

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE UNA MINI CENTRAL HIDROELECTRICA Y UN PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO ASOCIADO

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELÉCTRICISTA

PRESENTADO POR:

RAUL JUAN VASQUEZ HIDALGO

PROMOCIÓN

2000- II

LIMA – PERÚ

2010

**COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE UNA
MINI CENTRAL HIDROELECTRICA Y UN PEQUEÑO
SISTEMA ELECTRICO ASOCIADO**

Agradezco primeramente a mis padres porque me dieron lo necesario para ser una persona de bien, así como al cariño que me brindaron mi esposa y mis dos hijas Andrea y Adriana.

SUMARIO

En el presente informe de suficiencia se basa a mi experiencia como operador de un sistema eléctrico, por lo que la información de costos de operación y mantenimiento y comercialización es recopilada de los costos efectuados en las instalaciones que se vienen operando en distintas partes del Perú, a través de las Municipalidades.

El análisis de los costos de operación y mantenimiento y de comercialización se evaluará para un pequeño sistema eléctrico aislado y un pequeño sistema eléctrico interconectado en la zona rural.

Lo que se quiere comparar es que los costos de un sistema eléctrico aislado es mayor a un sistema eléctrico interconectado, por lo que ninguna empresa privada está interesada en invertir, en un sistema aislado por no ser rentable.

En referencia a la tarifa en sistemas rurales se busca construir una “Empresa Modelo Eficiente” para diferentes “Sistemas de Distribución Típicos”, obtenidos en base a la clasificación de los sistemas de acuerdo a diferentes indicadores de densidad de carga, en base a los cuales se calculen los costos eficientes para los diferentes concesionarios.

INDICE

PROLOGO	1
CAPITULO I	
INTRODUCCION	2
1.1 Antecedentes	2
1.2 Objetivo	3
1.3 Alcances	3
CAPITULO II	
DESCRIPCION DE LA ZONA DE PROYECTO DE LOS PEQUEÑOS SISTEMAS ELECTRICOS	
2.1 Ubicación geográfica	4
2.2 Características técnicas	10
2.3 Costo directo de la Operación, Mantenimiento y Comercialización	12
2.4 Costo Indirecto de la Operación y Mantenimiento	13
2.5 Tarifas	13
CAPITULO III	
ANALISIS DEL PROYECTO ESPECÍFICO PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO RURAL AISLADO – HONGOS I y II ETAPA	
3.1 Mercado Eléctrico Atendido	15
3.2 Características técnicas	18
3.3 Financiamiento	22
3.4. Costo directo de Operación y Mantenimiento y Comercialización.	24
3.5 Costo indirecto de la Operación y Mantenimiento	36
3.6 Tarifas	42
CAPITULO IV	
ANALISIS DEL PROYECTO ESPECÍFICO PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO RURAL INTERCONECTADO – YAUYOS II ETAPA Y LUNAHUANA III ETAPA	
4.1 Mercado Eléctrico Atendido	44

4.2 Características técnicas	46
4.3 Financiamiento	50
4.4. Costo directo de Operación y Mantenimiento y Comercialización.	52
4.5 Costo indirecto de la Operación y Mantenimiento	64
4.6 Tarifas	64
CAPITULO V	
BALANCE ECONOMICO ENTRE UN SISTEMA AISLADO Y UN SISTEMA INTERCONECTADO.	
5.1 Costo unitario de S/kwh, entre un sistema aislado y un sistema interconectado	66
5.2 Fondo de Compensación	68
5.3 Balance económico entre los ingresos y los gastos de operación y mantenimiento de entre un Sistema Aislado y un Sistema Interconectado.	70
CAPITULO VI	
ALTERNATIVAS PARA MEJORAR LA OPERACIÓN DE UN SISTEMA ELECTRICO RURAL	
6.1 Ampliación en los ingresos en base a un mejor reconocimiento tarifario.	73
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	75
ANEXOS	77
Anexo A:	78
Glosario de Términos.	
Anexo B	81
Pequeños Sistemas Eléctricos de Propiedad de ADINELSA administrados por Municipalidades	
Anexo C	82
Convenio de administración N° 004 – 2003, suscrito entre ADINELSA y la Municipalidad Provincial de Yauyos.	
Anexo D	83
Configuración geográfica de un sistema aislado y un sistema interconectado	
BIBLIOGRAFIA	86

PROLOGO

En el presente informe de suficiencia se basa a mi experiencia como operador de un sistema eléctrico, por lo que la información de costos de operación y mantenimiento y comercialización es recopilada de los costos efectuados en las instalaciones que se vienen operando en distintas partes del Perú, a través de las Municipalidades.

El analisis de los costos de operación y mantenimiento y de comercialización se evaluara para un pequeño sistema eléctrico aislado y un pequeño sistema eléctrico interconectado en la zona rural.

Lo que se quiere comparar es que los costos de un sistema eléctrico aislado es mayor aun sistema eléctrico interconectado, por lo que ninguna empresa privada este interesada en invertir, en un sistema aislado por no ser rentable.

En referencia a la tarifa en sistema rurales se busca construir una “Empresa Modelo Eficiente” para diferentes “Sistemas de Distribución Típicos”, obtenidos en base a la clasificación de los sistemas de acuerdo a diferentes indicadores de densidad de carga, en base a los cuales se calculen los costos eficientes para los diferentes concesionarios.

CAPITULO I

INTRODUCCION

1.1 Antecedentes

En la expansión de la electrificación en el país, la ejecución de los proyectos del plan Nacional de Electrificación Rural, se da a través de la Dirección General de Electrificación Rural (DGER), en el cual ADINELSA (Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A.), recibe como aporte de capital la infraestructura eléctrica, para efectuar la administración de las instalaciones, encargando la operación, mantenimiento y la administración a empresas concesionarias y municipalidades distritales y provinciales, a través de contratos y convenios de administración con las municipalidades, desarrollándose sus actividades en el marco del rol subsidiario.

Los diferentes sistemas eléctricos que son administrados por ADINELSA, y ubicados en distintas partes del Perú, tienen sus localidades dispersas lo que dificulta la atención inmediata ante una falla que pueda ocurrir en el sistema, motivo por el cual los costos de operación, mantenimiento y comercialización son elevados.

Las diferentes problemas que se presentan en el sistema eléctrico, ocasiona pérdidas de energía técnicas, comerciales y administrativos (en el proceso de facturación en cada mes), el cual origina que estas instalaciones no son muy rentables.

Dentro de las políticas del estado, se considera una serie de medidas para promover la participación de la inversión privada en la administración instalaciones eléctricas existentes y proyectos de electrificación de zonas rurales, localidades aisladas y de frontera, si perjuicio del rol subsidiario del estado establecido en la Ley N° 27744 – (Las zonas rurales, localidades aisladas y zonas de frontera del país, para efectos de la presente Ley, se consideran aquellas en que los niveles de rentabilidad financiera de las inversiones de electrificación no son necesariamente atractivos a la participación privada y requieren del rol subsidiario del Estado por tener una alta rentabilidad social).

Dichos costos de operación y mantenimiento deben corresponder a cada instalación o proyecto por las características especiales de cada uno de ellos.

1.2 Objetivo

El informe corresponderá a evaluar los costos de operación, mantenimiento y administrativo de los sistemas eléctricos, para dar una mejor alternativa técnica y económica viable, y así lograr disminuir los costos, permitiendo una aplicación de las mismas, en las diferentes localidades beneficiadas con la energía eléctrica, cuyas instalaciones son de propiedad de ADINELSA, en convenio con las municipalidades.

Ofertar las instalaciones existentes y proyectos de electrificación a través de concursos o licitaciones cuya adjudicación será efectuada a quienes ofrezcan la mejor rentabilidad o el menor subsidio si fueran deficitarias.

1.3 Alcances

Las instalaciones del presente estudio se encuentran ubicadas en los diferentes distritos del Perú, en el cual se hará un análisis de costo de los sistemas eléctricos administrados por la empresa ADINELSA; en referencia se tomara un sistema eléctrico rural aislado y un sistema eléctrico rural interconectado (sistemas que realizan las actividades de generación, transmisión y distribución), haciendo una comparación de sus costos de operación, mantenimiento y administración.

Así mismo, se hará la comparación de la venta de energía por unidad, de un sistema aislado con sistema interconectado, realizando los cálculos, considerando si es más rentable la compra de energía en un sistema interconectado o generar con los grupos hidráulicos.

Con el análisis que se efectuara, se pondrán alternativas de solución a la problemática presentada, dando las conclusiones y alternativas que puedan reducir los costos y brindar una buena calidad de servicio.

CAPITULO II

DESCRIPCION DE LA ZONA DE PROYECTO DE LOS PEQUEÑOS SISTEMAS ELECTRICOS

2.1 Ubicación de los sistemas

Los pequeños sistemas eléctricos rurales administrados por la Empresa ADINELSA, se encuentra ubicados en zonas geográficas mayormente en gran parte de las provincias y distritos del Perú, zonas geográficas accidentadas y de difícil acceso, para el personal técnico y para su desplazamiento, se emplea camioneta y motocicleta (contratado según convenio con la Municipalidad – ADINELSA), o caminando empleando largas horas para llegar a la zona afectada, por lo que se emplea altos costos operativos y que además están fuera de la concesión de las empresas distribuidoras de energía.

A la fecha ADINELSA efectúa la administración de 159 activos fijos, como se muestra en la tabla 2.1.

Tabla N° 2.1 Muestra las 159 instalaciones

N°	DEPARTAMENTO	N° DE IER	N°	DEPARTAMENTO	N° DE IER
1	AMAZONAS	20	12	LA LIBERTAD	4
2	ANCASH	9	13	LAMBAYEQUE	7
3	APURIMAC	1	14	LIMA	24
4	AREQUIPA	3	15	MADRE DE DIOS	1
5	AYACUCHO	12	16	PASCO	6
6	CAJAMARCA	30	17	PIURA	13
7	CUZCO	1	18	SAN MARTIN	2
8	HUANCAVELICA	8	19	TUMBES	2
9	HUANUCO	1	20	LORETO	1
10	ICA	3	21	UCAYALI	1
11	JUNIN	10		TOTAL	159

- 39 Centrales Hidroeléctricas.
- 93 Pequeños Sistemas Eléctricos y redes de electrificación.
- 08 Líneas de Transmisión.
- 17 Grupos Térmicos.
- 02 Centrales Eólicas.
- 05 Regiones con Sistemas Fotovoltaicos

Por otro lado ADINELSA, cuenta con 4,453 clientes de Sistemas Fotovoltaicos Domésticos instalados en las Regiones de Ucayali, Loreto, Cajamarca, Pasco y Ayacucho, los cuales lo vienen administrando en forma directa.

Así mismo, ADINELSA tiene suscrito 08 Contratos de Administración con las siguientes empresas concesionarias de distribución: Electro Centro S.A., Electro Nor Oeste S.A., Electro Norte S.A., Hidrandina S.A., Electro Oriente S.A., EILHICHA S.A., Electro Tocache S.A. y COELVISAC.

Mediante los citados contratos, dichas empresas se encargan de la custodia, operación, mantenimiento y comercialización de energía eléctrica en 04 activos de líneas de transmisión, 21 activos de centrales hidroeléctricas, que tienen una potencia total instalada de 22,850 KW, 05 activos de grupos térmicos, 66 activos de Pequeños Sistemas Eléctricos que incluyen 3,147 localidades y 127,060 usuarios.

Los costos de administración correspondientes, son retribuidos a las citadas empresas, de acuerdo a la normatividad vigente y a los contratos y convenios de administración correspondientes.

Además, a la fecha, se cuenta con 14 Convenios suscritos con las Municipalidades para la operación y mantenimiento de 12 activos de Centrales Hidroeléctricas con una potencia total instalada de 2,280 KW., 02 activos de líneas de transmisión en 60kV y 66kV, 04 activos de grupos térmicos y 23 activos de Pequeños Sistemas Eléctricos, que incluyen a 467 localidades y 28,371 familias.

También se tiene convenios en cesión y uso de 04 activos de centrales hidroeléctricas, 04 activos de pequeños sistemas eléctricos y 08 activos de grupos térmicos entregados a municipalidades en calidad de cesión en uso, en el también se les entrega los equipamientos electromecánicos (turbina, generador, tablero y etc.).

Dichos equipamientos fueron entregados a ADINELSA, como aporte de capital por parte del Ministerio y Energía y Minas.

La operación y mantenimiento de dichas instalaciones está a cargo de las respectivas municipalidades, las mismas que reciben el asesoramiento técnico de ADINELSA.

En la tabla N° 2.2 y la Tabla N° 2.3, se muestra la relación de Centrales Hidroeléctricas administrados por ADINELSA, así como en la Tabla N° 2.4, se muestra las instalaciones eléctricas de propiedad de ADINELSA en Cesión en Uso, donde también indica la ubicación en las diferentes partes del Perú y la Municipalidad que administra, cada instalación.

Tabla N° 2.2 Relación de las Centrales Hidroeléctrica

N° de CC.HH.	Centrales Hidroeléctricas	Ubicación			Operador	Potencia			Características de Fabricación				Grupo Térmico de Respaldo				Carga (KW)	Tipo Sistema Eléctrico	
		Departamento	Provincia	Distrito		Unidad (kW)	N° Unidades	Total (kW)	Tipo	Fabricante	Proveedor	Procedencia	C.T	Potencia kW	N° Unidades	Total kW			Máx. Dem
1	C.H. LA PELOTA	Cajamarca	Jaén	Jaén	Electro Oriente S.A.	1500	2	3000	PELTON	BOVING		REINO UNIDO	Jaén	2.500	1	2.500	2900	Aislado interconectado con el SER Bagua Jaen	
													Alquiler	1.600	1	1.600			
2	C.H. EL MUYO	Amazonas	Bagua	Aramango	Electro Oriente S.A.	2700	2	5400	FRANCIS	BOVING		REINO UNIDO	Bagua Grande	500	2	1.000	5234	Aislado interconectado con el SER Bagua Jaen	
3	C.H. LONYA GRANDE	Amazonas	Utcubamba	Lonya Grande	Electro Oriente S.A.	180	2	360	BOMBA	KUBOTA	ITOCHU	JAPON					350	Aislado interconectado con el SER Bagua Jaen	
4	C.H. QUANDA	Cajamarca	San Ignacio	San José de Lourdes	Electro Oriente S.A.	1380	2	2760	PELTON	SULZER	SULZER						1170	Aislado	
5	C.H. CACLIC	Amazonas	Luya	Leymebamba	Electro Oriente S.A.	1253	4	5012	FRANCIS	BOVING		REINO UNIDO					3121	Aislado	
6	C.H. NAMBALLE	Cajamarca	San Ignacio	Namballe	Electro Norte S.A.	150	1	150	BOMBA	KUBOTA	ITOCHU	JAPON					60	Aislado	
7	C.H. GUINEAMAYO	Cajamarca	Cutervo	Socota	Electro Norte S.A.	450	1	450	PELTON	MICROTURBINE	SUMITOMO	CANADA							
8	C.H. POMAHUACA	Cajamarca	Jaén	Pomahuaca	Electro Norte S.A.	68	1	68	CROSS FLOW (TURGO)	WASSERKRAFT	WASSERKRAFT	ALEMANIA					44	Aislado	
9	C.H. TABACONAS	Cajamarca	San Ignacio	Tabaconas	Electro Norte S.A.	50	2	100	BOMBA	KUBOTA	ITOCHU	JAPON					35	Aislado	
10	C.H. QUEROCOTO	Cajamarca	Cutervo	Querocoto	Electro Norte S.A.	400	1	400	BOMBA	KUBOTA	ITOCHU	JAPON						Aislado	
11	C.H. PACARENCA	Ancash	Bolognesi	Aquia	Hidrandina S.A.	782	2	1564	PELTON	SULZER	SULZER	SUIZA					1350	Aislado	
12	C.H. CATILLUC - TONGOD	Cajamarca	San Miguel	Catilluc	Hidrandina S.A.	70	1	145	BOMBA	KUBOTA	ITOCHU	JAPON						78	Aislado
						75	1											78	
13	C.H. MARIA JIRAY	Ancash	Huari	Huari	Hidrandina S.A.	1520	1	1520	PELTON	SULZER	SULZER	SUIZA					1700	Aislado	
14	C.H. POMABAMBA	Ancash	Pomabamba	pomabamba	Hidrandina S.A.	500	2	1000	PELTON	GCZ	GCZ	PERU					1100	Interconectado con el SEIN	
15	C.H. SAN FRANCISCO	Ayacucho	La Convención	Qumbiri	Electro Centro S.A.	712	2	1424	FRANCIS	ORENGINE		ITALIA		200	1	200	1190	Aislado	
16	C.H. ACOBAMBILLA	Huancabamba	Huancabamba	Acobambilla	Electro Centro S.A.	60	1	60	BOMBA	KUBOTA	KUBOTA	JAPON					15	Aislado	

Tabla N° 2.3 Relación de las Centrales Hidroeléctrica

N° de CC.HH.	Centrales Hidroeléctricas	Ubicación			Operador	Potencia			Características de Fabricación				Grupo Térmico de Respaldo				Carga (KW) Máx.Dem.	Tipo Sistema Eléctrico
		Departamento	Provincia	Distrito		Unidad (KW)	N° Unidades	Total (KW)	Tipo	Fabricante	Proveedor	Procedencia	C.T	Potencia KW	N° Unidades	Total KW		
17	C.H. SAN BALVIN	Junín	Huancayo	Panahuanca	Electro Centro S.A.	90	2	280	BOMBA	KUBOTA	ITOCHU	JAPON					80	Interconectado con el SEIN
						100	1											
18	C.H. SANTA LEONOR	Lima	Huaura	Picoy	Municipalidad de Santa Leonor	276	1	566	BOMBA	KUBOTA	ITOCHU	JAPON					480	Aislado
						290	1											
19	C.H. HONGOS	Lima	Yauyos	Caca	Municipalidad Provincial de Yauyos	122	1	258	CROSS FLOW			CHINA					135	Aislado
						136	1		BOMBA	KUBOTA	ITOCHU	JAPON						
20	C.H. QUINCHES	Lima	Yauyos	Huancapara	Municipalidad de San Pedro de Pilas	120	1	260	CROSS FLOW (TURGO)			CHINA	100	1				Aislado
						140	1		BOMBA	KUBOTA	ITOCHU	JAPON						
21	C.H. SANTO DOMINGO DE NAVA	LIMA	OYON	SANTO DOMINGO DE NAVA	Municipio Cesión de Uso	250	1	250	CROSS FLOW (TURGO)			CHINA						Aislado
21	C.H. HUARMACA	Piura	Huancabamba	Huarmaca	Electro Nor Oeste S.A.	75	2	150	PELTON	WASSERKRAFT	WASSERKRAFT	ALEMANIA		100	1	100	144	Interconectado con el SEIN
22	C.H. FRIAS	Piura	Ayabaca	Frias	Municipio Cesión de Uso	100	1	100	BOMBA	KUBOTA	ITOCHU	JAPON						
23	C.H. QUICACHA	Arequipa	Caraveli	Quicacha	Municipalidad de Quicacha	50	1	50	BOMBA	KUBOTA	KUBOTA	JAPON		50	1	50	50	Aislado
24	C.H. MARCABAMBA	Ayacucho	Paucar del Sara Sara	Marcabamba	Municipalidad de Paucacochas	121	1	121	PELTON	DEPENDABLE	DEPENDABLE	CANADA					75	Interconectado con el SEIN
25	C.H. GORGOR	Lima	Cajatambo	Gorgor	Municipalidad de Mares	340	2	680	PELTON	MICROTURBINA	SUMITOMO	CANADA					432	Aislado
26	C.H. NUEVO SEASME	Araucarias	Condorcanqui	Santa María de Nieva	Municipalidad de Condorcanqui	210	1	210	BOMBA	KUBOTA	ITOCHU	JAPON	Nieva	200	1	200	175	Aislado
27	C.H. ANDAGUA	Arequipa	Castilla	Andagua	Municipio Cesión de Uso	88	1	88	BOMBA	KUBOTA	ITOCHU	JAPON					51	Aislado
28	C.H. YAMBRASBAMBA	Araucarias	Bongará	Yambrasbamba	Municipio Cesión de Uso	67	1	67	CROSS FLOW (TURGO)	WASSERKRAFT	WASSERKRAFT	ALEMANIA					45	Aislado
29	C.H. LA ESPERANZA	Araucarias	Bongará	Yambrasbamba	Municipio Cesión de Uso	100	1	100	BOMBA	KUBOTA	ITOCHU	JAPON					50	Aislado
30	C.H. CHARAPE	Cajamarca	San Ignacio	Tabaconza	Municipalidad de Tabaconza	50	1	50	BOMBA	KUBOTA	ITOCHU	JAPON					36	Aislado
31	C.H. GRACIAS A DIOS	Araucarias	Luya	Santa Catalina	Municipalidad de Santa Catalina	90	1	90	BOMBA	KUBOTA	ITOCHU	JAPON					34	Aislado

Tabla N° 2.4 Instalaciones eléctricas de propiedad de ADINELSA en cesión en uso

ITEM	IER	UBICACIÓN	MUNICIPALIDAD
1	Centra Hidroeléctrica de La Esperanza (100 kW)	Amazonas - Bongará	Municipalidad Distrital de Yamborasbamba
2	Centra Hidroeléctrica de Yamborasbamba (67 kW)	Amazonas - Bongará	Municipalidad Distrital de Yamborasbamba
3	Centra Hidroeléctrica y Frupo Electrógeno de Frías (100 kW)	Piura - Ayabaca	Municipalidad Distrital de Frías
4	Centra Hidroeléctrica de Santo Domingo de Nava (250 kW)	Lima - Oyón	Municipalidad Provincial de Oyón
5	LP Y RP Salvación	Madre de Dios - Manu	Municipalidad Distrital de Salvación
6	Redes Secundarias del Caserío La Victoria	Amazonas - Utcubamba	EMSEU S.A.C. - Empresa Municipal de Servicios Eléctricos de Utcubamba
7	Ampliación CH Andagua y Revestimiento del Reservorio de Regulación Horaria y PSE asociado a la central	Arequipa	Municipalidad Distrital de Andahua
8	Electrificación Justo Pastor y Villa Hermosa	Ica	Municipalidad Distrital de Marcona
9	Redes Secundarias de Poyeni	Junín	Municipalidad Distrital de Río Tambo
10	Grupo Térmico de Bolívar (100 kW)	La Libertad	Municipalidad Distrital de Bolívar
11	Grupo Térmico de Yaután	Ancash	Municipalidad Distrital de Yaután
12	Grupo Térmico de Lancones	Piura	Municipalidad Distrital de Lancones
13	Grupo Térmico de Encuentros Pilares / Redes Secundarias	Piura	Municipalidad Distrital de Encuentro Pilares
14	Grupo Térmico de Yamango (100 kW)	Tumbes	Municipalidad Distrital de Yamango
15	Grupo Térmico de La Grama / Redes Secundarias	Cajamarca	Municipalidad Distrital de La Grama
16	Grupo Térmico de Saramiriza	Amazonas	Municipalidad Distrital de Manserriche

En la Tabla N° 2.5, se muestra la cantidad de los clientes atendidos en los sistemas de distribución ADINELSA que es de 155,460 clientes, a través de sus operadores. En la Figura N° 2.1. Indica que el 75.41 % es atendido por las empresas del Grupo Distriluz, el 18.25 % por los Municipios, el 6.34% por Electro Tocache y Coelvisac respectivamente. Por otro lado, ADINELSA cuenta con 4,453 clientes de Sistemas Fotovoltaicos Domésticos instalados en las Regiones de Ucayali, Loreto, Cajamarca, Pasco y Ayacucho; con lo cual su cartera de clientes es de 159,913.

Tabla N° 2.5 Distribución de los Clientes atendidos

EMPRESA OPERADORA	CLIENTES	
DISTRILUZ	ELECTROCENTRO S.A.	45.488
	ELECTRONORTE S.A.	45.504
	ELECTRONOROESTE S.A.	14.492
	HIDRANDINA S.A.	11.750
MUNICIPALIDADES	28.365	
COELVISAC	243	
ELECTRO TOCACHE S.A.	9.618	
TOTAL	155.460	

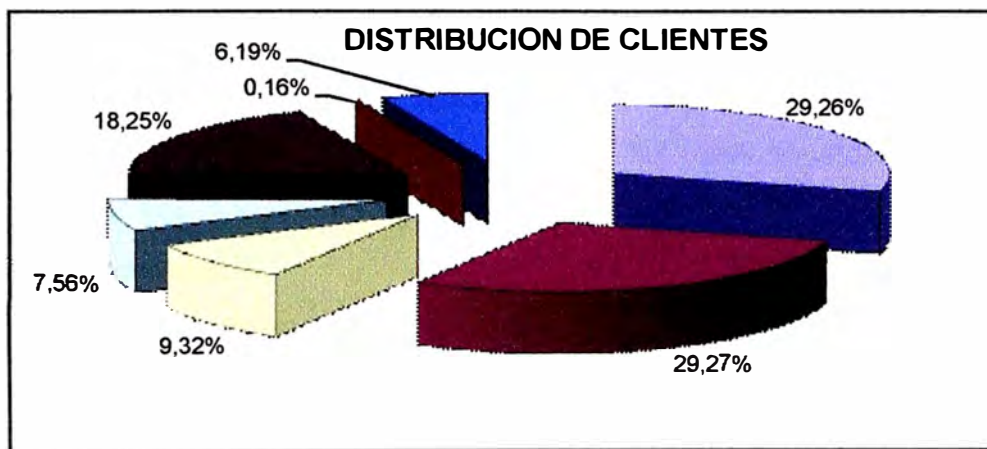


Figura 2.1 Distribución de los clientes atendidos.

Desarrollo socio económico.

Los Pequeños Sistemas Eléctricos Rurales, han sido construidos en gran parte del Perú, en una geografía muy accidentada, en donde la población cuenta con bajo recurso económico, donde la mayoría desarrolla diversas actividades como la agricultura, ganadería y la venta de frutas.

La mayoría de los usuarios no cuentan con maquinarias, artefactos eléctrico que cuenten con energía eléctrica para su funcionamiento, el cual solo posee focos incandescentes, focos ahorradores, radios y televisores (poco utilizado ya que no hay captación de señal televisivo), lo que cabe indicar que el consumo mensual promedio varía entre 10 a 14 KWH mensual.

El acceso a las localidades vía carretera se encuentra en pésimas condiciones, dificultando el traslado al lugar de la falla o localidad afectada, en otros casos el personal técnico tiene que ir caminando al lugar de la falla, por obstrucción de la carretera (en época de fuertes lluvias) o por que no hay carretera a la localidad dificultando el traslado del técnico,

herramientas y materiales, por lo que se contrata personal de la zona para efectuar el apoyo respectivo.

2.2 Características técnicas

Los Sistemas Eléctricos Rurales, se han construido tomando como referencia el Código Nacional de Electricidad, Normas técnicas de la DGE / MEM, Comisión Electrónica Internacional (CEI), Normas ITINTEC, Normas y Recomendaciones. Los sistemas eléctrico de la zona rural se ha construido con el mínimo costo de inversión y manteniendo la calidad de servicio.

Las obras ejecutadas por la Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas, se tendieron líneas primarias y redes primarias en nivel de tensión de 10 KV, 13.2 KV, 22.9 KV utilizándose postes de madera de pino y eucalipto, así como postes de concreto, conductores de aleación de aluminio y en las redes secundarias se utilizaron sistema de retorno por tierra MRT (0.38 / 0.22 KV y/o 0.44 / 0.22 V), utilizándose conductores autoportantes.

Las instalaciones rurales tienen un elevado costo debido a la gran dispersión geográfica de localidades y el bajo consumo de energía debido a los pocos suministros instalados en dichas localidades.

Operación y Mantenimiento y Administración

En general las instalaciones eléctricas en las zonas rurales han carecido de un adecuado mantenimiento preventivo, debido principalmente a la falta de presupuesto, y que dichas instalaciones han sido administrados y operados desde las Comunidades, Comités y Municipios que, al no contar con un adecuado conocimiento técnico de lo que es la operación y mantenimiento ni asesoría técnica de las instalaciones dejaron a su suerte la infraestructura eléctrica. La operación y mantenimiento de la infraestructura eléctrica de propiedad de ADINELSA, lo efectúa a través de las empresas concesionarias de distribución y de Municipalidades, mediante contratos y convenios de administración, respectivamente.

Los sistemas fotovoltaicos domiciliarios, viene siendo operados en forma directa por Adinelsa. Es así que ahora cuesta al estado, a través de ADINELSA levantar todas estas anomalías e imperfecciones técnicas que perjudican la confiabilidad del servicio a fin de cumplir con las Normas Técnicas de Calidad y Servicio emitidas y fiscalizadas por OSINERG, por lo que el proceso de la operación y mantenimiento se da directamente con ADINELSA.

El proceso de la operación y mantenimiento y administración se da en la Figura N° 2.2., según Convenio con las Municipalidades, el mismo que los mantenimientos preventivos y menores de estas instalaciones son ejecutados directamente por las municipalidades, con asesoramiento técnico y supervisión de ADINELSA, en cumplimiento de los compromisos establecidos en los convenios de administración suscritos con las diferentes Municipalidades.

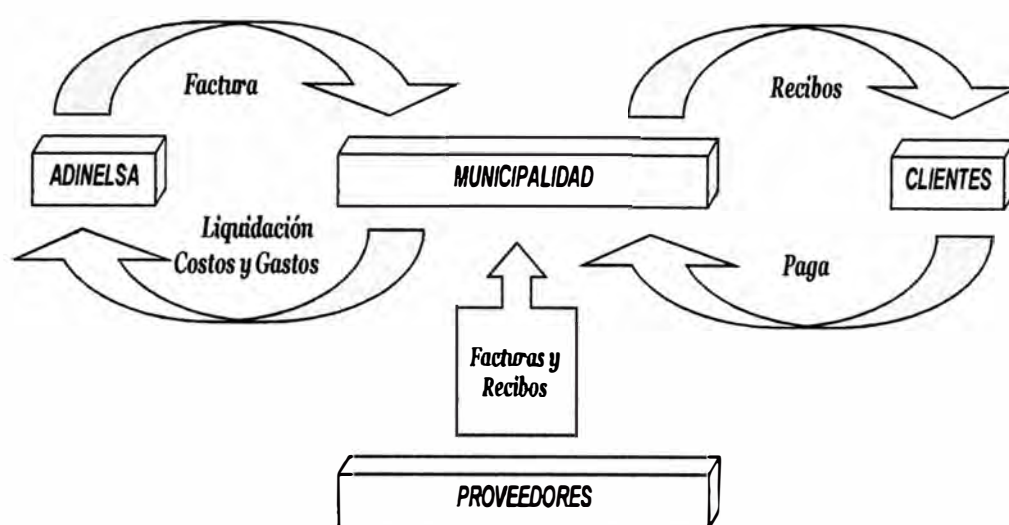


Figura N° 2.2, Proceso de la administración con las Municipalidades

En la Tabla N° 2.6 se muestra los sistemas eléctricos que tienen Convenio de Administración con las Municipalidades, con la finalidad de llevar a cabo la operación y mantenimiento, de la instalaciones de ADINELSA, lo mismo que se puede observar se esta operando por unidades operativas (las unidades operativas esta integrada por 02 o mas sistemas eléctricos, que se ubican en una misma, centralizando dichos sistemas).

En el marco de convenios de administración con municipalidades la calidad de servicio de la energía, para efectos de estadísticas y gestión de la empresa son monitoreados. Mediante estos convenios, se realizan actividades de co-gestión con las municipalidades transfiriendo experiencias técnico-operativas y administrativas a su personal, el mismo que preferentemente esta constituido por jóvenes de sus respectivas zonas.

De esta forma se contribuye a la formación técnica de los habitante de las áreas rurales y se despierta las capacidades empresariales que pueden tener; como es el caso de técnicos que han constituidos empresas de piscigranjas, grifos, transporte, etc., en línea de los nuevos lineamientos empresariales de uso productivo de la energía eléctricas.

Tabla N° 2.6 Relación de los Sistemas Eléctricos administrados por la Municipalidades

UNIDAD OPERATIVA N°	DESCRIPCION	UBICACIÓN		N° DE LOCALIDADES (USUARIOS)	MUNICIPALIDAD ADMINISTRADORA	
		DEPARTAMENTO	PROVINCIA			
1	PSE YAUYOS II ETAPA	LIMA	YAUYOS	52 (2817)	YAUYOS CONVENIO N° 004 - 2003	
	PSE LUNAHUANA III ETAPA					
	CH HONGOS Y PSE ASOCIADO			39 (1467)		
2	PSE HUAROCHIRI	LIMA	HUAROCHIRI	52 (3647)	SAN PEDRO DE HUANCAYRE CONVENIO N° 003-2003	
	CH QUINCHES Y PSE ASOCIADO		YAUYOS	13 (1727)	SAN PEDRO DE PILAS CONVENIO N° 013-2003	
3	CH SANTA LEONOR Y PSE ASOCIADO	LIMA	HUAURA	34 (2468)	SANTA LEONOR CONVENIO N° 001-2003	
	S.E. HUACHO - ANDAHUASI		HUAURA			
	CH GORGOR Y PSE CAJATAMBO - AMBAR	LIMA	CAJATAMBO	50 (3040)	MANAS CONVENIO N° 015-2003	
4	PSE CORA CORA	AYACUCHO AREQUIPA	PARINACOCHAS, PAUCAR DEL SARA, LUCANAS - LA UNION	108 (6690)	PARINACOCHAS CONVENIO N° 003 - 2006	
	LT CORA CORA					
	S.E. CORA CORA					
	CH MARCABAMBA Y PSE ASOCIADO	AYACUCHO	PAUCAR DEL SARA SARA	6 (831)		
	CH QUICACHA Y PSE ASOCIADO	AREQUIPA	CARAVELI	4 (196)		QUICACHA CONVENIO N° 002-2000
	PSE CANGALLO III ETAPA	AYACUCHO	VICTOR FAJARDO	2 (139)		ASQUIPATA CONVENIO N° 007-2003
PSE CHIQUIBAMBA	AREQUIPA	CASTILLA	3 (274)	CHACHAS CONVENIO N° 020-2005		
5	CH CHARAPE Y PSE ASOCIADO	CAJAMARCA	SAN IGNACIO	4 (297)	TABACONAS CONVENIO N° 018-2004	
	CH GRACIAS A DIOS Y PSE ASOCIADO	AMAZONAS	LUYA	2 (199)	SANTA CATALINA CONVENIO N° 005-2005	
	CH SEASME Y PSE ASOCIADO		CONDORCANQUI	9 (665)	CONDORCANQUI CONVENIO N° 002-2007	
6	PSE HUMAY PAMPANO	ICA HUANCAVELICA	PISCO HUAYTARA	27 (634)	HUANCANO CONVENIO N° 004-2001	
	PSE HUACHON	PASCO	CERRO DE PASCO	10 (889)	COMUNIDAD CAMPESINA DE QUIPARACRA CONVENIO N° 11-2001	
	PSE CANTA	LIMA	CANTA, HUARAL	23 (1320)	ARAHUAY CONVENIO N° 030-99	

2.3 Costo directo de la Operación, Mantenimiento y Comercialización

Son costos directamente relacionados con la actividad y que se vinculan e identifican con trabajos específicos correspondientes a un centro de costo, como se detalla a continuación:

- Costo de Personal.
- Costos de Mantenimiento preventivo, que comprende los siguiente:
- Servicios de terceros (mano de obra no calificada).
- Costos de Mantenimiento mayores o de reparaciones generales.

2.4 Costo Indirecto de la Operación y Mantenimiento

Son aquellos que no están vinculados en forma específica a un centro de costo y que es la asignación de gastos generales de la Empresa a la ejecución de las actividades necesarias para la generación de energía eléctrica en los Pequeños Sistemas Eléctricos (Puede determinarse como costos de mantenimientos mayores).

2.5 Tarifas

La regulación tarifaria es un conjunto de actividades realizadas por el Estado a través de Organismos Reguladores, para determinar cuál es la tarifa que corresponde que paguen los usuarios del servicio. Esta tarifa debe permitir que la empresa que suministra el servicio, cubra sus costos vinculados tanto a la prestación del servicio y costos de inversión, como a la futura expansión.

En el Perú, la autoridad facultada para ejercer la función de regulación tarifaria de electricidad es el Organismo de Supervisión en la Inversión en Energía y Minería – OSINERGMIN, en la Figura N° 2.3, se muestra el sector eléctrico peruano, en donde se diferencian sus tres actividades, que son: la generación, la transmisión y la distribución eléctrica,

La separación en tres actividades se debe principalmente a que cada actividad tiene actividades características particulares, asociado al número adecuado de empresas en el mercado que a su vez generen que la determinación tarifaria sea diferente.

Como por ejemplo podemos indicar que en la generación eléctrica tenemos a empresas con Endesa o Electroperu.

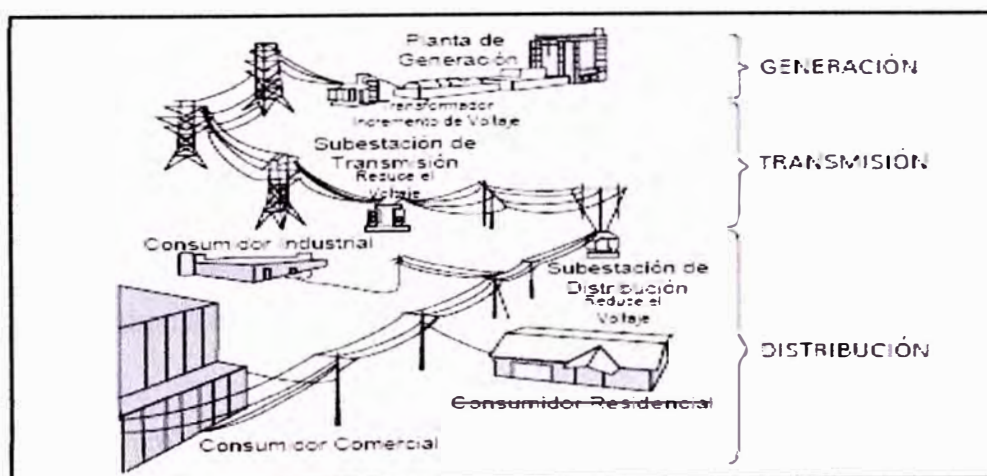


Figura N° 2.3 Actividades del Sector Eléctrico Peruano

En la Figura N° 2.4, se muestra las tarifas de distribución eléctrica que están representadas por el Valor Agregado de Distribución (VAD). De acuerdo al artículo 64° de la Ley de Concesiones Eléctricas, el Valor Agregado de Distribución considera los siguientes componentes:

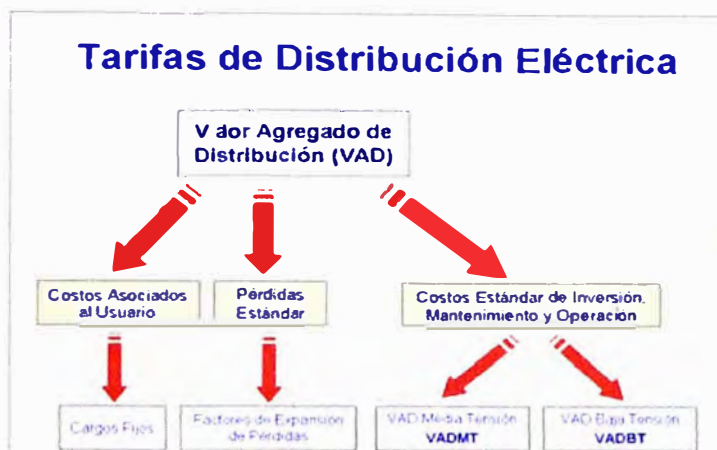


Figura N° 2.4 Tarifas de Distribución Eléctrica

Los costos asociados al usuario se denominan cargos fijos y cubren los costos eficientes para el desarrollo de las actividades de lectura del medidor, procesamiento de la lectura y emisión, reparto y cobranza de la factura o recibo.

