

Webinar

Formulación y evaluación de proyectos de inversión en electrificación rural

Dirección de Política y Estrategias de la Inversión Pública
Dirección General de Programación Multianual de Inversiones
Ministerio de Economía y Finanzas



Objetivo

Orientar a las Unidades Formuladoras de las entidades de los tres niveles de gobierno en la formulación y evaluación de proyectos de inversión en electrificación rural



PERÚ

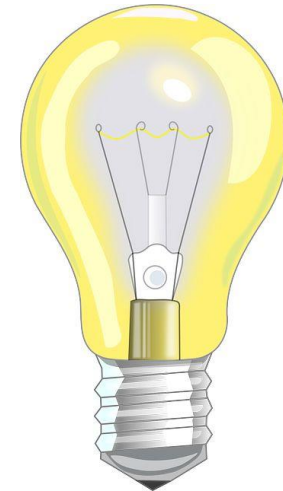
Ministerio
de Energía y Minas

FORMULACION Y EVALUACION DE PROYECTOS DE ELECTRIFICACION RURAL

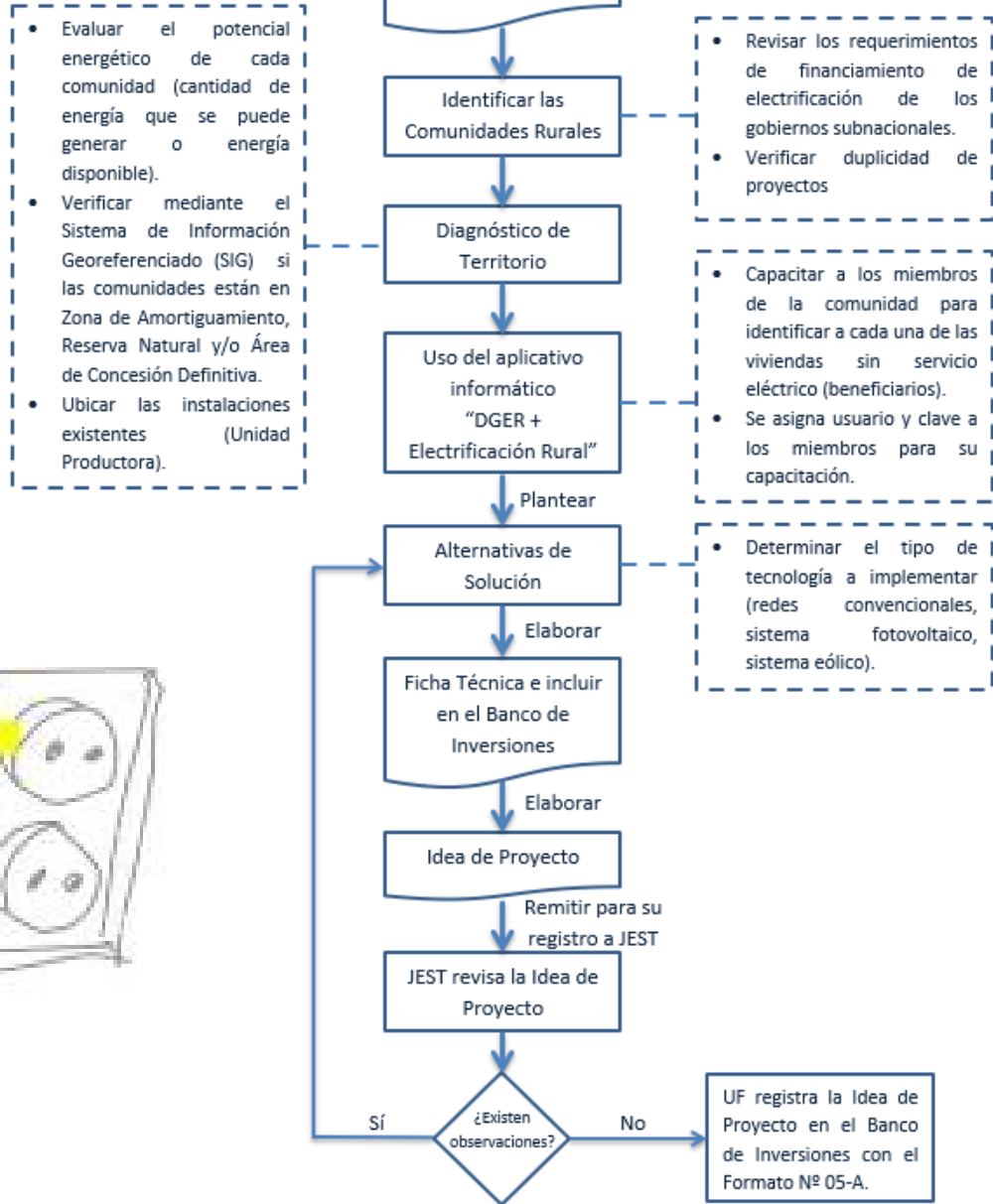
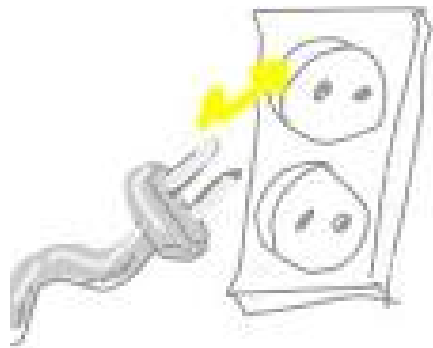
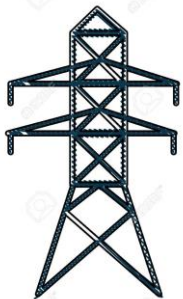


Ing. JAVIER SANTOS ESTOCALENKO PEÑA

Jefe de la Unidad Formuladora DGER



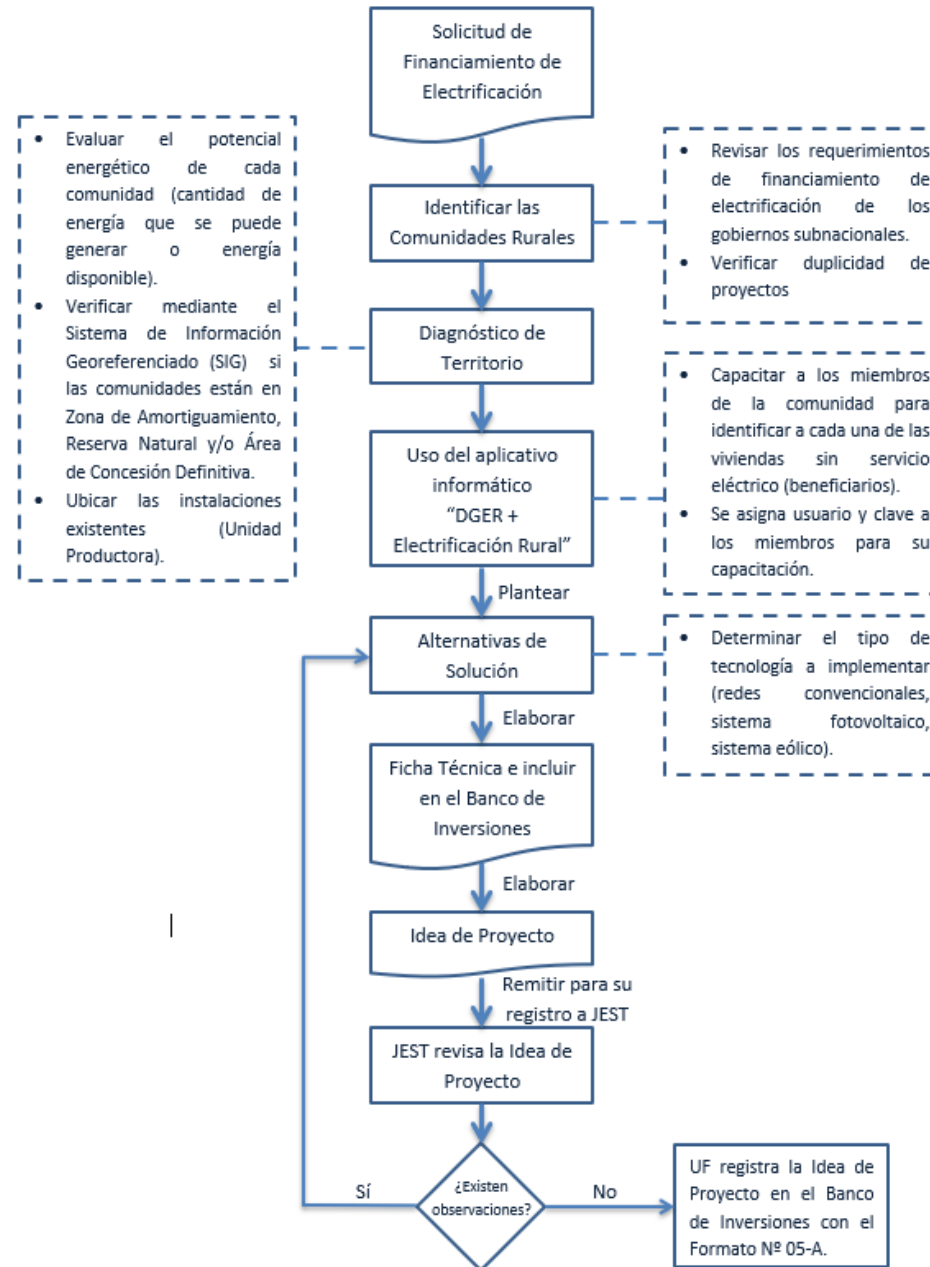
JEFATURA DE PROGRAMACION Y EVALUACION DE INVERSIONES



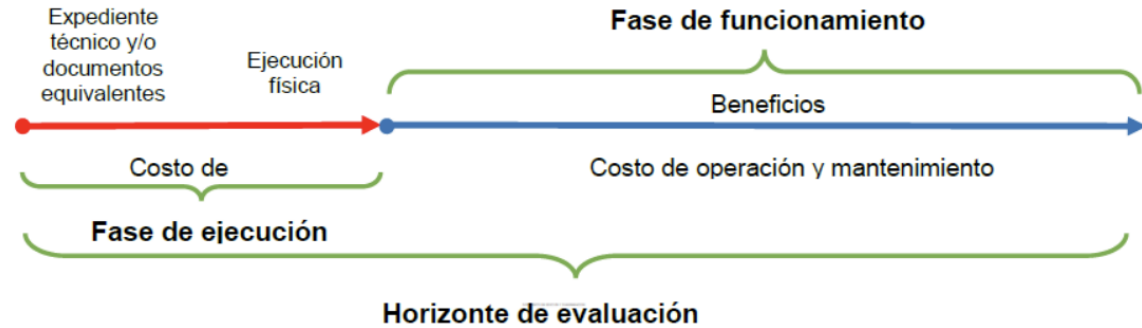
CONTENIDO DE UNA IDEA

- 1 FORMATO 5A
- 2 FICHA TECNICA
- 3 NOTA CONCEPTUAL
- 4 PLANOS
- 5 ARCHIVO KML

JEFATURA DE ESTUDIOS



FORMULACION y EVALUACION



1.1 Horizonte de Evaluación

- El horizonte de evaluación de los proyectos planteados es de 20 años.

