

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**ALTERNATIVAS DE INTERCONEXION
SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA**

INFORME DE INGENIERIA

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

ARMANDO ERICK BADILLO CARRILLO

PROMOCIÓN 1 995 –I

LIMA – PERÚ

2 002

A la Provincia de Canta y muy en especial al Pueblo de Carhua, cuna de mis ancestros.

A mi Madre, por su dedicación, abnegación y paciencia.

A Erick Eduardo Franco, iracundo motivador de todos mis esfuerzos.

A todos quienes de alguna u otra manera han contribuido para el desarrollo de este trabajo, en especial a Elizabeth León.

**ALTERNATIVAS DE INTERCONEXION
SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA**

SUMARIO

En las últimas décadas, los gobiernos de turno se han abocado a elevar el nivel de vida de los pueblos, sobre todo de los más alejados y deprimidos, y para lograrlo, una de las vías es la electrificación de los mismos. Consabido que con ello se fomentará el desarrollo de pequeñas y medianas industrias, así como el incentivo del comercio en general.

El Ministerio de Energía y Minas a través de la Dirección Ejecutiva de Proyectos se encarga de la elaboración de proyectos de electrificación a nivel nacional, para su posterior ejecución en obra, mediante el financiamiento vía préstamos internacionales o a través del tesoro público.

El presente trabajo es un informe de Ingeniería Básica en el cual se efectúa el análisis técnico-económico de diferentes alternativas de interconexión a implementarse entre los diferentes Pequeños Sistemas Eléctricos que conforman el Sistema Eléctrico Regional de Canta.

En el presente informe se plantea la Ejecución de Obras a cargo tanto del Estado como de la Empresa Concesionaria, contando principalmente con la oferta proporcionada por la Central Hidroeléctrica de Baños 4, el cual conjuntamente con la Central Hidroeléctrica de Canta operarían como fuentes principales de energía del sistema interconectado.

INDICE

	Pág.
PROLOGO	01
CAPITULO I	
MEMORIA DESCRIPTIVA	02
1.1 Antecedentes del Proyecto	02
1.2 Objetivo del Estudio	02
1.3 Delimitación del área de influencia del Sistema Eléctrico Regional de Canta	03
1.3.1 Ubicación Geográfica	03
1.3.2 Características geográficas del suelo y medio ambiente	04
1.3.3 Clima	04
1.3.4 Vías de acceso	04
1.3.5 Actividades económicas de la población	07
1.3.6 Servicios a la población	08
1.4 Alcances del Estudio	10
1.5 Resultado del Análisis	12
CAPITULO II	
SITUACION ACTUAL DEL SISTEMA ELECTRICO	14
2.1 P.S.E. Canta	14
2.2 P.S.E. Huaros	15

2.3	P.S.E. Yaso	16
2.4	P.S.E. Hoyos-Acos	17
2.5	P.S.E. Ravira-Pacaraos	17
2.6	Administración de los Sistemas Eléctricos	19
2.7	Central Hidroeléctrica de Baños 4	20
2.8	Resultado del Análisis	23
CAPITULO III		
ESTUDIO DEL MERCADO ELECTRICO		24
3.1	Introducción	24
3.2	Metodología para la Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica	25
3.3	Descripción de los cálculos realizados	27
3.4	Balance Oferta y Demanda	42
3.5	Resultado del Análisis	44
CAPITULO IV		
ALTERNATIVAS DE INTERCONEXION Y FLUJO DE POTENCIA		47
4.1	Alternativas de Interconexión	47
4.2	Flujo de potencia	49
4.3	Resultado del Análisis	53
CAPITULO V		
EVALUACION ECONOMICA Y FINANCIERA		55
5.1	Introducción	55
5.2	Presupuesto de Obra	56
5.3	Evaluación Económica y Financiera.	57

5.4	Resultado del Análisis	62
	CONCLUSIONES	67
	ANEXO: PLANOS	69
	PLANO N° 01 : Configuración Geográfica del SER Canta	
	PLANO N° 02 : Diagrama Unifilar del SER Canta	
	PLANO N° 03 : Diagrama Unifilar del SER Canta – Flujo de Potencia	
	BIBLIOGRAFIA	70

PRÓLOGO

Un aspecto vital en el progreso de todo país, es el propiciar el desarrollo de los pueblos que lo integran. Conocedores de ello, los gobiernos de turno se abocan a tal propósito, de manera de que en los últimos años el actual gobierno a través de la Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas está elaborando diversos proyectos de electrificación, como Centrales Eléctricas, Líneas de Transmisión y Pequeños Sistemas Eléctricos; con el fin de ejecutarlos posteriormente mediante financiamiento externo ó a través del Tesoro Público.

Dentro del Plan de Electrificación Nacional que se contempla para el periodo 2000-2005, se ha elaborado el presente informe que corresponde a un Estudio de Ingeniería Básica, en el cual se efectúa el análisis técnico-económico, de diferentes alternativas de interconexión a implementarse entre los diferentes Pequeños Sistemas Eléctricos que conforman el Sistema Eléctrico Regional de Canta, a fin de satisfacer la demanda requerida en el área de influencia, seleccionando finalmente la configuración de interconexión óptima.

En la Ejecución de Obras del presente proyecto se plantea la participación tanto del Estado como de la Empresa Concesionaria, permitiendo así dotar de energía eléctrica en forma continua y confiable a las 8 723 viviendas de las 79 localidades, ubicadas dentro del área de influencia del estudio y así mejorar el nivel de vida de la población que cuenta a la fecha con 21 858 habitantes.

CAPITULO I

MEMORIA DESCRIPTIVA

1.1 Antecedentes del Proyecto

El presente informe corresponde a un Estudio de Ingeniería Básica en el cual se efectúa el análisis técnico-económico correspondiente, de diferentes alternativas de interconexión que podrían implementarse, a fin de satisfacer la demanda requerida en el área de influencia del Sistema Eléctrico Regional de Canta, conformado por los Pequeños Sistemas Eléctricos de Canta, Huaros, Yaso, Hoyos-Acos y Ravira-Pacaraos.

Este estudio de Ingeniería Básica se ha desarrollado en el marco del Plan Nacional de Electrificación del Perú, establecido por el Ministerio de Energía y Minas a través de la Dirección Ejecutiva de Proyectos, a fin de incrementar la cobertura eléctrica y por ende el grado de electrificación del país, dotando de servicio eléctrico a la población no atendida, mejorando también los sistemas eléctricos existentes que operan deficientemente y que no permiten el desarrollo de actividades productivas.

1.2 Objetivo del Estudio

El presente informe de Ingeniería Básica, tiene por objeto seleccionar la alternativa de interconexión que podría implementarse en la configuración actual del Sistema Eléctrico Regional de Canta, a fin de satisfacer la demanda requerida de todas las localidades pertenecientes al área de influencia, al final del horizonte de planeamiento, suministrando energía eléctrica en forma continua y confiable durante las 24 horas del día, a las 8 723 viviendas de las 79 localidades, ubicadas dentro del área de

influencia del estudio, y así mejorar el nivel de vida de la población que cuenta a la fecha con 21 858 habitantes, mayoritariamente rural, tomando en consideración para el desarrollo del presente informe, los criterios de los Sistemas Económicamente Adaptados.

El análisis técnico-económico de las alternativas de interconexión formuladas, realizado a fin de seleccionar la más óptima, cumple a su vez con el objetivo de analizar los costos y beneficios que experimentaría la empresa que se encargue de la administración y operación de la Central Hidroeléctrica de Baños 4, el cual forma parte de las diferentes alternativas de interconexión, siendo ésta la principal fuente de suministro de energía del Sistema Eléctrico Regional de Canta.

1.3 Delimitación del área de influencia del Sistema Eléctrico Regional de Canta

1.3.1 Ubicación Geográfica

El área de influencia del presente estudio se encuentra ubicado en los Distritos de Canta, Arahua, Huamantanga, Huaros, Lachaqui, San Buenaventura y Santa Rosa de Quives, pertenecientes a la Provincia de Canta y en los Distritos de Atavillos Alto, Atavillos Bajo, Lampián, Pacaraos, San Miguel de Acos, Santa Cruz de Andamarca, Sumbilca y 27 de Noviembre, pertenecientes a la Provincia de Huaral, en el Departamento de Lima, cubriendo principalmente los Valles de los Ríos Chillón y Chancay.

Geográficamente se encuentra ubicado entre los paralelos 11°45'00" y 11°10'00" de latitud sur y los meridianos 76°54'00" y 76°30'00" de longitud oeste, limitado por las coordenadas UTM 8 704-8 769 km Norte y 296-334 km Este.

La Lámina N° 01 muestra el Sistema Eléctrico del Departamento de Lima, con la ubicación geográfica del área de influencia del presente estudio, comprendido por los Pequeños Sistemas Eléctricos del Sistema Eléctrico Regional de Canta.

En el Cuadro N° 1.1 se muestra la relación de localidades que comprende el Sistema Eléctrico Regional de Canta, asociado a sus respectivos Pequeños Sistemas Eléctricos.

1.3.2 Características geográficas del suelo y medio ambiente

El relieve topográfico del área del estudio es característico de la sierra, regularmente accidentado, con presencia de valles serranos que se han formado a lo largo de los ríos, y de quebradas con riachuelos temporales. Estas localidades materia del presente proyecto, se caracterizan por presentar marcados desniveles, con altitudes que van desde los 670 a los 3 848 m.s.n.m., existiendo sectores muy accidentados.

1.3.3 Clima

El área del estudio presenta condiciones climáticas variables, con una temperatura promedio anual igual a 16 °C, con temperaturas mínima y máxima absoluta de 0°C y 30°C respectivamente. El clima es frío y seco la mayor parte del año, como corresponde a esta zona de la región, siendo el período más desfavorable las temporadas de lluvia entre los meses de Noviembre y Marzo.

1.3.4 Vías de acceso

PP.SS.EE. de Canta, Yaso y Huaros

El acceso a las localidades comprendidas en los Pequeños Sistemas Eléctricos de Canta, Yaso y Huaros es a través de la carretera asfaltada de penetración Lima-Canta-Cerro de Pasco.

CUADRO N° 1.1

**LOCALIDADES BENEFICIADAS
SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA**

N°	PSE / LOCALIDAD	DISTRITO	PROVINCIA	POBLACION (Año 2 000)	VIVIENDA (Año 2 000)
1 PSE CANTA					
BARRA 13,2 kV					
01	OBRAJILLO	CANTA	CANTA	194	118
02	SAN MIGUEL	SAN BUENAVENTURA	CANTA	229	143
03	CANTA	CANTA	CANTA	1.959	672
04	PARIAMARCA	CANTA	CANTA	477	251
05	CARHUA	CANTA	CANTA	323	95
06	LACHAQUI	LACHAQUI	CANTA	978	316
SUBESTACION 13.2 / 20 kV					
07	ARAHUAY	ARAHUAY	CANTA	380	195
08	COLLO	ARAHUAY	CANTA	197	96
09	SHIMAY	ARAHUAY	CANTA	50	16
10	ARCHO	ARAHUAY	CANTA	46	13
11	LICAHUASI	ARAHUAY	CANTA	49	25
12	QUIISO	ARAHUAY	CANTA	12	05
13	ANTAMASA	ARAHUAY	CANTA	09	07
14	OROBEL	SAN ANTONIO	HUAROCHIRI	36	16
15	HUAR HUAR	SANTA ROSA DE QUIVES	CANTA	54	18
BARRA 20 kV – CIRCUITO C-1					
16	ACOHACA	HUAROS	CANTA	54	33
17	HUACOS	HUAROS	CANTA	162	89
18	HUAROS	HUAROS	CANTA	431	130
BARRA 20 kV – CIRCUITO C-2					
19	SAN BUENAVENTURA	SAN BUENAVENTURA	CANTA	145	110
20	NUEVO SAN JOSE	SAN BUENAVENTURA	CANTA	131	72
21	APIO-VISCAS	LACHAQUI	CANTA	150	54
22	SAN LORENZO	LACHAQUI	CANTA	84	31
23	PAMPACocha	SANTA ROSA DE QUIVES	CANTA	247	59
24	HUAMANTANGA	HUAMANTANGA	CANTA	612	264
25	PURUCHUCO	HUAMANTANGA	CANTA	141	60
26	QUIPAN	HUAMANTANGA	CANTA	818	255
27	MARCO	HUAMANTANGA	CANTA	206	157
28	RAUMA	SUMBILCA	HUARAL	300	233
29	SUMBILCA	SUMBILCA	HUARAL	485	265
30	HUANDARO	SUMBILCA	HUARAL	233	183
31	LLANCAY (1)	SUMBILCA	HUARAL	47	29
32	CAPIA (1)	SUMBILCA	HUARAL	184	55
SUBTOTAL 1				9.423	4.065
2 PSE HUAROS					
CIRCUITO N° 2					
01	CULLHUAY	HUAROS	CANTA	335	88
SUBTOTAL 2				335	88
3 PSE YASO					
01	PICHUPICHU	SANTA ROSA DE QUIVES	CANTA	43	16
02	YASO	SANTA ROSA DE QUIVES	CANTA	136	57
03	APAN (1)	SANTA ROSA DE QUIVES	CANTA	51	15
04	HUANCHUY (1)	SANTA ROSA DE QUIVES	CANTA	36	14
05	LLIPATA (1)	SANTA ROSA DE QUIVES	CANTA	44	13
06	SANTA ROSA DE QUIVES	SANTA ROSA DE QUIVES	CANTA	343	104
07	LA CABAÑA (1)	SANTA ROSA DE QUIVES	CANTA	59	19
08	LARANCOCHA	SANTA ROSA DE QUIVES	CANTA	95	58
09	CHECTA	SANTA ROSA DE QUIVES	CANTA	120	48
10	PUCARA	SANTA ROSA DE QUIVES	CANTA	113	47
11	MAGDALENA	SANTA ROSA DE QUIVES	CANTA	65	17
12	YANGAS	SANTA ROSA DE QUIVES	CANTA	730	169
13	HUANCAYO ALTO	SANTA ROSA DE QUIVES	CANTA	93	45
14	VISTA ALEGRE	SANTA ROSA DE QUIVES	CANTA	243	64
15	PAY PAY ALTO	SANTA ROSA DE QUIVES	CANTA	176	55
16	PAY PAY BAJO	SANTA ROSA DE QUIVES	CANTA	197	71
17	LETICIA	SANTA ROSA DE QUIVES	CANTA	390	109

CUADRO N° 1.1

**LOCALIDADES BENEFICIADAS
SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA**

N°	PSE / LOCALIDAD	DISTRITO	PROVINCIA	POBLACION (Año 2 000)	VIVIENDA (Año 2 000)
18	BUENOS AIRES DE LETICIA	SANTA ROSA DE QUIVES	CANTA	297	83
				SUBTOTAL 3	1.004
4 PSE HOYOS-ACOS					
CIRCUITO AC-01					
01	ACOS	SAN MIGUEL DE ACOS	HUARAL	478	121
02	LAMPIAN	LAMPIAN	HUARAL	566	189
03	CANCHAPILCA	LAMPIAN	HUARAL	242	75
04	COTO	27 DE NOVIEMBRE	HUARAL	168	60
05	CARAC	27 DE NOVIEMBRE	HUARAL	577	195
CIRCUITO AC-02					
06	SAN JUAN	SAN MIGUEL DE ACOS	HUARAL	168	65
07	HUASCOY	SAN MIGUEL DE ACOS	HUARAL	223	72
08	CORMO	ATAVILLOS ALTO	HUARAL	74	31
09	HUAROQUIN	ATAVILLOS ALTO	HUARAL	298	155
10	LA FLORIDA	ATAVILLOS BAJO	HUARAL	223	72
11	SAN AGUSTIN DE HUAYOPAMPA	ATAVILLOS BAJO	HUARAL	803	194
12	CUCAPUNCO (1)	SUMBILCA	HUARAL	63	15
13	PALLAC	ATAVILLOS BAJO	HUARAL	255	56
14	PISCOCOTO	SUMBILCA	HUARAL	230	106
15	LA PERLA BAJA	ATAVILLOS BAJO	HUARAL	440	151
16	LA PERLA ALTA	ATAVILLOS BAJO	HUARAL	172	71
				SUBTOTAL 4	1.628
5 PSE RAVIRA-PACARAOS					
CIRCUITO 01					
01	PACARAOS	PACARAOS	HUARAL	483	292
02	RAVIRA	PACARAOS	HUARAL	125	76
03	VISCAS	PACARAOS	HUARAL	302	129
CIRCUITO 02					
04	VICHAYCOCHA (2)	PACARAOS	HUARAL	504	252
05	SANTA CATALINA (3)	S. CRUZ DE ANDAMARCA	HUARAL	194	97
06	SANTA CRUZ DE ANDAMARCA	S. CRUZ DE ANDAMARCA	HUARAL	396	197
07	CHAUCA	S. CRUZ DE ANDAMARCA	HUARAL	156	68
08	PIRCA (4)	ATAVILLOS ALTOS	HUARAL	670	331
09	PASAC (1)	ATAVILLOS ALTOS	HUARAL	221	77
10	RANCATAMA (1)	ATAVILLOS ALTOS	HUARAL	94	47
11	CHISQUE (1)	ATAVILLOS ALTOS	HUARAL	330	165
12	SAN JOSE DE BAÑOS (5)	ATAVILLOS ALTOS	HUARAL	414	207
				SUBTOTAL 5	1.938
				TOTAL GENERAL	8.723
				21.858	8.723

NOTAS:

- (1) : LOCALIDADES QUE AUN NO CUENTAN CON SERVICIO ELECTRICO, A SER INCORPORADOS A SU RESPECTIVO PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO.
(2), (3), (4) y (5) : LOCALIDADES QUE SE ALIMENTAN ACTUALMENTE DE LA M.C.H. VICHAYCOCHA, M.C.H. SANTA CATALINA, C.H. TINGO y C.H. BAÑOS 4, RESPECTIVAMENTE.

P.S.E. Yaso

Todas las localidades comprendidas en el P.S.E. Yaso se ubican a lo largo de la carretera Lima-Canta, desde la localidad de Leticia en el km 56+550 hasta la localidad de Yaso en el km 80+200. La Central Hidroeléctrica de Yaso se ubica en el km 81+400.

P.S.E. Canta

A la altura del km 90+000 hacia la derecha, a través de una trocha carrozable se accede a las localidades de Apio y San Lorenzo, desde este último mediante camino de herradura de 4 km. aproximadamente se accede a la localidad de Pampacocha; y mediante una carretera afirmada que se deriva del km 91+000, se accede a las localidades de Huamantanga, Quipán, Marco, Sumbilca, Rauma, Huandaro. Las localidades de Arahuy, Collo, Licahuasi tienen acceso a partir de la localidad de Santa Rosa de Quives en el km 65+000, mediante una carretera afirmada.

Entre las localidades de Lachaqui y Arahuy distantes 9.9 km, no existe carretera o trocha carrozable; asimismo entre las localidades de Huamantanga y Puruchuco no existe acceso vial en una longitud de 6.85 km.

P.S.E. Huaros

El acceso desde la ciudad de Canta a las localidades de Huaros y Cullhuay es mediante una carretera afirmada, que se encuentra en buenas condiciones.

PP.SS.EE. de Hoyos-Acos y Ravira-Pacaraos

El acceso principal a las localidades comprendidas en los Pequeños Sistemas Eléctricos de Hoyos-Acos y Ravira-Pacaraos es por la carretera Panamericana

Norte, ingresando por el desvío en Huaral, tomando la carretera Huaral-Vichaycocha de la siguiente manera:

P.S.E. Hoyos-Acos

Por el km 48+200 de la carretera Huaral-Vichaycocha, hacia la derecha tomando la desviación carrozable, se accede a las localidades de San Agustín de Huayopampa, Cucapunco, Pallac, Piscocoto, La Perla Alta, La Perla Baja, Llancay y Capia.

La localidad de Acos se ubica en el km 56+300 de la carretera Huaral-Vichaycocha, tomando desde aquí hacia la izquierda la derivación carrozable se accede a las localidades de Canchapelca, Coto, Carac y Lampián.

