ONG construye una posta médica y luego entrega su administración al Ministerio de Salud.

Las entidades y empresas del Gobierno Nacional están clasificadas en el SNIP por Sectores en el Clasificador Institucional del SNIP. Esta clasificación institucional por Sectores es válida para los fines de la Ley del SNIP.

Cada uno de estos Sectores se encuentra bajo la responsabilidad de un Ministerio (Salud, Agricultura, Educación, etc.), un Organismo Constitucionalmente Autónomo (Poder Judicial) o un órgano representativo de un conjunto éstos (Universidades, Sistema Electoral).

Por ejemplo, si el Ministerio del Interior quisiera poner un hospital, el Sector que debe evaluar el proyecto es SALUD. Por otro lado, si un Gobierno Regional también quisiera poner un hospital, una vez más será el Sector Salud el responsable de evaluar el Proyecto.

2.1.2 ¿Todo los Gobiernos Locales están sujetos al SNIP?

Por ahora no. En cumplimiento a lo dispuesto en la Ley de Bases de la Descentralización, la incorporación de los Gobiernos Locales es Progresiva, se hace a través de dos modalidades:

- **Una incorporación normativa.** Mediante resolución que emite la Dirección General de Programación Multianual (DGPM).
- **Una incorporación voluntaria.** Los Gobiernos Locales que por acuerdo de su Concejo Municipal decidan incorporarse al SNIP, automáticamente quedan incorporados al ámbito de aplicación de las normas del SNIP.

Aquellos Gobiernos Locales incorporados de manera normativa o voluntaria sólo deben hacer estudios de Pre-inversión (perfiles, pre-factibilidad o factibilidad) para sus **proyectos nuevos**.

Los beneficios a seguir los procedimientos del SNIP son:

- Los Proyectos son formulados como verdaderas soluciones a los Problemas.
- El análisis técnico hecho por sus propios formuladores permite a las autoridades tener un respaldo en sus decisiones.
- Se utilizan mejor los recursos (más beneficios por menos costo).

Se cuenta con apoyo especializado de las **Oficinas de Programación de Inversiones – OPI** sectoriales y de la Dirección General de Programación Multianual – DGPM.

2.2 Responsables y Funciones

2.2.1 ¿Quiénes conforman el SNIP?

Los organismos que conforman el SNIP:

- a) **Las Unidades Formuladoras - UF.-** Son cualquier órgano o dependencia de las entidades (previamente registradas en el Banco de Proyectos).

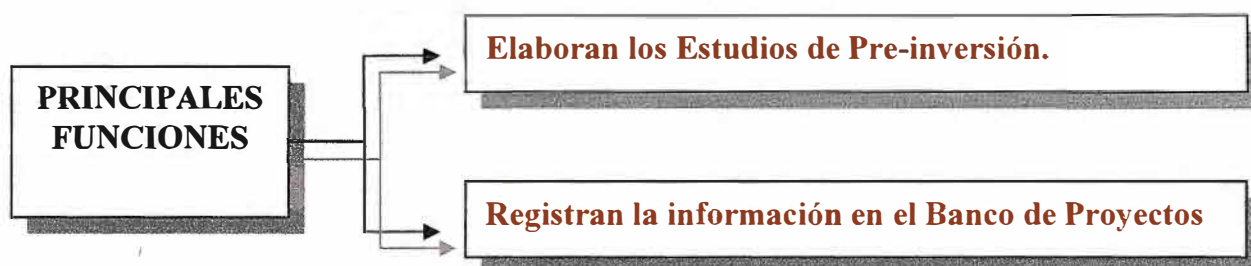


Fig. 2.1: Principales Funciones de las UF

- b) **Las Unidades Ejecutoras – UE.-** Son cualquier órgano o dependencia de las entidades, con capacidad para ejecutar los Proyectos de Inversión Pública de acuerdo a la normatividad presupuestal vigente. No requieren su inscripción en el Banco de Proyectos.

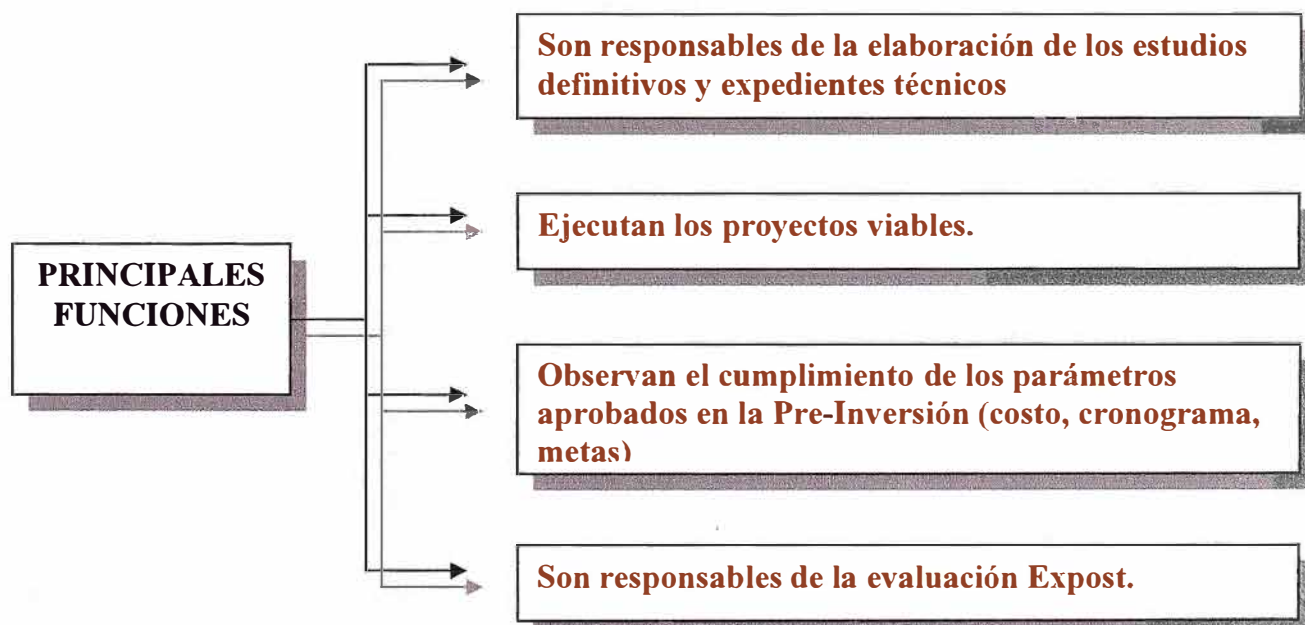


Fig. 2.2: Principales Funciones de las UE

- c) **Las Oficinas de Programación de Inversiones - OPI.-** Son los órganos técnicos del SNIP en cada Sector, Gobierno Regional o Gobierno Local.

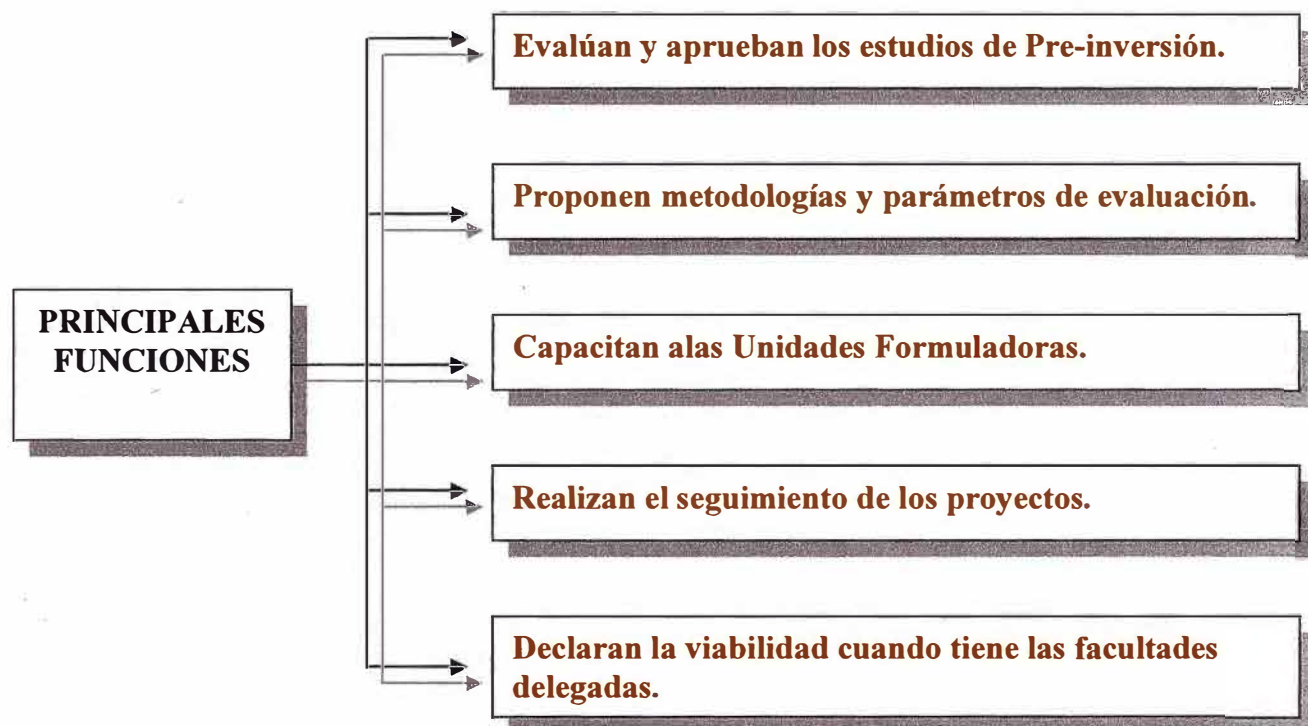


Fig. 2.3: Principales Funciones de las OPI

- d) **Los Órganos Resolutivos.-** Son las máximas autoridades ejecutivas en cada Sector, Gobierno Regional o Gobierno Local.

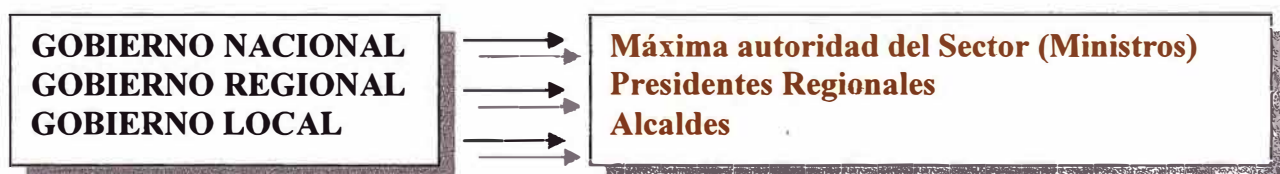


Fig. 2.4: Selección de los Órganos Resolutivos

- e) **La Dirección General de Programación Multianual (DGPM) del Sector Público .-** Dirección perteneciente al Ministerio de Economía y Finanzas, que es la máxima autoridad técnico normativa del SNIP

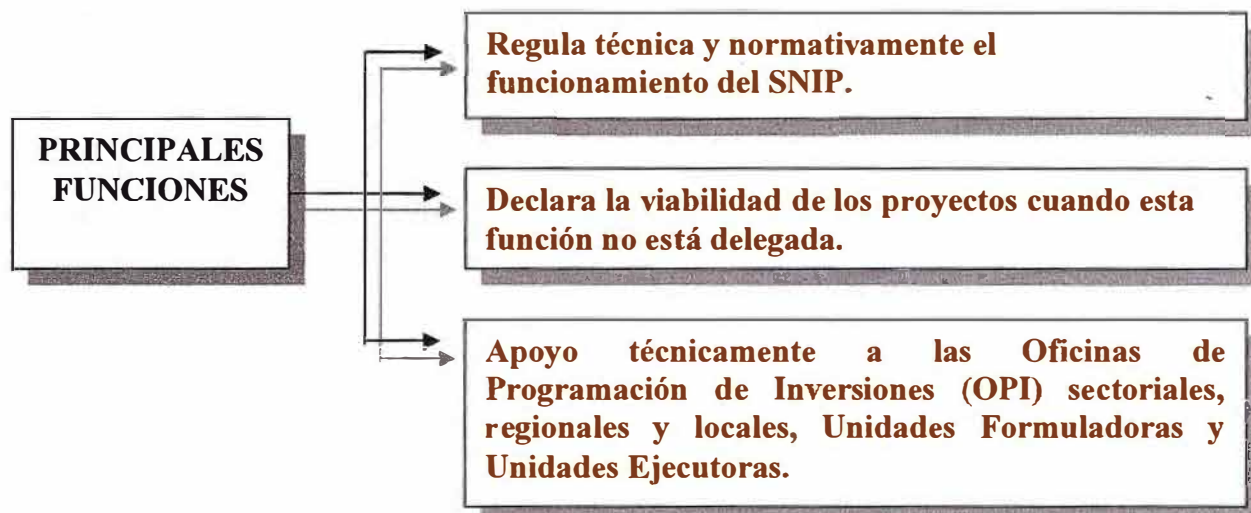


Fig. 2.5: Principales Funciones de la DGPM

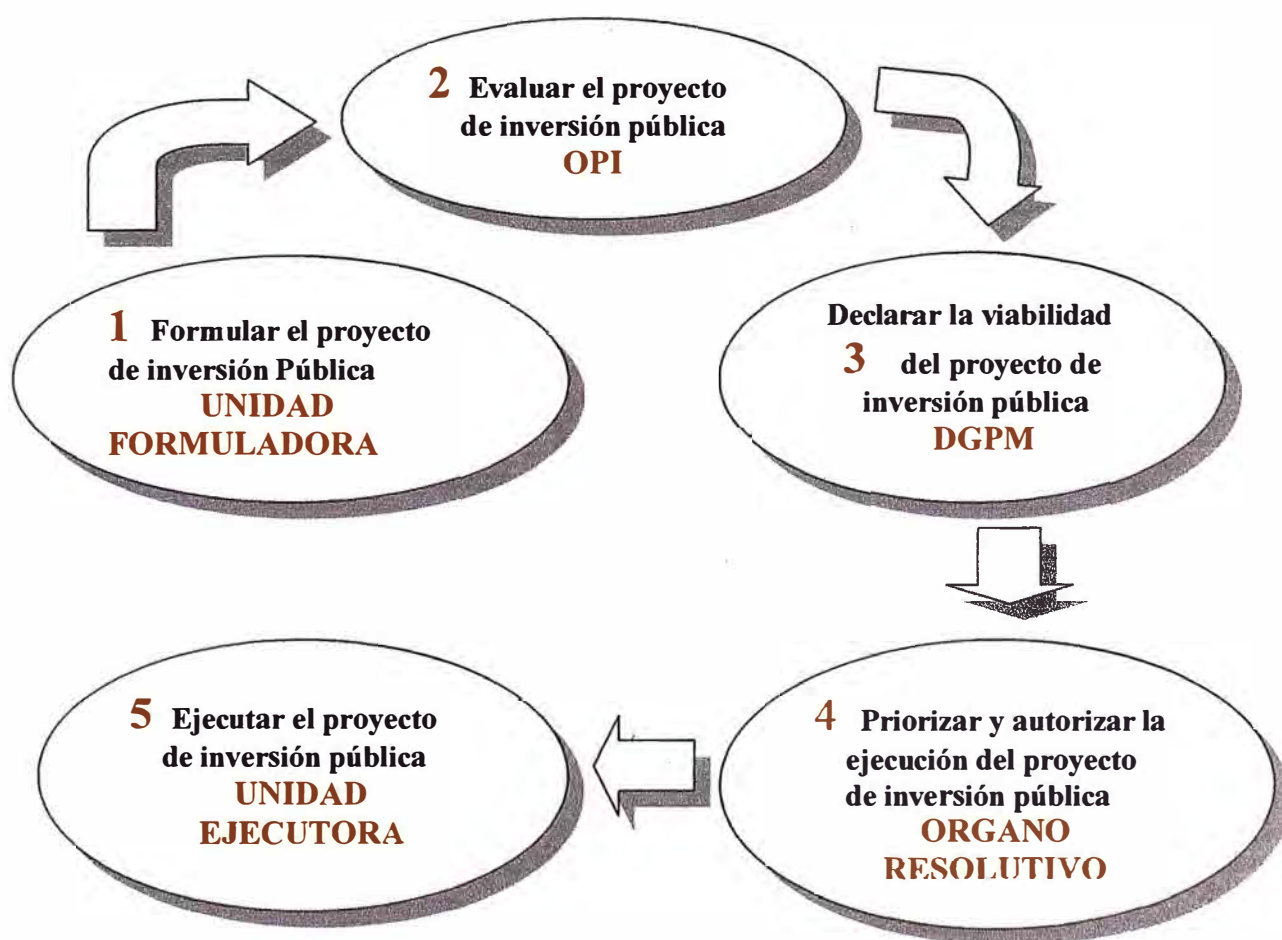


Fig. 2.6: Principales Funciones en el SNIP de la DGPM

2.2.2 ¿Cuál es el esquema de interacción entre estos organismos?



Fig. 2.7: Interacción entre Organismos en el SNIP

CAPITULO III

EL CICLO DEL PROYECTO

3.1. ¿Qué es un Proyecto de Inversión Pública - PIP?

Un Proyecto de Inversión Pública:

- Es toda intervención limitada en el tiempo que utiliza total o parcialmente recursos públicos.
- Tiene como fin crear, ampliar, mejorar, modernizar o recuperar la capacidad productora de bienes y servicios.
- Sus beneficios se generan durante la vida útil del Proyecto independientemente de otros Proyectos.

Un PIP implica un grupo de tareas que comprometen recursos (hombres, máquinas, información, etc.), acciones y productos durante un período determinado de tiempo (días, meses, años, etc.) y en una zona en particular (un barrio, municipio, departamento, región, etc.)

Ejemplo: contrariamente a lo que comúnmente se piensa, **CONSTRUIR UN AULA no es un PIP por sí mismo**, puesto que un PIP involucraría el poner en operatividad el servicio en brindar. Es decir, además del aula, el Proyecto debería prever un profesor, carpetas y todo lo que sea necesario para brindar el servicio de educación.

3.2. ¿Cuál es el Ciclo de Proyecto?

El PIP pasa por un proceso denominado CICLO DE PROYECTO.