Las pérdidas estándar de distribución son las pérdidas inherentes a las instalaciones de distribución eléctrica y que reconocen a través de factores de expansión de pérdidas aplicables en el cálculo de las tarifas.

Los costos estándar de inversión, mantenimiento y operación se reconocen a través del VAD de media tensión (VADMT) y VAD de baja tensión (VADBT).

El VAD es el costo por unidad de potencia necesario para poner a disposición del usuario, la energía eléctrica desde el inicio de la distribución eléctrica (después de la celda de salida del alimentador de media tensión ubicada en la subestación de transmisión, hasta el punto de empalme de la acometida del usuario). La opción tarifaria aplicada a los usuarios que pertenecen a las instalaciones es BT5B, ya que son clientes alimentados en baja tensión y tiene una demanda máxima de 20 KW, y el cual incluye los siguientes parámetros:

- Cargo fijo
- Cargo por Energía
- Cargo por mantenimiento y reposición
- Cargo por alumbrado público (establecido por la GART – OSINERGMIN).
- IGV

CAPITULO III
ANALISIS DEL PROYECTO ESPECÍFICO
PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO RURAL AISLADO – HONGOS I y II ETAPA

3.1 Mercado Eléctrico atendido.

Ubicación geográfica

La Mini Central Hidroeléctrica de Hongos, se encuentra ubicado al sur del departamento de Lima, del distrito de Caca, anexo de la localidad de Villafranca, siendo alimentada por la subcuenca del río de Caca.

Dicha Central Hidroeléctrica atiende a las localidades del Pequeño Sistema Eléctrico Hongos I y II Etapa, ubicados en la sierra sur del departamento de Lima y al Nor este del departamento de Ica (del departamento de Ica solo se beneficia con el servicio de energía 04 localidades), en las provincias de Yauyos y Chincha respectivamente.

Condiciones Climatológicas

Por ser una zona típica de sierra, el clima es templado, frío y seco, con condiciones climatológicas favorables para la salud y la agricultura. Las precipitaciones pluviales se presentan de Noviembre a Marzo, y según los datos reportados por el SENAMHI las variaciones de la temperatura ambiental es el siguiente:

Temperatura mínima media	0° C
Temperatura media	15° C
Temperatura máxima media	35° C
La velocidad máxima del viento	75 km/h

Altitud del área de Influencia

En el área del proyecto, el relieve del terreno es accidentado con pendientes que oscilan entre 20% a 35 % con presencia de cerros y quebradas. En algunos tramos como Santa Ana-Lincha y Chocos -Azángaro el relieve es semiondulado.

La altitud varía desde 2 460 a 3800 m.s.n.m., siendo la altitud promedio de ubicación de los centros poblados y demás localidades de 3000 m.s.n.m.

Acceso al área del proyecto

El acceso al área del proyecto es accesible por vía terrestre mediante la carretera Panamericana Sur, ingresando por el desvío a Cañete - Lunahuana (carretera Cañete-Yauyos) e ingresando por dos sectores.

- a) Acceso de Vía I : San Jerónimo (altura del Km. 73,5 de la carretera Panamericana Sur) Huangascar - Viñac - Zona Apuri.
San Jerónimo - Chocos - Azángaro - Zona Chavin.
- b) Acceso de Vía II: Huallampi –Villafranca – Cacara - Hongos –Santa Ana - Lincha.

En los dos sectores las carreteras son afirmadas y algunos tramos son trochas carrozables, pero en época de lluvia es dificultoso e intransitable por las intensas lluvias en la zona (Diciembre a Abril).

Actividades Económicas y Social

Sector Agricultura y Ganadería

La actividad económica predominante en el área del proyecto es la agricultura y la ganadería. Los principales productos que se cultivan son: papa, maíz, habas, oca, cebada y trigo, la producción está destinada principalmente al autoconsumo debido a la escasez de los medios de transporte y a la estacionalidad de la producción.

La actividad con mayor productividad es la palta y la manzana, en la zona que es muy negociable en el mercado de Cañete y otros.

En la actividad pecuaria, predominan las crianzas de ganado vacuno, caprino, porcino.

Sector Industrial y Comercial

No existe actividad industrial significativa en la zona, pero cabe señalar la fabricación en pequeña escala de la elaboración de queso para la venta y autoconsumo.

En las localidades más importantes del área del proyecto se realizan ferias semanales, en las que se realizan actividades comerciales de distinta índole.

Sector Minería

En la zona del proyecto, no existe actividad minera.

Localidades Beneficiadas

En el cuadro 3.1 se muestra las localidades beneficiada con el servicio de energía perteneciente al PSE. Hongos I y II Etapa, el cual la cantidad de suministros es variable, ya que cada mes se ingresa nuevos suministros, así como la anulación por deuda superior a los 8 meses.

Tabla N° 3.1 Relación de las localidades beneficiadas

Item	Localidad	Provincia	Distrito	Suministros
1	CHAVIN	Chincha	Chavin	50
2	MARCALLA	Yauyos	Azangaro	6
3	SAN MARCOS	Yauyos	Huangascar	7
4	SAN JOSE	Yauyos	Azangaro	9
5	CHAUCHAS	Yauyos	Azangaro	15
6	VILLAFLORES	Yauyos	Azangaro	8
7	AZANGARO	Yauyos	Azangaro	58
8	MIRAFLORES	Yauyos	Azangaro	13
9	SAN JUAN DE LUYO	Chincha	Chavin	11
10	HUIRPINA	Chincha	Chavin	10
11	SAN FLORIAN	Chincha	Chavin	4
12	VIÑAC	Yauyos	Viñac	144
13	MADEAN	Yauyos	Madean	116
14	CHOCOS	Yauyos	Chocos	109
15	LA FLORIDA	Yauyos	Viñac	59
16	TAMBOPATA	Yauyos	Viñac	31
17	VIZCAYA	Yauyos	Viñac	19
18	TAPALLA	Yauyos	Huangascar	7
19	TALLAMARCA	Yauyos	Madean	40
20	ORTIGAL	Yauyos	Madean	36
21	CRUZ PAMPA	Yauyos	Viñac	9
22	PICUNZA	Yauyos	Viñac	8
23	APURI	Yauyos	Viñac	18
24	HUAYCHAUCANA	Yauyos	Viñac	11
25	PAMPA UÑA	Yauyos	Viñac	13
26	GRAU	Yauyos	Viñac	20
27	PIRHUAYOC	Yauyos	Viñac	32
28	PAMPA ROSARIO	Yauyos	Viñac	9
29	ESMERALDA	Yauyos	Viñac	20
30	PUEBLO NUEVO	Yauyos	Huangascar	12
31	CHILLACA	Yauyos	Huangascar	17
32	HONGOS	Yauyos	Hongos	117
33	HUANGASCAR	Yauyos	Huangascar	128
34	SANTA ANA	Yauyos	Lincha	58
35	COCHAMARCA	Yauyos	Lincha	14
36	LINCHA	Yauyos	Lincha	46
37	CHACAMARCA	Yauyos	Lincha	14
38	CACRA	Yauyos	Cacra	88
39	VILLAFRANCA	Yauyos	Cacra	83
TOTAL				1469

3.2 Características Técnicas

Mini Central Hidroeléctrica

La Mini Central Hidroeléctrica de Hongos, cuenta con grupos hidráulicos, con una potencia total 262 KW, el cual uno de ellos es de procedencia China (122 KW) y otro de procedencia Japonesa Kubota (140 KW).

Actualmente, solo se esta generando con el grupo hidráulico Kubota (140 KW), el cual puede abastecer a las 39 localidades beneficiadas con la energía eléctrica.

Datos técnicos de los grupos hidráulicos:

Grupo Hidráulico Kubota - Generador

Tipo	HS-TKB	Norma	IEC-114-1979
Potencia	175 KVA	Método de excitación	Excitación sin escobillas
Tensión	400/231 V	Tensión de excitación	64 V
Corriente	253 A	Corriente de campo	46,0 A
Frecuencia	60 Hz	Clase de aislamiento	F/H
Velocidad	1200 min-1	Método de protección	IP 23
Cantidad de polos	6	Método de enfriamiento	ICO
Cantidad de fases	3Φ 4W	Temperatura refrigerante	300 K (27 °C)
Factor de potencia	0,9	Altitud	2120 m
Régimen	Continuo	Peso	1550 Kg
N° de serie	K 1063G-1	Año de fabricación	1997

Excitador de C.A.

Tipo	HS-ZD	Norma	IEC-114-1979
Potencia	25 KVA	Método de excitación	---
Tensión	100 V	Tensión de excitación	43 V
Corriente	86,6 A	Corriente de campo	2,31 A
Frecuencia	120 Hz	Clase de aislamiento	F/F
Velocidad	1200 min-1	Método de protección	IP 23
Cantidad de polos	12	Método de enfriamiento	ICO
Cantidad de fases	3	Temperatura refrigerante	---
Factor de potencia	0,95	Altitud	---
Régimen	Continuo	Peso	---
N° de serie	K 1063G-1	Año de fabricación	1997

Grupo Hidráulico Chino – Generador

Potencia	122 KW	Frecuencia	60 Hz	Encl	IP22S
Voltaje	400 V	Fases	3	Voltaje de excitación	20 V
Corriente	207 A	f.p.	0.85	Corriente de excitación	131 A
Velocidad	900 rpm	Conexión	Estrella	Peso	1570 Kg
Sobrevelocidad	1700 rpm			Fecha	1982-05

Turbina

	Caida	Caudal	Salida
Max.	76.63 m	0,25 m ³ /s	136 KW
Diseño	76.63 m	0.25 m ³ /s	136 KW
Revolucion	900 rpm	Sobrevelocidad	1532 rpm
Fecha	1982 - 2007		

La Mini Central Hidroeléctrica de Hongos, tiene un transformador elevador, actualmente operativa, cuyas características técnicas, se detallan a continuación:

TRANSFORMADOR 3Ø DE SALIDA				
POTENCIA 315 KVA				
TENSIÓN 0.400 / 23 KV				
Marca	DELCROSA			
Tipo	TFCE3191		Nº 162071 T1	
	AT	BT		
Posición com. 1	24,150	400	Año	2002
Posición com. 2	23,575		KVA	315
Posición com. 3	22,900		Hz	60
Posición com. 4	22,425		Vcc 20 °C /75°	3.98
Posición com. 5	21,850		Grupo	Ynd5
Amperios	7.9	454.7	Norma	IEC76
Aceite tipo	Nitro 10GBN		Enfriado	ONAN
ΔT° de aceite	60°C		T° ambiente máx.	40°C
Peso parte activa	820 Kg.		Montaje	Ext.
Peso del aceite	390 Kg.		Servicio	Continuo
Peso transformador completo	1536 Kg.		Altura	4800 msnm

Así mismo el Grupo Hidráulico Kubota, presenta un banco de resistencia ficticia, de una capacidad de 200 KW. (disipador de energía como reserva cuando se esta en funcionamiento el grupo hidráulico Kubota de capacidad de 140 KW).

Oferta de la energía generada y distribuida al PSE Hongos I y II Etapa.

El abastecimiento de la energía eléctrica para el Pequeño Sistema Eléctrico Hongos I y II Etapa, se da por los 02 grupos hidráulicos de la Mini Central Hidroeléctrica de Hongos, el cual esta constituido por un grupo hidráulico Chino de una capacidad de 122 KW y de otro grupo hidráulico de una capacidad de 140 KW, el cual puede cubrir la demanda de 135 KW, que requiere el sistema eléctrico, como se puede mostrar en la siguiente Tabla N° 3.2, se muestra la generación que se distribuye al PSE Hongos I y II Etapa, así como en la Tabla N° 3.3, se muestra el consumo promedio mensual de los clientes del Pequeño Sistema Eléctrico de Hongos I y II Etapa.

Tabla N° 3.2 Generación Hidráulica de la Mini Central Hidroeléctrica de Hongos

AÑO 2007	ENERGIA GENERADA KWH	ENERGIA DISTRIBUIDA KWH	AÑO 2008	ENERGIA GENERADA KWH	ENERGIA DISTRIBUIDA KWH
Enero	53.744,00	33.484,00	Enero	58.902,00	35.373,00
Febrero	49.139,00	31.147,00	Febrero	52.529,00	30.765,00
Marzo	56.266,00	37.535,00	Marzo	60.448,00	37.827,00
Abril	55.099,00	39.720,00	Abril	58.674,00	38.321,00
Mayo	59.964,00	40.197,00	Mayo	61.883,00	41.463,00
Junio	52.718,00	38.175,00	Junio	58.324,00	37.437,00
Julio	59.402,00	41.886,00	Julio	55.560,00	37.261,00
Agosto	43.540,00	28.900,00	Agosto	51.766,00	35.396,00
Septiembre	57.809,00	38.610,00	Septiembre	53.468,00	38.423,00
Octubre	63.266,00	41.479,00	Octubre	59.677,00	41.879,00
Noviembre	67.796,00	42.458,00	Noviembre	62.859,00	43.328,00
Diciembre	60.044,00	38.281,00	Diciembre	60.002,00	41.468,00

Tabla 3.3 Consumo de energía promedio mensual de los clientes beneficiados con la energía eléctrica.

AÑO 2007	ENERGIA FACTURADA KWH	NUMERO SE USUARIOS	CONSUMO PROMEDIO MENSUAL KWH	AÑO 2008	ENERGIA FACTURADA KWH	NUMERO SE USUARIOS	CONSUMO PROMEDIO MENSUAL KWH
Enero	12.082,00	1.430	8,45	Enero	13.960,00	1.455	9,59
Febrero	10.601,00	1.432	7,40	Febrero	11.771,00	1.453	8,10
Marzo	11.531,00	1.437	8,02	Marzo	12.059,00	1.449	8,32
Abril	16.802,00	1.439	11,68	Abril	16.421,00	1.461	11,24
Mayo	18.294,00	1.442	12,69	Mayo	17.731,00	1.464	12,11
Junio	14.391,00	1.443	9,97	Junio	18.378,00	1.461	12,58
Julio	17.122,00	1.446	11,84	Julio	15.576,00	1.464	10,64
Agosto	16.006,00	1.448	11,05	Agosto	16.561,00	1.469	11,27
Septiembre	16.918,00	1.456	11,62	Septiembre	19.645,00	1.476	13,31
Octubre	15.464,00	1.458	10,61	Octubre	19.004,00	1.472	12,91
Noviembre	16.379,00	1.456	11,25	Noviembre	21.334,00	1.470	14,51
Diciembre	18.053,00	1.451	12,44	Diciembre	18.709,00	1.467	12,75

Pequeño Sistema Eléctrico de Hongos I y II Etapa

En la tabla N° 3.4, representa las instalaciones del PSE HONGOS I Y II ETAPA, que esta comprendida por líneas y redes primarias aéreas, con conductores de aleación de aluminio, trifásica, bifásica y monofásica.

Línea Primaria

- Tensión nominal : 22,9/13,2 KV
 Sistema : Trifásico, Bifásico y Monofásico retorno por Tierra, 60 Hz
 Conductor fase : Aleación Aluminio. Tipo AAAC, desnudo 25 y 35 mm²
 Long. Total de línea : 121.87 Km. (Tramos principales y derivaciones)
 Estructuras : Postes de madera tratada de 12 m de longitud.

Tabla N° 3.4 Se muestra la relación de líneas primarias del PSE Hongos I y II Etapa

Item	Tramo de la Línea Primaria	Sección Conductor mm ²	Sistema Nivel Tension	Longitud (km)
1	CH –Villafranca	2 - 1 x 25	2Ø 22.9 KV	0.400
2	Derivación a Caca y Hongos	2 - 1 x 25	2Ø 22.9 KV	14.320
3	Derivación a Caca	2 - 1 x 25	2Ø 22.9 KV	0.350
4	Derivación a Hongos	2 - 1 x 25	2Ø 22.9 KV	2.850
5	Línea Primaria a Lincha	1 - 1 x 25	1Ø 13.2 KV	14.330
6	Derivación a Cochamarca	1 - 1 x 25	1Ø 13.2 KV	0.510
7	Derivación a Chacamarca	1 - 1 x 25	1Ø 13.2 KV	0.300
8	Línea – CH - Cruz Pampa	3 - 1 x 35	3Ø 22.9 KV	5.934
9	Línea Cruz Pampa –Huangascar	3 - 1 x 35	3Ø 22.9 KV	4.600
10	Derivación Picunsa - Apuri –Pampa Uña - Pirhuayoc – Esmeralda	1 - 1 x 25	1Ø 13.2 KV	7.270
11	Línea Primaria Huangascar – Chocos	2 - 1 x 25	2Ø 22.9 KV	5.037
12	Línea Primaria Chocos – Azángaro – Miraflores	2 - 1 x 25	2Ø 22.9 KV	14.540
13	Derivación a Miraflores	1 - 1 x 25	1Ø 13.2 KV	0.516
14	Línea Primaria: Miraflores – San Juan de Luyo – Huirpina	1 - 1 x 25	1Ø 13.2 KV	14.04
15	Derivación a Chavín	1 - 1 x 25	1Ø 13.2 KV	2.216
16	Derivación a San Florián	1 - 1 x 25	1Ø 13.2 KV	1.55
17	Derivación a Villaflor	1 - 1 x 25	1Ø 13.2 KV	1.963
18	Derivación Marcalla – San Marcos – San José – Chauchas	1 - 1 x 25	1Ø 13.2 KV	3.341
19	Derivación a San Marcos	1 - 1 x 25	1Ø 13.2 KV	1.236
20	Derivación Línea Primaria Chillaca – Viñac	2 - 1 x 25	2Ø 22.9 KV	5.887
21	Derivación a Tambopata	1 - 1 x 25	1Ø 13.2 KV	2.752
22	Derivación Línea Primaria Viñac - Madean	2 - 1 x 25	2Ø 22.9 KV	2.133
23	Derivación Línea Primaria Madean – Tallamarca	1 - 1 x 25	1Ø 13.2 KV	6.99
24	Derivación a Ortigal	1 - 1 x 25	1Ø 13.2 KV	3.78
25	Derivación a Pueblo Nuevo	1 - 1 x 25	1Ø 13.2 KV	3.492
26	Derivación a Tapalla	1 - 1 x 25	1Ø 13.2 KV	1.476
TOTAL		km		121.87

Red Primaria

Tensión nominal	22,9/13,2 kV
Sistema	Monofásico retorno por tierra
Neutro	Neutro de S.E. de distribución rígidamente puesto a tierra.
Conductor fase	Aleación Aluminio tipo AAAC, desnudo de 25 mm ²
Estructuras	Postes de madera tratada de 12 m de longitud.

Redes Secundarias

Tensión entre fases	440/220 Sistema Monofásico
Sistema	Monofásico fase – fase y Monofásico fase – tierra un hilo (MRT)
Conductor	Autoportante de Aluminio de variadas dimensiones.
Postes	Postes de madera 8m / clase 7 / Grupo – D.

Conexiones Domiciliarias

Cable concéntrico con conductor de cobre-

Los transformadores de distribución están instalados en las 39 localidades del Pequeño Sistema Eléctrico Hongos I y II Etapa, como se detalla en la Tabla N° 3.5 (corresponde a 07 localidades del Pequeño Sistema Eléctrico I Etapa) y la Tabla N° 3.6, (corresponde a las 32 localidades del Pequeño Sistema Eléctrico II Etapa), ya que existen los de la primera etapa, como los de la segunda etapa.

Tabla N° 3.5 Relación de la cantidad de transformadores distribuidos en la localidades del PSE Hongos I

Item	Localidades	Potencia del Transformador (KVA)				Nivel de Tension KV	Sección Conductor mm2
		5	10	15	25		
1	VILAFRANCA	-	-	02	-	22.9 / 0.460 - 0.230	2-1x16
2	CACRA	-	-	02	-	22.9 / 0.460 - 0.230	2-1x16
3	HONGOS	-	-	02	-	22.9 / 0.460 - 0.230	2-1x16
4	HUANGASCAR	-	-	03	-	22.9 / 0.460 - 0.230	2-1x16
5	CHOCOS	-	-	02	-	22.9 / 0.460 - 0.230	2-1x16
6	VIÑAC	-	-	02	-	22.9 / 0.460 - 0.230	2-1x16
7	MADEAN	-	-	02	-	22.9 / 0.460 - 0.230	2-1x16
Total				15			

3.3 Financiamiento

Rehabilitación de Obras Civiles de la Mini Central Hidroeléctrica

La Rehabilitación de las Obras Civiles de la Mini Central Hidroeléctrica de Hongos, ha sido financiado con recursos del tesoro publico a través de la Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas, y cuyo valor asciende a Ciento Doce Mil Quinientos seis con 79/100 Nuevos Soles (S/. 112 506,79), valor reexpresado al 31 de diciembre del 2000.

Ampliación de la Mini Central Hidroeléctrica

La Ampliación de la Mini Central Hidroeléctrica de Hongos, ha sido financiado con recursos del tesoro publico a través de la Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas, y cuyo valor asciende a Un Millón Quinientos Veintisiete Mil Novecientos Treinta y Nueve con 53/100 Nuevos Soles (S/. 1 527 939,53), valor reexpresado al 31 de diciembre del 2000.

Tabla N° 3.6 Relación de la cantidad de transformadores distribuidos en la localidades del PSE Hongos II Etapa

Item	Localidades	Potencia del Transformador (KVA)				Nivel de Tension KV	Sección Conductor mm2
		5	10	15	25		
1	APURI	-	-	01	-	13.2 / 0.460 - 0.230	1-1x25
2	AZANGARO	-	-	-	01	13.2 / 0.460 - 0.230	1-1x25
3	COCHAMARCA	-	01	-	-	13.2 / 0.460 - 0.230	1-1x25
4	CRUZ PAMPA	-	01	-	-	13.2 / 0.460 - 0.230	1-1x25
5	COCHAPUNCO	01	-	-	-	13.2 / 0.460 - 0.230	1-1x25
6	CHACAMARCA	-	01	-	-	13.2 / 0.460 - 0.230	1-1x25
7	CHAUCHAS	01	-	-	-	13.2 / 0.460 - 0.230	1-1x25
8	CHAVIN	-	-	-	01	13.2 / 0.460 - 0.230	1-1x25
9	CHILLACA	02	-	-	-	13.2 / 0.460 - 0.230	1-1x25
10	ESMERALDA	01	-	-	-	13.2 / 0.460 - 0.230	1-1x25
11	FLORIDA	-	-	-	01	13.2 / 0.460 - 0.230	1-1x25
12	GRAU	-	-	01	-	13.2 / 0.460 - 0.230	1-1x25
13	HORTIGAL	-	-	01	-	13.2 / 0.460 - 0.230	1-1x25
14	HUIRPINA	-	01	-	-	13.2 / 0.460 - 0.230	1-1x25
15	LINCHA	-	-	-	01	13.2 / 0.460 - 0.230	1-1x25
16	MARCALLA	-	01	-	-	13.2 / 0.460 - 0.230	1-1x25
17	MIRAFLORES	-	01	-	-	13.2 / 0.460 - 0.230	1-1x25
18	PAMPA ROSARIO	-	01	-	-	13.2 / 0.460 - 0.230	1-1x25
19	PAMPA UÑA	-	01	-	-	13.2 / 0.460 - 0.230	1-1x25
20	PICUNSA	-	01	-	-	13.2 / 0.460 - 0.230	1-1x25
21	PIRHUAYOC	-	-	01	-	13.2 / 0.460 - 0.230	1-1x25
22	PUEBLO NUEVO	-	01	-	-	13.2 / 0.460 - 0.230	1-1x25
23	SAN FLORIAN	01	-	-	-	13.2 / 0.460 - 0.230	1-1x25
24	SAN JOSE	-	01	-	-	13.2 / 0.460 - 0.230	1-1x25
25	SAN JUAN DE	-	-	01	-	13.2 / 0.460 - 0.230	1-1x25
26	SAN MARCOS	01	-	-	-	13.2 / 0.460 - 0.230	1-1x25
27	SANTA ANA	-	-	-	01	13.2 / 0.460 - 0.230	1-1x25
28	TALLAMARCA	-	-	01	-	13.2 / 0.460 - 0.230	1-1x25
29	TAMBOPATA	01	-	01	-	13.2 / 0.460 - 0.230	1-1x25
30	TAPALLA	-	01	-	-	13.2 / 0.460 - 0.230	1-1x25
31	VILLAFLORES	-	01	-	-	13.2 / 0.460 - 0.230	1-1x25
32	VIZCAYA	-	-	01	-	13.2 / 0.460 - 0.230	1-1x25
Total		8	13	08	5		

Pequeño Sistema Eléctrico de Hongos I Etapa

El Pequeño Sistema Eléctrico de Hongos I Etapa, ha sido financiado con recursos del tesoro público a través de la Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y

Minas, y cuyo valor asciende a Un millón Doscientos Dieciséis Mil Ochenta y Siete con 09/100 Nuevos Soles (S/.1 216 087,09).

Pequeño Sistema Eléctrico de Hongos II Etapa

El Pequeño Sistema Eléctrico de Hongos II Etapa, ha sido financiado con recursos del tesoro publico a través de la Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas, y cuyo valor asciende a Tres millones Novecientos Sesenta y Cinco Mil Setecientos Sesenta y Siete con 21/100 Nuevos Soles (S/.3 965 777,21).

3.4. Costo directo de Operación y Mantenimiento y Comercialización

ADINELSA ha encargado la operación, mantenimiento y administración a través del Convenio N° 004 – 2003, de la Mini Central Hidroeléctrica de Hongos y el Pequeño Sistema Eléctrico de Hongos I y II Etapa, a la Municipalidad Provincial de Yauyos.

Cabe indicar que la empresa ADINELSA, reconoce la Municipalidad Provincial de Yauyos, los costos de operación, mantenimiento y comercialización, el mismo que se sustenta a través de una liquidación técnica y liquidación comercial mensual, aprobada por la Gerencia Técnica y Gerencia de Comercialización de ADINELSA, respectivamente.

También se reconoce un pago mensual por concepto de supervisión de la operación de la Mini Central Hidroeléctrica de Hongos y Pequeño Sistema Eléctrico Hongos I y II Etapa, que es de 5% del pago total que corresponde al pago total del personal de la operación, así como el servicio de movilidad de S/. 4520.00 mensuales, el cual incluye alquiler de combustible, pago a chofer, seguro vehicular y seguro SOAT.

Los costos de operación, corresponde al pago del personal técnico que opera la Mini Central Hidroeléctrica de Hongos y Pequeño Sistema Eléctrico Hongos I y II Etapa.

Los costos de mantenimiento, corresponden a los gastos efectuados por la Municipalidad Provincial de Yauyos en los mantenimientos correctivos y preventivos que se realizan, los mismos que incluyen compra de materiales, repuestos entre otros trabajos que se efectúan en forma directa.

La variación de los costos de operación (contratación de personal técnico), se debió a la responsabilidad de cumplir con los horarios de trabajo del personal técnico de acuerdo al reglamento de seguridad e higiene, así como la implementación de equipos de seguridad y los trabajos de mantenimientos preventivo y correctivo, que se efectúan por el operador del Sistema Eléctrico Hongos, a través de la Municipalidad Provincial de Yauyos. En la siguiente Figura N° 3.1 se muestra el proceso de Facturación, donde la municipalidad emite los recibos a los usuarios (clientes), el consumo de energía eléctrica.

Así mismo ADINELSA emite la factura a la municipalidad por el monto total de los recibos mensuales por consumo de energía eléctrica. Los proveedores le emiten los comprobantes a la municipalidades por lo bienes y servicio utilizados por compra de energía, recibos por servicios profesionales (ingeniería), otros (materiales, movilidad, combustible, etc.), donde finalmente la municipalidad emite una factura a ADINELSA, para los costos y gastos de comercialización, operación y mantenimiento.

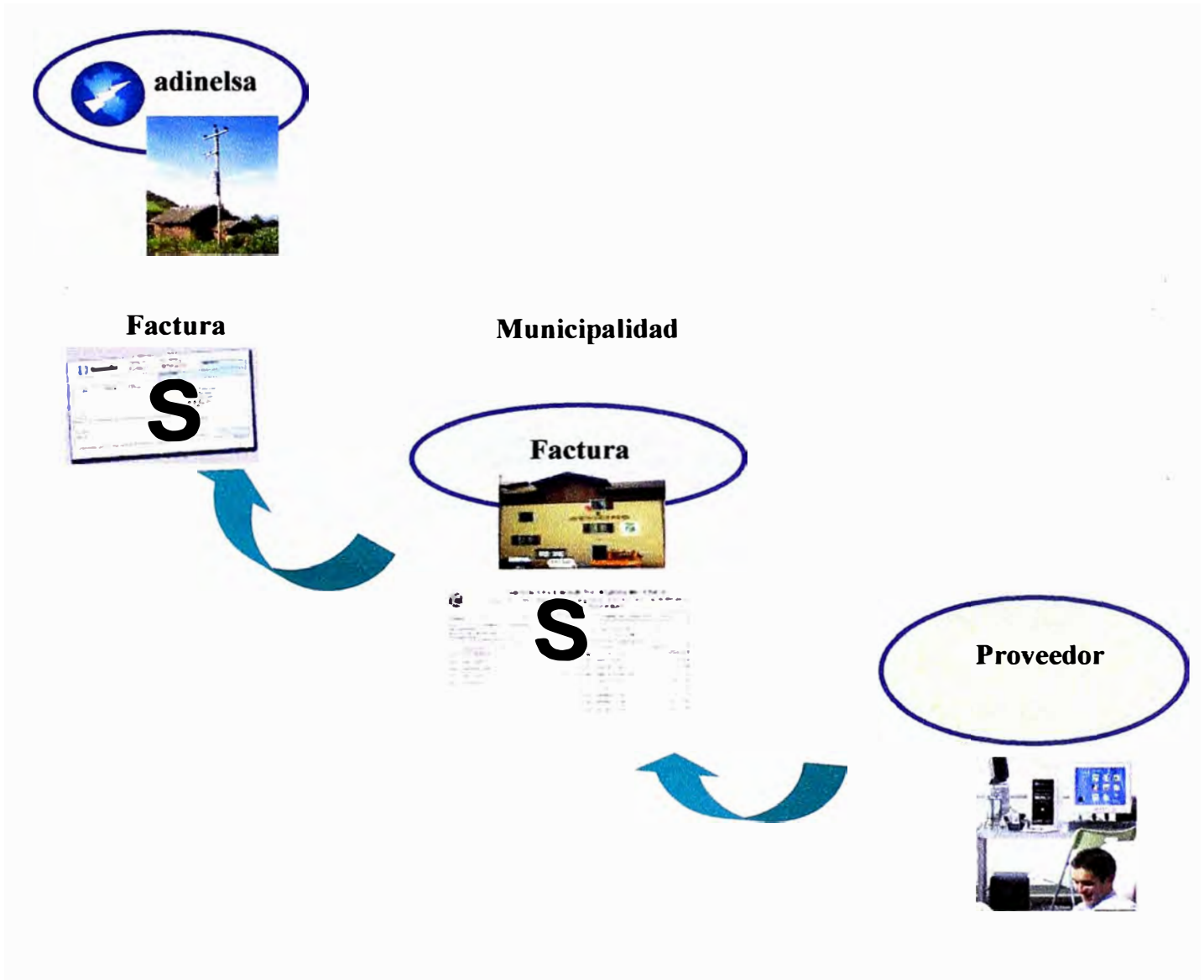


Figura N° 3.1 Proceso administrativo de la Operación y Mantenimiento.

Comercialización

A la fecha ADINELSA tiene suscrito 02 convenios, 01) Convenio N° 004 – 2003, entre ADINELSA y la Municipalidad Provincial de Yauyos; mediante el cual ADINELSA encarga la comercialización de la energía eléctrica de las 33 localidades de los diferentes

distritos de la Provincia de Yauyos y 04 localidades pertenecientes al distrito de Chavín, de la provincia de Chincha y otro convenio de comercialización N° 16 – 1999, de energía eléctrica con la Municipalidad Distrital de Caca, de 02 localidades.

Cabe indicar que la Municipalidad Provincial de Yauyos se encargan de efectuar las labores de lectura, reparto y cobranza de los recibos por consumo de energía eléctrica de los usuarios bajo su jurisdicción, de 37 localidades y el monto recaudado es depositado a la cuenta corriente de la Municipalidad Provincial de Yauyos, y la comisión de la cobranza de cada recibo, se muestra en la Tabla N° 3.7

Tabla N° 3.7 Distribución del porcentaje por cada recibo cobrado

% de recibos cobrados respecto al numero de recibos emitidos	S/. Por cada recibo cobrado
Hasta 80%	0,30
81% - 85%	0,35
86% - 90%	0,40
91 % - 95%	0,50
96% - 100%	0,60

02) Convenio N° 015 – 99 entre ADINELSA y la Municipalidad Distrital de Caca, mediante el cual esta última se encarga de efectuar las labores de lectura, reparto y cobranza de los recibos por consumo de energía eléctrica de los usuarios bajo su jurisdicción, de 02 localidades así como la comisión de movilidad de S/. 150.00 y el monto recaudado son depositados a la cuenta corriente de la Empresa ADINELSA, se muestra en la Tabla N° 3.8

Tabla N° 3.8 Distribución del porcentaje por cada recibo cobrado

% de recibos cobrados respecto al numero de recibos emitidos	S/. Por cada recibo cobrado
Hasta 80%	0,20
81% - 85%	0,25
86% - 90%	0,30
91 % - 95%	0,45
96% - 100%	0,60

En la Tabla N° 3.9, Tabla N° 3.10 y Tabla N° 3.11, se muestra los gastos reales (gastos que no incluyen el IGV), de los trabajos de operación y mantenimiento y que corresponde a los años 2006, 2007 y 2008, respectivamente.