La Central Hidroeléctrica de Hoyos-Acos se ubica en el km 59+100 de la carretera Huaral-Vichaycocha.

El tramo Huaral-Acos es una carretera afirmada, encontrándose en buen estado de conservación, debido al permanente mantenimiento que realiza el Ministerio de Transportes y Comunicaciones.

P.S.E. Ravira-Pacaraos

Por el km 75+000 de la carretera Huaral-Vichaycocha, hacia la derecha cruzando el río Chancay, a través del Puente Cajas, se toma la derivación carrozable hacia la localidad de Pasac recorriendo un tramo de 1+100 km, a partir del cual se tomará un camino de herradura que permitirá llegar a la localidad de Rancatama, ubicado en el km 5+800 del Puente Cajas.

Desde la localidad de Pasac se derivan dos ramales, uno de los cuales comunica con la localidad de Pirca, recorriendo 4+800 km y el otro ramal con la localidad de Chisque, distante de Pasac a 3+100 km.

Asimismo a la altura del km 83+000 de la carretera Huaral-Vichaycocha, se tiene la desviación a las localidades de Chauca, Santa Cruz de Andamarca y finalmente San José de Baños.

A partir de esta desviación se ubica la localidad de Chauca efectuando un recorrido de 4+100 km, empleando un tiempo de 20 minutos en movilidad.

De Chauca a Santa Cruz de Andamarca dista 4+800 km y se emplea 25 minutos de recorrido en movilidad.

Finalmente de Santa Cruz de Andamarca a la localidad de S.J. de Baños dista 16+000 km, empleando en el tramo 01 hora de recorrido.

La Central Hidroeléctrica de Ravira-Pacaraos se ubica en el km 85+100 de la carretera Huaral-Vichaycocha, y siguiendo rumbo al norte se ubica la localidad de Vichaycocha en el km 92+000.

La localidad de Santa Catalina se ubica siguiendo la desviación en el km 85+200 de la carretera Huaral-Vichaycocha, y avanzando aproximadamente 1+800 km.

1.3.5 Actividades económicas de la población

La primera actividad económica en la zona del estudio es la agricultura, en segundo orden se encuentra la ganadería, seguido del pequeño comercio y la industria manufacturera en menor proporción.

La agricultura que demanda mayores recursos humanos, está orientada a la siembra de cultivos transitorios como la papa, maíz, habas y algodón, y de cultivos permanentes como la del melocotón, manzano, naranjo y de la vid.

Las localidades de Sumbilca, Rauma y Huandaro destacan en la agricultura con grandes proporciones de cultivo de melocotones.

La ganadería está representado por la crianza de ganado vacuno, ovino, porcino, pollos de engorde y otros animales en menor escala para consumo doméstico. Cabe destacar la existencia de piscigranjas tanto en la localidad de San Miguel como en la localidad de Huaros.

La gran mayoría de habitantes, tanto de los caseríos como de las capitales de distrito, que integran el Sistema Eléctrico Regional de Canta, se dedican a la actividad agrícola y agropecuaria de autoconsumo y seguridad alimentaria. Siendo éste, el factor que no permite a los pobladores obtener niveles de ahorro que haga posible inversiones en proyectos agroindustriales.

En el caso del sector comercial, existen establecimientos medianos y pequeños que se dedican a la compra y venta de bienes; y la existencia de restaurantes de carácter campestre.

El turismo que se ha promovido ultimamente en esta zona, se viene acrecentando principalmente por el clima saludable, la naturaleza propia de la zona andina, por la existencia de ruinas arqueológicas y por su cercanía a la ciudad de Lima. Esta actividad conlleva a realizar a su vez actividades comerciales de distinta índole, generando ingresos a los pobladores del lugar.

1.3.6 Servicios a la población

En el área de influencia del estudio, la educación se imparte en Centros de nivel Inicial, Primaria y Secundaria. La mayoría de las localidades cuenta con Centros Educativos Primarios y las capitales distritales con Colegios de Secundaria.

El servicio de salud que se ofrecen a las localidades, es mediante Centros de Salud y Postas Médicas, los que además de ser en número reducido, no cuentan con la debida infraestructura para la atención a la población.

Existen servicios públicos, tales como la comunicación vía telefónica, agua, desagüe y electricidad. En cuanto a la comunicación telefónica, existen los comunitarios tanto en las capitales de Distrito como en las localidades que cuentan con una población considerable.

En cuanto al abastecimiento de agua, predomina la red pública conectada a la vivienda, seguido del pilón de uso público y finalmente el uso directo proveniente de los ríos, acequias y manantiales.

En cuanto al servicio higiénico de la vivienda, alrededor del 35% de la población no cuenta con este servicio, mientras que en los que lo poseen, predomina el servicio conectado a su vivienda, seguido del uso del servicio mediante el pozo negro o ciego ó también sobre la acequia o canal.

En cuanto a la electricidad, el 76,78 % de la población total del SER CANTA cuenta con este servicio, del cual el 62,06 % lo posee durante las 24 horas del día y el 37,94 % en forma restringida por espacio de 08, 12 y 16 horas al día, mientras que el 23,22 % no cuenta en absoluto con este servicio.

CUADRO N° 1.2

COEFICIENTE DE ELECTRIFICACION SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA

ITEM	P.S.E.	AÑO 0 (2 000)			AÑO 20 (2 020)		
		Población Total	Población Atendida	Coeficiente de Electrificación	Población Total	Población Atendida	Coeficiente de Electrificación
01	CANTA (Barra 13,2 kV)	4 993	4 204	0,84	6 095	5 684	0,93
02	CANTA (Barra 20 kV)	3 999	3 261	0,82	5 504	5 116	0,93
03	HUARIOS	766	660	0,86	498	464	0,93
04	YASO	3 231	2 576	0,80	4 450	4 060	0,91
05	HOYOS-ACOS	4 980	3 733	0,75	6 078	5 336	0,88
06	RAVIRA-PACARAOS	3 889	2 349	0,60	4 796	4 284	0,89
TOTAL (SER CANTA)		21 858	16 783	0,77	27 421	24 944	0,91

1.4 Alcances del Estudio

Los alcances del presente informe de Ingeniería Básica comprende:

- Un diagnóstico de la operación de cada uno de los Pequeños Sistemas Eléctricos aislados, que conforman el Sistema Eléctrico Regional de Canta.

En primer término se realiza un diagnóstico de la oferta eléctrica existente en el área del estudio y su demanda actual, para posteriormente realizar el estudio del mercado eléctrico, efectuando un balance entre la oferta y la demanda en el horizonte de planeamiento y para cada Pequeño Sistema Eléctrico, el cual nos indicará el déficit de potencia, de darse el caso.

En segundo término, se evalúa el estado de conservación de las instalaciones eléctricas existentes y se identifican las localidades que aun no cuentan con servicio eléctrico.

- El establecimiento de las diferentes alternativas de interconexión a implementarse, bajo el criterio de satisfacer la demanda requerida en el área de influencia al final del horizonte de planeamiento, como resultado del balance efectuado entre la oferta y la demanda para cada Pequeño Sistema Eléctrico.

Para la implementación de estas alternativas se ha tomado en consideración la oferta existente de la Central Hidroeléctrica de Baños 4, ubicado en el área de influencia del presente estudio.

- El análisis del Flujo de Potencia para las diferentes alternativas de interconexión a plantearse, para lo cual se ha considerado únicamente el funcionamiento de las CC.HH. de Canta y de Baños 4, que son las principales fuentes de energía del área de influencia, manteniendo las demás Centrales

Hidroeléctricas, la de Yaso, Huaros, Hoyos-Acos y Ravira-Pacaraos como reserva.

Como resultado de este análisis del Flujo de Potencia se determinarán los trabajos a realizar para la implementación de las diferentes alternativas de interconexión, así como el dimensionamiento de las Líneas Primarias y Subestaciones de Interconexión, así como el reforzamiento de algunos tramos de línea, de darse el caso.

- La elaboración del Presupuesto de Obra para la implementación de cada alternativa de interconexión, distinguiendo las obras con responsabilidad de la empresa EDELNOR S.A.A. y las del Estado. Dicho presupuesto deberá comprender:

La ejecución de las Líneas Primarias y la instalación de Subestaciones de Interconexión mediante transformadores adecuadores de tensión.

El reforzamiento de algunos tramos de Línea Primaria existentes.

La ejecución de Líneas Primarias, Redes Primarias y Redes Secundarias, a fin de electrificar las localidades que aún no cuentan con servicio eléctrico.

La remodelación de instalaciones existentes que se encuentran deterioradas.

- La Evaluación Económica y Financiera de las diferentes alternativas a implementarse y para cada cobertura de responsabilidad, tanto para la empresa EDELNOR S.A.A. como para el Estado.
- El planteamiento de las conclusiones finales que deriven en justificar la alternativa de interconexión óptima.

1.5 Resultado del Análisis

1.5.1 Con la evaluación secuencial descrita a continuación como parte de los alcances del Estudio, se logrará determinar la alternativa de interconexión óptima, a fin de satisfacer la demanda requerida en el sistema:

- Diagnóstico del Sistema eléctrico actual.
- Estudio del Mercado Eléctrico.
- Planteamiento de alternativas de interconexión.
- Análisis de Flujo de Carga.
- Presupuesto de Obra.
- Evaluación Económica y Financiera.

1.5.2 Se espera que con la interconexión del Sistema Eléctrico Regional de Canta, brindando un servicio eléctrico continuo y permanente, se incrementará el nivel de desarrollo de las localidades en las áreas productivas y de servicios. Toda vez que actualmente, las localidades de mayor actividad económica, que son una minoría, cuentan con la totalidad de servicios esenciales llámese Educación, Salud, Comunicación, Agua, Desague y Electricidad, mientras la gran mayoría lo cuentan en forma parcial.

1.5.3 En cuanto a las vías de acceso al área de influencia, 07 de 79 localidades que son el total del SER Canta, no cuentan con acceso carrozable, lo cual viabiliza en la ejecución de obras, el traslado de los equipos y materiales en la zona, aminorando los costos de transporte por equipos y materiales debido a la cercanía del área de influencia a la ciudad de Lima.

1.5.4 Las Redes proyectadas en el presente estudio, cubren todo el área de influencia, electrificando además a todas las localidades que aún no cuentan con servicio.

Estas redes y equipos de interconexión a implementarse, estarían preparadas para satisfacer la demanda al año 20 de todo el sistema. Esta demanda considera el crecimiento de los consumos en los sectores tanto Doméstico, Industrial, Comercial y de Uso General.

1.5.5 Con la implementación de la interconexión óptima en el SER Canta, se estaría incrementando la cobertura eléctrica, dotando de este servicio a la población no atendida, siendo esto el principal objetivo del Estado enmarcado en el Plan Nacional de Electrificación, incrementándose así el coeficiente de electrificación de 0.77 al año 2000 al proyectado 0.91 al año 2020.

CAPITULO II

SITUACION ACTUAL DEL SISTEMA ELECTRICO

Actualmente, existen en la zona cinco (05) Pequeños Sistemas Eléctricos, que son alimentados por cinco (05) Centrales Hidroeléctricas.

En los Planos N° 01 y N° 02 se muestran la Configuración Geográfica y el Diagrama Unifilar respectivamente, de estos 05 Pequeños Sistemas Eléctricos, que comprenden el Sistema Eléctrico Regional de Canta, los mismos que a continuación se describen:

2.1 P.S.E. Canta

El Pequeño Sistema Eléctrico de Canta, toma energía de la Central Hidroeléctrica de Canta. Este sistema se desarrolla en 03 circuitos, que parten de la C.H., dos (C-1 y C-2) en los niveles de tensión de 20 kV y uno en 13,2 kV.

En la localidad de Lachaqui se ubica una subestación elevadora, con un autotransformador de 13,2/20 kV - 320 kVA, la cual permite alimentar en 20 kV a las localidades ubicadas en el valle de Arahuary, las cuales generan una demanda de 62 kW.

La Central Hidroeléctrica de Canta, cuyo recurso hídrico es el Río Chillón, está compuesto por 02 grupos hidráulicos Pelton N° 1 y N° 2 de 500 kW cada una, que generan en 400 V, trabajando ambos grupos en forma alternada mensual y quincenalmente, cubriendo una demanda de 339 kW. Existen dos subestaciones de salida con transformadores de 0,40/13,2 kV y 0,40/20 kV de 640 kVA cada una.

El servicio eléctrico en este sistema se brinda las 24 horas del día.

Actualmente las localidades que cuentan con servicio eléctrico son: Obrajillo, San Miguel, Canta, Pariamarca, Carhua, Lachaqui, Arahua, Collo, Shimay, Archo, Licahuasi, Quiso, Antamaza, Orobel, Huarhuar, Acochaca, Huacos, Huaros, San Buena Ventura, Nuevo San José, Apio-Viscas, San Lorenzo, Pampacocha, Huamantanga, Puruchuco, Quipán, Marco, Rauma, Sumbilca y Huándaro, encontrándose sus instalaciones, en lo que respecta a la Línea Primaria, Redes Primarias y Redes Secundarias, en buen estado de conservación.

Las localidades que aún no cuentan con servicio eléctrico y que se integrarán al P.S.E. Canta, son las de Llancay y Capia.

2.2 P.S.E. Huaros

El Pequeño Sistema Eléctrico de Huaros, toma energía de la Central Hidroeléctrica de Huaros. Este sistema se desarrolla en dos circuitos C-1 y C-2, que parten de la C.H., en el nivel de tensión de 10 kV. El circuito C-1 que alimentaba a la localidad de Huaros, ha quedado fuera de servicio debido que esta localidad se alimenta actualmente del circuito C-1 que proviene de la C.H. Canta en 20 kV, quedando únicamente el circuito C-2 de la C.H. Huaros que alimenta actualmente a la localidad de Cullhuay, conformando sólo esta localidad el P.S.E. Huaros.

La Central Hidroeléctrica de Huaros, cuyo recurso hídrico es el Río Chillón, está compuesto por 02 grupos hidráulicos Francis N° 5 y Kubota N° 3, de 48 kW y 40 kW que generan en 200 V y 400 V respectivamente. Ambos grupos funcionan alternadamente, no pudiendo operar en paralelo, debido a problemas de regulación. El último registro de la demanda en las localidades de Huaros y Cullhuay fué de 38 kW.

Existen dos subestaciones de salida con transformadores de 0,20/10 kV - 65 kVA y 0,40/10 kV - 50 kVA.

El servicio eléctrico a la localidad de Cullhuay se brinda en forma restringida, durante 08 horas al día, mediante una línea primaria y redes primarias en 10 kV con 30 años de antigüedad y redes secundarias en mal estado de conservación, los cuales requieren su rehabilitación total.

2.3 P.S.E. Yaso

El Pequeño Sistema Eléctrico de Yaso, toma energía de la Central Hidroeléctrica de Yaso. Este sistema se desarrolla en un único circuito, que parte de la C.H. en el nivel de tensión de 10 kV.

La Central Hidroeléctrica de Yaso, cuyo recurso hídrico es el Río Chillón, está compuesto por 02 grupos hidráulicos Francis N° 6 y Kubota N° 4, de 110 kW y 80 kW que generan en 220 V y 400 V respectivamente. Ambos grupos funcionan en paralelo en las horas punta y alternadamente en horas fuera punta, cubriendo así una demanda de 165 kW. Existen dos subestaciones de salida con transformadores de 0,22/10 kV - 150 kVA y 0,40/10 kV - 100 kVA.

El servicio eléctrico en este sistema se brinda las 24 horas del día.

Actualmente las localidades que cuentan con servicio eléctrico son: Pichupichu, Yaso, Santa Rosa de Quives, Larancocha, Checta, Pucará, Magdalena, Yangas, Huancayo Alto, Pay Pay Alto, Pay Pay Bajo, Vista Alegre, Leticia y Buenos Aires de Leticia, encontrándose sus instalaciones, en lo que respecta a la Línea Primaria, Redes Primarias y Redes Secundarias, en buen estado de conservación.

Las localidades que aún no cuentan con servicio eléctrico y que se integrarán al P.S.E. Yaso, son las de Apan, Huanchuy, Llipata y La Cabaña.

2.4 P.S.E. Hoyos-Acos

El Pequeño Sistema Eléctrico de Hoyos-Acos, toma energía de la Central Hidroeléctrica de Hoyos-Acos. Este sistema se desarrolla en dos circuitos AC-01 y AC-02, que parten de la C.H., en el nivel de tensión de 10 kV.

La Central Hidroeléctrica de Hoyos-Acos, cuyo recurso hídrico es el Río Chancay, está compuesto por 02 grupos hidráulicos Francis N° 1 y N° 2, de 140 kW cada una, que generan en 230 V, cubriendo una demanda de 155 kW. Existen dos subestaciones de salida con transformadores de 0,23/10 kV - 150 kVA cada una.

El servicio eléctrico en este sistema se brinda durante 16 horas al día, desde las 16:00 horas hasta las 08:00 horas, con restricciones en épocas de estiaje.

Actualmente las localidades que cuentan con servicio eléctrico y que fueron electrificadas en una I Etapa son: Acos, Lampián, Canchopilca, Coto, Carac, San Juan, Huascoy, Cormo, Huaruquin, La Florida, San Agustín de Huayopampa, Pallac, Piscocoto, Perla Baja y Perla Alta, cuyas instalaciones eléctricas en lo que respecta a la Línea Primaria, Redes Primarias y Redes Secundarias fueron construidas hace 13 años, encontrándose en regular estado de conservación, a excepción de la Línea Primaria Trifásica en 10 kV: C.H.-Acos-Canchopilca-Coto-Carac de 12,10 km, cuyos postes de madera de 11 metros requieren ser rehabilitados por completo debido a su deterioro, manteniéndose el conductor de 16 mm² de cobre.

La localidad de Cucapunco que aún no cuenta con servicio eléctrico, se integrará al P.S.E. Hoyos-Acos.

2.5 P.S.E. Ravira-Pacaraos

El Pequeño Sistema Eléctrico de Ravira-Pacaraos, toma energía de la Central Hidroeléctrica de Ravira-Pacaraos, el cual entró en operación el año 1 990. Este

sistema se desarrolla en dos circuitos C-1 y C-2, que parten de la C.H., en el nivel de tensión de 10 kV.

La Central Hidroeléctrica de Ravira-Pacaraos, cuyo recurso hídrico es el Río Chancay, está compuesto por 02 grupos hidráulicos Francis N° 3 y N° 4, de 75 kW cada una, que generan en 400 V, cubriendo una demanda de 67 kW. Existe una subestación de salida con un transformador de 0.40/10 kV - 200 kVA.

El servicio eléctrico en este sistema se brinda durante 12 horas al día, desde las 18:00 horas hasta las 06:00 horas, con restricciones en épocas de estiaje.

Actualmente las localidades que cuentan con servicio eléctrico y que fueron electrificadas en una I Etapa son: Pacaraos, Ravira, Viscas, Santa Cruz de Andamarca y Chauca, encontrándose sus instalaciones, en lo que respecta a la Línea Primaria, Redes Primarias y Redes Secundarias, en buen estado de conservación, siendo su construcción más reciente que las del P.S.E. Hoyos-Acos.

Las localidades que aún no están integradas al P.S.E. Ravira-Pacaraos son: Vichaycocha, Santa Catalina, Pirca, Pasac, Rancatama y Chisque, de las cuales las 03 primeras de las mencionadas cuentan con servicio eléctrico.

Las localidades de Vichaycocha y Santa Catalina poseen energía de su propias Mini Centrales Hidroeléctricas, administradas ambas por la misma comunidad. La M.C.H. Vichaycocha de 52,8 kW, entró en operación en 1 970, entregando una tensión directa a la localidad de 230 V. La M.C.H. Santa Catalina también de 52,8 kW, entró en operación en 1971, generando una tensión de salida de 230 V, la misma que es elevada a 2,3 kV que finalmente alimenta el transformador de distribución secundaria de 2,3/0,23 kV - 50 kVA de dicha localidad.