El Ciclo de Proyecto es la secuencia que deberá seguir todo PIP del SNIP. Este ciclo comprende tres fases: **PRE – INVERSIÓN, INVERSIÓN Y POST INVERSIÓN.**

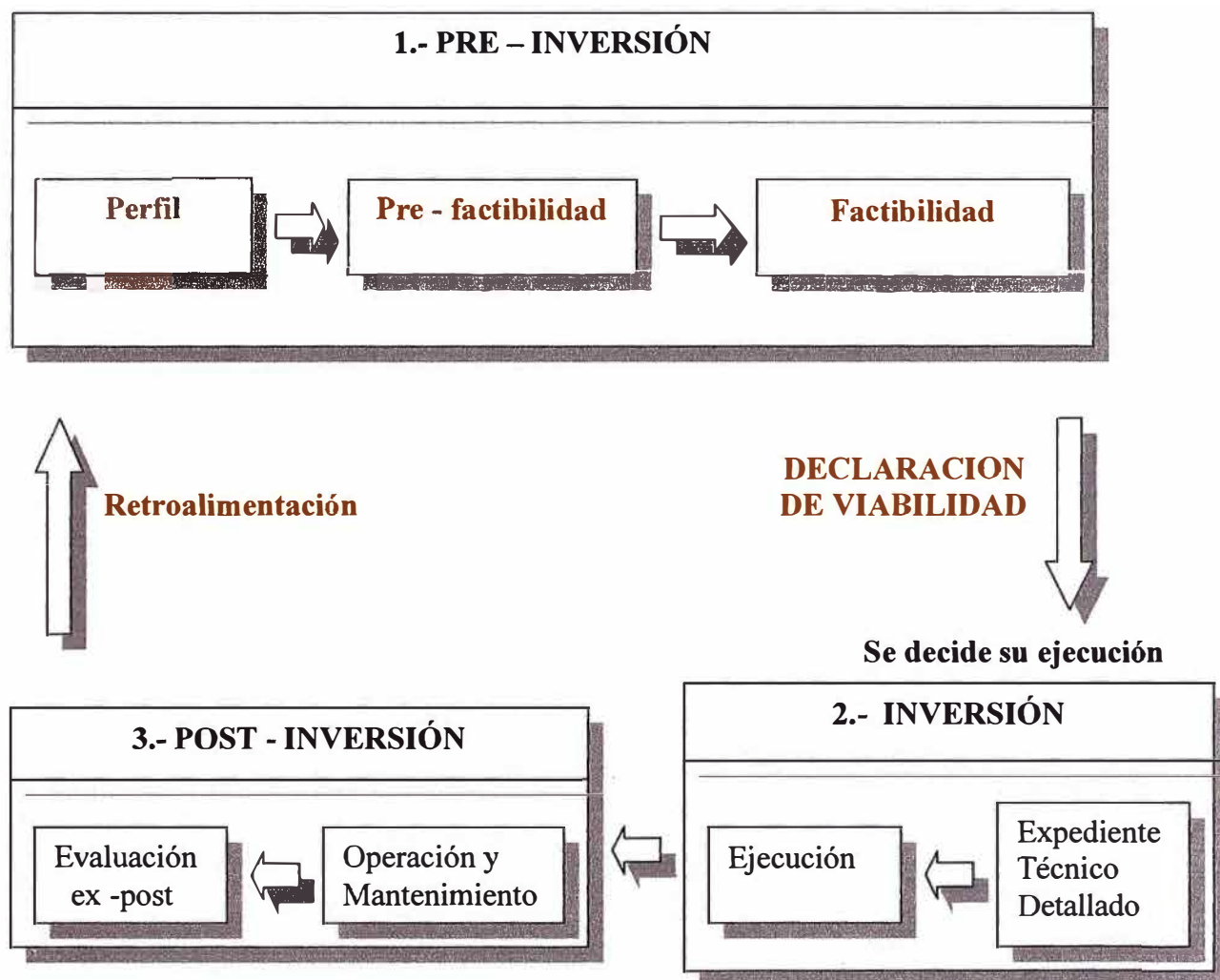


Fig. 3.1: El Ciclo del Proyecto

3.3 ¿Con qué tipo de recursos se financia cada etapa del Ciclo de Proyectos?

3.3.1 PRE - INVERSIÓN

- **Perfil.-** Se desarrolla con recursos de inversión hasta por un monto máximo equivalente al 2% del presupuesto institucional autorizado en dicho Grupo Genérico de Gastos.
- **Pre – factibilidad y/o Factibilidad.-** Se desarrolla con recursos de inversión, para lo cual debe de estar previsto su costo en el estudio de Perfil.

3.3.2 INVERSIÓN

- **Expediente Técnico Detallado.-** Se desarrolla con recursos de inversión. Su costo debió ser previsto en los estudios de Pre-inversión.
- **Ejecución.-** Se desarrolla con recursos de inversión.

3.3.3 POST – INVERSIÓN

- **Operación y Mantenimiento.-** Debe financiarse con cargo a los gastos corrientes del presupuesto de la entidad.

CAPITULO IV

PROCESOS Y PROCEDIMIENTOS GENERALES DE PRE - INVERSION

4.1 Fase de Pre – inversión.

Es la primera fase del Ciclo de Proyectos, en ella se elaboran los diferentes estudios que sustentarán que la viabilidad de un PIP sea:

- Socialmente rentable,
- Sostenible,
- Concordante con los Lineamientos de Política Nacional establecidos por los Sectores, y
- Según quien lo formule, que se enmarque en los Planes elaborados por el Gobierno Regional y Local.

4.1.1 ¿Cuáles son los estudios que conforman la Fase de Pre –inversión?

Existen tres niveles de estudio.

- **Perfil**

Es la primera etapa de la Fase de Pre – inversión. Tiene como Objetivo principal la identificación del Problema que ocasiona la necesidad de elaborar un PIP. Junto con el Problema se Identifican las Causas, los Objetivos del Proyecto, las Alternativas de Solución del Problema, así como una evaluación preliminar de dichas Alternativas. Este estudio se desarrolla sobre la base de la mejor información secundaria y preliminar disponible.

- **Pre – factibilidad**

Una vez aprobado el estudio de Perfil, de ser necesario, se lleva a cabo el estudio de Pre-factibilidad, en el cual el Objetivo principal es acotar las alternativas identificadas en el estudio de Perfil, sobre la base de un mayor detalle en la información. En este estudio se define la selección de tecnologías, localización, tamaño y momento de inversión.

- **Factibilidad**

Una vez determinadas las mejores Alternativas en el estudio de Pre-factibilidad, si se requiere, se procede a realizar el estudio de Factibilidad de la mejor Alternativa seleccionada. Así, en este estudio se definirá: la localización, el tamaño, la tecnología, el calendario de ejecución, puesta en marcha y lanzamiento, organización, gestión y análisis financieros.

4.2 Pasos a seguir en la Fase de Pre – inversión.

2.1 Paso 1: Elaboración de estudios de Pre-inversión.

Como ya hemos visto anteriormente, la fase de Pre-inversión está dada por la elaboración de los estudios de Perfil, Pre-factibilidad y Factibilidad de cada uno de los PIP.

Los estudios de Pre-inversión, deberán ser elaborados siguiendo:

- Los CONTENIDOS MÍNIMOS
- Los PARÁMETROS DE FORMULACIÓN
- Los PARÁMETROS DE EVALUACIÓN

4.2.2 Paso 2: Registro del PIP en el Banco de Proyectos.

Una vez terminada la elaboración de un estudio de Pre-inversión, la Unidad Formuladora debe registrar el Proyecto en el Banco de Proyectos, como requisito previo a la evaluación de dicho estudio.

Este registro se realiza en una FICHA DE REGISTRO (formato SNIP – 02).

Al registrar el perfil, el Banco de Proyectos genera un código de identificación único que permitirá el seguimiento y evaluación del PIP durante todas sus fases.

El **Banco de Proyectos** contiene el registro de todos los PIPs para los que se haya elaborado estudio de Perfil, Pre –factibilidad o Factibilidad y registro la evaluación del proyecto durante la fase de Pre-inversión. **Lo que figura en el Banco de Proyectos es sólo un resumen del Proyecto.**

4.2.3 Paso 3: Evaluación

❖ Por parte de la OPI

Una vez registrado el PIP en el Banco de Proyectos, la Unidad Formuladora debe remitir a la OPI correspondiente el estudio de Pre-inversión junto con la Ficha de Registro.

La OPI cuenta con un plazo para la evaluación de los estudios de Pre-inversión, luego del cual emitirá un Informe Técnico con los posibles siguientes resultados:

- Remite la aprobación a la Unidad Formuladora para que inicie el siguiente nivel de estudio de Pre-inversión.
- Observa el estudio de Pre-inversión y lo remite a la Unidad Formuladora (junto con la lista de observaciones) para que ésta realice las modificaciones del caso.
- Rechaza el estudio de Pre – inversión.
- Aprueba el estudio y lo remite a la DGPM para la declaración de Viabilidad.

❖ **Por parte de la DGPM**

Una vez evaluado el PIP por la OPI, ésta debe remitir a la DGPM el estudio de Pre-inversión junto con su informe técnico. **La DGPM requiere contar con los documentos para empezar con la evaluación del PIP.**

La DGPM cuenta con un plazo para la evaluación de los estudios de Pre-inversión, luego del cual emitirá un Informe Técnico, con los siguientes posibles resultados.

- Recomienda la elaboración del estudio de Pre-inversión siguiente.
- Observa el estudio de Pre-inversión y lo remite a la Unidad Formuladora (junto con la lista de observaciones) para que ésta realice las modificaciones del caso.
- Rechaza el estudio de Pre-inversión.
- Otorga Declaración de Viabilidad.

❖ **¿Cuál es el plazo máximo para evaluar los estudios?**

Los plazos de evaluación para los estudios de Pre-inversión son como siguen:

TABLA 4.1: Tiempo de Evaluación de Estudios de Pre- inversión

ESTUDIO DE PRE-INVERSION	Número de días útiles	
	OPI	DGPM
Perfil	30	20
Pre-factibilidad	45	30
Factibilidad	45	30

4.2.4 Paso 4: Declaración de Viabilidad

Para solicitar la Declaración de Viabilidad **es necesario que un PIP tenga todos los estudios requeridos aprobados.**

Una vez que se han concluido los estudios de Pre-inversión, la DGPM es la entidad encargada de la Declaración de Viabilidad de los PIP de manera directa, **salvo que esta facultad haya sido delegada.**

Un PIP es declarado viable cuando los estudios de Pre-inversión han demostrado que el Proyecto es:

- Socialmente Rentable, es decir que se ha probado que los beneficios sociales son mayores a los costos de llevar adelante el Proyecto.
- Sostenible, ya que cuenta con los recursos suficientes para cubrir su operación y mantenimiento.
- Compatible con las políticas sectoriales, dado que la solución propuesta se ha enmarcado en las políticas respectivas.

❖ ¿Qué implica que un Proyecto sea Declarado Viable?

La Declaración de viabilidad implica que el PIP puede ejecutarse y obliga a la Unidad Ejecutora a ceñirse a los parámetros bajo los cuáles fue otorgada la Viabilidad para elaborar los estudios definitivos y la ejecución del PIP.

CAPITULO V

PROCESOS Y PROCEDIMIENTOS DE PRE – INVERSIÓN CON DELEGACIÓN DE FACULTADES

5.1 Delegación de Facultades

5.1.1 Declarar la Viabilidad de los PIP

No sólo la DGPM puede declarar la viabilidad, si bien es quien por ley se encuentra autorizada a declarar la viabilidad de los PIP, la misma ley señala que el MEF puede delegar, total o parcialmente, a los Sectores, Gobiernos Regionales y Gobiernos Locales (OPI o Unidades Ejecutoras) la atribución de declarar la viabilidad de los PIP.

En efecto, el MEF ha delegado las funciones de la Declaración de Viabilidad a las OPI de todos los Sectores, Gobiernos Regionales y Gobiernos Locales.

5.1.2 Requisitos para el uso de las Delegaciones

Los requisitos son:

❖ Sectores del Gobierno Regional.

La OPI del Sector puede declarar la viabilidad de un PIP si:

- El proyecto cuenta con los estudios de Pre-inversión aprobados por la OPI.
- Se enmarca en los Lineamientos de Política expresados en el Plan Estratégico de carácter Multianual del Sector.
- Se trata de un PIP cuya evaluación corresponda a dicho Sector, de acuerdo al Clasificador de Responsabilidad Funcional del SNIP
- Es de Energía o Transporte Terrestre PIP, su monto es menor a S/. 8 000 000 .00
- Es de cualquier otro tipo, su monto es igual o menor S/. 6 000 000.00
- Se trate de un PIP cuya fuente de financiamiento es distinta a una Operación Oficial de Crédito Externo o no requiera del aval o garantía del Estado Peruano.

❖ Gobiernos Regionales

La OPI del Gobierno Regional puede declarar la Viabilidad de un PIP si:

- Ha sido formulado por una Unidad Formuladora (UF) del propio Gobierno Regional
- Se trata de un PIP formulado por una entidad o empresa perteneciente o adscrita al nivel del Gobierno Regional.
- El PIP se enmarca en las competencias de su nivel de gobierno, en el Plan de Desarrollo Regional Concertado y en los Lineamientos de Política Sectoriales
- Es de Energía o Transporte Terrestre PIP, su monto es igual o menor a S/. 6 000 000.00.
- Es de cualquier otro tipo, su monto es igual o menor a S/. 4 000 000.00
- Y se trate de un PIP cuya fuente de financiamiento es distinta a una Operación Oficial de Crédito Externo o no requiera el aval o garantía del Estado Peruano.

❖ **Gobiernos Locales**

La OPI del Gobierno Local puede declarar la viabilidad de un PIP si:

- El PIP se enmarca en las competencias de su nivel de gobierno, en el Plan de Desarrollo Local Concertado y en los Lineamientos de Política Sectoriales.
- Cuenta con Estudios de pre-inversión aprobados por la OPI del Gobierno Regional.
- Ha sido formulado por una Unidad Formuladora (UF) del propio gobierno Local.
- Y su fuente de financiamiento es distinta a una Operación Oficial de Crédito Externo o no requiere el aval o garantía del Estado Peruano.
- Es igual o menor a S/. 3 000 000.00, sólo cuando vaya a ser financiado con cooperación técnico internacional no reembolsable.

TABLA 5.1: Montos de Financiamiento para otorgar la viabilidad

	1	2	3	4
Unidades Formuladoras	Gobiernos Locales	Gobiernos Regionales	Gobiernos Regionales Gobierno Nacional	Gobiernos Regionales Gobiernos Nacional
Montos	Sin Límite Hasta S/. 3 000 000.00 Cuando vaya a ser financiado con cooperación técnica internacional no reembolsable	Hasta S/6 000 000.00 Para PIPs de energía y transporte terrestre. Hasta S/.6000 000.00 Para PIPs de cualquier otro tipo.	Hasta S/8 000 000.00 Para PIPs de energía y transporte terrestre. Hasta S/.6000 000.00 Para PIPs de cualquier otro tipo.	Más de S/ 6 000 000.00 (para el caso de PIPs de energía y transporte terrestre es S/8 000 000.00
Encargado de dar viabilidad	Gobierno Local	Gobierno Regional	OPI sectorial Gobierno Nacional	DGPM Ministerio de Economía –

5.1.3 Determinación del nivel de Estudio que puede llegar un PIP.

Para declarar la viabilidad de PIP, usando las facultades delegadas, se deben de respetar los niveles de estudio siguientes:

❖ **Debe elaborarse como mínimo un estudio de Perfil.**

Para los PIPs de Energía, Transporte Terrestre o Irrigación, cuyos montos de inversión a precios de mercado, no superen los S/. 3 500 000.00.

Para los demás PIPs, cuyos montos de inversión a precios de mercado, no superen los S/. 2 000 000.00.

❖ **Debe elaborarse como mínimo un estudio de Pre –factibilidad**

Para los PIP desde S/ 2 000 000.00 hasta S/. 6 000 000.00 en monto de inversión a precios de mercado.

Para el caso PIP de Energía, Transporte Terrestre o Irrigación, el monto de inversión a precios de mercado puede ser desde S/. 3 500 000.00 hasta S/.8 000 000.00

❖ **Debe elaborarse como mínimo un estudio de Factibilidad**

Para los PIP mayores S/. 6 000 000.00 en monto de inversión a precios de mercado.

Para el caso de PIP de Energía, Transporte Terrestre o Irrigación, el monto de inversión a precios de mercado debe ser mayor a S/. 8 000 000.00

5.1.4 ¿Cuál es el proceso de evaluación de un PIP con Delegación de facultades?

Si se considera como ejemplo un PIP cuyo monto y características se enmarca en las delegaciones, el proceso de evaluación varía de la siguiente manera.

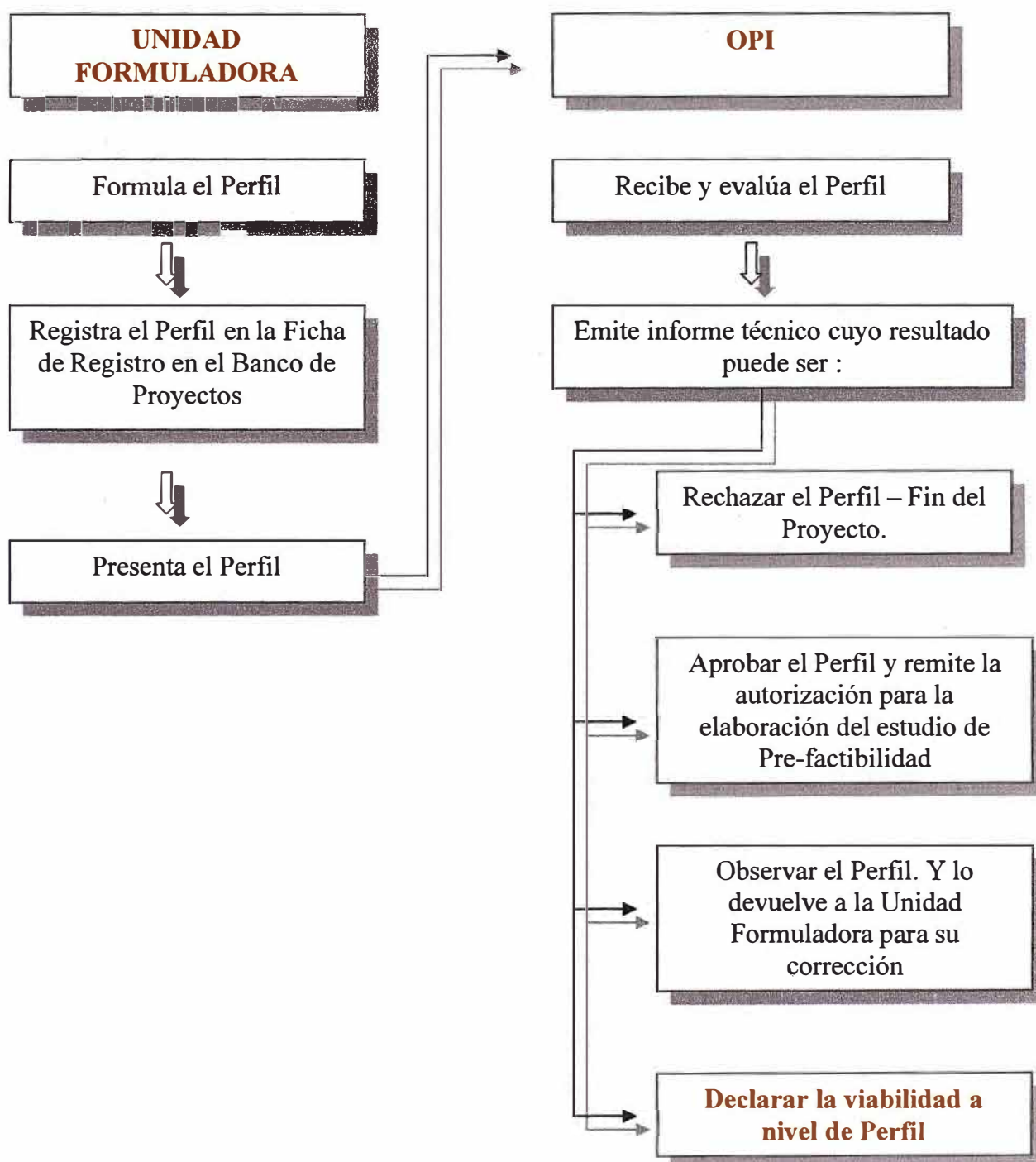


Fig. 5.2: Proceso de Evaluación de un PIP

CAPITULO VI

CONTENIDO MINIMO DE UN PERFIL

6.1 Aspectos Generales

6.1.1 Nombre del Proyecto

Colocar la denominación del proyecto el cual debe permitir identificar el tipo de proyecto y su ubicación, la misma que deberá mantenerse durante todo el ciclo del proyecto.