Tabla N° 3.9 Costos de Operación y Mantenimiento de la Mini Central Hidroeléctrica de Hongos y Pequeño Sistema Eléctrico Hongos I y II

Etapa

AÑO 2006	CAMIONETA		PAGO DE PERSONAL (OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO)			GASTOS DE MANTENIMIENTO (TECNICA)					SUPERVISION DE LA OPERACIÓN	TOTAL DE GASTOS MENSUAL S/.
	ALQUILER	COMBUSTIBLE	SUPERVISOR	CH	PSE	SEGURO PERSONAL	COMBUSTIBLE ADICIONAL	LINEA Y RED PRIMARIA	RED SECUNDARI A	CH		
ENERO	1.146,46	584,88	2.000,00	2.210,00	1.800,00	-	598,95	622,80	10,00	100,00	305,54	9.378,63
FEBRERO	3.210,08	584,88	2.000,00	2.210,00	1.800,00	-	0,00	689,07	93,00	106,45	300,50	10.993,98
MARZO	3.210,08	574,79	2.000,00	2.210,00	1.800,00	-	0,00	1.190,19	114,12	201,00	300,50	11.600,68
ABRIL	3.210,08	584,87	2.000,00	2.210,00	1.800,00	-	0,00	1.171,92	16,00	526,30	300,50	11.819,67
MAYO	3.210,08	563,03	2.000,00	2.210,00	1.800,00	-	20,00	828,96	65,34	500,13	300,50	11.498,04
JUNIO	3.210,08	581,09	2.000,00	2.210,00	1.800,00	-	226,04	808,61	274,10	449,23	300,50	11.859,65
JULIO	3.210,08	586,39	2.000,00	2.210,00	1.800,00	-	210,08	666,88	0,00	735,00	300,50	11.718,93
AGOSTO	3.210,08	588,24	2.000,00	2.210,00	1.800,00	-	84,03	693,18	265,18	355,56	300,50	11.506,77
SEPTIEMBRE	3.210,08	588,24	2.000,00	2.210,00	1.800,00	-	232,67	626,14	199,10	2.945,25	300,50	14.111,98
OCTUBRE	3.210,08	588,24	2.000,00	2.210,00	1.800,00	-	252,06	1.461,31	154,81	2.857,14	300,50	14.834,14
NOVIEMBRE	3.210,08	588,24	2.000,00	2.210,00	1.800,00	-	227,08	778,84	610,90	1.938,67	300,50	13.664,31
DICIEMBRE	3.210,08	588,24	2.000,00	3.210,00	1.800,00	-	260,49	1.273,01	204,91	940,08	300,50	13.787,31
TOTAL S/.	36.457,38	7.001,11	24.000,00	27.520,00	21.600,00	0,00	2.111,40	10.810,91	2.007,46	11.654,81	3.611,04	146.774,12

** EN LOS GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO MENSUAL NO ESTA INCLUIDO EL IGV

** EL PAGO DEL SEGURO CONTRA ACCIDENTE PERSONAL ES ANUAL

N° DE PERSONALES QUE LABORA EN EL SISTEMA ELECTRICO DE HONGOS	
SUPERVISOR DEL SISTEMA ELECTRICO HONGOS	01
PERSONAL DE LA MINI CENTRAL HIDROELECTRICA DE HONGOS	04
PERSONAL DEL PSE HONGOS I Y II ETAPA	02

DISTRIBUCION DE LOS PAGOS DEL PERSONAL			
MINI CENTRAL HIDROELECTRICA DE HONGOS		PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO DE HONGOS I Y II ETAPA	
PAGO S/.		PAGO S/.	
OPERADOR 01	1000,00	TECNICO 01	800,00
OPERADOR 02	1000,00	TECNICO 02	800,00
OPERADOR 03	960,00		
TOMERO	550,00		

Tabla N° 3.10 Costos de Operación y Mantenimiento de la Mini Central Hidroeléctrica de Hongos y Pequeño Sistema Eléctrico Hongos I y II
Etapa

AÑO 2007	CAMIONETA		PAGO DE PERSONAL (OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO)			GASTOS DE MANTENIMIENTO (TECNICA)					SUPERVISION DE LA OPERACIÓN	TOTAL DE GASTOS MENSUAL S/.
	ALQUILER	COMBUSTIBLE	SUPERVISOR	CH	PSE	SEGURO PERSONAL	COMBUSTIBLE ADICIONAL	LINEA Y RED PRIMARIA	RED SECUNDARIA	CH		
ENERO	3.210,08	588,24	2.000,00	3.410,00	1.600,00	2.821,18	84,03	1.632,69	-	2.947,18	350,50	18.643,90
FEBRERO	3.210,08	588,24	2.000,00	3.410,00	1.600,00	-	58,79	1.683,05	45,00	1.554,07	350,50	14.499,73
MARZO	3.210,08	588,24	2.000,00	3.410,00	1.600,00	-	42,04	360,56	30,00	1.670,92	350,50	13.262,34
ABRIL	3.210,08	588,24	2.000,00	3.410,00	1.600,00	-	272,80	1.033,91	75,00	2.125,59	350,50	14.666,12
MAYO	3.210,08	588,24	2.000,00	3.410,00	1.600,00	-	41,95	521,07	205,42	53,76	350,50	11.981,02
JUNIO	3.210,08	588,24	2.000,00	3.410,00	1.600,00	-	129,93	489,63	116,93	2.272,08	350,50	14.167,39
JULIO	3.210,08	588,24	2.000,00	3.410,00	1.600,00	-	632,30	930,98	150,52	2.043,46	350,50	14.916,08
AGOSTO	3.210,08	588,24	2.000,00	3.410,00	1.600,00	-	167,98	1.533,60	192,14	2.896,89	350,50	15.949,43
SEPTIEMB	3.210,08	591,63	2.000,00	3.410,00	1.600,00	-	406,72	1.238,29	908,33	1.016,97	350,50	14.732,52
OCTUBRE	3.210,08	588,24	2.000,00	3.510,00	1.600,00	-	156,16	1.889,40	120,20	4.858,07	350,50	18.282,65
NOVIEMBR	3.210,08	588,24	2.000,00	3.510,00	1.600,00	-	209,92	1.389,70	12,00	326,50	355,50	13.201,94
DICIEMBR	3.210,08	588,24	2.000,00	3.510,00	1.600,00	-	390,43	303,28	45,00	692,29	355,50	12.694,82
TOTAL S/.	38.521,01	7.062,22	24.000,00	41.220,00	19.200,00	2.821,18	2.593,05	13.006,16	1.900,54	22.457,78	4.216,00	176.997,94

** EN LOS GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO MENSUAL NO ESTA INCLUIDO EL IGV

** EL PAGO DEL SEGURO CONTRA ACCIDENTE PERSONAL ES ANUAL

N° DE PERSONALES QUE LABORA EN EL SISTEMA ELECTRICO DE HONGOS	
SUPERVISOR DEL SISTEMA ELECTRICO HONGOS	01
PERSONAL DE LA MINI CENTRAL HIDROELECTRICA DE HONGOS	04
PERSONAL DEL PSE HONGOS I Y II ETAPA	02

DISTRIBUCION DE LOS PAGOS DEL PERSONAL			
MINI CENTRAL HIDROELECTRICA DE HONGOS		PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO DE HONGOS I Y II ETAPA	
PAGO S/.		PAGO S/.	
OPERADOR 01	1000,00	TECNICO 01	800,00
OPERADOR 02	1000,00	TECNICO 02	800,00
OPERADOR 03	960,00		
TOMERO	550,00		

Tabla N° 3.11 Costos de Operación y Mantenimiento de la Mini Central Hidroeléctrica de Hongos y Pequeño Sistema Eléctrico Hongos I y II

Etapa

COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA MINI CENTRAL HIDROELECTRICA DE HONGOS Y PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO HONGOS I Y II ETAPA (AREA TECNICA)												
AÑO 2008	CAMIONETA		PAGO DE PERSONAL (OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO)			GASTOS DE MANTENIMIENTO (TECNICA)					SUPERVISI ON DE LA OPERACIÓ N	TOTAL DE GASTOS MENSUAL S/.
	ALQUILER	COMBUSTIBLE	SUPERVISOR	CH	PSE	SEGURO PERSONAL	COMBUSTIBLE ADICIONAL	LINEA Y RED PRINCIPAL	RED SECUNDARIA	CH		
ENERO	3.210,08	588,24	2.000,00	3.510,00	1.600,00	-	243,51	1.484,20	96,00	5.522,04	355,50	18.609,57
FEBRERO	3.210,08	588,24	2.000,00	3.510,00	1.600,00	2.966,40	1.527,89	1.316,81	379,29	2.978,91	355,50	17.466,72
MARZO	3.210,08	588,24	2.000,00	3.510,00	1.600,00	-	251,95	1.620,71	299,85	1.119,92	355,50	14.556,25
ABRIL	3.210,08	588,24	2.000,00	3.510,00	1.600,00	-	293,87	507,50	300,00	1.648,75	355,50	14.013,94
MAYO	3.210,08	588,24	2.000,00	3.510,00	1.600,00	-	164,67	1.054,74	50,00	621,86	355,50	13.155,09
JUNIO	3.210,08	588,24	2.000,00	3.510,00	1.600,00	-	218,41	460,85	0,00	3.497,80	355,50	15.440,88
JULIO	3.210,08	588,24	2.000,00	3.510,00	1.600,00	-	172,20	201,09	264,50	363,25	355,50	12.264,86
AGOSTO	3.210,08	588,24	2.000,00	3.510,00	1.600,00	-	167,99	598,40	0,00	3.302,01	355,50	15.332,22
SEPTIEMB	3.210,08	588,24	2.000,00	3.510,00	1.600,00	-	218,35	299,98	314,67	2.938,05	355,50	15.034,87
OCTUBRE	3.210,08	588,24	2.000,00	3.510,00	1.600,00	-	277,18	287,80	40,00	358,60	355,50	12.227,40
NOVIEMBR	3.210,08	588,24	2.000,00	3.510,00	1.600,00	-	196,12	1.512,30	96,50	5.123,55	355,50	18.192,29
DICIEMBR	3.210,08	588,24	2.000,00	3.510,00	1.600,00	-	184,63	2.289,80	0,00	1.104,99	355,50	14.843,24
TOTAL S/.	38.521,01	7.058,82	24.000,00	42.120,00	19.200,00	2.966,40	3.916,77	11.634,18	1.840,81	28.579,73	4.266,00	181.137,32

NOTA:

** EN LOS GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO MENSUAL NO ESTA INCLUIDO EL IGV

** EL PAGO DEL SEGURO CONTRA ACCIDENTE PERSONAL ES ANUAL

N° DE PERSONALES QUE LABORA EN EL SISTEMA ELECTRICO DE	
SUPERVISOR DEL SISTEMA ELECTRICO HONGOS	01
PERSONAL DE LA MINI CENTRAL HIDROELECTRICA DE HONGOS	04
PERSONAL DEL PSE HONGOS I Y II ETAPA	02

DISTRIBUCION DE LOS PAGOS DEL PERSONAL			
SUPERVISOR		2.000,00	
MINI CENTRAL HIDROELECTRICA DE HONGOS		PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO DE HONGOS I Y II ETAPA	
PAGO S/.		PAGO S/.	
OPERADOR 01	1.000,00	TECNICO 01	800,00
OPERADOR 02	1.000,00	TECNICO 02	800,00
OPERADOR 03	960,00		
TOMERO	550,00		
TOTAL S/.		7.110,00	

Para atender los diversos reclamos que se presentan por parte de los usuarios, se ha instalado una oficina de atención al cliente en la localidad de Villafranca, las mismas que es atendido solo a fin de mes debido a que no hay mucha fluidez de los clientes en la zona.

En la Tabla N° 3.12, Tabla N° 3.13 y Tabla N° 3.14, se muestra los gastos por comercialización de las 02 Municipalidades que administran al PSE Hongos I y II Etapa.

Donde la supervisión y control directo de los procesos de facturación, se realiza en forma directa por las respectivas municipalidades, los supervisores se reportan a las instalaciones de ADINELSA, para efectuar la liquidación mensual de cierre del mes en que ha sido emitido los recibos de luz y el dinero recaudado por la cobranza de los recibos emitidos a las localidades beneficiados con el servicio de energía eléctrica es depositado a las cuentas bancarias de la empresa o la cuenta corriente de cada municipalidad según indicado en el convenio de administración (Municipalidad Provincial de Yauyos) y el convenio de comercialización (Municipalidad Distrital de Caca).

La empresa reconoce a la Municipalidad Provincial de Yauyos y a la Municipalidad Distrital de Caca, en cada proceso de facturación, la siguiente comisión por lectura, reparto, cobranza de los recibos emitidos y reconexión, como se detalla a continuación:

- Comisión por lectura de cada medidor S/. 0.25
- Comisión por reparto de cada recibo S/. 0.20
- Reconexión S/. 5.00

Y la comisión de la cobranza por cada recibo, se da de acuerdo al porcentaje de recibos cobrados, donde el costo varia de acuerdo al convenio firmado por la Municipalidad Provincial de Yauyos (Convenio de Administración N° 004 – 2003) y la Municipalidad Distrital de Caca.(Convenio de Administración N° 016 – 1999).

Así mismo la municipalidad reconoce la comisión por movilidad.

En la Tabla N° 3.15 y la Tabla N° 3.16, se muestra el pago por servicios de comercialización efectuados por la Municipalidades Provincial de Yauyos y la Municipalidad Distrital de Caca, en las 39 localidades del Pequeño Sistema Eléctrico Hongos I y II Etapa..

Tabla N° 3.12 Pago por servicios de Comercialización de las 02 Municipalidades que tienen convenio con ADINELSA

MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE YAUYOS															
AÑO 2006	LECTURA DE MEDIDOR			REPARTO DE RECIBOS			COBRANZA			CORTE Y RECONEXION			MOVILIDAD	GASTOS ADMINISTRATIVOS	TOTAL S/.
	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	S/.		
ENERO	1.352	0,25	338,00	1.352	0,20	270,40	874	0,30	262,20	3	5,00	15,00	-	400,00	1.285,60
FEBRERO	1.352	0,25	338,00	1.352	0,20	270,40	819	0,30	245,70	36	5,00	180,00	-	400,00	1.434,10
MARZO	1.352	0,25	338,00	1.352	0,20	270,40	724	0,31	224,89	12	5,00	60,00	-	400,00	1.293,29
ABRIL	1.261	0,25	315,25	1.261	0,20	252,20	879	0,32	278,64	39	5,00	195,00	-	-	1.041,09
MAYO	1.261	0,25	315,25	1.261	0,20	252,20	900	0,32	285,10	27	5,00	135,00	-	-	987,55
JUNIO	1.234	0,25	308,50	1.234	0,20	246,80	865	0,32	276,80	-	5,00	-	-	-	832,10
JULIO	1.231	0,25	307,75	1.231	0,20	246,20	902	0,31	279,62	54	5,00	270,00	-	-	1.103,57
AGOSTO	1.225	0,25	306,25	1.225	0,20	245,00	858	0,31	265,98	36	5,00	180,00	-	-	997,23
SEPTIEMBRE	1.252	0,25	313,00	1.252	0,20	250,40	916	0,32	293,12	32	5,00	160,00	-	-	1.016,52
OCTUBRE	1.259	0,25	314,75	1.259	0,20	251,80	812	0,30	243,60	32	5,00	160,00	-	-	970,15
NOVIEMBRE	1.256	0,25	314,00	1.256	0,20	251,20	864	0,31	267,84	46	5,00	230,00	-	-	1.063,04
DICIEMBRE	1.265	0,25	316,25	1.265	0,20	253,00	914	0,31	283,34	35	5,00	175,00	-	-	1.027,59
TOTAL S/.			3.825,00			3.060,00			3.206,84			1.760,00		1.200,00	13.051,84

MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE CACRA															
AÑO 2006	LECTURA DE MEDIDOR			REPARTO DE RECIBOS			COBRANZA			CORTE Y RECONEXION			MOVILIDAD	GASTOS ADMINISTRATIVOS	TOTAL S/.
	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	UNITARIO		
ENERO	166	0,25	41,50	166	0,20	33,20	144	0,30	43,20	-	5,00	-	150	-	267,90
FEBRERO	166	0,25	41,50	166	0,20	33,20	126	0,20	25,20	-	5,00	-	150	-	249,90
MARZO	165	0,25	41,25	165	0,20	33,00	141	0,25	35,25	-	5,00	-	150	-	259,50
ABRIL	165	0,25	41,25	165	0,20	33,00	131	0,20	26,20	-	5,00	-	150	-	250,45
MAYO	165	0,25	41,25	165	0,20	33,00	141	0,25	35,25	-	5,00	-	150	-	259,50
JUNIO	165	0,25	41,25	165	0,20	33,00	131	0,20	26,20	-	5,00	-	150	-	250,45
JULIO	165	0,25	41,25	165	0,20	33,00	128	0,20	25,60	-	5,00	-	150	-	249,85
AGOSTO	165	0,25	41,25	165	0,20	33,00	126	0,20	25,20	-	5,00	-	150	-	249,45
SEPTIEMBRE	165	0,25	41,25	165	0,20	33,00	147	0,30	44,10	-	5,00	-	150	-	268,35
OCTUBRE	165	0,25	41,25	165	0,20	33,00	129	0,20	25,80	-	5,00	-	150	-	250,05
NOVIEMBRE	165	0,25	41,25	165	0,20	33,00	127	0,20	25,40	-	5,00	-	150	-	249,65
DICIEMBRE	165	0,25	41,25	165	0,20	33,00	130	0,20	26,00	-	5,00	-	150	-	250,25
TOTAL S/.			495,50			396,40			363,40			-			3.055,30

** LOS GASTOS DE COMERCIALIZACION NO INCLUYE EL IGV S/.

Tabla N° 3.13 Pago por servicios de Comercialización de las 02 Municipalidades que tienen convenio con ADINELSA

MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE YAUYOS																
AÑO 2007	LECTURA DE MEDIDOR			REPARTO DE RECIBOS			COBRANZA			CORTE Y RECONEXION			MOVILIDAD	GASTOS DE OPERACIÓN COMERCIAL	TOTAL S/.	
	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	S/.			
ENERO	1.265	0,25	316,25	1.265	0,20	253,00	902	0,31	279,62	29	5,00	145,00	-	383,37	1.377,24	
FEBRERO	1.266	0,25	316,50	1.266	0,20	253,20	899	0,31	278,69	26	5,00	130,00	-	628,19	1.606,58	
MARZO	1.270	0,25	317,50	1.270	0,20	254,00	935	0,33	308,55	35	5,00	175,00	-	311,40	1.366,45	
ABRIL	1.272	0,25	318,00	1.272	0,20	254,40	802	0,31	248,62	38	5,00	190,00	-	466,64	1.477,66	
MAYO	1.275	0,25	318,75	1.275	0,20	255,00	840	0,30	252,00	23	5,00	115,00	-	433,31	1.374,06	
JUNIO	1.276	0,25	319,00	1.276	0,20	255,20	905	0,32	289,60	25	5,00	125,00	-	687,95	1.676,75	
JULIO	1.278	0,25	319,50	1.278	0,20	255,60	777	0,31	240,87	-	5,00	-	-	353,84	1.169,81	
AGOSTO	1.280	0,25	320,00	1.280	0,20	256,00	887	0,32	283,84	-	5,00	-	-	636,83	1.496,67	
SETIEMBRE	1.287	0,25	321,75	1.287	0,20	257,40	845	0,30	253,50	-	5,00	-	-	584,34	1.416,99	
OCTUBRE	1.287	0,25	321,75	1.287	0,20	257,40	838	0,30	251,40	5	5,00	25,00	-	372,50	1.228,05	
NOVIEMBRE	1.285	0,25	321,25	1.285	0,20	257,00	795	0,31	246,45	10	5,00	50,00	-	558,48	1.433,18	
DICIEMBRE	1.280	0,25	320,00	1.280	0,20	256,00	886	0,31	274,66	-	5,00	-	-	465,09	1.315,75	
TOTAL S/.			3.830,25			3.064,20			3.207,80			955,00		5.881,94	16.939,19	
MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE CACRA																
AÑO 2007	LECTURA DE MEDIDOR			REPARTO DE RECIBOS			COBRANZA			CORTE Y RECONEXION			MOVILIDAD	GASTOS ADMINISTRATIVOS	TOTAL S/.	
	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	UNITARIO			
ENERO	165,00	0,25	41,25	165,00	0,20	33,00	145,00	0,30	43,50	-	5,00	-	150,00	-	267,75	
FEBRERO	166,00	0,25	41,50	166,00	0,20	33,20	140,00	0,25	35,00	-	5,00	-	150,00	-	259,70	
MARZO	167,00	0,25	41,75	167,00	0,20	33,40	140,00	0,25	35,00	-	5,00	-	150,00	-	260,15	
ABRIL	167,00	0,25	41,75	167,00	0,20	33,40	139,00	0,25	34,75	-	5,00	-	150,00	-	259,90	
MAYO	167,00	0,25	41,75	167,00	0,20	33,40	118,00	0,20	23,60	-	5,00	-	150,00	-	248,75	
JUNIO	167,00	0,25	41,75	167,00	0,20	33,40	137,00	0,25	34,25	-	5,00	-	150,00	-	259,40	
JULIO	168,00	0,25	42,00	168,00	0,20	33,60	137,00	0,25	34,25	-	5,00	-	150,00	-	259,85	
AGOSTO	168,00	0,25	42,00	168,00	0,20	33,60	143,00	0,25	35,75	-	5,00	-	150,00	-	261,35	
SETIEMBRE	169,00	0,25	42,25	169,00	0,20	33,80	138,00	0,25	34,50	-	5,00	-	150,00	-	260,55	
OCTUBRE	171,00	0,25	42,75	171,00	0,20	34,20	143,00	0,25	35,75	3,00	5,00	15,00	150,00	-	277,70	
NOVIEMBRE	171,00	0,25	42,75	171,00	0,20	34,20	135,00	0,20	27,00	-	5,00	-	150,00	-	253,95	
DICIEMBRE	171,00	0,25	42,75	171,00	0,20	34,20	132,00	0,20	26,40	-	5,00	-	150,00	-	253,35	
TOTAL S/.			504,25			403,40			399,75			15,00			3.122,40	

** LOS GASTOS DE COMERCIALIZACION NO INCLUYE EL IOV S/.

Tabla N° 3.14 Pago por servicios de Comercialización de las 02 Municipalidades que tienen convenio con ADINELSA

MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE YAUYOS															
AÑO 2008	LECTURA DE MEDIDOR			REPARTO DE RECIBOS			COBRANZA			CORTE Y RECONEXION			MOVILIDAD	GASTOS DE OPERACIÓN COMERCIAL	TOTAL S/.
	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	S/.		
ENERO	1.284	0,25	321,00	1.284	0,20	256,80	839	0,31	260,09	43	5,00	215,00	-	915,68	1.968,57
FEBRERO	1.282	0,25	320,50	1.282	0,20	256,40	783	0,30	234,90	-	5,00	-	-	432,57	1.244,37
MARZO	1.278	0,25	319,50	1.278	0,20	255,60	851	0,30	255,30	3	5,00	15,00	-	564,60	1.410,00
ABRIL	1.289	0,25	322,25	1.289	0,20	257,80	931	0,33	307,23	59	5,00	295,00	-	667,57	1.849,85
MAYO	1.292	0,25	323,00	1.292	0,20	258,40	838	0,31	259,78	23	5,00	115,00	-	675,35	1.631,53
JUNIO	1.289	0,25	322,25	1.289	0,20	257,80	929	0,32	297,28	58	5,00	290,00	-	614,58	1.781,91
JULIO	1.292	0,25	323,00	1.292	0,20	258,40	906	0,32	289,92	44	5,00	220,00	-	978,28	2.069,60
AGOSTO	1.297	0,25	324,25	1.297	0,20	259,40	978	0,33	322,74	23	5,00	115,00	-	795,65	1.817,04
SETIEMBRE	1.304	0,25	326,00	1.304	0,20	260,80	897	0,32	287,04	32	5,00	160,00	-	859,20	1.893,04
OCTUBRE	1.300	0,25	325,00	1.300	0,20	260,00	979	0,34	332,86	34	5,00	170,00	-	719,83	1.807,69
NOVIEMBRE	1.298	0,25	324,50	1.298	0,20	259,60	856	0,31	265,36	20	5,00	100,00	-	2.399,23	3.348,69
DICIEMBRE	1.295	0,25	323,75	1.295	0,20	259,00	915	0,32	292,80	20	5,00	100,00	-	760,61	1.736,16
TOTAL S/.			3.875,00			3.100,00			3.405,30			1.795,00		10.383,15	22.558,45

MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE CACRA															
AÑO 2008	LECTURA DE MEDIDOR			REPARTO DE RECIBOS			COBRANZA			CORTE Y RECONEXION			MOVILIDAD	GASTOS ADMINISTRATIVOS	TOTAL S/.
	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	UNITARIO		
ENERO	171,00	0,25	42,75	171,00	0,20	34,20	154,00	0,30	46,20	-	5,00	-	150,00	21,45	294,60
FEBRERO	171,00	0,25	42,75	171,00	0,20	34,20	132,00	0,20	26,40	-	5,00	-	150,00	19,80	273,15
MARZO	171,00	0,25	42,75	171,00	0,20	34,20	142,00	0,25	35,50	1,00	5,00	5,00	150,00	18,16	285,61
ABRIL	172,00	0,25	43,00	172,00	0,20	34,40	139,00	0,25	34,75	-	5,00	-	150,00	21,31	283,46
MAYO	172,00	0,25	43,00	172,00	0,20	34,40	138,00	0,20	27,60	6,00	5,00	30,00	150,00	23,14	308,14
JUNIO	172,00	0,25	43,00	172,00	0,20	34,40	126,00	0,20	25,20	5,00	5,00	25,00	150,00	27,69	305,29
JULIO	172,00	0,25	43,00	172,00	0,20	34,40	153,00	0,30	45,90	3,00	5,00	15,00	150,00	30,21	318,51
AGOSTO	172,00	0,25	43,00	172,00	0,20	34,40	144,00	0,25	36,00	-	5,00	-	150,00	26,04	289,44
SETIEMBRE	172,00	0,25	43,00	172,00	0,20	34,40	144,00	0,25	36,00	-	5,00	-	150,00	30,72	294,12
OCTUBRE	172,00	0,25	43,00	172,00	0,20	34,40	143,00	0,25	35,75	-	5,00	-	150,00	27,47	290,62
NOVIEMBRE	172,00	0,25	43,00	172,00	0,20	34,40	144,00	0,25	36,00	4,00	5,00	20,00	150,00	-	283,40
DICIEMBRE	172,00	0,25	43,00	172,00	0,20	34,40	130,00	0,20	26,00	3,00	5,00	15,00	150,00	-	268,40
TOTAL S/.			515,25			412,20			411,30			110,00	1.800,00	245,99	3.494,74

** LOS GASTOS DE COMERCIALIZACION NO INCLUYE EL IGV S/.

Tabla N° 3.15 Gasto Total efectuado por las 02 Municipalidades por los servicios de Comercialización

PAGO TOTAL DE SERVICIOS DE COMERCIALIZACION DE LAS MUNICIPALIDADES															
AÑO 2006	LECTURA DE MEDIDOR			REPARTO DE RECIBOS			COBRANZA			CORTE Y RECONEXION			MOVILIDAD	GASTOS DE OPERACIÓN COMERCIAL	TOTAL S/.
	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	S/.		
ENERO	1.518	0,25	379,50	1.518	0,20	303,60	1.018	0,28	288,90	3	5,00	15,00	150,00	400,00	1.537,00
FEBRERO	1.518	0,25	379,50	1.518	0,20	303,60	945	0,26	250,09	36	5,00	180,00	150,00	400,00	1.663,19
MARZO	1.517	0,25	379,25	1.517	0,20	303,40	865	0,36	313,89	12	5,00	60,00	150,00	400,00	1.606,54
ABRIL	1.426	0,25	356,50	1.426	0,20	285,20	1.010	0,31	311,30	39	5,00	195,00	150,00	-	1.298,00
MAYO	1.426	0,25	356,50	1.426	0,20	285,20	1.041	0,30	312,05	27	5,00	135,00	150,00	-	1.238,75
JUNIO	1.399	0,25	349,75	1.399	0,20	279,80	996	0,31	305,82	-	5,00	-	150,00	-	1.085,37
JULIO	1.396	0,25	349,00	1.396	0,20	279,20	1.030	0,28	291,58	54	5,00	270,00	150,00	-	1.339,78
AGOSTO	1.390	0,25	347,50	1.390	0,20	278,00	984	0,32	318,32	36	5,00	180,00	150,00	-	1.273,82
SETIEMBRE	1.417	0,25	354,25	1.417	0,20	283,40	1.063	0,27	287,70	32	5,00	160,00	150,00	-	1.235,35
OCTUBRE	1.424	0,25	356,00	1.424	0,20	284,80	941	0,31	293,64	32	5,00	160,00	150,00	-	1.244,44
NOVIEMBRE	1.421	0,25	355,25	1.421	0,20	284,20	991	0,31	308,74	46	5,00	230,00	150,00	-	1.328,19
DICIEMBRE	1.430	0,25	357,50	1.430	0,20	286,00	1.044	0,02	26,00	35	5,00	175,00	150,00	-	994,50
TOTAL S/.			4.320,50			3.456,40			3.308,04			1.760,00		1.200,00	15.844,94

PAGO TOTAL DE SERVICIOS DE COMERCIALIZACION DE LAS MUNICIPALIDADES															
AÑO 2007	LECTURA DE MEDIDOR			REPARTO DE RECIBOS			COBRANZA			CORTE Y RECONEXION			MOVILIDAD	GASTOS DE OPERACIÓN COMERCIAL	TOTAL S/.
	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	S/.		
ENERO	1.430	0,25	357,50	1.430	0,20	286,00	1.047	0,31	323,12	29	5,00	145,00	150,00	383,37	1.644,99
FEBRERO	1.432	0,25	358,00	1.432	0,20	286,40	1.039	0,30	313,69	26	5,00	130,00	150,00	628,19	1.866,28
MARZO	1.437	0,25	359,25	1.437	0,20	287,40	1.075	0,32	343,55	35	5,00	175,00	150,00	311,40	1.626,60
ABRIL	1.439	0,25	359,75	1.439	0,20	287,80	941	0,30	283,37	38	5,00	190,00	150,00	466,64	1.737,56
MAYO	1.442	0,25	360,50	1.442	0,20	288,40	958	0,29	275,60	23	5,00	115,00	150,00	433,31	1.622,81
JUNIO	1.443	0,25	360,75	1.443	0,20	288,60	1.042	0,31	323,85	25	5,00	125,00	150,00	687,95	1.936,15
JULIO	1.446	0,25	361,50	1.446	0,20	289,20	914	0,30	275,12	-	5,00	-	150,00	353,84	1.429,66
AGOSTO	1.448	0,25	362,00	1.448	0,20	289,60	1.030	0,31	319,59	-	5,00	-	150,00	636,83	1.758,02
SETIEMBRE	1.456	0,25	364,00	1.456	0,20	291,20	983	0,29	288,00	-	5,00	-	150,00	584,34	1.677,54
OCTUBRE	1.458	0,25	364,50	1.458	0,20	291,60	981	0,29	287,15	8	5,00	40,00	150,00	372,50	1.505,75
NOVIEMBRE	1.456	0,25	364,00	1.456	0,20	291,20	930	0,29	273,45	10	5,00	50,00	150,00	558,48	1.687,13
DICIEMBRE	1.451	0,25	362,75	1.451	0,20	290,20	1.018	0,30	301,06	-	5,00	-	150,00	465,09	1.569,10
TOTAL S/.			4.334,50			3.467,60			3.607,55			970,00		5.881,94	20.061,59

Tabla N° 3.16 Gasto Total efectuado por las 02 Municipalidades por los servicios de Comercialización

PAGO TOTAL DE SERVICIOS DE COMERCIALIZACION DE LAS MUNICIPALIDADES															
AÑO 2008	LECTURA DE MEDIDOR			REPARTO DE RECIBOS			COBRANZA			CORTE Y RECONEXION			MOVILIDAD	GASTOS DE OPERACIÓN COMERCIAL	TOTAL S/.
	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	S/.		
ENERO	1.455	0,25	363,75	1.455	0,20	291,00	993	0,31	306,29	43	5,00	215,00	150,00	937,13	2.263,17
FEBRERO	1.453	0,25	363,25	1.453	0,20	290,60	915	0,29	261,30	-	5,00	-	150,00	452,37	1.517,52
MARZO	1.449	0,25	362,25	1.449	0,20	289,80	993	0,29	290,80	4	5,00	20,00	150,00	582,76	1.695,61
ABRIL	1.461	0,25	365,25	1.461	0,20	292,20	1.070	0,32	341,98	59	5,00	295,00	150,00	688,88	2.133,31
MAYO	1.464	0,25	366,00	1.464	0,20	292,80	976	0,29	287,38	29	5,00	145,00	150,00	698,49	1.939,67
JUNIO	1.461	0,25	365,25	1.461	0,20	292,20	1.055	0,31	322,48	63	5,00	315,00	150,00	642,27	2.087,20
JULIO	1.464	0,25	366,00	1.464	0,20	292,80	1.059	0,32	335,82	47	5,00	235,00	150,00	1.008,49	2.388,11
AGOSTO	1.469	0,25	367,25	1.469	0,20	293,80	1.122	0,32	358,74	23	5,00	115,00	150,00	821,69	2.106,48
SETIEMBRE	1.476	0,25	369,00	1.476	0,20	295,20	1.041	0,31	323,04	32	5,00	160,00	150,00	889,92	2.187,16
OCTUBRE	1.472	0,25	368,00	1.472	0,20	294,40	1.122	0,33	368,61	34	5,00	170,00	150,00	747,30	2.098,31
NOVIEMBRE	1.470	0,25	367,50	1.470	0,20	294,00	1.000	0,30	301,36	24	5,00	120,00	150,00	2.399,23	3.632,09
DICIEMBRE	1.467	0,25	366,75	1.467	0,20	293,40	1.045	0,31	318,80	23	5,00	115,00	150,00	760,61	2.004,56
TOTAL S/.			4.390,25			3.512,20			3.816,60			1.905,00		10.629,14	26.053,19

En la Tabla N° 3.17, Tabla N° 3.18 y la Tabla N° 3.19, se muestra la recaudación de la cobranza mensual de los usuarios beneficiados con el servicio de energía eléctrica en el Pequeño Sistema Eléctrico Hongos I y II Etapa, de los años 2006, 2007 y 2008.

En la Tabla N° 3.20 muestra el resumen de Facturación del año 2006 y año 2007 y la Tabla N° 3.21, muestra el resumen de Facturación del 2008.

3.5 Costo indirecto de la Operación y Mantenimiento

Representa los mantenimientos especiales efectuados en el Sistema Eléctrico Hongos, y que corresponde a servicios recibidos de personas naturales, siempre que tengan causalidad con la prestación del servicio público de electricidad, con la finalidad de mantener en buen estado los bienes fijos tangibles de la empresa, lo que puede indicarse en los siguientes rubros:

Trabajos de mantenimiento preventivo y correctivo

Repuestos almacén de ADINELSA, que comprende

Compra de materiales

Compra de uniformes.

Herramientas

Instrumentos de medición

Seguros

Como se muestra la Tabla 3.22, correspondiente al año 2008.

Los costos de administración correspondientes son retribuidos a las citadas empresas, de acuerdo a la normatividad vigente y a los contratos correspondientes, con la finalidad de llevar a cabo la operación y mantenimiento de las instalaciones de ADINELSA, que ha suscrito contratos o convenios de administración con diversas empresas concesionarias o municipalidades para que desarrollen dichas labores.

Mediante los citados contratos, dichas empresas se encargan de la custodia, operación y mantenimiento y comercialización de energía eléctrica en las centrales hidroeléctricas y pequeños sistema eléctrico que incluyen a todas las localidades.

Así mismo con los mantenimientos preventivos que se efectuaron en las centrales hidroeléctricas y los pequeños sistemas eléctricos, permitió disminuir los mantenimientos correctivos que normalmente son costosos; salvo aquellos daños ocasionados por acción de la naturaleza o imprevistos que se presentaron.

Tabla N° 3.17 Recaudación de la cobranza mensual de los usuarios beneficiados con el servicio de energía eléctrica

MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE YAUYOS					
AÑO 2006	RECIBOS FACTURADOS	RECIBOS COBRADOS	COBRANZA		COBRANZA TOTAL S/.
			ENERGIA S/.	MEDIDOR S/.	
ENERO	1.352	874	10.031,85	5.019,35	15.051,20
FEBRERO	1.352	819	8.148,80	4.291,40	12.440,20
MARZO	1.362	724	7.062,66	3.787,04	10.849,70
ABRIL	1.261	879	10.146,39	4.853,56	14.999,95
MAYO	1.261	900	10.024,90	4.792,10	14.817,00
JUNIO	1.234	865	10.541,07	5.236,63	15.777,70
JULIO	1.231	902	11.159,79	5.228,91	16.388,70
AGOSTO	1.225	858	10.275,38	3.871,32	14.146,70
SETIEMBRE	1.252	916	11.493,98	5.593,61	17.087,59
OCTUBRE	1.259	812	7.559,76	3.746,42	11.306,18
NOVIEMBRE	1.256	864	11.977,69	3.828,81	15.806,50
DICIEMBRE	1.265	914	11.848,28	4.403,92	16.252,20
TOTAL 1 S/.	15.310,00	10.327,00	120.270,55	54.653,07	174.923,62

MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE CACRA					
AÑO 2006	RECIBOS FACTURADOS	RECIBOS COBRADOS	COBRANZA		COBRANZA TOTAL S/.
			ENERGIA S/.	MEDIDOR S/.	
ENERO	166	144	1.197,50	-	1.197,50
FEBRERO	166	126	907,40	-	907,40
MARZO	165	141	1.028,90	-	1.028,90
ABRIL	165	131	1.014,20	-	1.014,20
MAYO	165	141	1.279,60	-	1.279,60
JUNIO	165	131	1.029,20	-	1.029,20
JULIO	165	128	1.094,80	-	1.094,80
AGOSTO	165	126	779,70	-	779,70
SETIEMBRE	165	147	1.640,40	-	1.640,40
OCTUBRE	165	129	1.150,60	-	1.150,60
NOVIEMBRE	165	127	1.098,70	-	1.098,70
DICIEMBRE	165	130	1.325,50	-	1.325,50
TOTAL 2 S/.	1.982,00	1.601,00	13.546,50	-	13.546,50

COBRANZA TOTAL EFECTUADO POR LAS MUNICIPALIDADES					
AÑO 2006	RECIBOS FACTURADOS	RECIBOS COBRADOS	COBRANZA		COBRANZA TOTAL S/.
			ENERGIA S/.	MEDIDOR S/.	
ENERO	1.518	1.018	11.229,35	5.019,35	16.248,70
FEBRERO	1.518	945	9.056,20	4.291,40	13.347,60
MARZO	1.527	865	8.091,56	3.787,04	11.878,60
ABRIL	1.426	1.010	11.160,59	4.853,56	16.014,15
MAYO	1.426	1.041	11.304,50	4.792,10	16.096,60
JUNIO	1.399	996	11.570,27	5.236,63	16.806,90
JULIO	1.396	1.030	12.254,59	5.228,91	17.483,50
AGOSTO	1.390	984	11.055,08	3.871,32	14.926,40
SETIEMBRE	1.417	1.063	13.134,38	5.593,61	18.727,99
OCTUBRE	1.424	941	8.710,36	3.746,42	12.456,78
NOVIEMBRE	1.421	991	13.076,39	3.828,81	16.905,20
DICIEMBRE	1.430	1.044	13.173,78	4.403,92	17.577,70
TOTAL S/.	17.292,00	11.928,00	133.817,05	54.653,07	188.470,12

** LOS GASTOS DE COMERCIALIZACION NO INCLUYE EL IGV S/.

Tabla N° 3.18 Recaudación de la cobranza mensual de los usuarios beneficiados con el servicio de energía eléctrica

MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE YAUYOS					
AÑO 2007	RECIBOS FACTURADOS	RECIBOS COBRADOS	COBRANZA		COBRANZA TOTAL S/.
			ENERGIA S/.	MEDIDOR S/.	
ENERO	1.265	902	11.328,63	4.281,37	15.610,00
FEBRERO	1.266	899	9.477,38	4.807,12	14.284,50
MARZO	1.270	935	8.767,62	4.752,28	13.519,90
ABRIL	1.272	802	11.151,32	3.850,88	15.002,20
MAYO	1.275	840	9.364,67	4.278,53	13.643,20
JUNIO	1.276	905	13.569,00	4.219,00	17.788,00
JULIO	1.278	777	8.739,25	5.661,25	14.400,50
AGOSTO	1.280	887	11.386,43	4.649,47	16.035,90
SETIEMBRE	1.287	845	8.777,92	5.593,18	14.371,10
OCTUBRE	1.287	838	10.905,17	3.932,53	14.837,70
NOVIEMBRE	1.285	795	9.205,67	4.103,33	13.309,00
DICIEMBRE	1.280	886	16.056,77	5.144,08	21.200,85
TOTAL 1 S/.	15.321,00	10.311,00	128.729,83	55.273,02	184.002,85

MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE CACRA					
AÑO 2007	RECIBOS FACTURADOS	RECIBOS COBRADOS	COBRANZA		COBRANZA TOTAL S/.
			ENERGIA S/.	MEDIDOR S/.	
ENERO	165	145	1.410,90	-	1.410,90
FEBRERO	166	140	1.148,65	60,05	1.208,70
MARZO	167	140	1.095,95	60,05	1.156,00
ABRIL	167	139	1.269,05	60,05	1.329,10
MAYO	167	118	845,05	60,05	905,10
JUNIO	167	137	1.246,60	120,10	1.366,70
JULIO	168	137	1.274,30	120,10	1.394,40
AGOSTO	168	143	1.105,20	120,10	1.225,30
SETIEMBRE	169	138	1.359,00	470,10	1.829,10
OCTUBRE	171	143	1.322,30	470,10	1.792,40
NOVIEMBRE	171	135	1.185,00	120,10	1.305,10
DICIEMBRE	171	132	1.507,95	60,05	1.568,00
TOTAL 2 S/.	2.017,00	1.647,00	14.769,95	1.720,85	16.490,80