El servicio eléctrico a la localidad de Pirca es proporcionada por la C.H. Tingo, en forma temporal, a través de una línea primaria de 2,3 kV. Esta C.H. es de propiedad privada con 1 200 kW de potencia, que actualmente suministra energía a las minas Shungar, Santander, Animón y Huarón.

Las instalaciones existentes en las localidades de Vichaycocha y Pirca en lo que respecta a conductores, conexiones domiciliarias y alumbrado público, se encuentran deterioradas, requiriendo su rehabilitación, manteniendo la postería en estado de conservación aceptables; mientras que en la localidad de Santa Catalina las instalaciones se encuentran completamente deterioradas, siendo necesaria su rehabilitación total.

En el Cuadro N° 2.1 se muestran las características técnicas principales de cada Central Hidroeléctrica.

En los Cuadros N° 2.2, 2.3 y 2.4 se señalan las características principales de las Líneas Primarias, Redes Primarias y Redes Secundarias existentes respectivamente, del Sistema Eléctrico Regional de Canta.

2.6 Administración de los Sistemas Eléctricos

En la actualidad las cinco (05) Centrales Hidroeléctricas y sus respectivos sistemas eléctricos, vienen siendo administrados por la empresa EDELNOR S.A.A., mientras que las localidades que integran las ampliaciones de los respectivos sistemas eléctricos, que carecen del servicio eléctrico, se ubican fuera del área de su concesión.

Del mismo modo las localidades de La Perla Alta, La Perla Baja, Pallac, San Agustín de Huayopampa y Piscocoto, pertenecientes al PSE Hoyos-Acos y la localidad de Santa Cruz de Andamarca, perteneciente al PSE Ravira-Pacaraos, se ubican fuera del área de concesión de EDELNOR S.A.A., debido a que la ejecución

CUADRO N° 2.1

**CARACTERISTICAS TECNICAS PRINCIPALES DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS
SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA**

N°	CENTRAL HIDROELECTRICA	SALTO NETO H _n (m)	CAUDAL Q _n (m ³ /s)	POTENCIA INSTALADA P _n			POTENCIA EFECTIVA P _e		TIPO TURBINA	ALTURA DE INSTALACION (m.s.n.m.)	HORAS DE OPERACION
				PARCIAL		TOTAL	PARCIAL	TOTAL			
01	CANTA	120,00	1,00	G1 (Barra 20 kV)	500 kW	1 000 kW	450 kW	900 kW	PELTON	2.800	24 Horas/Dia
				G2 (Barra 13,2 kV)	500 kW		450 kW		PELTON		
02	HUAROS	41,00	0,15	G1	48 Kw	88 kW	43,2 Kw	43,2 kW	FRANCIS	3.500	08 Horas/Dia
				G2	40 kW		36 kW		KUBOTA-BOMBA DE REVOLUCION INVERSA		
03	YASO	22,00	0,60	G1	110 kW	190 kW	99 kW	171 kW	FRANCIS	1.200	24 Horas/Dia
				G2	80 kW		72 kW		KUBOTA-BOMBA DE REVOLUCION INVERSA		
04	HOYOS-ACOS	38,55	0,47	G1	140 kW	280 kW	126 kW	252 kW	FRANCIS	1.600	16 Horas/Dia
				G2	140 kW		126 kW		FRANCIS		
05	RAVIRA-PACARAOS	43,36	0,50	G1	75 kW	150 kW	67,5 kW	135 kW	FRANCIS	3.400	12 Horas/Dia
				G2	75 kW		67,5 kW		FRANCIS		

CUADRO N° 2.2

**LINEAS PRIMARIAS EXISTENTES
SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA**

ITEM	PSE / LINEA PRIMARIA	TENSION NOMINAL (KV)	SISTEMA	CONDUCTOR		LONGITUD DE LINEA (km)	POSTES		AISLADORES	
				MATERIAL	CONFIGURACION		MATERIAL	ALTURA (m)	PIN	SUSPENSION
1 PSE CANTA										
	C.H. CANTA (BARRA 13,2 kV) - S.E. ELEVADORA LACHAQUI	13,2	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 35 mm2	3,000	C.A.C.	11	56-2	52-3
		13,2	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 25 mm2	9,220				
		13,2	Trifásico, Neutro Aislado	AAAC	3 - 1 x 35 mm2	0,030				
	DERIVACION A CARHUA	13,2	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 16 mm2	1,500	C.A.C.	11	56-2	52-3
	S.E. ELEVADORA LACHAQUI - ARAHUAY - COLLO - LICAHUASI - HUARHUAR	20	Trifásico, Neutro Aislado	AAAC	3 - 1 x 25 mm2	17,268	C.A.C.	12	56-2	52-3
		20	Bifásico, Neutro Aislado	AAAC	2 - 1 x 25 mm2	4,454				
	C.H. CANTA (BARRA 20 kV C-1) - ACOCHACA - HUACOS - HUAROS	20	Trifásico, Neutro Aislado	AAAC	3 - 1 x 35 mm2	7,617	C.A.C.	12	56-2	52-3
	DERIVACION A HUACOS	20	Trifásico, Neutro Aislado	AAAC	3 - 1 x 35 mm2	0,751	C.A.C.	12	56-2	52-3
	DERIVACION A HUAROS	20	Trifásico, Neutro Aislado	AAAC	3 - 1 x 35 mm2	0,300	C.A.C.	12	56-2	52-3
	C.H. CANTA (BARRA 20 kV C-2) - HUAMANTANGA - HUANDARO	20	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 35 mm2	20,500	C.A.C.	12	56-2	52-3
		20	Trifásico, Neutro Aislado	AAAC	3 - 1 x 50 mm2	9, 18				
		20	Trifásico, Neutro Aislado	AAAC	3 - 1 x 25 mm2	6,038				
	DERIVACION A APIO VISCAS - SAN LORENZO - PAMPACOCHA	20	Trifásico, Neutro Aislado	AAAC	3 - 1 x 35 mm2	8,667	C.A.C.	12	56-2	52-3
	DERIVACION A PURUCHUCO	20	Trifásico, Neutro Aislado	AAAC	3 - 1 x 25 mm2	7,100	C.A.C.	12	56-2	52-3
	DERIVACION A QUIPAN	20	Trifásico, Neutro Aislado	AAAC	3 - 1 x 25 mm2	0,663	C.A.C.	12	56-2	52-3
	DERIVACION A RAUMA	20	Trifásico, Neutro Aislado	AAAC	3 - 1 x 25 mm2	5,125	C.A.C.	12	56-2	52-3
	DERIVACION A SUMBILCA	20	Trifásico, Neutro Aislado	AAAC	3 - 1 x 25 mm2	4,018	C.A.C.	12	56-2	52-3
						SUB - TOTAL 1	105,427			
2 PSE HUAROS										
	C.H. HUAROS (C-2) - CULLHUAY	10	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 16 mm2	5,830	PERFIL Fe	12	55-5	52-3
						SUB - TOTAL 2	5,830			
3 PSE YASO										
	C.H. YASO - SANTA ROSA DE QUIVES - LETICIA	10	Trifásico, Neutro Aislado	AAAC	3 - 1 x 16 mm2	13,005	C.A.C.	11	55-5	52-3
		10	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 16 mm2	10,944				
						SUB - TOTAL 3	23,949			

CUADRO N° 2.2

**LINEAS PRIMARIAS EXISTENTES
SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA**

ITEM	PSE / LINEA PRIMARIA	TENSION NOMINAL (kV)	SISTEMA	CONDUCTOR		LONGITUD DE LINEA (km)	POSTES		AISLADORES	
				MATERIAL	CONFIGURACION		MATERIAL	ALTURA (m)	PIN	SUSPENSION
4 PSE HOYOS - ACOS										
	C.H. HOYOS-ACOS (AC-01) - ACOS - CANCHAPILCA - COTO - CARAC	10	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 16 mm ²	12,100	Madera	11	55-5	52-3
	DERIVACION A LAMPIAN	10	Tnfásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 16 mm ²	2,640	Madera	11	55-5	52-3
	C.H. HOYOS-ACOS (AC-02) - LA FLORIDA - PISCOCOTO - PERLA BAJA	10	Trifásico, Neutro Aislado	AAAC	3 - 1 x 50 mm ²	12,200	Madera	11	55-5	52-3
		10	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 16 mm ²	3,000				
	DERIVACION A SAN JUAN - HUASCOY - CORMO - HUAROQUIN	10	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 16 mm ²	11,300	Madera	11	55-5	52-3
	DERIVACION A SAN AGUSTIN DE HUAYOPAMPA	10	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 10 mm ²	4,800	Madera	11	55-5	52-3
	DERIVACION A PISCOCOTO	10	Tnfásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 10 mm ²	2,000	Madera	11	55-5	52-3
						SUB - TOTAL 4	48,040			
5 PSE RAVIRA - PACARAOS										
	C.H. RAVIRA-PACARAOS (C-1) - PACARAOS - RAVIRA - VISCAS	10	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 10 mm ²	5,040	C.A.C.	11	55-5	52-3
	C.H. RAVIRA PACARAOS (C-2) - CHAUCA - SANTA CRUZ DE ANDAMARCA	10	Tnfásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 10 mm ²	1,380	C.A.C.	11	55-5	52-3
	DERIVACION A CHAUCA	10	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 10 mm ²	1,300	C.A.C.	11	55-5	52-3
	DERIVACION A SANTA CRUZ DE ANDAMARCA	10	Tnfásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 10 mm ²	0,860	C.A.C.	11	55-5	52-3
						SUB - TOTAL 5	8,580			
						TOTAL GENERAL	191,826			

CUADRO N° 2.3

**REDES PRIMARIAS EXISTENTES
SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA**

ITEM	PSE / LOCALIDAD	TENSION NOMINAL (kV)	SISTEMA	CONDUCTOR		LONGITUD DE RED (km)	SUBESTACION DE DISTRIBUCION				POSTES		AISLADORES	
				MATERIAL	CONFIGURACION		TIPO	POTENCIA (kVA)	NUMERO DE FASES	RELACION DE TRANSFORMACION	MATERIAL	ALTURA (m)	PIN	SUSPENSION
1 PSE CANTA														
01	OBRAJILLO	13,2	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 16 mm2	0,200	SAB-1	40	3	13.2 / 0.23 KV	C.A.C.	13	56-2	52-3
02	SAN MIGUEL	13,2	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 35 mm2	0,450	SAB-1	50	3	13.2 / 0.23 KV	C.A.C.	13	56-2	52-3
03	CANTA	13,2	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 16 mm2	0,447	SAB-1	50	3	13.2 / 0.23 KV	C.A.C.	13	56-2	52-3
SAB-2							80	3	13.2 / 0.23 KV					
SAB-3							80	3	13.2 / 0.23 KV					
04	PARIAMARCA	13,2	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 16 mm2 3 - 1 x 10 mm2	0,280 0,086	SAB-1	50	3	13.2 / 0.23 KV	C.A.C.	13	56-2	52-3
						SAB-2	80	3	13.2 / 0.23 KV					
05	CARHUA	13,2	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 16 mm2	0,179	SAB-1	50	3	13.2 / 0.23 KV	C.A.C.	13	56-2	52-3
						SAB-2	50	3	13.2 / 0.23 KV					
06	LACHAQUI	13,2	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 16 mm2	0,770	SAB-1	50	3	13.2 / 0.23 KV	C.A.C.	13	56-2	52-3
						SAB-2	50	3	13.2 / 0.23 KV					
07	ARAHUAY	20	Trifásico, Neutro Aislado	AAAC	3 - 1 x 25 mm2	0,341	SAB-1	100	3	20 / 0.23 KV	C.A.C.	13	56-2	52-3
						SAB-2	100	3	20 / 0.23 KV					
08	COLLO	20	Trifásico, Neutro Aislado	AAAC	3 - 1 x 25 mm2	0,094	SAB-1	75	3	20 / 0.23 KV	C.A.C.	13	56-2	52-3
09	SHIMAY	20	Bifásico, Neutro Aislado	AAAC	2 - 1 x 25 mm2	0,065	SAM-1	15	2	20 / 0.23 KV	C.A.C.	13	56-2	52-3
10	ARCHO	20	Bifásico, Neutro Aislado	AAAC	2 - 1 x 25 mm2	0,100	SAM-1	15	2	20 / 0.23 KV	C.A.C.	13	56-2	52-3
11	LICAHUASI	20	Trifásico, Neutro Aislado	AAAC	3 - 1 x 25 mm2	0,150	SAB-1	50	3	20 / 0.23 KV	C.A.C.	13	56-2	52-3
12	QUISO	20	Bifásico, Neutro Aislado	AAAC	2 - 1 x 25 mm2	0,064	SAM-1	15	2	20 / 0.23 KV	C.A.C.	13	56-2	52-3
13	ANTAMAZA	20	Bifásico, Neutro Aislado	AAAC	2 - 1 x 25 mm2	0,070	SAM-1	15	2	20 / 0.23 KV	C.A.C.	13	56-2	52-3
14	OROBEL	20	Bifásico, Neutro Aislado	AAAC	2 - 1 x 25 mm2	0,110	SAM-1	15	2	20 / 0.23 KV	C.A.C.	13	56-2	52-3
15	HUAR HUAR	20	Bifásico, Neutro Aislado	AAAC	2 - 1 x 25 mm2	0,098	SAM-1	15	2	20 / 0.23 KV	C.A.C.	13	56-2	52-3
16	ACOCACHA	20	Bifásico, Neutro Aislado	AAAC	2 - 1 x 25 mm2	0,133	SAM-1	25	2	20 / 0.23 KV	C.A.C.	13	56-2	52-3
17	HUACOS	20	Trifásico, Neutro Aislado	AAAC	3 - 1 x 35 mm2	0,751	SAB-1	75	3	20 / 0.23 KV	C.A.C.	13	56-2	52-3
18	HUAROS	20	Trifásico, Neutro Aislado	AAAC	3 - 1 x 35 mm2	0,400	SAB-1	100	3	20 / 0.23 KV	C.A.C.	13	56-2	52-3
							SAB-2	100	3	20 / 0.23 KV				
19	SAN BUENAVENTURA	20	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 35 mm2	0,150	SAB-1	50	3	20 / 0.23 KV	C.A.C.	13	56-2	52-3
20	NUEVO SAN JOSÉ	20	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 35 mm2	0,250	SAB-1	50	3	20 / 0.23 KV	C.A.C.	13	56-2	52-3
21	APIO-VISCAS	20	Trifásico, Neutro Aislado	AAAC	3 - 1 x 35 mm2	0,250	SAB-1	75	3	20 / 0.23 KV	C.A.C.	13	56-2	52-3
							SAB-2	50	3	20 / 0.23 KV				
22	SAN LORENZO	20	Trifásico, Neutro Aislado	AAAC	3 - 1 x 35 mm2	0,110	SAB-1	75	3	20 / 0.23 KV	C.A.C.	13	56-2	52-3
23	PAMPACOCCHA	20	Trifásico, Neutro Aislado	AAAC	3 - 1 x 35 mm2	0,150	SAB-1	50	3	20 / 0.23 KV	C.A.C.	13	56-2	52-3
24	HUAMANTANGA	20	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 35 mm2	1,220	SAB-1	50	3	20 / 0.23 KV	C.A.C.	13	56-2	52-3
							SAB-2	50	3	20 / 0.23 KV				
							SAB-3	50	3	20 / 0.23 KV				
							SAB-4	50	3	20 / 0.23 KV				
25	PURUCHUCO	20	Bifásico, Neutro Aislado	AAAC	2 - 1 x 25 mm2	0,232	SAM-1	25	2	20 / 0.23 KV	C.A.C.	13	56-2	52-3
						SAM-2	25	2	20 / 0.23 KV					

CUADRO N° 2.3

REDES PRIMARIAS EXISTENTES
SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA

ITEM	PSE / LOCALIDAD	TENSION NOMINAL (kV)	SISTEMA	CONDUCTOR		LONGITUD DE RED (km)	SUBESTACION DE DISTRIBUCION				POSTES		AISLADORES	
				MATERIAL	CONFIGURACION		TIPO	POTENCIA (KVA)	NUMERO DE FASES	RELACION DE TRANSFORMACION	MATERIAL	ALTURA (m)	PIN	SUSPENSION
26	QUIPÁN	20	Trifásico, Neutro Aislado	AAAC	3 - 1 x 25 mm2	0,317	SAB-1	100	3	20 / 0.23 KV	C.A.C.	13	56-2	52-3
27	MARCO	20	Trifásico, Neutro Aislado	AAAC	3 - 1 x 25 mm2	0,704	SAB-1	100	3	20 / 0.23 KV	C.A.C.	13	56-2	52-3
							SAB-2	50	3	20 / 0.23 KV				
28	RAUMA	20	Trifásico, Neutro Aislado	AAAC	3 - 1 x 25 mm2	0,090	SAB-1	75	3	20 / 0.23 KV	C.A.C.	13	56-2	52-3
							SAB-2	75	3	20 / 0.23 KV				
29	SUMBILCA	20	Trifásico, Neutro Aislado	AAAC	3 - 1 x 25 mm2	0,350	SAB-1	75	3	20 / 0.23 KV	C.A.C.	13	56-2	52-3
							SAB-2	75	3	20 / 0.23 KV				
30	HUANDARO	20	Trifásico, Neutro Aislado	AAAC	3 - 1 x 25 mm2	0,167	SAB-1	75	3	20 / 0.23 KV	C.A.C.	13	56-2	52-3
SUB - TOTAL 1						8,778								
2 PSE HUAROS														
01	CULLHUAY	10	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 16 mm2	0,164	SAB-1	50	3	10 / 0.23 KV	C.A.C.	11	55-5	52-3
SUB - TOTAL 2						0,164								
3 PSE YASO														
01	PICHUPICHU	10	Bifásico, Neutro Aislado	AAAC	2 - 1 x 16 mm2	0,015	SAM-1	25	2	10 / 0.23 KV	C.A.C.	11	55-5	52-3
02	YASO	10	Trifásico, Neutro Aislado	AAAC	3 - 1 x 16 mm2	0,150	SAB-1	50	3	10 / 0.23 KV	C.A.C.	11	55-5	52-3
03	SANTA ROSA DE QUIVES	10	Trifásico, Neutro Aislado	AAAC	3 - 1 x 16 mm2	0,014	SAB-1	100	3	10 / 0.23 KV	C.A.C.	11	55-5	52-3
04	LARANCOCHA	10	Bifásico, Neutro Aislado	Cobre	2 - 1 x 16 mm2	0,150	SAM-1	10	2	10 / 0.23 KV	C.A.C.	11	55-5	52-3
							SAM-2	10	2	10 / 0.23 KV				
							SAM-3	10	2	10 / 0.23 KV				
05	CHECTA	10	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 16 mm2	0,435	SAB-1	2 x 10	3	10 / 0.23 KV	C.A.C.	11	55-5	52-3
							SAB-2	17	3	10 / 0.23 KV				
06	PUCARA	10	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 16 mm2	0,116	SAB-1	50	3	10 / 0.23 KV	C.A.C.	11	55-5	52-3
			Bifásico, Neutro Aislado	Cobre	2 - 1 x 16 mm2	0,032	SAM-1	10	2	10 / 0.23 KV				
07	MAGDALENA	10	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 16 mm2	0,150	SAM-1	10	2	10 / 0.23 KV	C.A.C.	11	55-5	52-3
			Bifásico, Neutro Aislado	Cobre	2 - 1 x 16 mm2	0,175	SAM-2	10	2	10 / 0.23 KV				
							SAM-3	10	2	10 / 0.23 KV				
							SAB-1	20	3	10 / 0.23 KV				
08	YANGAS	10	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 16 mm2	0,040	SAB-1	50	3	10 / 0.23 KV	C.A.C.	11	55-5	52-3
09	HUANCAYO ALTO	10	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 16 mm2	0,035	SAB-1	50	3	10 / 0.23 KV	C.A.C.	11	55-5	52-3
10	PAY PAY ALTO	10	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 16 mm2	0,030	SAB-1	50	3	10 / 0.23 KV	C.A.C.	11	55-5	52-3
11	VISTA ALEGRE	10	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 16 mm2	0,350	SAB-1	50	3	10 / 0.23 KV	C.A.C.	11	55-5	52-3
12	PAY PAY BAJO	10	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 16 mm2	0,050	SAB-1	2 x 25	3	10 / 0.23 KV	C.A.C.	11	55-5	52-3
13	LETICIA	10	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 16 mm2	0,025	SAB-1	50	3	10 / 0.23 KV	C.A.C.	11	55-5	52-3
14	BUENOS AIRES DE LETICIA	10	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 16 mm2	0,252	SAB-1	50	3	10 / 0.23 KV	C.A.C.	11	55-5	52-3
SUB - TOTAL 3						2,019								