6.1.2 Unidad Formuladora y Ejecutora

Colocar el nombre de la Unidad Formuladora, y el nombre del funcionario responsable de la misma.

Proponer la Unidad Ejecutora del proyecto, sustentando la competencia y capacidades de la entidad propuesta.

6.1.3 Marco de Referencia

Describir los hechos importantes relacionados con el origen del proyecto y la manera en que se enmarca en los lineamientos de política sectorial – funcional y en el contexto regional y local-

6.2 Identificación

6.2.1 Diagnóstico de la situación actual

Presentar un breve diagnóstico que detalle las condiciones actuales de prestación del servicio público que el proyecto pretende afectar, dentro del marco de referencia.

6.2.2 Definición del problema y sus causas

Especificar con precisión el problema central identificado. Determinar las principales causas que lo generan, así como sus características cuantitativas y cualitativas. Incluir el árbol de causas-problemas-efectos.

6.2.3 Objetivo del proyecto

Describir el objetivo central o propósito del proyecto así como los objetivos específicos, los cuales deben reflejar los cambios que se espera lograr con la intervención. Incluir el árbol de medios-objetivos-fines.

6.2.4 Alternativas de Solución

Plantear y describir las alternativas de solución al problema, en función al análisis de causas realizado. Las alternativas deben ser técnicamente posibles, pertinentes y comparables entre sí.

Así mismo, se deberán señalar los intentos de soluciones anteriores.

6.3 Formulación y Evaluación

6.3.1 Análisis de la demanda

Estimar la demanda actual e identificar las principales determinantes que inciden en ella.

Proyectar la demanda a lo largo del horizonte de evaluación del proyecto, describiendo los supuestos utilizados.

6.3.2 Análisis de la oferta

Estimar la oferta actual e identificar las principales restricciones que la afectan.

Proyectar la oferta a lo largo del horizonte de evaluación del proyecto, considerando la optimización de la capacidad actual sin inversión (situación sin proyecto), describiendo los supuestos utilizados.

6.3.3 Balance oferta demanda

Determinar la demanda actual y proyectada no atendida (déficit o brecha), establecer las metas de servicio que se propone, detallando las características de la población beneficiada.

6.3.4 Costos

Estimar los costos de las diferentes alternativas del proyecto a lo largo del horizonte de evaluación del proyecto, considerando la inversión, la operación y el mantenimiento.

Estimar los costos de operación y mantenimiento de la situación “sin proyecto”, definida como la situación actual optimizada describir los supuestos y parámetros utilizados.

Determinar los costos incrementales de las diferentes alternativas, definida como la diferencia entre la situación “con proyecto” y la situación sin proyecto.

6.3.5 Beneficios

Estimar los beneficios que se generarían por cada uno de las diferentes alternativas del proyecto (“con proyecto”).

Los beneficios que se generarían por las acciones o intervenciones de la situación actual optimizada (“sin proyecto”).

Determinar los beneficios incrementales definidos como la diferencia entre la situación “con proyecto” y la situación “sin proyecto”.

6.3.6 Evaluación social

Detallar los resultados de la evaluación social de las alternativas planteadas, aplicando uno de los siguientes métodos.

6.3.6.1 Metodología costo / beneficio

Aplicar esta metodología a los proyectos en los cuales los beneficios se pueden cuantificar, monetariamente y, por lo tanto, se pueden comparar directamente con los costos. Los beneficios y costos que se comparan son los “incrementales”. Se deberá utilizar los indicadores del Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR).

6.3.6.2 Metodología costo / efectividad

Aplicar esta metodología de evaluación sólo en el caso que no sea posible efectuar una cuantificación adecuada de los beneficios en términos monetarios. Esta metodología consiste en comparar las intervenciones que producen similares beneficios esperados con el objeto de seleccionar la de menor costo dentro de los límites de una línea de corte.

6.3.7 Análisis de sensibilidad

Determinar los factores que pueden afectar los flujos de beneficios y costos. Analizar la rentabilidad de las alternativas ante posibles variaciones de los factores que afectan los flujos de beneficios y costos.

6.3.8 Sostenibilidad

Señalar las instituciones y los recursos que asegurarán la operación y mantenimiento del proyecto.

6.3.9 Impacto ambiental

Mencionar los probables impactos positivos y negativos del proyecto en el ambiente y el planteamiento general de acciones de mitigación.

6.3.10 Selección de alternativas

Ordenar las alternativas de acuerdo con los resultados de la evaluación social, del análisis de sensibilidad y sostenibilidad, explicitando los criterios y razones de tal ordenamiento.

6.3.11 Matriz del marco lógico para la alternativa seleccionada

Se presentará la matriz definitiva del marco lógico de la alternativa seleccionada.

6.4 Conclusión

Mencionar las alternativas priorizadas y recomendar la siguiente acción a realizar con relación al ciclo del proyecto.

6.5 Anexos

Incluir como anexos cualquier información que precise algunos de los puntos considerados en este perfil.

6.6 Ejemplo de un Proyecto de Electrificación a nivel de Perfil Técnico

PROYECTO DE INVERSIÓN PÚBLICA A NIVEL DE PERFIL

6.6.1 ASPECTOS GENERALES

a) Nombre del Proyecto:

“ELECTRIFICACIÓN DE TOTORILLAS, SAN FELIPE Y STA. ROSA DE CHAUPI, PILPICHACA”

Ubicación

Departamento : Huancavelica
Provincia : Huaytara
Distrito : Pilpichaca
Localidades : Totorillas, San Felipe y Santa Rosa de Chaupi.

b) Unidad Formuladora y Unidad Ejecutora

Unidad Formuladora

Nombre : Región Huancavelica - Energía y Minas
Sector : Gobiernos Regionales
Pliego : Gobierno Regional Huancavelica
Teléfono : 067 – 452871
Dirección : Jr. Victoria Garma N° 480 - Huancavelica
Persona Responsable:
Nombre : Ing° Hugo Caballero Iparraguirre
Cargo : Director Regional de Energía y Minas Huancavelica.
Correo electrónico : rhuanavelica@minem.gob.pe

Unidad Ejecutora Recomendada:

Nombre : Región Huancavelica - Energía y Minas
Sector : Gobiernos Regionales
Pliego : Gobierno Regional Huancavelica
Teléfono : 067 – 452871
Dirección : Jr. Victoria Garma N° 480 - Huancavelica

Persona Responsable:

Nombre : Ing° Hugo Caballero Iparraguirre
Cargo : Director Regional de Energía y Minas Huancavelica.
Correo electrónico : rhuanavelica@minem.gob.pe

c) Participación de los Beneficiarios y de Autoridades Locales

Para el desarrollo del proyecto es necesaria la participación activa y decidida de las autoridades locales, regionales y de la población (beneficiarios) para garantizar la buena ejecución del mismo.

Los pobladores, debido al gran interés de contar con energía eléctrica han brindado información tanto en campo y gabinete acerca de las potencialidades ganaderas de la zona como sus características socio-económicas.

Además los beneficiarios directos y autoridades locales de la zona de influencia del proyecto manifiestan que, un adecuado servicio de energía eléctrica es imprescindible para buscar el desarrollo socioeconómico de las localidades de: Totorillas, San Felipe y Santa Rosa de Chaupi del Distrito de Pilpichaca, Provincia de Huaytara y Departamento de Huancavelica de manera sostenida y adecuada a la modernidad.

ADINELSA, es la empresa estatal de derecho privado que tiene por finalidad administrar la infraestructura eléctrica rural ejecutada por el Estado, en zonas fuera del área de concesión de las empresas distribuidoras, a través de contratos de administración y/o convenios con empresas eléctricas concesionarias, municipalidades y comunidades campesinas. En este proyecto se hará cargo de la obra una vez finalizada la etapa de ejecución.

d) Marco de Referencia

Las Autoridades del Gobierno Local y los representantes de las localidades beneficiadas del Distrito de Pilpichaca, han venido gestionando desde hace muchos años la concretización de contar con el suministro de Energía Eléctrica.

El presente proyecto es una ampliación de la Sub estación existente de la localidad de Rumichaca proveniente de de la S.E. de Rumichaca.

d.1) Lineamientos de política relacionados con el Proyecto

Entre los lineamientos de política del sector energía relacionados con el presente proyecto se encuentran:

- Promover el desarrollo de infraestructura energética en los lugares aislados y lejanos del país como medio que permite un crecimiento homogéneo de la economía, de equidad social y generadora de empleo.
- Ampliar la frontera eléctrica a nivel nacional con calidad, seguridad y optimizando los costos de inversión con el fin de brindar la posibilidad de acceder al uso de la energía eléctrica.

El presente proyecto se fundamenta en la Ley N° 27293 del 27 de junio del 2000, Ley del Sistema de Inversión Pública.

6.6.2 IDENTIFICACIÓN

a) Diagnóstico de la Situación Actual

a.1) Antecedentes

Las localidades antes mencionadas, del Distrito de Pilpichaca Provincia de Huaytara y Departamento de Huancavelica, no cuentan con el servicio de Energía Eléctrica.

La falta de Energía Eléctrica limita el desarrollo de actividades productivas, en consecuencia los habitantes de estas localidades se ven obligados a migrar a las ciudades de Huamanga e Ica, la electrificación dará la oportunidad de mejorar sus condiciones de vida, en educación, salud, recreación, etc.

Estas Localidades no tienen recursos suficientes para financiar la ejecución del Proyecto, por lo que es necesaria la participación del Gobierno Local, Gobierno Regional, Gobierno Nacional y otras entidades financieras vía Cooperación Técnica Internacional, para solucionar y asegurar el bienestar de la sociedad y satisfacer sus necesidades de Energía Eléctrica de dichos pueblos.

El coeficiente de electrificación de la provincia de Huaytara se muestra a continuación:

COEFICIENTE DE ELECTRIFICACIÓN DE LA PROVINCIA BENEFICIADA

TABLA 6.1: DREM–HVCA, Octubre 2005

PROVINCIA	2005		
	POBLACIÓN		COEFICIENTE ELECTRIFICACIÓN
	TOTAL	SERVIDA	C.E
	11929	6203	52%

a.2) Características de la Zona y Población Afectada

AGRARIA

En el sector de agricultura solo se realiza la siembra de huaña (parecido a la papa para hacer chuño) en poca escala, ya que la geografía no permite el desarrollo de esta actividad.

PECUARIA

El elemento representativo de la ganadería en la zona del proyecto es el ganado auquénido (llama y alpaca), vacuno y ovino.

En la zona del proyecto no existe ninguna actividad minera. Al no encontrar fuentes de trabajo para satisfacer sus necesidades básicas, especialmente los jóvenes mayores de 18 años emigran a las ciudades de Huamanga e Ica.

INDUSTRIA

La actividad industrial en esta zona es muy incipiente, caracterizado por el escaso y reducido nivel de inversión por parte de los sectores público y privado.

ARTESANÍA

En lo que se refiere a la artesanía no se lleva a cabo en gran magnitud.

TURISMO

Los lugares circundantes al proyecto de acuerdo al inventario de Instituto Nacional de Cultura de Huancavelica, no cuenta con lugares turísticos.

COMERCIALIZACIÓN

El proceso de comercialización se realiza en las ferias quincenales en las localidades de San Felipe, cuyos comerciantes viene de las localidades de Huamanga y Huancavelica.

MIGRACIÓN

Es un aspecto que merece especial atención por lo que se hace urgente la materialización de este proyecto.

La tendencia migratoria de los habitantes del proyecto, es hacia las localidades de Huamanga e Ica, esta migración se realiza en busca de superación y fuentes de trabajo que la permitan satisfacer las necesidades.

ALIMENTACIÓN

La nutrición de esta población está constituida por los alimentos tradicionales que son producidos por los mismos pobladores como son: maíz, papa, trigo, cebada, verduras, frutas.

VIVIENDA

Las viviendas de todas las localidades de los proyectos son zonas rurales, como las parcelas son de propiedad de los pobladores, teniendo las características de la zona sierra de nuestro país construido de piedra y barro; adobe y tapia, con techo de paja, tejas ó calamina, con pisos de tierra en su totalidad.

Los escasos recursos económicos de sus pobladores, unido a su bajo nivel cultural, origina que su sistema de construcción de vivienda no sea la adecuada, caracterizado por su pequeñez, falta de iluminación, falta de ventilación, falta de espacio y la precariedad de su construcción, lo que conlleva a un alto grado de hacinamiento y promiscuidad.

EDUCACIÓN

Las localidades de San Felipe cuentan con colegio de nivel primario y PRONOI.

IDIOMA

El idioma predominante en la zona es el quechua y en segundo término el castellano.

SALUD

Las localidades del proyecto no cuentan postas médicas.

Las enfermedades más comunes que afectan a la población, como consecuencia del agua contaminada son: la tifoidea, la infección intestinal, disentería, hepatitis, parasitosis y etc. Entre los niños se encuentran enfermedades como el sarampión, tos convulsiva, resfrío, bronco pulmonares, varicela, etc.

TRANSPORTES

Las localidades de Totorillas, San Felipe y Santa Rosa de Chauppi solo cuentan con carretera afirmada.

a.3) Zona y población afectada

Las 03 Localidades del proyecto se encuentran en una superficie accidentada la cual es utilizada solo para actividades ganaderas, la población de estas localidades se adjunta en el ANEXO-A.

a.4) Gravedad de la situación afectada

Por la falta de energía eléctrica en la zona de influencia, las autoridades se ven forzadas a alquilar pequeños generadores, que por el alto costo de operación, su uso es limitado a eventos especiales, por lo general una vez al año. Es importante señalar que estos generadores también son agentes contaminantes del medio ambiente y por tanto ponen en riesgo la salud de la población.

Dicha carencia de suministro eléctrico no permite un desarrollo económico, social, cultural. Este hecho ha empeorado la situación de pobreza de los pobladores, al tener que competir con otras zonas ganaderas más desarrolladas.

Esta situación ha traído también, como consecuencia que las comunidades tengan limitado su acceso a servicios públicos, sobre todo de salud y educación. La falta de atención ha generado un alto índice de desnutrición infantil, y ha elevado el ausentismo a la educación en la zona.

a.5) Intentos anteriores de solución

La electrificación de las localidades del proyecto del Distrito de Pilpichaca, según las autoridades, han tenido muchas gestiones desde décadas pasadas, mediante memoriales y solicitudes a los diferentes organismos del Estado, sin resultado alguno.

a.6) Relación con los lineamientos Políticos del Sector

El presente proyecto se encuentra enmarcado dentro de los planes de desarrollo Local y Regional, así como con la política del sector, Proyectos de Electrificación Rural.

b) Definición del Problema y sus Causas

b.1) Problema Central

Realizado el diagnóstico de la zona del proyecto, se concluye que el problema central es el “Limitado acceso de la población al servicio de energía eléctrica”, para la adecuada satisfacción de las necesidades de iluminación, información y esparcimiento.

b.2) Análisis de las Causas del Problema

Desaprovechamiento de los sistemas eléctricos cercanos a la zona:

En la localidad de Rumichaca existe una sub estación 5 kVA a una tensión de 13,2 kVA, que es la más cercana a las zonas del proyecto esto facilita para poder electrificar a las localidades consideradas en el presente proyecto, pero la falta de infraestructura eléctrica no lo hace posible.

Uso generalizado de fuentes de energía ineficientes (velas, kerosene, taccya, etc.)

Los pobladores de las localidades del proyecto utilizan velas, kerosene para su iluminación, la taccya como combustible para su cocina etc. que por sus elevados costos y bajo rendimiento las hace muy ineficientes. Esta situación se debe principalmente a tres causas.

***) Escasa inversión en infraestructura para generar energía eléctrica de manera convencional:**

La manera convencional de generar energía eléctrica es a través de un generador eléctrico de combustible. Ninguna de las localidades que comprende el proyecto cuenta con recursos suficientes para generar energía eléctrica de esta manera, debido principalmente el alto costo de combustible que no puede ser cubierto por la baja demanda local y los bajos ingresos de la población.

***) Poco conocimiento de los sistemas no convencionales de generación de energía eléctrica, y**

***) Escasa inversión en infraestructura para generar energía eléctrica de manera no convencional:**

Se puede generar energía eléctrica de manera no convencional, a partir de la energía solar (paneles solares), biomasa, energía eólica (molinos de viento), etc. Pero el poco conocimiento de estos sistemas, además de la elevada inversión inicial, ha conllevado a que no se cuente con este tipo de infraestructura para generar energía. Si bien se usan paneles solares, estos alimentan a los pequeños teléfonos rurales, que en promedio son uno por cada localidad.

b.3) Análisis de Efectos

Escasa actividad productiva, comercial

La falta de energía eléctrica ha llevado que estas localidades solo se dediquen a la ganadería y artesanía. Los pobladores no tienen posibilidad a dedicarse a nuevas actividades productivas (pequeñas industrias metálicas, carpintería), que les ayuden a incrementar sus ingresos económicos.

Baja productividad en actividades productivas:

La actividad productiva de la zona se ve limitada a que la jornada laboral sea solo durante el día y no por la tarde o noche, afectando de esta manera su productividad.

Incremento de costos de actividades comerciales

La actividad comercial en la zona, se ve afectada por el elevado costo del combustible que se necesita para los artefactos y alumbrado.

Restricciones en la disponibilidad de telecomunicaciones:

La falta de energía eléctrica, ha limitado de manera considerable las telecomunicaciones, esto es el acceso a la información (radio, televisión, Internet), a la telefonía, etc., impidiendo su inserción en un mundo cada vez mas interconectado.