COBRANZA TOTAL EFECTUADO POR LAS MUNICIPALIDADES					
AÑO 2007	RECIBOS FACTURADOS	RECIBOS COBRADOS	COBRANZA		COBRANZA TOTAL S/.
			ENERGIA S/.	MEDIDOR S/.	
ENERO	1.430	1.047	12.739,53	4.281,37	17.020,90
FEBRERO	1.432	1.039	10.626,03	4.867,17	15.493,20
MARZO	1.437	1.075	9.863,57	4.812,33	14.675,90
ABRIL	1.439	941	12.420,37	3.910,93	16.331,30
MAYO	1.442	958	10.209,72	4.338,58	14.548,30
JUNIO	1.443	1.042	14.815,60	4.339,10	19.154,70
JULIO	1.446	914	10.013,55	5.781,35	15.794,90
AGOSTO	1.448	1.030	12.491,63	4.769,57	17.261,20
SETIEMBRE	1.456	983	10.136,92	6.063,28	16.200,20
OCTUBRE	1.458	981	12.227,47	4.402,63	16.630,10
NOVIEMBRE	1.456	930	10.390,67	4.223,43	14.614,10
DICIEMBRE	1.451	1.018	17.564,72	5.204,13	22.768,85
TOTAL S/.	17.338,00	11.958,00	143.499,78	56.993,87	200.493,65

** LOS GASTOS DE COMERCIALIZACION NO INCLUYE EL IGV S/.

Tabla N° 3.19 Recaudación de la cobranza mensual de los usuarios beneficiados con el servicio de energía eléctrica

MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE YAUYOS					
AÑO 2008	RECIBOS FACTURADOS	RECIBOS COBRADOS	COBRANZA		COBRANZA TOTAL S/.
			ENERGIA S/.	MEDIDOR S/.	
ENERO	1.284	839	12.885,91	4.503,67	17.389,58
FEBRERO	1.282	783	8.321,23	3.995,27	12.316,50
MARZO	1.278	851	8.592,05	3.994,85	12.586,90
ABRIL	1.289	931	12.744,88	4.849,22	17.594,10
MAYO	1.292	838	11.954,57	5.380,73	17.335,30
JUNIO	1.289	929	11.199,41	6.523,99	17.723,40
JULIO	1.292	906	11.607,88	4.885,82	16.493,70
AGOSTO	1.297	978	15.421,13	2.083,77	17.504,90
SETIEMBRE	1.304	897	9.508,20	5.848,77	15.356,97
OCTUBRE	1.300	979	15.409,60	3.353,74	18.763,34
NOVIEMBRE	1.298	856	13.523,18	1.870,62	15.393,80
DICIEMBRE	1.295	915	11.332,79	1.542,53	12.875,32
TOTAL 1 S/.	15.500,00	10.702,00	142.500,83	48.832,98	191.333,81
MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE CACRA					
AÑO 2008	RECIBOS FACTURADOS	RECIBOS COBRADOS	COBRANZA		COBRANZA TOTAL S/.
			ENERGIA S/.	MEDIDOR S/.	
ENERO	171	154	1.632,45	60,05	1.692,50
FEBRERO	171	132	880,90	-	880,90
MARZO	171	142	1.117,48	118,62	1.236,10
ABRIL	172	139	1.320,28	118,62	1.438,90
MAYO	172	138	1.345,88	468,62	1.814,50
JUNIO	172	126	1.509,50	-	1.509,50
JULIO	172	153	1.980,50	-	1.980,50
AGOSTO	172	144	1.531,29	-	1.531,29
SETIEMBRE	172	144	1.688,53	-	1.688,53
OCTUBRE	172	143	1.752,38	-	1.752,38
NOVIEMBRE	172	144	1.978,70	-	1.978,70
DICIEMBRE	172	130	1.287,62	-	1.287,62
TOTAL 2 S/.	2.061,00	1.689,00	18.025,51	765,91	18.791,42
COBRANZA TOTAL EFECTUADO POR LAS MUNICIPALIDADES					
AÑO 2008	RECIBOS FACTURADOS	RECIBOS COBRADOS	COBRANZA		COBRANZA TOTAL S/.
			ENERGIA S/.	MEDIDOR S/.	
ENERO	1.455	993	14.518,36	4.563,72	19.082,08
FEBRERO	1.453	915	9.202,13	3.995,27	13.197,40
MARZO	1.449	993	9.709,53	4.113,47	13.823,00
ABRIL	1.461	1.070	14.065,16	4.967,84	19.033,00
MAYO	1.464	976	13.300,45	5.849,35	19.149,80
JUNIO	1.461	1.055	12.708,91	6.523,99	19.232,90
JULIO	1.464	1.059	13.588,38	4.885,82	18.474,20
AGOSTO	1.469	1.122	16.952,42	2.083,77	19.036,19
SETIEMBRE	1.476	1.041	11.196,73	5.848,77	17.045,50
OCTUBRE	1.472	1.122	17.161,98	3.353,74	20.515,72
NOVIEMBRE	1.470	1.000	15.501,88	1.870,62	17.372,50
DICIEMBRE	1.467	1.045	12.620,41	1.542,53	14.162,94
TOTAL S/.	17.561,00	12.391,00	160.526,34	49.598,89	210.125,23

** LOS GASTOS DE COMERCIALIZACION NO INCLUYE EL IGV S/.

Tabla N° 3.20 Resumen de Facturación correspondiente al año 2006 y 2007 respectivamente

RESUMEN DE FACTURACION														
LOCALIDAD	AÑO	NUMERO CLIENTES	ENERGIA	FACTURACION DEL MES										
			ACTIVA TOTAL	CARGO S/.	ENERGIA S/.	A.P. S/.	MANT. REPOS. S/.	INTERESES S/.	OTROS S/.	SUB TOTAL S/.	FOSE S/.	TOTAL S/.	IGV S/.	TOTAL MAS IGV S/.
ENERO	2006	1,518	10,539	3,066.36	3,260.22	835.50	1,001.88	59.53	15.00	8,238.49	4,988	13,226	2,513	15,739
FEBRERO	2006	1,518	7,859	3,157.44	2,323.43	797.50	1,001.88	59.43	50.00	7,389.68	3,434	10,824	2,057	12,881
MARZO	2006	1,437	8,987	2,988.88	2,727.94	776.00	947.76	-	-	7,438.58	3,628	11,067	2,103	13,169
ABRIL	2006	1,426	11,599	2,966.08	3,577.44	794.50	941.16	32.09	60.00	8,371.27	3,834	12,205	2,319	14,524
MAYO	2006	1,426	14,233	2,950.50	4,689.30	823.50	927.30	25.68	195.00	9,611.28	235	9,847	1,871	11,718
JUNIO	2006	1,399	14,228	2,933.70	4,792.09	826.50	922.02	18.98	130.00	9,623.29	326	9,949	1,890	11,839
JULIO	2006	1,396	12,318	2,929.50	3,794.91	777.00	920.70	21.30	-	8,443.41	419	8,862	1,684	10,546
AGOSTO	2006	1,390	14,604	2,916.90	5,318.14	779.00	916.74	14.76	245.00	10,190.54	882	11,072	2,104	13,176
SEPTIEMBRE	2006	1,417	16,821	2,969.40	5,865.87	854.50	933.24	25.89	180.00	10,828.90	1,142	11,971	2,274	14,245
OCTUBRE	2006	1,424	16,046	2,977.80	5,624.76	855.00	935.88	23.68	160.00	10,577.12	1,118	11,695	2,222	13,917
NOVIEMBRE	2006	1,421	16,967	2,984.10	5,863.86	867.50	937.86	32.47	155.00	10,840.79	1,499	12,340	2,345	14,685
DECIEMBRE	2006	1,430	14,764	2,992.50	5,275.11	839.50	940.50	30.13	230.00	10,307.74	1,221	11,529	2,190	13,719
		1,430	158,964.90	35,831.16	53,113.07	9,826.00	11,326.92	343.94	1,420.00	111,861.09	22,725.25	134,586.34	25,571.41	160,157.75

RESUMEN DE FACTURACION														
LOCALIDAD	AÑO	NUMERO CLIENTES	ENERGIA	FACTURACION DEL MES										
			ACTIVA TOTAL	CARGO S/.	ENERGIA S/.	A.P. S/.	MANT. REPOS. S/.	INTERESES S/.	OTROS S/.	SUB TOTAL S/.	FOSE S/.	TOTAL S/.	IGV S/.	TOTAL MAS IGV S/.
ENERO	2007	1,430	12,082	2,998.80	4,024.42	806.50	942.48	33.11	175.00	8,980.31	1,152	10,132	1,925	12,057
FEBRERO	2007	1,432	10,601	2,994.60	3,470.17	791.50	941.16	22.72	150.00	8,370.15	2,078	10,448	1,985	12,433
MARZO	2007	1,437	11,531	3,019.41	3,855.85	798.50	944.46	26.63	130.00	8,774.85	1,997	10,772	2,047	12,819
ABRIL	2007	1,439	16,802	3,003.33	6,116.21	1,172.50	948.42	25.70	175.00	11,441.16	2,199	13,641	2,592	16,232
MAYO	2007	1,442	18,294	3,026.10	5,550.59	1,186.50	951.06	29.33	190.00	10,933.58	3,917	14,850	2,822	17,672
JUNIO	2007	1,443	14,391	3,013.50	4,166.84	1,044.00	947.10	34.26	115.00	9,320.70	3,333	12,654	2,404	15,058
JULIO	2007	1,446	17,122	3,026.10	5,343.83	1,104.50	951.06	34.81	125.00	10,585.30	3,199	13,784	2,619	16,403
AGOSTO	2007	1,448	16,006	3,094.44	4,979.24	1,086.00	882.06	37.02	-	10,078.76	2,110	12,189	2,316	14,505
SEPTIEMBRE	2007	1,456	16,918	3,109.42	5,085.79	1,184.00	1,162.40	38.45	-	10,580.06	2,517	13,097	2,488	15,585
OCTUBRE	2007	1,458	15,464	3,174.08	4,649.84	1,096.50	1,252.16	43.93	-	10,216.51	2,796	13,012	2,472	15,484
NOVIEMBRE	2007	1,456	16,379	3,188.64	4,990.91	1,202.00	1,193.92	44.81	40.00	10,660.28	3,189	13,849	2,631	16,481
DECIEMBRE	2007	1,451	18,053	3,175.50	5,768.95	1,256.00	1,232.50	47.11	50.00	11,530.06	3,189	14,719	2,797	17,515
		1,451	183,643.00	36,823.92	58,002.64	12,728.50	12,348.78	417.88	1,150.00	121,471.72	31,674.44	153,146	29,097.77	182,243.92

Tabla N° 3.21 Resumen de Facturación correspondiente al año 2008

RESUMEN DE FACTURACION														
LOCALIDAD	AÑO	NUMERO CLIENTES	ENERGIA ACTIVA TOTAL	FACTURACION DEL MES										
				CARGO S/.	ENERGIA S/.	A.P. S/.	MANT.REPOS. S/.	INTERESES S/.	OTROS S/.	SUB TOTAL S/.	FOSE S/.	TOTAL S/.	IGV S/.	TOTAL MAS IGV S/.
ENERO	2008	1,455	13,960	3,201.00	4,088.01	757.75	1,193.10	37.20	-	9,277.06	3,280	12,557	2,386	14,942
FEBRERO	2008	1,453	11,771	3,196.60	3,291.75	693.00	1,264.11	30.48	215.00	8,690.94	1,585	10,276	1,952	12,228
MARZO	2008	1,449	12,059	3,187.80	3,584.90	718.90	1,260.63	34.28	-	8,786.51	1,488	10,275	1,952	12,227
ABRIL	2008	1,461	16,421	3,249.11	5,170.10	827.75	1,238.45	37.03	20.00	10,542.44	1,675	12,218	2,321	14,539
MAYO	2008	1,464	17,731	3,280.50	5,713.74	835.45	1,253.88	34.70	295.00	11,413.27	2,741	14,155	2,689	16,844
JUNIO	2008	1,461	18,378	3,285.00	5,756.91	886.90	1,255.60	32.60	145.00	11,362.01	3,043	14,405	2,737	17,142
JULIO	2008	1,464	15,576	3,331.08	5,106.99	795.90	1,285.68	35.91	300.00	10,855.56	2,786	13,642	2,592	16,234
AGOSTO	2008	1,469	16,561	3,408.08	5,502.42	809.20	1,292.72	36.35	215.00	11,263.77	2,430	13,693	2,602	16,295
SETIEMBRE	2008	1,476	19,645	3,449.80	6,771.93	919.80	1,321.20	35.06	85.00	12,582.79	2,780	15,362	2,919	18,281
OCTUBRE	2008	1,472	19,004	3,503.36	6,731.21	883.75	1,339.52	41.23	170.00	12,669.07	2,665	15,334	2,914	18,248
NOVIEMBRE	2008	1,470	21,334	3,542.70	7,815.58	990.15	1,323.00	31.63	140.00	13,843.06	3,630	17,473	3,320	20,793
DICIEMBRE	2008	1,467	18,709	3,535.47	6,591.30	879.20	1,320.30	27.88	110.00	12,464.15	3,519	15,984	3,037	19,020
		1,467	201,149.00	40,170.50	66,124.84	9,997.75	15,348.19	414.35	1,695.00	133,750.63	31,622.74	165,373.37	31,420.94	196,794.31

Tabla N° 3.22 Gastos Efectuados por la Empresa, que corresponde al año 2008

MES	TOTAL LIQUIDACION MUNICIPALIDAD S/.	MANTENIMIENTO ESPECIAL ADINELSA S/.		REPUESTOS ALMACEN ADINELSA	SEGUROS S/.	TOTAL S/.	IGV S/.	GRAN TOTAL S/.
		CH	PSE					
ENERO	20.872,74				1.078,22	21.950,96	4.170,68	26.121,64
FEBRERO	18.984,24			160,75	974,65	20.119,64	3.822,73	23.942,37
MARZO	16.251,86				1.079,07	17.330,93	3.292,88	20.623,81
ABRIL	16.147,25				1.044,26	17.191,51	3.266,39	20.457,90
MAYO	15.094,76				1.079,07	16.173,83	3.073,03	19.246,86
JUNIO	15.091,91	19.723,53			1.044,26	35.859,70	6.813,34	42.673,04
JULIO	14.652,97				1.079,07	15.732,04	2.989,09	18.721,13
AGOSTO	17.438,70				1.079,07	18.517,77	3.518,38	22.036,15
SETIEMBRE	17.222,03				452,67	17.674,70	3.358,19	21.032,89
OCTUBRE	14.325,84				1.034,20	15.360,04	2.918,41	18.278,45
NOVIEMBRE	21.804,38				1.186,30	22.990,68	4.368,23	27.358,91
DICIEMBRE	16.832,80			4.692,82	1.228,85	22.754,47	4.323,35	27.077,82
	204.719,48	19.723,53	-	4.853,57	12.359,69	241.656,27	45.914,69	287.570,96

3.6 Tarifas

En los sistemas aislados (abastecidos por centrales no pertenecientes al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional), se considera que la demanda es abastecida con un sistema de generación adaptado a las necesidades de cada carga, teniendo en cuenta una reserva. Para tal fin, se calcula el costo que resulta de agregar las componentes de inversión y de operación y mantenimiento para abastecer cada kWh de la demanda.

Así mismo, las tarifas varían de acuerdo a las disposiciones emitidas, por GART – OSINERG, que independientemente, evalúa los costos de generación, transmisión, distribución, operación y comercialización en los que incurren las empresas concesionarias, aplicando pliegos tarifarios de aplicación obligatoria, y varían en función a la ubicación y dependencia en que se encuentre en el sistema eléctrico y se determina de acuerdo al sector típico aplicable según la ley existente y que son aplicados por la tarifa más los cargos fijos y cargos por alumbrado público (sin IGV), y son fijadas por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERG (GART – OSINERG), quien aprueba las tarifas en forma definitiva, como se muestra en la Tabla N° 3.23.

Cabe indicar que el precio que pagamos por concepto de electricidad en el recibo de luz es la suma de los costos de las tres actividades, como son costos de generación, costos de la transmisión y costos de la distribución.



Tabla N° 3.23 Se muestra el cuadro del pliego Tarifario para un sistema aislado

Mes de Aplicación :		ago-2008	
Empresa		1	
Sistema Eléctrico		Aislado B3	
Código Empresa		MUNI	
Sector Típico		3	
Sistema - Aislado (A) / Interconectado (I)		A	
PP (S./KWh-mes)		21,92	
PEPP (S./KWh)		19,83	
PEFP (S./KWh)		19,83	
MT2	a) Cargo fijo mensual	S./cliente	3,86
	b) Cargo por energía activa en horas de punta	cS./KWh	20,11
	c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta	cS./KWh	20,11
	d) Cargo por potencia activa de Generación en HP	S./KW	21,52
	e) Cargo por potencia activa de Distribución en HP	S./KW	13,95
	f) Cargo por exceso de potencia activa de Distribución en HF	S./KW	11,75
	g) Cargo por energía reactiva	cS./KVARh	3,51
MT3	a) Cargo fijo mensual	S./cliente	3,86
	b) Cargo por energía activa en horas de punta	cS./KWh	20,11
	c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta	cS./KWh	20,11
	d) Cargo por potencia activa de generación		0,00
	- Con calificación en Punta	S./KW	20,09
	- Con calificación en Fuera de Punta	S./KW	16,60
	e) Cargo por potencia por uso de las redes de distribución		0,00
- Con calificación en Punta	S./KW	14,03	
- Con calificación en Fuera de Punta	S./KW	13,43	
f) Cargo por energía reactiva	cS./KVARh	3,51	
MT4	a) Cargo fijo mensual	S./cliente	3,86
	b) Cargo por energía activa	cS./KWh	20,11
	c) Cargo por potencia activa de generación		0,00
	- Con calificación en Punta	S./KW	20,09
	- Con calificación en Fuera de Punta	S./KW	16,60
	d) Cargo por potencia por uso de las redes de distribución		0,00
	- Con calificación en Punta	S./KW	14,03
- Con calificación en Fuera de Punta	S./KW	13,43	
e) Cargo por energía reactiva	cS./KVARh	3,51	
BT2	a) Cargo fijo mensual	S./cliente	3,86
	b) Cargo por energía activa en horas de punta	cS./KWh	22,18
	c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta	cS./KWh	22,18
	d) Cargo por potencia activa de Generación en HP	S./KW	23,80
	e) Cargo por potencia activa de Distribución en HP		59,10
	f) Cargo por exceso de potencia activa de Distribución en HF	S./KW	37,56
	g) Cargo por energía reactiva	cS./KVARh	3,51
BT3	a) Cargo fijo mensual	S./cliente	3,86
	b) Cargo por energía activa en horas de punta	cS./KWh	22,18
	c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta	cS./KWh	22,18
	d) Cargo por potencia activa de generación		0,00
	- Con calificación en Punta	S./KW	20,48
	- Con calificación en Fuera de Punta	S./KW	10,81
	e) Cargo por potencia por uso de las redes de distribución		0,00
- Con calificación en Punta	S./KW	58,40	
- Con calificación en Fuera de Punta	S./KW	47,90	
f) Cargo por energía reactiva	cS./KVARh	3,51	
BT4	a) Cargo fijo mensual	S./cliente	3,86
	b) Cargo por energía activa	cS./KWh	22,18
	c) Cargo por potencia activa de generación		0,00
	- Con calificación en Punta	S./KW	20,48
	- Con calificación en Fuera de Punta	S./KW	10,81
	d) Cargo por potencia por uso de las redes de distribución		0,00
	- Con calificación en Punta	S./KW	58,40
- Con calificación en Fuera de Punta	S./KW	47,90	
e) Cargo por energía reactiva	cS./KVARh	3,51	
BT5A	a) Cargo fijo mensual	S./cliente	3,86
	b) Cargo por energía activa en horas de punta		0,00
	- Usuarios con Demanda hasta 20 kW en HP y HFP	cS./KWh	99,28
	- Usuarios con Demanda hasta 20 kW en HP y 50 kW en HF	cS./KWh	114,69
c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta	cS./KWh	22,18	
d) Cargo por exceso de potencia en HFP	S./KW	48,74	
BT5B	a) Cargo fijo mensual	S./cliente	2,32
	b) Cargo por energía activa	cS./KWh	50,22
BT5C	a) Cargo fijo mensual	S./cliente	2,32
	b) Cargo por energía activa	cS./KWh	47,88
BT6	a) Cargo fijo mensual	S./cliente	2,32
	b) Cargo por potencia	cS./KW	16,57
BT7	a) Cargo comercial del servicio prepago- con CODIGO	S./cliente	1,95
	Cargo comercial del servicio prepago- con TARJETA	S./cliente	1,95
	b) Cargo por energía activa	cS./KWh	49,30

CAPITULO IV
ANALISIS DEL PROYECTO ESPECÍFICO
PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO RURAL INTERCONECTADO – YAUYOS II
ETAPA Y LUNAHUANA III ETAPA

4.1 Mercado Eléctrico Atendido

Ubicación geográfica

El área del proyecto se encuentra ubicada en el departamento de Lima, provincia de Yauyos, entre las coordenadas 76° 00' y 75° 30' de longitud oeste y 12° 00' y 13° 00' de latitud sur.

El área del proyecto se encuentra comprendida entre la zona Noroeste de la provincia de Cañete y la zona Sur de la Provincia de Yauyos, en el departamento de Lima.

Condiciones Climatológicas

En general presenta un clima lluvioso en los meses de diciembre a marzo y sequía en el resto del año, con una temperatura media anual de 8 °C, máxima 18 °C y mínima de -5 °C, en las zonas bajas con una temperatura con una temperatura media anual de 16 °C, máxima de 25 °C y mínima 5 °C.

Relieve del terreno

El PSE Yauyos II Etapa, desde el punto de vista del relieve topográfico, la zona del proyecto es bastante accidentado con desniveles pronunciados y escasa vegetación.

La altitud del área del proyecto varía entre 1980 y 5090 msnm.

El PSE Lunahuana III Etapa, desde el punto de vista del relieve topográfico, la zona del proyecto es bastante accidentado con desniveles pronunciados y escasa vegetación.

La altitud del área del proyecto varía entre 800 y 3200 msnm.

Vías de acceso

El acceso al área de la obra desde la costa se realiza por la carretera Panamericana Sur, y existen dos vías principales de acceso a la zona de la obra una se realiza a través de la panamericana Sur hasta la localidad de Cañete, desde ahí mediante una carretera afirmada se continúa hasta la localidad de Catahuasi, la otra vía de acceso se realiza desde la

provincia de Chupaca, perteneciente al departamento de Junín, mediante una carretera afirmada hasta la localidad de Catahuasi.

Así mismo existen, algunas localidades como Cachuy, Tupe, Aysa, Vichca y Colca que no cuentan con carretera.

Actividades Económicas

Las actividades predominantes en el área del proyecto son: la agricultura, la ganadería y el comercio en pequeña escala.

La actividad comercial consiste principalmente en la venta de artículos de primera necesidad que se realiza en pequeñas bodegas o casas – tiendas.

Así mismo, la zona de la cuenca del río cañete, comprendido por las localidades de Miraflores, Vitus, Huancaya, Vella y Tanta, ha sido considerada como reserva Turística Nacional, por lo que se prevé un desarrollo turístico en estas localidades.

Localidades Beneficiadas

Las localidades beneficiadas con el PSE Lunahuana III Etapa y el PSE Yauyos – II Etapa, se muestra en la Tabla N° 4.1 y Tabla N° 4.2

Tabla N° 4.1 Muestra las localidades beneficiadas por el PSE Lunahuana III Etapa

Item	Localidades	Provincia	Suministros
1	VICHICA	Yauyos	3
2	HUAYLLAMPI	Yauyos	22
3	CHICHICAY	Yauyos	49
4	PUEBLO VIEJO - CATAHUASI	Yauyos	22
5	PIEDRA GRANDE	Yauyos	17
6	CAYPAN	Yauyos	12
7	PUEBLO NUEVO	Yauyos	47
8	PUEBLO TAMBO	Yauyos	21
9	CANCHAN	Yauyos	110
10	CACHUY	Yauyos	42
11	AIZA	Yauyos	60
12	LLANGASTAMBO	Yauyos	6
13	TUPE	Yauyos	78
14	SAN JERONIMO	Yauyos	64
15	CHAVIN	Yauyos	34
16	COLCA	Yauyos	13
17	PICAMARAN	Yauyos	27
TOTAL			627

Tabla N° 4.2 Muestra las localidades beneficiadas por el PSE Yauyos II Etapa

Item	Localidades	Provincia	Suministros
1	CONCUBAY	Yauyos	34
2	PUENTE PUTINZA	Yauyos	16
3	PUTINZA	Yauyos	164
4	CAPILLUCAS	Yauyos	51
5	CASINTA	Yauyos	68
6	BELLAVISTA	Yauyos	32
7	VICHICA	Yauyos	13
8	PISACHA	Yauyos	21
9	OYUNCO	Yauyos	78
10	PAMPAS	Yauyos	96
11	QUIRIMAN	Yauyos	50
12	AUCAMPI	Yauyos	103
13	ALLAUCA	Yauyos	110
14	LANCA	Yauyos	07
15	LANGAICO	Yauyos	06
16	ATCAS	Yauyos	85
17	HUANTAN	Yauyos	228
18	PUENTE HUANTAN	Yauyos	07
19	PUENTE AUCO	Yauyos	46
20	AQUICHA	Yauyos	97
21	ACHIN	Yauyos	22
22	HUAMUCHACA	Yauyos	04
23	YAUYOS	Yauyos	468
24	MAGDALENA DEL RIO	Yauyos	38
25	QUISQUE	Yauyos	74
26	CUSI	Yauyos	122
27	LORO HUAYO	Yauyos	18
28	AYRAMPITO	Yauyos	07
29	PAMPACA	Yauyos	29
30	SAN FRANCISCO DE	Yauyos	141
31	QUIURIN	Yauyos	17
32	PAMPUCRO	Yauyos	24
33	SAÑIN	Yauyos	17
34	CALACHOTA	Yauyos	25
TOTAL			2318

4.2 Características técnicas

El punto de alimentación para el PSE Yauyos II Etapa y el PSE Lunahuana II Etapa, es la subestación de Chumpe propiedad de Electrocentro S.A. que en la actualidad tiene una salida para una subestación elevadora de 500 KVA y relación de transformación 12/22.9 KV. El lado de 12 KV, se complemento con equipos de seccionamiento y el lado de 22.9

KV, se implemento un pórtico de salida con equipos de seccionamiento, protección y servicios auxiliares.

En tal sentido, las tensiones serán las siguientes:

- Circuitos troncales : 22.9 KV
- Ramales monofásicos : 13.2 KV

Líneas Primarias

Tensión nominal : 22,9/13,2 KV

Sistema : Trifásico, Bifásico y Monofásico un hilo con neutro corrido multiaterrado y 3 fases con neutro aislado para operar en 22.9 KV

Conductor fase : Aleación Aluminio. Tipo AAAC, desnudo 25, 35 y 70 mm²

Long. Total de línea : 141.12 Km. (Tramos principales y derivaciones):

✓ PSE Yauyos II Etapa: 141.12 Km.

✓ Lunahuana III Etapa : 69.96 Km.

Estructuras : Postes de madera tratada de 12 m de longitud, clases 6 y 5.

Se instalaron 3 reclosers trifásicos, el primero ubicado en la E-001 de la troncal Chumpe – Chichicay (Tramo Variante Chumpe – Laraos – Huantan), el cual se alimenta de la S.E. Chumpe, el segundo en la E-152 de la troncal (Sector Huamachuca) alimentado de una SE monofásica de 5 KVA instalada en otro poste de la misma estructura y el tercero en la E-266 alimentado de la localidad de Calachota.

En la Tabla N° 4.3 Muestra la relación de líneas primarias proyectadas del PSE Lunahuana III Etapa y en la Tabla N° 4.4 se muestra la relación de las líneas primarias proyectadas del PSE Yauyos II Etapa.

Tabla N° 4.3 Líneas primarias proyectadas del PSE Lunahuana III Etapa

Item	Tramo de la línea primaria	Seccion conductor mm ²	Nivel de tension KV	Sistema	Longitud KM
1	Romani - Zuñiga - Catahuasi	3 - 1x70	22,9	3Ø	18,23
		3 - 1x35	22,9	3Ø	7,35
2	Derivacion: Zuñiga - Picamaran	2 - 1x25	22,9	2Ø	10,83
3	Derivacion: Catahuasi - Ayza - Tupe	2 - 1x25	22,9	2Ø	11,25
4	Catahuasi - Chavin - Chichicay	3 - 1x25	22,9	3Ø	14,24
5	Derivacion: Canchan - Cachuy	2 - 1x25	22,9	2Ø	6,93
6	Derivacion: Colca	2 - 1x25	22,9	2Ø	1,14
TOTAL					69,965

Tabla N° 4.4 Líneas primarias proyectadas del PSE Lunahuana III Etapa

Item	Tramo de la línea primaria	Seccion conductor mm2	Nivel de tension KV	Sistema	Longitud KM
1	Derivacion Carcania - Derivacion Huantan	3 - 1x70 + 1x35	22.9 /13.2	3Ø	12,18
2	Derivacion Huantan - Derivacion Pampas	3 - 1x70 + 1x35	22.9 /13.2	3Ø	26,57
3	Derivacion Pampas - Calachota	3 - 1x35 + 1x16	22.9 /13.2	3Ø	5,8
4	Carcania - Capillucas a derivacion Casinta	3 - 1x35 + 1x16	22.9 /13.2	3Ø	1,05
5	Derivacion a Yauyos	3 - 1x16	22,9	3Ø	2,45
6	Derivacion Casinata - Oyunco	2 - 1x35 + 1x16	22.9 /13.2	2Ø	4,19
7	Calachota - Aucampi	2 - 1x35 + 1x16	22.9 /13.2	2Ø	7,91
8	Calachota - Derivacion Putinza	2 - 1x35 + 1x16	22.9 /13.2	2Ø	5,04
9	Oyunco - Pampas	1x35 + 1x16	13,2	1Ø	4,18
10	Puente Putinza - Capillucas	1x35 + 1x16	13,2	1Ø	4,55
11	Aucampi - Allauca	1x35 + 1x16	13,2	1Ø	0,75
12	Puente Huantan - Huantan	1x16 + 1x16	13,2	1Ø	7,22
13	Puente Huantan - Aquicha	1x16 + 1x16	13,2	1Ø	6,29
14	Derivacion Achin	1x16 + 1x16	13,2	1Ø	1,63
15	Derivacion a Huamachaca	1x16 + 1x16	13,2	1Ø	0,20
16	Derivacion a Magdalena	1x16 + 1x16	13,2	1Ø	0,33
17	Derivacion a Quisque	1x16 + 1x16	13,2	1Ø	2,89
18	Derivacion a Loro Huayo	1x16 + 1x16	13,2	1Ø	0,23
19	Derivacion a Puente Auco	1x16 + 1x16	13,2	1Ø	0,17
20	Derivacion a San Francisco Auco	1x16 + 1x16	13,2	1Ø	0,69
21	Derivacion a Concubay	1x16 + 1x16	13,2	1Ø	1,13
22	Derivacion a San Juan Vichica	1x16 + 1x16	13,2	1Ø	0,88
23	Derivacion a Cusi	1x16 + 1x16	13,2	1Ø	1,86
24	Derivacion a Putinza	1x16 + 1x16	13,2	1Ø	0,99
25	Derivacion a Casinta	1x16 + 1x16	13,2	1Ø	0,24
26	Casinata - Bellavista	1x16 + 1x16	13,2	1Ø	2,82
27	Derivacion Pompucro	1x16 + 1x16	13,2	1Ø	0,89
28	Derivacion a Sañin	1x16 + 1x16	13,2	1Ø	0,26
29	Derivacion a Pisacha	1x16 + 1x16	13,2	1Ø	0,45
30	Santa Rosa de Tinco - derivacion Lanca	1x16 + 1x16	13,2	1Ø	18,52
31	Derivacion Lanca - Langayco	1x16 + 1x16	13,2	1Ø	9,07
32	Derivacion Lanca	1x16 + 1x16	13,2	1Ø	0,64
33	Lagayco- Atcos	1x16 + 1x16	13,2	1Ø	9,05
TOTAL					141,12

Redes Primarias

Se ha previsto de redes primarias del tipo aéreo trifásicas y monofásicas en 22.9 / 13.2 KV, con conductor de Aleación de Aluminio desnudo, cableado de 16 mm² de sección. Así mismo, se han proyectado subestaciones de distribución monofásicas, según la magnitud de carga de cada localidad.

La potencia de cada subestación y la relación de los transformadores del PSE Yauyos II Etapa y Lunahuana III Etapa, se muestran en el siguiente la Tabla N° 4.5 y la Tabla N° 4.6

Tabla N° 4.5 Relación de los transformadores en el PSE Yauyos II Etapa

Item	Localidades	N° Subestaciones	Potencia del Transformador KVA	Relacion de Transformacion KV	N° Fases
1	CONCUBAY	1	10	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
2	PUENTE PUTINZA	1	05	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
3	PUTINZA	2	25	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
			25	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
4	CAPILLUCAS	1	15	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
5	CASINTA	1	25	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
6	BELLAVISTA	1	15	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
7	VICHICA	1	05	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
8	PISACHA	1	05	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
9	OYUNCO	1	15	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
10	PAMPAS	2	10	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
			25	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
11	QUIRIMAN	4	05	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
			05	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
			05	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
			05	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
12	AUCAMPI	2	15	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
			25	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
13	ALLAUCA	2	25	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
			25	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
14	LANCA	1	15	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
15	LANGAICO	1	25	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
16	ATCAS	1	25	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
17	HUANTAN	3	25	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
			25	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
			25	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
18	PUENTE HUANTAN	1	10	13.2 / 0.46 - 0.24	1Ø
19	PUENTE AUOCO	1	15	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
20	AQUICHA	2	25	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
			25	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
21	ACHIN	1	15	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
22	HUAMUCHACA	2	05	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
23	YAUYOS	5	10	13.2 / 0.46 - 0.23	3Ø
			40	13.2 / 0.46 - 0.23	3Ø
			40	13.2 / 0.46 - 0.23	3Ø
			40	13.2 / 0.46 - 0.23	3Ø
			40	13.2 / 0.46 - 0.23	3Ø
24	MAGDALENA DEL RIO	2	15	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
			05	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
25	QUISQUE	2	25	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
			25	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
26	CUSI	1	15	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
			25	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
27	LORO HUAYO	2	05	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
			05	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
28	AYRAMPITO	1	05	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
29	PAMPACA	1	05	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
30	SAN FRANCISCO DE AUOCO	2	25	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
			25	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
31	QUIURIN	1	05	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
32	PAMPUCRO	2	05	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
			05	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
33	SAÑIN	1	10	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
34	CALACHOTA	1	10	13.2 / 0.46 - 0.23	1Ø
TOTAL		54			

Tabla N° 4.6 Relación de los transformadores en el PSE Lunahuana III Etapa

Item	Localidades	N° Subestaciones	Potencia del Transformador KVA	Relacion de Transformacion KV	N° Fases
1	PICARAMAN	1	15	22.9 / 0.46 - 0.23	2Ø
2	PUEBLO NUEVO	1	15	22.9 / 0.46 - 0.23	2Ø
3	PIEDRA GRANDE	1	5	22.9 / 0.46 - 0.23	2Ø
4	LLANGASTAMBO	1	5	22.9 / 0.46 - 0.23	2Ø
5	SAN JERONIMO	1	25	22.9 / 0.46 - 0.23	2Ø
6	HUAYLLAMPI	1	10	22.9 / 0.46 - 0.23	2Ø
7	CAYPAN	1	10	22.9 / 0.46 - 0.23	2Ø
8	CANCHAN	1	25	22.9 / 0.46 - 0.23	2Ø
9	CHAVIN	1	15	22.9 / 0.46 - 0.23	2Ø
10	CACHUY	1	15	22.9 / 0.46 - 0.23	2Ø
11	CHICHICAY	2	10	22.9 / 0.46 - 0.23	2Ø
			5	22.9 / 0.46 - 0.23	2Ø
12	AIZA	1	25	22.9 / 0.46 - 0.23	2Ø
13	COLCA	1	10	22.9 / 0.46 - 0.23	2Ø
14	TUPE	2	15	22.9 / 0.46 - 0.23	2Ø
			25	22.9 / 0.46 - 0.23	2Ø
15	PUEBLO VIEJO - CATAHUASI	1	10	22.9 / 0.46 - 0.23	2Ø
16	PUEBLO TAMBO	1	5	22.9 / 0.46 - 0.23	2Ø
17	VICHCA	1	5	22.9 / 0.46 - 0.23	2Ø
TOTAL		19			

Redes Secundarias

- Tensión entre fases : 440/220 Sistema Monofásico
- Sistema : Monofásico fase – fase y Monofásico fase – tierra un hilo (MRT)
- Conductor : Autoportante de Aluminio de variadas dimensiones.
- Postes : Postes de madera 8m / clase 7 / Grupo – D.
- Conexiones Domiciliarias : Cable concéntrico con conductor de cobre-

Energía comprada y distribuida al PSE Yauyos II Etapa y Lunahuana III Etapa.

El abastecimiento de la energía eléctrica para el Pequeño Sistema Eléctrico Yauyos II Etapa y Lunahuana III Etapa, es alimentado por Electrocentro S.A. a través de un transformador de potencia como se muestra en la Tabla N° 4.7, así como en la Tabla N° 4.8, muestra el consumo promedio mensual de los clientes del Pequeño Sistema Eléctrico de Yauyos II Etapa y Pequeño Sistema Eléctrico Lunahuana III Etapa.

4.3 Financiamiento

PSE Yauyos II Etapa

Las obras de electrificación en la zona rural del PSE Yauyos II Etapa, ha sido financiado con recursos del Tesoro Publico a través de la Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas, y cuyo valor en los asciende a Ocho Millones Doscientos

Veintiocho Mil Setecientos Veintiocho y 94/100 Nuevos Soles (S/. 8 228 728, 94), valor ajustado al 31 de diciembre del 2003.

PSE Lunahuana III Etapa

Las obras de electrificación en la zona rural del PSE Lunahuana III Etapa, ha sido financiado con recursos del Tesoro Publico a través de la Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas, y cuyo valor en los asciende a Cuatro Millones Tres Mil Quinientos Cincuenta y Uno y 80/100 Nuevos Soles (S/. 4 003 551, 80), valor ajustado al 31 de diciembre del 2003.

Tabla N° 4.7, se muestra el despacho de energía al PSE Yauyos II Etapa y PSE Lunahuana III Etapa, correspondiente al año 2007 y año 2008.