CUADRO N° 2.3

**REDES PRIMARIAS EXISTENTES
SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA**

ITEM	PSE / LOCALIDAD	TENSION NOMINAL (KV)	SISTEMA	CONDUCTOR		LONGITUD DE RED (km)	SUBESTACION DE DISTRIBUCION			POSTES		AISLADORES		
				MATERIAL	CONFIGURACION		TÍPO	POTENCIA (KVA)	NUMERO DE FASES	RELACION DE TRANSFORMACION	MATERIAL	ALTURA (m)	PIN	SUSPENSION
4 PSE HOYOS - ACOS														
01	ACOS	10	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 10 mm2	0,020	SAB-1	50	3	10 / 0.23 KV	C.A.C.	11	55-5	52-3
02	CANCHAPILCA	10	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 10 mm2	0,025	SAB-1	37,5	3	10 / 0.23 KV	C.A.C.	11	55-5	52-3
03	COTO	10	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 10 mm2	1,800	SAB-1	37,5	3	10 / 0.23 KV	C.A.C.	11	55-5	52-3
04	CARAC	10	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 16 mm2	0,095	SAB-1	50	3	10 / 0.23 KV	C.A.C.	11	55-5	52-3
05	LAMPIÁN	10	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 16 mm2	0,107	SAB-1	160	3	10 / 0.23 KV	C.A.C.	11	55-5	52-3
06	LA FLORIDA	10	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 10 mm2	0,200	SAB-1	50	3	10 / 0.23 KV	C.A.C.	11	55-5	52-3
07	SAN AGUSTÍN DE HUAYOPAMPA	10	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 10 mm2	0,121	SAB-1	50	3	10 / 0.23 KV	C.A.C.	11	55-5	52-3
							SAB-2	100	3	10 / 0.23 KV				
08	PALLAC	10	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 10 mm2	0,150	SAB-1	50	3	10 / 0.23 KV	C.A.C.	11	55-5	52-3
09	PISCOCOTO	10	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 10 mm2	0,050	SAB-1	50	3	10 / 0.23 KV	C.A.C.	11	55-5	52-3
10	PERLA ALTA	10	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 10 mm2	0,080	SAB-1	50	3	10 / 0.23 KV	C.A.C.	11	55-5	52-3
11	PERLA BAJA	10	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 10 mm2	0,135	SAB-1	50	3	10 / 0.23 KV	C.A.C.	11	55-5	52-3
							SAB-2	50	3	10 / 0.23 KV				
12	SAN JUAN	10	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 16 mm2	0,150	SAB-1	50	3	10 / 0.23 KV	C.A.C.	11	55-5	52-3
13	HUASCOY	10	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 16 mm2	0,255	SAB-1	50	3	10 / 0.23 KV	C.A.C.	11	55-5	52-3
14	CORMO	10	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 16 mm2	0,096	SAB-1	50	3	10 / 0.23 KV	C.A.C.	11	55-5	52-3
15	HUARQUIN	10	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 16 mm2	0,075	SAB-1	50	3	10 / 0.23 KV	C.A.C.	11	55-5	52-3
						SUB - TOTAL 4			3,359					
5 PSE RAVIRA - PACARAOS														
01	PACARAOS	10	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 10 mm2	0,270	SAB-1	100	3	10 / 0.23 KV	C.A.C.	11	55-5	52-3
							SAB-2	100	3	10 / 0.23 KV				
02	RAVIRA	10	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 10 mm2	0,155	SAB-1	100	3	10 / 0.23 KV	C.A.C.	11	55-5	52-3
03	VISCAS	10	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 10 mm2	0,125	SAB-1	100	3	10 / 0.23 KV	C.A.C.	11	55-5	52-3
04	CHAUCA	10	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 10 mm2	0,035	SAB-1	50	3	10 / 0.23 KV	C.A.C.	11	55-5	52-3
05	SANTA CRUZ DE ANDAMARCA	10	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 10 mm2	0,054	SAB-1	2 x 75	3	12 / 0.48 - 0.24 KV	C.A.C.	11	55-5	52-3
						SUB - TOTAL 5			0,639					
						TOTAL GENERAL			14,959					

CUADRO N° 2.4

1 de 2

**REDES SECUNDARIAS EXISTENTES
SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA**

N°	PSE / LOCALIDAD	NUMERO DE USUARIOS (AÑO 2 000)	CONSUMO DOMESTICO PROMEDIO (kWh/VIV-Mes)	POSTES		TENSION NOMINAL (V)	TIPO DE CONDUCTOR
				MATERIAL	ALTURA (m)		
1 PSE CANTA							
BARRA 13,2 kV							
01	OBRAJILLO	88	28	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	C.P.I.
02	SAN MIGUEL	99	21	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	C.P.I.
03	CANTA	558	58	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	C.P.I.
04	PARIAMARCA	203	19	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	C.P.I.
05	CARHUA	90	23	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	C.P.I.
06	LACHAQUI	284	18	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	C.P.I.
SUBESTACION 13,2 / 20 kV							
07	ARAHUAY (1)	84	21	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	Autoportante de Aluminio
08	COLLO (1)	35	23	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	Autoportante de Aluminio
09	SHIMAY (1)	09	18	C.A.C.	8	220 V (Monofásico)	Autoportante de Aluminio
10	ARCHO (1)	09	18	C.A.C.	8	220 V (Monofásico)	Autoportante de Aluminio
11	LICAHUASI (1)	09	16	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	Autoportante de Aluminio
12	QUISO (1)	08	18	C.A.C.	8	220 V (Monofásico)	Autoportante de Aluminio
13	ANTAMASA (1)	05	16	C.A.C.	8	220 V (Monofásico)	Autoportante de Aluminio
14	OROBEL (1)	08	16	C.A.C.	8	220 V (Monofásico)	Autoportante de Aluminio
15	HUAR HUAR (1)	10	18	C.A.C.	8	220 V (Monofásico)	Autoportante de Aluminio
BARRA 20 kV – CIRCUITO C-1							
18	ACOHACA (1)	12	18	C.A.C.	8	220 V (Monofásico)	Autoportante de Aluminio
17	HUACOS (1)	35	23	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	Autoportante de Aluminio
18	HUAROS	123	37	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	Autoportante de Aluminio
BARRA 20 kV – CIRCUITO C-2							
19	SAN BUENAVENTURA	88	23	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	C.P.I.
20	NUEVO SAN JOSE	85	16	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	C.P.I.
21	APIO-VISCAS (1)	32	23	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	Autoportante de Aluminio
22	SAN LORENZO (1)	18	18	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	Autoportante de Aluminio
23	PAMPACOCCHA (1)	52	23	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	Autoportante de Aluminio
24	HUAMANTANGA	211	31	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	C.P.I.
25	PURUCHUCO (1)	31	23	C.A.C.	8	220 V (Monofásico)	Autoportante de Aluminio
26	QUIPAN (1)	180	31	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	Autoportante de Aluminio
27	MARCO (1)	48	28	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	Autoportante de Aluminio
28	RAUMA (1)	88	31	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	Autoportante de Aluminio
29	SUMBILCA (1)	108	31	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	C.P.I.
30	HUANDARO (1)	51	21	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	Autoportante de Aluminio
SUBTOTAL 1		2.609					
2 PSE HUAROS							
CIRCUITO N° 2							
01	CULLHUAY	75	32	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	C.P.I.
SUBTOTAL 2		75					
3 PSE YASO							
01	PICHUPICHU	11	23	C.A.C.	8	220 V (Monofásico)	C.P.I.
02	YASO	51	30	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	C.P.I.
03	SANTA ROSA DE QUIVES	87	39	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	C.P.I.
04	LARANCOCHA	17	30	C.A.C.	8	220 V (Trif - Monof)	Autoportante de Aluminio
05	CHECTA	21	30	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	Autoportante de Aluminio
06	PUCARA	20	30	C.A.C.	8	220 V (Trif - Monof)	Autoportante de Aluminio
07	MAGDALENA	11	23	C.A.C.	8	220 V (Trif - Monof)	Autoportante de Aluminio
08	YANGAS	152	81	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	C.P.I.
09	HUANCAYO ALTO	18	30	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	Autoportante de Aluminio
10	VISTA ALEGRE	55	30	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	Autoportante de Aluminio
11	PAY PAY ALTO	39	30	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	C.P.I.
12	PAY PAY BAJO	43	30	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	Autoportante de Aluminio
13	LETICIA	97	18	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	C.P.I.
14	BUENOS AIRES DE LETICIA	88	30	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	Autoportante de Aluminio
SUBTOTAL 3		888					
4 PSE HOYOS-ACOS							
CIRCUITO AC-01							
01	ACOS	100	58	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	C.P.I.
02	LAMPINAN	188	19	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	C.P.I.
03	CANCHAPILCA	50	32	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	C.P.I.
04	COTO	42	17	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	C.P.I.
05	CARAC	138	17	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	C.P.I.

CUADRO N° 2.4

2 de 2

**REDES SECUNDARIAS EXISTENTES
SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA**

N°	PSE / LOCALIDAD	NUMERO DE USUARIOS (AÑO 2 000)	CONSUMO DOMESTICO PROMEDIO (kWh/VIV-Mes)	POSTES		TENSION NOMINAL (V)	TIPO DE CONDUCTOR
				MATERIAL	ALTURA (m)		
CIRCUITO AC-02							
06	SAN JUAN	57	19	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	C.P.I.
07	HUASCOY	63	19	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	C.P.I.
08	CORMO	23	15	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	C.P.I.
09	HUAROQUIN	119	18	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	C.P.I.
10	LA FLORIDA	54	19	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	C.P.I.
11	SAN AGUSTIN DE HUAYOPAMPA	165	19	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	C.P.I.
12	PALLAC	42	17	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	C.P.I.
13	PISCOCOTO	83	15	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	C.P.I.
14	LA PERLA BAJA	108	18	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	C.P.I.
15	LA PERLA ALTA	52	18	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	C.P.I.
SUBTOTAL 4		1.262					
5 PSE RAVIRA-PACARAOS							
CIRCUITO 01							
01	PACARAOS	219	22	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	C.P.I.
02	RAVIRA	53	19	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	C.P.I.
03	VISCAS	90	17	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	C.P.I.
CIRCUITO 02							
04	SANTA CRUZ DE ANDAMARCA	149	20	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	C.P.I.
05	CHAUCA	46	19	C.A.C.	8	220 V (Trifásico)	C.P.I.
SUBTOTAL 5		557					
TOTAL GENERAL		5.189					

NOTA:

- (1) : ESTAS LOCALIDADES PERTENECEN AL PSE CANTA III ETAPA, CUYA EJECUCION DE OBRAS FUERON CONCLUIDAS EL AÑO 1 998. ESTANDO EN PROCESO DE TRANSFERENCIA DICHAS INSTALACIONES ELECTRICAS DE LA DEP/MEM A EDELNOR, ES QUE LOS DATOS DEL NUMERO DE USUARIOS EN EL PRESENTE CUADRO ES COINCIDENTE CON EL NUMERO DE ACOMETIDAS DOMICILIARIAS INSTALADAS EN CADA LOCALIDAD, MIENTRAS QUE EL CONSUMO PROMEDIO DE CADA LOCALIDAD HA SIDO CONSIDERADO EL MISMO QUE LOCALIDADES CON SERVICIO CON CARACTERISTICAS SIMILARES.

de las redes eléctricas de dichas localidades fueron financiadas con recursos propios de la población.

Cabe también mencionar, que el registro del consumo de energía eléctrica por parte de EDELNOR S.A.A., en las localidades de Carac, San Juan y Huascoy, pertenecientes al PSE Hoyos-Acos y en la localidad de Santa Cruz de Andamarca perteneciente al PSE Ravira-Pacaraos, se realiza por medio de un medidor totalizador (registro del consumo del total de usuarios de la localidad), a diferencia de las demás localidades pertenecientes al S.E.R. Canta, donde el registro es efectuado por usuario, mediante equipos de medición instalados en sus límites prediales.

2.7 Central Hidroeléctrica de Baños 4

La Central Hidroeléctrica de Baños 4, pertenece a una de las 05 Centrales del Sistema Hidroeléctrico del Río Pallanga, conformado además por las Centrales Hidroeléctricas de Sango, Baños 1, Baños 2 y Baños 3.

Estas centrales están ubicadas en la cuenca alta y media del río Baños, tributario del río Chancay. Políticamente están ubicadas en el Departamento de Lima, Provincia de Huaral, Distrito de Atavillos Alto, Anexo de San José de Baños.

CUADRO N° 2.5

POTENCIA INSTALADA - SISTEMA ELECTRICO DEL RIO PALLANGA

Central Hidroeléctrica	Potencia Instalada en kVA
C.H. Sango	3 x 500
C.H. Baños 1	2 x 675
C.H. Baños 2	1 x 1 220
C.H. Baños 3	2 x 500
C.H. Baños 4	1 x 1 500

El agua para las centrales hidroeléctricas del Río Pallanga es abastecida por el trasvase de la laguna Puajanca, por medio de un túnel que alimenta a la laguna

Vilcacocha, la que por medio de canal alimenta a la laguna Ahuashuamán, donde se almacena el agua mediante una represa de concreto armado de aproximadamente 120 m de largo por 10 m de altura. A partir de esta laguna nace el río Baños y por medio de canales de aducción, bocatomas y tazas de carga se abastece de agua a las cinco centrales, que se ubican escalonadamente en cascada.

En épocas de lluvia el caudal abastecido es suficiente, pudiendo en épocas de estiaje ser regulado con la compuerta de la presa que almacena las aguas de la laguna Ahuashuamán.

Las centrales cuentan con diversas obras civiles tales como: bocatomas, canales de aducción, desarenadores, cámaras de carga, casas de fuerza y tuberías de presión.

En las casas de fuerza están instalados los grupos turbina-generator, los paneles de control, los servicios auxiliares y las subestaciones de salida. Los equipos se encuentran en diferentes estados de conservación.

Las centrales se encuentran interconectadas mediante 33 km de líneas de subtransmisión en 12 y 24 kV, incluyendo a la C.H. Tingo de la Cía. Minera Santander.

El Cuadro N° 2.6 muestra las características técnicas de las centrales, mostrándose en la página subsiguiente el diagrama unifilar de las centrales de generación, subestaciones de transformación y líneas de subtransmisión.

Las 05 centrales, cuyas instalaciones tienen una antigüedad de 35 años, fueron construídas por el Sindicato Minero Río Pallanga para el suministro de energía eléctrica a sus unidades de producción de Alpamarca y Carhuacayán, cuyas operaciones cerraron el año 1 986. A partir de este año la operación de las centrales y el suministro de energía fueron transferidos a la Cía. Minera Santander, también hasta el cierre de sus operaciones en 1 993. Al cerrar Santander desapareció el principal usuario.

CUADRO N° 2.6

**CENTRALES HIDROELECTRICAS RIO PALLANGA
CARACTERISTICAS TECNICAS**

DESCRIPCION	SANGO	BANOS 1	BANOS 2	BANOS 3	BANOS 4
1. OBRAS CIVILES					
Bocatoma	Simple	muro de 30 m x 2,5 m de alto	muro de 32 m x 1,5 m de alto	muro de 20 m x 1,5 m de alto	
Canal de Aducción	2 488 m - 1,5 m2	1 740 m - 1,4 m2	1 270 m - 2,0 m2	1 620 m - 2,6 m2	
Desarenador-taza de carga	Simple	uno de 21 m y otro de 34 m	21 m	2 de 25 m	
Canal de Demasias	280 m - 1,5 m2	110 m - 1,4 m2	188 m - 1,8 m2	480 m - 0,85 m2	
Casa Fuerza	128 m2	220 m2	126 m2	438 m2	
<u>Tubería de Presión:</u>					
Diámetro interior (m)	0,45	0,8	0,8	0,45	0,8
Longitud (m)	4,46	250	198	170	170
2. TURBINAS					
Marca	Gilkes & Gordon	Voith	Escher Wys	Escher Wys	Gilkes & Gordon
Tipo	Pelton	Pelton	Francis rápida	Pelton	Pelton
Potencia (HP)	600	760	1.580	690	1.875
Salto (m)	208	167	93	175	179
Caudal (m3/s)	0,265	0,5	1,3	0,3	0,96
Velocidad (rpm)	1.200	720	900	900	900
Altitud (msnm)	4.100	3.921	3.814	3.609	3.609
Año	1 953/1 943	1.956	1.964	1.979	1.981
Situación	(3) No operativos	(1) Operativa, (1) No existe	(1) Operativa	(1) No operativa, (1)desmantelada	Operativa
3. GENERADORES					
Marca	Westinghouse	AEG	Oerlikon	AEG	Reliance Electric
Potencia (kVA)	500	675	1.220	500	1.500
Tensión (V)	460	460	2.300	460	440
Velocidad (rpm)	1.200	720	900	900	900
Año	1 952/1 924	1.956	1.964	1.979	1.981
Situación	(3) No operativos	(1) Operativa, (1) No existe	(1) Operativa	(1) No operativa, (1)desmantelada	Operativa
<u>Sala de control</u>					
Paneles	6	2	3	-	2
Servicios auxiliares	1	1	1	-	1
4. SUBESTACION SALIDA (TRANSFORMADOR)	(2) 3 x 333 kVA 12,47 / 0,48 kV 3 x 1 300 kVA, 24 / 12,4 kV	(2) 3 x 220 kVA, 12,47 / 0,48 kV	1 220 kVA, 24 / 2,3 kV	1 600 kVA, 24 / 0,46 kVA	
5. LINEAS DE SUBTRANSMISION:	15 km en 12,4 kV, 3 km en 24 kV y 15 km en 24 kV.				
6. PRESA PUCACOCHA CUATRO TUNELES	38 m de longitud por 3 m de alto 300 m, 320m, 1 589 m y 200 m				

A partir del 16 de Junio de 1 994 se transfieren el 75 % de los derechos y acciones de las Centrales Río Pallanga (transferencia y enajenación perpetua de terrenos, edificaciones, instalaciones electromecánicas, accesorios, obras generales y servidumbres) a CENTROMIN PERU S.A. por parte de MINERO PERU, quedándose este último con el 25 %.

A la fecha ELECTROANDES S.A. por encargo de CENTROMIN PERU S.A., continúa con la vigilancia y guardianía de las centrales Río Pallanga.

Desde Octubre de 1 994, la Municipalidad de Atavillos Alto y la Comunidad Campesina de San José de Baños vienen solicitando la transferencia de las centrales para ser utilizadas como fuente de suministro de energía eléctrica para la electrificación de sus pueblos.

Las CC.HH. de Baños 3 y de Baños 4, se encuentran instaladas en un solo local de casa de fuerza, operando la C.H. de Baños 4 como suministro principal y la C.H. de Baños 3 como reserva. De todas las centrales del Sistema Eléctrico del Río Pallanga, la C.H. de Baños 4 es la que en mejor estado se encuentra, la cual podría entregar toda su potencia nominal, luego de un mantenimiento general.

La C.H. de Baños 4 es propiedad de CENTROMIN PERU S.A., la cual el CEPRI no tiene interés en mantenerlas ni privatizarlas, considerando que el Ministerio de Energía y Minas la transfiera a una empresa que juzgue conveniente, a fin de beneficiar a los pobladores del área de influencia.