Restricciones en la calidad de los servicios de salud y educación:

La falta de energía eléctrica, ha limitado de manera considerable los servicios de salud, orientándose solo a las necesidades básicas de salud en las que no se requiere energía eléctrica y que pueden ser atendidas durante las horas de luz solar. Por el mismo motivo, los servicios de educación se encuentran restringidos a las personas adultas que por lo general tienen que trabajar durante el día y solamente pueden estudiar durante las noches; además, los alumnos actualmente no pueden acceder a cursos de computación y/o tener acceso a Internet.

b.4) Efecto Final

Retraso socio económico y productivo de las localidades

El efecto final es el retraso en el desarrollo integral de dichas comunidades: sus actividades productivas, comerciales, no serán las suficientes como para superar su estado de pobreza.

c) Árbol de Causas y Efectos

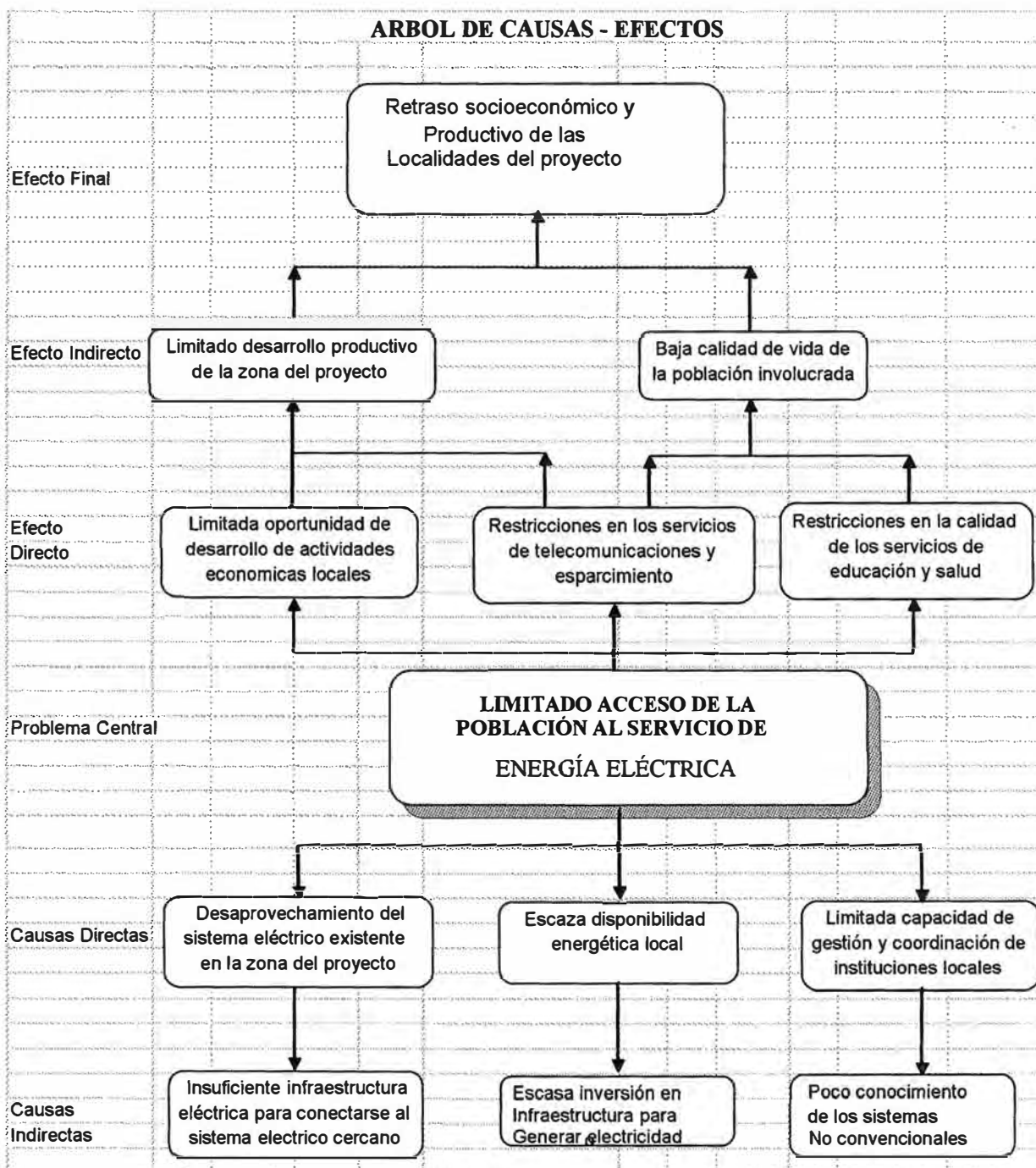


Fig. 6.1: Árbol de Causas y Efectos

d) Análisis de Objetivos

d.1) Objetivo General

El objetivo central de este proyecto es acceder a un “Óptimo acceso de la población al servicio de la energía eléctrica”. El servicio de energía eléctrica es un servicio básico, que ofrecerá nuevas oportunidades de desarrollo a la zona.

d.2) Análisis de Medios

Aprovechamiento de los servicios eléctricos cercanos de la zona:

La localidad de Rumichaca es la que cuenta con energía eléctrica y es la mas cercana a las localidades del proyecto. La ampliación de estas redes eléctricas, a través de una línea primaria, redes primarias y redes secundarias, permitirá llevar la energía eléctrica a los centros poblados considerados en el proyecto.

d.3) Análisis de Fines

Aumento de la actividad productiva, comercial:

Con la energía eléctrica las localidades tendrán la posibilidad de dedicarse a otras actividades productivas, a parte de la ganadería y artesanía, de tal manera que se incrementen los incrementos económicos.

Aumento de la productividad en actividades productivas:

Aumentara la actividad productiva, ya que, con la energía eléctrica, la jornada laboral se incrementara al poder laborar en horas nocturnas.

Disminución de los costos de actividades comerciales:

El aumento de la actividad en la zona, debido a la disminución de costos para alumbrado actualmente son el kerosene, velas y pilas.

Disminución de la Restricciones de la disponibilidad de telecomunicaciones:

Con la energía eléctrica no habrá restricciones en los servicios de telecomunicaciones, esto, es el acceso a la información (radio, televisión, internet) y a la telefonía.

Incremento de la calidad de los servicios de salud y educación:

Se conseguirá una mayor cobertura en los servicios de salud así como una ampliación en los horarios de atención de los centro de salud. También las personas que laboran durante el día podrán tener la posibilidad de estudiar por las noches, asimismo los pobladores podrán acceder al uso de la computadora y al Internet.

d.4) Fin Último

Desarrollo Socioeconómico y productivo de las localidades:

El fin último es que dichas comunidades, a través del desarrollo de sus actividades productivas, comerciales, podrán superar su condición de pobreza.

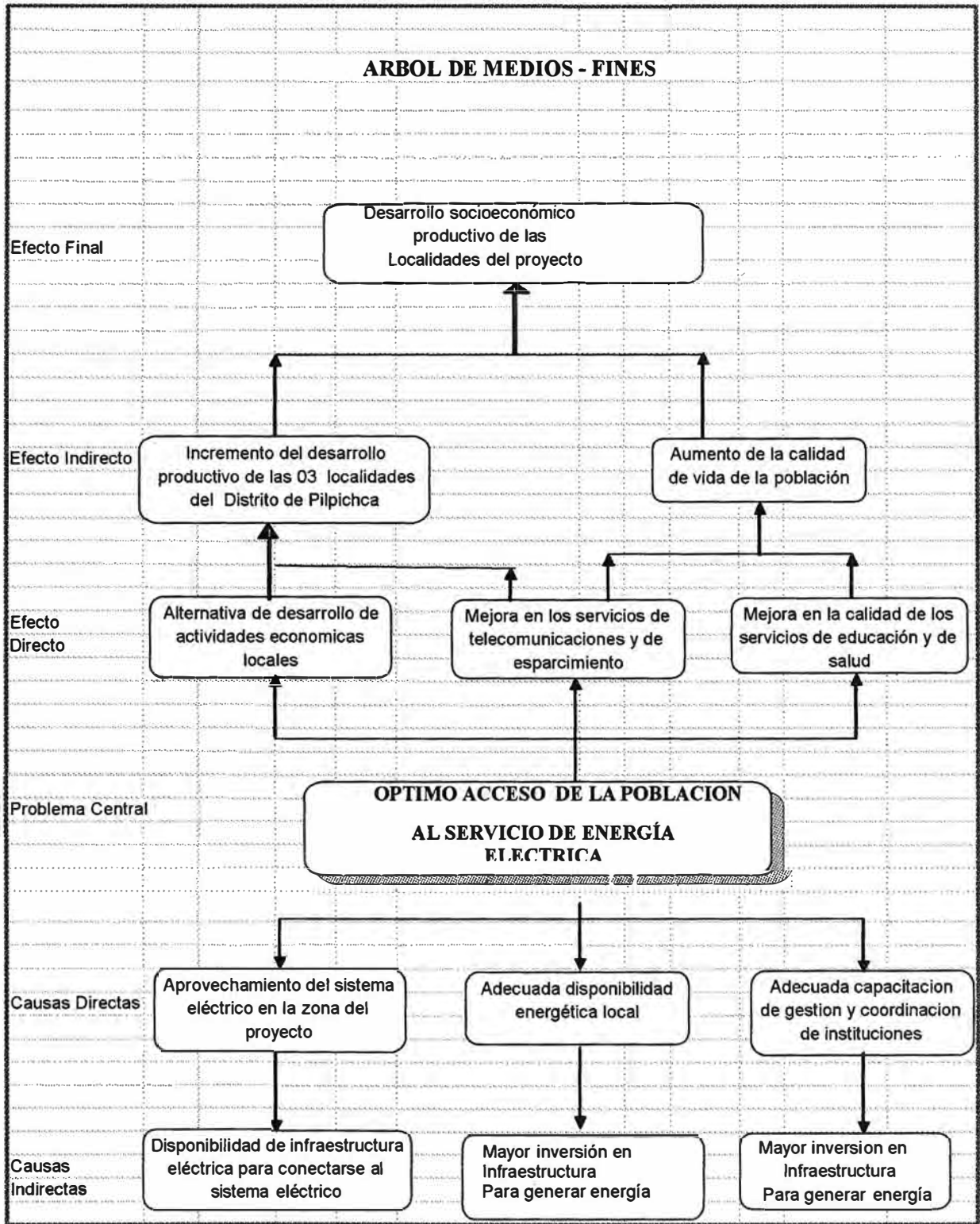


Fig. 6.2: Árbol de Medios - Fines

e) **Determinación de Acciones**

PLANTEAMIENTO DE ACCIONES			
	MEDIO FUNDAMENTAL 1	MEDIO FUNDAMENTAL 2	MEDIO FUNDAMENTAL 3
Medios Fundamentales	Disponibilidad de infraestructura eléctrica para conectarse al sistema eléctrico	Uso de Energía a costo competitivo	Implementación de comité de electrificación de la zona
	ACCION 1	ACCION 2 *	ACCION 3
	Interconexión al sistema eléctrico mediante líneas de distribución.	Instalación de módulos fotovoltaicos	Creación del comité de electrificación de la zona
Actividades	Elaboración de Expediente Técnico Definitivo	Elaboración de Expediente Técnico Definitivo	
	Actividades de suministro de materiales electromecánicos	Actividades de suministro de materiales electromecánicos	
	Actividades de transporte de materiales y equipos	Actividades de transporte de materiales y equipos	
	Actividades de montaje electromecánico	Actividades de montaje electromecánico	
	Entrega de obra a la empresa concesionaria	Liquidación técnica y financiera	
	Liquidación técnica y financiera		
	* Se ha elegido esta, por ser el mas económico después de la convencional y que a la vez satisficará las necesidades de iluminación, información y de esparcimiento.		
Nota:	Las acciones 1 y 2 son excluyentes, mientras que la acción 3 es complementaria.		
ALTERN 1 :	- Interconexión al sistema eléctrico (construcción de líneas y redes primarias, así como redes secundarias) - Implementación del comité de electrificación de la zona.		
ALTERN 2 :	- Instalación de módulos fotovoltaicos. - Implementación del comité de electrificación de la zona.		

Fig. 6.3: Planteamiento de Acciones

f) Planteamiento de soluciones de alternativas para alcanzar el objetivo

Se evaluará la alternativa de ejecución de una red eléctrica convencional (Línea Primaria, Red Primaria y Red Secundaria), versus la alternativa de Energía no convencional (Sistema Fotovoltaico), considerando sólo los costos atribuibles a estos proyectos. FORMATO 1.

f.1) Alternativa 1

Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional existente, mediante la construcción de Líneas Primarias, Redes Primarias y Redes Secundarias consistente desde la localidad de Rumichaca

Línea y Red Primaria

Ampliación de Línea Primaria (1Ø con conductor de Aluminio desnudo de 25 y 16 mm², 7h), 13.2 kV con neutro retorno por tierra; desde la Línea Primaria existente en la zona; al presente; con energía proveniente de la S.E. Rumichaca 22/22,9-13,2 kV – 3,5 MVA

Ejecución de 03 Estaciones Monofásicas de Distribución.

Red Secundaria

Sub Sistemas de Distribución Secundaria, 440/220 V con sistema autoportante (1 a 3 conductores aislados y un mensajero de aleación de aluminio desnudo)

JUSTIFICACIÓN TÉCNICA y ECONÓMICA

Línea Primaria y Red Primaria

En la Línea Primaria se adopta la utilización de conductores de aluminio desnudo tipo AAAC en razón de sus menores costos de inversión frente al empleo de conductores de cobre.

Red Secundaria

Se ha adoptado este nivel de tensión 440/220 V con la finalidad de abarcar mayor radio de acción a partir del punto de alimentación (SED), siendo esta favorable para la zona del proyecto por cuanto los lotes en la mayoría de las localidades son dispersas.

Asimismo, esta adopción de cables autoportantes para zonas rurales, se debe a su menor costo de inversión (poste, materiales de ferretería, mano de obra y otros), menor costo de operación y mantenimiento, menor incidencia en casos de cortocircuito, así como su durabilidad comprobada.

f.2) Alternativa 2

Instalación de paneles fotovoltaicos.-Consiste en la instalación de paneles solares fotovoltaicos en cada vivienda, que genera la suficiente energía para satisfacer sus

demandas básicas de alumbrado e información (radio, TV). Las cargas especiales se atenderán con paneles de mayor capacidad. Esta alternativa debe llevarse a cabo junto con una capacitación de profesionales del sector eléctrico, sobre la operación y mantenimiento, así como otros usos de los paneles solares. Se instalarán 161 paneles solares que alimentaran cargas domesticas y cargas de uso general.

Se ha seleccionado el uso de paneles solares como segunda alternativa no solo por las ventajas de ser una energía limpia, barata e inagotable si no también porque dadas las condiciones meteorológicas como la estación y la latitud del lugar, se espera que el numero de horas de sol y la inclinación de rayos solares respecto a la horizontal generen una mayor cantidad de energía en relación con otras alternativas de fuente no convencional, cada módulo está compuesto de:

- **2 paneles solares**
- **1 batería**
- **1 controlador de carga**
- **3 luminarias con lámparas**
- **3 interruptores de un polo**
- **1 caja de conexiones**

La vida útil de un panel solar garantizado por el fabricante es de 20 años, pero en la práctica se tiene experiencias en otros países que vienen operando paneles solares con más de 20 años.

La vida útil de un controlador de carga es aproximadamente de 10 años.

La vida útil de una batería es aproximadamente de 4 años.

La vida útil de una luminaria es de aproximadamente de 3 años.

Los componentes del módulo y su estructura de costos, se muestran a continuación:

TABLA 6.2: Estructura de Costos de un Módulo Fotovoltaico

DESCRIPCIÓN	Cantidad	Costo Unitario (US\$)	Costo Total (US\$)
Intangibles**	1	16,9	16,9
Suministro de materiales			
Panel solar con soporte	2	235,7	471,3
Controlador de carga	1	46,3	46,3
Batería	1	68,5	68,5
Luminaria con lámpara	3	18,1	54,2
Interruptor de un polo	3	0,6	1,7
Caja de conexiones	1	24,7	24,7
Montaje electromecánico			
Instalación de un módulo fotovoltaico	1	86,5	86,5
Transporte	1	9,6	9,6
Gastos Pre-operativos			15,3
Imprevistos			7,6
Gasto generales y utilidades			196,4
Costo de un módulo fotovoltaico*			999,0

* No incluye IGV.

** Considera la evaluación de Estudios Complementarios de Ingeniería y el Expediente Técnico.

6.6.3 FORMULACIÓN

a) Horizonte del proyecto

Para el presente proyecto se ha establecido un periodo de 20 años como horizonte de evaluación del proyecto, de acuerdo al manual del sector de Energía y Minas.

b) Análisis de la demanda.

El análisis de la demanda tiene por objetivo cuantificar la demanda de potencia y energía eléctrica de las localidades y cargas productivas ubicadas en el área del proyecto, para el dimensionamiento de las líneas primarias del tramo de Rumichaca, para un horizonte de 20 años.

TABLA 6.3: Demanda Proyectada

	2006	2010	2015	2020	2025
Potencia (KW)	16.29	19.1	23.3	28.4	34.57
Energía Requerida (MWh)	29.73	34.83	42.45	51.75	63.09
Energía Vendida (MWh)	33.78	39.58	48.24	58.81	71.69

El análisis general de la demanda del Sistema Eléctrico se presenta en el FORMATO 2 y la de energía vendida en el FORMATO 2.

De acuerdo a NRECA (1999) la demanda por electricidad puede dividirse en cuatro categorías:

- a.- Iluminación
- b.- Información (radio y televisión)
- c.- Refrigeración
- d.- Todos los demás usos

c) Análisis de la Oferta

Alternativa 1

La oferta de Energía disponible para las localidades beneficiarias proviene de la Sub Estación Rumichaca 22/22,9-13,2 kV- 3,5 MVA, desde donde vienen las líneas primarias

hasta los puntos de alimentación, con esto se garantiza la disponibilidad de la energía y potencia así como la confiabilidad del sistema.

En el Formato 3 se muestra la proyección de la oferta.

Alternativa 2

La oferta está dada por 161 módulos fotovoltaicos que corresponden a lo requerido en el primer año de operación (2006) se ha determinado a partir del consumo total de Energía (Energía Vendida), que requerirá el proyecto en el horizonte de evaluación, así como también el nivel de radiación que se tiene para la zona del proyecto (5,5 KWh/m²).

Considerando este dato y el tamaño de los módulos fotovoltaicos, la oferta mensual de Energía por panel será de: 7,50 Kwh./mes

Por su parte, la potencia por panel será de: 50 Wp

La información que sustenta el cálculo anterior se presenta a continuación:

TABLA 6.4: Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico

PANEL SOLAR	POTENCIA (Wp)	VOLTAJE (V)	CORRIENTE (A)	kW- H/m/día ∠ Horas día	Wh/día	kWh/ mes	Ah/día
PANEL SOLAR	50	12	2,95	5,0	250,0	7,50	14,75

Fuente: SEHNAMI-DEP/MEM.

Dicha oferta de energía es suficiente para satisfacer la demanda de un equipo básico de iluminación, radio y televisión.

Ver ANEXO A

d) Balance Oferta – Demanda

En los (FORMATOS 4 y FORMATO 4-A) pertenecientes al ANEXO B, se aprecia la oferta y la demanda, En el primero de ellos se nota que existe una demanda insatisfecha la cual debe ser cubierta, mediante las acciones de la alternativa 1.

e) Costos en Situación “sin Proyecto”

Actualmente estas localidades no cuentan con servicio eléctrico.

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

En la situación actual, los pobladores cubren sus necesidades de energía eléctrica a través de las siguientes fuentes.

a) Iluminación velas y kerosén.

b) Información (radio y televisión) pilas y batería.

Para el presente análisis, los costos en la situación “sin proyecto” son cero

f) Costos en situación “con proyecto”

Alternativa 1

Los costos o egresos del proyecto, se han determinado a precios privados (**FORMATO 5**) y a precios sociales (**FORMATO 5-A**) pertenecientes al **ANEXO B** correspondientes.