1.2 Análisis de la demanda de energía eléctrica

- 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 instalaciones propuestas del proyecto, como las redes primarias y secundarias, para un horizonte de 20 años

1.2.1 Información de la Zona del Proyecto

- La información de mercado eléctrico se obtiene de la visita de campo realizada, se tiene como fuente de información lo siguiente:
- Información de los dos últimos censos nacionales: Información de los Censos Nacionales de 1993 y 2007, y otras de carácter estadístico nacional y regional.

-Guía para la Evaluación Económica de Proyectos de Electrificación de localidades Aisladas Rurales.

-Recibos de pago por consumo de energía Eléctrica de cargas típicas de las localidades consideradas dentro del proyecto.

-Información proporcionada por la empresa como por ejemplo Electro Sur Este S.A.A sobre consumos mensuales del sector doméstico y comercial, los consumos anuales de potencia y energía de los diferentes caseríos o pueblos que cuentan actualmente con la energía eléctrica.

CASUÍSTICAS PARA LA FORMULACION DE ELECTRIFICACION RURAL

1.- NOMBRE DEL PROYECTO: → 1.- Ampliación 2.- Recuperación 3.- Mejoramiento y Ampliación
4.- Mejoramiento 5.- Creación

“AMPLIACION DE REDES DE DISTRIBUCIÓN EN EL DEPARTAMENTO DE APURIMAC”

2.- UBICACIÓN:

Departamento	:	Apurímac
Provincias	:	Abancay, Andahuaylas, Antabamba, Aymaraes, Chincheros y Grau.
Distritos	:	Curahuasi, Iambrama, San Pedro de Cachora, Andarapa, Chiara, Pacobamba, Pomacocha, Tumay Huaraca, Antabamba El Oro, Juan Espinoza Medrano, Oropeza, Pachaconas, Chapimarca, Justo Apu Sahuaraura, Lucre, Pochuanca, Soraya, Tapairihua, Yanaca, Anco Huallo, Chincheros, Cocharcas, Huaccana, Ongoy, Chuquibambilla, Curasco, Gamarra, Micaela Bastidas, Progreso, Virundo



3.- LOCALIDADES BENEFICIADAS: → **Vías de acceso**
1.-Aérea, 2.-Terrestre,
3.- Fluvial

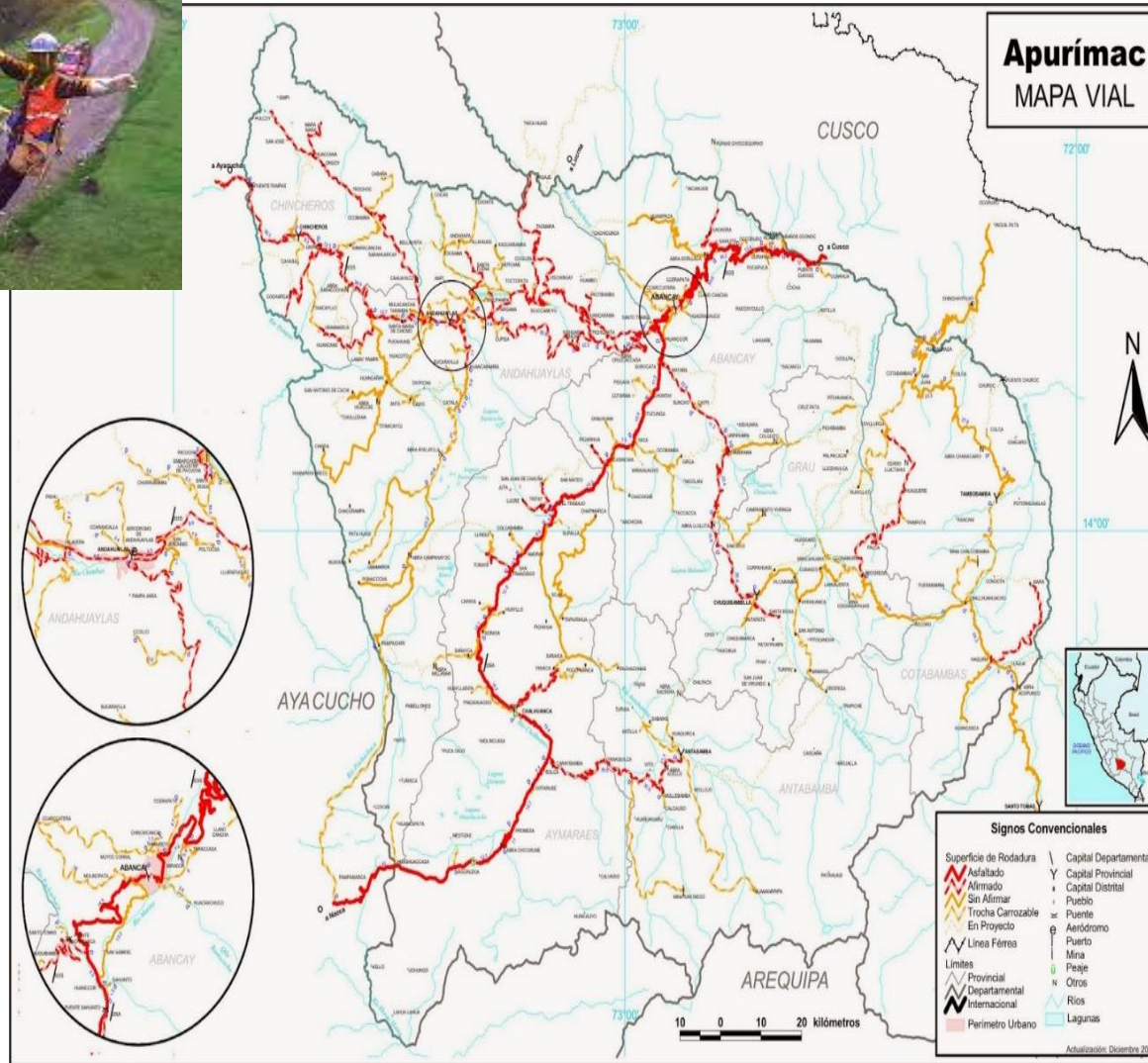
Localidades de sistemas convencional
Localidades con sistemas domiciliario fotovoltaicos
Localidades fotovoltaico centralizado





1.- Características de las zonas:

-Sector Agricultura, ganadería, pesquero, Minería, Industria Y Manufactura, Electricidad, Financiero, Comercio, Turismo.



2.- Aspecto Social

- Población
- Educación
- Analfabetismo
- Salud
- Desnutrición Infantil
- Mortalidad
- Pobreza Extrema
- Saneamiento
- Electricidad
- PBI Per cápita
- Ingreso Promedio Mensual
- Identificación de Peligros



❖ 85 % de las localidades cuenta con accesos carrozables a través de carreteras afirmadas y trochas; para un 15% el acceso se logra a través de caminos de herradura.

1.2.2 Proyección de Población y Número de Viviendas

- Para obtener la proyección de la población y del número de viviendas, se emplea la información de las diferentes localidades visitadas e incluyen en el presente planeamiento, la información proporcionado por el INEI (censos de 1993 y 2007), Para la proyección se toma las siguientes consideraciones:

- CUC** : Consumo unitario comercial
- CUUG** : Consumo Unitario Cargas de Uso General
- CUUP** : Consumo unitario uso productivo
- (*) : 0,5% para localidades que pertenecen a distritos con $TC < 0\%$ y
1,0% para localidades que pertenecen a distritos con $0\% < TC < 1,0\%$,
1,5% para localidades que pertenecen a distritos con $1\% < TC$
- (**) : Se obtendrá dividiendo el número de habitantes totales entre viviendas totales de cada localidad.
- (***) : En el cuadro N° 2,8 se muestra los consumos unitarios para las cargas de uso General.
- (****) : El consumo de cargas de uso productivo ha sido calculado,
- (*****) : Según OSINERGMIN N° 181-2009-OS/CD

Indicadores	Año Inicial	Año Final
	Localidad Tipo II	Localidad Tipo II
Consumo Unitario Domestico (CUD)	15,47	18,36
Tasa de Crecimiento del CUD	0,91%	0,91%
Horas de Utilización al Año Inicial	2496	2591
Incremento de Horas de Utilización al Año	5	
Tasa de Crecimiento Poblacional (*)	0,5%, 1,0% y 1,5%	
Relación Habitantes por Vivienda	(**)	
CUC/CUD	1,30	
CUUG	(***)	
CUUP	(****)	
Factor KALP (Alumbrado Público)	6,3	
Perdidas de Energía (*****)	8,66%	

Los factores de pérdidas de potencia y energía adoptadas para el cálculo de la energía bruta son las utilizadas por OSINERGMIN para el cálculo de las tarifas en media y baja tensión (Resolución de Consejo Directivo Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería OSINERGMIN N° 328-2014-OS/CD)

1.2.3 Proyección de la Demanda de Potencia y Energía

a) Información Existente

Las consideraciones generales para la proyección de la demanda son las siguientes:

- Metodología Uniforme de Proyección de la Demanda Eléctrica utilizada por Electro Perú y las Empresas Regionales,
- Información recopilada en el área de influencia del proyecto identificando las localidades a ser electrificadas,
- Censos Nacional de Población y Viviendo de 1981, 1993 y 2007.

b) Determinación de los consumos unitarios

- Para determinar el CUD se toma como base de análisis la información de consumo de energía de localidades de similares características proporcionada por Osinergmin