Más adelante, luego del balance oferta-demanda de potencia efectuada en el presente estudio, es que se plantea la incorporación de la C.H. de Baños 4 de 1 200 kW al Sistema Eléctrico Regional de Canta, con el objeto de cubrir el déficit de potencia en el horizonte de planeamiento.

Cabe indicar que de acuerdo a la información recabada en la Dirección General de Minería (DGM/MEM), no existen cargas mineras denunciadas actualmente, sin embargo de existir alguna reactivación de la minería en la zona, se puede atender el requerimiento poniendo en operación gradualmente las otras CC.HH. del Sistema Eléctrico del Río Pallanga, requiriéndose efectuar en las mismas, las rehabilitaciones necesarias y la puesta en servicio de las obras civiles, además de poner en operación los diversos grupos turbina-generator en cada central, según lo indicado en el cuadro anterior, de características técnicas de las centrales.

2.8 Resultado del Análisis

2.8.1 Las redes existentes así como las Centrales Hidroeléctricas en todo el sistema, se encuentran en buen estado de conservación y de operación, a excepción de las localidades de Cullhuay y Santa Catalina cuyas redes requieren una rehabilitación total; la Línea Primaria C.H. Hoyos-Acos – Carac de 12.10 km la cual requiere la rehabilitación de su posteria de madera; y las localidades de Vichaycocha y Pirca en los cuales sólo la posteria se encuentra en buen estado.

2.8.2 Existen PSE's con servicio restringido de 08, 12 y 16 horas al día, situación que deberá ser reemplazado suministrando energía por una fuente de energía garantizable.

2.8.3 Estando la C.H. de Baños 4, en poder del Estado, a través de CENTROMIN PERU S.A., bajo la vigilancia y guardianía de ELECTROANDES S.A., es factible la concesión de la administración de dicha Central a una empresa, a fin que satisfaga los requerimientos de demanda en el área de influencia.

CAPITULO III

ESTUDIO DEL MERCADO ELECTRICO

3.1 Introducción

La determinación de la demanda de potencia y energía, constituyen uno de los aspectos fundamentales de la planificación de los sistemas eléctricos, pues sus magnitudes influyen significativamente en el dimensionamiento y etapas de ejecución de los proyectos de líneas y redes de distribución.

En tal sentido, el objetivo principal del estudio del mercado eléctrico es cuantificar estos requerimientos, de demanda de potencia y energía para cada una de las localidades que conforman el proyecto, debiéndose efectuarse de la forma más detallada posible, teniendo en cuenta las limitaciones originadas por la falta de información suficiente y confiable, así como por la incertidumbre que significa el futuro para todo trabajo de pronóstico.

Cada localidad aislada tiene sus propias características con respecto a la densidad familiar, tasa de crecimiento poblacional; infraestructuras existentes, recursos naturales, demanda para fines productivos, proyectos de desarrollo, etc.

En consecuencia, cada localidad rural aislada prevista a ser electrificada, necesita una evaluación específica de su potencial de desarrollo y su futura demanda de energía eléctrica, tanto en gabinete como en campo. Es solo así que se puede obtener datos pertinentes y confiables.

3.2 Metodología para la Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica

La presente metodología utilizada para la Proyección del Consumo de Energía y de la Máxima Demanda, con ligeras variantes es la que recomendó la ex-Oficina de Cooperación Energética Peruano – Alemana, que en el periodo de 1 970–1 975 analizó diversos métodos de proyección, y determinó que para el caso de Pequeños y Medianos Centros Poblados la metodología más adecuada es aquella que se basa en el establecimiento de una relación funcional creciente entre el consumo de energía por abonado domestico (kWh/abonado) y el número de abonados estimados para cada año, esta relación considera que la expansión urbana a consecuencia del crecimiento poblacional está íntimamente vinculada con el desarrollo de actividades productivas que conducen a mejorar los niveles de ingreso y por ende, el crecimiento per cápita del consumo de energía eléctrica.

Las proyecciones de la demanda en el presente estudio, se han efectuado utilizando un programa computacional en el cual se considera un horizonte de planeamiento de 20 años.

En el Cuadro N° 3.1 se muestran los datos requeridos para efectuar el estudio de mercado eléctrico, cuyos cálculos, que en forma secuencial efectúa el programa utilizado, son los siguientes:

1. Se proyecta el número de habitantes para cada una de las localidades que conforman cada Pequeño Sistema Eléctrico, para un horizonte de planeamiento de 20 años, utilizando tasas de crecimiento poblacional de acuerdo a las tasas intercensales calculadas en base a los dos últimos Censos Nacionales de Población y Vivienda (Del 12 de julio de 1 981 y del 11 de julio de 1 993).

CUADRO N° 3.1

DATOS REQUERIDOS PARA EL ESTUDIO DE MERCADO ELECTRICO
SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA

ITEM	PSE / LOCALIDAD	UBICACION			ALTITUD (m.s.n.m.)	CENSO 1 981 (12 DE JULIO)			CENSO 1 993 (11 DE JULIO)				RELACION POB./VIV.	AREA
		DISTRITO	PROVINCIA	DEPARTAMENTO		POBLACION	VIVIENDA	RELACION POB./VIV.	POBLACION	VIVIENDAS				
1	PSE CANTA													
	BARRA 13.2 kv													
1,01	OBRAJILLO	CANTA	CANTA	LIMA	2.732	235	64	3,67	181	110	02	112	1,65	URBANA
1,02	SAN MIGUEL	SAN BUENAVENTURA	CANTA	LIMA	2.825	253	69	3,67	214	134	02	136	1,60	RURAL
1,03	CANTA	CANTA	CANTA	LIMA	2.837	2.257	530	4,26	1.827	627	26	653	2,91	URBANA
1,04	PARIAMARCA	CANTA	CANTA	LIMA	2.978	527	140	3,76	445	234	09	243	1,90	URBANA
1,05	CARHUA	CANTA	CANTA	LIMA	3.550	413	121	3,41	301	196	04	200	1,54	URBANA
1,06	LACHAQUI	LACHAQUI	CANTA	LIMA	3.658	991	320	3,10	912	514	51	565	1,77	URBANA
	SUBESTACION 13.2 / 20 kv													
1,07	ARAHUAY	ARAHUAY	CANTA	LIMA	2.505	458	146	3,14	354	182	06	188	1,95	URBANA
1,08	COLLO	ARAHUAY	CANTA	LIMA	2.027	161	55	2,93	183	89	00	89	2,06	RURAL
1,09	SHIMAY	ARAHUAY	CANTA	LIMA	1.840	22	07	3,14	15	02	00	02	7,50	RURAL
1,10	ARCHO	ARAHUAY	CANTA	LIMA	1.728	33	13	2,54	14	04	01	05	3,50	RURAL
1,11	LICAHUASI	ARAHUAY	CANTA	LIMA	1.656	45	14	3,21	46	23	00	23	2,00	RURAL
1,12	QUISO	ARAHUAY	CANTA	LIMA	1.455	23	11	2,09	23	10	00	10	2,30	RURAL
1,13	ANTAMASA	ARAHUAY	CANTA	LIMA	1.385	04	01	4,00	04	03	00	03	1,33	RURAL
1,14	OROBEL	SAN ANTONIO	HUAROCHIRI	LIMA	1.387	-	-	-	41	18	00	18	2,28	RURAL
1,15	HUAR HUAR	STA. ROSA DE QUIVES	CANTA	LIMA	1.278	15	05	3,00	09	11	00	11	0,82	RURAL
	BARRA 20 kv - CIRCUITO C-1													
1,16	ACOCHACA	HUARIOS	CANTA	LIMA	2.835	27	15	1,80	36	22	00	22	1,64	RURAL
1,17	HUACOS	HUARIOS	CANTA	LIMA	3.252	149	40	3,73	140	77	06	83	1,82	URBANA
1,18	HUARIOS	HUARIOS	CANTA	LIMA	3.583	564	170	3,32	401	464	12	476	0,86	URBANA
	BARRA 20 kv - CIRCUITO C-2													
1,19	SAN BUENAVENTURA	SAN BUENAVENTURA	CANTA	LIMA	2.702	176	61	2,89	135	102	37	139	1,32	URBANA
1,20	NUEVO SAN JOSE	SAN BUENAVENTURA	CANTA	LIMA	2.150	159	50	3,18	122	67	01	68	1,82	RURAL
1,21	APIO - VISCAS	LACHAQUI	CANTA	LIMA	2.692	247	89	2,78	140	183	03	186	0,77	RURAL
1,22	SAN LORENZO	LACHAQUI	CANTA	LIMA	3.121	125	46	2,72	78	85	02	87	0,92	RURAL
1,23	PAMPACOCCHA	STA. ROSA DE QUIVES	CANTA	LIMA	3.365	169	42	4,02	113	27	00	27	4,19	RURAL
1,24	HUAMANTANGA	HUAMANTANGA	CANTA	LIMA	3.362	707	206	3,43	571	412	04	416	1,39	URBANA
1,25	PURUCHUCO	HUAMANTANGA	CANTA	LIMA	2.622	40	15	2,67	66	28	00	28	2,36	RURAL
1,26	QUIPAN	HUAMANTANGA	CANTA	LIMA	3.447	494	154	3,21	403	460	03	463	0,88	URBANA
1,27	MARCO	HUAMANTANGA	CANTA	LIMA	3.175	288	93	3,10	230	175	01	176	1,31	URBANA
1,28	RAUMA	SUMBILCA	HUARAL	LIMA	3.553	294	95	3,09	251	195	22	217	1,29	URBANA
1,29	SUMBILCA	SUMBILCA	HUARAL	LIMA	3.325	585	222	2,64	451	441	10	451	1,02	URBANA
1,30	HUANDARO	SUMBILCA	HUARAL	LIMA	3.060	327	96	3,41	291	229	14	243	1,27	URBANA
1,31	LLANCAY	SUMBILCA	HUARAL	LIMA	2.270	56	15	3,73	44	27	00	27	1,63	RURAL
1,32	CAPIA	SUMBILCA	HUARAL	LIMA	2.450	40	13	3,08	160	48	00	48	3,33	RURAL
N° DE LOCALIDADES:		32			SUB TOTAL 1	9.884	2.918	3,39	8.201	5.199	216	5.415	1,58	

CUADRO N° 3.1

**DATOS REQUERIDOS PARA EL ESTUDIO DE MERCADO ELECTRICO
SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA**

ITEM	PSE / LOCALIDAD	UBICACION			ALTITUD (m.s.n.m.)	CENSO 1 981 (12 DE JULIO)			CENSO 1 993 (11 DE JULIO)				RELACION POB./VIV.	AREA
		DISTRITO	PROVINCIA	DEPARTAMENTO		POBLACION	VIVIENDA	RELACION POB./VIV.	POBLACION	VIVIENDAS		TOTAL		
									OCUPADAS	DESOCUPADAS				
2	PSE HUAROS													
	CIRCUITO C-2													
2,01	CULLHUAY	HUAROS	CANTA	LIMA	3.632	256	72	3,56	401	286	13	299	1,40	URBANA
N° DE LOCALIDADES:		01	SUB TOTAL 2			256	72	3,56	401	286	13	299	1,40	
3	PSE YASO													
3,01	PICHUPICHU	STA. ROSA DE QUIVES	CANTA	LIMA	1.188	42	10	4,20	40	15	02	17	2,67	RURAL
3,02	YASO	STA. ROSA DE QUIVES	CANTA	LIMA	1.150	91	27	3,37	58	42	00	42	1,38	RURAL
3,03	APAN	STA. ROSA DE QUIVES	CANTA	LIMA	1.115	17	11	1,55	13	14	00	14	0,93	RURAL
3,04	HUANCHUY	STA. ROSA DE QUIVES	CANTA	LIMA	1.058	13	05	2,60	31	12	00	12	2,58	RURAL
3,05	LLIPATA	STA. ROSA DE QUIVES	CANTA	LIMA	1.001	27	08	3,38	19	12	00	12	1,58	RURAL
3,06	SANTA ROSA DE QUIVES	STA. ROSA DE QUIVES	CANTA	LIMA	940	185	50	3,70	299	91	07	98	3,29	RURAL
3,07	LA CABAÑA	STA. ROSA DE QUIVES	CANTA	LIMA	879	46	12	3,83	54	17	00	17	3,18	RURAL
3,08	LARANCOCHA	STA. ROSA DE QUIVES	CANTA	LIMA	819	27	13	2,08	23	16	00	16	1,44	RURAL
3,09	CHECTA	STA. ROSA DE QUIVES	CANTA	LIMA	813	47	13	3,62	33	13	00	13	2,54	RURAL
3,10	PUCARA	STA. ROSA DE QUIVES	CANTA	LIMA	748	81	20	4,05	100	42	01	43	2,38	RURAL
3,11	MAGDALENA	STA. ROSA DE QUIVES	CANTA	LIMA	740	56	12	4,67	61	16	01	17	3,81	RURAL
3,12	YANGAS	STA. ROSA DE QUIVES	CANTA	LIMA	709	242	56	4,32	356	110	04	114	3,24	URBANA
3,13	HUANCAYO ALTO	STA. ROSA DE QUIVES	CANTA	LIMA	702	-	-	-	-	-	-	-	-	RURAL
3,14	VISTA ALEGRE	STA. ROSA DE QUIVES	CANTA	LIMA	691	-	-	-	-	-	-	-	-	RURAL
3,15	PAY PAY ALTO	STA. ROSA DE QUIVES	CANTA	LIMA	685	-	-	-	-	-	-	-	-	RURAL
3,16	PAY PAY BAJO	STA. ROSA DE QUIVES	CANTA	LIMA	675	-	-	-	-	-	-	-	-	RURAL
3,17	LETICIA	STA. ROSA DE QUIVES	CANTA	LIMA	671	80	21	3,81	258	72	00	72	3,58	RURAL
3,18	BUENOS AIRES DE LETICIA	STA. ROSA DE QUIVES	CANTA	LIMA	669	-	-	-	-	-	-	-	-	RURAL
N° DE LOCALIDADES:		18	SUB TOTAL 3			954	258	3,70	1.345	472	15	487	2,85	

CUADRO N° 3.1

DATOS REQUERIDOS PARA EL ESTUDIO DE MERCADO ELECTRICO
SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA

ITEM	PSE / LOCALIDAD	UBICACION			ALTITUD (m.s.n.m.)	CENSO 1 981 (12 DE JULIO)			CENSO 1 993 (11 DE JULIO)			RELACION POB./VIV.	AREA	
		DISTRITO	PROVINCIA	DEPARTAMENTO		POBLACION	VIVIENDA	RELACION POB./VIV.	POBLACION	VIVIENDAS				
									OCUPADAS	DESOCUPADAS	TOTAL			
4	PSE HOYOS-ACOS													
	CIRCUITO AC - 01													
4,01	ACOS	SAN MIGUEL DE ACOS	HUARAL	LIMA	1.576	405	100	4,05	457	165	07	172	2,77	URBANA
4,02	LAMPINAN	LAMPINAN	HUARAL	LIMA	2.450	445	140	3,18	445	264	13	277	1,69	URBANA
4,03	CANCHAPILCA	LAMPINAN	HUARAL	LIMA	1.930	235	73	3,22	198	93	01	94	2,13	URBANA
4,04	COTO	27 DE NOVIEMBRE	HUARAL	LIMA	2.935	295	110	2,68	157	142	09	151	1,11	URBANA
4,05	CARAC	27 DE NOVIEMBRE	HUARAL	LIMA	2.611	591	198	2,98	538	235	09	244	2,29	URBANA
	CIRCUITO AC - 02													
4,06	SAN JUAN	SAN MIGUEL DE ACOS	HUARAL	LIMA	2.920	157	50	3,14	98	38	00	38	2,58	RURAL
4,07	HUASCOY	SAN MIGUEL DE ACOS	HUARAL	LIMA	3.035	219	76	2,88	208	67	00	67	3,10	RURAL
4,08	CORMO	ATAVILLOS ALTO	HUARAL	LIMA	3.550	140	28	5,00	69	58	01	59	1,19	RURAL
4,09	HUAROQUIN	ATAVILLOS ALTO	HUARAL	LIMA	3.690	321	113	2,84	278	145	00	145	1,92	RURAL
4,10	LA FLORIDA	ATAVILLOS BAJO	HUARAL	LIMA	2.350	239	77	3,10	214	90	00	90	2,38	URBANA
4,11	SAN AGUSTIN DE HUAYOPAMPA	ATAVILLOS BAJO	HUARAL	LIMA	1.878	641	153	4,19	611	246	04	250	2,48	URBANA
4,12	CUCAPUNCO	SUMBILCA	HUARAL	LIMA	1.750	52	12	4,33	00	00	00	00	0,00	RURAL
4,13	PALLAC	ATAVILLOS BAJO	HUARAL	LIMA	2.330	281	59	4,76	225	86	02	88	2,62	URBANA
4,14	PISCOCOTO	SUMBILCA	HUARAL	LIMA	2.265	262	71	3,69	258	119	43	162	2,17	URBANA
4,15	LA PERLA BAJA	ATAVILLOS BAJO	HUARAL	LIMA	2.250	457	103	4,44	410	141	03	144	2,91	URBANA
4,16	LA PERLA ALTA	ATAVILLOS BAJO	HUARAL	LIMA	2.400	253	56	4,52	160	66	04	70	2,42	URBANA
N° DE LOCALIDADES:		16	SUB TOTAL 4			4.993	1.419	3,52	4.326	1.955	96	2.051	2,21	
5	PSE RAVIRA - PACARAOS													
	CIRCUITO C-1													
5,01	PACARAOS	PACARAOS	HUARAL	LIMA	3.337	733	201	3,65	525	317	13	330	1,66	URBANA
5,02	RAVIRA	PACARAOS	HUARAL	LIMA	3.100	258	69	3,74	176	107	07	114	1,64	URBANA
5,03	VISCAS	PACARAOS	HUARAL	LIMA	3.750	432	88	4,91	339	145	15	160	2,34	URBANA
	CIRCUITO C-2													
5,04	VICHAYCOCHA	PACARAOS	HUARAL	LIMA	3.565	484	136	3,56	528	270	06	276	1,96	URBANA
5,05	SANTA CATALINA	S. CRUZ DE ANDAMARCA	HUARAL	LIMA	3.254	47	17	2,76	172	84	01	85	2,05	URBANA
5,06	SANTA CRUZ DE ANDAMARCA	S. CRUZ DE ANDAMARCA	HUARAL	LIMA	3.522	650	216	3,01	447	228	28	256	1,96	URBANA
5,07	CHAUCA	S. CRUZ DE ANDAMARCA	HUARAL	LIMA	3.205	170	43	3,95	160	70	02	72	2,29	RURAL
5,08	PIRCA	ATAVILLOS ALTOS	HUARAL	LIMA	3.259	796	199	4,00	646	300	21	321	2,15	URBANA
5,09	PASAC	ATAVILLOS ALTOS	HUARAL	LIMA	3.050	122	37	3,30	88	60	03	63	1,47	RURAL
5,10	RANCATAMA	ATAVILLOS ALTOS	HUARAL	LIMA	2.566	04	01	4,00	00	00	00	00	0,00	RURAL
5,11	CHISQUE	ATAVILLOS ALTOS	HUARAL	LIMA	3.328	214	55	3,89	166	50	00	50	3,32	RURAL
5,12	SAN JOSE DE BAÑOS	ATAVILLOS ALTOS	HUARAL	LIMA	3.848	659	183	3,60	437	187	02	189	2,34	URBANA
N° DE LOCALIDADES:		12	SUB TOTAL 5			4.569	1.245	3,67	3.684	1.818	98	1.916	2,03	
N° TOTAL DE LOCALIDADES:		79	TOTAL GENERAL			20.656	5.912	3,49	17.957	9.730	438	10.168	1,85	