TABLA 6.5: Resumen General (Alternativa N° 1)

PROYECTO : ELECTRIFICACION DE TOTORILLAS, SAN FELIPE Y STA. ROSA DE
CHAUPI, PILPICHACA

RESUMEN GENERAL (ALTERNATIVA 1)

DESCRIPCION		LP y SSDP S/.	SSDS S/.	TOTAL
A.	INTANGIBLES (Expediente técnico) =	10,000.00	5,000.00	15,000.00
B.	TOTAL DE SUMINISTRO DE MATERIALES =	150,155.46	60,685.17	210,840.63
C.	MONTAJE ELECTROMECHANICO =	49,862.70	13,356.00	63,218.70
D.	TRANSPORTE DE MATERIALES Y EQUIPOS =	15,226.20	5,842.80	21,069.00
	COSTOS DIRECTOS (B+C+D)	215,244.36	79,883.97	295,128.33
E.	OTROS COSTOS (Preoperativos, imprevistos) =	8,396.00	4,369.27	12,765.27
	GASTOS GENERALES % 12	25,829.32	9,586.08	35,415.40
	COSTO DIRECTO DE OBRA (A+B+C+D+E+ G.G.)	259,469.68	98,839.32	358,309.00
	I.G.V. % 19	49,299.24	18,779.47	68,078.71
	PRESUPUESTO TOTAL DE OBRA =	308,768.92	117,618.79	426,387.71

Asimismo, se ha tenido en cuenta:

- Los Costos de Operación y Mantenimiento son estimados como porcentaje del costo directo de obra (2,0%) durante todo el horizonte de evaluación.
- La compra de energía es a la tarifa equivalente en barra de media tensión, para el sistema eléctrico Ayacucho Huancavelica Rural, según datos del pliego tarifario de compra y venta de energía (04 Julio del 2006), mostrado en el ANEXO A.

Alternativa 2

Los costos o egresos del proyecto, se han determinado a precios privados (**Formato 5**) y a precios sociales (**Formato 5-A**), para lo cual se han utilizado los factores de corrección correspondientes. Estos costos están dados por:

- Los Costos de reposición de las baterías y controladores corresponden a los Módulos Fotovoltaicos Domiciliarios requeridos para el primer año de operación del proyecto.
- Para el primer año de operación se realizará la inversión correspondiente a la Energía vendida en dicho año.
- Los costos de operación y mantenimiento estimados como porcentaje del costo directo de la obra, se mantienen constantes en 1% durante todo el horizonte de evaluación.
- El monto de inversión es como sigue:

TABLA 6.6: Costos de la Alternativa N° 2**ELECTRIFICACION DE TOTORILLAS, SAN FELIPE Y STA. ROSA DE CHAUPI, PILPICHACA****MONTO DE INVERSIÓN****COSTOS DE LA ALTERNATIVA - 2**

NÚMERO DE MÓDULOS: 161

ESTRUCTURA DE COSTOS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	CANTIDAD	COSTO UNITARIO US\$	COSTO UNITARIO US\$	MODULOS 161 US\$	TOTAL S/.
INTANGIBLES	1	16.90	16.90	2720.90	19637.80
SUMINISTRO DE MATERIALES					
PANEL SOLAR CON SOPORTE	2	235.66	471.32	75882.52	265588.82
CONTROLADOR DE CARGA	1	46.30	46.30	7454.28	26089.99
BATERIA	1	68.50	68.50	11028.50	38599.75
LUMINARIA CON LÁMPARA	3	18.10	54.30	8742.30	30598.05
INTERRUPTOR DE UN POLO	3	0.60	1.80	289.80	1014.30
CAJA DE CONEXIONES	1	24.70	24.70	3976.70	13918.45
MONTAJE ELECTROMECAÁNICO	1	86.50	86.50	13926.50	48742.75
TRANSPORTE	1	9.60	9.60	1545.60	5409.60
GASTOS PRE OPERATIVOS	1	15.30	15.30	2463.30	8621.55
IMPREVISTOS	1	7.60	7.60	1223.60	4282.60
TOTAL			802.82	129254.00	462503.66
GASTOS GENERALES			196.40	31620.40	110671.40
SUB TOTAL					573175.06
IGV(19%)					108903.26
TOTAL GENERAL					682078.33

Tipo de cambio S/.3.50

Gastos generales 12%

Los montos corresponden a lo requerido según los costos unitarios que se consignan en la estructura de costos (capítulo 2: Identificación, ítem 2.6)

g) Costos incrementales.

Son costos obtenidos de la diferencia entre la situación “con proyecto” y la situación “sin proyecto”. Para el presente es igual a la situación “con proyecto”.

6.6.4 EVALUACIÓN

a) Beneficios en situación “sin proyecto”

Los beneficios en esta situación no existen debido a que las dos alternativas de solución son “con proyecto”.

b) Beneficios en situación “con proyecto”

La metodología para la determinación de los beneficios económicos de la electrificación rural se tomó del NRECA International, Ltda. – SETA. “Estrategia Integral de Electrificación Rural”, Mayo 1999.

b.1) Beneficios financieros

Alternativa 1

Los beneficios financieros de las redes de distribución están determinados por el consumo de energía valorado a la tarifa vigente en el sistema de distribución. En el **Formato 6 y 6-A** se presenta el detalle de la evaluación.

Alternativa 2

A la fecha no existe ninguna normatividad, ni tarifa, respecto al uso de la energía solar para el servicio eléctrico. Para la evaluación se considera una empresa concesionaria que es propietaria y administra los módulos fotovoltaicos.

Sin embargo, para determinar la rentabilidad financiera de las inversiones en energía solar, la autoridad reguladora (OSINERG) debe determinar el pago mensual de cada abonado, de manera que permita cubrir los costos de operación y mantenimiento y recuperar parte de la inversión.

Este pago mensual regulado por el servicio de paneles solares debe ser comparado con el ahorro de costos de energía alternativas de los pobladores. En esta evaluación se ha considerado un pago mensual regulado de US\$ 5,00 por abonado.

b.2) Beneficios Económicos y Sociales

La evaluación de los beneficios incrementales para cada alternativa se presenta en el Formato 6.

Alternativa 2

A la fecha no existe ninguna normatividad, ni tarifa, respecto al uso de la energía solar para el servicio eléctrico. Para la evaluación se considera una empresa concesionaria que es propietaria y administra los módulos fotovoltaicos.

Sin embargo, para determinar la rentabilidad financiera de las inversiones en Energía solar, la autoridad reguladora (OSINERG) debe determinar el pago mensual de cada abonado, de manera que permita cubrir los costos de operación y mantenimiento y recuperar parte de la inversión.

Este pago mensual regulado por el servicio de paneles solares debe ser comparado con el ahorro de costos de energía alternativas de los pobladores. En esta evaluación se ha considerado un pago mensual regulado de US\$ 5,00 por abonado.

c) Impacto Ambiental

El impacto ambiental ocasionado por el proyecto es moderado, no teniendo incidencia crítica en el medio ambiente así como no afecta a la población. En ambas alternativas se contará con energía limpia.

El resumen de los puntos más importantes se muestra en el **ANEXO A** respectivo.

d) Evaluación económica

Se ha evaluado por la metodología costo/beneficio obteniéndose los resultados que se muestran en los (**Formato 7 y Formato 7-A**) pertenecientes al **ANEXO B**, cuyo resumen es el siguiente:

TABLA 6.7: Resultados de la Evaluación Beneficio Costo

ALTERNATIVAS	VAN SOCIAL (14%)	TIR SOCIAL (%)	VAN PRIVADO (12%)
ALTERNATIVA 1	140840.5	21.25	-336587.42
ALTERNATIVA 2	-153054.2	8.59	-569024

e) Análisis de Sensibilidad

e.1) Tarifa de venta a usuarios finales

Se realizó la evaluación de sensibilidad considerando variaciones en la tarifa de venta a usuarios finales, dado que estos influyen de manera directa en los indicadores del proyecto. El resultado se presenta a continuación:

TABLA 6.8: Tarifa de Venta a Usuarios Finales

Variaciones porcentuales en la variable 1	VAN a precios Privados	VAN a precios sociales
20%	-307984	140841
0%	-336587	140841
-20%	-365227	140841
-40%	-393866	140841

Puede notarse que cuando aumenta/disminuye la tarifa de venta en 20% y 40% VAN social permanece positivo, con lo cual se observa que aún en estos escenarios el proyecto es socialmente viable.

En este marco y con respecto al cuadro anterior podemos desprender que el indicador de VAN privado es poco sensible a los cambios de la tarifa de venta puesto que un aumento (disminución) de 20% de la tarifa de venta significaría un aumento de 8.5% del VAN privado mientras que el VAN social permanece constante a cambios en la tarifa de venta ante un cambio de 20%.

e.2) Beneficios Económicos calculados por NRECA

Se analizó además posibles cambios en los beneficios económicos calculados por NRECA, dado que podrían estar sobreestimados para la zona del proyecto.

TABLA 6.9: Beneficio Económico por Iluminación

Variaciones porcentuales en la variable 2	VAN a precios Privados	VAN a precios sociales
20%	-336587	207283
0%	-336587	140841
-20%	-336587	74398
-40%	-336587	7956

Como se aprecia, el VAN social del proyecto (Alternativa 1 elegida) es dependiente de los beneficios económicos que los usuarios perciban por la iluminación (Ver Formato 9). Este beneficio económico dependerá del ahorro de las fuentes alternativas para iluminación y el consumo de electricidad destinado a iluminación cuando las localidades ya cuentan con el servicio.

En el caso de los indicadores de sensibilidad, podemos observar a partir del cuadro anterior que el VAN social es sensible al cambio de dicha variable, modificándose en 32.05 % ante el cambio del 20%, en cambio el VAN a precios privados permanece constante ante la variación de 20%.

f) Análisis de Sostenibilidad

f.1) Capacidad de gestión

En la etapa de inversión participará el Gobierno Regional de Huancavelica a través de la DREM-HVCA, y Minas y la Municipalidad Distrital de Pilpichaca en la etapa de operación y mantenimiento el proyecto estará a cargo de la empresa ELECTROCENTRO S.A. Esta empresa concesionaria cuenta con una buena infraestructura operativa y capacidad administrativa y gestión.

f.2) Disponibilidad de Recursos

Los recursos para la etapa de inversión provendrán del convenio entre el Fondo de Cooperación Técnica Internacional, Ministerio de Energía y Minas, Gobierno Regional y Gobierno Local involucrado.

f.3) Financiamiento de los Costos de Operación y Mantenimiento

Los costos operativos serán financiados con los beneficios obtenidos por la venta de energía a los beneficiarios del proyecto durante todo el horizonte de evaluación.

En el FORMATO 8 se aprecia que el proyecto es capaz de cubrir en su totalidad los costos de operación y mantenimiento con los ingresos provenientes de la venta de Energía (tarifa eléctrica) por lo que no se requerirán de aportes adicionales para cubrir estos costos durante todo el horizonte de evaluación.

f.4) Participación de los beneficiarios

La ejecución de este proyecto se realiza en base a la prioridad establecida en el Plan de Desarrollo Concertado entre las principales autoridades del Gobierno Local, representantes de la Mesa Concertación Contra la Pobreza y Funcionarios de las diferentes Direcciones Regionales del Departamento de Huancavelica y también a la gestión de la Municipalidad distrital de Pilpichaca y de los propios pobladores a través de sus constantes pedidos y coordinaciones efectuadas con la Municipalidad y la DREM-HVCA (Dirección Regional de Energía y Minas) y los compromisos asumidos.

g) Selección de Alternativas

Analizando los numerales 4.3, 4.3, 4.4 y 4.5, se concluye que la mejor alternativa para la Electrificación de Totorillas, San Felipe y Santa Rosa de Chaupi, del Distrito de Pilpichaca .Es la alternativa uno, consistente en la interconexión al sistema existente en la zona del proyecto, mediante la construcción de Líneas y Redes Primarias así como de Redes Secundarias .

h) Matriz de Marco Lógico (Alternativa Elegida)

En el **Formato 10** se muestra la matriz de marco lógico para la alternativa elegida.

6.6.5 CONCLUSIONES DEL EJEMPLO PERFIL

Existe Línea Primaria cerca a la zona del proyecto, hace que permite la implementación de Redes Primarias y así como de Redes Secundarias mediante sistemas económicamente adaptados, tomando la Energía proveniente de la Sub Rumichaca 22/22.9-13.2 kV- 3,5 MVA.

El VAN y la TIR en este caso indican que el proyecto no permitirá recuperar las inversiones ni el costo de capital invertido, debido a la baja demanda atendida, por lo que el proyecto desde el punto de vista privado no es rentable.

Sin embargo, debido a que los indicadores sociales son positivos, según se muestra en el Formato 7-A, el proyecto se hace socialmente rentable para la alternativa 1.

Así mismo, debido a que este es un proyecto de interés social, en la cual el mayor beneficio se obtiene por la posibilidad de generación de desarrollo de las localidades involucradas, se requiere la participación del Estado para que este proyecto se haga económicamente viable.

Finalmente de acuerdo a los resultados obtenidos de la evaluación costo beneficio y del impacto ambiental considerado (ver ANEXO V de impacto ambiental), así como los análisis de sensibilidad y sostenibilidad descritos, se concluye que el proyecto “Electrificación de Totorillas, San Felipe y Sta. Rosa de Chaupi, Pilpichaca” es **VIABLE**.

6.6.6 RECOMENDACIONES DEL EJEMPLO PERFIL

Se recomienda aprobar el presente estudio de preinversión al nivel de perfil, dado a que es sostenible en el tiempo.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. El presente informe **Desarrollo de un Proyecto de Electrificación a Nivel de Perfil según los Lineamientos del SNIP** ha sido desarrollado con la finalidad de tener los conceptos básicos de los principios, procesos, metodologías y normas técnicas del Sistema Nacional de Inversión Pública (SNIP), enmarcados por el Ministerio de Economía y Finanzas, buscando poder Administrar con **Eficiencia los Recursos Públicos del Estado**.
2. Seguidamente se dio los componentes necesarios para poder desarrollar un Perfil de Electrificación siguiendo los lineamientos del SNIP, con eso se busco una aplicación de un Perfil de Electrificación que ha sido desarrollado en el Departamento de Huancavelica cumpliendo los lineamientos del SNIP, y haber obtenido su viabilidad correspondiente.

RECOMENDACIONES

- 1 Si bien es cierto hay un problema fundamental en las Instituciones del Estado sobre la Capacitación de Profesionales para poder desarrollar los Perfiles de Proyectos de Electrificación a nivel de Pre inversión, con este informe se busca dar un aporte a los profesionales que desean realizar este tipo de Proyectos enmarcados con los Lineamientos del SNIP.
- 2 A nivel de Pre grado, se desea que el estudiante de la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica de la Universidad Nacional de Ingeniería (**FIEE – UNI**), se vaya familiarizando con este tipo de conceptos y pueda tener una opción de desarrollarse en este tipo de Proyectos una vez concluido su tiempo de permanencia en la **UNI**.
- 3 Se invoca ala Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica incorpore en su Currícula temas de desarrollo de este tipo de Proyectos, buscando poder estar al día con los Programas que tiene enmarcado el Gobierno Peruano.

ANEXO A

Anexo I : Número de Habitantes por Localidad

Anexo II : Esquema del Módulo Fotovoltaico

Anexo III : Tarifa de Barras en Media Tensión

Anexo VI : Ficha de Impacto Ambiental

ANEXO I

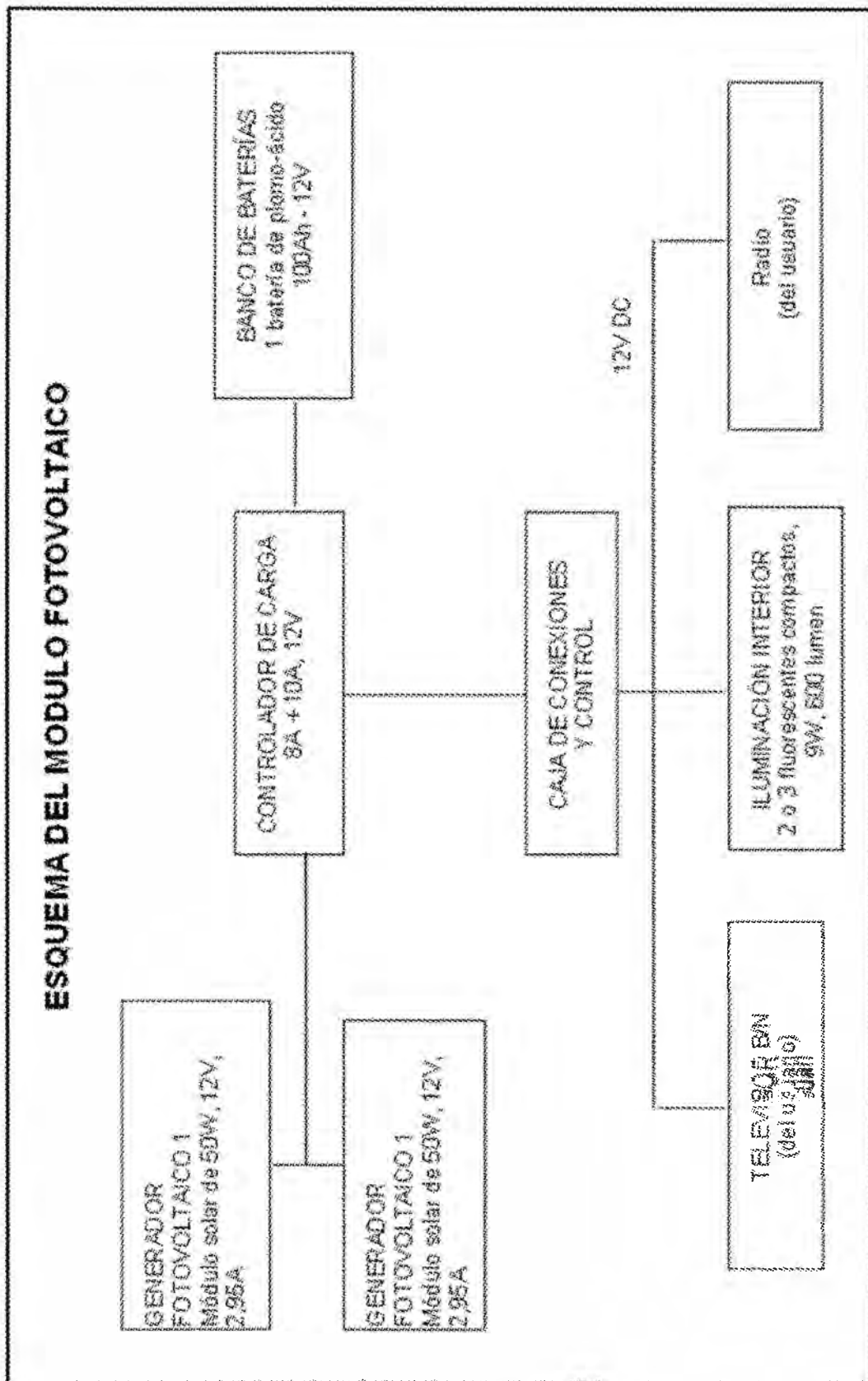
ELECTRIFICACIÓN DE TOTORILLAS, SAN FELIPE Y STA. ROSA DE CHAUPI, FILPICHCA

	PROVINCIA	DISTRITO	LOCALIDAD	CATEGORÍA	POBLACIÓN	VIVIENDAS
1	Huaytara	Filpichaca	Totorillas	Anexo	40	8
2	Huaytara	Filpichaca	San Felipe	Anexo	330	66
3	Huaytara	Filpichaca	Sta. Rosa de Chaupi	Anexo	160	32

TOTAL	530	106
--------------	------------	------------

Fuente: Datos de campo.