CATEGORIA: COMUNIDAD Y SECTOR					
LOCALIDAD DE TIPO				II	100%
Ambientes	Requerimientos	H/D	Und	Pot. Unit. W	Energ. Wh
Cocina	1 Lámp. de 25 W.	1.00	1.00	25.00	25.00
Cocina	Radio - Grabadora	1.25	1.00	50.00	62.50
Cocina					
Sala					
Dormitorio					
Dormitorio	TV 14" Color	2.00	1.00	150.00	300.00
Dormitorio	1 Lámp. de 25 W.	0.50	1.00	25.00	12.50
TOTAL				250.00	400.00
Consumo de Energía / Mes		kWh/mes		12.00	
Consumo de Energía / Año		kWh/Año		144.00	

CONSUMO UNITARIO DOMESTICO

CATEGORIA: COMUNIDAD Y SECTOR					
LOCALIDAD DE TIPO				II	205%
Ambientes	Requerimientos	H/D	Und	Pot. Unit. W	Energ. Wh
Aulas	2 Lámp de 50 W.	1.20	2.00	50.00	120.00
Loc. de profesores	1 Lámp de 50 W.	0.50	1.00	50.00	25.00
Computadora	1 UNDes	1.00	3.00	150.00	450.00
Impresora	1 UNDes	0.50	2.00	100.00	100.00
Auditorio	TV 14" color	0.50	1.00	150.00	75.00
Dispensa	1 Lámp. de 50 W.	1.00	1.00	50.00	50.00
TOTAL				1,000.00	820.00
Consumo de Energía / Mes		kWh/mes		24.60	
Consumo de Energía / Año		kWh/Año		295.20	

CONSUMO DE CARGAS DE USO GENERAL (Escuela, Colegio, Puesto Policial, Posta de Salud)

La ecuación de los consumos unitarios puede ser:

$$Y_o(t) = A_o * \ln(t) + B_o \text{Logarítmica}$$

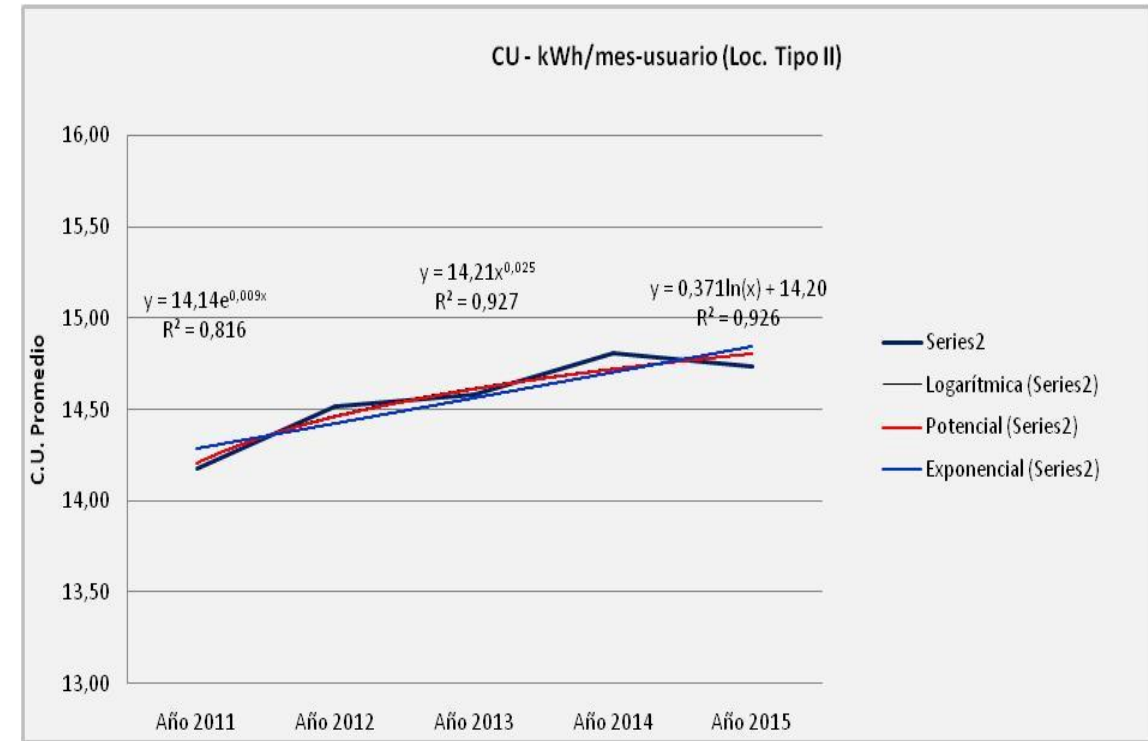
$$Y_o(t) = A_o * \text{Exp}(B_o, t) \text{Potencial}$$

$$Y_o(t) = C_o * (t)^{D_o} \text{Exponencial}$$



Donde :
 Yo(t) : Consumo Unitario en el tiempo t,
 t : Variable explicativa tiempo,
 Ao, yBo: Son valores constantes (coeficientes) que relaciona el consumo unitario respecto del tiempo,
 Co, y Do: Son valores constantes (coeficientes) que relaciona el consumo unitario respecto del tiempo,

Para elegir la curva de aproximación del consumo, se determina el factor de correlación (R²) de cada curva de tendencia utilizada, se elige la curva que presenta un coeficiente de correlación muy cercano a uno.



Ecuación de Tendencia

Item	Tendencia	Ecuación	A	B	(R2)
1	Logarítmica	$y = A, \ln(t) + B$	0,371	14,2	0,926
2	Potencial	$y = A, t^B$	14,21	0,025	0,927
3	Exponencial	$y = A, e^{(Bt)}$	14,14	0,009	0,8160

- Elegida la curva de tendencia con su respectiva ecuación se procede a la proyección de los consumos de energía:

Proyección del Consumo Unitario

Proyección y Selección del CUD					
t	Año	Proyección	$y = 0,371 \ln(t) + 14,2$	$y = 14,21 t^{0,025}$	$y = 14,14 e^{(0,009t)}$

1.3 Metodología de Proyección de la Demanda

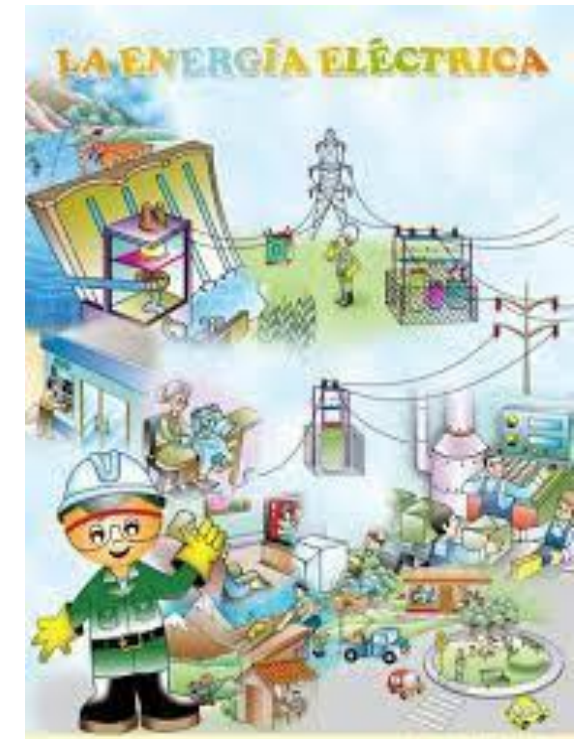
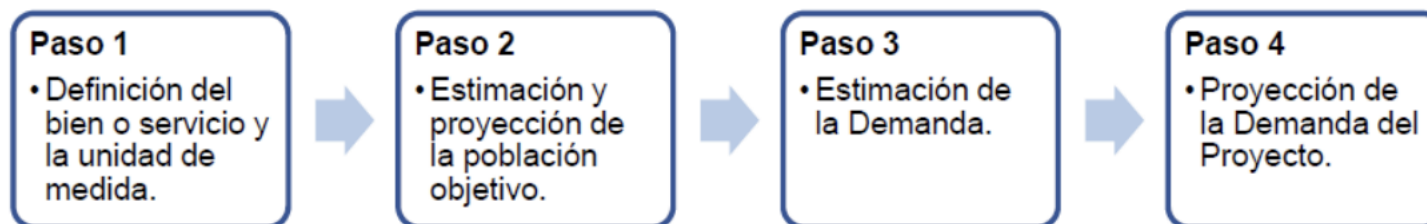
- Se basa en la proyección de consumo de energía y de la máxima demanda, que para el caso de pequeños y medianos centros poblados se basa en el establecimiento de una relación funcional creciente entre el consumo de energía por abonado doméstico (kWh/abonado) y el número de abonados estimados para cada año.
- El Crecimiento poblacional está íntimamente vinculada con el desarrollo de actividades productivas que conducen a mejorar los niveles de ingreso y por ende, el crecimiento per cápita del consumo de energía eléctrica.

La fórmula que se utilizará para la proyección de población es:

$$P_n = P_0(1 + \alpha)^n$$

Donde:

P_0	:	Población inicial (año 0)
P_n	:	Población proyectada al año n
α	:	Tasa de crecimiento poblacional
n	:	Año de proyección



A continuación se muestra el resumen de la población y vivienda de las localidades incluidas en un proyecto de ER con fines didácticos:

FORMATO N° 02 : Analisis General de la Demanda del Proyecto

DATOS GENERALES

Crecimiento anual de la población electrificada promedio: 1.84%
 Número de habitantes por abonado promedio: 4.8
 Porcentaje de abonados domésticos: 100%

AÑO	2,023	2,024	2,025	2,026	2,027	2,028	2,029	2,030	2,031	2,032	2,033	2,034	2,035	2,036	2,037	2,038	2,039	2,040	2,041	2,042
Habitantes electrificados (Población Beneficiada)	9,501	9,684	9,846	10,022	10,211	10,387	10,576	10,769	10,958	11,170	11,362	11,569	11,768	11,983	12,193	12,421	12,639	12,876	13,086	13,336
Número de lotes totales electrificados	1,985	2,038	2,071	2,112	2,146	2,183	2,226	2,265	2,302	2,352	2,390	2,428	2,474	2,529	2,565	2,617	2,662	2,704	2,758	2,809
Número de abonados domésticos	1,985	2,038	2,071	2,112	2,146	2,183	2,226	2,265	2,302	2,352	2,390	2,428	2,474	2,529	2,565	2,617	2,662	2,704	2,758	2,809
Consumo anual de abonados domésticos (MWh)	512	533	550	568	585	604	624	644	664	688	709	730	754	782	804	832	858	884	914	944
Consumo anual de alumbrado público (MWh)	150	154	157	160	162	165	168	171	174	178	181	184	187	191	194	198	201	204	208	212
Consumo anual del Proyecto (MWh)	662.36	687.43	706.18	727.88	747.71	769.05	792.75	815.61	837.95	865.70	889.50	913.75	941.45	973.11	998.10	1,029.75	1,059.32	1,088.35	1,122.51	1,156.25
Pérdidas de energía Total (MWh)	62.69	65.16	66.96	69.01	70.89	72.85	75.20	77.35	79.37	82.02	84.39	86.65	89.36	92.28	94.61	97.68	100.45	103.21	106.37	109.60
Energía Total Requerida (MWh)	725.05	752.59	773.14	796.89	818.60	841.90	867.95	892.96	917.32	947.72	973.89	1,000.40	1,030.81	1,065.39	1,092.71	1,127.43	1,159.77	1,191.56	1,228.88	1,265.85