CUADRO N° 3.1

**DATOS REQUERIDOS PARA EL ESTUDIO DE MERCADO ELECTRICO
SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA**

ITEM	PSE / LOCALIDAD	CENSO 1 993 (11 DE JULIO)		TASA DE CRECIMIENTO POBLACIONAL ANUAL (%)		DATOS PROYECTADOS DEL AÑO 1 993 AL 2 000		DATOS DEFINITIVOS AL AÑO 2 000		COEFICIENTE DE ELECTRIFICACION		CONSUMO DOMESTICO ANUAL (kwh)		HORAS DE UTILIZACION SECTOR DOMESTICO	
		CATEGORIA POLITICA	VIA DE ACCESO	INTERCENSAL 1 981-1 993	ASUMIDA	POBLACION	VIVIENDA	POBLACION	VIVIENDA	INICIAL (AÑO 1)	FINAL (AÑO 20)	INICIAL (AÑO 1)	FINAL (AÑO 20)	INICIAL (AÑO 1)	FINAL (AÑO 20)
1	PSE CANTA														
	BARRA 13.2 kv														
1,01	OBRAJILLO	VILLA	CARRETERA AFIRMADA	-2,15	1,00	194	118	194	118	0,71	0,88	336	437	1.693	1.947
1,02	SAN MIGUEL	PUEBLO JOVEN	CARRETERA AFIRMADA	-1,39	1,00	229	143	229	143	0,71	0,88	252	328	1.693	1.947
1,03	CANTA	VILLA	CARRETERA ASFALTADA	-1,75	1,00	1.959	672	1.959	672	0,87	0,94	896	905	1.932	2.222
1,04	PARIAMARCA	PUEBLO	CARRETERA AFIRMADA	-1,40	1,00	477	251	477	251	0,87	0,94	228	296	1.854	2.132
1,05	CARHUA	PUEBLO	CARRETERA AFIRMADA	-2,60	1,00	323	210	323	95	0,87	0,94	276	359	1.776	2.042
1,06	LACHAQUI	VILLA	CARRETERA AFIRMADA	-0,69	1,00	978	551	978	318	0,87	0,94	192	250	1.932	2.222
	SUBESTACION 13.2 / 20 kv														
1,07	ARAHUAY	PUEBLO	CAMINO CARROZABLE	-2,12	1,00	380	195	380	195	0,87	0,94	252	328	1.854	2.132
1,08	COLLO	ANEXO	CAMINO CARROZABLE	1,07	1,07	197	96	197	96	0,71	0,88	276	359	1.693	1.947
1,09	SHIMAY	CASERIO	CAMINO CARROZABLE	-3,14	1,00	16	02	50	16	0,71	0,88	192	250	1.449	1.666
1,10	ARCHO	CASERIO	CAMINO CARROZABLE	-6,90	1,00	15	04	46	13	0,71	0,88	192	250	1.449	1.666
1,11	LICAHUASI	ANEXO	CAMINO CARROZABLE	0,18	1,00	49	25	49	25	0,71	0,88	192	250	1.449	1.666
1,12	QUISO	CASERIO	CAMINO CARROZABLE	0,00	1,00	25	11	12	05	0,71	0,88	192	250	1.449	1.666
1,13	ANTAMASA	CASERIO	CAMINO CARROZABLE	0,00	1,00	04	03	09	07	0,71	0,88	192	250	1.449	1.666
1,14	OROBEL	ANEXO	CAMINO CARROZABLE	-	1,00	44	19	36	18	0,71	0,88	192	250	1.449	1.666
1,15	HUAR HUAR	CASERIO	CAMINO CARROZABLE	-4,17	1,00	10	12	54	18	0,71	0,88	192	250	1.449	1.666
	BARRA 20 kv - CIRCUITO C-1														
1,16	ACOCHACA	CASERIO	CAMINO CARROZABLE	2,43	2,00	41	25	54	33	0,85	0,90	192	250	1.449	1.666
1,17	HUACOS	PUEBLO	CAMINO CARROZABLE	-0,52	1,00	150	83	162	89	0,85	0,90	276	359	1.612	1.854
1,18	HUAROS	PUEBLO	CARRETERA AFIRMADA	-2,80	1,00	430	498	431	130	0,87	0,94	444	577	2.466	2.835
	BARRA 20 kv - CIRCUITO C-2														
1,19	SAN BUENAVENTURA	PUEBLO	CARRETERA AFIRMADA	-2,19	1,00	145	110	145	110	0,85	0,90	276	359	1.612	1.854
1,20	NUEVO SAN JOSE	CASERIO	CARRETERA AFIRMADA	-2,18	1,00	131	72	131	72	0,85	0,90	192	250	1.612	1.854
1,21	APIO - VISCAS	CASERIO	CAMINO CARROZABLE	-4,62	1,00	150	196	150	54	0,85	0,90	276	359	1.612	1.854
1,22	SAN LORENZO	CASERIO	CAMINO CARROZABLE	-3,85	1,00	84	92	84	31	0,85	0,90	192	250	1.532	1.762
1,23	PAMPACOCHA	COMUN. CAMPESINA	CAMINO CARROZABLE	-3,30	1,00	121	29	247	59	0,87	0,94	276	359	1.776	2.042
1,24	HUAMANTANGA	VILLA	CARRETERA AFIRMADA	-1,76	1,00	612	442	612	264	0,87	0,94	372	484	1.932	2.222
1,25	PURUCHUCO	ANEXO	CAMINO CARROZABLE	4,26	2,00	76	32	141	60	0,85	0,90	276	359	1.612	1.854
1,26	QUIPAN	PUEBLO	CAMINO CARROZABLE	-1,68	1,00	432	493	818	255	0,87	0,94	372	484	1.932	2.222
1,27	MARCO	PUEBLO	CAMINO CARROZABLE	-1,86	1,00	247	188	206	157	0,87	0,94	336	437	1.693	1.947
1,28	RAUMA	PUEBLO	CAMINO CARROZABLE	-1,31	1,00	269	209	300	233	0,87	0,94	372	484	1.776	2.042
1,29	SUMBILCA	VILLA	CARRETERA AFIRMADA	-2,14	1,00	484	473	485	265	0,87	0,94	372	484	1.932	2.222
1,30	HUANDARO	PUEBLO	CARRETERA AFIRMADA	-0,97	1,00	312	246	233	183	0,87	0,94	252	328	1.776	2.042
1,31	LLANCAY	CASERIO	CAMINO CARROZABLE	-1,99	1,00	47	29	47	29	0,85	0,90	192	250	1.449	1.666
1,32	CAPIA	CASERIO	CAMINO CARROZABLE	12,25	2,00	184	55	184	55	0,85	0,90	276	359	1.693	1.947
	N° DE LOCALIDADES:			-1,54		8.815	5.584	9.423	4.065			8.796	11.435		

CUADRO N° 3.1

**DATOS REQUERIDOS PARA EL ESTUDIO DE MERCADO ELECTRICO
SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA**

ITEM	PSE / LOCALIDAD	CENSO 1 993 (11 DE JULIO)		TASA DE CRECIMIENTO POBLACIONAL ANUAL (%)		DATOS PROYECTADOS DEL AÑO 1 993 AL 2 000		DATOS DEFINITIVOS AL AÑO 2 000		COEFICIENTE DE ELECTRIFICACION		CONSUMO DOMESTICO ANUAL (kWh)		HORAS DE UTILIZACION SECTOR DOMESTICO	
		CATEGORIA POLITICA	VIA DE ACCESO	INTERCENSAL 1 981-1 993	ASUMIDA	POBLACION	VIVIENDA	POBLACION	VIVIENDA	INICIAL (AÑO 1)	FINAL (AÑO 20)	INICIAL (AÑO 1)	FINAL (AÑO 20)	INICIAL (AÑO 1)	FINAL (AÑO 20)
2	PSE HUAROS														
	CIRCUITO C-2														
2,01	CULLHUAY	PUEBLO	CARRETERA AFIRMADA	3,81	2,00	461	329	335	88	0,85	0,93	384	499	2.880	3.082
N° DE LOCALIDADES:				3,81		461	329	335	88			384	499		
3	PSE YASO														
3,01	PICHUPICHU	CASERIO	CARRETERA ASFALTADA	-0,41	1,00	43	16	43	16	0,69	0,85	276	359	1.843	2.119
3,02	YASO	CASERIO	CARRETERA ASFALTADA	-3,68	1,00	62	45	138	57	0,88	0,95	360	468	2.050	2.357
3,03	APAN	CASERIO	CARRETERA ASFALTADA	-2,21	1,00	14	15	51	15	0,69	0,85	276	359	1.843	2.119
3,04	HUANCHUY	UNID. AGROPECUARIA	CARRETERA ASFALTADA	7,51	2,00	36	14	36	14	0,69	0,85	276	359	1.843	2.119
3,05	LLIPATA	ANEXO	CARRETERA ASFALTADA	-2,89	1,00	20	13	44	13	0,69	0,85	276	359	1.843	2.119
3,06	SANTA ROSA DE QUIVES	PUEBLO	CARRETERA ASFALTADA	4,08	2,00	343	104	343	104	0,88	0,95	468	608	2.358	2.711
3,07	LA CABAÑA	CASERIO	CARRETERA ASFALTADA	1,35	1,35	59	19	59	19	0,69	0,85	276	359	1.948	2.240
3,08	LARANCOCHA	CASERIO	CARRETERA ASFALTADA	-1,33	1,00	25	17	95	58	0,69	0,85	360	468	1.948	2.240
3,09	CHECTA	CASERIO	CARRETERA ASFALTADA	-2,90	1,00	35	14	120	48	0,69	0,85	360	468	1.948	2.240
3,10	PUCARA	CASERIO	CARRETERA ASFALTADA	1,77	1,77	113	47	113	47	0,69	0,85	360	468	1.948	2.240
3,11	MAGDALENA	CASERIO	CARRETERA ASFALTADA	0,72	1,00	65	17	65	17	0,69	0,85	276	359	1.948	2.240
3,12	YANGAS	PUEBLO	CARRETERA ASFALTADA	3,27	2,00	409	126	730	169	0,88	0,95	732	952	2.457	2.826
3,13	HUANCAYO ALTO	CASERIO	CARRETERA ASFALTADA	-	1,00	-	-	93	45	0,69	0,85	360	468	1.948	2.240
3,14	VISTA ALEGRE	CASERIO	CARRETERA AFIRMADA	-	1,00	-	-	243	64	0,88	0,95	360	468	2.258	2.597
3,15	PAY PAY ALTO	CASERIO	CARRETERA AFIRMADA	-	1,00	-	-	176	55	0,88	0,95	360	468	2.050	2.357
3,16	PAY PAY BAJO	CASERIO	CARRETERA ASFALTADA	-	1,00	-	-	197	71	0,88	0,95	360	468	2.153	2.476
3,17	LETICIA	PUEBLO JOVEN	CARRETERA ASFALTADA	10,25	2,00	296	83	390	109	0,88	0,95	216	281	2.358	2.711
3,18	BUENOS AIRES DE LETICIA	PUEBLO JOVEN	CARRETERA ASFALTADA	-	2,00	-	-	297	83	0,88	0,95	360	468	2.258	2.597
N° DE LOCALIDADES:				2,90		1.520	530	3.231	1.004			6.312	8.206		

CUADRO N° 3.1

**DATOS REQUERIDOS PARA EL ESTUDIO DE MERCADO ELECTRICO
SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA**

ITEM	PSE / LOCALIDAD	CENSO 1 993 (11 DE JULIO)		TASA DE CRECIMIENTO POBLACIONAL ANUAL (%)		DATOS PROYECTADOS DEL AÑO 1 993 AL 2 000		DATOS DEFINITIVOS AL AÑO 2 000		COEFICIENTE DE ELECTRIFICACION		CONSUMO DOMESTICO ANUAL (kWh)		HORAS DE UTILIZACION SECTOR DOMESTICO	
		CATEGORIA POLITICA	VIA DE ACCESO	INTERCENSAL 1 981-1 993	ASUMIDA	POBLACION	VIVIENDA	POBLACION	VIVIENDA	INICIAL (AÑO 1)	FINAL (AÑO 20)	INICIAL (AÑO 1)	FINAL (AÑO 20)	INICIAL (AÑO 1)	FINAL (AÑO 20)
4	PSE HOYOS-ACOS														
	CIRCUITO AC - 01														
4,01	ACOS	VILLA	CARRETERA AFIRMADA	1,01	1,01	490	177	478	121	0,82	0,92	696	905	2.297	2.642
4,02	LAMPIAN	VILLA	CARRETERA AFIRMADA	0,00	1,00	477	283	566	189	0,82	0,92	228	296	2.394	2.753
4,03	CANCHAPILCA	PUEBLO	CARRETERA AFIRMADA	-1,42	1,00	212	100	242	75	0,70	0,86	384	499	2.200	2.530
4,04	COTO	PUEBLO	CARRETERA AFIRMADA	-5,12	1,00	168	152	168	60	0,70	0,86	204	265	1.997	2.297
4,05	CARAC	VILLA	CARRETERA AFIRMADA	-0,78	1,00	577	252	577	195	0,82	0,92	204	265	2.394	2.753
	CIRCUITO AC - 02														
4,06	SAN JUAN	PUEBLO	CAMINO CARROZABLE	-3,85	1,00	105	41	168	65	0,70	0,86	228	296	1.997	2.297
4,07	HUASCOY	PUEBLO	CAMINO CARROZABLE	-0,43	1,00	223	72	223	72	0,70	0,86	228	296	2.098	2.412
4,08	CORMO	COMUN. CAMPESINA	CAMINO CARROZABLE	-5,73	1,00	74	62	74	31	0,70	0,86	180	234	1.898	2.183
4,09	HUARQUIN	COMUN. CAMPESINA	CAMINO CARROZABLE	-1,19	1,00	298	155	298	155	0,70	0,86	192	250	2.200	2.530
4,10	LA FLORIDA	PUEBLO	CARRETERA AFIRMADA	-0,92	1,00	229	96	223	72	0,70	0,86	228	296	2.098	2.412
4,11	SAN AGUSTIN DE HUAYOPAMPA	VILLA	CARRETERA AFIRMADA	-0,40	1,00	655	264	803	194	0,82	0,92	228	296	2.394	2.753
4,12	CUCAPUNCO	ANEXO	CAMINO CARROZABLE	0,00	1,00	63	15	63	15	0,70	0,86	180	234	1.898	2.183
4,13	PALLAC	PUEBLO	CARRETERA AFIRMADA	-1,84	1,00	241	92	255	56	0,70	0,86	204	265	2.200	2.530
4,14	PISCOCOTO	PUEBLO	CAMINO CARROZABLE	-0,13	1,00	277	128	230	106	0,70	0,86	180	234	2.098	2.412
4,15	LA PERLA BAJA	PUEBLO	CARRETERA AFIRMADA	-0,90	1,00	440	151	440	151	0,70	0,86	192	250	2.297	2.642
4,16	LA PERLA ALTA	PUEBLO	CARRETERA AFIRMADA	-3,75	1,00	172	71	172	71	0,70	0,86	192	250	1.997	2.297
N° DE LOCALIDADES:				-1,19		4.701	2.111	4.980	1.628			3.948	5.132		
5	PSE RAVIRA - PACARAOS														
	CIRCUITO C-1														
5,01	PACARAOS	VILLA	CARRETERA AFIRMADA	-2,74	1,00	563	340	483	292	0,73	0,90	264	343	1.390	1.599
5,02	RAVIRA	PUEBLO	CARRETERA AFIRMADA	-3,14	1,00	189	115	125	76	0,69	0,85	228	296	1.149	1.321
5,03	VISCAS	PUEBLO	CARRETERA AFIRMADA	-2,00	1,00	363	155	302	129	0,73	0,90	204	265	1.332	1.531
	CIRCUITO C-2														
5,04	VICHAYCOCHA	PUEBLO	CARRETERA AFIRMADA	0,73	1,00	566	289	504	252	0,73	0,90	264	343	1.349	1.666
5,05	SANTA CATALINA	PUEBLO	CARRETERA AFIRMADA	11,42	2,00	198	97	194	97	0,69	0,85	240	312	1.270	1.460
5,06	SANTA CRUZ DE ANDAMARCA	VILLA	CARRETERA AFIRMADA	-3,07	1,00	479	244	396	197	0,73	0,90	240	312	1.390	1.599
5,07	CHAUCA	PUEBLO	CARRETERA AFIRMADA	-0,50	1,00	172	75	156	68	0,69	0,85	228	296	1.209	1.390
5,08	PIRCA	VILLA	CARRETERA AFIRMADA	-1,72	1,00	693	322	670	331	0,73	0,90	264	343	1.349	1.666
5,09	PASAC	COMUN. CAMPESINA	CAMINO CARROZABLE	-2,69	1,00	94	64	221	77	0,69	0,85	228	296	1.270	1.460
5,10	RANCATAMA	COMUN. CAMPESINA	CAMINO CARROZABLE	0,00	1,00	05	01	94	47	0,69	0,85	228	296	1.149	1.321
5,11	CHISQUE	COMUN. CAMPESINA	CAMINO CARROZABLE	-2,09	1,00	178	54	330	165	0,73	0,90	240	312	1.332	1.531
5,12	SAN JOSE DE BAÑOS	PUEBLO	CARRETERA AFIRMADA	-3,37	1,00	469	201	414	207	0,73	0,90	240	312	1.390	1.599
N° DE LOCALIDADES:				-1,78		3.969	1.957	3.889	1.938			2.868	3.728		
N° TOTAL DE LOCALIDADES:				-1,16		19.466	10.511	21.858	8.723			22.308	29.000		

2. En base a los resultados del último Censo Nacional de Población y Vivienda, se determina el número promedio de habitantes por familia, para cada una de las localidades de cada P.S.E., índice que permite determinar el número de viviendas para todo el horizonte de planeamiento.
3. El número de abonados domésticos se obtiene multiplicando el número de viviendas por el coeficiente de electrificación (N° Abon. / N° Viv. totales).
4. Determinación del consumo unitario de energía del sector doméstico, haciendo uso de curvas de consumo preestablecidas para diferentes zonas del país y que se han determinado en base a estadísticas de consumo de centros poblados similares con servicio.

Las curvas de consumo utilizadas son del tipo: $y = A x^B$, que relacionan el consumo unitario de energía anual con el correspondiente número de abonados.

5. El consumo de cada uno de los Sectores Comercial, de Uso General e Industrial Menor se estiman como un porcentaje del consumo del Sector Doméstico.
6. El consumo por alumbrado público se determina asumiendo un consumo unitario por este concepto para cada familia. Este consumo puede variar de acuerdo a estadísticas entre el 60 y 120 kWh-año/familia, dependiendo de la importancia de la localidad y el nivel de iluminación pública que se le quiera atribuir.
7. Consumo por cargas especiales, el que se determina en función de un diagrama de carga que se construye para las cargas que puedan existir en el pueblo, afectada por factores que reflejen la estacionalidad de alguna de ellas.
8. Consumo neto o energía vendida, que es la sumatoria de los consumos antes descritos.

9. Pérdidas de energía en la distribución, que se asumen como un porcentaje del total de energía vendida. Estas pérdidas están referidas a las redes primarias y redes secundarias, las mismas que se estiman del orden del 6% de la energía vendida.
10. Consumo bruto total o Energía Distribuída, es el que se obtiene de sumar el consumo neto o energía vendida y las pérdidas de energía en la distribución.
11. Energía total requerida por el sistema, que resulta de añadir a la sumatoria de los consumos brutos totales de las localidades del Sistema un porcentaje de éste, por concepto de pérdidas en las Líneas Primarias.
12. Máxima demanda neta por cada localidad, que se obtiene a partir de los consumos de los sectores servicios y alumbrado público, a los cuales se les aplica sus respectivas horas de utilización.
13. Máxima demanda bruta por cada localidad, que se obtiene al adicionar a la Máxima demanda neta las pérdidas de potencia en la distribución.
14. Máxima demanda del sistema, que se determina aplicando un factor de simultaneidad a la sumatoria de las demandas de cada centro poblado.

3.3 Descripción de los cálculos realizados

Población

Se efectúa la proyección anual del número de habitantes para cada localidad, haciendo uso de una tasa de crecimiento poblacional anual asumida.