ANEXO II



ANEXO III

TARIFAS EN BARRA EQUIVALENTE EN MEDIA TENSION Y CLIENTES FINALES

EMPRESA:	ELECTROCENTRO
SISTEMA ELECTRICO:	Huancavelica rural
VIGENCIA:	04/07/2006
SECTOR TIPICO:	5

PRECIOS EN BARRA EQUIVALENTE EN MT

Potencia en horas punta	S/.kW-mes	28.44
Energía en horas punta	ctm.S/.kW-h	13.03
Energía en horas fuera de punta	ctm.S/.kW-h	11.76
Factor de ponderación del precio de la energía		0.305
Precio ponderado de la energía	ctm.S/.kW-h	12.14
Precio ponderado de compra de energía	ctm.S/.kW-h	19.329

ANEXO IV

FICHA DE IMPACTO AMBIENTAL

ELECTRIFICACIÓN DE TOTORILLAS, SAN FELIPE Y STA. ROSA DE CHAUPI, PILPICHACA

Introducción

El impacto ambiental del proyecto “Electrificación de Totorillas, San Felipe y Sta. Rosa de Chaupi, Pilpichaca” tiene por finalidad de identificar, predecir, interpretar y comunicar los probables impactos ambientales que se originarían en las etapas de construcción y operación, a fin de implementar las medidas de mitigación que eviten, rechacen y/o minimicen los impactos ambientales negativos y en el caso de los impactos positivos, implementar las medidas que refuercen los beneficios generados por la ejecución de este proyecto.

Ubicación del proyecto

El área del proyecto se ubica en el distrito de Pilpichaca , Provincia de Huaytara y Departamento de Huancavelica.

Descripción del área de influencia del proyecto

El proyecto comprende:

1. Estudio de factibilidad Técnico-Económico con su mercado eléctrico, configuración de elegibilidad de Ruta, instalaciones eléctricas de Línea y Redes Primarias en 22,9/13,2 kV, Instalaciones Eléctricas de Sub Sistemas de Distribución Secundaria del tipo aéreo en 440/220 V mediante el sistema económicamente adaptado (cables autoportantes) en todas las localidades, por tratarse de zonas rurales, periféricas y con poste de madera.
2. El Estudio de factibilidad técnico-económico de las instalaciones de alumbrado público haciendo uso de lámparas de 50 W del tipo Sodio de alta presión tubular de versión mejorada para la iluminación nocturna de las calles.
3. Diseño de las acometidas domiciliarias del tipo aéreo para la distribución de energía eléctrica a cada vivienda con cables concéntricos desde el tablero de acometida instalado en los postes cercanos a los lotes, hasta el equipo de medición ubicado en las fachadas de las viviendas.

AMBIENTE FÍSICO

Clima

El clima es frío con un promedio de temperatura de 8° C .

Suelo

Los suelos sirven de pastizales para la ganadería también hay suelos pedregoso y pantanoso que es abundante en la zona. Los suelos en todos los casos son estables y adecuados en el lugar donde se desarrollará el proyecto con resultados satisfactorios considerando su capacidad portante, granulometría, consistencia, humedad, etc.

Sismicidad

En todo el ámbito del proyecto no se han detectado fallas tectónicas que preocupen para emprender las obras de cimentación y construcción.

Orografía

La topografía de las redes eléctricas de distribución (primaria y secundaria) materia del presente proyecto se desarrolla en zonas de accidentada geografía (primaria) mientras que en el ámbito de las localidades, estas presentan un relieve relativamente plano y no presentan accidentes geográficos.

AMBIENTE SOCIO ECONÓMICO

Actividad ganadera

La producción ganadera de ovino y auquenido (llama y alpaca) en las Localidades del proyecto son en su mayoría de lana y carne, son destinados al mercado de Huamanga e Ica.

Comercio

Todas estas localidades llevan sus productos a las ciudades de Huamanga e Ica.

Eco-Turismo

El potencial turístico en la zona del proyecto no cuenta con recursos turísticos atractivos, resalta únicamente las tradicionales festividades patronales y los camavales que concitan gran interés.

DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES A DESARROLLAR

Fase del diseño

La fase del diseño comprende la ingeniería definitiva para la ubicación de las estructuras de Línea Primaria, Red Primaria y Red Secundaria, en donde se deberá minimizar los efectos y perturbaciones al medio ambiente considerando lo siguiente:

- ◆ Evitar pasar sobre las viviendas
- ◆ Considerar lo posible no pasar sobre los terrenos de cultivo y árboles frutales
- ◆ Respetará los ecosistemas circundantes a lo largo de la ruta de las redes principalmente las unidades de conservación.
- ◆ Aprovechar los accesos existentes, de tal forma de minimizar en la etapa de la ejecución de la obra en la construcción de nuevos accesos.
- ◆ No cruzar por lugares considerados Patrimonio de la Nación, zonas reservadas, restos arqueológicos, para lo cual se deberá coordinar con la INRENA e I.N.C.

Fase de construcción

El supervisor de la entidad contratante deberá exigir al contratista, que ejecute la obra de acuerdo a las normas de construcción y el código nacional de electricidad, así mismo deberá exigir el manejo adecuado del medio ambiente del lugar.

Para el traslado de las maquinarias en caso se necesite en la obra, se deberá trasladarse por las rutas existentes, y hacerlo preferentemente en horas de la mañana para no perjudicar en el tránsito normal de la zona.

A pesar que el estudio va contar con la aprobación de INC, en el momento de la ejecución de la obra será necesario la presencia de un arqueólogo.

Fase de operación

La fase de la operación y mantenimiento estará a cargo de la empresa concesionaria, la cual deberá contar con un profesional ambientalista quien impartirá charlas de educación ambiental al personal encargado de los trabajos de operación y mantenimiento. Así como las campañas de educación ambiental estarán dirigidas a las comunidades, orientados al aprovechamiento de los recursos existentes del lugar (agricultura y ganadería), a través de servicio eléctrico, cuyo desarrollo beneficiará tanto a la comunidad y a la empresa concesionaria.

IMPACTOS AMBIENTALES PREVISIBLES

Impactos negativos

- ◆ Para la instalación de los postes se tendrá que remover el suelo en la zona de estudio.
- ◆ La superficie del terreno se verá afectada por la construcción, y operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas. Redes Primarias y Redes Secundarias

Impactos positivos

- ◆ Con la puesta en servicio de la “Electrificación de Totorillas, San Felipe y Sta. Rosa de Chaupi, Pilpichaca” ampliará la frontera eléctrica en este sector, reemplazando a otras fuentes de energía antes usada que eran contaminantes al medio ambiente.
- ◆ Resultan nulos los riesgos de daños físicos, químicos y biológicos de los suelos de franja de servidumbre puesto que las redes no afectarán en ese sentido.
- ◆ El aprovechamiento y mantenimiento de las vías de acceso para el transporte de los materiales, permitirá mayor accesibilidad y tránsito de las personas y productos entre localidades a ser beneficiadas por la presente obra.

PLAN DE MANEJO AMBIENTAL

El plan de manejo ambiental está orientado a prevenir, controlar, atenuar y compensar los probables impactos ambientales que podrían ser ocasionados por las actividades que se desarrollen durante la operación y mantenimiento.

MEDIDAS DE PREVENCIÓN Y MITIGACIÓN

- ◆ Se realizarán labores de extensión y educación ambiental a los agricultores cercanos y colindantes, a fin de evitar el deterioro de los suelos por el mal manejo de estos.
- ◆ Recuperar taludes y suelos afectados si los hubiera con la reposición de tierra orgánica, corrección o nivelación, drenaje para su oportuna consolidación y re vegetación.
- ◆ Se deberá mantener libre los caminos de acceso a las localidades para libre tránsito de las personas.
- ◆ Para el mantenimiento de faja de servidumbre, se utilizará herramientas mecánicas adecuadas para el control de la vegetación.
- ◆ En áreas críticas susceptibles de erosión a ambos lados de faja de servidumbre como medida correctiva para minimizar los impactos se recomienda un programa de forestación con especies nativas de lugar.
- ◆ Alentar e instruir a los pobladores para evitar la quema de pastos naturales que pudieran afectar a las instalaciones.

PROGRAMA DE MONITOREO AMBIENTAL

El Programa de Monitoreo Ambiental consiste en la evaluación periódica de los parámetros ambientales más significativos (calidad del aire, emisión de ruidos, calidad del agua) durante las etapas de construcción y operación del proyecto “Electrificación de Totorillas, San Felipe y Sta. Rosa de Chaupi, Pilpichaca” con el fin de tomar decisiones orientadas a la conservación del medio ambiente. Para la construcción y operación tener presente:

- ◆ El uso de los suelos para la ubicación de los postes
- ◆ Tener presente de los materiales que pudieran afectar a las instalaciones.
- ◆ Evitar que se realicen construcciones dentro de la faja de servidumbre.
- ◆ Verificar las señalizaciones y las medidas de seguridad que el reglamento lo exige.
- ◆ Informar a las autoridades competentes de algún impacto ambiental que pudiera ocurrir en el lugar.

ANEXO B

Formato 1 : Alternativas para alcanzar el objetivo central

Formato 2 : Análisis general de la demanda

Formato 3 : Análisis general de la demanda

Formato 4 : Balance oferta demanda

Formato 5 : Costos incrementales para cada alternativa

Formato 6 : Beneficios incrementales para cada alternativa

Formato 7 : Valor actual de beneficios netos para cada alternativa

Formato 8 : Análisis de sostenibilidad del Proyecto

Formato 9 : Análisis de sensibilidad preliminar

Formato 10: Marco lógico (alternativa elegida)

<p style="text-align: center;">FORMATO 1 ALTERNATIVAS PARA ALCANZAR EL OBJETIVO CENTRAL ELECTRIFICACION DE TOTORILLAS, SAN FELIPE Y STA. ROSA DE CHAUI, PILPICHACA.</p>			
DESCRIPCION DE LAS ALTERNATIVAS			
	COMPONENTES	ALTERNATIVA 1	ALTERNATIVA 2
1	<p>Líneas y Redes Primarias sistema monofásico retorno por tierra, con conductores de aluminio desnudo.</p> <p>Sub sistemas de distribución secundaria autoportante.</p>	<p>Implementación del sistema eléctrico consistente en:</p> <p>17 km de Línea y Red aérea primaria con conductor de Al tipo AAAC.</p> <p>03 Sub estaciones de distribución monofásico.</p> <p>Redes Secundarias aéreas con conductor autoportante para 03 localidades.</p> <p>106 Conexiones .</p>	
2	Sistema Fotovoltaico		<p>Instalación de módulos fotovoltaicos (161 Jgos) Cada Jgo consta de:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 2 Paneles solares - 1 Controlador de carga. - 1 Batería. - 3 Luminarias con lámparas. - 3 Interruptores de un polo. - 1 Caja de conexiones.
3	No se considera.		

FORMATO 2
ANÁLISIS GENERAL DE LA DEMANDA
DE LA ELECTRIFICACION DE TOTORILLAS, SAN FELIPE Y STA. ROSA DE CHAUPI, PILPICHACA

a) Variables importantes		Supuesto	Fuentes de información																		
Crecimiento anual de la población	:	2.00	Registro de INEI, Proyección del Censo de 1993 (Pilpichaca)																		
Crecimiento anual de la población electrificada	:	2.00	Registro de INEI. Registro de empresas distribuidoras en áreas rurales.																		
Número de habitantes por abonado	:	5.00	Investigación de campo, a nivel distrital Pilpichaca																		
Porcentaje de abonados domésticos	:	93.0%	Investigación de campo.																		
Porcentaje de abonados comerciales	:	0.5%	Investigación de campo.																		
Porcentaje de abonados uso general	:	6.0%	Investigación de campo.																		
Porcentaje de abonados pequeños industriales	:	0.3%	Investigación de campo.																		
Porcentaje de abonados cargas especiales	:	0.8%	Investigación de campo.																		
Consumo unitario anual de abonados domésticos	:	250 KWh/ abonado	Registro de empresas distribuidoras en áreas rurales. Investigación de campo.																		
Consumo unitario anual de abonados comercial	:	300 KWh/ abonado	Registro de empresas distribuidoras en áreas rurales. Investigación de campo.																		
Consumo unitario anual de uso general	:	500 KWh/ abonado	Registro de empresas distribuidoras en áreas rurales. Investigación de campo.																		
Consumo unitario anual de abonados peq. Industrial	:	800 KWh/ abonado	Registro de empresas distribuidoras en áreas rurales. Investigación de campo.																		
Consumo unitario anual de cargas especiales	:	1000 KWh/ abonado	Registro de empresas distribuidoras en áreas rurales. Investigación de campo.																		
Consumo de alumbrado público (porcentaje del consumo total)	:	5.0%	Registro de empresas distribuidoras en áreas rurales.																		
Porcentaje de pérdidas de energía	:	12.0%	Registro de empresas distribuidoras en áreas rurales. Investigación de campo.																		
Factor de carga	:	24.0%	Registro de empresas distribuidoras en áreas rurales. Investigación de campo.																		
Indicador:																					
Potencia al ingreso del sistema/ abonado	:	0.15 KW/ abonado	Registro de empresas distribuidoras en áreas rurales. Investigación de campo.																		
c) Proyección																					
AÑOS																					
UNIDADES	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Año calendario	2,005	2,006	2,007	2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016	2,017	2,018	2,019	2,020	2,021	2,022	2,023	2,024	2,025
Habitantes electrificados	530	541	551	562	574	585	597	609	621	633	646	659	672	686	699	713	728	742	757	772	
Número de lotes electrificados	108	108	110	112	115	117	119	122	124	127	129	132	134	137	140	143	146	148	151	154	
Número de abonados domésticos	99	101	103	105	107	109	111	113	116	118	120	123	125	128	130	133	135	138	141	144	
Número de abonados comerciales	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Número de abonados uso general	6	6	7	7	7	7	7	7	7	8	8	8	8	8	8	9	9	9	9	9	
Número de abonados peq. Industrial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Número de cargas especiales	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Consumo anual por abonado doméstico	250	255	260	265	271	276	282	287	293	299	305	311	317	323	330	336	343	350	357	364	
Consumo anual por abonado comercial	300	306	312	318	325	331	338	345	351	359	366	373	380	388	396	404	412	420	428	437	
Consumo anual por abonado uso general	500	510	520	531	541	552	563	574	586	598	609	622	634	647	660	673	686	700	714	728	
Consumo anual por abonado peq. Industrial	800	816	832	849	866	883	901	919	937	956	975	995	1,015	1,035	1,056	1,077	1,098	1,120	1,143	1,165	
Consumo anual por abonado carga especial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Consumo anual de abonados domésticos	24,845	25,641	26,677	27,754	28,876	30,042	31,256	32,519	33,832	35,199	36,621	38,101	39,640	41,241	42,908	44,641	46,445	48,321	50,273	52,304	
Consumo anual de abonados comerciales	159	165	172	179	186	194	202	210	218	227	236	246	256	266	277	288	300	312	324	337	
Consumo anual de abonados uso general	3,180	3,308	3,442	3,581	3,726	3,876	4,033	4,196	4,365	4,542	4,725	4,916	5,115	5,321	5,536	5,760	5,993	6,235	6,487	6,749	
Consumo anual de abonados peq. Industriales	254	265	275	286	298	310	323	336	349	363	378	393	409	426	443	461	479	499	519	540	
Consumo anual de cargas especiales	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Consumo anual de alumbrado público	1,486	1,546	1,609	1,674	1,741	1,812	1,885	1,961	2,040	2,123	2,208	2,298	2,391	2,487	2,588	2,692	2,801	2,914	3,032	3,154	
Consumo total (KWh)	29,725	30,926	32,175	33,475	34,827	36,234	37,698	39,221	40,806	42,454	44,169	45,954	47,810	49,742	51,751	53,842	56,017	58,280	60,635	63,085	
Pérdidas de energía	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	
Energía al ingreso del sistema (KWh)	33,778	35,143	36,562	38,040	39,576	41,175	42,839	44,569	46,370	48,243	50,192	52,220	54,330	56,525	58,808	61,184	63,656	66,228	68,903	71,687	
Factor de carga	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	24%	
Potencia al ingreso del sistema (KW)	16.29	16.9	17.6	18.3	19.1	19.9	20.7	21.5	22.4	23.3	24.2	25.2	26.2	27.3	28.4	29.5	30.7	31.9	33.2	34.57	
Indicador																					
Potencia al ingreso del sistema/ abonado	0.15	0.16	0.16	0.16	0.17	0.17	0.17	0.18	0.18	0.18	0.19	0.19	0.19	0.20	0.20	0.21	0.21	0.22	0.22	0.22	

Nota: La metodología utilizada para la proyección del consumo de energía, con ligeras variantes, es la que recomendó una misión alemana que via cooperación técnica, analizó este aspecto en el periodo de 1970-1975.

FORMATO 3
ANALISIS GENERAL DE LA
OFERTA DE LA SUB ESTACION RUMICHACA

a) Procedimiento de cálculo, variables importantes y supuestos utilizados para la estimación de la oferta.

Alternativa 1

La oferta de energía disponible para el proyecto, proviene del Sistema Electrico Interconectado Nacional (SEIN) desde la Subestación Rumichaca 22/ 22,9-13,2 kV-3,5 MVA, la cual garantiza la disponibilidad de energía y potencia, así como la confiabilidad del sistema, posibilitando la implementación de las etapas siguientes de este proyecto, consistente en la construcción de línea primaria, red primaria con sistema monofásico con conductores de aleación de aluminio de 25 mm² y sub sistema de distribución secundaria con sistema autoportante.

Fuente de suministro	Capacidad Nominal kW	Potencia a utilizar (kW)	Potencia de reserva (kW)
Sub Estacion Rumichaca	3,150	16.29	3,133.71

Alternativa 2

Considerando los niveles de radiación solar en la zona del proyecto y el tamaño de los módulos fotovoltaicos domiciliarios, la oferta mensual de energía por abonado es de:

7.5 KWh-mes y 50 Wp

Dicha oferta de energía es suficiente para satisfacer la demanda de un equipo básico de iluminación, radio y televisión.

FORMATO 4 - A			
BALANCE OFERTA-DEMANDA EN EL MERCADO PARA LA			
ELECTRIFICACION DE TOTORILLAS, SAN FELIPE Y STA. ROSA DE CHAUPI, PILPICHACA ALTERNATIVA 1			
AÑO	CANTIDAD DEMANDADA	CANTIDAD OFRECIDA (*)	SUPERAVIT
	03 LOCALIDADES DE PILPICHACA	SUB ESTACION RUMICHACA	O
	(kW)	(kW)	(DEFICIT)
	A	B	B - A
0			
1	16.29	3,150.0	3,133.71
2	16.95	3,150.0	3,133.05
3	17.63	3,150.0	3,132.37
4	18.34	3,150.0	3,131.66
5	19.09	3,150.0	3,130.91
6	19.86	3,150.0	3,130.14
7	20.66	3,150.0	3,129.34
8	21.49	3,150.0	3,128.51
9	22.36	3,150.0	3,127.64
10	23.27	3,150.0	3,126.73
11	24.21	3,150.0	3,125.79
12	25.18	3,150.0	3,124.82
13	26.20	3,150.0	3,123.80
14	27.26	3,150.0	3,122.74
15	28.36	3,150.0	3,121.64
16	29.51	3,150.0	3,120.49
17	30.70	3,150.0	3,119.30
18	31.94	3,150.0	3,118.06
19	33.23	3,150.0	3,116.77
20	34.57	3,150.0	3,115.43

(*) Oferta "Con proyecto"

(A) Demanda de potencia proyectada de las localidades beneficiarias.