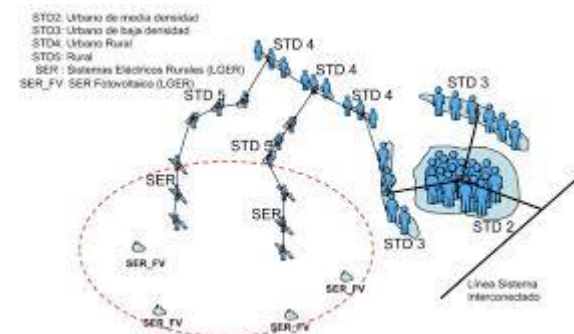
POBLACION BENEFICIADA Y NÚMERO DE ABONADOS

SISTEMA CONVENCIONAL

N° Localidades Beneficiadas	Población Beneficiada	Abonados Totales
60	2140	692

SISTEMA FOTOVOLTAICO

N° Localidades Beneficiadas	Población Beneficiada	Abonados Totales
43	346	149



OBJETIVO DEL PROYECTO

Suministrar de energía eléctrica de forma **continua y confiable** a 60 localidades con sistema convencional y a 43 localidades con sistema fotovoltaico ubicadas en los distritos de las Provincias de Abancay, Andahuaylas, Antabamba, Aymaraes, Chincheros y Grau, en el departamento de Apurímac, ofreciendo así nuevas oportunidades de desarrollo a la zona del proyecto.

- La metodología usada para recopilar la información primaria de los diferentes grupos de interés en el proyecto es el de moderación y visualización a través de talleres de participación ciudadana (Tormenta de Ideas).

PARTICIPAN

1.- La Población



2.- Gobierno Regional de Apurímac



3.- Municipios Provinciales y Distritales



4.- OPIs Provinciales

5.- Empresa Concesionaria de Distribución Electrosureste S.A.A

6.- Entidades Sectoriales

7.- Entidades Multisectoriales

- Sector Agricultura
- Servicio Nacional de Áreas Protegidas –SERNANP
- Ministerio de Cultura
- Provias Descentralizado
- Ministerio de Educación – Centros Educativos
- Ministerio de Salud
- Iglesia

- Dirección General de Electrificación Rural (DGER) - MEM
- Dirección Regional de Energía y Minas – DREM
- Adinelsa

Desarrollo de los Talleres de Participación Pública para la definición del problema, sus causas y efectos en los talleres respectivos. Finalizando así para la identificación del proyecto.

1.4 .- Análisis de la oferta de la energía eléctrica

Por fines didácticos asumiremos como ejemplo que la oferta será alimentados desde las subestaciones de potencia de SET Chuquibambilla 60/22,9/10 kV – 7-9/7-9/2-2,5 MVA (ONAN/ONAF); SET Chacapunte(Chalhuanca) 66/22,9/10 kV; 7-9/7-9/2-2,5 MVA(ONAN/ONAF); SET Andahuaylas 66/22,9/13,2 kV; 10-13/4-5/7-9 MVA (ONAN/ONAF) y SET Tamburco 138/60/13,2 kV; 40-50/30-35/12-15 MVA (ONAN/ONAF).

- La oferta de potencia esta considerada por cada Sistema Eléctrico Rural

1.5 .- Balance Oferta –Demanda (Déficit) y Planeamiento de la cobertura de la Demanda

La brecha oferta-demanda se determina a partir de la comparación entre la demanda con proyecto y la oferta optimizada estimada en el diagnóstico de la UP.



Ejemplo: Balance Oferta – Demanda SER Grau (Localidades alimentadas desde la SE Chuquibambilla)

DESCRIPCION		2019	2023	2028	2033	2038
		1	5	10	15	20
OFERTA	S.E. Chuquibambilla 60/22,9/10 kV, 7-9/7-9/2-2,5 MVA ONAN-ONAF (1)	6 650	6 650	6 650	6 650	6 650
	Oferta Total (kW)	6300	6300	6300	6300	6300
DEMANDA	Alimentador Existente CQ-01, CQ-02 y CQ-03 (2)	3 667	3 938	4 305	4 706	5 144
	"Elaboracion del Perfil del Proyecto Ampliacion de Redes de Distribucion en el Departamento de Apurimac "(3)	14.42	15.73	17.55	19.37	21.35
	Estudio Definitivo del proyecto: Instalacion del Servicio Electrico Rural de las localidades de las Provincias de Chicheros, Andahuaylas, Antabamba, Aymaraes, Cotabambas y Grau(5)	2.40	2.50	2.60	2.60	2.74
	Poyectos Futuros (4)	14.88	15.30	15.85	16.41	17.01
	Demanda Total del Sistema (kW)	3 699	3 971	4 341	4 744	5 185
BALANCE OFERTA - DEMANDA - kW		2 951	2 679	2 309	1 906	1 465



Notas:

(1) Información obtenida de los Diagramas Unifilares de Transmisión Secundaria de los Sistemas de Distribución Eléctrica al 31/07/2015 - Osinergmin.

(2) Máxima Demanda de los alimentador CQ-01, CQ-02 y CQ-03. Fuente: Estudio del Plan de Inversiones 2017-2021 del area de demanda 5 de ElectroSur Este S.A

(3) Máxima Demanda de 16 Localidades del Proyecto "Ampliacion de Redes de Distribucion en el Departamento de Apurimac "

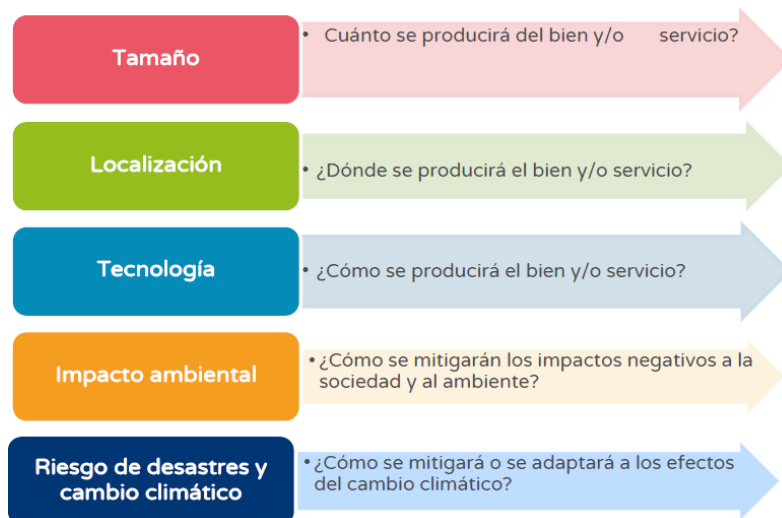
(4) Máxima Demanda proyectada para 20 Localidades de promedio 10 viviendas, como ampliaciones futuras.

(5) Máxima Demanda de 2 Localidades el proyecto "Instalación Del Servicio Eléctrico Rural De Las Localidades De Las Provincias De Chincheros, Andahuaylas, Antabamba, Aymaraes, Cotabambas Y Grau, Del Departamento De Apurimac".

1.6. Plantear las alternativas técnicas

• 1.6.1 Análisis Técnico

Preguntas claves para el análisis técnico



Alternativa de solución: Conjunto de acciones que se derivan del análisis de los medios fundamentales que conllevan al logro del objetivo central del proyecto de inversión.
Alternativa Técnica: Se genera a partir del análisis de localización, tamaño y tecnología de una alternativa de solución

• 1.6.2 Planteamiento de las alternativas técnicas factibles

Identificación, selección y análisis de las alternativas técnicas factibles



Ejemplo 1.- de Alternativa y su Oferta.

Proyecto “Ampliación de Redes de Distribución de Piura”

a) Oferta con Proyecto

Alternativa 1

a) Sistema Convencional:

La oferta disponible para 311 localidades del proyecto, será a través de las SETs La Unión 18/18/18 MVA- 60/22.9/10 kV, Chulucanas 60/22,9/10kV-13/10/5 MVA , SE Las Lomas 60/23 kV -15MVA, Loma Larga 60/22,9kV-9 MVA, Morropón 60/23 kV -9MVA, Poechos 60/22.9/10 kV-18MVA, Ejidos 60/23/10kV-13/10/5MVA y Mancora 160/23/10 kV-10MVA, zonas administradas por ENOSA.

La Oferta para las 32 localidades que se integrarán al sistema eléctrico alimentado por las SETs Occidente 60/22.9/10 kV - 7MVA y Olmos 60/22.9/10 7/7/2MVA que tiene como zona de concesión la empresa concesionaria a ELECTRONORTE S.A. (ENSA)

b) Sistema Fotovoltaico Individual:

La ofrece los modulos fotovoltaicos a instalar.

Cada panel solar proporciona 129.24 kWh/año de energía y un modulo fotovoltaico esta compuesto por el siguiente equipamiento:

- 1 panel solar de 160Wp con soporte
- 1 controlador de carga
- 1 batería
- 3 luminarias con lámparas LED
- 3 interruptores de un polo
- 1 caja de conexiones

b) Proyección "sin proyecto"

No existe oferta

Las localidades no cuentan con el servicio de electricidad



1.6 Descripción técnica resumida de las alternativas formuladas

Ejemplo 2.- Para cubrir la limitada disponibilidad de energía eléctrica del proyecto “Ampliación de Redes de Distribución en el Departamento de Apurímac”, se plantea las alternativas según se indica continuación:

Alternativa 1: Ampliación de las redes eléctricas existentes a través de Líneas y Redes Primarias para 60 localidades con sistema Monofásico (Fase-Fase) e Implementación de Sistema Fotovoltaico Individual Para 43 localidades.