AÑO 2007	ENERGIA DESPACHADA KWH	ENERGIA DISTRIBUIDA KWH	AÑO 2008	ENERGIA DESPACHADA KWH	ENERGIA DISTRIBUIDA KWH
Enero	59.346,00	38.245,00	Enero	68.950,20	52.558,56
Febrero	54.982,00	37.167,00	Febrero	64.501,80	48.402,56
Marzo	63.972,00	43.030,00	Marzo	68.950,00	52.459,06
Abril	55.386,00	45.977,13	Abril	74.181,30	56.191,72
Mayo	71.838,00	43.684,56	Mayo	68.950,20	52.576,72
Junio	72.365,00	40.987,00	Junio	66.726,00	51.476,72
Julio	73.206,00	54.522,22	Julio	82.804,57	60.566,72
Agosto	72.090,00	51.484,61	Agosto	87.428,07	63.126,72
Septiembre	75.246,00	53.842,23	Septiembre	85.116,32	63.602,72
Octubre	78.214,00	52.198,89	Octubre	85.116,32	62.937,72
Noviembre	80.101,00	59.871,14	Noviembre	85.116,32	64.998,72
Diciembre	83.129,00	62.130,45	Diciembre	85.831,10	65.820,72

Tabla N° 4.8, Consumo promedio mensual de los clientes del Pequeño Sistema Eléctrico de Yauyos II Etapa y Pequeño Sistema Eléctrico Lunahuana III Etapa.

AÑO 2007	ENERGIA FACTURADA KWH	NUMERO SE USUARIOS	CONSUMO PROMEDIO MENSUAL KWH	AÑO 2008	ENERGIA FACTURADA KWH	NUMERO SE USUARIOS	CONSUMO PROMEDIO MENSUAL KWH
Enero	38.261	2.810	13,62	Enero	47.880,00	2.789	17,17
Febrero	37.185	2.824	13,17	Febrero	46.141,00	2.797	16,50
Marzo	43.130	2.825	15,27	Marzo	47.539,00	2.803	16,96
Abril	40.210	2.831	14,20	Abril	53.565,00	2.806	19,09
Mayo	53.192	2.828	18,81	Mayo	57.808,00	2.817	20,52
Junio	52.144	2.835	18,39	Junio	56.317,00	2.817	19,99
Julio	50.688	2.840	17,85	Julio	58.018,00	2.817	20,60
Agosto	54.443	2.845	19,14	Agosto	61.558,00	2.841	21,67
Septiembre	48.671	2.843	17,12	Septiembre	61.095,00	2.851	21,43
Octubre	13.649	2.839	4,81	Octubre	59.980,00	2.856	21,00
Noviembre	36.605	2.837	12,90	Noviembre	60.770,00	2.867	21,20
Diciembre	46.593	2.831	16,46	Diciembre	59.983,00	2.873	20,88

4.4. Costo directo de Operación y Mantenimiento y Comercialización

Así como en el Sistema Aislado anteriormente mencionado, ADINELSA también ha encargado la operación, mantenimiento y administración a través del Convenio N° 004 – 2003, del PSE Yauyos II Etapa – Lunahuana III Etapa, donde ADINELSA, reconoce a la Municipalidad Provincial de Yauyos, los costos de operación, mantenimiento y comercialización, el mismo que se sustenta a través de una liquidación técnica y liquidación comercial mensual, aprobada por la Gerencia Técnica y Gerencia de Comercialización de ADINELSA, respectivamente.

También se reconoce un pago mensual por concepto de supervisión de la operación del PSE Yauyos II Etapa – Lunahuana III Etapa, que es de 5% del pago total que corresponde al pago total del personal de la operación, así como el servicio de movilidad de S/. 4520.00 mensuales, el cual incluye alquiler de combustible, pago a chofer, seguro vehicular y seguro SOAT).

Los costos de operación, corresponde al pago del personal técnico que opera el PSE Yauyos II Etapa – Lunahuana III Etapa.

Los costos de mantenimiento, corresponden a los gastos efectuados por la Municipalidad Provincial de Yauyos en los mantenimientos correctivos y preventivos que se realizan, los mismos que incluyen compra de materiales, repuestos entre otros trabajos que se efectúan en forma directa.

La variación de los costos de operación (contratación de un personal técnico), se debió a la responsabilidad de cumplir con los horarios de trabajo del personal técnico de acuerdo al reglamento de seguridad e higiene, así como la implementación de equipos de seguridad y los trabajos de mantenimientos preventivo y correctivo, que se efectúan por el operador del Sistema Eléctrico Yauyos – Lunahuana, a través de la Municipalidad Provincial de Yauyos.

En la siguiente Figura N° 4.1, como en el sistema aislado analizado en el capítulo anterior, de la misma manera también se efectúa el proceso para un sistema interconectado, por lo que se muestra el proceso de Facturación, donde la municipalidad emite los recibos a los usuarios (clientes), el consumo de energía eléctrica. Así mismo ADINELSA emite la factura a la municipalidad por el monto total de los recibos mensuales por consumo de energía eléctrica. Los proveedores le emiten los comprobantes a la municipalidades por lo bienes y servicio utilizados por compra de energía, recibos por servicios profesionales (ingeniería), otros (materiales, movilidad, combustible, etc.), donde finalmente la

municipalidad emite una factura ha ADINELSA, para los costos y gastos de comercialización, operación y mantenimiento.

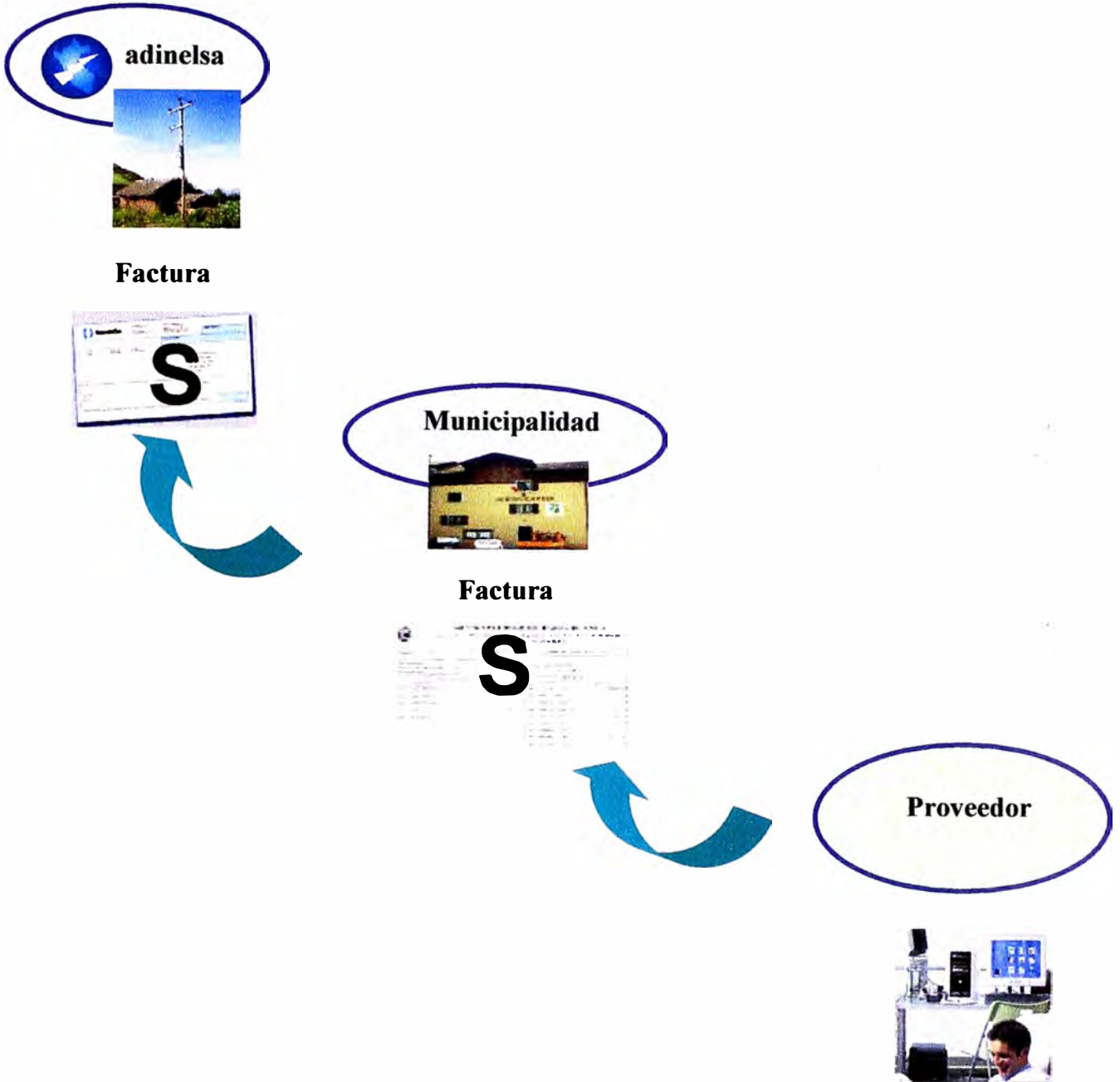


Figura N° 3.1 Proceso administrativo de la Operación y Mantenimiento.

En la Tabla N° 4.9, Tabla N° 4.10 y Tabla N° 4.11, se muestra los gastos de operación y mantenimiento del PSE Yauyos II Etapa - Lunahuana III Etapa que efectúa la Municipalidad con ADINELSA.

Tabla N° 4.9 Costos de Operación y Mantenimiento del PSE Yauyos II Etapa y Lunahuana III Etapa

AÑO 2006	CAMIONETA		PAGO DE PERSONAL (OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO)			GASTOS DE MANTENIMIENTO (TECNICA)						SUPERVISION DE LA OPERACIÓN	GASTO COMERCIA L	TOTAL DE GASTOS MENSUAL S/.
	ALQUILER	COMBUSTIBLE	SUPERVISOR	CH	PSE	SEGURO PERSONAL	COMBUSTIBLE ADICIONAL	LINEA Y RED PRIMARIA	RED SECUNDARIA	GT	CH			
ENERO	3.220,64	584,87	2.500,00	-	3.000,00	-	292,44	702,70	24,00	-	-	275,00	1.081,85	11.681,50
FEBRERO	3.220,64	584,87	2.500,00	-	3.000,00	-	594,96	1.036,97	536,86	-	-	275,00	1.562,82	13.312,12
MARZO	3.220,64	584,87	2.500,00	-	3.000,00	-	221,85	1.023,30	672,04	-	-	275,00	2.391,34	13.889,04
ABRIL	2.692,33	588,24	2.500,00	-	3.000,00	-	199,58	767,25	1.048,81	-	-	275,00	630,80	11.702,01
MAYO	3.210,08	588,24	2.500,00	-	3.000,00	-	871,85	1.697,30	668,06	-	-	275,00	111,80	12.922,33
JUNIO	2.899,43	588,00	2.500,00	-	3.000,00	-	798,31	4.038,49	1.284,10	-	-	275,00	89,50	15.472,83
JULIO	3.210,08	588,00	2.500,00	-	3.000,00	-	441,17	814,30	559,40	-	-	275,00	132,30	11.520,25
AGOSTO	3.210,08	588,00	2.500,00	-	3.000,00	-	346,63	1.713,05	275,76	-	-	275,00	729,86	12.638,38
SEPTIEMB	2.692,33	588,00	2.500,00	-	3.000,00	-	199,57	1.091,54	442,50	-	-	275,00	208,90	10.997,84
OCTUBRE	3.210,08	588,00	2.500,00	-	3.000,00	-	672,26	3.911,01	28,00	-	-	275,00	886,32	15.070,67
NOVIEMBR	3.210,08	588,00	2.500,00	-	3.000,00	-	567,22	1.830,00	-	-	-	275,00	92,50	12.062,80
DICIEMBR	3.210,08	588,00	2.500,00	-	3.000,00	-	735,29	1.939,09	149,57	-	-	275,00	164,91	12.561,94
TOTAL S/.	37.206,50	7.047,09	30.000,00	0,00	36.000,00	0,00	5.941,13	20.565,00	5.689,10	0,00	0,00	3.300,00	8.082,90	153.831,72

** EN LOS GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO MENSUAL NO ESTA INCLUIDO EL IG V

** EL PAGO DEL SEGURO CONTRA ACCIDENTE PERSONAL ES ANUAL

N° DE PERSONALES QUE LABORA EN EL PSE YAUYOS II ETAPA - LUNAHUANA III ETAPA	
SUPERVISOR DEL PSE YAUYOS II ETAPA - LUNAHUANA III	01
PERSONAL TECNICO DEL PSE YAUYOS II ETAPA - LUNAHUANA	03

DISTRIBUCION DE LOS PAGOS DEL PERSONAL	
PSE YAUYOS II ETAPA - LUNAHUANA III ETAPA	
PAGO S/.	
TECNICO 01	1000,00
TECNICO 02	1000,00
TECNICO 03	1000,00

Tabla N° 4.10 Costos de Operación y Mantenimiento del PSE Yauyos II Etapa y Lunahuana III Etapa

AÑO 2007	CAMIONETA		PAGO DE PERSONAL (OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO)			GASTOS DE MANTENIMIENTO (TECNICA)						SUPERVISION DE LA OPERACIÓN	TOTAL DE GASTOS MENSUAL S/.
	ALQUILER	COMBUSTIBLE	SUPERVISOR	CH	PSE	SEGURO PERSONA	COMBUSTIBLE	LINEA Y RED	RED SECUNDA	GT	CH		
ENERO	3.210,08	588,00	2.500,00	-	3.000,00	1.410,62	63,02	2.403,10	-	-	-	275,00	13.449,82
FEBRERO	3.210,08	588,24	-	-	3.000,00	314,97	390,63	1.268,38	339,92	-	-	275,00	9.387,22
MARZO	1.819,07	588,24	-	-	3.000,00	-	598,00	2.598,35	24,50	-	-	150,00	8.778,16
ABRIL	2.568,07	588,24	-	-	2.700,00	-	63,00	920,30	547,59	-	-	150,00	7.537,20
MAYO	3.210,08	588,24	-	-	3.000,00	-	132,68	1.080,48	92,16	-	-	135,00	8.238,64
JUNIO	3.210,08	588,24	-	-	2.000,00	-	285,67	293,00	195,00	-	-	150,00	6.721,99
JULIO	3.210,08	588,24	-	-	4.000,00	-	241,98	1.218,50	836,71	-	-	100,00	10.195,51
AGOSTO	3.210,08	588,04	3.000,00	-	3.000,00	-	209,12	384,70	20,00	-	-	425,00	10.836,94
SEPTIEMBRE	3.210,08	588,47	3.000,00	-	3.000,00	-	285,67	309,00	71,02	5.782,70	80,00	425,00	16.751,94
OCTUBRE	3.210,08	588,47	3.000,00	-	3.000,00	-	759,43	5.443,25	472,08	3.162,61	833,00	425,00	20.893,92
NOVIEMBRE	3.210,08	588,47	3.000,00	-	3.000,00	-	580,40	5.121,10	-	-	85,00	425,00	16.010,05
DICIEMBRE	3.210,08	584,22	3.000,00	500,00	3.096,77	-	769,86	2.991,14	13,00	-	407,00	300,00	14.872,07
TOTAL S/.	36.487,98	7.055,11	17.500,00	500,00	35.796,77	1.725,59	4.379,46	24.031,30	2.611,98		1.405,00	3.235,00	143.673,50

** EN LOS GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO MENSUAL NO ESTA INCLUIDO EL IGV

** EL PAGO DEL SEGURO CONTRA ACCIDENTE PERSONAL ES ANUAL

N° DE PERSONALES QUE LABORA EN EL PSE YAUYOS II ETAPA - LUNAHUANA III ETAPA	
SUPERVISOR DEL PSE YAUYOS II ETAPA - LUNAHUANA III ETAPA	01
PERSONAL TECNICO DEL PSE YAUYOS II ETAPA - LUNAHUANA III ETAPA	03

DISTRIBUCION DE LOS PAGOS DEL PERSONAL	
PSE YAUYOS II ETAPA - LUNAHUANA III ETAPA	
PAGO S/.	
TECNICO 01	1000,00
TECNICO 02	1000,00
TECNICO 03	1000,00

Tabla N° 4.11 Costos de Operación y Mantenimiento del PSE Yauyos II Etapa y Lunahuana III Etapa

AÑO 2008	CAMIONETA		PAGO DE PERSONAL (OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO)			GASTOS DE MANTENIMIENTO (TECNICA)						SUPERVISION DE LA OPERACIÓN	TOTAL DE GASTOS MENSUAL S/.
	ALQUILER	COMBUSTIBLE	SUPERVISOR	CH	PSE	SEGURO PERSONAL	COMBUSTIBLE ADICIONAL	LINEA Y RED PRIMARIA	RED SECUNDARIA	GT	CH		
ENERO	3.210,08	584,22	3.000,00	500,00	3.000,00	1.854,00	343,98	569,62	280,68	170,00	272,50	325,00	14.110,08
FEBRERO	3.210,08	584,22	3.000,00	500,00	3.000,00	-	551,46	929,60	196,46	0,00	0,00	325,00	12.296,82
MARZO	3.210,08	584,22	3.000,00	550,00	3.000,00	-	540,54	9.980,18	453,00	600,60	40,50	327,50	22.286,62
ABRIL	3.210,08	584,45	3.000,00	550,00	3.000,00	-	453,18	642,05	491,06	78,00	0,00	327,50	12.336,32
MAYO	3.210,08	584,22	3.000,00	550,00	3.000,00	-	518,70	1.953,86	652,06	0,00	226,24	327,50	14.022,66
JUNIO	3.210,08	584,01	3.000,00	550,00	3.000,00	-	549,99	1.586,66	123,00	0,00	574,20	327,50	13.505,44
JULIO	3.210,08	584,01	3.000,00	550,00	3.000,00	-	515,97	1.930,94	182,66	0,00	0,00	327,50	13.301,16
AGOSTO	3.210,08	584,53	3.000,00	0,00	3.000,00	-	1.084,90	3.869,00	4.405,90	1.134,00	0,00	300,00	20.588,41
SEPTIEMB	3.210,08	584,53	3.000,00	1.100,00	3.000,00	-	652,05	8.415,10	243,56	0,00	0,00	355,00	20.560,32
OCTUBRE	3.210,08	584,53	3.000,00	550,00	3.000,00	-	912,87	954,01	607,28	146,50	179,40	327,50	13.472,17
NOVIEMBR	3.210,08	584,53	3.000,00	550,00	3.000,00	-	357,21	4.382,60	1.225,46	0,00	70,00	327,50	16.707,38
DICIEMBR	3.210,08	584,22	3.000,00	550,00	3.000,00	-	0,00	981,48	97,00	229,00	0,00	327,50	11.979,28
TOTAL S/.	38.521,01	7.011,69	36.000,00	6.500,00	36.000,00	1.854,00	6.480,85	36.195,10	8.958,12	2.358,10	1.362,84	3.925,00	185.166,71

** EN LOS GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO MENSUAL NO ESTA INCLUIDO EL IGV

** EL PAGO DEL SEGURO CONTRA ACCIDENTE PERSONAL ES ANUAL

N° DE PERSONALES QUE LABORA EN EL PSE YAUYOS II ETAPA - LUNAHUANA III ETAPA	
SUPERVISOR DEL PSE YAUYOS II ETAPA - LUNAHUANA III ETAPA	01
PERSONAL TECNICO DEL PSE YAUYOS II ETAPA - LUNAHUANA III ETAPA	03

DISTRIBUCION DE LOS PAGOS DEL PERSONAL	
PSE YAUYOS II ETAPA - LUNAHUANA III ETAPA	
PAGO S/.	
TECNICO 01	1000,00
TECNICO 02	1000,00
TECNICO 03	1000,00

Comercialización

A la fecha ADINELSA tiene suscrito 01 convenio de Administración N° 004 – 2003, entre ADINELSA y la Municipalidad Provincial de Yauyos; en el que ADINELSA encarga la comercialización de la energía eléctrica de las localidades del PSE Yauyos II Etapa – Lunahuana III Etapa, de los diferentes distritos de la Provincia de Yauyos.

Cabe indicar que la Municipalidad Provincial de Yauyos se encargan de efectuar las labores de lectura, reparto y cobranza de los recibos por consumo de energía eléctrica de los usuarios bajo su jurisdicción y el monto recaudado es depositado a la cuenta corriente de la Municipalidad Provincial de Yauyos, la comisión de la cobranza de cada recibo, se detalla en la siguiente Tabla N° 4.12.

Tabla N° 4.12 Distribución del porcentaje por cada recibo cobrado

% de recibos cobrados respecto al numero de recibos emitidos	S/. Por cada recibo cobrado
Hasta 80%	0,30
81% - 85%	0,35
86% - 90%	0,40
91 % - 95%	0,50
96% - 100%	0,60

Los gastos por comercialización por la Municipalidad Provincial de Yauyos, que administra al PSE Yauyos II Etapa y PSE Lunahuana III Etapa; la empresa reconoce a la Municipalidad Provincial de Yauyos, en cada proceso de facturación, la siguiente comisión por lectura, reparto, cobranza de los recibos emitidos y reconexión, como se detalla a continuación:

- Comisión por lectura de cada medidor : S/. 0.25
- Comisión por reparto de cada recibo : S/. 0.20
- Reconexión : S/. 5.00
- Movilidad S/.150.00
- Gastos Administrativos S/. 400.00

Y la comisión de la cobranza por cada recibo, se da de acuerdo al porcentaje de recibos cobrados, donde el costo varia de acuerdo al convenio firmado por la Municipalidad Provincial de Yauyos (Convenio de Administración N° 004 – 2003)

Tabla N° 4.13 Gasto Total efectuado por la Municipalidad Provincial de Yauyos, por los servicios de Comercialización.

SERVICIOS DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y COMERCIALIZACION																				
AÑO 2006	LECTURA DE MEDIDOR			REPARTO DE RECIBOS			COBRANZA			CORTE Y RECONEXION			MOVILIDAD	MOVILIDAD GESTION COMERCIAL	GASTOS ADMINISTRATIVOS	COMPRA DE ENERGIA DE ELECTROCENTRO	COMPRA DE ENERGIA DE EDECAÑETE	GASTOS DE OPERACIÓN COMERCIAL	TOTAL S/.	
	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	S/.							
ENERO	2.726	0,25	681,50	2.726	0,20	545,20	2.156	0,30	646,80	125	5,00	625,00	-	200,00	-	13.918,24	536,55	-	17.153,29	
FEBRERO	2.707	0,25	676,75	2.707	0,20	541,40	2.128	0,30	638,40	125	5,00	625,00	-	250,00	-	14.932,69	500,17	-	18.164,41	
MARZO	2.706	0,25	676,50	2.706	0,20	541,20	2.148	0,30	644,40	129	5,00	645,00	-	250,00	-	15.429,50	528,24	-	18.714,84	
ABRIL	2.710	0,25	677,50	2.710	0,20	542,00	2.228	0,30	668,40	126	5,00	630,00	-	250,00	400,00	16.658,24	478,15	-	20.304,29	
MAYO	2.720	0,25	680,00	2.720	0,20	544,00	2.144	0,30	643,20	139	5,00	695,00	-	250,00	400,00	14.605,04	505,46	-	18.322,70	
JUNIO	2.738	0,25	684,50	2.738	0,20	547,60	2.148	0,30	644,40	124	5,00	620,00	-	250,00	400,00	13.692,94	485,13	-	17.324,57	
JULIO	2.744	0,25	686,00	2.744	0,20	548,80	2.178	0,30	653,40	121	5,00	605,00	-	250,00	400,00	14.971,93	511,51	-	18.626,64	
AGOSTO	2.769	0,25	692,25	2.769	0,20	553,80	2.228	0,30	668,40	116	5,00	580,00	-	250,00	400,00	14.804,54	504,45	-	18.453,44	
SEPTIEMBRE	2.784	0,25	696,00	2.784	0,20	556,80	2.190	0,30	657,00	129	5,00	645,00	-	250,00	400,00	13.566,81	488,66	-	17.260,27	
OCTUBRE	2.789	0,25	697,25	2.789	0,20	557,80	2.253	0,30	675,90	135	5,00	675,00	-	250,00	400,00	14.211,76	496,05	-	17.963,76	
NOVIEMBRE	2.797	0,25	699,25	2.797	0,20	559,40	2.150	0,30	645,00	106	5,00	530,00	-	250,00	400,00	15.596,64	546,22	-	19.226,51	
DICIEMBRE	2.804	0,25	701,00	2.804	0,20	560,80	2.150	0,30	645,00	124	5,00	620,00	-	250,00	400,00	13.561,34	309,08	-	17.047,22	
TOTAL S/.			8.248,50			6.598,80			7.830,30			7.495,00							-	218.561,94

SERVICIOS DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y COMERCIALIZACION																				
AÑO 2007	LECTURA DE MEDIDOR			REPARTO DE RECIBOS			COBRANZA			CORTE Y RECONEXION			MOVILIDAD	MOVILIDAD GESTION COMERCIAL	GASTOS ADMINISTRATIVOS	COMPRA DE ENERGIA DE ELECTROCENTRO	COMPRA DE ENERGIA DE EDECAÑETE	GASTOS DE OPERACIÓN COMERCIAL	TOTAL S/.	
	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	S/.							
ENERO	2.809	0,25	702,25	2.809	0,20	561,80	2.168	0,30	650,40	128	5,00	640,00	-	250,00	400,00	13.375,80	-	813,05	17.393,30	
FEBRERO	2.823	0,25	705,75	2.823	0,20	564,60	2.207	0,30	662,10	150	5,00	750,00	-	250,00	400,00	14.820,00	-	725,40	18.877,85	
MARZO	2.824	0,25	706,00	2.824	0,20	564,80	2.170	0,30	651,00	135	5,00	675,00	-	250,00	400,00	7.575,88	-	68,50	10.891,18	
ABRIL	2.830	0,25	707,50	2.830	0,20	566,00	2.222	0,30	666,60	145	5,00	725,00	-	250,00	400,00	17.430,75	910,25	511,34	22.167,44	
MAYO	2.827	0,25	706,75	2.827	0,20	565,40	2.235	0,30	670,50	122	5,00	610,00	-	250,00	400,00	15.212,44	-	223,63	18.638,72	
JUNIO	2.834	0,25	708,50	2.834	0,20	566,80	2.078	0,30	623,40	107	5,00	535,00	-	250,00	400,00	17.342,77	561,68	54,00	21.042,15	
JULIO	2.839	0,25	709,75	2.839	0,20	567,80	2.169	0,30	650,70	113	5,00	565,00	-	250,00	400,00	16.973,53	-	501,46	20.618,24	
AGOSTO	2.844	0,25	711,00	2.844	0,20	568,80	2.195	0,30	658,50	105	5,00	525,00	-	250,00	400,00	14.541,00	-	49,00	17.703,30	
SEPTIEMBRE	2.842	0,25	710,50	2.842	0,20	568,40	1.221	0,30	366,30	-	5,00	-	-	250,00	400,00	8.125,60	1.973,36	71,10	12.465,26	
OCTUBRE	2.838	0,25	709,50	2.838	0,20	567,60	1.201	0,30	360,30	19	5,00	95,00	-	250,00	400,00	17.622,19	-	221,50	20.226,09	
NOVIEMBRE	2.837	0,25	709,25	2.837	0,20	567,40	1.753	0,30	525,90	149	5,00	745,00	-	250,00	400,00	12.910,17	-	553,32	16.661,04	
DICIEMBRE	2.831	0,25	707,75	2.831	0,20	566,20	2.152	0,30	645,60	144	5,00	720,00	-	250,00	400,00	16.118,15	-	290,90	19.698,60	
TOTAL S/.			8.494,50			6.795,60			7.131,30			6.585,00							4.083,20	216.383,17

Tabla N° 4.14 Gasto Total efectuado por la Municipalidad Provincial de Yauyos, por los servicios de Comercialización.

SERVICIOS DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y COMERCIALIZACION																			
AÑO 2008	LECTURA DE MEDIDOR			REPARTO DE RECIBOS			COBRANZA			CORTE Y RECONEXION			MOVILIDAD	MOVILIDAD GESTION COMERCIAL	GASTOS ADMINISTRATI VOS	COMPRA DE ENERGIA DE ELECTROCENTR O	COMPRA DE ENERGIA DE EDECAÑETE	GASTOS DE OPERACIÓN COMERCIAL	TOTAL S/.
	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	CLIENTES	UNITARIO S/.	TOTAL S/.	CLIENTES	UNITAR IO S/.	TOTAL S/.	S/.						
ENERO	2.788	0,25	697,00	2.788	0,20	557,60	2.110	0,30	633,00	121	5,00	605,00	-	250,00	400,00	14.559,66	1.203,87	918,54	19.824,67
FEBRERO	2.797	0,25	699,25	2.797	0,20	559,40	2.154	0,30	646,20	159	5,00	795,00	-	250,00	400,00	15.508,94	444,41	495,13	19.798,33
MARZO	2.802	0,25	700,50	2.802	0,20	560,40	2.081	0,30	624,30	123	5,00	615,00	-	250,00	400,00	14.953,19	435,86	394,77	18.934,02
ABRIL	2.806	0,25	701,50	2.806	0,20	561,20	2.185	0,30	655,50	148	5,00	740,00	-	250,00	400,00	14.257,56	428,29	730,40	18.724,45
MAYO	2.816	0,25	704,00	2.816	0,20	563,20	2.256	0,30	676,80	98	5,00	490,00	-	250,00	400,00	13.958,53	456,30	375,38	17.874,21
JUNIO	2.817	0,25	704,25	2.817	0,20	563,40	2.121	0,30	636,30	124	5,00	620,00	-	250,00	400,00	18.247,79	431,68	836,62	22.690,04
JULIO	2.817	0,25	704,25	2.817	0,20	563,40	2.165	0,30	649,50	130	5,00	650,00	-	250,00	400,00	17.540,20	455,26	810,92	22.023,53
AGOSTO	2.841	0,25	710,25	2.841	0,20	568,20	2.215	0,30	664,50	117	5,00	585,00	-	250,00	400,00	17.941,61	425,97	397,43	21.942,96
SEPTIEMBRE	2.851	0,25	712,75	2.851	0,20	570,20	2.226	0,30	667,80	117	5,00	585,00	-	250,00	400,00	18.986,30	444,66	1.194,06	23.810,77
OCTUBRE	2.854	0,25	713,50	2.854	0,20	570,80	2.313	0,30	693,90	123	5,00	615,00	-	250,00	400,00	21.868,91	493,05	574,12	26.179,28
NOVIEMBRE	2.867	0,25	716,75	2.867	0,20	573,40	2.142	0,30	642,60	39	5,00	195,00	-	250,00	400,00	22.674,87	298,19	1.751,91	27.502,72
DICIEMBRE	2.873	0,25	718,25	2.873	0,20	574,60	2.260	0,30	678,00	172	5,00	860,00	-	250,00	400,00	21.359,74	359,64	600,80	25.801,03
TOTAL S/.			8.482,25			6.785,80			7.868,40			7.355,00						9.080,08	265106,01

En la Tabla N° 4.15, Tabla N° 4.16 y Tabla N° 4.17, se muestra la recaudación de la cobranza mensual de los usuarios beneficiados con el servicio de energía eléctrica en el PSE Yauyos II Etapa - Lunahuana III Etapa.

Tabla N° 4.15 Recaudación de la cobranza mensual

AÑO 2006	RECIBOS FACTURADOS	RECIBOS COBRADOS	COBRANZA		COBRANZA TOTAL S/.
			ENERGIA S/.	MEDIDOR S/.	
ENERO	2.726	2.156	23.680,50	8.999,70	32.680,20
FEBRERO	2.707	2.128	25.040,90	9.679,67	34.720,57
MARZO	2.706	2.148	24.732,04	10.407,63	35.139,67
ABRIL	2.710	2.228	29.509,80	9.274,90	38.784,70
MAYO	2.720	2.144	32.011,56	10.279,66	42.291,22
JUNIO	2.738	2.148	29.421,21	10.043,09	39.464,30
JULIO	2.744	2.178	28.115,63	9.661,72	37.777,35
AGOSTO	2.769	2.228	32.376,00	9.593,64	41.969,64
SEPTIEMBRE	2.784	2.190	28.516,34	10.611,36	39.127,70
OCTUBRE	2.789	2.253	29.847,04	9.376,36	39.223,40
NOVIEMBRE	2.797	2.150	31.042,84	7.874,66	38.917,50
DICIEMBRE	2.804	2.150	26.647,01	9.156,59	35.803,60
TOTAL S/.			340.940,87	114.958,98	455.899,85

** LOS GASTOS DE COMERCIALIZACION NO INCLUYE EL IGV S/.

Tabla N° 4.16 Recaudación de la cobranza mensual

AÑO 2007	RECIBOS FACTURADOS	RECIBOS COBRADOS	COBRANZA		COBRANZA TOTAL S/.
			ENERGIA S/.	MEDIDOR S/.	
ENERO	2.809	2.168	28.972,83	8.878,77	37.851,60
FEBRERO	2.823	2.207	29.459,39	9.113,24	38.572,63
MARZO	2.824	2.170	31.761,89	8.265,41	40.027,30
ABRIL	2.830	2.222	30.430,94	8.260,46	38.691,40
MAYO	2.827	2.235	34.025,48	7.690,82	41.716,30
JUNIO	2.834	2.078	27.839,39	8.004,01	35.843,40
JULIO	2.839	2.169	37.857,46	7.098,84	44.956,30
AGOSTO	2.844	2.195	38.508,25	3.760,45	42.268,70
SEPTIEMBRE	2.842	1.221	18.811,39	1.265,13	20.076,52
OCTUBRE	2.838	1.201	18.004,14	2.537,10	20.541,24
NOVIEMBRE	2.837	1.753	18.486,85	2.806,75	21.293,60
DICIEMBRE	2.831	2.152	29.388,74	2.161,67	31.550,41
TOTAL S/.			343.546,75	69.842,65	413.389,40

** LOS GASTOS DE COMERCIALIZACION NO INCLUYE EL IGV S/.

Tabla N° 4.17 Recaudación de la cobranza mensual

AÑO 2008	RECIBOS FACTURADOS	RECIBOS COBRADOS	COBRANZA		COBRANZA TOTAL S/.
			ENERGIA S/.	MEDIDOR S/.	
ENERO	2.788	2.110	35.507,83	2.647,92	38.155,75
FEBRERO	2.797	2.154	33.809,89	2.066,21	35.876,10
MARZO	2.802	2.081	32.456,45	2.789,95	35.246,40
ABRIL	2.806	2.185	37.967,98	2.529,69	40.497,67
MAYO	2.816	2.256	45.098,18	2.617,57	47.715,75
JUNIO	2.817	2.121	34.513,26	2.546,44	37.059,70
JULIO	2.817	2.165	38.974,72	2.738,95	41.713,67
AGOSTO	2.841	2.215	40.740,63	2.489,37	43.230,00
SETIEMBRE	2.851	2.226	44.268,82	3.614,82	47.883,64
OCTUBRE	2.854	2.313	45.739,37	5.788,03	51.527,40
NOVIEMBRE	2.867	2.142	39.451,33	3.028,27	42.479,60
DICIEMBRE	2.873	2.260	46.688,00	3.130,25	49.818,25
TOTAL S/.			475.216,46	35.987,47	511.203,93

** LOS GASTOS DE COMERCIALIZACION NO INCLUYE EL IGV S/.

Los resúmenes de facturación muestra el ingreso de venta de energía mensualmente correspondiente a los años 2006, 2007 y 2008; corresponden a facturas por suministros de energía eléctrica, emitida a la Municipalidad, y dicho ingresos por venta de energía, en donde también esta incluido por venta de medidores y acometidas, el cual ha permitido cubrir parte de los costos de operación y mantenimiento, por lo es necesario requerir a un subsidio para cubrir dichos costos.

Donde detalla el costo por cargo fijo, por venta de energía, por alumbrado publico, por mantenimiento y reposición, costos que son alcanzado en el pliego tarifario mensual por OSNERGMIN, el concepto de otros corresponde a deudas anteriores, pago por concepto de nueva suministro por instalación o pago por venta de nuevos medidores electromecánicos monofásicos vendidos a los usuarios (solo se vendió medidor porque el usuario adquirió los accesorios que se requiere para su instalación)

En las Tablas N° 18 y la Tabla N° 19, muestra los resúmenes de facturación, correspondiente a los años 2006, 2007 y 2008, como se muestra a continuación:

Tabla N° 4.18 Resumen de Facturación correspondiente al año 2006 y 2007 respectivamente

RESUMEN DE FACTURACION														
LOCALIDAD	AÑO	NUMERO CLIENTES	ENERGIA ACTIVA (KWh) TOTAL	FACTURACION DEL MES										
				CARGO S/.	ENERGIA S/.	A.P. S/.	MANT. REPOS. S/.	INTERESES S/.	OTROS S/.	SUB TOTAL S/.	FOSE S/.	TOTAL S/.	IGV S/.	TOTAL MAS IGV S/.
ENERO	2006	2,728	33,255	3,299.51	11,689.59	1,591.50	1,797.84	44.91	890.00	19,313.35	12,077	31,390	5,964	37,354
FEBRERO	2006	2,723	34,498	3,435.32	12,842.82	1,627.50	1,784.64	-	694.20	20,384.48	8,316	28,700	5,453	34,153
MARZO	2006	2,719	34,298	6,151.40	12,313.28	1,642.00	1,780.02	-	705.00	22,591.70	8,785	31,377	5,962	37,338
ABRIL	2006	2,721	36,910	6,160.31	13,145.27	1,669.00	1,782.66	24.45	650.00	23,431.69	9,283	32,715	6,216	38,931
MAYO	2006	2,729	45,010	6,430.31	16,229.40	1,806.00	1,789.92	24.72	623.00	26,903.35	570	27,473	5,220	32,693
JUNIO	2006	2,728	39,824	6,449.06	14,165.63	1,725.50	1,795.20	16.39	716.51	24,868.29	788	25,657	4,875	30,532
JULIO	2006	2,744	37,764	6,286.33	12,909.53	1,713.00	1,803.12	18.62	615.00	23,345.60	1,015	24,360	4,628	28,989
AGOSTO	2006	2,769	44,450	6,339.72	15,579.66	1,831.00	1,818.30	23.59	642.25	26,234.52	2,202	28,437	5,403	33,840
SETIEMBRE	2006	2,784	43,655	6,390.32	15,467.43	1,816.00	1,832.82	24.54	617.25	26,148.36	2,200	28,348	5,386	33,734
OCTUBRE	2006	2,789	39,751	6,408.30	13,875.88	1,760.00	1,838.10	28.47	845.00	24,755.75	2,135	26,891	5,109	32,000
NOVIEMBRE	2006	2,797	44,307	6,436.60	15,601.29	1,845.50	1,846.02	26.40	660.00	26,415.81	2,681	29,097	5,528	34,625
DIEMBRE	2006	2,804	41,693	6,452.70	14,449.32	1,809.00	1,850.64	29.29	525.00	25,115.95	2,608	27,724	5,268	32,992
		2,804	475,415.00	70,239.88	168,269.10	20,836.00	21,719.28	261.38	8,183.21	289,508.85	52,659.43	342,168.28	65,011.97	407,180.25

RESUMEN DE FACTURACION														
LOCALIDAD	AÑO	NUMERO CLIENTES	CONSUMOS ENERGIA ACTIVA TOTAL	FACTURACION DEL MES										
				CARGO S/.	ENERGIA S/.	A.P. S/.	MANT. REPOS. S/.	INTERESES S/.	OTROS S/.	SUB TOTAL S/.	FOSE S/.	TOTAL S/.	IGV S/.	TOTAL MAS IGV S/.
ENERO	2007	2,810	38,261	6,467	12,964	1,740	1,867	35	630	23,703.04	2,572.27	26,275.31	4,992.31	31,268
FEBRERO	2007	2,824	37,185	6,525	12,737	1,716	1,876	29	655	23,537.25	4,926.23	28,463.48	5,408.06	33,872
MARZO	2007	2,825	43,130	6,525	15,235	1,817	1,876	31	770	26,253.12	4,807.18	31,060.30	5,901.46	36,962
ABRIL	2007	2,831	40,210	6,652	14,282	1,789	1,870	28	690	25,310.87	4,278.27	29,589.14	5,621.94	35,211
MAYO	2007	2,828	53,192	6,512	19,161	1,554	1,870	27	739	29,862.46	9,164.59	39,027.05	7,415.14	46,442
JUNIO	2007	2,835	52,144	6,524	19,096	1,968	1,873	30	624	30,114.67	8,772.72	38,887.39	7,388.60	46,278
JULIO	2007	2,840	50,688	6,539	17,963	1,923	1,877	-	546	28,848.12	7,949.37	36,797.49	6,991.52	43,789
AGOSTO	2007	2,845	54,443	6,691	20,478	1,975	1,738	43	576	31,500.57	5,905.95	37,406.52	7,107.24	44,514
SETIEMBRE	2007	2,843	48,671	6,691	17,655	1,952	2,286	37	536	29,157.60	5,825.62	34,983.22	6,646.81	41,630
OCTUBRE	2007	2,839	13,849	1,526	5,090	274	-	74	-2,950	4,013.36	1,764.53	5,777.89	1,097.80	6,878
NOVIEMBRE	2007	2,837	36,605	6,787	13,089	1,207	2,335	0	-9,901	13,516.92	5,709.06	19,225.98	3,652.94	22,879
DIEMBRE	2007	2,831	46,593	6,770	16,700	2,014	2,417	45	717	28,661.86	7,253.72	35,915.58	6,823.96	42,740
		2,831	514,771.00	74,210.86	184,450.04	19,926.75	21,883.21	379.13	-6,370.15	294,479.84	68,929.53	363,409.37	69,047.78	432,457.15

Tabla N° 4.19 Resumen de Facturación correspondiente al año 2008.