FORMATO 5
COSTOS INCREMENTALES PARA CADA ALTERNATIVA - ALTERNATIVA 1
A precios privados

RUBRO	PERIODO																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
A) COSTOS DE INVERSION *																					
1. Intangibles																					
Estudios	15,000.0																				
Afectaciones																					
Expediente Técnico de servidumbre	5,000.0																				
2. Inversión en activos Fijos: Línea Primaria																					
Materiales importados	115,228.0																				
Materiales locales	20,842.0																				
Mano de obra	51,322.0																				
Transporte	14,321.0																				
3. Inversión en activos Fijos: Red Primaria																					
Materiales importados	18,179.0																				
Materiales locales	10,759.0																				
Mano de obra	4,081.0																				
Transporte	2,597.0																				
3. Inversión en Activos Fijos; Sistema de red secundaria, medición y acometidas domiciliarias																					
Materiales importados (CIF Callao)	52,775.0																				
Materiales locales	13,912.0																				
Mano de obra	14,840.0																				
Transporte	6,492.0																				
4. Gastos Preoperativos	8,642.0																				
5. Capital de Trabajo inicial																					
6. Imprevistos	4,321.0																				
7. Valor Residual (-) **																					0
Subtotal costos de inversión	358,309.0	0	0	0	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B) COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO																					
1. Compra de energía		6,529	6,793	7,088	7,353	7,650	7,959	8,281	8,615	8,963	9,325	9,702	10,094	10,502	10,926	11,368	11,827	12,305	12,802	13,319	13,857
2. Otros costos de operación y mantenimiento		7,256	7,345	7,435	7,524	7,614	7,704	7,793	7,883	7,972	8,062	8,152	8,241	8,331	8,420	8,510	8,599	8,689	8,779	8,868	8,958
3. Impuesto a la renta ****		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C) TOTAL COSTOS CON PROYECTO (A + B)	358,309.0	13,785	14,138	14,502	14,878	15,264	15,663	16,074	16,498	16,936	17,387	17,854	18,335	18,833	19,346	19,877	20,426	20,994	21,580	22,187	22,815
D) COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO SIN PROYECTO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
E) TOTAL COSTOS INCREMENTALES (C - D)	358,309.0	13,785	14,138	14,502	14,878	15,264	15,663	16,074	16,498	16,936	17,387	17,854	18,335	18,833	19,346	19,877	20,426	20,994	21,580	22,187	22,815

OBSERVACIONES

* Incluye gastos generales

** No son necesarias las reposiciones en el horizonte del proyecto.

**** En este análisis se considera que cuando la empresa tiene pérdidas, no se le descuenta el impuesto a la renta.

Nota :

1.- Intangibles: saneamiento de tierras, estudios complementarios de ingeniería, expediente técnico, franquicias, permisos, entre otros.

2.- Inversión en Activos Fijos: obras civiles, maquinarias y equipo, terrenos, entre otros.

3.- Se deberán programar las reposiciones que sean necesarias en el horizonte del proyecto.

(*) Son empresas en marcha, capaces de considerar las pérdidas de operación por electrificación rural en las utilidades de operación totales de la organización.

Variables importantes:

	PERIODO																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1. Tarifa de compra de energía (US\$/KWh)	0,0552	0,0552	0,0552	0,0552	0,0552	0,0552	0,0552	0,0552	0,0552	0,0552	0,0552	0,0552	0,0552	0,0552	0,0552	0,0552	0,0552	0,0552	0,0552	0,0552	0,0552
2. Tipo de cambio (S./US\$)	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5
3. Tarifa de compra de energía (S./KWh) *	0.1933	0.1933	0.1933	0.1933	0.1933	0.1933	0.1933	0.1933	0.1933	0.1933	0.1933	0.1933	0.1933	0.1933	0.1933	0.1933	0.1933	0.1933	0.1933	0.1933	0.1933
4. Porcentaje de costos de O y M **	2.0%	2.03%	2.05%	2.08%	2.10%	2.13%	2.15%	2.18%	2.20%	2.23%	2.25%	2.28%	2.30%	2.33%	2.35%	2.36%	2.40%	2.43%	2.45%	2.48%	2.50%

* Fuente : Considera el precio ponderado de la energía en la barra equivalente de media tensión.

** Estimados a partir de la fuente de información proporcionada por la empresa de distribución en función a pequeños sistemas eléctricos bajo su administración. (Entre 2 y 2.5%)

FORMATO 5-A
COSTOS INCREMENTALES PARA CADA ALTERNATIVA - ALTERNATIVA 1
A precios sociales

RUBRO	Factor de corrección	PERIODO																				
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
A) COSTOS DE INVERSION																						
1. Intangibles																						
Estudios	1.00	15,000																				
Afectaciones	1.00	0																				
Expediente Técnico de servidumbre	1.00	5,000																				
2. Inversión en Activos Fijos: Línea Primaria																						
Materiales importados	0.96	111,112																				
Materiales locales	1.00	20,842																				
Mano de obra	0.41	21,042																				
Transporte	1.00	14,321																				
3. Inversión en Activos Fijos: Red Primaria																						
Materiales importados	0.96	17,530																				
Materiales locales	1.00	10,759																				
Mano de obra	0.41	1,673																				
Transporte	1.00	2,597																				
4. Inversión en Activos Fijos: Red Secundaria																						
Materiales importados (CIF Callao)	0.96	50,891																				
Materiales locales	1.00	13,912																				
Mano de obra	0.41	6,084																				
Transporte	1.00	6,492																				
5. Gastos Preoperativos		0																				
6. Capital de Trabajo inicial																						
7. Imprevistos		0																				
8. Valor Residual (-)	1.00																					0
Subtotal costos de inversión		297,256.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B) COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO CON PROYECTO																						
1. Compra de energía	1.00	0	6,529	6,793	7,068	7,353	7,650	7,959	8,281	8,615	8,963	9,325	9,702	10,094	10,502	10,926	11,368	11,827	12,305	12,802	13,319	13,857
2. Otros costos de operación y mantenimiento	1.00	0	7,256	7,345	7,435	7,524	7,614	7,704	7,793	7,883	7,972	8,062	8,152	8,241	8,331	8,420	8,510	8,599	8,689	8,779	8,868	8,958
C) TOTAL COSTOS CON PROYECTO (A + B)		297,256	13,785	14,138	14,502	14,878	15,264	15,663	16,074	16,498	16,936	17,387	17,854	18,335	18,833	19,346	19,877	20,426	20,994	21,580	22,187	22,815
D) COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO SIN PROYECTO		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
E) TOTAL COSTOS INCREMENTALES (C - D)		297,256	13,785	14,138	14,502	14,878	15,264	15,663	16,074	16,498	16,936	17,387	17,854	18,335	18,833	19,346	19,877	20,426	20,994	21,580	22,187	22,815

OBSERVACIONES

Intangibles: saneamiento de tierras, estudios complementarios de ingeniería, expedientes técnicos, franquicias, permisos, entre otros.

Inversión en Activos Fijos: obras civiles, maquinarias y equipo, terrenos, entre otros.

Indicador:

Costos de inversión (precios privados): *S/.* 358,309

Costos de inversión (precios sociales): *S/.* 297,256

Factor de corrección de la Inversión: 0.83

FORMATO 5
COSTOS INCREMENTALES PARA CADA ALTERNATIVA - ALTERNATIVA 2
A precios privados

RUBRO	PERIODO																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
A) COSTOS DE INVERSION																					
1. Intangibles	24336.88																				
2. Inversión en Activos Fijos *																					
Panel solar con soporte	329140.94																				
Interruptor de un polo	1257.01																				
Caja de conexiones	17248.96																				
Inversión en baterías	47836.19					47,836				47,836				47,836			37,920	47,836			
Inversión en luminarias	37919.78				37,920				37,920					37,920							37,920
Inversión en controladores	32333.00											32,333									
Montaje Electromecánico	60406.29																				
Transporte	6704.05																				
3. Costos Preoperativos	10684.58																				
4. Capital de Trabajo inicial																					
5. Imprevistos	5307.38																				
6. Valor Residual (-)																					
Subtotal costos de inversión	573175.06	0	0	0	37,920	47,836	0	37,920	0	47,836	37,920	32,333	0	85,756	0	0	37,920	47,836	0	37,920	0
B) COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO																					
1. Costos de operación y mantenimiento		5,328	5,328	5,328	5,328	5,328	5,328	5,328	5,328	5,328	5,328	5,328	5,328	5,328	5,328	5,328	5,328	5,328	5,328	5,328	5,328
2. Impuesto a la renta (*)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C) TOTAL COSTOS CON PROYECTO (A + B)	573175.06	5,328	5,328	5,328	43,248	53,165	5,328	43,248	5,328	53,165	43,248	37,661	5,328	91,084	5,328	5,328	43,248	53,165	5,328	43,248	5,328
D) COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO SIN PROYECTO	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
E) TOTAL COSTOS INCREMENTALES (C - D)	573175.06	5,328.5	5,328.5	5,328.5	43,248.2	53,164.7	5,328.5	43,248.2	5,328.5	53,164.7	43,248.2	37,661.5	5,328.5	91,084.4	5,328.5	5,328.5	43,248.2	53,164.7	5,328.5	43,248.2	5,328.5

OBSERVACIONES

Intangibles: saneamiento de tierras, estudios complementarios de ingeniería, expedientes técnicos, franquicias, permisos, entre otros.

Inversión en Activos Fijos: obras civiles, maquinarias y equipo, terrenos, entre otros.

* El costo de inversión incluye gastos generales y utilidades

NOTA: Se deberán programar las reposiciones que sean necesarias en el horizonte del proyecto.

(*) Son empresas en marcha, capaces de considerar las pérdidas de operación por electrificación rural en las utilidades de operación totales de la organización.

Variables importantes: Valoración
 Costos de operación y mantenimiento: 1.00%

Fuente de información:
 Ministerio de Energía y Minas - DEP

FORMATO 5-A
COSTOS INCREMENTALES PARA CADA ALTERNATIVA - ALTERNATIVA 2
A precios sociales

RUBRO	Factor de corrección	PERIODO																				
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
A) COSTOS DE INVERSION																						
1. Intangibles	1.0	24,337																				
2. Inversión en Activos Fijos																						
Panel solar con soporte	0.96	317,391																				
interruptor de un polo	0.96	1,212																				
Caja de conexiones	0.96	16,633																				
Inversión en baterías	0.96	46,128	0	0	0	0	46,128	0	0	0	46,128	0	0	0	46,128	0	0	0	46,128	0	0	0
Inversión en luminarias	0.96	36,566	0	0	0	36,566	0	0	36,566	0	0	36,566	0	0	36,566	0	0	36,566	0	0	36,566	0
Inversión en controladores	0.96	31,179																				
Mano de obra	0.41	24,767																				
Transporte	1.00	6,704																				
3. Gastos Preoperativos	0.95	0																				
4. Capital de Trabajo inicial																						
5. Imprevistos	0.95	0																				
6. Valor Residual (-)																						0
Subtotal costos de inversión		504,917	0	0	0	36,566	46,128	0	36,566	0	46,128	36,566	0	0	82,694	0	0	36,566	46,128	0	36,566	0
B) COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO CON PROYECTO																						
1. Costos de operación y mantenimiento	1.00	0	5,328	5,328	5,328	5,328	5,328	5,328	5,328	5,328	5,328	5,328	5,328	5,328	5,328	5,328	5,328	5,328	5,328	5,328	5,328	5,328
C) TOTAL COSTOS CON PROYECTO (A + B)		504,917	5,328	5,328	5,328	41,895	51,457	5,328	41,895	5,328	51,457	41,895	5,328	5,328	88,023	5,328	5,328	41,895	51,457	5,328	41,895	5,328
D) COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO SIN PROYECTO																						
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
E) TOTAL COSTOS INCREMENTALES (C - D)		504,917	5,328	5,328	5,328	41,895	51,457	5,328	41,895	5,328	51,457	41,895	5,328	5,328	88,023	5,328	5,328	41,895	51,457	5,328	41,895	5,328

OBSERVACIONES

Intangibles: saneamiento de tierras, estudios complementarios de Ingeniería, expedientes técnicos, franquicias, permisos, entre otros.

Inversión en Activos Fijos: obras civiles, maquinarias y equipo, terrenos, entre otros.

NOTA: Se deberán programar las reposiciones que sean necesarias en el horizonte del proyecto.

FORMATO 6
BENEFICIOS INCREMENTALES PARA CADA ALTERNATIVA - ALTERNATIVA 1
(A precios privados)

	PERIODO																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1.- Situación con Proyecto																					
Venta de energía domésticos	12,256	12,751	13,266	13,802	14,360	14,940	15,544	16,171	16,825	17,505	18,212	18,947	19,713	20,509	21,338	22,200	23,097	24,030	25,001	26,011	
Venta de energía comerciales	79	82	86	89	93	96	100	104	109	113	117	122	127	132	138	143	149	155	161	168	
Venta de energía uso general	1,591	1,645	1,712	1,781	1,853	1,928	2,008	2,097	2,171	2,259	2,350	2,445	2,544	2,648	2,753	2,865	2,980	3,101	3,228	3,358	
Venta de energía paq. industrial	127	132	137	142	148	154	160	167	174	181	189	196	203	212	220	229	239	248	258	268	
Venta de energía cargas especiales	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Venta de energía alumbrado público	739	769	800	832	866	901	937	975	1,015	1,056	1,098	1,143	1,189	1,237	1,287	1,339	1,393	1,449	1,508	1,569	
Subtotal ventas de energía	14,782	15,379	16,001	16,647	17,320	18,019	18,747	19,505	20,293	21,112	21,965	22,853	23,776	24,737	25,736	26,776	27,857	28,983	30,154	31,372	
2.- Situación sin Proyecto																					
Beneficios sin proyecto	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3.- Beneficios Incrementales (1) - (2)																					
Total ventas de energía	14,782	15,379	16,001	16,647	17,320	18,019	18,747	19,505	20,293	21,112	21,965	22,853	23,776	24,737	25,736	26,776	27,857	28,983	30,154	31,372	
Variables importantes:																					
1. Tarifa de venta de energía (US\$)	0.1420857	0.1421	0.1421	0.1421	0.1421	0.1421	0.1421	0.1421	0.1421	0.1421	0.1421	0.1421	0.1421	0.1421	0.1421	0.1421	0.1421	0.1421	0.1421	0.1421	
2. Tipo de cambio (S\$/US\$)	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	
3. Tarifa de venta de energía (Sf. kWh) *	0.4973	0.4973	0.4973	0.4973	0.4973	0.4973	0.4973	0.4973	0.4973	0.4973	0.4973	0.4973	0.4973	0.4973	0.4973	0.4973	0.4973	0.4973	0.4973	0.4973	
4. Período de depreciación (años)	20																				
5. Tasa de impuesto a la renta	0%																				
Estado de pérdidas y ganancias																					
1. Total ventas de energía	14,782	15,379	16,001	16,647	17,320	18,019	18,747	19,505	20,293	21,112	21,965	22,853	23,776	24,737	25,736	26,776	27,857	28,983	30,154	31,372	
2. Compra de energía	-6,529	-6,793	-7,069	-7,353	-7,650	-7,959	-8,281	-8,615	-8,963	-9,325	-9,702	-10,094	-10,502	-10,926	-11,369	-11,827	-12,305	-12,802	-13,319	-13,857	
3. Otros costos de operación y mantenimiento	-7,256	-7,345	-7,435	-7,524	-7,614	-7,704	-7,793	-7,883	-7,972	-8,062	-8,152	-8,241	-8,331	-8,420	-8,510	-8,599	-8,689	-8,778	-8,869	-8,958	
4. Depreciación	-17,915	-17,915	-17,915	-17,915	-17,915	-17,915	-17,915	-17,915	-17,915	-17,915	-17,915	-17,915	-17,915	-17,915	-17,915	-17,915	-17,915	-17,915	-17,915	-17,915	
5. Utilidad antes de impuestos	-16,918	-16,675	-16,417	-16,146	-15,860	-15,559	-15,242	-14,909	-14,559	-14,190	-13,804	-13,399	-12,972	-12,525	-12,057	-11,566	-11,052	-10,513	-9,949	-9,359	
6. Impuesto a la renta	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Indicador:																					
Pago estimado mensual por cliente (no incluye IGV)																					
En soles	11.82	11.85	12.09	12.33	12.58	12.83	13.09	13.35	13.62	13.89	14.17	14.45	14.74	15.03	15.33	15.64	15.95	16.27	16.60	16.93	
En dólares	3.32	3.39	3.45	3.52	3.59	3.67	3.74	3.81	3.89	3.97	4.05	4.13	4.21	4.30	4.39	4.47	4.56	4.65	4.74	4.84	

**FORMATO 6-A
BENEFICIOS INCREMENTALES PARA CADA ALTERNATIVA - ALTERNATIVA 1
(A precios sociales)**

	Beneficios Totales																				
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
1.- Situación con Proyecto																					
Beneficio económico iluminación		44,698	45,592	46,504	47,434	48,383	49,350	50,337	51,344	52,371	53,418	54,487	55,576	56,688	57,822	58,978	60,158	61,361	62,588	63,840	65,117
Voluntad de pago por radio y televisión		22,438	22,887	23,345	23,811	24,288	24,773	25,269	25,774	26,290	26,816	27,352	27,899	28,457	29,026	29,607	30,199	30,803	31,419	32,047	32,688
Voluntad de pago por refrigeración		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Beneficio económico otros usos		6,122	6,245	6,370	6,497	6,627	6,760	6,895	7,033	7,173	7,317	7,463	7,612	7,765	7,920	8,078	8,240	8,405	8,573	8,744	8,919
Otros beneficios valorables		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sub total beneficios económicos		73,259	74,724	76,218	77,743	79,297	80,883	82,501	84,151	85,834	87,551	89,302	91,088	92,910	94,768	96,663	98,596	100,568	102,580	104,631	106,724
2.- Situación sin Proyecto																					
Beneficio económico sin proyecto		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.- Beneficios Incrementales (1) - (2)																					
Beneficios económicos incrementales		73,259	74,724	76,218	77,743	79,297	80,883	82,501	84,151	85,834	87,551	89,302	91,088	92,910	94,768	96,663	98,596	100,568	102,580	104,631	106,724