CARACTERISTICAS TECNICAS

- **6.1 LINEAS PRIMARIAS:** Sistema Monofásico; postes de 13 m; conductor de aluminio 35 mm²; aisladores 56-3; 56-4 y polimérico tipo suspensión; seccionador 150 KV-BIL; Pararrayos de 21 kV; puesta a tierra tipo PAT 1.
- **6.2 REDES PRIMARIAS:** 60 localidades; sistema monofásico; tensión 22,9 Kv; conductor aleación de aluminio 35 mm²; aisladores 56-3 y polimérico tipo suspensión; seccionador 150 KV-BIL 51 transformadores monofásicos de 5, 10, 15 kVA; puesta a tierra tipo PAT 1.
- **6.3 REDES SECUNDARIAS:** 60 Localidades; tensión 400-220 V; postes de de 8m clase 7; 692 conexiones; conductor autoportante de aluminio 2x16+16/25 mm²; 180 lámparas de vapor de sodio de 50 w.
- **6.4 SISTEMA FOTOVOLTAICO:** 43 Localidades, tensión de 12 voltios en corriente continua; 149 conexiones; postes de 4 m; sistema fotovoltaico: modulo fotovoltaico, controlador y batería.

Alternativa 2: Implementación de Sistema Fotovoltaico Domiciliario Individual para 103 localidades.

Evaluación de Proyectos de Electrificación Rural

FORMATO N° 05: Costos Incrementales de la Alternativa I (SER) a Precios Privados

Rubro	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
A. Costos de Inversión - miles \$f.	29,028.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
A.1 Inversiones	24,600.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1. Intangibles	12.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1.1 Costos de Estudios Definitivos	12.7																				
2. Inversión en activos	20,740.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2.1 Líneas Primarias	3,967.1																				
Materiales importados	334.3																				
Aranceles	3.2																				
Materiales locales	1,328.8																				
Montaje Electromecánico	983.9																				
Transporte de Equipos y Materiales	213.1																				
Mano de Obra No Calificada	506.9																				
Gastos Generales	327.2																				
Utilidades	269.6																				
2.2 Redes Primarias	2,954.1																				
Materiales importados	960.5																				
Aranceles	21.7																				
Materiales locales	726.2																				
Montaje Electromecánico	411.4																				
Transporte de Equipos y Materiales	177.9																				
Mano de Obra No Calificada	211.9																				
Gastos Generales	243.7																				
Utilidades	200.8																				
2.3 Redes Secundarias y Conexiones	13,819.1																				
Materiales importados	297.9																				
Aranceles	13																				
Materiales locales	5,168.8																				
Montaje Electromecánico	4,135.1																				
Transporte de Equipos y Materiales	607.5																				
Mano de Obra No Calificada	1,529.4																				
Gastos Generales	1,139.9																				
Utilidades	939.2																				
3. Gastos Preoperativos	3,847.4																				
3.1 Costos de Supervisión de Obras	2,074.0																				
3.2 Costos de Compensación por Servidumbre	217.8																				
3.3 Gastos Financieros y de Administración	1,555.5																				
A.2. Valor Residual (-)																					
A.3. Impuesto General a la Ventas IGV (18%)	4,428.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
B. Costos de Operación y Mantenimiento - miles \$f.	425.9	435.0	441.9	449.7	456.9	464.7	473.3	481.6	489.7	499.8	508.4	517.2	527.3	538.8	547.9	559.4	570.1	580.6	593.0	605.3	
B.1 Compra de Energía - mil \$f. (1)	219.7	228.0	234.2	241.4	248.0	255.1	263.0	270.5	277.9	287.2	295.0	303.1	312.3	322.8	331.1	341.6	351.4	361.0	372.3	383.5	
Total MWh	662.4	687.4	706.2	727.9	747.7	769.1	792.8	815.6	838.0	865.7	889.5	913.8	941.5	973.1	998.1	1,029.8	1,059.3	1,088.4	1,122.5	1,156.3	
B.2.1 Costos de operación - mil \$f. (2)	171.4	171.4	171.4	171.4	171.4	171.4	171.4	171.4	171.4	171.4	171.4	171.4	171.4	171.4	171.4	171.4	171.4	171.4	171.4	171.4	
B.2.2 Costos de mantenimiento - mil \$f. (2)	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	14.0	
B.3. Costos de Pérdidas - mil \$f.	20.8	21.6	22.2	22.9	23.5	24.2	24.9	25.7	26.3	27.2	28.0	28.7	29.6	30.6	31.4	32.4	33.3	34.2	35.3	36.4	
Total MWh Pérdidas	62.7	65.2	67.0	69.0	70.9	72.9	75.2	77.4	79.4	82.0	84.4	86.7	89.4	92.3	94.6	97.7	100.5	103.2	106.4	109.6	
C. Total Costos con Proyecto (A+B)	29,028.4	425.9	435.0	441.9	449.7	456.9	464.7	473.3	481.6	489.7	499.8	508.4	517.2	527.3	538.8	547.9	559.4	570.1	580.6	593.0	605.3
D. Costos sin Proyecto	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
E. Total de Costos Incrementales (Con IGV)	29,028	425.9	435.0	441.9	449.7	456.9	464.7	473.3	481.6	489.7	499.8	508.4	517.2	527.3	538.8	547.9	559.4	570.1	580.6	593.0	605.3

Página 1

Nota:
 (1) Compra de energía
 Compra de energía en barra correspondiente a ENERO 2022
 (2) Los costos de operación, mantenimiento y comercialización se ha determinado en: 0.76% de la inversión inicial como caso Base.

FORMATO N° 05: Costos Incrementales de la Alternativa I (SER) a Precios Sociales

RUBRO		Fact or	0 2,022	1 2,023	2 2,024	3 2,025	4 2,026	5 2,027	6 2,028	7 2,029	8 2,030	9 2,031	10 2,032	11 2,033	12 2,034	13 2,035	14 2,036	15 2,037	16 2,038	17 2,039	18 2,040	19 2,041	20 2,042
A	Costos de Inversión - miles \$/.		21,827.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
A.1	Inversiones		21,827.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	Intangibles		12.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1.1	Costos de Estudios Definitivos	1.00	12.7																				
2	Inversión en activos		17,967.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2.1	Lineas Primarias		3,411.8																				
	Materiales importados	1.08	361.0																				
	Aranceles		0.0																				
	Materiales locales	1.00	1,328.8																				
	Montaje Electromecánico	0.79	777.3																				
	Transporte de Equipos y Materiales	1.00	213.1																				
	Mano de Obra No Calificada	0.42	212.9																				
	Gastos Generales	1.00	327.2																				
	Utilidades	0.71	191.4																				
2.2	Redes Primarias		2,741.7																				
	Materiales importados	1.08	1,037.4																				
	Aranceles		0.0																				
	Materiales locales	1.00	726.2																				
	Montaje Electromecánico	0.79	325.0																				
	Transporte de Equipos y Materiales	1.00	177.9																				
	Mano de Obra No Calificada	0.42	89.0																				
	Gastos Generales	1.00	243.7																				
	Utilidades	0.71	142.5																				
2.3	Redes Secundarias y Conexiones		11,813.9																				
	Materiales importados	1.08	3,217.0																				
	Aranceles		0.0																				
	Materiales locales	1.00	5,168.8																				
	Montaje Electromecánico	0.79	3,266.7																				
	Transporte de Equipos y Materiales	1.00	607.5																				
	Mano de Obra No Calificada	0.42	642.4																				
	Gastos Generales	1.00	1,139.9																				
	Utilidades	0.71	666.8																				
3.	Gastos Preoperativos		3,847.4																				
3.1	Costos de Supervisión de Obras	1.00	2,074.0																				
3.2	Costos de Compensación por Servidumbre	1.00	217.8																				
3.3	Gastos Financieros y de Administración	1.00	1,555.5																				
A.2.	Valor Residual (-)		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
A.3.	Impuesto General a la Ventas IGV (18%)		0.0																				
B.	Costos de Operación y Mantenimiento - miles \$/.		360.9	368.7	374.5	381.1	387.2	393.8	401.1	408.1	415.0	423.5	430.9	438.3	446.9	456.6	464.3	474.0	483.1	492.1	502.6	513.0	513.0
1.1.1	Compra de Energía-mil \$/ (1)	0.85	186.2	193.2	198.5	204.6	210.2	216.2	222.8	229.3	235.5	243.3	250.0	256.9	264.6	273.5	280.6	289.5	297.8	305.9	315.5	325.0	325.0
	Total MWh		662.4	687.4	706.2	727.9	747.7	769.1	792.8	815.6	838.0	865.7	889.5	913.8	941.5	973.1	998.1	1,029.8	1,059.3	1,088.4	1,122.5	1,156.3	1,156.3
1.2	Costos de operación-mil \$/ (2)	0.85	145.3	145.3	145.3	145.3	145.3	145.3	145.3	145.3	145.3	145.3	145.3	145.3	145.3	145.3	145.3	145.3	145.3	145.3	145.3	145.3	145.3
1.3	Costos de mantenimiento-mil \$/ (2)	0.85	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9
1.5.1	Costos de Pérdidas -mil \$/	0.85	17.6	18.3	18.8	19.4	19.9	20.5	21.1	21.7	22.3	23.1	23.7	24.4	25.1	25.9	26.6	27.5	28.2	29.0	29.9	30.8	30.8
	Total MWh Pérdidas		62.7	65.2	67.0	69.0	70.9	72.9	75.2	77.4	79.4	82.0	84.4	86.7	89.4	92.3	94.6	97.7	100.5	103.2	106.4	109.6	109.6
C.	Total Costos con Proyecto (A+B)		21,827.4	360.9	368.7	374.5	381.1	387.2	393.8	401.1	408.1	415.0	423.5	430.9	438.3	446.9	456.6	464.3	474.0	483.1	492.1	502.6	513.0
D.	Costos sin Proyecto		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
E.	Total de Costos Incrementales (Con IGV)		21,827.4	360.9	368.7	374.5	381.1	387.2	393.8	401.1	408.1	415.0	423.5	430.9	438.3	446.9	456.6	464.3	474.0	483.1	492.1	502.6	513.0

Página 1

Nota:

(1) Compra de energía
Compra de energía en barra correspondiente a Febrero 2021

(2) Los costos de operación, mantenimiento y comercialización se ha determina 0.76% de la inve. de la inversión inicial como caso Base.