RESUMEN DE FACTURACION														
LOCALIDAD	AÑO	NUMERO CLIENTES	ENERGIA ACTIVA TOTAL	FACTURACION DEL MES										
				CARGO S/.	ENERGIA S/.	A.P. S/.	MANT. REPOS. S/.	INTERESES S/.	OTROS S/.	SUB TOTAL S/.	FOSE S/.	TOTAL S/.	IGV S/.	TOTAL MAS IGV S/.
ENERO	2008	2,789	47,880	6,648.07	17,311.50	2,034.55	2,277.96	41.35	727.84	29,041.27	8,032	37,073	7,044	44,117
FEBRERO	2008	2,797	46,141	6,765.35	16,264.55	2,006.55	2,441.15	34.57	607.79	28,119.96	4,365	32,485	6,172	38,657
MARZO	2008	2,803	47,539	6,765.35	17,075.56	1,997.80	2,441.15	38.35	805.37	29,123.58	4,329	33,452	6,356	39,808
ABRIL	2008	2,806	53,565	6,859.02	19,337.16	2,167.55	2,388.42	42.09	622.67	31,416.91	4,221	35,638	6,771	42,409
MAYO	2008	2,817	57,808	6,929.85	19,927.55	2,338.35	2,421.78	47.14	742.01	32,406.68	6,421	38,827	7,377	46,204
JUNIO	2008	2,817	56,317	6,934.79	19,369.92	2,333.10	2,423.50	34.74	532.11	31,628.16	6,420	38,049	7,229	45,278
JULIO	2008	2,817	58,018	7,049.59	20,382.12	2,362.15	2,480.81	43.08	627.12	32,944.87	6,503	39,448	7,495	46,943
AGOSTO	2008	2,841	61,558	7,079.01	21,217.39	2,413.95	2,488.56	51.74	882.39	34,133.04	5,724	39,858	7,573	47,430
SETIEMBRE	2008	2,851	61,095	7,327.72	21,155.13	2,413.95	2,563.18	52.26	778.45	34,290.69	5,412	39,703	7,543	47,246
OCTUBRE	2008	2,856	59,980	7,477.98	21,587.96	2,450.70	2,604.38	46.67	782.23	34,949.92	5,760	40,710	7,735	48,445
NOVIEMBRE	2008	2,867	60,770	7,550.94	23,508.74	2,455.25	2,581.65	37.37	822.01	36,955.96	7,770	44,726	8,498	53,224
DICIEMBRE	2008	2,873	59,983	7,582.62	24,289.77	2,451.40	2,592.45	46.99	476.08	37,439.31	6,544	43,983	8,357	52,340
		2,873	670,654.00	84,970.29	241,427.35	27,425.30	29,704.99	516.35	8,406.07	392,450.35	71,500.14	463,950.49	88,150.59	552,101.08

Tarifaria del OSINERG (GART – OSINERG), quien aprueba las tarifas en forma definitiva.

Tabla N° 4.20, se muestra el pliego tarifario, para un sistema interconectado:

		Mes de Aplicación :	ago-2008
OPCION	Empresa		6
	Sistema Eléctrico		Yauyos
	Código Empresa		ELC
	Sector Típico		5
	Sistema - Aislado (A) / Interconectado (I)		I
	PP (S/./KW-mes)		20,41
	PEPP (S/./KWh)		12,45
	PEFP (S/./KWh)		10,85
MT2	a) Cargo fijo mensual	S/./cliente	9,19
	b) Cargo por energía activa en horas de punta	cS/./KWh	13,49
	c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta	cS/./KWh	10,72
	d) Cargo por potencia activa de Generación en HP	S/./KW	16,20
	e) Cargo por potencia activa de Distribución en HP	S/./KW	12,59
	f) Cargo por exceso de potencia activa de Distribución en HF	S/./KW	12,69
	g) Cargo por energía reactiva	cS/./KVARh	3,51
MT3	a) Cargo fijo mensual	S/./cliente	9,19
	b) Cargo por energía activa en horas de punta	cS/./KWh	13,49
	c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta	cS/./KWh	10,72
	d) Cargo por potencia activa de generación		0,00
	- Con calificación en Punta	S/./KW	14,72
	- Con calificación en Fuera de Punta	S/./KW	8,91
	e) Cargo por potencia por uso de las redes de distribución		0,00
	- Con calificación en Punta	S/./KW	14,45
	- Con calificación en Fuera de Punta	S/./KW	13,71
	f) Cargo por energía reactiva	cS/./KVARh	3,51
MT4	a) Cargo fijo mensual	S/./cliente	9,19
	b) Cargo por energía activa	cS/./KWh	11,56
	c) Cargo por potencia activa de generación		0,00
	- Con calificación en Punta	S/./KW	14,72
	- Con calificación en Fuera de Punta	S/./KW	8,91
	d) Cargo por potencia por uso de las redes de distribución		0,00
	- Con calificación en Punta	S/./KW	14,45
	- Con calificación en Fuera de Punta	S/./KW	13,71
	e) Cargo por energía reactiva	cS/./KVARh	3,51
BT2	a) Cargo fijo mensual	S/./cliente	9,19
	b) Cargo por energía activa en horas de punta	cS/./KWh	15,00
	c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta	cS/./KWh	11,93
	d) Cargo por potencia activa de Generación en HP	S/./KW	18,31
	e) Cargo por potencia activa de Distribución en HP	S/./KW	50,32
	f) Cargo por exceso de potencia activa de Distribución en HF	S/./KW	33,42
	g) Cargo por energía reactiva	cS/./KVARh	3,51
BT3	a) Cargo fijo mensual	S/./cliente	9,19
	b) Cargo por energía activa en horas de punta	cS/./KWh	15,00
	c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta	cS/./KWh	11,93
	d) Cargo por potencia activa de generación		0,00
	- Con calificación en Punta	S/./KW	14,28
	- Con calificación en Fuera de Punta	S/./KW	9,06
	e) Cargo por potencia por uso de las redes de distribución		0,00
	- Con calificación en Punta	S/./KW	47,81
	- Con calificación en Fuera de Punta	S/./KW	45,27
	f) Cargo por energía reactiva	cS/./KVARh	3,51
BT4	a) Cargo fijo mensual	S/./cliente	9,19
	b) Cargo por energía activa	cS/./KWh	12,86
	c) Cargo por potencia activa de generación		0,00
	- Con calificación en Punta	S/./KW	14,28
	- Con calificación en Fuera de Punta	S/./KW	9,06
	d) Cargo por potencia por uso de las redes de distribución		0,00
	- Con calificación en Punta	S/./KW	47,81
	- Con calificación en Fuera de Punta	S/./KW	45,27
	e) Cargo por energía reactiva	cS/./KVARh	3,51
BT5A	a) Cargo fijo mensual	S/./cliente	9,19
	b) Cargo por energía activa en horas de punta		0,00
	- Usuarios con Demanda hasta 20 kW en HP y HFP	cS/./KWh	88,71
	- Usuarios con Demanda hasta 20 kW en HP y 50 kW en HF	cS/./KWh	103,45
	c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta	cS/./KWh	11,93
	d) Cargo por exceso de potencia en HFP	S/./KW	46,51
BT5B	a) Cargo fijo mensual	S/./cliente	2,51
	b) Cargo por energía activa	cS/./KWh	46,62
BT5C	a) Cargo fijo mensual	S/./cliente	2,51
	b) Cargo por energía activa	cS/./KWh	37,43
BT6	a) Cargo fijo mensual	S/./cliente	2,51
	b) Cargo por potencia	cS/./KW	12,21
BT7	a) Cargo comercial del servicio prepago- con CODIGO	S/./cliente	2,44
	Cargo comercial del servicio prepago- con TARJETA	S/./cliente	2,19
	b) Cargo por energía activa	cS/./KWh	45,93

CAPITULO V

BALANCE ECONOMICO ENTRE UN SISTEMA AISLADO Y UN SISTEMA INTERCONECTADO.

5.1 Costo unitario de S/kwh, entre un sistema aislado y un sistema interconectado.

En el Sector Eléctrico, la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, GART, de OSINERGMIN tiene la responsabilidad de regular, las tarifas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica aplicables a los consumidores del mercado atendido por el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional y los sistemas aislados y facilitar el desarrollo del servicio público de electricidad para la atención de las necesidades actuales y futuras del país.

Por lo que el pliego tarifario es el valor de que resulta de la aplicación de los precios regulados y cuya actualización se da considerando los siguientes factores para el reajuste de todas las tarifas:

- Índice al precio al por mayor (movimiento de la economía);
- Promedio General de sueldos y salarios;
- Precio de combustible;
- Derechos arancelarios;
- Precio internacional del cobre
- Precio internacional del aluminio
- Tipo de Cambio.

Y que son aplicados los clientes finales del servicio público de electricidad, determinado por la OSINERMIN, en la Tabla N° 5.1, se muestra los pliegos tarifarios de un sistema aislado y un sistema interconectado.

Lo que se quiere es que los usuarios paguen tarifas eficientes, es decir tarifas que cubran tarifas que cubran los costos del servicio brindado y que permitan que el servicio pueda llegar a más personas.

Tabla N° 5.1 Se muestra el pliego tarifario entre un sistema Aislado y un sistema Interconectado

		Mes de Aplicación :		ago-2008	
Empresa				1	6
OPCION	Sistema Eléctrico			Aislado B3	Yauyos
	Código Empresa			MUNI	ELC
	Sector Típico			3	6
	Sistema - Aislado (A) / Interconectado (I)			A	I
	PP (S./KW-mes)			21,92	20,41
	PEPP (S./KWh)			19,83	12,45
	PEPP (S./KWh)			19,83	10,85
MT2	a) Cargo fijo mensual	S./cliente	3,86	9,19	
	b) Cargo por energía activa en horas de punta	cS./KWh	20,11	13,49	
	c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta	cS./KWh	20,11	10,72	
	d) Cargo por potencia activa de Generación en HP	S./KW	21,52	16,20	
	e) Cargo por potencia activa de Distribución en HP	S./KW	13,95	12,59	
	f) Cargo por exceso de potencia activa de Distribución en HF	S./KW	11,75	12,69	
	g) Cargo por energía reactiva	cS./KVARh	3,51	3,51	
MT3	a) Cargo fijo mensual	S./cliente	3,86	9,19	
	b) Cargo por energía activa en horas de punta	cS./KWh	20,11	13,49	
	c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta	cS./KWh	20,11	10,72	
	d) Cargo por potencia activa de generación		0,00	0,00	
	- Con calificación en Punta	S./KW	20,09	14,72	
	- Con calificación en Fuera de Punta	S./KW	16,60	8,91	
	e) Cargo por potencia por uso de las redes de distribución		0,00	0,00	
- Con calificación en Punta	S./KW	14,03	14,45		
- Con calificación en Fuera de Punta	S./KW	13,43	13,71		
f) Cargo por energía reactiva	cS./KVARh	3,51	3,51		
MT4	a) Cargo fijo mensual	S./cliente	3,86	9,19	
	b) Cargo por energía activa	cS./KWh	20,11	11,56	
	c) Cargo por potencia activa de generación		0,00	0,00	
	- Con calificación en Punta	S./KW	20,09	14,72	
	- Con calificación en Fuera de Punta	S./KW	16,60	8,91	
	d) Cargo por potencia por uso de las redes de distribución		0,00	0,00	
	- Con calificación en Punta	S./KW	14,03	14,45	
- Con calificación en Fuera de Punta	S./KW	13,43	13,71		
e) Cargo por energía reactiva	cS./KVARh	3,51	3,51		
BT2	a) Cargo fijo mensual	S./cliente	3,86	9,19	
	b) Cargo por energía activa en horas de punta	cS./KWh	22,18	15,00	
	c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta	cS./KWh	22,18	11,93	
	d) Cargo por potencia activa de Generación en HP	S./KW	23,80	18,31	
	e) Cargo por potencia activa de Distribución en HP	S./KW	59,10	50,32	
	f) Cargo por exceso de potencia activa de Distribución en HF	S./KW	37,56	33,42	
	g) Cargo por energía reactiva	cS./KVARh	3,51	3,51	
BT3	a) Cargo fijo mensual	S./cliente	3,86	9,19	
	b) Cargo por energía activa en horas de punta	cS./KWh	22,18	15,00	
	c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta	cS./KWh	22,18	11,93	
	d) Cargo por potencia activa de generación		0,00	0,00	
	- Con calificación en Punta	S./KW	20,48	14,28	
	- Con calificación en Fuera de Punta	S./KW	10,81	9,06	
	e) Cargo por potencia por uso de las redes de distribución		0,00	0,00	
- Con calificación en Punta	S./KW	58,40	47,81		
- Con calificación en Fuera de Punta	S./KW	47,90	45,27		
f) Cargo por energía reactiva	cS./KVARh	3,51	3,51		
BT4	a) Cargo fijo mensual	S./cliente	3,86	9,19	
	b) Cargo por energía activa	cS./KWh	22,18	12,86	
	c) Cargo por potencia activa de generación		0,00	0,00	
	- Con calificación en Punta	S./KW	20,48	14,28	
	- Con calificación en Fuera de Punta	S./KW	10,81	9,06	
	d) Cargo por potencia por uso de las redes de distribución		0,00	0,00	
	- Con calificación en Punta	S./KW	58,40	47,81	
- Con calificación en Fuera de Punta	S./KW	47,90	45,27		
e) Cargo por energía reactiva	cS./KVARh	3,51	3,51		
BT5A	a) Cargo fijo mensual	S./cliente	3,86	9,19	
	b) Cargo por energía activa en horas de punta		0,00	0,00	
	- Usuarios con Demanda hasta 20 kW en HP y HFP	cS./KWh	99,28	88,71	
	- Usuarios con Demanda hasta 20 kW en HP y 50 kW en	cS./KWh	114,69	103,45	
c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta	cS./KWh	22,18	11,93		
d) Cargo por exceso de potencia en HFP	S./KW	48,74	46,51		
BT5B	a) Cargo fijo mensual	S./cliente	2,32	2,51	
	b) Cargo por energía activa	cS./KWh	50,22	46,62	
BT6C	a) Cargo fijo mensual	S./cliente	2,32	2,51	
	b) Cargo por energía activa	cS./KWh	47,88	37,43	
BT6	a) Cargo fijo mensual	S./cliente	2,32	2,51	
	b) Cargo por potencia	cS./KW	16,57	12,21	
BT7	a) Cargo comercial del servicio prepago- con CODIGO	S./cliente	1,95	2,44	
	Cargo comercial del servicio prepago- con TARJETA	S./cliente	1,95	2,19	
	b) Cargo por energía activa	cS./KWh	49,30	45,93	

5.2 Fondo de Compensación Social Eléctrica

Como sabemos uno de los principales problemas en el ámbito rural es la poca demanda de energía y los altos costos que se incurren en la construcción de obras de electrificación (inversión) y si ha esto le agregamos los costos de operación (pago de personal) y mantenimiento (materiales, equipos, transporte etc.) y además el poco nivel adquisitivo con que se cuenta en las zonas del interior del país, reflejado en el índice de morosidad, la inversión en estos sistemas resulta poco atractivo para las empresas que desean incursionar en este negocio.

Por lo que el estado ha asumido un nivel protagónico en la implementación de estos sistemas eléctricos, basados en una labor social, frente a esto, se ha creado un Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE) el cual esta dirigido a favorecer el acceso y la permanencia del servicio eléctrico a todos los usuarios residenciales del servicio público de electricidad cuyos consumos mensuales sean menores a 100 kilovatios por mes, comprendido dentro de la opción tarifaria BT5B.

Este fondo se financiara mediante el recargo en la facturación en los cargos tarifarios de potencia, energía y cargo fijo mensual de los usuarios de servicio público de electricidad de los sistemas interconectados no comprendidos en el párrafo anterior (mayor a 100 kwh por mes) este cobro se incorporara en la facturación del usuario.

OSINERG es el encargado de establecer el factor de recargo en la facturación de los cargos tarifarios de potencia, energía y cargo fijo mensual de los usuarios del servicio público de electricidad de los sistemas interconectados cuyos consumos mensuales sean superiores a 100 kwh/mes en función al porcentaje determinado en relación con la proyección de las ventas del periodo siguiente, debiendo el OSINERG efectuar el programa de transferencias entre empresas aportantes y receptoras del FOSE.

El Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE), es un sistema de subsidios cruzados que funciona de la siguiente manera, los usuarios con un consumo pequeño (menos de 100 kwh por mes) reciben un descuento o rebaja en la tarifa eléctrica, la cual se ha desagregado en este documento ($\text{PNG} + \text{Peajes de Transmisión} + \text{VAD} = \text{Tarifa Eléctrica}$), el pago del FOSE lo hacen usuarios de mas de 100 kwh por mes, a través de un pequeño recargo en sus tarifas.

Cabe indicar que el descuento para los usuarios que consumen menos de 30 kwh por mes es proporcional a su consumo y el descuento para los usuarios que consumen entre 30 y 100 kwh por mes es un monto fijo.

Debemos indicar que el consumo de electricidad es un indicador de los ingresos económicos, así los consumidores de altos ingresos consumen altos niveles de electricidad, mientras que los usuarios de bajos ingresos consumen una cantidad menor, esto debido a factores como el número de artefactos que consumen.

El espíritu del sistema del FOSE es que los usuarios del servicio eléctrico de mayores ingresos colaboren con los menores ingresos. Esta suerte de subsidio a lo “Robín Hood” colabora, entre otras cosas, con la expansión de la red, al subsidiar por ejemplo a los usuarios rurales, como se muestra en la Tabla N° 5.2

Tabla N° 5.2 Reducción Tarifaria para los consumos de energía

USUARIOS	SECTOR	REDUCCION TARIFARIA PARA CONSUMOS MENORES O IGUALES A 30 KWH / MES	REDUCCION TARIFARIA PARA CONSUMOS MAYORES A 30 KWH/MES HASTA	FACTOR MENSUAL DE RECARGO
Consumos		0 a 30 kwh/mes	30 a 100 kwh/mes	> 100 kwh/mes
Sistema Interconectado	Urbano - rural y Rural	50% del cargo de energía	15 kwh/mes por cargo de energía	fr = 1.025 en todos los cargos
Sistema Aislados	Urbano	50% del cargo de energía	15 kwh/mes por cargo de energía	

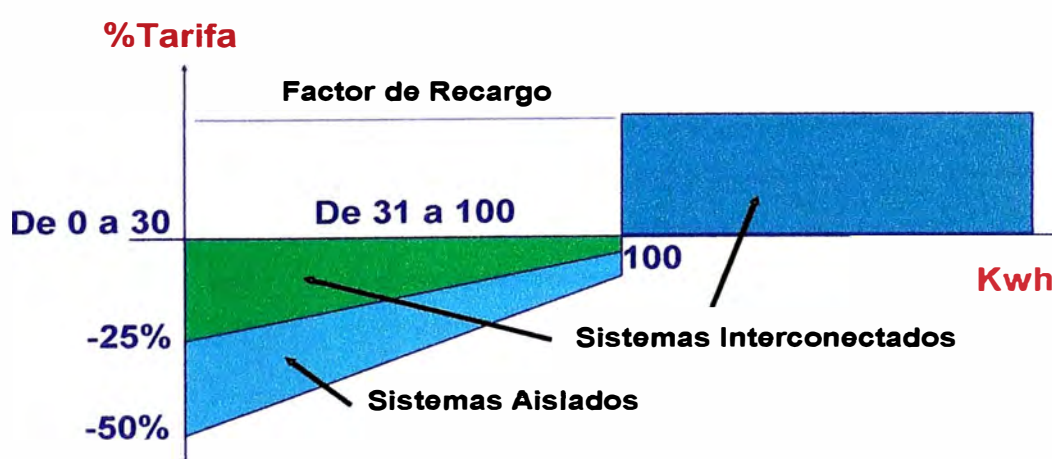


Figura N° 1 Porcentaje de la Tarifa para un sistema aislado y un sistema interconectado

5.3 Balance económico entre los ingresos y los gastos de operación y mantenimiento entre un Sistema Aislado y un Sistema Interconectado.

Sistema Aislado

Pequeño Sistema Eléctrico de Hongos I y II Etapa

Los que se muestra en la Tabla N° 5.3, se presenta los gastos efectuados por los trabajos de operación, mantenimiento y comercialización, efectuados por las Municipalidades, con el objeto de poder brindar un servicio eléctrico de distribución en forma continua.

Tabla N° 5.3 Gastos efectuados en la Operación y Mantenimiento y Comercialización

Año	Gasto Directo S/.		Gastos Indirecto (ADINELSA) S/.	Gasto Total S/.
	Gastos de Operacion y Mantenimiento	Gasto de Comercializacion		
2006	146,774.20	15,844.94	17,213.26	179,832.40
2007	176,997.94	20,061.59	17,213.26	214,272.79
2008	181,137.32	26,053.19	36,939.79	244,130.30

En la Figura N° 1, se muestra la variación de los gastos anuales, se debe a los trabajos continuos de mantenimiento preventivo y correctivo que se efectúan mensualmente, así como los gastos de comercialización y los gastos efectuados en forma directa por la Empresa.

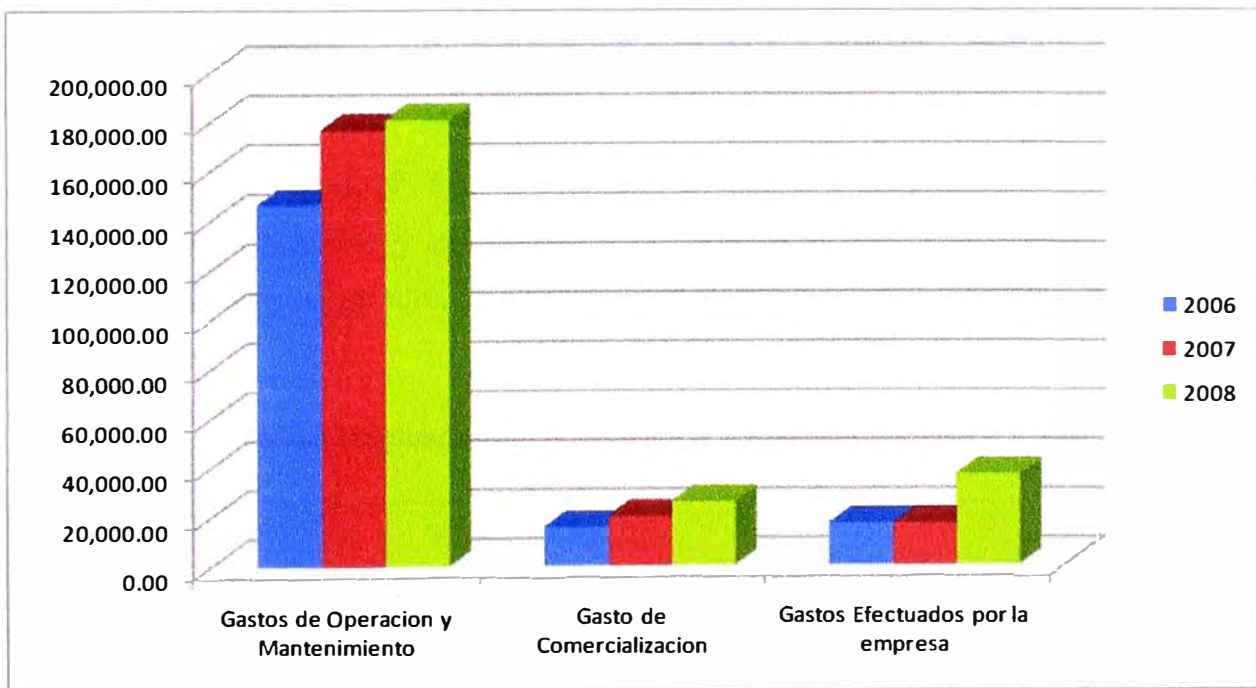


Figura N° 1 Gasto de Operación y Mantenimiento y Comercialización y por la Empresa.

En la Tabla N° 5.4 representa la diferencia entre los gastos de Operación y Mantenimiento y Comercialización y la facturación anual por la venta de energía.

Tabla N° 5.4, Déficit entre la Facturación y los gastos de la Operación y Mantenimiento.

Año	Facturación Anual S/.	Gasto Total por Operación y Mantenimiento S/.	Deficit S/.
2006	134.586,34	179.832,40	-45.246,06
2007	153.146,00	214.272,79	-61.126,79
2008	165.373,37	244.130,30	-78.756,93

Así mismo podemos, podemos determinar el c.u. (S/kwh), considerando todos los parámetros de los gastos efectuados para la operación y mantenimiento de un Sistema Eléctrico Aislado, como se puede mostrar en la Tabla N° 5.6.

Tabla N° 5.5 Cálculo del Costo Unitario (S/kwh)

Año	Gasto Directo S/.	Gasto Indirecto S/.	Alicuota Personal ADINELSA S/.	Fondo de Reposición S/.	Gasto Total S/.	Energía Distribuida kwh	C.U. S./ kwh
2008	207.190,51	36.939,79	29.551,77	32.900,70	306.582,77	458.941,00	0,67

Sistema Interconectado

Pequeño Sistema Eléctrico Yauyos II Etapa – Lunahuana III Etapa

En la siguiente Tabla N° 5.5, se presenta los gastos efectuados por los trabajos de operación, mantenimiento y comercialización, efectuado por la Municipalidad, con el objeto de poder brindar un servicio eléctrico de distribución en forma continua.

Tabla N° 5.5, Gastos efectuados en la Operación y Mantenimiento y Comercialización

Año	Gasto Directo S/.		Gastos Indirecto (ADINELSA) S/.	Gasto Total S/.
	Gastos de Operación y Mantenimiento	Gasto de Comercialización		
2006	153,831.72	218,561.94	43,484.12	415,877.78
2007	143,673.50	216,383.17	43,484.12	403,540.79
2008	185,166.71	265,106.01	59,382.11	509,654.83

La variación de los gastos anuales, con referencia a los Gastos de Operación y Mantenimiento se debe a los trabajos continuos de mantenimiento preventivo y correctivo y los gastos de Comercialización y los gastos efectuados por la Empresa.

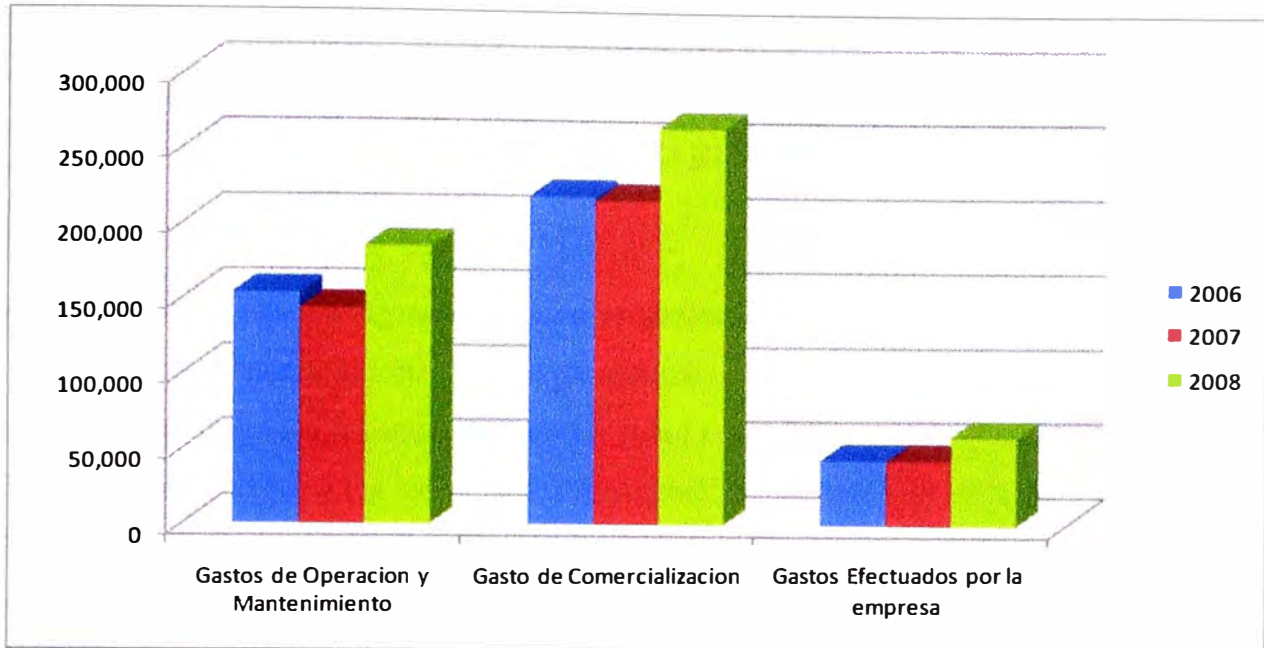


Figura N° 3, Gasto de Operación y Mantenimiento y Comercialización y por la Empresa.

En la Tabla N° 5.8, la diferencia entre los gastos de operación y mantenimiento y comercialización y la recaudación de la cobranza del PSE Yauyos II Etapa - Lunahuana III Etapa.

Tabla N° 5.8, Déficit entre la Facturación y los gastos de la Operación y Mantenimiento.

Año	Facturación Anual S/.	Gasto Total por Operación y Mantenimiento S/.	Deficit S/.
2006	342.168,28	415.877,78	-73.709,50
2007	363.409,37	403.540,79	-40.131,42
2008	463.950,49	509.654,83	-45.704,34

Así mismo también podemos, podemos determinar el c.u. (S/kwh), considerando todos los parámetros de los gastos efectuados para la operación y mantenimiento de un Sistema Eléctrico Aislado, como se puede mostrar en la Tabla N° 5.6.

Tabla N° 5.9 Cálculo del Costo Unitario (S/kwh)

Año	Gasto Directo S/.	Gasto Indirecto S/.	Alicuota Personal ADINELSA S/.	Fondo de Reposición S/.	Gasto Total S/.	Energía Distribuida kwh	C.U. S./ kwh
2008	450.272,72	59.382,11	29.551,77	6.389,50	545.596,10	694.718,66	0,79

CAPITULO VI

ALTERNATIVAS PARA MEJORAR LA OPERACIÓN DE UN SISTEMA ELECTRICO RURAL

6.1 Ampliación en los ingresos en base un mejor reconocimiento tarifario.

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica, requieren que los ingresos percibidos cubran sus costos y les garantice una rentabilidad razonable.

Para el efecto en base a los mecanismos regulatorios vigentes en el Perú, para las empresas distribuidoras se utiliza “la empresa modelo eficiente”, en base al cual las empresas deben competir.

Dicha empresa modelo eficiente, es diseñada por el regulador en base a una competencia por comparación (Yardstick), y una competencia por empresa ideal.

Mayor beneficio por menores costos

La empresa regulada buscará ser eficiente en la producción, con lo cual reducirá a la mínima expresión sus costos, lo que le permitirá gozar de una mayor brecha respecto a los ingresos reconocidos por el regulador, constituyéndose en sus beneficios.

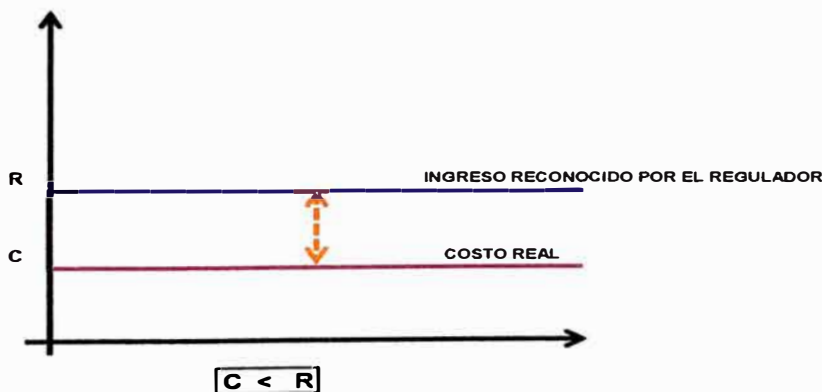


Figura N° 6.1 Representa mayor beneficio por menores costos.

Por el contrario si la eficiencia productiva es menor al promedio (mayores costos) de las empresas en comparación, el reconocimiento propuesto por el regulador se verá disminuido para la empresa, por lo que sus beneficios estarán es desmedro a dicho promedio.

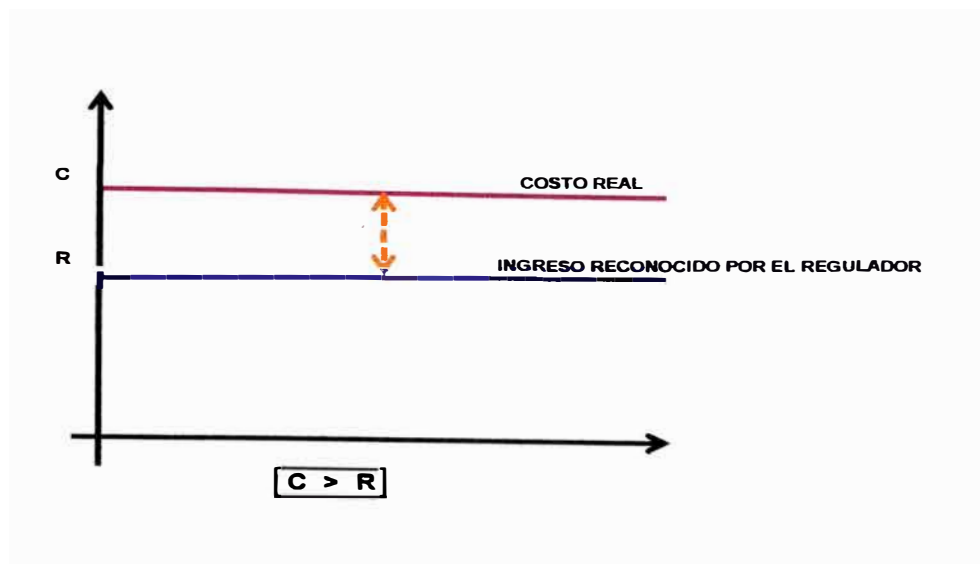


Figura N° 6.2 Representa menor beneficio por mayores costos.

Mayor beneficio por mejores tarifas

En tanto las tarifas reflejen los verdaderos costos, asegurarán a las empresas la sostenibilidad de sus inversiones; además de cubrir los costos debe asegurar un mínimo de rentabilidad y otorgar premios por eficiencia productiva.

Cuanto mejor se valoricen las inversiones traerán en consecuencia mejores reconocimientos tarifarios.

Las tarifas en el Perú dependen del grado de dispersión del mercado demandante, lo cual es conocido como sectores típicos.

Sector Típico 1: Sector Urbano de Alta Densidad.

Sector Típico 2: Sector Urbano de Mediana Densidad

Sector Típico 3: Sector Urbano de Baja Densidad

Sector Típico 4: Urbano Rural

Sector Típico 5: Rural

Actualmente los sistemas eléctricos operados por Municipalidades han sido calificados como sector típico 3, lo cual en términos tarifarios es menor que el sector típico 5.

Según los cálculos efectuados dichos sistemas eléctricos pertenecen al sector típico 5, por lo que se vienen efectuando las gestiones pertinentes a fin de lograr que se califiquen como 5; dicha gestión permitirá lograra mayores beneficios a razón de lograr mayor reconocimiento tarifario.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

- En un sistema aislado el balance económico es negativo, tal como se desliza del análisis efectuado sobre el particular, hecho que justifica la intervención del estado a través de su empresa pública ADINELSA. en el marco del principio de subsidiariedad contemplado en la Constitución Política del Perú, asumiendo la responsabilidad social a fin de redistribuir las fuentes de energía y buscar el equilibrio entre todos los peruanos al margen de estar ubicados en las zonas urbanas o rurales.

Por tanto la rentabilidad de estos proyectos eléctricos tiene el carácter social, generando desarrollo en sus beneficiarios. En base al análisis efectuado se podrán establecer las políticas adecuadas a fin de potencializar el uso de las instalaciones mediante el uso productivo de la energía eléctrica, buscando en el futuro no solo la mejora económica del poblador sino también la reducción del subsidio por parte del Estado.