Variables Importantes:	Valor	Fuente de Información
Tasa de IGV:	19%	SUNAT
Tipo de cambio (S/. /US\$):	3.5	
Beneficio anual por iluminación:	120.5 US\$/ abonado	Trabajo de campo. NRECA International, Ltd. – SETA. "Estrategia Integral de Electrificación Rural". 1999.
Beneficio anual por radio y televisión:	60.5 US\$/ abonado	Trabajo de campo. NRECA International, Ltd. – SETA. "Estrategia Integral de Electrificación Rural". 1999.
Beneficio anual por refrigeración:	0.0 US\$/ abonado	Trabajo de campo. NRECA International, Ltd. – SETA. "Estrategia Integral de Electrificación Rural". 1999.
Beneficio anual por otros usos:	16.5 US\$/ abonado	Trabajo de campo. NRECA International, Ltd. – SETA. "Estrategia Integral de Electrificación Rural". 1999.
Indicador		
Total beneficio mensual por abonado: dó	16.5 US\$/ abonado	
Total beneficio mensual por abonado: sol	57.6 S/. Abonado	
KWh anuales por iluminación:	87.6 KWh/ abonado	Trabajo de campo. NRECA International, Ltd. – SETA. "Estrategia Integral de Electrificación Rural". 1999.
KWh anuales por radio y televisión:	64.8 KWh/ abonado	Trabajo de campo. NRECA International, Ltd. – SETA. "Estrategia Integral de Electrificación Rural". 1999.
KWh anuales por refrigeración:	0.0 KWh/ abonado	Trabajo de campo. NRECA International, Ltd. – SETA. "Estrategia Integral de Electrificación Rural". 1999.
KWh anuales otros usos:	97.6 KWh/ abonado	Trabajo de campo. NRECA International, Ltd. – SETA. "Estrategia Integral de Electrificación Rural". 1999.
Kwh anuales por abonado	250.0 KWh/ abonado	

FORMATO 6
BENEFICIOS INCREMENTALES PARA CADA ALTERNATIVA - ALTERNATIVA 2
(A precios privados)

	PERIODO																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1.- Situación con Proyecto																					
Ingresos por cuotas mensuales reguladas		22,260	22,705	23,159	23,622	24,095	24,577	25,068	25,570	26,081	26,603	27,135	27,678	28,231	28,796	29,372	29,959	30,558	31,169	31,793	32,429
2.- Situación sin Proyecto																					
Beneficios sin proyecto		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.- Beneficios Incrementales (1) - (2)																					
Ingresos por cuotas mensuales reguladas		22,260	22,705	23,159	23,622	24,095	24,577	25,068	25,570	26,081	26,603	27,135	27,678	28,231	28,796	29,372	29,959	30,558	31,169	31,793	32,429

Variables importantes:	Valoración	Fuente de información:
Cuota mensual por abonado (sin IGV):	5.00 US\$	Regulador de servicios fotovoltaicos, OSINERG.
Periodo de reposición activos generales:	20 años	Fabricante.
Periodo de reposición de baterías:	4 años	Fabricante.
Periodo de reposición de controladores:	10 años	Fabricante.
Periodo de reposición de luminarias:	3 años	
Periodo de reposición de Interruptor de 1 polo	20 años	
Periodo de reposición de Caja de conexiones	20 años	
Tasa de impuesto a la renta	0%	
Tipo de cambio (S/.US\$)	3,5 S/. US\$	

Estado de pérdidas y ganancias	PERIODO																				
	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		22,260	22,705	23,159	23,622	24,095	24,577	25,068	25,570	26,081	26,603	27,135	27,678	28,231	28,796	29,372	29,959	30,558	31,169	31,793	32,429
2. Costos de operación y mantenimiento		-5,328	-5,328	-5,328	-5,328	-5,328	-5,328	-5,328	-5,328	-5,328	-5,328	-5,328	-5,328	-5,328	-5,328	-5,328	-5,328	-5,328	-5,328	-5,328	-5,328
3. Depreciación activos generales		-16,457	-16,457	-16,457	-16,457	-16,457	-16,457	-16,457	-16,457	-16,457	-16,457	-16,457	-16,457	-16,457	-16,457	-16,457	-16,457	-16,457	-16,457	-16,457	-16,457
4. Depreciación baterías		-11,959	-11,959	-11,959	-11,959	-11,959	-11,959	-11,959	-11,959	-11,959	-11,959	-11,959	-11,959	-11,959	-11,959	-11,959	-11,959	-11,959	-11,959	-11,959	-11,959
5. Depreciación controladores		-3,233	-3,233	-3,233	-3,233	-3,233	-3,233	-3,233	-3,233	-3,233	-3,233	-3,233	-3,233	-3,233	-3,233	-3,233	-3,233	-3,233	-3,233	-3,233	-3,233
6. Depreciación luminarias		-12,640	-12,640	-12,640	-12,640	-12,640	-12,640	-12,640	-12,640	-12,640	-12,640	-12,640	-12,640	-12,640	-12,640	-12,640	-12,640	-12,640	-12,640	-12,640	-12,640
7. Depreciación Interruptores		-63	-63	-63	-63	-63	-63	-63	-63	-63	-63	-63	-63	-63	-63	-63	-63	-63	-63	-63	-63
8. Depreciación Caja de Conexiones		-862	-862	-862	-862	-862	-862	-862	-862	-862	-862	-862	-862	-862	-862	-862	-862	-862	-862	-862	-862
6. Utilidad antes de impuestos		-26,263	-27,638	-27,384	-26,921	-26,448	-25,966	-25,475	-24,973	-24,462	-23,940	-23,408	-22,866	-22,312	-21,747	-21,171	-20,584	-19,985	-19,374	-18,750	-18,114
7. Impuesto a la renta		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6. Utilidad después de impuestos		-26,263	-27,638	-27,384	-26,921	-26,448	-25,966	-25,475	-24,973	-24,462	-23,940	-23,408	-22,866	-22,312	-21,747	-21,171	-20,584	-19,985	-19,374	-18,750	-18,114

Indicador:																					
Cuota de servicio paneles/ cuota de servicio red :	1.51	1.48	1.45	1.42	1.39	1.36	1.34	1.31	1.29	1.26	1.24	1.21	1.19	1.16	1.14	1.12	1.10	1.08	1.05	1.03	

FORMATO 6-A
BENEFICIOS INCREMENTALES PARA CADA ALTERNATIVA - ALTERNATIVA 2
(A precios sociales)

	Beneficios Totales																				
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
1.- Situación con Proyecto																					
Beneficio económico iluminación		44,698	45,592	46,504	47,434	48,383	49,350	50,337	51,344	52,371	53,418	54,487	55,576	56,688	57,822	58,978	60,158	61,361	62,588	63,840	65,117
Voluntad de pago por radio y televisión		22,438	22,887	23,345	23,811	24,288	24,773	25,269	25,774	26,290	26,816	27,352	27,899	28,457	29,026	29,607	30,199	30,803	31,419	32,047	32,688
Sub total beneficios económicos		67,136	68,479	69,848	71,245	72,670	74,124	75,606	77,118	78,661	80,234	81,839	83,475	85,145	86,848	88,585	90,356	92,164	94,007	95,887	97,805
2.- Situación sin Proyecto																					
Beneficio económico sin proyecto		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3.- Beneficios Incrementales (1) - (2)																					
Beneficios económicos incrementales		67,136	68,479	69,848	71,245	72,670	74,124	75,606	77,118	78,661	80,234	81,839	83,475	85,145	86,848	88,585	90,356	92,164	94,007	95,887	97,805

VARIABLES IMPORTANTES:	Valor	Fuente de Información
Beneficio anual por iluminación:	120.5 US\$/ abonado	Trabajo de campo. NRECA International, Ltd. – SETA. "Estrategia Integral de Electrificación Rural". 1999.
Beneficio anual por radio y televisión:	60.5 US\$/ abonado	Trabajo de campo. NRECA International, Ltd. – SETA. "Estrategia Integral de Electrificación Rural". 1999.
Tasa de IG.V:	19%	SUNAT
Tipo de cambio (S/.US\$)	3.5 S/. US\$	

FORMATO 7
VALOR ACTUAL DE BENEFICIOS NETOS PARA CADA ALTERNATIVA
(A precios privados)

	Beneficios Netos Totales																				
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
1.- Beneficios Incrementales																					
ALTERNATIVA 1	0	14,782	15,379	16,001	16,647	17,320	18,019	18,747	19,505	20,293	21,112	21,965	22,853	23,776	24,737	25,736	26,776	27,857	28,983	30,154	31,372
ALTERNATIVA 2	0	22,260	22,705	23,159	23,622	24,095	24,577	25,068	25,570	26,081	26,603	27,135	27,678	28,231	28,796	29,372	29,959	30,558	31,169	31,793	32,429
ALTERNATIVA 3																					
2.- Costos Incrementales																					
ALTERNATIVA 1	358,309	13,785	14,138	14,502	14,878	15,264	15,663	16,074	16,498	16,936	17,387	17,854	18,335	18,833	19,346	19,877	20,426	20,994	21,580	22,187	22,815
ALTERNATIVA 2	573,175	5,328	5,328	5,328	43,248	53,165	5,328	43,248	5,328	53,165	43,248	37,661	5,328	91,084	5,328	5,328	43,248	53,165	5,328	43,248	5,328
ALTERNATIVA 3																					
3.- Beneficios Netos Totales																					
ALTERNATIVA 1	-358,309	997	1,241	1,498	1,769	2,055	2,356	2,673	3,007	3,357	3,725	4,112	4,518	4,943	5,390	5,858	6,349	6,864	7,402	7,967	8,557
ALTERNATIVA 2	-573,175	16,932	17,377	17,831	-19,626	-29,070	19,248	-18,180	20,241	-27,084	-16,645	-10,527	22,349	-62,853	23,467	24,043	-13,289	-22,606	25,841	-11,455	27,100
ALTERNATIVA 3																					

ALTERNATIVAS	VAN (12%)	TIR	
ALTERNATIVA 1	-336,587.42	n.a.	n.a.: no aplicable el cálculo de la TIR
ALTERNATIVA 2	-569,024	n.a.	
ALTERNATIVA 3			

FORMATO 7-A
VALOR ACTUAL DE BENEFICIOS NETOS PARA CADA ALTERNATIVA
(A precios sociales)

	Beneficios Netos Totales																				
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
1.- Beneficios Incrementales																					
ALTERNATIVA 1	0	73,259	74,724	76,218	77,743	79,297	80,883	82,501	84,151	85,834	87,551	89,302	91,088	92,910	94,768	96,663	98,596	100,568	102,580	104,631	106,724
ALTERNATIVA 2	0	67,136	68,479	69,848	71,245	72,670	74,124	75,606	77,118	78,661	80,234	81,839	83,475	85,145	86,848	88,585	90,356	92,164	94,007	95,887	97,805
ALTERNATIVA 3																					
2.- Costos Incrementales																					
ALTERNATIVA 1	297,256	13,785	14,138	14,502	14,878	15,264	15,663	16,074	16,498	16,936	17,387	17,854	18,335	18,833	19,346	19,877	20,426	20,994	21,580	22,187	22,815
ALTERNATIVA 2	504,917	5,328	5,328	5,328	41,895	51,457	5,328	41,895	5,328	51,457	41,895	5,328	5,328	88,023	5,328	5,328	41,895	51,457	5,328	41,895	5,328
ALTERNATIVA 3																					
3.- Beneficios Netos Totales																					
ALTERNATIVA 1	-297,256	59,474	60,585	61,716	62,865	64,033	65,221	66,427	67,653	68,898	70,163	71,448	72,753	74,077	75,421	76,786	78,170	79,575	80,999	82,444	83,909
ALTERNATIVA 2	-504,917	61,808	63,150	64,520	29,351	21,213	68,795	33,712	71,790	27,204	38,339	76,510	78,147	-2,878	81,519	83,256	48,462	40,707	88,678	53,992	92,476
ALTERNATIVA 3																					

(*) Se sumarán los costos de operación y los costos de inversión.

ALTERNATIVAS	VAN (14%)	TIR
ALTERNATIVA 1	140,840.5	21.25%
ALTERNATIVA 2	-153,054.2	8.59%
ALTERNATIVA 3	n.a	n.a.

n.a.: no aplicable el cálculo de la TIR

FORMATO 8
ANÁLISIS DE SOSTENIBILIDAD DEL PROYECTO
(Alternativa 1)

1. Definir, claramente, que institución o entidad se hará cargo de la operación y mantenimiento del proyecto.

Según la reglamentación vigente en el proceso de la electrificación rural, el Gobierno Regional de Huancavelica financia, ejecuta y liquida la obra, seguidamente la transfiere en calidad de Aporte de Capital, según sea el caso a i) ADINELSA, si la obra se encuentra en el ámbito regional de una concesionaria privatizada, quien contrata los servicios de esta concesionaria para la administración de la obra; ii) a la empresa concesionaria no privatizada, si la obra se encuentra dentro de su ámbito regional, quien se encargará de la administración del servicio: operación, mantenimiento y comercialización.

Como se puede apreciar, al final quien se encargará de la administración del servicio de las obras serán las empresas concesionarias de distribución privatizadas (contratadas por ADINELSA) y no privatizadas.

Para este caso, según el esquema descrito en el literal ii) la empresa Electrocentro S.A. administrará la obra.

2. Analizar la capacidad técnica y logística de los encargados de la operación y mantenimiento.

Necesidad de arreglos institucionales y administrativos.

Como se puede apreciar en el numeral anterior, al final serán las empresas concesionarias de distribución las que se encarguen de la administración del servicio de las obras, por ser los entes que administran el servicio de distribución eléctrica del país y cuentan con el respaldo técnico, administrativo, logístico y financiero.

Para este caso, la administración de la obra estará a cargo de ELECTROCENTRO SA, empresa concesionaria privatizada, a quien le será dado el encargo por ADINELSA vía Contrato de Administración suscrita por ambas entidades.

3. Del flujo de costos de operación, indicar cuál o cuáles serían las fuentes para financiarlos y cómo se distribuiría este financiamiento en cada período.

Los costos de operación y mantenimiento serán cubiertos por ADINELSA, con los ingresos que genere el proyecto por concepto de tarifas. Sin embargo, el indicador de cobertura mostrado líneas abajo, nos indica que el proyecto no requiere aportes parciales del estado para cubrir sus costos de operación y mantenimiento en todo el horizonte de evaluación.

FLUJO DE COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

COSTOS Y FUENTES	AÑOS					...
	0	1	2	3	4	
Compra de energía		6,529	6,793	7,068	7,353	
Costos de operación y mantenimiento		7,256	7,345	7,435	7,524	
Tarifas o Cuotas		14,782	15,379	16,001	16,647	
Aportes del Estado		0	0	0	0	
Cobertura		107.23%	108.78%	110.33%	111.89%	

PARTICIPACION DE LOS BENEFICIARIOS DIRECTOS DEL PROYECTO

4. Describir la participación que tendría la población beneficiaria en las acciones del proyecto, desde su identificación y formulación. En especial, deberá consignarse cuál fue la participación de las autoridades locales o regionales en la priorización del proyecto.

La ejecución de este proyecto se ejecuta en base a la gestión de los propios pobladores a través de sus constantes pedidos y coordinaciones con la Dirección Regional de Energía y Minas y los compromisos asumidos en cuanto a la participación en la elaboración de los estudios respectivos.

Existe compromiso voluntario de no incrementar el costo de las Líneas y Redes Primarias por concepto de Franja de servidumbre, para el financiamiento del proyecto

El Costo por Derecho de Conexión es de:

350.00

Sin IG

FORMATO 9
ANALISIS DE SENSIBILIDAD PRELIMINAR

1. Las variables de costos y beneficios más importantes son:

Alternativa 1

Tarifa de venta a usuarios finales

Beneficio económico por iluminación

2. Reestimar el VAN a precios privados y a precios sociales, sobre la base simulaciones de las variables de costos y beneficios más importantes, señaladas en el punto anterior.

Tarifa de venta a usuarios finales

Variaciones porcentuales en la variable 1	VAN a precios privados	VAN a precios sociales
20%	-307,984	140,841
0%	-336,587	140,841
-20%	-365,227	140,841
-40%	-393,866	140,841

Beneficio económico por iluminación

Variaciones porcentuales en la variable 2	VAN a precios privados	VAN a precios sociales
20%	-336,587	207,283
0%	-336,587	140,841
-20%	-336,587	74,398
-40%	-336,587	7,956

FORMATO 10 MARCO LÓGICO (Alternativa Elegida)				
	Resúmen de objetivos	Indicadores	Medios de Verificación	Supuestos
FIN	Mejora de la calidad de vida y desarrollo productivo de la zona			
PROPOSITO	Suficiente provisión del servicio de energía eléctrica en las localidades carentes del Distrito de Pilpichaca-Huaytara.	* 106 Conexiones, con servicio de energía eléctrica en forma continua y confiable al término del proyecto.	* Estadísticas de usuarios de la empresa concesionaria. * Informe del DREM-HVCA (Sobre Niveles de Electrificación). * Informe del OSINERG	* Crecimiento vegetativo dentro de los indicadores previstos. * Existe un marco regulatorio que establezca una tarifa al alcance de la población. * Interés de los pobladores por el desarrollo productivo y social de su localidad.
COMPONENTES	* Implementación de Redes de Distribución Primaria. * Instalación de sub sistemas de distribución secundaria y acometidas domiciliarias.	17 km de Línea y Red primaria 106 conexiones.	* Ejecución de las redes primarias y secundarias del PIP. * Liquidación técnica de ejecución de obra. * Reportes estadísticos de la DGE-MEM y DREM-HVCA. * Reportes del INEI	* Se cuenta con recursos financieros para la ejecución del proyecto en los plazos previstos. * La población no se opondrá a la alternativa de electrificación elegida.
ACCIONES	Elaboración de Expediente Técnico definitivo. Costo de Líneas y Redes Primarias. Costo de Redes Secundarias Otros Costos Gastos generales	S/. 15 000,00 ** S/. 215 244,36 ** S/. 5 842,80** S/. 12 765,27** S/. 35 415,40 **	* Expediente Técnico aprobado. * Reportes financieros (boletas, facturas) * Valorizaciones mensuales de obra. * Valorizaciones mensuales de obra. * Valorizaciones mensuales de obra.	Participación organizada de la población a ser beneficiada. Asignación oportuna del presupuesto. Ausencia de eventos climatológicos extraordinarios
OBSERVACIONES				
El proyecto será ejecutado por EL GOBIERNO REGIONAL DE HUANCVELICA a través de la DREM-HVCA. desde la etapa de diseño.				

BIBLIOGRAFIA

1. Baker, Yudi, “Evaluación del Impacto de los Proyectos de Desarrollo en la Pobreza Manual para Profesionales”, Banco Mundial – Washington DC, 2000
2. Gerencia de Programas Sociales, “Monitoreo y Evaluación de Impacto”, “Proyecto CIUP-IDRC, Monitoreo y Evaluación del programa de lucha contra la Pobreza , en mimeo” – Lima, 1999
3. Ministerio de Economía y Finanzas, “Dirección General de Programación Multianual del Sector Público, Normas del Sistema Nacional de Inversión Pública”, Lima – Enero 2003
4. Ministerio de Economía y Finanzas, “Caso Práctico de Electrificación Rural y Energías Renovables”, Web: <http://ofi.mef.gob.pe/energía>
5. Morales Bayro, Luis, “Documento Conceptual sobre Evaluación de Proyectos de Inversión Pública, mimeo”, Lima – Enero de 1999
6. Rubio Pardo, Camilo, “La Cultura de Proyectos y el Banco de Proyectos de Inversión Nacional en Colombia”, Colombia BPIN – 1997
7. Secretaría Ejecutiva de Cooperación Técnica Internacional, “Cooperación Internacional en el Perú, Guía de Orientación “, Lima : Ministerio de la Presidencia – 1996
8. UNOPS, “Consideraciones para el Monitoreo y Evaluación de los Proyectos”, De la pag. web : www.conectando.org.sv/index.htm
9. MEF, “Sistema Nacional de Inversión Pública (SNIP)”, pag. web: www.mef.gob.pe