La fórmula empleada para la proyección del número de habitantes es una curva de la forma $y = Ax^B$:

$$P_i = P_o \times (1+t)^i \dots\dots\dots(1)$$

Donde:

P_i : Población en el año proyectado i . ($i = 0, 1, 2, 3, \dots, 20$)

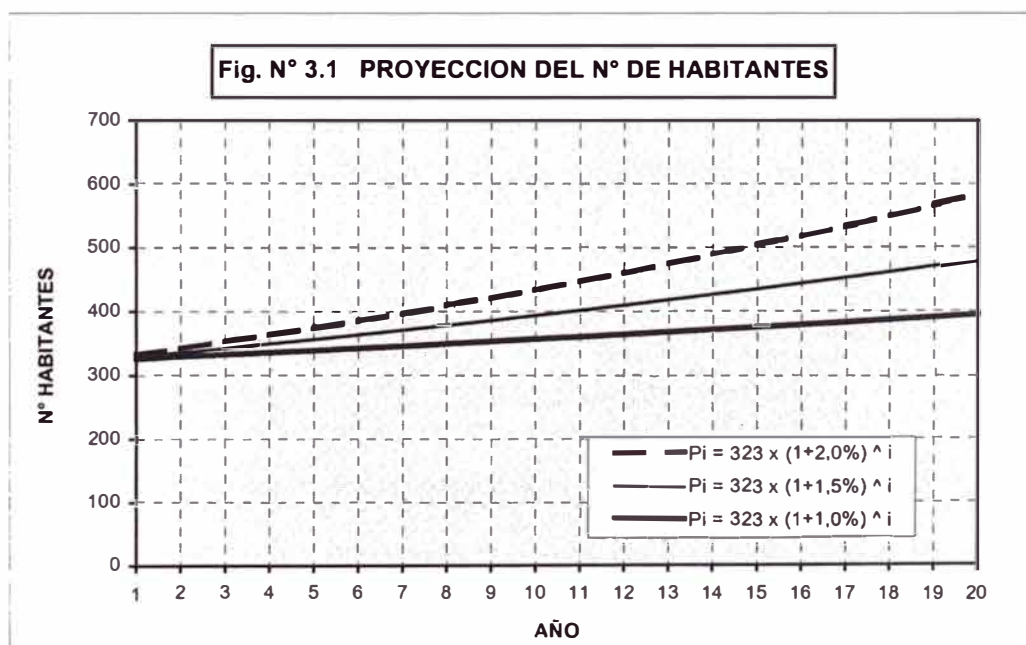
P_0 : Población en el año inicial 0. (Para nuestro caso, año 0 = año 2 000)

t : Tasa de crecimiento poblacional anual porcentual asumido.

De las tasas de crecimiento poblacional anual obtenidos de los dos últimos Censos de Población y Vivienda (años 1 981 y 1 993), se determina una tasa intercensal para cada localidad, cuyo valor es considerado directamente como la tasa de crecimiento poblacional anual porcentual " t ", siempre y cuando se encuentre en el intervalo de 1 % a 2 %. Para las localidades cuya tasa intercensal sea menor de 1 % ó mayor de 2 %, la tasa de crecimiento poblacional anual porcentual " t " se asumirá de 1 % ó de 2%, respectivamente.

En la Fig. N° 3.1 se muestran las curvas características de la proyección del número de habitantes, para diferentes tasas de crecimiento anuales.

Esta distribución corresponde a las proyecciones para la localidad de Carhua (P.S.E. Canta – Barra 13,2 kV).



Número de familias

Para la determinación del número de familias proyectados anualmente, se hace uso del concepto de densidad familiar, que viene determinado por la siguiente relación:

$$\boxed{\text{Densidad Familiar} = \frac{\text{Población total}}{\text{N}^\circ \text{ de Viviendas}} \dots\dots(2)}$$

En base a los resultados del último Censo de Población y Vivienda de 1 993, se determina el número promedio de habitantes por familia para cada localidad, el cual es corregido de acuerdo a la visita de campo, determinándose para todas las localidades una densidad familiar de 4, manteniéndose este valor constante durante todo el horizonte de planeamiento.

Número de Abonados Domésticos

La determinación del número de abonados domésticos proyectados anualmente, se realiza en base a la proyección del coeficiente de electrificación, el cual viene dado por la siguiente expresión:

$$\boxed{\text{Coeficiente de Electrificación (C.E.)} = \frac{\text{N}^\circ \text{ de Abonados Domésticos}}{\text{N}^\circ \text{ de Viviendas}} \dots\dots(3)}$$

Para la proyección del coeficiente de electrificación anual se asumen valores inicial y final para cada localidad; en cuanto al coeficiente de electrificación inicial para localidades con servicio, éste tomará su valor real y para localidades sin servicio se asumirá el mismo para localidades semejantes por tamaño y ubicación geográfica que cuentan con servicio.

La proyección anual del coeficiente de electrificación y su valor final es asumido de acuerdo a las características socio-económicas observadas en el área del proyecto.

El programa considera el ángulo de proyección alpha que permite que el coeficiente de electrificación tenga un menor o mayor crecimiento en los primeros años de proyección, según sea menor o mayor el valor absoluto; dicho ángulo es también asumido de acuerdo a las características socio-económicas observadas en el campo.

CUADRO N° 3.2

COEFICIENTE DE ELECTRIFICACION SEGÚN CATEGORIZACION DE LAS LOCALIDADES

ITEM	SISTEMA	LIMPOB	N° Hab<LIMPOB		N° Hab>LIMPOB	
			C.E. Inicial	C.E. Final	C.E. Inicial	C.E. Final
01	P.S.E. Canta (Barra 13,2 Kv)	300	0.71	0.88	0.87	0.94
02	P.S.E. Canta (Barra 20 kV)	200	0.85	0.90	0.87	0.94
03	P.S.E. Huaros	334	0.85	0.90	0.85	0.93
04	P.S.E. Yaso	130	0.69	0.85	0.88	0.95
05	P.S.E. Hoyos-Acos	450	0.70	0.86	0.82	0.92
06	P.S.E. Ravira-Pacaraos	300	0.69	0.85	0.73	0.90

CUADRO N° 3.3

PROYECCION DEL COEFICIENTE DE ELECTRIFICACION

AÑO	COEFICIENTE DE ELECTRIFICACION		
	ALPHA = 10°	ALPHA = 30°	ALPHA = 80°
2 001	0,710	0,710	0,710
2 002	0,723	0,730	0,739
2 003	0,735	0,747	0,761
2 004	0,747	0,762	0,779
2 005	0,758	0,776	0,794
2 006	0,769	0,788	0,806
2 007	0,779	0,799	0,817
2 008	0,789	0,808	0,826
2 009	0,798	0,817	0,834
2 010	0,807	0,826	0,841
2 011	0,815	0,833	0,847
2 012	0,824	0,840	0,852
2 013	0,832	0,846	0,857
2 014	0,839	0,852	0,861
2 015	0,847	0,858	0,865
2 016	0,854	0,863	0,868
2 017	0,861	0,867	0,872
2 018	0,867	0,872	0,875
2 019	0,874	0,876	0,877
2 020	0,880	0,880	0,880

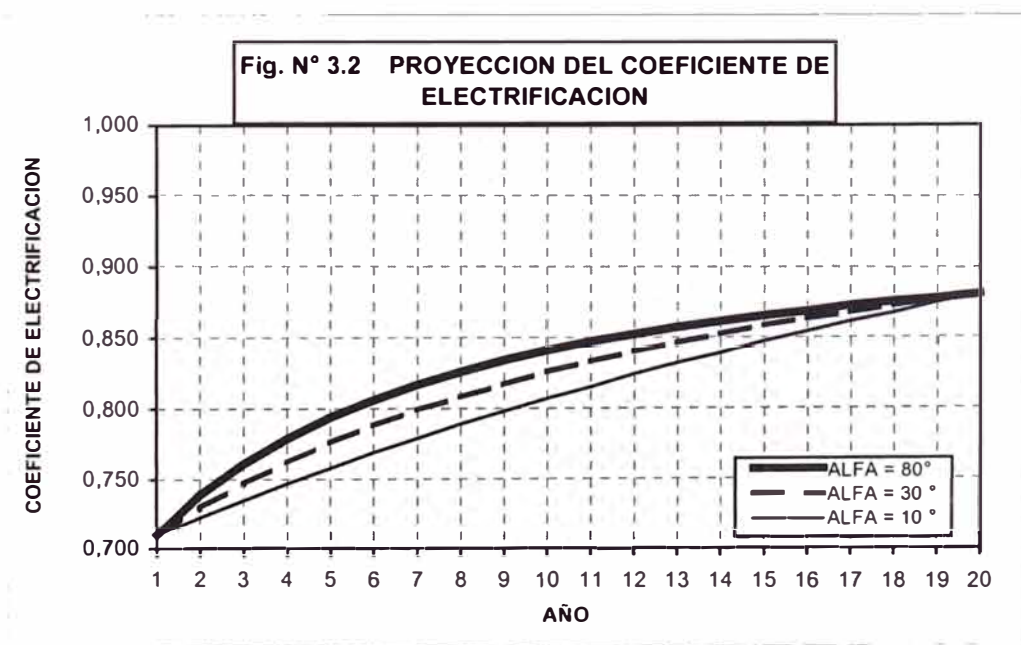
En el Cuadro N° 3.2 se muestran los coeficientes de electrificación inicial y final asumidos para cada sistema eléctrico, de acuerdo a la categorización de las localidades en base al número de habitantes.

El valor referencial LIMPOB, cuyo valor asumido es utilizado por el programa para establecer dos categorías genéricas de localidad: las localidades mayores y localidades menores.

En el Cuadro N° 3.3 se muestran las proyecciones del coeficiente de electrificación, (Localidad de Obrajillo, P.S.E. Canta–Barra 13,2 kV), para 03 valores característicos del ángulo de proyección alpha.

En la Fig. N° 3.2 se representa las proyecciones del cuadro anterior, en el cual se distingue la modulación de su proyección, al variar el ángulo de proyección alpha, que permite que el coeficiente de electrificación tenga un menor o mayor crecimiento en los primeros años de proyección, según sea menor o mayor su valor absoluto.

Cabe señalar que la proyección del coeficiente de electrificación no es lineal aunque lo puede ser.



Consumo Unitario Doméstico

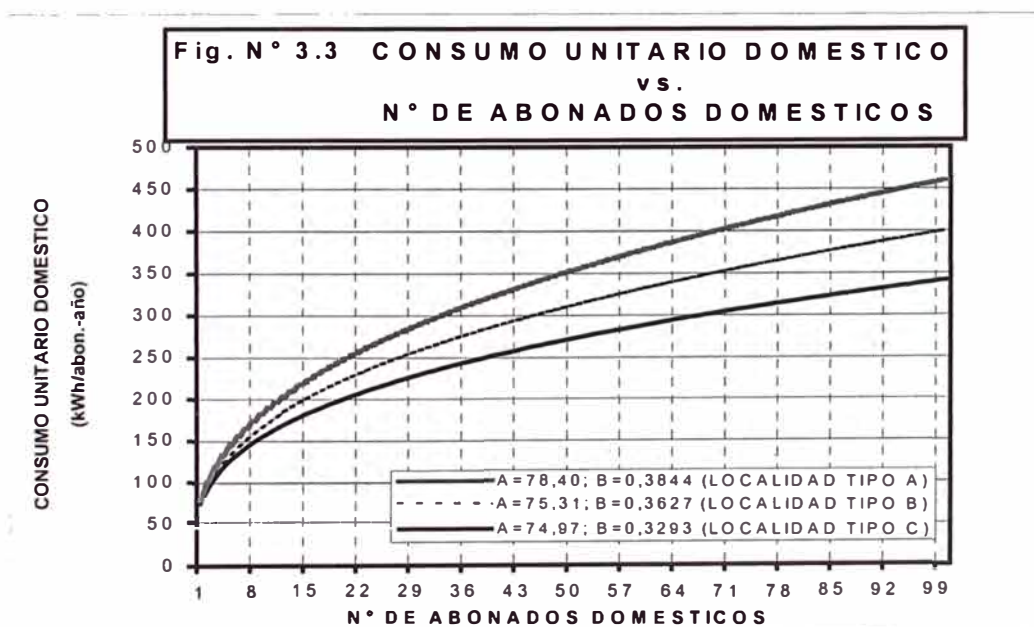
La fórmula empleada para la proyección del consumo unitario domestico anual es una curva de la forma $y = Ax^B$:

$$\text{Consumo Doméstico (kWh/abon - año)} = A \times (\text{N}^\circ \text{ Abonados Residenciales})^B \dots\dots(4)$$

El programa efectúa la proyección del consumo de energía anual de dos formas:

La primera forma, seleccionando una de las curvas de consumo preestablecidas para diferentes zonas del país, habiéndose determinado en base a estadísticas de consumo de centros poblados similares con servicio. Las constantes A y B asociadas a esta curva seleccionada, son utilizadas en la expresión (4) para la proyección del consumo.

La segunda forma, la que hemos tomado en el presente estudio, es asumiendo consumos unitarios de energía al inicio y al final del horizonte de planeamiento, los cuales con la utilización de la expresión (4), determinarán finalmente los valores de las constantes A y B.



Finalmente cabe señalar que el número de abonados residenciales en la expresión (4) es el determinado según la expresión (3).

En la Fig. N° 3.3 se muestran las curvas características usadas para la proyección del consumo doméstico. Estas curvas están categorizadas por el tipo de localidad, dependiendo del grado de desarrollo de las mismas.

Consumo Sector Residencial (CSR)

El consumo de este sector viene determinado por la siguiente expresión:

$$CSR = [\text{Consumo Doméstico (kWh/abon - año)}] \times N^{\circ} \text{ Abon Resid} \dots\dots(5)$$

Consumo de los Sectores Comercial (CSC), Uso General (CSUG) e Industrial Menor (CSIM)

El consumo de cada uno de estos sectores se estiman como un porcentaje del consumo del Sector Doméstico. En los Cuadros N° 3.4 y 3.5 se muestran los porcentajes asumidos para cada sector, dividido en dos grupos categorizados por el número de habitantes que posee cada localidad (localidades mayores y localidades menores) y distribuidos en el horizonte de planeamiento en las siguientes etapas: del 1er. al 5to. año, del 6to. al 13avo. año y del 14avo. al 20avo. año.

CUADRO N° 3.4

VALORES PORCENTUALES CATEGORIZADOS RELATIVOS AL CONSUMO DEL SECTOR DOMESTICO

ITEM	SISTEMA	LIM POB	N° Hab > LIMPOB								
			1 - 5 año			6 - 13 año			14 - 20 año		
			SC	SU	SIM	SC	SU	SIM	SC	SU	SIM
01	P.S.E. Canta (Barra 13,2 Kv)	300	5 %	5 %	3 %	7 %	7 %	4 %	10%	9 %	5 %
02	P.S.E. Canta (Barra 20 kV)	200	5 %	5 %	3 %	7 %	7 %	4 %	10%	9 %	5 %
03	P.S.E. Huaros	334	5 %	5 %	3 %	7 %	7 %	4 %	10%	9 %	5 %
04	P.S.E. Yaso	130	5 %	5 %	3 %	7 %	7 %	4 %	10%	9 %	5 %
05	P.S.E. Hoyos-Acos	450	5 %	5 %	3 %	7 %	7 %	4 %	10%	9 %	5 %
06	P.S.E. Ravira-Pacaraos	300	5 %	5 %	3 %	7 %	7 %	4 %	10%	9 %	5 %

CUADRO N° 3.5

VALORES PORCENTUALES CATEGORIZADOS RELATIVOS AL CONSUMO DEL SECTOR DOMESTICO

ITEM	SISTEMA	LIM POB	N° Hab<LIMPOB								
			1 – 5 año			6 – 13 año			14 – 20 año		
			SC	SU	SIM	SC	SU	SIM	SC	SU	SIM
01	P.S.E. Canta (Barra 13,2 Kv)	300	4 %	4 %	2 %	6 %	5 %	3 %	8 %	7 %	4 %
02	P.S.E. Canta (Barra 20 kV)	200	4 %	4 %	2 %	6 %	5 %	3 %	8 %	7 %	4 %
03	P.S.E. Huaros	334	4 %	4 %	2 %	6 %	5 %	3 %	8 %	7 %	4 %
04	P.S.E. Yaso	130	4 %	4 %	2 %	6 %	5 %	3 %	8 %	7 %	4 %
05	P.S.E. Hoyos-Acos	450	4 %	4 %	2 %	6 %	5 %	3 %	8 %	7 %	4 %
06	P.S.E. Ravira-Pacaraos	300	4 %	4 %	2 %	6 %	5 %	3 %	8 %	7 %	4 %

El Sector Comercial (SC), se dá en forma local, en localidades que poseen bajo desarrollo circunscrita a la venta de artículos de primera necesidad y orientada a satisfacer las necesidades inmediatas de la población. En localidades de mediano desarrollo, existe además el comercio zonal, comercializándose diversos tipos de productos, como son los de primera necesidad, vestimentas e instrumentos para la agricultura.

El Sector Uso General (SUG) está representado básicamente por los Centros de Educación Inicial, Primaria y Secundaria, Institutos de Educación Superior, Centros de Salud, Iglesias, Central Telefónica, Comisarias, Municipalidades, locales comunales, juzgados de paz, edificios públicos, auditorios entre otros.

El Sector Industrial Menor (SIM) está comprendido por los pequeños talleres de carpintería, mecánica, artesanía, etc.

Consumo Sector Servicios (CSS)

El consumo del sector servicios viene dado por la sumatoria de los consumos de los sectores residencial, comercial, uso general e industrial menor:

$$\boxed{CSS = \sum (CSR + CSC + CSUG + CSIM)} \dots\dots (6)$$

Consumo por Alumbrado Público (CAP)

El consumo por alumbrado público, correspondiente únicamente a la iluminación de plazas y calles principales, se determina en primer término asumiendo un consumo unitario por alumbrado público para cada familia (CUAP), que viene dado por la siguiente expresión:

$$CUAP = \frac{\text{Consumo Anual por Alumbrado Público}}{N^{\circ} \text{ de Familias}} \dots\dots\dots(7)$$

Este consumo varía de acuerdo a estadísticas entre 60 y 120 kWh-año/familia, dependiendo de la importancia de la localidad y el nivel de iluminación pública que se le quiera atribuir.

Para el presente estudio se ha considerado asumir el valor de 61 kWh-año/familia para todos los P.S.E.s a excepción del P.S.E. Yaso que se ha asumido el valor de 51 kWh-año/familia.

Finalmente el consumo del sector alumbrado público se obtendrá según la siguiente expresión:

$$CAP = [CUAP (kWh - \text{año/familia})] \times N^{\circ} \text{ de Familias} \dots\dots\dots(8)$$

Consumo por Cargas Especiales (CCE)

El consumo por cargas especiales se determina en función de un diagrama de carga resultante para todas las cargas especiales existentes en la localidad, obteniéndose de aquél las horas de utilización respectivas, las cuales son afectadas por un factor menor que la unidad que refleja las características de uso estacional de algunas cargas, así como la repetición diaria del diagrama de carga del día de máxima demanda del diagrama y por 365 días, obteniéndose como resultado el consumo neto de las cargas especiales durante el año.

Consumo Neto ó Energía Vendida

Es la sumatoria del Sector Servicios, Alumbrado Público y Cargas Especiales.

$$\boxed{Energía\ Vendida = \sum (CSS + CAP + CCE)} \dots\dots\dots(9)$$

Pérdidas de energía en la distribución

Las pérdidas de energía en la distribución están referidas a las pérdidas de energía en las redes primarias y redes secundarias, asumiéndose como un porcentaje del total de la energía vendida:

$$\boxed{Ped = ped \times Energía\ Vendida} \dots\dots\dots(10)$$

Donde:

Ped : Pérdidas de energía en la distribución

ped : Porcentaje de pérdidas de energía en la distribución (6 %: asumido en el presente estudio).