- Los criterios inadecuados, en los diseños de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas que no consideran la profundidad adecuada en los estudios hidrológicos, geotécnicos y de obras civiles y no aseguren una operación confiable de la central; trae como consecuencia que el proceso de operación y mantenimiento resulte altamente costoso; el análisis desarrollado ha permitido identificar dichas imperfecciones de orden técnico representando un aporte a fin de mejorar los futuros proyectos en cartera.
- Las tarifas rurales no reconocen los costos reales de operación y mantenimiento en tanto que son calculados en base a un modelo eficiente e ideal, lo que motiva a las empresas distribuidoras a cumplir sólo parcialmente sus compromisos.

- Desde el punto de vista de precio unitario (S/.kwh), es recomendable efectuar la interconexión eléctrica de Sistemas Aislados con Sistemas Interconectados para favorecer a los clientes.
- Las tarifas de distribución incorporan el Valor Agregado de Distribución (VAD), basado en los costos estándares de inversión, operación y mantenimiento, de empresa modelo, para los casos de los sectores típicos, no se adaptan a nuestra realidad rural.
- Estas instalaciones rurales, ejecutadas por el Estado cumpliendo su rol subsidiario y redistribuidor, no son rentables debido al bajo número de familias atendidas, el reducido consumo por cliente y la gran dispersión geográfica de las localidades lo que origina altos costos de inversión y elevados costos de operación y mantenimiento, que son subsidiados por el estado a través de ADINELSA.

Recomendaciones

- Que se otorgue un mayor reconocimiento tarifario de la infraestructura eléctrica rural y se incremente la política de subsidio cruzado a fin de hacerlos sostenibles.
- Efectuar coordinaciones con entidades como Dirección General de Electrificación Rural (DEGER), Dirección de Fondo Concursables (DFC), COFIDE (Fidecomiso con FONAFE) y los Gobiernos Regionales involucrados como el Ministerio de Transportes y comunicaciones para realizar proyectos de uso productivo e infraestructura vial que permita su desarrollo.
- Que existan normas técnicas adecuadas al sector eléctrico rural, a fin de garantizar la continuidad del servicio de energía eléctrica a si como normas técnicas de calidad acorde a medio ambiente en el que se desarrolla.
- La regulación tarifaria es muy necesaria para garantizar que los usuarios paguen el valor del servicio de manera equilibrada a sus condiciones, es decir tarifas que puedan ser pagados por el usuario rural a la vez de contener subsidios que permita a las empresas cubrir sus costos.

ANEXOS

**ANEXO A:
GLOSARIO DE TERMINOS.**

Definición económica de zonas rurales, localidades aisladas y zonas de frontera

Las zonas rurales, localidades aisladas y zonas de frontera del país, se consideran aquellas en que los niveles de rentabilidad financiera de las inversiones de electrificación no son necesariamente atractivos a la participación privada y requieren del rol subsidiario del Estado por tener una alta rentabilidad social

Sistema Eléctrico:

Se entiende por sistema eléctrico, a los elementos, líneas e instalaciones, que en conjunto, forman el sistema de transporte de energía, comprendido el cual desde las centrales productoras hasta los propios abonados. Sus misiones principales son la de unir eléctricamente las centrales generadoras con las instalaciones de abonado, generar la corriente eléctrica y transformar los valores de tensión con el fin de conseguir la mayor eficiencia posible de los equipos.

Pequeño Sistema Eléctrico Rural Aislado

Sistema eléctrico rural que realiza su actividad de generación, transmisión y distribución, de manera independiente.

Zona rural

Es el lugar geográfico, que no está clasificado como área urbano y limitado al crecimiento urbano, y donde predomina las actividades agropecuarias, y cuyo consumo de energía es solo básicamente para el autoconsumo.

Empresa de generación

Aquellas empresas del subsector eléctrico que se dedican exclusivamente a la actividad de generación de energía eléctrica, para su venta a terceros.

Distribución de Energía Eléctrica

Es recibir la energía eléctrica de los generadores o transmisores en los puntos de entrega, en bloque y entregarla a los usuarios finales.

Concesionario

Persona natural o jurídica encargada de la prestación del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica.

Zona de Concesión

Área en la cual el concesionario presta el servicio público de distribución de electricidad.

Sistema de Distribución

Conjunto de instalaciones para la entrega de energía eléctrica a los diferentes usuarios, comprende:

- Subsistema de distribución primaria;
- Subsistema de distribución secundaria;
- Instalaciones de alumbrado público;
- Conexiones;

Instalaciones de Alumbrado Público

Conjunto de dispositivos necesarios para dotar de iluminación a vías y lugares públicos (avenidas, jirones, calles, pasajes, plazas, parques, paseos, puentes, caminos, carreteras, autopistas, pasos a nivel o desnivel, etc.), abarcando las redes y las unidades de alumbrado público.

ANEXO B
PEQUEÑOS SISTEMAS ELECTRICOS DE PROPIEDAD DE
ADINELSA ADMINISTRADOS POR MUNICIPALIDADES

INFRAESTRUCTURAS ELECTRICAS RURAL

Nº	SISTEMA ELECTRICO RURAL	DOCUMENTO	UBICACIÓN	FECHA DE R.M.	VALOR PATRIMONIAL
1	CH Santa Leonor	RM-645-98-EM/DEP	Lima	30/12/1998	5.762.108 09
2	Ampliación de la CH Santa Leonor	RM-178-01-EM/DEP	Lima	18/04/2001	2.210.136 52
3	CH Hongos (rehabilitación de Obras civiles)	RM-645-96-EM/DEP	Lima	30/12/1998	130.870 10
4	Ampliación de la C.H. de Hongos	RM-266-01-EM/DEP	Lima	18/06/2001	1.688.241 67
5	CH Quinchés (rehabilitación de Obras civiles)	RM-645-98-EM/DEP	Lima	30/12/1998	133.107 67
6	Ampliación M.C.H. Quinchés II Etapa / PSE Quinchés	RM-178-01-EM/DEP	Lima	18/04/2001	1.634.026 88
7	Mini Central Hidroeléctrica de Huarmaca	RM-290-2000-EM/VME	Piura	31/07/2000	2.980.765 18
8	CH Quicacha / P.S.E Quicacha	RM-178-01-EM/DEP	Arequipa	18/04/2001	664.182 69
9	M.C.H. Marcabamba / P.S.E Marcabamba	RM-178-01-EM/DEP	Ayacucho	18/04/2001	2.129.585 43
10	CH de Gorgor	RM-305-01-EM/DEP	Lima	10/07/2001	4.667.459 31
11	CH Nuevo Seasmé / PSE Nuevo Seasmé	RM-546-01-EM/DEP	Amazonas	03/12/2001	6.187.159 93
12	CH Gracias a Dios	RM-108-04-MEM/DM	Amazonas	16/03/2004	201.927 14
13	CH San Francisco	RM-621-99-EM/DEP	Cusco	03/11/1999	7.356.105 98
14	Obras complementarias CH San Francisco	RM-582-03-MEM/DM	Cusco	24/10/2003	896.120 79
15	Micro Central Hidroeléctrica de Acobambilla	RM-290-2000-EM/VME	Huancavelica	31/07/2000	711.014 48
16	Central Hidroeléctrica de Pacareña	RM-290-2000-EM/VME	Ancash	31/07/2000	2.950.182 43
17	Grupo Hidráulico Suízer de 782 KW instalado en la CH Pacareña	RM-342-02-EM/DM	Ancash	25/07/2002	1.930.687 06
18	Central Hidroeléctrica de Namballe	RM-290-2000-EM/VME	Cajamarca	31/07/2000	3.218.634 71
19	Obras Complementarias de la C.H. de Namballe	RM-178-01-EM/DEP	Cajamarca	18/04/2001	274.512 53
20	CH Catilluc y PSE Catilluc / PSE Catilluc - Tongod	RM-266-01-EM/DEP	Cajamarca	18/06/2001	1.675.015 67
21	CH San Balvín / PSE Asociados a San Balvín	RM-199-01-EM/DEP	Junín	07/05/2001	3.532.952 18
22	Central Hidroeléctrica de Tabaconas	RM-290-2000-EM/VME	Cajamarca	31/07/2000	1.605.898 15
23	C.H. de Querochoto	RM-178-01-EM/DEP	Cajamarca	18/04/2001	3.074.740 44
24	CH de Lonya Grande	RM-305-01-EM/DEP	Amazonas	10/07/2001	3.695.326 31
25	CH Caclic / S.E. Caclic	DS-039-1999-EM	Amazonas	11/09/1999	25.342.210 53
26	CH LA PELOTA (JAEN) - CH MUYO / L.T. / S.E.	DS-039-1999-EM	Amazonas	11/09/1999	36.606.847 72
27	CH de Quanda 2 x 1407KW	RM-541-03-MEM/DM	Cajamarca	24/10/2003	16.091.058 87
28	Ampliación M.C.H. Andagua y Revestimiento del Reservorio de Regulación H	RM-195-02-EM/DM	Arequipa	12/04/2002	1.654.396 24
29	Ampliación C.H. Pomahuaca	RM-290-2000-EM/VME	Cajamarca	31/07/2000	858.027 48
30	Ampliación y Rehabilitación MCH Pomabamba	RM-269-02-EM/DM	Ancash	31/05/2002	2.541.298 18
31	Grupo Hidráulico para la MCH Pomabamba	RM-324-02-EM/DM	Ancash	19/07/2002	956.242 50
32	Ampliación C.H. María Jiray	RM-105-02-EM/DM	Ancash	18/02/2002	4.671.112 28
33	Ampliación CH Guineamayo - Obras Civiles	RM-290-2000-EM/VME	Cajamarca	31/07/2000	1.399.946 63
34	Rehabilitación de la Micro Central Hidroeléctrica de Frías	RM-290-2000-EM/VME	Piura	31/07/2000	349.719 26
35	Grupo CH Yambrasbamba	RM-299-02-EM/DM	Amazonas	19/06/2002	307.501 71
36	Grupo CH de la Esperanza	RM-300-02-EM/DEP	Amazonas	19/06/2002	213.822 69
37	Suministro de Equipo Hidroeléctrico Charape	RM-544-03-MEM/DM	Cajamarca	24/10/2003	351.300 41
38	PSE Santa Leonor	RM-645-98-EM/DEP	Lima	30/12/1998	2.482.931 10
39	Suministro de Materiales para Integración de Paccho al PSE Santa Leonor	RM-453-03-MEM/DM	Lima	09/10/2003	43.754 60
40	PSE Hongos I Etapa	RM-645-98-EM/DEP	Lima	30/12/1998	1.416.256 14
41	PSE Hongos II Etapa	RM-342-05-MEM/DM	Lima	24/08/2005	3.175.799 81
42	PSE Quinchés	RM-645-98-EM/DEP	Lima	30/12/1998	2.614.992 03
43	Electrificación Localidad de Omas (Suministro de mater y equipos)	RM-454-03-MEM/DM	Lima	09/10/2003	118.788 89
44	PSE Asociado a la C.H. de Huarmaca	RM-017-01-EM/DEP	Piura	09/01/2001	632.888 16
45	RDS del PSE Asociado a la C.H. de Huarmaca	RM-017-01-EM/DEP	Piura	09/01/2001	193.903 73
46	PSE Canta III Etapa	RM-199-01-EM/DEP	Lima	07/05/2001	2.273.177 80
47	RDS del PSE Canta III Etapa	RM-199-01-EM/DEP	Lima	07/05/2001	450.527 49
48	PSE Lunahuana III Etapa	RM-323-05-MEM/DM	Lima	08/08/2005	3.288.671 60
49	PSE Yauvos II Etapa / Sub Estación Yauvos	RM-325-05-MEM/DM	Lima	08/08/2005	6.647.953 22
50	R.S. San Sebastián de Sacraca	RM-017-01-EM/DEP	Ayacucho	09/01/2001	420.861 17
51	P.S.E. Huarochiri I Etapa / S.E. Surco	RM-406-02-EM/DM	Lima	10/09/2002	7.701.013 74
52	P.S.E. Humay Pampano	RM-178-01-EM/DEP	Ica	18/04/2001	1.068.885 38
53	Electrificación Yauca - El Rosario ICA	En trámite	Ica		742.500 00
54	PSE Cajatambo I Etapa	RM-199-01-EM/DEP	Lima	07/05/2001	2.149.705 81
55	PSE Cajatambo-Ambar II Etapa	Pendiente de RM	Lima	01/11/2006	1.980.500 89
56	Electrificación Localidades de Suro y Namahuani (Suministro de mater. Y equipos)	RM-455-03-MEM/DM	Lima	09/10/2003	61.552 16
57	RDS del PSE Cajatambo I Etapa	RM-199-01-EM/DEP	Lima	07/05/2001	890.271 67
58	PSE Cora Cora I y II Etapa	Pendiente de RM	Ayacucho / Arequipa	01/11/2006	15.574.939 88
59	PSE Chuqibamba	Pendiente de RM	Arequipa	01/03/2008	929.430 45
60	P.S.E. Cangallo III Etapa	RM-199-01-EM/DEP	Ayacucho	07/05/2001	4.168.567 59
61	RS del PSE Cangallo III Etapa	RM-058-03-EM/DM	Ayacucho	11/02/2003	4.943.960 05
62	PSE Cangallo II Etapa	RM-405-02-EM/DM	Ayacucho	10/09/2002	5.222.509 34
63	PSE Querochoto - Huambos	RM-645-98-EM/DEP	Cajamarca	30/12/1998	1.931.908 86
64	PSE Oxapampa	RM-213-99-EM/DEP	Pasco	18/05/1999	2.220.538 09
65	PSE Villa Rica	RM-213-99-EM/DEP	Pasco	18/05/1999	2.439.029 52
66	PSE San Francisco	RM-621-99-EM/DEP	Ayacucho	03/11/1999	2.102.805 53
67	PSE San Francisco, Sector Santa Rosa - Palmapampa	RM-057-03-EM/DM	Ayacucho	11/02/2003	1.714.778 62

INFRAESTRUCTURAS ELECTRICAS RURAL

N°	SISTEMA ELECTRICO RURAL	DOCUMENTO	UBICACIÓN	FECHA DE R.M.	VALOR PATRIMONIAL
68	PSE Yanamarca II etapa	RM-213-99-EM/DEP	Junin	18/05/1999	1,951,820.72
69	PSE Zona Altiña de Ingenio - I. R D 13.6 - 7.62 kV	RM-213-99-EM/DEP	Junin	18/05/1999	351,918.83
70	PSE Huanuco - Dos de Mayo II Etapa 22 9/13 2KV	RM-478-05-MEM/DM	Huanuco	16/11/2005	10,297,303.82
71	PSE Comas-Andamarca II Etapa (no redes secundarias)	RM-178-01-EM/DEP	Junin	18/04/2001	545,848.70
72	PSE Salpo II Etapa	RM-199-01-EM/DEP	Junin	07/05/2001	1,686,824.40
73	PSE Valle de Acobambilla	RM-178-01-EM/DEP	Huancavelica	18/04/2001	310,260.20
74	PSE Asociado a la CH Namballe	RM-305-01-EM/DEP	Cajamarca	10/07/2001	672,948.23
75	PSE Catiluc - Tongod	RM-178-01-EM/DEP	Cajamarca	18/04/2001	548,182.12
76	PSE Lonya Grande	RM-056-03-EM/DM	Amazonas	11/02/2003	3,697,575.12
77	RR SS Y Conexion domiciliaria del PSE Lonya Grande	RM-270-02-EM/DM	Amazonas	31/05/2002	2,692,944.06
78	PSE Chachapoyas II Etapa	RM-475-05-MEM/DM	Amazonas	16/11/2005	12,473,173.98
79	P.S.E. BAGUA I ETAPA 22 9/13 2 KV	RM-479-05-MEM/DM	Amazonas	16/11/2005	9,851,411.92
80	PSE Chacas San Luis	RM-621-99-EM/DEP	Ancash	03/11/1999	1,718,566.45
81	P.S.E. Cajamarca Eje Asuncion - Cospan	RM-341-01-EM/DEP	Cajamarca	24/07/2001	5,164,194.87
82	RS del PSE Cajamarca Eje Asuncion Cospan	RM-341-05-MEM/DM	Cajamarca	24/08/2005	3,306,084.54
83	RDS Localidad Asuncion	RM-547-03-MEM/DM	Cajamarca	24/10/2003	140,585.62
84	PSE Tocache I Etapa	RM-341-01-EM/DEP	San Martin	24/07/2001	7,463,222.95
85	PSE Asociado a la CH de Tabaconas	RM-178-01-EM/DEP	Cajamarca	18/04/2001	372,586.15
86	RDS del PSE Asociado a la CH de Tabaconas	RM-017-01-EM/DEP	Cajamarca	09/01/2001	291,916.29
87	PSE Lircay- Acobamba II Etapa	FINANCIADO X ADINELSA	Huancavelica	01/09/2006	7,426,105.99
88	P.S.E. asociado a la MCH Andagua	RM-194-02-EM/DM	Arequipa	12/04/2002	457,399.40
89	PSE Cajabamba, San Marcos y Huamachuco	RM-110-04-MEM/DM	Cajamarca	16/03/2004	5,968,460.72
90	RS del PSE Cajabamba San Marcos Huamachuco	RM-343-05-MEM/DM	Cajamarca	24/08/2005	2,294,939.25
91	P.S.E. Cobriza II Etapa - Linea y Red Primaria 22 9/13 2 KV	Pendiente de RM	Huancavelica	12/04/2002	8,327,341.65
92	RDS Del PSE Cobriza II Etapa	FINANCIADO X ADINELSA	Huancavelica	01/09/2006	5,009,591.03
93	P.S.E. Jaen I Etapa	RM-290-2000-EM/MME	Cajamarca	31/07/2000	3,014,031.99
94	P.S.E. Jaen I Etapa (Suministros para Reparacion de 03 Tramos del Ramal Jaen - Snc)	RM-017-01-EM/DEP	Cajamarca	09/01/2001	1,602.26
95	PSE Carhuauquero I Etapa / Sub Estacion 220/60/22,9 kV Carhuauquero	RM-476-05-MEM/DM	Lambayeque / Cajamarca	16/11/2005	12,174,538.11
96	PSE Cnilete II Etapa	RM-480-05-MEM/DM	Cajamarca / La Libertad	16/11/2005	3,831,880.79
97	PSE Tarma III Etapa	RM-477-05-MEM/DM	Junin	16/11/2005	3,571,313.19
98	PSE San Ignacio I Etapa 22 9/13 2KV	RM-515-05-MEM/DM	Cajamarca	13/12/2005	2,117,808.82
99	PSE Pomabamba II Etapa	RM-199-01-EM/DEP	Ancash	07/05/2001	3,960,320.77
100	Redes Secundarias del PSE Pomabamba II Etapa	RM-344-05-MEM/DM	Ancash	24/08/2005	2,864,540.66
101	PSE Ayabaca II Etapa 22 9/13 2KV	RM-324-05-MEM/DM	Piura	08/08/2005	2,212,920.07
102	PSE Asociado a la C H Salvacion	RM-199-01-EM/DEP	Madre de Dios	07/05/2001	415,462.55
103	PSE Illimo II Etapa 22 9/13 2KV	RM-050-06-MEM/DM	Lambayeque	23/01/2006	6,179,640.29
104	PSE Chulucanas I Etapa SE Chulucanas	RM-115-04-MEM/DM	Piura	16/03/2004	9,012,478.51
105	PSE Valle Huaura - Sayan	RM-341-02-EM/DM	Lima	25/07/2002	746,993.27
106	PSE Congalla	FINANCIADO X ADINELSA	Huancavelica	01/09/2006	8,210,135.70
107	Electrificacion de Sanagoran	RM-199-01-EM/DEP	La Libertad	07/05/2001	766,263.32
108	RDS del PSE de Sanagoran	RM-017-01-EM/DEP	La Libertad	09/01/2001	313,251.03
109	Electrificacion San Agustin de Huaychao y Canchachuco	RM-543-03-MEM/DM	Pasco	24/10/2003	63,342.99
110	Electrificacion Peru Ecuador	RM-452-05-MEM/DM	Piura	28/10/2005	505,516.83
111	ELECTRIFICACION SIPAN, SALTUR y HUACA RAJADA	RM-113-04-MEM/DM	Lambayeque	16/03/2004	238,219.12
112	Electrificacion de Nuevo Progreso	RM-230-06-MEM/DM	San Martin	08/05/2006	500,827.66
113	Electrificacion La Union - Bellavista - Cerritos del PSE Bajo Piura I y II Etapa	RM-017-01-EM/DEP	Piura	09/01/2001	376,720.94
114	Electrificacion del A H Villa El Milagro	RM-017-01-EM/DEP	Lambayeque	09/01/2001	348,899.54
115	Electrificacion Justo Pastor y Villa Hermosa	RM-178-01-EM/DEP	Ica	18/04/2001	208,212.91
116	Electrificacion El Aiamor	RM-017-01-EM/DEP	Piura	09/01/2001	154,596.53
117	LP y RP dist San Luis Vitoc anexos y RP Vitoc	RM-213-99-EM/DEP	Junin	18/05/1999	671,804.33
118	RP y RS de San Luis de Shuaro y Vitoc	RM-178-01-EM/DEP	Junin	18/04/2001	798,856.36
119	LP y RP en 22.9KV de las localidades de Conila y Coechan	RM-017-01-EM/DEP	Piura	09/01/2001	174,446.98
120	RDS Localidad Conila y Coechan (Suministro de Materiales y Equipos)	RM-548-03-MEM/DM	Piura	24/10/2003	156,947.18
121	LP y RP en 22.9 KV Derivacion Lonya Chico - Inguilpata	RM-645-98-EM/DEP	Amazonas	30/12/1998	110,586.39
122	LP y RP Huayllay y SE	RM-213-99-EM/DEP	Pasco	18/05/1999	327,963.74
123	LP y RP 22 9/13 2 Kv Ayacucho-Chontaca-Ocros - Ampl. SE Ayac	RM-213-99-EM/DEP	Ayacucho	18/05/1999	1,664,708.26
124	LP y RP 22 9/13.2 Kv Pomabamba-Chuschi	RM-213-99-EM/DEP	Ayacucho	18/05/1999	631,025.55
125	LP Chulucanas - Tambo Grande - Las Lomas	RM-621-99-EM/DEP	Piura	03/11/1999	3,006,121.60
126	LP Zaña Cayalti	RM-621-99-EM/DEP	Lambayeque	03/11/1999	305,171.49
127	R.S. de Poyeni	RM-178-01-EM/DEP	Junin	18/04/2001	268,074.09
128	RS del PSE Pampas-San Antonio I Etapa	FINANCIADO X ADINELSA	Huancavelica	01/09/2006	6,259,544.02
129	RS del PSE Huancavelica Norte Eje Paica II Etapa	RM-008-06-MEM/DM	Huancavelica	06/01/2006	1,477,300.51
130	Suministros Electrificacion localidad Trinidad	RM-105-02-EM/DM	Cajamarca	18/02/2002	163,600.55
131	LT 66 KV Ayacucho-Cangallo y Subestaciones	RM-017-01-EM/DEP	Ayacucho	09/01/2001	12,677,672.10
132	LT 60 KV Chiclayo-Pomalca-Tuman-Cayalti y S.E Pomalca / S.E Tuman / S.E Cayalti	RM-017-01-EM/DEP	Lambayeque	09/01/2001	20,407,133.75
133	LT 60Kv Zorritos - Tumbes / LT 60Kv Tumbes - Zarumilla / S.E Tumbes / S.E	FA-002-001417	Tumbes	28/10/1999	11,544,794.21
134	LT 66KV Huacho Nueva - Andahuasi / S.E Andahuasi	RM-199-01-EM/DEP	Lima	07/05/2001	8,724,251.62
135	LT 138KV Yaupi - Oxapampa - Villa Rica y SSEE	RM-271-02-EM/DM	Pasco / Junin	31/05/2002	19,928,060.82
136	LT 60KV Puquio Cora Cora y SSEE	Pendiente de RM	Ayacucho	01/11/2006	10,002,134.58

INFRAESTRUCTURAS ELECTRICAS RURAL

Nº	SISTEMA ELECTRICO RURAL	DOCUMENTO	UBICACION	FECHA DE R. M.	VALOR PATRIMONIAL
137	Central Eolica de Malabrigo - La Libertad	FA-002-001448	La Libertad	28/10/1999	1,650,977.51
138	Central Eolica de San Juan de Marcona - Ica y LT 34.5 kV interconexion Marc	RM-070-2000-EM/DEP	Ica	03/03/2000	2,237,109.02
139	GE 100 kw C.T. Parachique (Reubicado de la CH Frias)	RM-645-98-EM/DEP	Piura	30/12/1998	171,951.53
140	GE 100 kw C.T. Bolivar	RM-645-98-EM/DEP	La Libertad	30/12/1998	179,109.98
141	CT Satipo - Grupo Electrogenero 500 Kw	RM-583-2003-EM-DEP	Junin	24/10/2003	577,603.80
142	CT Yautan	RM-621-99-EM/DEP	Ancash	03/11/1999	187,317.45
143	CT en LANCONES	RM-621-99-EM/DEP	Piura	03/11/1999	327,934.41
144	CT Encuentros de los Pilares / RS de los Encuentros de los Pilares	RM-621-99-EM/DEP	Piura	03/11/1999	329,281.78
145	GT100KW Yamango (reubicado GT Casitas-Cañaverl)	RM-621-99-EM/DEP	Tumbes	03/11/1999	355,239.92
146	CT La Grama y RS la Grama	RM-621-99-EM/DEP	Cajamarca	03/11/1999	380,586.06
147	CT Illimo - Grupo Electrogenero 500 Kw	RM-583-2003-EM-DEP	Lambayeque	24/10/2003	428,084.09
148	CT Santa Maria de Nieva - Grupo Electrogenero 200 Kw	RM-584-2003-EM/DEP	Amazonas	24/10/2003	376,921.12
149	CT Santa Cruz - Grupo electrogenero 500 Kw	RM-583-2003-EM-DEP	Cajamarca	24/10/2003	661,719.83
150	CT Saramiriza - Grupo Electrogenero 200 Kw	RM-584-2003-EM/DEP	Amazonas	24/10/2003	405,546.29
151	CT Omas - Grupo Electrogenero 50 Kw	RM-584-2003-EM/DEP	Lima	24/10/2003	48,556.14
152	CT - GRUPO ELECTROGENO 100 KW - CH QUINCHES	RM-587-07-MEM/DM	Lima	26/12/2007	98,461.05
153	CT - GRUPO ELECTROGENO 100 KW - CH HUARMACA	RM-587-07-MEM/DM	Piura	26/12/2007	115,822.19
154	CT - GRUPO ELECTROGENO 100 KW - CH MARCABAMBA	RM-587-07-MEM/DM	Ayacucho	26/12/2007	110,363.12
155	CT - GRUPO ELECTROGENO 200 KW - CH SAN FRANCISCO	RM-587-07-MEM/DM	Cusco	26/12/2007	534,999.65
156	123 SFD - PASCO	RM-242-01-EM/DEP	Pasco	31/05/2001	246,443.06
157	260 SFD - AMAZONAS-JUNIN-LORETO-PASCO-PUNO-UCAYALI	RM-268-02-EM/DM	Varios	31/05/2002	336,184.80
158	1095 SFD - AMAZONAS-AYACUCHO-CAJAMARCA-HUANUCO-LORETO-MADRE DE DIOS-PIURA-SAN MARTIN-TUMBES-UCAYALI	RM-267-02-EM/DM	Varios	31/05/2002	1,191,927.94
159	Sistema Fotovoltaico Rural (4,200 SFD)	RM-199-08-MEM/DM	Varios	25/04/2008	7,562,352.00

ANEXO C
CONVENIO DE ADMINISTRACION N° 004 – 2003, SUSCRITO
ENTRE ADINELSA Y LA MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE
YAUYOS

CONVENIO N° 004 - 2003

CONVENIO PARA LA ADMINISTRACION Y COMERCIALIZACION DEL SERVICIO DE ENERGIA ELECTRICA EN EL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO YAUYOS.

Conste por el presente documento un Convenio para la administración y comercialización del servicio de energía eléctrica del Pequeño Sistema Eléctrico Yauyos II Etapa y Pequeño Sistema Eléctrico Lunahuaná III Etapa, así como la operación y mantenimiento del PSE, que suscriben de una parte la Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S. A. – ADINELSA, Empresa Estatal de Derecho Privado, con RUC N° 20425809882 y con domicilio en Prolongación Pedro Miotta N° 421, San Juan de Miraflores, en adelante **LA EMPRESA** representada por su Gerente General Sr. Miguel Angel Vásquez Núñez identificado con D.N.I. N° 10314129 y por otra parte la Municipalidad Provincial de Yauyos, con RUC N° 20172247513, que en adelante se llamará **LA MUNICIPALIDAD**, representada por su Alcalde Sr. Kelly Ponce Martínez, identificado con D.N.I. N° 08046863, en los términos y condiciones siguientes:

PRIMERA CLAUSULA: OBJETO

- 1.1 El objeto del presente Convenio es encargar la comercialización del suministro de energía eléctrica de las localidades pertenecientes al Pequeño Sistema Eléctrico Yauyos II Etapa y Pequeño Sistema Eléctrico Lunahuaná III Etapa, así como su operación y mantenimiento a **LA MUNICIPALIDAD**, según las condiciones que se establecen en el mismo; así como efectuar la entrega por parte de **LA EMPRESA** de las instalaciones de la Línea Primaria, Redes Primarias y Redes Secundarias, a **LA MUNICIPALIDAD** para su custodia.

SEGUNDA CLAUSULA : ANTECEDENTES

LA MUNICIPALIDAD es una persona jurídica de derecho público con autonomía económica y administrativa en los asuntos de su competencia que, de acuerdo a los numerales 6 de los artículos 10°, 65° y 71° de la Ley Orgánica de Municipalidades, está facultada para organizar, reglamentar y administrar los servicios públicos de su localidad, asegurando la prestación del servicio de alumbrado público y el suministro de energía domiciliaria.

- 2.2 **ADINELSA** es una empresa estatal de derecho privado constituida de acuerdo a las leyes de la República del Perú bajo la forma de sociedad anónima, que se dedica entre otros a la entrega en administración con fines de servicio público de electricidad de las obras de infraestructura eléctrica de su propiedad.

LA EMPRESA, se constituye en una empresa administradora de las obras ejecutadas por la Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas y otras entidades del Estado, destinadas a la Ampliación de la Frontera Eléctrica a nivel nacional.

Con fecha 20/06/02 **LA EMPRESA** suscribió con **LA MUNICIPALIDAD** DISTRITAL DE HONGOS el Addendum N°7 al Convenio N° 015-99, para la comercialización del suministro eléctrico de las localidades pertenecientes al PSE Yauyos II Etapa y PSE Lunahuaná III Etapa así como la operación y mantenimiento del mismo.



- 2.5 Con fecha 19/02/03 y documento OFICIO N° 028-03-MPY-A, el Alcalde Provincial de Yauyos solicita transferencia de Administración para la comercialización del suministro eléctrico de las localidades pertenecientes al PSE Yauyos II Etapa y Lunahuaná III Etapa, a su representada.
- 2.6 El PSE Yauyos II Etapa(33 localidades) está comprendido por: Huamuchaca, Vichica, Auco, Puente Auco, Yauyos, Achín, Aquicha, HUantan, Magdalena, Ayauca, Aucampi, Quiriman, Carachota, Concubay, Puente Putinza, Capillucas, Sañin, Pampas, Cusi, HUayo, Quiurini, Casinta, Bellavista, pampaza, Pisacha, Oyunco, Pampucro, Ayrampito, Quisque, Putinza, Lanca, Atcas y Langaico. Y el PSE Lunahuaná III Etapa (17 localidades) por: Vichica, Huayllampi, Chihicay, Pueblo Viejo, Tambo, Piedra Grande, Caypan Nuevo, Pueblo Nuevo, Llangastambo, Cancahn, Cachuy, Aiza, Tupe, San Jerónimo, Chapín y Colca.

TERCERA CLAUSULA : OBLIGACIONES DE LA EMPRESA Y LA MUNICIPALIDAD

- 3.1 **LA MUNICIPALIDAD** efectuará la facturación y cobranza mensual a los usuarios de las Localidades pertenecientes al PSE Yauyos II Etapa y PSE Lunahuana III Etapa de acuerdo al cronograma adjunto que como anexo N°1 y debidamente suscrito forma parte del presente Convenio, debiendo transferir el monto recaudado directamente a **LA EMPRESA**, en el Banco de la Nación y en Moneda Nacional a través de la corresponsalía del CITIBANK después de deducir sus costos operativos que se detallan en el numeral 4.0 dentro de los 15 días siguientes a la fecha de vencimiento consignada en las facturas. En caso de no cumplirse con el plazo indicado **LA MUNICIPALIDAD** deberá pagar los intereses correspondientes a la Tasa Activa Promedio en Moneda Nacional.

En caso que, el costo operativo detallado en el numeral 4.0 sea mayor que el monto cobrado, **LA EMPRESA** transferirá la diferencia a favor de **LA MUNICIPALIDAD**, a la cuenta que ella indique, dentro de los 15 días siguientes de la fecha de vencimiento, consignada en la factura.

- 3.2 **LA MUNICIPALIDAD** asumirá en su totalidad el pago por compra de energía eléctrica en bloque a la empresa ELECTROCENTRO S.A., para el suministro a las localidades del PSE Yauyos II Etapa y PSE Lunahuaná III Etapa.

LA EMPRESA emitirá mensualmente una sola factura a cargo de **LA MUNICIPALIDAD** por el importe correspondiente a la suma de las facturas emitidas por **LA MUNICIPALIDAD** a los usuarios de las Localidades pertenecientes al PSE Yauyos II Etapa y PSE Lunahuaná III Etapa.

Los ingresos obtenidos por parte de **LA EMPRESA** corresponden a la explotación comercial del PSE Yauyos II Etapa y PSE Lunahuana III Etapa en su condición de propietaria, trasladándose por intermedio de **LA MUNICIPALIDAD** a los usuarios finales. En tal efecto, se utilizará la razón social y el RUC de **LA MUNICIPALIDAD** para la facturación a los usuarios finales por el servicio de energía eléctrica.

LA MUNICIPALIDAD emitirá su factura por la comisión de cobranza, lectura de medidores, reparto de recibos, corte-reconexión, atención a clientela,

comunicación, movilidad, operación y mantenimiento del PSE Yauyos II Etapa y PSE Lunahuaná III Etapa.

- 3.4 **LA MUNICIPALIDAD** garantiza la custodia y el buen manejo de los fondos recaudados.
- 3.5 **LA MUNICIPALIDAD** estará a cargo de la operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas del PSE Yauyos II Etapa y PSE Lunahuaná III Etapa, debiendo contratar al personal técnico que se encargará de esta labor. El personal de operación y mantenimiento, la designación de los mismos y la retribución mensual serán determinados por **LA MUNICIPALIDAD** en coordinación previa con **LA EMPRESA**.
- 3.6 Los trabajos de mantenimiento preventivo de las instalaciones electromecánicas, deberán ser programados anualmente, documento que deberá ser aprobado por **LA EMPRESA** antes del 31 de enero de cada año.

LA EMPRESA podrá solicitar a **LA MUNICIPALIDAD** la ejecución de labores de mantenimiento preventivo y correctivo de las instalaciones del PSE Yauyos II Etapa y PSE Lunahuaná III Etapa, cuyos presupuestos serán previamente aprobadas por **LA EMPRESA**.

LA MUNICIPALIDAD podrá realizar trabajos de emergencia, previamente calificada por **LA EMPRESA**, en salvaguarda de las redes eléctricas, informando oportunamente de lo realizado.

- 3.7 **LA EMPRESA** podrá encargar a **LA MUNICIPALIDAD** la facturación a usuarios en media tensión. Para dicho efecto **LA MUNICIPALIDAD** podrá previa coordinación y aprobación de **LA EMPRESA**, suscribir el contrato de suministro correspondiente. El monto recaudado por la venta de energía será depositado directamente por el cliente en media tensión en la cuenta bancaria indicada en el punto 3.1.
- 3.8 **LA MUNICIPALIDAD** no podrá hacer exoneraciones de pago por el consumo de energía eléctrica, de acuerdo a lo establecido en el artículo 82° de la Ley de Concesiones Eléctricas N° 25884, salvo autorización de **LA EMPRESA**.

Con la finalidad evitar observaciones por parte de los organismos de Control, Fiscalización y Auditoría de la Gestión Municipal, así como mejorar el control de las liquidaciones comerciales del presente convenio, **LA MUNICIPALIDAD** deberá aperturar una Cuenta Corriente Bancaria a nombre de la respectiva Municipalidad, en el Banco de su preferencia.

CUARTA CLAUSULA : LIQUIDACIÓN ECONOMICA

4.1 Costos de Comercialización

LA EMPRESA pagará a **LA MUNICIPALIDAD** en cada proceso de facturación, una comisión por cobranza de acuerdo a los siguientes porcentajes:

% de recibos cobrados respecto al número de recibos emitidos	S/. / por cada recibo cobrado
Hasta 80 %	0.30
81 % - 85 %	0.35
86 % - 90 %	0.40
91 % - 92 %	0.45
93 % - 95 %	0.50
96 % - 97%	0.55
98 % - 100 %	0.60

Asimismo, se pagará a **LA MUNICIPALIDAD** S/. 0.25 (veinticinco céntimos de nuevo sol) por cada lectura de medidor, S/. 0.20 (veinte céntimos de nuevo sol) por cada reparto de recibo, S/. 5.00 (cinco con 00/100 nuevos soles) por cada corte y reconexión, S/. 200.00 (Doscientos con 00/100 nuevos soles) por concepto de movilidad y viáticos por entrega y recepción de la información en la ciudad de Lima a la liquidación de la respectiva cobranza dentro de la fecha programada en el cronograma de facturación, en caso de efectuarse la liquidación de la cobranza fuera de dicha fecha se pagará en dicho mes S/. 100.00 (cien con 00/100 nuevos soles), reconociéndose en ambos casos una movilidad por mes facturado.

4.2 Costos de Operación y Mantenimiento

- ✓ Los costos de la operación y mantenimiento del PSE (Líneas Primarias, Redes Primarias y Redes Secundarias) repuestos, materiales y herramientas, serán reconocidos a **LA MUNICIPALIDAD**, debiendo ésta sustentar dichos costos documentadamente y debiendo ser aprobados previamente por **LA EMPRESA**.