FORMATO N° 06: Beneficios Incrementales de la Alternativa I (SER) a Precios Privados

Item	N° Año	Periodo																			
		1 2,022	2 2,023	3 2,024	4 2,025	5 2,026	6 2,027	7 2,028	8 2,029	9 2,030	10 2,031	11 2,032	12 2,033	13 2,034	14 2,035	15 2,036	16 2,037	17 2,038	18 2,039	19 2,040	20 2,041
1.1	Situación con Proyecto - SER																				
	Venta de energía domésticos (Mil S/.)	601.5	626.0	644.9	666.6	686.7	708.2	732.0	755.3	778.0	805.8	830.2	855.0	883.1	915.1	941.0	973.3	1,003.6	1,033.6	1,068.7	1,103.4
	Venta de energía alumbrado público (Mil S/.)	248.9	255.6	259.7	264.8	269.1	273.9	279.2	284.0	288.6	295.0	299.7	304.5	310.3	317.2	321.7	328.1	333.9	339.2	345.8	352.2
	Subtotal ventas de energía (Mil S/.)	850	882	905	931	956	982	1,011	1,039	1,067	1,101	1,130	1,159	1,193	1,232	1,263	1,301	1,338	1,373	1,415	1,456
	Energía domésticos (MWh)	512.3	533.4	549.6	568.2	585.5	604.0	624.4	644.4	664.0	687.9	708.8	730.2	754.4	781.9	804.2	831.9	858.0	883.9	914.0	943.9
	Energía alumbrado público (MWh)	150.1	154.1	156.6	159.7	162.2	165.1	168.3	171.2	174.0	177.8	180.7	183.6	187.1	191.3	193.9	197.8	201.3	204.5	208.5	212.4
1.2	Beneficios incrementales (Mil S/.)	850	882	905	931	956	982	1,011	1,039	1,067	1,101	1,130	1,159	1,193	1,232	1,263	1,301	1,338	1,373	1,415	1,456

(1) Pliego Tarifario Máximo del Servicio Público de Electricidad Vigente agosto.2022

Tarifa BT5B: SER Tarma-Pichanaki	Unid.	Inc. IGV
Cargo fijo	S./mes	5.65
Cargo por Energía Activa	cS/kW-h	115.22
Tarifa Alumbrado público BT5C: SER Tarma-Pichanaki	cS/kW-h	165.87

N° Año	Periodo																			
	1 2,022	2 2,023	3 2,024	4 2,025	5 2,026	6 2,027	7 2,028	8 2,029	9 2,030	10 2,031	11 2,032	12 2,033	13 2,034	14 2,035	15 2,036	16 2,037	17 2,038	18 2,039	19 2,040	20 2,041
Beneficios incrementales totales (2.2) (Mil S/.)	850	882	905	931	956	982	1,011	1,039	1,067	1,101	1,130	1,159	1,193	1,232	1,263	1,301	1,338	1,373	1,415	1,456

FORMATO N° 06: Beneficios incrementales de la Alternativa I (SER) a Precios Sociales

Item	Descripción	N° Año	Periodo																		
			1 2,022	2 2,023	3 2,024	4 2,025	5 2,026	6 2,027	7 2,028	8 2,029	9 2,030	10 2,031	11 2,032	12 2,033	13 2,034	14 2,035	15 2,036	16 2,037	17 2,038	18 2,039	19 2,040
1.1	Situación con Proyecto - SER																				
	Beneficio económico por iluminación	1,510	1,550	1,575	1,607	1,632	1,661	1,693	1,723	1,751	1,789	1,818	1,847	1,882	1,924	1,951	1,991	2,025	2,057	2,098	2,137
	Beneficio económico por información (Radio y TV)	856	879	893	911	925	941	960	977	993	1,014	1,031	1,047	1,067	1,091	1,106	1,129	1,148	1,166	1,189	1,211
	Voluntad de pago por refrigeración	2,051	2,105	2,139	2,182	2,217	2,255	2,300	2,340	2,378	2,430	2,469	2,508	2,556	2,613	2,650	2,703	2,750	2,793	2,849	2,902
	Sub total beneficios económicos	4,417	4,535	4,608	4,699	4,775	4,857	4,953	5,040	5,122	5,233	5,318	5,402	5,505	5,627	5,707	5,823	5,923	6,016	6,137	6,250
1.2	Beneficios incrementales-SER (Mil S/.)	4,417	4,535	4,608	4,699	4,775	4,857	4,953	5,040	5,122	5,233	5,318	5,402	5,505	5,627	5,707	5,823	5,923	6,016	6,137	6,250
	N° de abonados totales	1,985	2,038	2,071	2,112	2,146	2,183	2,226	2,265	2,302	2,352	2,390	2,428	2,474	2,529	2,565	2,617	2,662	2,704	2,758	2,809
	Beneficios incrementales totales (1.2) + (2.2) (Mil S/.)	4,417	4,535	4,608	4,699	4,775	4,857	4,953	5,040	5,122	5,233	5,318	5,402	5,505	5,627	5,707	5,823	5,923	6,016	6,137	6,250

Variables Importantes (Precios Sociales) (*)

- Beneficios en iluminación, información, refrigeración y otros

Tipo de Localidad	Valor	
Beneficio anual por iluminación:	760.72	S/ / abonado
Beneficio anual por Información (Radio y televisión):	431.25	S/ / abonado
Beneficio anual por refrigeración:	1,033.04	S/ / abonado
Beneficio anual por otros usos:	412.38	S/ / abonado
Total beneficio anual por tipo de abonado con refrigeración: S/.	2,637.38	S/ / abonado
Total beneficio anual por tipo de abonado sin refrigeración: S/.	1,604.35	S/ / abonado



Formato N° 07: Valor Actual de los Beneficios Netos de la Alternativa I (SER) a Precios Privados y Sociales

Item	Descripción	Período N° Año	Años																			
			0 2,021	1 2,022	2 2,023	3 2,024	4 2,025	5 2,026	6 2,027	7 2,028	8 2,029	9 2,030	10 2,031	11 2,032	12 2,033	13 2,034	14 2,035	15 2,036	16 2,037	17 2,038	18 2,039	19 2,040
A Precios Privados																						
1	Beneficios Incrementales (mil S/.)		850.38	881.59	904.65	931.45	955.78	982.04	1,011.21	1,039.23	1,066.60	1,100.80	1,129.89	1,159.49	1,193.44	1,232.35	1,262.70	1,301.44	1,337.51	1,372.81	1,414.51	1,455.62
2	Costos Incrementales (mil S/.)	29,028	426	435	442	450	457	465	473	482	490	500	508	517	527	539	548	559	570	581	593	605
3	Beneficios Netos (mil S/.)	-29,028	424	447	463	482	499	517	538	558	577	601	621	642	666	694	715	742	767	792	821	850
A Precios Sociales																						
1	Benefic. Incrementales sociales-mil S/.		4,417	4,535	4,608	4,699	4,775	4,857	4,953	5,040	5,122	5,233	5,318	5,402	5,505	5,627	5,707	5,823	5,923	6,016	6,137	6,250
2	Costos Incrementales sociales -mil S/.	21,827	361	369	374	381	387	394	401	408	415	424	431	438	447	457	464	474	483	492	503	513
3	Beneficios Netos Sociales -mil S/.	-21,827	4,056	4,166	4,234	4,318	4,388	4,463	4,552	4,631	4,707	4,810	4,887	4,964	5,058	5,170	5,243	5,349	5,440	5,524	5,634	5,737

Indicadores Evaluados	Indicadores	
	Privados	Sociales
Tasa de Descuento %	12%	8%
VAN mil S/.	-24 955	23 864
TIR (%)	N.A.	19.78%
B/C	0.14	2.09
Tiempo de Repago	N.A.	7.04



Metodología de Evaluación Costo – Beneficio

Se estima la rentabilidad social de un PI a partir de la comparación de los beneficios sociales con los costos sociales.

- 1.- **Tasa Social de Descuento:** 8% Establecida en el Invierte.pe
- 2.- **VAN:** Refleja el valor en S/ de hoy o momento inicial (año 1 del HE. Los PI son socialmente rentables cuando el VAN > 0).
- 3.- **TIR:** Refleja la rentabilidad social promedio de una inversión.

- Entidad que se hará cargo de la operación y mantenimiento
- Capacidad técnica y logística
- Participación de la población beneficiaria
- Flujos de costo de operación

FORMATO N° 08: Analisis de Sostenibilidad del Proyecto de la Alternativa I (SER)

- : Empresa de Servicio Público de Electricidad - ElectroCentro
- : Empresa de Servicio Público de Electricidad - ElectroCentro
- : La participación de los beneficiarios durante la ejecución de obras del proyecto, será con mano de obra no calificada
- En la etapa de operación, la participación de los beneficiarios se hará a través de pago de su facturación mensual por el servicio de energía eléctrica

Caso	Costos y Fuentes	609.88	631.96	648.20	667.12	684.25	702.78	723.31	743.04	762.33	786.44	806.85	827.95	851.52	878.96	900.25	927.47	952.91	977.57	1,006.89	1,036.74
		2,022 1	2,023 2	2,024 3	2,025 4	2,026 5	2,027 6	2,028 7	2,029 8	2,030 9	2,031 10	2,032 11	2,033 12	2,034 13	2,035 14	2,036 15	2,037 16	2,038 17	2,039 18	2,040 19	2,041 20
(1)	Compra de Energía (mil S/.)	220	228	234	241	248	255	263	271	278	287	295	303	312	323	331	342	351	361	372	384
	Costos de Pérdidas Energía (mil S/.)	21	22	22	23	24	24	25	26	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	36
	Costos de O&Mto. SER (mil S/.)	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185
	Venta de energía (mil S/.)	850	882	905	931	956	982	1,011	1,039	1,067	1,101	1,130	1,159	1,193	1,232	1,263	1,301	1,338	1,373	1,415	1,456
	Cobertura (mil S/.)	200%	203%	205%	207%	209%	211%	214%	216%	218%	220%	222%	224%	226%	229%	230%	233%	235%	236%	239%	240%
	Cobertura miles S/. - Caso Base	424	447	463	482	499	517	538	558	577	601	621	642	666	694	715	742	767	792	821	850
	VAN Cobertura (12%) =	4,563 miles S/.																			
(2)	Sensibilidad con COyM al +10 %																				
10%	Cobertura (Sensibilidad COyM-SER 10%)	191%	194%	196%	199%	201%	203%	206%	208%	210%	212%	214%	216%	219%	221%	223%	225%	227%	229%	231%	233%
	COBERTURA miles S/.	406	428	444	463	480	499	519	539	558	582	603	624	648	675	696	724	749	774	803	832
(3)	Sensibilidad con COyM al -10 %																				
-10%	Cobertura (Sensibilidad COyM-SER -10%)	209%	212%	214%	216%	218%	220%	222%	224%	226%	229%	231%	233%	235%	237%	239%	241%	242%	244%	246%	248%
	COBERTURA miles S/.	443	465	481	500	517	536	556	576	595	620	640	661	685	712	733	761	786	811	840	869
(4)	Sensibilidad de la demanda (10%)																				
	Cobertura %	208%	211%	213%	215%	217%	219%	222%	224%	226%	228%	230%	232%	234%	236%	238%	240%	242%	243%	246%	247%
	COBERTURA miles S/.	510	535	553	575	594	616	639	662	684	711	734	758	785	817	841	872	901	929	963	996