Asimismo, se reconocerá la remuneración mensual del personal según lo establecido en el acápite 3.5., la misma que incluirá los seguros de vida correspondientes

- ✓ **LA EMPRESA** reconocerá a **LA MUNICIPALIDAD**, por la supervisión de la operación del PSE Yauyos II Etapa y PSE Lunahuana III Etapa, un monto mensual equivalente al 5% (cinco por ciento) del monto total correspondiente a los pagos del personal encargado de la operación. Asimismo, se reconocerá las remuneraciones mensuales del personal, según lo establecido en el numeral 3.5.
- ✓ Con la finalidad de optimizar la operación y mantenimiento del PSE Yauyos II Etapa y PSE Lunahuana III Etapa, **LA EMPRESA** reconocerá a **LA MUNICIPALIDAD** por concepto de servicio de movilidad un monto máximo de S/. 4,500.00 (Cuatro Mil Quinientos y 00/100 Nuevos Soles) al mes (que incluye combustible, seguros y el IGV). El uso de la movilidad será exclusivamente para las labores de mantenimiento y operación de las instalaciones indicadas, la misma que estará a cargo del ingeniero responsable durante todo el mes. La selección de la unidad móvil deberá contar con la aprobación de **LA EMPRESA**

- ✓ Para el reconocimiento del pago, **LA MUNICIPALIDAD** deberá presentar las facturas correspondientes y un informe sustentatorio de las labores y los desplazamientos efectuados. Dicho informe deberá contar con la conformidad de **LA EMPRESA**.

4.3 Liquidación Económica

La liquidación económica correspondiente a los costos comerciales y los costos de operación y mantenimiento, deberán ser aprobadas por **LA EMPRESA**.

QUINTA CLAUSULA : DEL PERSONAL

LA EMPRESA no tiene ninguna responsabilidad con el personal de **LA MUNICIPALIDAD** o que sea contratado por ésta, para el cumplimiento del Convenio. **LA EMPRESA** no contrae ninguna responsabilidad con respecto a remuneraciones, derechos previsionales u otras obligaciones laborales o judiciales, respecto al personal que contrate **LA MUNICIPALIDAD** o que realice las tareas referida al Convenio.

SEXTA CLAUSULA VIGENCIA Y RESOLUCIÓN DEL CONVENIO

6.1 MODIFICACIONES Y RESOLUCION DEL CONVENIO

Las modificaciones que las partes de común acuerdo desean incorporar al presente Convenio, se realizarán por acuerdos complementarios y entrarán en vigencia a su firma a través de la respectiva Addenda.

Ya sea por incumplimiento o voluntad propia, el presente contrato podrá ser resuelto por cualquiera de las partes, previa comunicación notarial por escrito, con treinta (30) días de anticipación. Esta forma de resolución no implica pago de indemnización alguna. La resolución del convenio solo se hará efectiva cuando **LA EMPRESA** encargue y formalice la administración y comercialización del PSE Yauyos II Etapa y PSE Lunahuana III Etapa, a otra Municipalidad o Empresa la que asumirá todas las obligaciones contractuales originadas por este convenio principal.

VIGENCIA

El Presente Convenio entrará en vigencia a partir del 01/03/03 por el periodo de un año el mismo que será renovado automáticamente por periodos anuales, salvo que alguna de las partes manifieste por escrito su intención de no renovarlo, con treinta (30) días de anticipación.

En caso se otorgue en concesión de distribución la zona geográfica atendida por el proyecto, a alguna empresa concesionaria, el plazo de vigencia del presente convenio regirá hasta la fecha de suscripción del contrato de concesión correspondiente y esta empresa concesionaria asumirá automáticamente las atribuciones y obligaciones establecidas en este convenio con respecto al contrato de suministro con la Empresa ELECTROCENTRO S.A. S.A., hasta cumplir el periodo establecido en el mismo.

SÉPTIMA CLAUSULA : DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

- 7.1. Las partes se someten expresamente a la Jurisdicción de los Jueces y Tribunales de la Ciudad de Lima, para cualquier efecto derivado del presente convenio, renunciando a cualquier otro fuero.
- 7.2 Este Convenio se modificará en sus términos, por acuerdo de ambas partes según los requerimientos que se presenten.
- 7.3 Los aspectos no tratados en el presente Convenio, se solucionarán mediante acuerdo escrito entre las partes.

Las partes declaran que en el presente convenio no ha mediado ningún vicio de la voluntad que lo pueda invalidar de manera posterior, el cual se firma por duplicado

En señal de conformidad, ambas partes suscriben el presente documento a los 28 días del mes de Febrero del 2003.

Por LA MUNICIPALIDAD

ADDENDUM N° 01 AL CONVENIO N° 004-2003

CELEBRADO CON LA MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE YAUYOS

Conste por el presente Addendum N° 01 al Convenio N° 004-2003, que suscriben de una parte la Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A.-ADINELSA, con RUC N° 20425809882, con domicilio en Prolongación Pedro Miotta N° 421, San Juan de Miraflores, debidamente representada por su Gerente General Sr. Miguel Angel Vásquez Núñez, identificado con DNI N° 10314129, según poder inscrito en la Partida Electrónica 11099911, del Registro de Personas Jurídicas del Libro de Sociedades Mercantiles de Lima, que en adelante se denominará **LA EMPRESA** y de la otra parte la Municipalidad Provincial de Yauyos del departamento de Lima, con RUC N° 20172247513, que en adelante se llamará **LA MUNICIPALIDAD**, representada por su Alcalde Sr. Kelly Ponce Martinez, identificado con D.N.I N° 08046863, en los términos y condiciones siguientes:

PRIMERA: Con fecha 28/02/2002, **LA EMPRESA** suscribió con **LA MUNICIPALIDAD** el Convenio N° 004-2003, para la comercialización del servicio de energía eléctrica de las localidades pertenecientes al Pequeño Sistema Eléctrico Yauyos II Etapa y Lunahuaná III Etapa, así como la operación y mantenimiento de las Líneas Primarias, Redes Primarias y Redes Secundarias, de propiedad de **LA EMPRESA**.

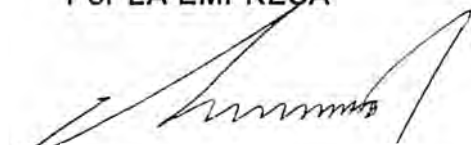
SEGUNDA: **LA MUNICIPALIDAD** por su cuenta y cargo y de conformidad con lo establecido en el Art. 23° de la Ley de Contrataciones y Adquisiciones del Estado, Texto Único Ordenado de la Ley N° 26850, encarga a **LA EMPRESA** la convocatoria e implementación de los procesos necesarios para la adquisición de los implementos de seguridad e higiene ocupacional en cumplimiento a lo establecido en el Título III y V del Reglamento de Seguridad e Higiene Ocupacional del Sub Sector Electricidad (RHOSSE), aprobado por RM N° 263-2001-EM/VME; así como de otros bienes y servicios que sean requeridos para las labores de mantenimiento y operación de las instalaciones de propiedad de **LA EMPRESA**.

TERCERA: Excepto lo modificado por el presente Addendum, quedan vigentes los demás términos y condiciones del Convenio N° 004-2003, celebrado por ambas partes, con fecha

28 de Febrero del 2003, a que se refiere el punto primero del presente Addendum.

En señal de conformidad, ambas partes suscriben el presente documento a los 02 días del mes de Noviembre del 2004.

Por **LA EMPRESA**


Miguel Angel Vásquez Núñez
Gerente General

Por **LA MUNICIPALIDAD**


Kelly Ponce Martinez
Alcalde

ADDENDUM N° 02 AL CONVENIO N° 004 - 2003

CELEBRADO CON LA MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE YAUYOS

Conste por el presente Addendum, que suscriben de una parte la Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S. A. – ADINELSA, con RUC N° 20425809882, con domicilio en Prolongación Pedro Miotta N° 421, San Juan de Miraflores, debidamente representada por su Gerente General Sr. Miguel Angel Vásquez Núñez, identificado con D.N.I. N° 10314129, según poder inscrito en la Partida Electrónica N° 11099911, del Registro de Personas Jurídicas del Libro de Sociedades Mercantiles de Lima, que en adelante se denominará **LA EMPRESA** y de la otra parte la Municipalidad Provincial de Yauyos, Departamento de Lima, con RUC N° 20172247513, que en adelante se llamará **LA MUNICIPALIDAD**, representada por su Alcalde Sr. Kelly Ponce Martínez, identificado con D.N.I. N° 08046863, en los términos y condiciones siguientes:

PRIMERA CLAUSULA

Con fecha 28.02.03 y 02.11.04, **LA EMPRESA** suscribió con **LA MUNICIPALIDAD** el Convenio N° 004-2003 y Addendum N° 01 respectivamente, para la comercialización del suministro de energía eléctrica de las localidades pertenecientes al Pequeño Sistema Eléctrico Yauyos II Etapa y Pequeño Sistema Eléctrico Lunahuaná III Etapa, así como para la operación y mantenimiento de las Líneas Primarias, Redes Primarias y Redes Secundarias de propiedad de **LA EMPRESA**.

SEGUNDA CLAUSULA

el presente documento **LA EMPRESA** y **LA MUNICIPALIDAD**, acuerdan incorporar dentro de los alcances del Convenio de Administración N° 004-2003, referido en el punto primero del presente documento, a las localidades de, HONGOS, MARCALLA, SAN MARCOS, SAN JOSE, CHAUCAS, VILLAFLORES, AZANGARO, MIRAFLORES, SAN JUAN DE YAU, HUIRPINA, SAN FLORIAN, CHAVIN, CHILLACA, TAMBOPATA, FLORIDA, HORTIGAL, PUEBLO NUEVO, VISCAYA, TAPAYA, TALLAMARCA, CRUZ PAMPA-COCHAPUNCO, PICUNZA, APURI, HUAYCHAUCAMA, PAMPA UÑA, GRAU, PIRHUAYOC, PAMPA ROSARIO, ESMERALDA, SANTA ANA, COCHAMARCA, CHACAMARCA, LINCHA, CHOCOS, VIÑAC Y MADEAN, así como y la custodia, operación y mantenimiento del Pequeño Sistema Eléctrico Hongos I y II Etapa y la Central Hidroeléctrica de Hongos.

TERCERA CLAUSULA

Las partes acuerdan en modificar la CLAUSULA CUARTA

Costos de Comercialización

LA EMPRESA pagará a **LA MUNICIPALIDAD** en cada proceso de facturación, una

comisión por cobranza de acuerdo a los siguientes porcentajes:

% de recibos cobrados respecto al número de recibos emitidos	S/. / por cada recibo cobrado
Hasta 80 %	0.30
81 % - 85 %	0.35
86 % - 90 %	0.40
91 % - 95 %	0.50
96 % - 100 %	0.60

Asimismo, se pagará a **LA MUNICIPALIDAD** S/. 0.25 (veinticinco céntimos de nuevo sol) por cada lectura de medidor, S/. 0.20 (veinte céntimos de nuevo sol) por cada reparto de recibo, S/. 5.00 (cinco con 00/100 nuevos soles) por cada corte y reconexión, S/. 200.00 (Doscientos con 00/100 nuevos soles) por concepto de movilidad y viáticos por entrega y recepción de la información en la ciudad de Lima a la liquidación de la respectiva cobranza dentro de la fecha programada en el cronograma de facturación, en caso de efectuarse la liquidación de la cobranza fuera de dicha fecha se pagará en dicho mes S/. 100.00 (cien con 00/100 nuevos soles), reconociéndose en ambos casos una movilidad por mes facturado.

4.2 Costos de Operación y Mantenimiento

- ✓ Los costos de la operación y mantenimiento del PSE (Líneas Primarias, Redes Primarias y Redes Secundarias) repuestos, materiales y herramientas, serán reconocidos a **LA MUNICIPALIDAD**, debiendo ésta sustentar dichos costos documentadamente y debiendo ser aprobados previamente por **LA EMPRESA**.

Asimismo, se reconocerá la remuneración mensual del personal según lo establecido en el acápite 3.5 del Convenio 004-2003, la misma que incluirá los seguros de vida correspondientes

- ✓ **LA EMPRESA** reconocerá a **LA MUNICIPALIDAD**, por la supervisión de la operación del PSE Yauyos II Etapa, PSE Lunahuana III Etapa, PSE Hongos I y II Etapa y CH Hongos, un monto mensual equivalente al 5% (cinco por ciento) del monto total correspondiente a los pagos del personal encargado de la operación. Asimismo, se reconocerá las remuneraciones mensuales del personal, según lo establecido en el numeral 3.5 del Convenio N° 004-2003.
- ✓ **LA EMPRESA** reconocerá a **LA MUNICIPALIDAD**, los gastos administrativos por los servicios prestados de atención al cliente la suma de S/. 400.00 (Cuatrocientos con 00/100 Nuevos Soles).
- ✓ Con la finalidad de optimizar la operación y mantenimiento del PSE Yauyos II Etapa, PSE Lunahuana III Etapa y Hongos I y II Etapa, **LA EMPRESA** reconocerá a **LA MUNICIPALIDAD** por concepto de servicio de movilidad un monto máximo de S/. 9,000.00 (Nueve Mil y 00/100 Nuevos Soles) al mes (que incluye combustible, seguros y el IGV). El uso de la movilidad será exclusivamente para las labores de mantenimiento y operación de las instalaciones indicadas, la misma que estará a cargo del profesional

responsable durante todo el mes. La selección de la movilidad deberá contar con la aprobación de **LA EMPRESA**

- ✓ Para el reconocimiento del pago, **LA MUNICIPALIDAD** deberá presentar las facturas correspondientes y un informe sustentatorio de las labores y los desplazamientos efectuados. Dicho informe deberá contar con la conformidad de **LA EMPRESA**.

4.3 Liquidación Económica

La liquidación económica correspondiente a los costos comerciales y los costos de operación y mantenimiento, deberán ser aprobadas por **LA EMPRESA**.

CUARTA CLAUSULA

Excepto lo modificado por el presente Addendum, quedan vigentes los demás términos y condiciones del Convenio N° 004-2003, a que se refiere el punto primero del presente Addendum.

señal de conformidad, ambas partes suscriben el presente documento a los 31 días el mes de Octubre del 2005.

Por LA EMPRESA




MIGUEL ANGEL VÁSQUEZ NÚÑEZ
Gerente General

Por LA MUNICIPALIDAD




Luis A. Kelly Ponce Martínez
ALCALDE PROVINCIAL DE YAUYOS
REGION LIMA

CONVENIO N° 016 -99

CONVENIO DE COMERCIALIZACION DE REDES ELECTRICAS

Conste por el presente documento un Convenio para la comercialización de las redes eléctricas de las localidades de Cacra y Villafranca, que suscriben de una parte la Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S. A. – ADINELSA, Empresa Estatal de Derecho Privado, con RUC N° 42580988 y con domicilio en Prolongación Pedro Miotta N° 421, San Juan de Miraflores, en adelante LA EMPRESA representada por su Gerente General Ing Mijail Carrasco Gamarra, identificado con L.E. N° 23965641 y por otra parte la Municipalidad ~~Distrital de Cacra~~ con RUC N° 17225588 que en adelante se llamará LA MUNICIPALIDAD, representado por su ~~Alcalde Aquiles Sulca Castro~~, identificado con L.E. N° 16286675, en los términos y condiciones siguientes:

1.0 OBJETO

El objeto del presente Convenio es encargar la comercialización del suministro de energía eléctrica para las localidades de Cacra y Villafranca, a LA MUNICIPALIDAD Distrital de Cacra, según las condiciones que se establecen en el mismo.

ANTECEDENTES

- La Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas ha ejecutado el Pequeño Sistema Eléctrico de Hongos y la rehabilitación de la central de la central del mismo nombre, obras que se encuentran operativas y que son propiedad de la Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S. A. – ADINELSA (anteriormente denominada “Empresa de Ingeniería y Construcción de Sistemas Eléctricos S.A. – ICSA”).
- El 05 de diciembre de 1996, la Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas, a través del Convenio N° 010-96-EM/DEP, encargó la operación y comercialización de la central y el Pequeño Sistema Eléctrico de Hongos a las municipalidades distritales cuyos centros poblados son beneficiarios del servicio, convenio que tuvo vigencia hasta el 31 de diciembre de 1998, a través de sus Addendas correspondientes.
- Dichas obras fueron transferidas en propiedad a la Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S. A. - ADINELSA, en virtud de la Resolución Ministerial N° 645-98-EM/DEP del 30 de diciembre de 1998.
- La Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S. A. - ADINELSA vía terceros ejecuta la operación y mantenimiento de las instalaciones de la Central y el Pequeño Sistema Eléctrico de Hongos.

3.0 OBLIGACIONES DE LA MUNICIPALIDAD

- 3.1 La MUNICIPALIDAD efectuará la facturación y cobranza mensual a los usuarios de las localidades de Caca y Villafranca, debiendo transferir el monto recaudado directamente a LA EMPRESA, después de deducir sus costos operativos que se detallan en el numeral 4.0. La MUNICIPALIDAD realizará la transferencia de fondos a la cuenta de ahorros en moneda nacional N° 100-0101562408 que la EMPRESA mantiene en el banco Interbank, dentro de los 15 días siguientes a la fecha de vencimiento consignada en las facturas. En caso de no cumplirse con el plazo indicado LA MUNICIPALIDAD deberá pagar los intereses correspondientes a la Tasa Activa Promedio en Moneda Nacional.
- 3.2 La MUNICIPALIDAD ejecutará el presente Convenio respetando las normas legales vigentes que sean aplicables, así como las disposiciones de carácter tributario que correspondan.
- 3.3 LA EMPRESA emitirá una sola factura a cargo de la MUNICIPALIDAD por el importe correspondiente a la suma de las facturas emitidas por la MUNICIPALIDAD a los usuarios de las localidades de Caca y Villafranca.
- La MUNICIPALIDAD emitirá su factura por la comisión de cobranza y por lectura de medidores según se detalla en el numeral 4.
- 3.4 La MUNICIPALIDAD garantiza la custodia y el buen manejo de los fondos recaudados.
- 3.5 La MUNICIPALIDAD, facturará a los usuarios de las localidades de Caca y Villafranca, considerando los importes calculados por LA EMPRESA a base de las lecturas efectuadas a los medidores eléctricos. Para este fin la MUNICIPALIDAD entregará las lecturas de los medidores en forma oportuna, debiendo LA EMPRESA procesar la facturación correspondiente, la misma que será entregada en planillas. Con estas planillas la MUNICIPALIDAD procederá con la facturación a los usuarios finales.

DERECHOS DE LA MUNICIPALIDAD

LA EMPRESA pagará a la MUNICIPALIDAD una comisión por cobranza equivalente a ~~S/0.24~~ (veinticuatro céntimos de nuevo sol), por cada recibo cobrado. Asimismo, se pagará a la MUNICIPALIDAD ~~S/0.25~~ (veinticinco céntimos de nuevo sol) por cada lectura de medidor, la liquidación económica correspondiente a la comisión por cobranza así como por lectura de medidor deberá ser aprobada por la EMPRESA.

Asimismo, se reconocerá a la MUNICIPALIDAD, previa presentación de factura a nombre de ADINELSA, el costo del servicio de impresión de facturas.

5.0 DEL PERSONAL

LA EMPRESA no tiene ninguna responsabilidad con el personal de la MUNICIPALIDAD o que sea contratado por ésta, para el cumplimiento del Convenio. LA EMPRESA no contrae ninguna responsabilidad con respecto a remuneraciones, derechos previsionales u otras obligaciones laborales o judiciales, respecto al personal que contrate LA MUNICIPALIDAD o que realice las tareas referida al Convenio.

6.0 VIGENCIA

El presente convenio tendrá vigencia desde la fecha de su suscripción ~~hasta el 31 de~~

ADDENDUM N°01 AL CONVENIO N° 016-99 PARA LA COMERCIALIZACION DE LAS REDES ELÉCTRICAS DE LAS LOCALIDADES DE CACRA Y VILLAFRANCA

Conste por el presente documento un Addendum N° 1 al convenio N° 016-99 para la comercialización del suministro eléctrico de las localidades de Cakra y Villafranca, que suscriben de una parte la Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S. A. – ADINELSA, Empresa Estatal de Derecho Privado, con RUC N° 42580988 y con domicilio en Prolongación Pedro Miotta N° 421, San Juan de Miraflores, en adelante **LA EMPRESA** representada por su Gerente General Ing Mijail Carrasco Gamarra, identificado con L.E. N° 23965641 y por otra parte la Municipalidad Distrital de Cakra, con RUC N° 17225588 que en adelante se llamará **LA MUNICIPALIDAD**, representada por su Alcalde Sr. Aquiles Sulca Castro, identificado con L.E. N° 16286675, en los términos y condiciones siguientes:

PRIMERA.- Con fecha 01/08/1999 **LA EMPRESA** suscribió el Convenio N° 016-99, para la comercialización del suministro eléctrico de la localidad de Cakra y Villfranca, con **LA MUNICIPALIDAD** por un período del 20.09.99 al 31.12.99

SEGUNDA.- Por el presente documento, ambas partes convienen en modificar el acápite N° 3.1, 3.3, y el numeral 4.0 , 5.0 y 6.0 del Convenio, quedando de la siguiente forma:

1. **Acápite N° 3.1:**

La MUNICIPALIDAD efectuará la facturación y cobranza mensual a los usuarios de la localidad de Cakra y Villafranca, de acuerdo al cronograma adjunto que como anexo N°1 y debidamente suscrito forma parte del presente Addendum, debiendo transferir el monto recaudado directamente a LA EMPRESA, después de deducir sus costos operativos que se detallan en el numeral 4.0 . La MUNICIPALIDAD realizará la transferencia de fondos a la cuenta de ahorros en moneda nacional N° 100-0101562408 que la EMPRESA mantiene en el banco Interbank, dentro de los 15 días siguientes a la fecha de vencimiento consignada en las facturas. En caso de no cumplirse con el plazo indicado LA MUNICIPALIDAD deberá pagar los intereses correspondientes a la Tasa Activa Promedio en Moneda Nacional.

En caso que, el costo operativo detallado en el numeral 4.0 sea mayor que el monto cobrado, la EMPRESA transferirá la diferencia a favor de LA MUNICIPALIDAD, a la cuenta que ella indique, dentro de los 15 días siguientes de la fecha de vencimiento, consignada en la factura.

2. **Acápite N° 3.3:**

La EMPRESA emitirá una sola factura a cargo de la MUNICIPALIDAD por el importe correspondiente a la suma de las facturas emitidas por la MUNICIPALIDAD.

La MUNICIPALIDAD emitirá su factura por la comisión de cobranza, lectura de medidores, reparto de recibos, corte-reconexión y movilidad, según se detalla en el numeral 4.

Numeral N° 4.0:

LA EMPRESA pagará a la MUNICIPALIDAD en cada proceso de facturación, una comisión por cobranza equivalente a S/.0.24 (veinticuatro céntimos de nuevo sol), por cada recibo cobrado. Asimismo, se pagará a la MUNICIPALIDAD S/. 0.25

(veinticinco céntimos de nuevo sol) por cada lectura de medidor, S/. 0.20 (veinte céntimos de nuevo sol) por cada reparto de recibo, S/. 5.00 (cinco con 00/100 nuevos soles) por cada corte y reconexión; y S/. 50.00 (cincuenta con 00/100 nuevos soles) por movilidad.

La liquidación económica correspondiente a la comisión por cobranza, lectura de medidor, reparto de recibo y corte-reconexión deberá ser aprobada por la EMPRESA.

4.- Numeral N° 5.0:

LA EMPRESA no tiene ninguna responsabilidad con el personal de la MUNICIPALIDAD o que sea contratado por ésta, para el cumplimiento del Convenio. LA EMPRESA no contrae ninguna responsabilidad con respecto a remuneraciones, derechos previsionales u otras obligaciones laborales o judiciales, respecto al personal que contrate LA MUNICIPALIDAD o que realice las tareas referida al Convenio.

Asimismo, LA EMPRESA no tendrá responsabilidad por accidentes de trabajo del personal que contrata LA MUNICIPALIDAD, debiendo ésta tomar las previsiones del caso.

5.- Numeral N° 6.0:

El presente convenio tendrá vigencia a partir de la fecha de suscripción del Convenio, hasta el 31 diciembre de 1999, el mismo que será renovado automáticamente por periodos anuales.

Ya sea por incumplimiento o voluntad propia, el presente contrato podrá ser resuelto por cualquiera de las partes, con sola comunicación notarial por escrito, con treinta (30) días de anticipación. Esta forma de resolución no implica pago de indemnización alguna.

Las partes declaramos que en el presente acto, no ha mediado ningún vicio de la voluntad que lo invalide de manera posterior.

ERCERA.- Quedan vigentes los demás acápite del Convenio que no se opongan a la presente Addenda.

En señal de conformidad, ambas partes suscriben el presente documento a los 02 días del mes de agosto de 1999.

Por LA EMPRESA


MIJAIL CABRASCO GAMARRA
Gerente General
ADINELSA

Por LA MUNICIPALIDAD



ALCALDE

ADDENDUM N°02 AL CONVENIO N° 016-99 PARA LA COMERCIALIZACION DE LAS REDES ELECTRICAS DE LAS LOCALIDADES DE CACRA Y VILAFRANCA

Conste por el presente documento un Addendum N° 2 al Convenio N° 016-99 para la comercialización del suministro eléctrico de las localidades de Cakra y Villafranca, que suscriben de una parte la Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S. A. – ADINELSA, Empresa Estatal de Derecho Privado, con RUC N° 42580988 y con domicilio en Prolongación Pedro Miotta N° 421, San Juan de Miraflores, en adelante **LA EMPRESA** representada por su Gerente General Ing Mijail Carrasco Gamarra, identificado con L.E. N° 23965641 y por otra parte la Municipalidad Distrital de Cakra, con RUC N° 17225588 que en adelante se llamará **LA MUNICIPALIDAD**, representada por su Alcalde Sr. Aquiles Sulca Castro, identificado con L.E. N° 16286675, en los términos y condiciones siguientes:

PRIMERA.- Con fecha 01/08/1999 **LA EMPRESA** suscribió el Convenio N° 016-99, para la comercialización del suministro eléctrico de las localidades de Cakra y Villafranca, con **LA MUNICIPALIDAD** por un período de 01.08.99 al 31.12.99.

SEGUNDA.- Por el presente documento, ambas partes convienen en modificar el numeral 4.0 del Convenio, quedando de la siguiente forma:

1.- **Numeral N° 4.0:**

1. DERECHOS DE LA MUNICIPALIDAD

LA EMPRESA pagará a LA MUNICIPALIDAD en cada proceso de facturación, una comisión por cobranza de acuerdo a los siguientes porcentajes:

% de recibos cobrados respecto al número de recibos emitidos	S/. / por cada recibo cobrado
Hasta 80 %	0.20
81 % - 85 %	0.25
86 % - 90 %	0.30
91 % - 92 %	0.37
93 % - 95 %	0.45
96 % - 97%	0.50
98 % - 100 %	0.60

VALDIVIA

Asimismo, se pagará a LA MUNICIPALIDAD S/. 0.25 (veinticinco céntimos de nuevo sol) por cada lectura de medidor, S/. 0.20 (veinte céntimos de nuevo sol) por cada reparto de recibo, S/. 5.00 (cinco con 00/100 nuevos soles) por cada corte y reconexión, y S/. 150.00 (ciento cincuenta con 00/100 nuevos soles) por concepto de movilidad a la liquidación de la respectiva cobranza dentro de la fecha programada en el cronograma de facturación; en caso de efectuarse la liquidación de la cobranza fuera de dicha fecha se pagará en dicho mes S/. 50.00 (cincuenta con 00/100 nuevos soles) por concepto de movilidad, reconociéndose en ambos casos como máximo una movilidad por mes facturado.

La liquidación económica correspondiente a la comisión por cobranza, lectura de medidor, reparto de recibo, corte-reconexión y movilidad deberá ser aprobada por LA EMPRESA.

Las partes declaramos que en el presente acto, no ha mediado ningún vicio de la voluntad que lo invalide de manera posterior.

TERCERA.- Quedan vigentes los demás acápite del Convenio que no se opongan a la presente Addenda.

En señal de conformidad, ambas partes suscriben el presente documento a los 12 días del mes de diciembre del 2000.

Por LA EMPRESA




JAIL CARRASCO GAMARRA
Gerente General
ADINELSA

Por LA MUNICIPALIDAD

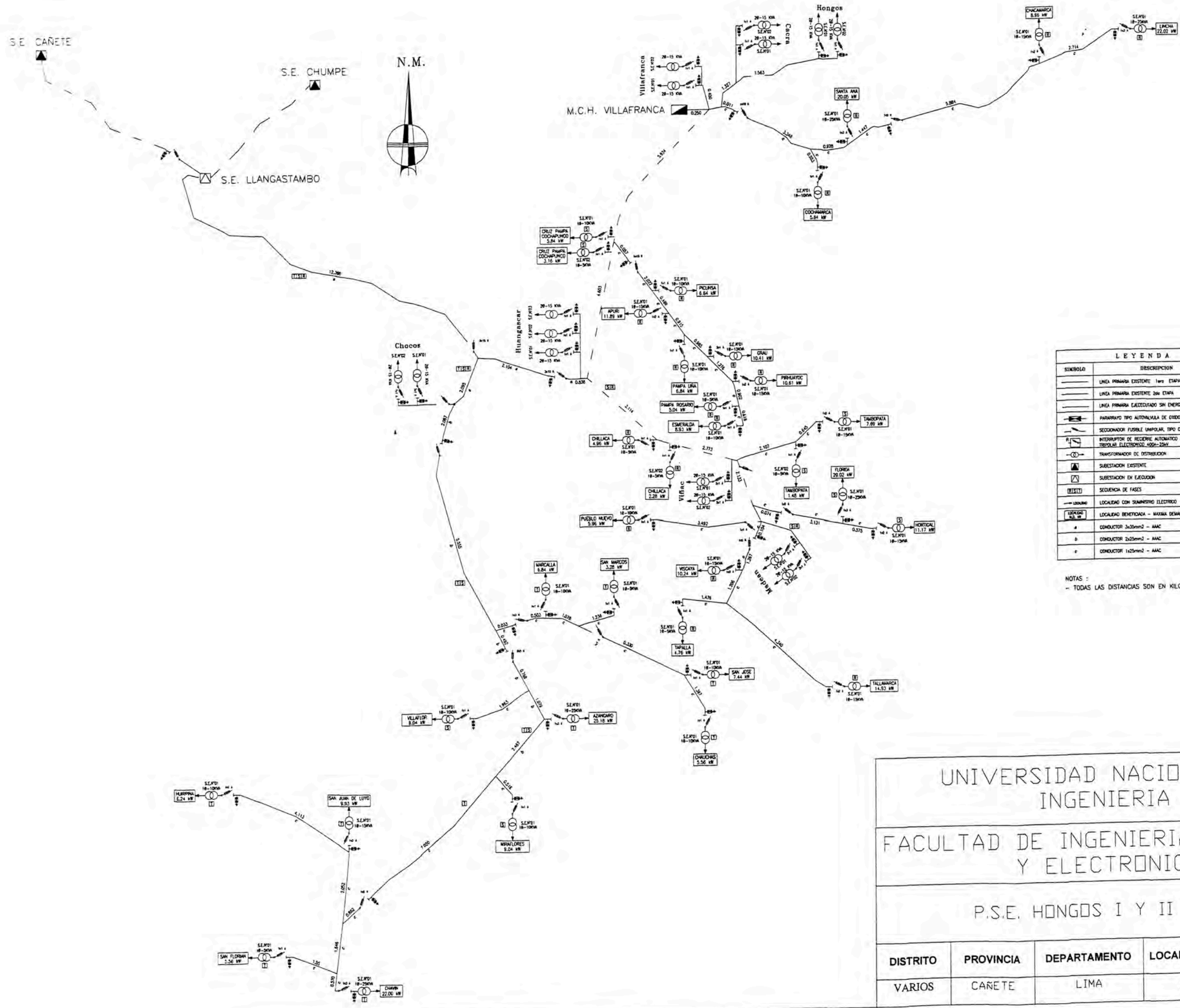


Concejo Distrital de Caera
YAUYOS



AQUILES SULCA CASTRO
ALCALDE

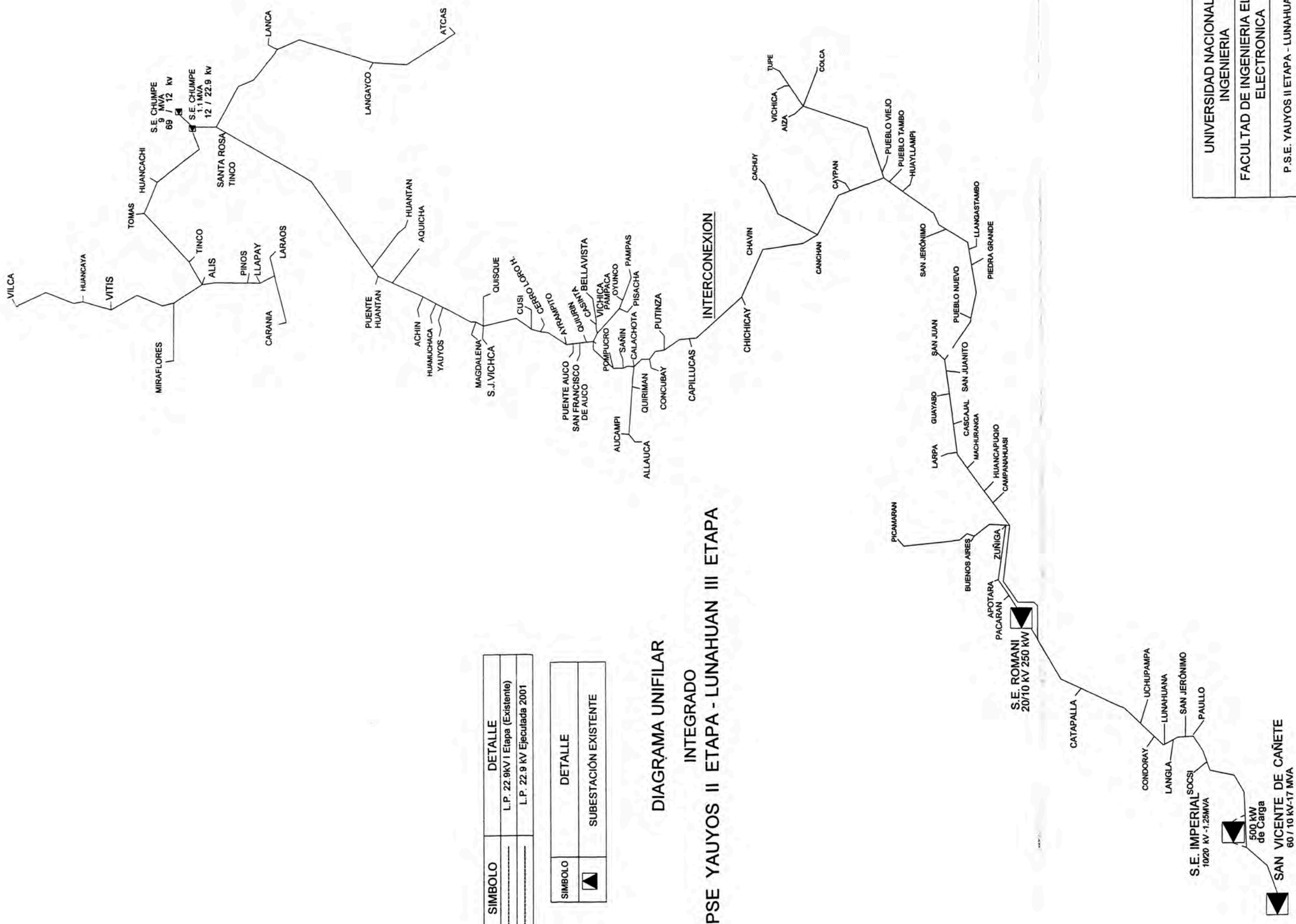
ANEXO D
CONFIGURACION GEOGRAFICA DE UN SISTEMA AISLADO Y
UN SISTEMA INTERCONECTADO.



LEYENDA	
SEMBOLO	DESCRIPCION
—	LINEA PRIMARIA EXISTENTE 1er ETAPA
—	LINEA PRIMARIA EXISTENTE 2da ETAPA
—	LINEA PRIMARIA PROYECTADA SIN ENERGIA
⚡	PARARRAYO TIPO AUTOMATICO DE ORO METALICO, 21KV, 100A
⚡	SECCIONADOR FUSIBLE UNIPOLAR, TIPO CUT OUT, 36 KV, 100A
⚡	INTERRUPTOR DE RECIBIDA AUTOMATICO (RECLOSER), TIPO IAS ELECTRONICO, 400V-250V
⚡	TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION
⚡	SUBSTACION EXISTENTE
⚡	SUBSTACION EN EJECUCION
⚡	SECUENCIA DE FASES
⚡	LOCALIDAD CON SUMINISTRO ELECTRICO
⚡	LOCALIDAD BENEFICIARIA - MAXIMA DEMANDA
⚡	CONDUCTOR 3x35mm ² - AAC
⚡	CONDUCTOR 2x25mm ² - AAC
⚡	CONDUCTOR 1x25mm ² - AAC

NOTAS :
- TODAS LAS DISTANCIAS SON EN KILOMETROS.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA				
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA				
P.S.E. HONGOS I Y II ETAPA				
DISTRITO	PROVINCIA	DEPARTAMENTO	LOCALIDADES	SITUACION ACTUAL
VARIOS	CAÑETE	LIMA	39	CONCLUIDA



SIMBOLO	DETALLE
-----	L.P. 22.9KV I Etapa (Existente)
-----	L.P. 22.9 KV Ejecutada 2001

SIMBOLO	DETALLE
▲	SUBESTACIÓN EXISTENTE

**DIAGRAMA UNIFILAR
INTEGRADO
PSE YAUYOS II ETAPA - LUNAHUAN III ETAPA**

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA			
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA			
P.S.E. YAUYOS II ETAPA - LUNAHUANA III ETAPA			
DISTRITO	PROVINCIA	DEPARTAMENTO	LOCALIDADES
VARIOS	CAÑETE	LIMA	51
			SITUACIÓN ACTUAL
			CONCLUIDA

ANEXO E
VISTAS FOTOGRAFICAS

Vista fotográfica de la bocatoma de una Mini Central Hidroeléctrica.



Vista fotográfica de la sala de maquinas de una Mini Central Hidroeléctrica



BIBLIOGRAFIA

- [1] Ley de Concesiones Eléctricas y Reglamento
- [2] Opciones tarifarias y condiciones de aplicación de las tarifas a usuario final.
- [3] Informe de gestión GG – 059 - 2009.
- [4] Memoria anual 2009 de ADINELSA.
- [5] INFOSINERGMIN (Acontecimiento de Regulación y Mercados de Energía) – La Tarifa eléctrica regulada aplicable al consumidor final.
- [6] Procedimiento de aplicación del fondo de compensación social eléctrica (FOSE).
- [7] Norma de las operaciones tarifarias y condiciones de aplicación de las tarifas a usuario final.
- [8] Exposición y sustentación del proyecto de resolución de fijación de la tarifa eléctrica rural.
- [9] Teoría de la regulación – Regulación de monopolios naturales (Fiorella Molinelli Aristondo).