Formato N° 09: Analisis de Sensibilidad de la Alternativa I (SER) a Precios Privados y Sociales

Variables	Variaciones Porcentuales	Indicadores Económicos				
		A Precios Privados		A Precios Sociales		
		VAN (miles S/.)	TIR (%)	VAN (miles S/.)	TIR (%)	
Variable 1:	10%	-25,172	N.A.	23,614	19.7%	
Variaciones en el precio de la tarifa de compra de energía y potencia	0%	-24,955	N.A.	23,864	19.8%	
	-10%	-24,737	N.A.	24,114	19.9%	
Variable 2:	10%	-24,201	N.A.	23,864	19.8%	
Variaciones en el precio de la tarifa de venta de energía, y potencia	0%	-24,955	N.A.	23,864	19.8%	
	-10%	-25,709	N.A.	23,864	19.8%	
Variable 3:	10%	-27,857	N.A.	21,681	17.9%	
Variaciones en las Inversiones	0%	-24,955	N.A.	23,864	19.8%	
	-10%	-22,052	N.A.	26,047	22.0%	
Variable 4:	10%	-24,410	N.A.	23,864	19.8%	
Variaciones de la Demanda de Energía	0%	-24,955	N.A.	23,864	19.8%	
	-10%	-25,499	N.A.	23,864	19.8%	
Variable 5:	% COyM (SER)	10%	-25,093	N.A.	23,710	19.7%
	% COyM (SER)	0%	-24,955	N.A.	23,864	19.8%
	% COyM (SER)	-10%	-24,816	N.A.	24,018	19.9%
Variable 6:	10%	-24,955	N.A.	25,564	20.5%	
Variaciones en el beneficio social por Iluminación	0%	-24,955	N.A.	23,864	19.8%	
	-10%	-24,955	N.A.	22,163	19.0%	
Variable 7:	10%	-24,955	N.A.	24,828	20.2%	
Variaciones en el beneficio social por Radio y TV	0%	-24,955	N.A.	23,864	19.8%	
	-10%	-24,955	N.A.	22,900	19.4%	
Variable 8:	10%	-24,955	N.A.	26,173	20.8%	
Variaciones en el beneficio social por Refrigeración	0%	-24,955	N.A.	23,864	19.8%	
	-10%	-24,955	N.A.	21,555	18.7%	

La sostenibilidad

Capacidad de producir los servicios previstos de manera ininterrumpida a lo largo de su vida útil. - Factores que la puedes afectar; disponibilidad oportuna de recursos para O&M, Capacidad y disposición a pagar de los usuarios; conflictos sociales, cambios tecnológicos, etc.

La sensibilidad

Mide el comportamiento de las variables sobre las cuales se tenga mayor incertidumbre o puedan incidir sustantivamente en la rentabilidad de PI. Se desarrolla un rango esperado de variación razonable el que no es fijado de manera arbitraria.

FORMATO N° 10: Marco Lógico de la Alternativa I (SER)

	Resumen de objetivos	Indicadores	Medios de Verificación	Supuestos
Fin	<ul style="list-style-type: none"> - Mejorar la calidad de vida y el desarrollo productivo de la zona. - Mejorar la calidad de vida a través del uso de una fuente de energía más eficiente y su aprovechamiento para otros usos. 	<ul style="list-style-type: none"> - Incremento del consumo unitario de energía eléctrica anual (kWh/año/abonado) en el periodo del proyecto. - Índice de desarrollo humano de las provincias beneficiadas. - Crecimiento de las actividades productivas. - Puesto en el ranking de pobreza. 	<ul style="list-style-type: none"> - Registros de los consumos de energía de la empresa concesionaria o administradora de la electricidad local. - Informe del desarrollo humano PNDU Mapa de pobreza del Foncodes. - INEI. - Estadística del MINAG-Dirección Regional de Agricultura - MITINCI. 	<ul style="list-style-type: none"> - Estabilidad Económica, Política, Social y Legal propicias para la Inversión - Los pobladores son el potencial económico y social por el desarrollo productivo y social de su localidad.
Propósito	<ul style="list-style-type: none"> - Aumentar el número de pobladores con acceso al servicio de electricidad en forma integral y confiable en las zonas rurales. 	<ul style="list-style-type: none"> - Incremento del número de usuarios de electricidad en el periodo del proyecto. - Familias cuentan con el servicio de electricidad en el primer año. 	<ul style="list-style-type: none"> - Estadísticas e indicadores de los usuarios de la empresa concesionaria o administradora de la electricidad local. - Informe DGER/MEM y Osinergmin 	<ul style="list-style-type: none"> - Crecimiento vegetativo dentro de los indicadores previstos. - Existe un marco regulatorio que establezca una tarifa al alcance de la población. - Interés de la población en el aprovechamiento del servicio eléctrico.
Componentes	<ul style="list-style-type: none"> - Componentes del Proyecto: <ul style="list-style-type: none"> * Suministro * Montaje * Transporte - Infraestructura eléctrica <ul style="list-style-type: none"> * Líneas Primarias * Redes Primarias * Redes Secundarias 	<p align="center">Costo Totales (Sin IGV) (S/.)</p> <ul style="list-style-type: none"> * Suministro 8,842,692.86 * Montaje 7,778,634.41 * Transporte 998,538.81 - Costo Directo (CD): 17,619,866.08 * Km Líneas Primarias 95.13 * Km Redes Primarias 22.66 * Km Redes Secundarias 314.31 	<ul style="list-style-type: none"> - Informes de seguimiento y monitoreo de la construcción de la infraestructura eléctrica. - Entrevistas en DGER y Empresa Concesionaria - Registro de los acuerdos y convenios firmados por las instituciones involucradas. 	<ul style="list-style-type: none"> - El MEM realiza la supervisión de la ejecución del proyecto, y se encuentra capacitada para realizar dicha tarea. - Las instituciones involucradas cumplen los acuerdos y convenios firmados.
Acciones	<ul style="list-style-type: none"> Interconexión al Sistema Eléctrico mediante la implementación de línea primaria, red primaria y red secundaria: -Determinación de la configuración y equipamiento eléctrico del sistema. -Suministro de Equipos y Materiales. - Instalación de infraestructura eléctrica. - Instalación de sistemas de medición de energía y acometidas domiciliarias. - Ampliación de los sistemas eléctricos existentes para integración de localidades a Sistemas Cercanos. 	<ul style="list-style-type: none"> - Costos de Suministro, Transporte y Montaje de LP, y RS, sin IGV <ul style="list-style-type: none"> * US\$Abon LP : 647 * US\$Abon RP : 482 * US\$Abon RS : 2,254 * US\$Abon Total (Redes) : 3,383 - Costos por Ampliación de Sistemas Eléctricos Existentes - Costos de Operación y Mantenimiento. - Tiempo de Ejecución de la Obra: 12 meses -Costo Total de la Obra sin IGV (S/.): 20,740,263 	<ul style="list-style-type: none"> - Registros Contables de la entidad ejecutora del proyecto. - Liquidación Final de la Obra. - Acta de Entrega a la Empresa - Valorizaciones de la Obra. 	<ul style="list-style-type: none"> - Los Presupuestos requeridos se obtienen de manera oportuna. - Los acuerdos, contratos y adquisiciones se hacen de manera oportuna. - Interés de las instituciones involucradas en la ejecución del proyecto. - Obtención de el apoyo de la población en la ejecución del proyecto.

Conclusiones y Recomendaciones

- La UF Indica si es PI es viable o no; detalla los atributos que le condicionan a su viabilidad.

A) Sustenta con documento técnico el cumplimiento de 3 condiciones:

1.- Muestra evidencia de la capacidad proporcionada por el PI para cerrar las brechas más prioritarias de acceso a los servicios públicos.

2.- Acredita que la alternativa de solución recomendada maximiza la contribución del proyecto de inversión al bienestar de la población beneficiada y al resto de la sociedad en general, bajo el criterio de eficiencia al mejor indicador de rentabilidad social.

3.- Verifica que el incremento en el bienestar que se logra como consecuencia de PI sea Sostenible durante el funcionamiento del P.

B) Si el resultado no es viable, indica que atributo no se logro sustentar dentro del DT.

C) Emite juicio técnico sobre la calidad y pertinencia del grado de profundización de la información empleada en la elaboración del DT, el alcance de la ingeniería y el nivel de profundidad de la información en la definición del proyecto.



FIN

Muchas Gracias

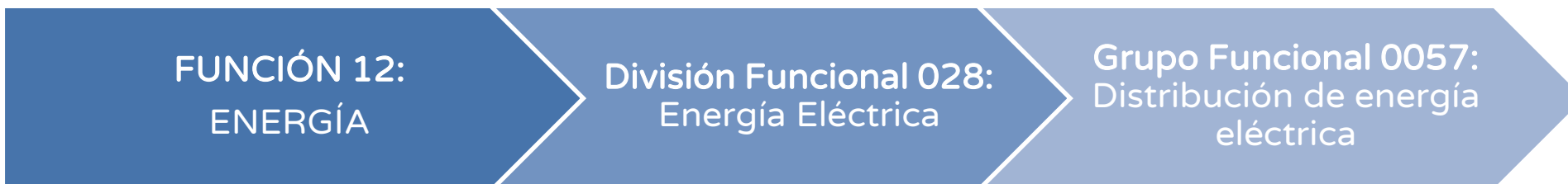


Algunas sugerencias ante errores frecuentes



Dirección General de Programación Multianual de Inversiones
Ministerio de Economía y Finanzas

1 Clasificador Funcional



SERVICIO	COMPETENCIA DEL SERVICIO					TIPOLOGÍA	INDICADOR DE BRECHA	UNIDAD DE MEDIDA DEL INDICADOR
	SECTOR	GR	MP	MD	EMPRESAS			
SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	NO	NO	NO	NO	SI	DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	% DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON DEFICIENCIAS	DEFICIENCIAS
SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	NO	NO	NO	NO	SI	GENERACIÓN DISTRIBUIDA	% DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE GENERACIÓN DISTRIBUIDA POR ATENDER	KWH
SERVICIO DE SUMINISTRO ELÉCTRICO DOMICILIARIO EN ZONAS RURALES	ENERGÍA Y MINAS	SI	SI	SI	SI	SUMINISTRO ELÉCTRICO EN ZONAS RURALES	% DE VIVIENDAS EN EL ÁMBITO RURAL QUE NO CUENTAN CON SERVICIO ELÉCTRICO	VIVIENDA ATENDIDA
SERVICIO DE SUMINISTRO ELÉCTRICO DOMICILIARIO EN ZONAS URBANAS	NO	SI	SI	SI	SI	SUMINISTRO ELÉCTRICO EN ZONAS URBANAS	% DE VIVIENDAS EN EL ÁMBITO URBANO SIN ACCESO AL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	VIVIENDA ATENDIDA

2 Registrar una IOARR cuando es un PI

FORMATO N° 07-C

Fecha de registro: 04/11/2021 09:14:48 a.m. - Fecha de aprobación: 04/11/2021 11:02:58 a.m.

Estado: APROBADO Situación: APROBADO

Registros en la fase de ejecución

Nombre del proyecto de inversión (generada en función al servicio y a los datos registrados en los números de inversión)

ADQUISICION DE PARQUE PVF / PANEL FOTOVOLTAICO DOMICILIARIO; EN EL(LA) ASOCIACION DE VIVIENDA EL MIRADOR DEL NUEVO VISTA ALEGRE

Código único de inversiones

¿El proyecto pertenece a un programa de inversión? NO

¿El proyecto corresponde a un Decreto de Emergencia? NO

A. Alineamiento a una brecha prioritaria

Función	12 ENERGÍA
División funcional	028 ENERGÍA ELÉCTRICA
Grupo funcional	0055 GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Sector responsable	ENERGIA Y MINAS
Tipología de proyecto	GENERACIÓN ELÉCTRICA

- Un error frecuente que se aprecia es el registro de una IOARR cuando corresponde un PI. La UF debe recordar que solo se puede realizar una IOARR cuando existe la UP (o en su defecto no se encuentra operativa en un periodo menor de un año).
- Asimismo, la UF debe registrar la cadena funcional en la Cadena Funcional "DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA"

Recuerde:



● No se puede realizar una IOARR para evitar el desarrollo de un PI en electrificación rural, pues podría incurrirse en un fraccionamiento, no resolver el problema identificado y no asegurar la sostenibilidad de la inversión.

● Asimismo, por la Ley General de Electrificación Rural y Ley de Concesiones Eléctricas, una vez concluida la ejecución del PI, esta debe ser transferida a una EDE o ADINELSA, por lo que son las EDE o ADINELSA las responsables de las inversiones (IOARR) que se requiera en la UP en funcionamiento.

● Si el GL/GR considera que el Servicio de Electrificación existente en su jurisdicción es deficiente, debe gestionar ante la EDE o ADINELSA la atención de la misma, y no desarrollar una IOARR.

2 Registrar una inversión de otro sector como un PI o IOARR de Energía

FORMATO N° 07-C

Fecha de registro: 04/11/2020 01:52:39 p.m. - Fecha de aprobación: 28/12/2020 02:08:58 p.m.

Estado: APROBADO Situación: APROBADO

Registros en la fase de ejecución

	Nombre del proyecto de inversión (generada en función al servicio y a los datos registrados en)
	CONSTRUCCION DE SUBESTACION TRANSFORMADORA; EN EL(LA) POZO IRHS 710 ASOC. DE VIVIENDA 25 DE FEBRERO DISTRITO
Código único de inversiones	
¿El proyecto pertenece a un programa de inversión?	NO
¿El proyecto corresponde a un Decreto de Emergencia?	NO
A. Alineamiento a una brecha prioritaria	
Función	12 ENERGÍA
División funcional	028 ENERGÍA ELÉCTRICA
Grupo funcional	0056 TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Sector responsable	ENERGIA Y MINAS
Tipología de proyecto	TRANSMISIÓN Y SUB TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- Véase en este caso, que la intervención es un Pozo Tubular para Agua de Consumo Poblacional, por lo que formaría parte de un PI en saneamiento, y no de Electrificación.
- Asimismo, la cadena funcional se encuentra mal identificada

3 Registrar un PI o IOARR para Alumbrado Público

FORMATO N° 07-A

Fecha de registro: 17/09/2019 06:04:11 p.m. - Fecha de viabilidad: 25/09/2019 05:35:03 p.m.
 Estado: VIABLE Situación: VIABLE

Nombre del proyecto de inversión (general)

MEJORAMIENTO Y AMPLIACION DEL SERVICIO DE ALUMBRADO PUBLICO EN LA RUTA PE-1N EN LOS SECTORES DE: ACAPULCO, QUEBRADA GRANDE, DE LOS DISTRITO DE ZORRITOS, LA CRUZ, CORRALES, TUMB

Código único de inversiones

¿El proyecto pertenece a un programa de inversión?	NO
¿El proyecto pertenece a un conglomerado autorizado?	NO
¿El proyecto corresponde a un Decreto de Emergencia?	NO

A. Alineamiento a una brecha prioritaria

Función	12 ENERGÍA
División funcional	028 ENERGÍA ELÉCTRICA
Grupo funcional	0057 DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Sector responsable	ENERGÍA Y MINAS
Tipología de proyecto	DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- Si bien se ha registrado en la cadena funcional respectiva, a la fecha no existe una brecha para "Alumbrado Público".
- Recuerde que, en la formulación de un PI de Electrificación Rural tiene como beneficiario el abonado doméstico, no subsanar las deficiencias de otras Unidad Productoras, o realizar mejoras o corrección de deficiencias que por Ley le competen a la Empresa Concesionaria.



Atención



A la fecha, **NO EXISTE UNA BRECHA DE SERVICIO** relacionado netamente a “Alumbrado Público”, razón por la cual no puede hacerse una inversión para este servicio únicamente. debe formar parte del planteamiento de un PI de Electrificación Rural.



Por **Ley de Concesiones Eléctricas**, la Empresa Concesionaria es responsable de cumplir con el nivel de iluminación asignado en su contrato de concesión, teniendo derechos exclusivos dentro de su zona de concesión.



Si, por ejemplo, se requiere iluminación complementaria en una plaza, o parque, etc., esta se considera “iluminación ornamental” que forma parte de la UP respectiva, y es atendida en un PI o IOARR de la tipología respectiva

Importante

A

Sobre el Impacto Ambiental

La clasificación del EIA es otorgada por el SENACE o los GR. Las intervenciones consideradas para EIA se encuentran en la R.M. 157-2011-MINAM

Tipo de proyecto	Clasifica (asigna categoría)	Evalúa y aprueba Estudio Ambiental		
		EIA-d (Cat. III)	EIA-d (Cat. II)	EIA-d (Cat. I)
Electrificación Rural (2 regiones o más)	SENACE	SENACE	MINEM	MINEM
Generación eléctrica, con energía renovable y termoeléctrica				
Transmisión eléctrica				
Distribución eléctrica mayor o igual a 30 MW				
Electrificación Rural dentro de la región	GORE	GORE	GORE	GORE
Distribución eléctrica menor a 30 MW				

B

Sobre el CIRA

1. El trámite se realiza siguiendo el procedimiento establecido por el Ministerio de Cultura, en la sede correspondiente y con el pago de Tasa respectivo.
2. Los documentos a remitirte se señalan en el **Art. 55° del D.S. N° 003-2014-MC**, y las medidas contempladas deben ser expresadas en (km) o (m).
3. Si existen observaciones, se otorga un plazo de 10 días hábiles para su levantamiento, y luego se procede a la inspección ocular.

Aplica el silencio administrativo positivo en el CIRA. Es decir, si a los 20 días hábiles de entregados los requisitos, no se ha emitido opinión respecto de la solicitud, el pedido de certificación se considera aprobado. Por lo tanto, se puede solicitar el plan de monitoreo arqueológico.



Se recomienda, para la Clasificación ante SENACE solicitar reuniones previas de coordinación para recibir orientación sobre los procedimientos que se ejecuten en dicha etapa.

¡No te lo pierdas!



Capacitaciones virtuales



Programación de las capacitaciones

Conoce las capacitaciones del mes en curso y accede a ellas.

<https://bit.ly/CAPACITACIONES2023>



Capacitaciones realizadas

Accede a las grabaciones y materiales de las capacitaciones realizadas.

<https://bit.ly/DGPMICapacitacionesrealizadas2023>



Recursos de aprendizaje

Accede a diversos materiales didácticos sobre el ciclo de inversión pública.

<https://bit.ly/recursosdeaprendizaje>



¿Aún tienes dudas?



Consultas generales

Envía tu consulta a:
invierte.pe@mef.gob.pe



Preguntas frecuentes

Accede a la base de preguntas frecuentes correspondiente a los diferentes sectores.

<https://www.mef.gob.pe/es/preguntas-frecuentes-inv-pub>



Asistencia técnica personalizada

Accede al directorio de la Dirección General de Programación Multianual de Inversiones.

<https://bit.ly/3EMNSu4DIRECTORIO DGPMI>

¡No te dejes engañar!

Estos son los únicos canales de contacto que la DGPMI pone a tu disposición



Directorio DGPMI

Ubica aquí al equipo técnico de la Dirección General de Programación Multianual de Inversiones.

<https://bit.ly/3EMNSu4DIRECTORIODGPMI>



Directorio CONECTAMEF

Encuentra aquí a los Especialistas de inversión pública a nivel nacional asignados a tu departamento.

<https://bit.ly/3yrcK8LDIRECTORIOCONECTAMEF>

¡Mantente atento y contacta a los especialistas oficiales del MEF!





PERÚ

Ministerio
de Economía y Finanzas

invierte.pe



BICENTENARIO
DEL PERÚ
2021 - 2024

iMuchas gracias!