Las Pérdidas en un Sistema de Distribución normalmente se agrupan en dos bloques, las pérdidas técnicas y las no técnicas. Las primeras ligadas a las características físicas del Sistema y las segundas, constituidas por consumos ligados a conexiones clandestinas, usuarios fraudulentos, identificación inadecuada de usuarios, errores de facturación, etc..

Las pérdidas técnicas fluctúan entre el 4 % y 6 %, mientras que las pérdidas no técnicas fluctúan entre el 2% y el 4%.

Consumo Bruto Total ó Energía Distribuída

Es el que se obtiene de sumar al Consumo neto o Energía Vendida, las pérdidas en la distribución:

$$\boxed{Energía\ Distribuída = Energía\ Vendida + Ped = (1 + ped) \times Energía\ Vendida} \dots\dots(11)$$

Pérdidas de energía en la transmisión

Las pérdidas de energía en la transmisión están referidas a las pérdidas de energía en las líneas primarias, asumiéndose como un porcentaje de la sumatoria de los consumos brutos totales de las localidades que conforman el sistema:

$$Pet = pet \times \sum_{i=1}^n (Consumo\ Bruto\ Total\ Localidad\ i) \dots\dots\dots(12)$$

Donde:

Pet : Pérdidas de energía en la transmisión

pet : Porcentaje de pérdidas de energía en la transmisión, determinado por la siguiente expresión:

$$pet = ppt \times (0.7 \times f.c. + 0.3) \dots\dots\dots(13)$$

Donde:

ppt : Porcentaje de pérdidas de potencia en la transmisión.

f.c. : Factor de carga

n : Número de localidades que conforman el sistema

Consumo del Sistema ó Energía Total Requerida

Es el resultado de añadir a la sumatoria de los consumos brutos totales de las localidades del sistema las pérdidas en la transmisión y/o subtransmisión:

$$Energía\ Total\ Requerida = \left[\sum_{i=1}^n (Consumo\ Bruto\ Total\ Localidad\ i) \right] + Pet \dots\dots(14)$$

Horas de Utilización (H.U.)

En cuanto a las horas de utilización anuales para el sector residencial, el programa requiere el ingreso de las horas de utilización al año inicial y al año final,

distribuyéndolo año a año en forma lineal, siendo por tanto el incremento de horas anuales un valor constante.

En cuanto a las horas de utilización del alumbrado público, se ha considerado para todas las localidades del presente estudio la utilización de 12 horas diarias, lo que anualmente representa: $H.U._{AP} = 4\ 380$ horas anuales.

Las horas de utilización son denominados también *factor de horas de utilización de la Máxima Demanda*.

Máxima Demanda Sector Servicios

La Máxima Demanda del sector servicios, viene dado por la sumatoria de las máximas demandas de los sectores residencial, comercial, uso general e industrial menor, cada uno de los cuales se obtiene a partir de sus respectivos consumos, a los cuales se les aplica sus horas de utilización:

$$\boxed{M.D.(SS) = M.D.(SR) + M.D.(SC) + M.D.(SUG) + M.D.(SIM)} \dots\dots\dots(15)$$

$$\boxed{M.D.(SS) = \frac{CSR}{H.U._R} + \frac{CSC}{H.U._C} + \frac{CSUG}{H.U._UG} + \frac{CSIM}{H.U._IM}} \dots\dots\dots(16)$$

Máxima Demanda por Alumbrado Público

La Máxima Demanda por alumbrado público se obtiene igualmente a partir de su respectivo consumo, al cual se le aplica sus horas de utilización:

$$\boxed{M.D.(AP) = \frac{CAP}{H.U._{AP}}} \dots\dots\dots(17)$$

Máxima Demanda Neta

La máxima demanda neta de potencia por localidad viene dado por la sumatoria de las máximas demandas del sector servicios y del alumbrado público:

$$\boxed{M.D. Neta = M.D.(SS) + M.D.(AP)} \dots\dots\dots(18)$$

Máxima Demanda Neta del Sistema

La Máxima Demanda Neta del Sistema viene determinado por la siguiente expresión:

$$M.D. \text{ Neta del Sistema} = \sum_{i=1}^n [M.D.(SR)_i \times f.s._{SR} + M.D.(SC)_i \times f.s._{SC} + M.D.(SUG)_i \times f.s._{SUG} + \dots \\ \dots + M.D.(SIM)_i \times f.s._{SIM} + M.D.(AP)_i \times f.s._{AP}] \dots \dots \dots (19)$$

Donde:

$M.D.(SR)_i, M.D.(SC)_i, M.D.(SUG)_i, M.D.(SIM)_i, M.D.(AP)_i$: Máximas Demandas de los Sectores Residencial, Comercial, Uso General, Industrial Menor y del Alumbrado Público.

$f.s._{SR}, f.s._{SC}, f.s._{SUG}, f.s._{SIM}$: Factores de Simultaneidad del Sector Servicios, asumiéndose para el presente estudio el valor de 0,95

$f.s._{AP}$: Factor de Simultaneidad del Alumbrado Público, equivalente a la unidad.

n : N° de localidades que conforman el Sistema.

Pérdidas de potencia en la distribución

Las pérdidas de potencia en la distribución están referidas a las pérdidas en las redes primarias y redes secundarias, asumiéndose como un porcentaje de la Máxima Demanda Neta:

$$Ppd = ppd \times M.D. \text{ Neta} \dots \dots \dots (20)$$

Donde:

Ppd : Pérdidas de potencia en la distribución

ppd : Porcentaje de pérdidas de potencia en la distribución, determinado por la siguiente expresión:

$$ppd = \frac{ped}{0.7 \times f.c. + 0.3} \dots\dots\dots(21)$$

Donde:

ped : Porcentaje de pérdidas de energía en la distribución.

f.c. : Factor de carga

Máxima Demanda Bruta ó Máxima Demanda Distribuída

La Máxima Demanda Distribuída, el cual viene a ser la potencia total requerida por cada localidad, es el que se obtiene de sumar la Máxima Demanda Neta, las pérdidas de potencia en la distribución.

$$Máxima Demanda Distribuída = M.D. Neta + Ppd = (1 + ppd) \times M.D. Neta \dots\dots\dots(22)$$

Pérdidas de potencia en la transmisión

Las pérdidas de potencia en la transmisión (*Ppt*), están referidas a las pérdidas de potencia en las líneas primarias, considerándose como un porcentaje de la Máxima Demanda Distribuída del Sistema. Este porcentaje se asume del mismo orden de la caída de tensión, cuyo máximo valor permisible en las líneas primarias, es del 5 %.

El programa requiere el ingreso del porcentaje de pérdidas de potencia en la transmisión al año inicial y al año final, distribuyéndolo año a año en forma lineal. Para el presente estudio se ha considerado los siguientes valores: *ppt* = 3 % en el año inicial y *ppt* = 5 % al año final.

Potencia Total Requerida del Sistema

Es el resultado de añadir a la Máxima Demanda Distribuída del Sistema las pérdidas de potencia en la transmisión y/o subtransmisión:

$$Potencia Total Requerida del Sistema = M.D. Distribuída del Sistema + Ppt \dots\dots\dots(23)$$

Indices por localidad y del Sistema

Los Indices por localidad vienen dados por el factor de carga, factor de simultaneidad, Vatios/Abon.-Resid. coincidente y Vatios/Abon.-Resid. no coincidente.

Factor de Carga (f.c.)

Las horas de utilización del sector residencial viene asociado al concepto de factor de carga (f.c.) el cual viene dado por la siguiente expresión:

$$f.c. = \frac{\text{Horas de Utilización Anual}}{\text{Período Anual}} = \frac{H.U.}{8\ 760 \text{ horas}} \dots\dots(24)$$

Factor de Simultaneidad (f.s.)

El factor de simultaneidad para el cálculo del consumo por abonado residencial no coincidente de cada localidad, se asume de acuerdo al número de habitantes. Si el número de habitantes es mayor a 600, el $f.s. = 0.32$; si el número de habitantes es 1, el $f.s. = 1.00$; si el número de habitantes está comprendido entre 1 y 600, el factor de simultaneidad resulta de la interpolación.

Vatios/Abon.-Resid. coincidente y no coincidente

$$\text{Vatios/Abon. - Resid. coincidente} = \frac{M.D.(SR)}{N^{\circ} \text{ Abon. Residenciales}} \dots\dots\dots(25)$$

$$\text{Vatios/Abon. - Resid. no coincidente} = \frac{\left[\frac{M.D.(SR)}{N^{\circ} \text{ Abon. Residenciales}} \right]}{f.s.} \dots\dots(26)$$

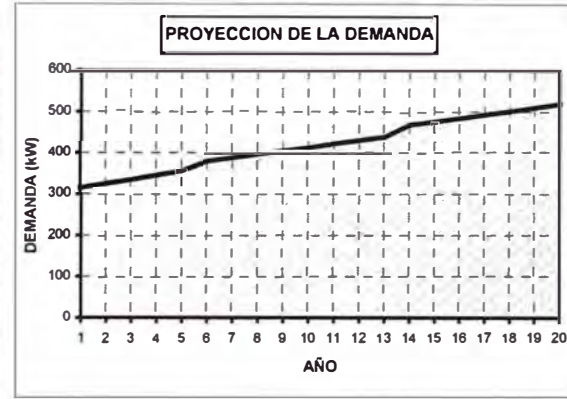
Para el cálculo de los Indices del Sistema: factor de carga, factor de simultaneidad, Vatios/Abon.-Resid. coincidente y Vatios/Abon.-Resid. no coincidente, se utilizan las mismas expresiones para el cálculo de los índices por localidad, para los cuales se consideran los requerimientos para todo el sistema.

CUADRO N° 3.6

PROYECCIONES DEL CONSUMO DE ENERGIA Y DEMANDA DE POTENCIA P.S.E. CANTA (Barra 13,2 kV)

PROYECCION DEL CONSUMO DE ENERGIA EN kWh

A Ñ O S	POBLACION	NUMERO DE FAMILIAS	NUMERO DE ABONADOS RESIDENCIALES	HORAS DE UTILIZACION DE SERVICIOS	CONSUMO SECTOR SERVICIOS					CONSUMO DE ALUMBRADO PUBLICO	ENERGIA VENDIDA	PERDIDAS EN DISTRIBUCION	TOTAL ENERGIA DISTRIBUIDO	PERDIDAS EN TRANSMISIO	TOTAL ENERGIA REQUERIDA
					RESIDENCIAL	COMERCIAL	USO GENERAL	INDUSTRIAL MENOR	TOTAL						
2.001	5.042	1.262	1.082	1.982	448.318	21.909	21.909	12.984	503.118	87.774	590.892	35.452	626.344	6.684	635.028
2.002	5.091	1.274	1.084	1.997	463.587	22.758	22.758	13.485	522.584	88.640	611.224	36.672	647.896	9.315	657.211
2.003	5.145	1.288	1.108	2.013	481.152	23.608	23.608	13.988	542.354	89.498	631.850	37.910	669.760	9.975	679.735
2.004	5.198	1.300	1.130	2.027	499.847	24.512	24.512	14.518	583.389	90.440	673.829	39.230	713.059	10.879	723.938
2.005	5.248	1.314	1.152	2.042	518.633	25.332	25.332	14.997	582.494	91.356	673.852	40.431	714.283	11.378	725.659
2.006	5.301	1.328	1.172	2.057	533.421	26.162	26.162	15.499	627.328	92.314	719.642	41.779	761.421	12.536	773.957
2.007	5.355	1.342	1.189	2.073	548.921	27.000	27.000	16.014	645.554	93.308	738.862	43.133	781.995	13.287	795.282
2.008	5.410	1.354	1.208	2.088	565.445	27.848	27.848	16.542	664.981	94.174	759.155	44.548	803.703	14.075	817.758
2.009	5.462	1.367	1.226	2.104	581.817	28.704	28.704	17.074	684.217	95.091	779.308	46.018	825.326	14.889	840.215
2.010	5.517	1.379	1.243	2.119	598.880	29.568	29.568	17.610	703.358	95.947	799.305	47.548	846.853	15.691	861.171
2.011	5.571	1.395	1.262	2.135	615.159	30.439	30.439	18.150	723.402	97.019	820.421	49.124	869.545	16.607	886.152
2.012	5.627	1.409	1.282	2.150	631.375	31.316	31.316	18.694	743.399	98.133	841.532	50.752	892.284	17.490	909.774
2.013	5.684	1.423	1.298	2.165	647.505	32.200	32.200	19.242	763.399	99.287	862.686	52.424	915.110	18.400	933.510
2.014	5.741	1.437	1.317	2.181	664.175	33.090	33.090	19.794	783.399	100.481	883.880	54.152	938.032	19.340	957.692
2.015	5.798	1.450	1.332	2.197	680.378	33.984	33.984	20.350	803.399	101.714	904.113	55.924	961.037	20.310	981.347
2.016	5.857	1.468	1.350	2.213	697.188	34.884	34.884	20.914	823.399	102.986	924.385	57.672	984.057	21.310	1.005.367
2.017	5.918	1.482	1.368	2.228	713.913	35.788	35.788	21.482	843.399	104.297	944.696	59.424	1.007.120	22.340	1.029.460
2.018	5.978	1.497	1.384	2.243	731.042	36.696	36.696	22.054	863.399	105.647	964.046	61.180	1.029.226	23.390	1.053.616
2.019	6.035	1.511	1.403	2.260	749.882	37.608	37.608	22.630	883.399	107.034	983.433	62.940	1.049.373	24.460	1.078.033
2.020	6.095	1.528	1.421	2.274	767.137	38.524	38.524	23.210	903.399	108.458	1.002.857	64.710	1.069.567	25.560	1.103.427



PROYECCION DE DEMANDA DE POTENCIA EN kW

A Ñ O S	DEMANDA SECTOR SERVICIOS					MAXIMA DEMANDA DE ALUMBRADO PUBLICO	MAXIMA DEMANDA NETA	PERDIDAS EN DISTRIBUCION	MAXIMA DEMANDA DISTRIBUIDO	PERDIDAS EN TRANSMISION	TOTAL POTENCIA REQUERIDA
	RESIDENCIAL	COMERCIAL	USO GENERAL	INDUSTRIAL MENOR	MAXIMA DEMANDA DE SERVICIOS						
2.001	225,30	11,00	11,00	6,50	253,80	20,00	273,80	34,80	308,60	9,30	317,90
2.002	232,20	11,40	11,40	6,70	261,70	20,20	281,90	35,70	317,80	9,90	327,50
2.003	239,10	11,70	11,70	6,90	269,40	20,40	289,80	36,70	326,50	10,50	337,00
2.004	246,70	12,10	12,10	7,10	278,00	20,60	298,60	37,70	336,30	11,20	347,50
2.005	253,30	12,40	12,40	7,30	285,40	20,90	306,30	38,80	344,90	11,80	356,70
2.006	260,90	12,80	12,80	7,50	293,20	21,10	314,30	39,90	353,20	12,40	365,60
2.007	268,50	13,20	13,20	7,70	301,00	21,30	322,30	41,00	361,30	13,00	374,30
2.008	276,10	13,60	13,60	7,90	308,80	21,50	330,30	42,10	369,40	13,60	383,00
2.009	283,70	14,00	14,00	8,10	316,60	21,70	338,30	43,20	377,50	14,20	391,70
2.010	291,30	14,40	14,40	8,30	324,40	21,90	346,30	44,30	385,60	14,80	400,40
2.011	298,90	14,80	14,80	8,50	332,20	22,10	354,30	45,40	393,70	15,40	409,10
2.012	306,50	15,20	15,20	8,70	340,00	22,30	362,30	46,50	401,80	16,00	417,80
2.013	314,10	15,60	15,60	8,90	347,80	22,50	370,30	47,60	410,00	16,60	426,60
2.014	321,70	16,00	16,00	9,10	355,60	22,70	378,30	48,70	418,10	17,20	435,30
2.015	329,30	16,40	16,40	9,30	363,40	22,90	386,30	49,80	426,20	17,80	444,00
2.016	336,90	16,80	16,80	9,50	371,20	23,10	394,30	50,90	434,30	18,40	452,70
2.017	344,50	17,20	17,20	9,70	379,00	23,30	402,30	52,00	442,40	19,00	461,40
2.018	352,10	17,60	17,60	9,90	386,80	23,50	410,30	53,10	450,50	19,60	470,10
2.019	359,70	18,00	18,00	10,10	394,60	23,70	418,30	54,20	458,60	20,20	478,80
2.020	367,30	18,40	18,40	10,30	402,40	23,90	426,30	55,30	466,70	20,80	487,50

INDICES DEL SISTEMA

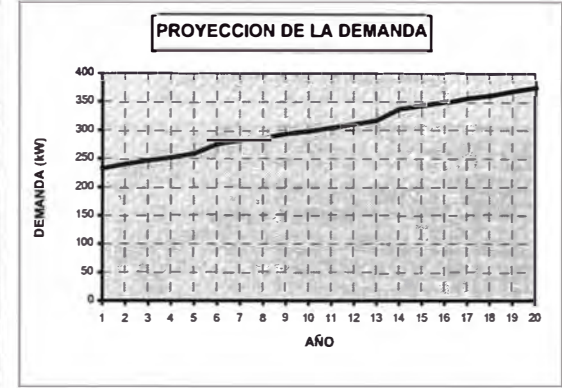
A Ñ O S	FACTOR DE CARGA	FACTOR DE SIMULTANEIDA	KWH/ABON. ES/DIJAÑO	VATIOS/ABON. RES. COINCIDENTE	VATIOS/ABON. RES. NO COINCID.
2.001	0,228	0,320	420,30	212,20	683,20
2.002	0,229	0,320	427,70	214,30	689,70
2.003	0,230	0,320	435,10	216,30	695,80
2.004	0,231	0,320	442,40	218,30	701,60
2.005	0,232	0,320	449,70	219,90	707,20
2.006	0,233	0,320	457,00	221,40	712,60
2.007	0,234	0,320	464,30	222,80	717,80
2.008	0,238	0,320	471,60	224,30	722,80
2.009	0,237	0,320	478,90	225,70	727,60
2.010	0,238	0,320	486,10	226,70	732,20
2.011	0,240	0,320	493,40	227,40	736,60
2.012	0,241	0,320	500,70	228,30	740,80
2.013	0,242	0,320	508,00	229,00	744,80
2.014	0,243	0,320	515,30	229,50	748,60
2.015	0,244	0,320	522,60	230,00	752,20
2.016	0,246	0,320	530,00	230,30	755,60
2.017	0,247	0,320	537,40	230,40	758,80
2.018	0,249	0,320	544,80	230,30	761,80
2.019	0,250	0,320	552,20	230,00	764,60
2.020	0,251	0,320	559,60	229,80	767,20

CUADRO N° 3.7

PROYECCIONES DEL CONSUMO DE ENERGIA Y DEMANDA DE POTENCIA P.S.E. CANTA (Barra 20 kV)

PROYECCION DEL CONSUMO DE ENERGIA EN KWH

A Ñ O S	POBLACION	NUMERO DE FAMILIAS	NUMERO DE ABONADOS RESIDENCIALES	HORAS DE UTILIZACION DE SERVICIOS	CONSUMO SECTOR SERVICIOS					CONSUMO DE ALUMBRADO PUBLICO	ENERGIA VENDIDA	PERDIDAS EN DISTRIBUCION	TOTAL ENERGIA DISTRIBUIDA	PERDIDAS EN TRANSMISION	TOTAL ENERGIA REQUERIDA
					RESIDENCIAL	COMERCIAL	USO GENERAL	INDUSTRIAL MENOR	TOTAL						
2 001	4 478	1 119	988	1 988	325 704	15 689	15 689	9 178	368 258	72 100	436 358	26 303	464 661	6 471	471 132
2 002	4 523	1 131	989	2 003	339 437	18 348	18 348	9 559	381 688	72 612	454 300	27 271	481 771	6 956	488 727
2 003	4 575	1 144	1 008	2 019	350 758	18 894	18 894	9 879	394 425	73 653	468 078	28 085	496 163	7 422	503 585
2 004	4 624	1 154	1 020	2 035	360 813	17 377	17 377	10 159	405 728	74 282	480 008	28 801	508 809	7 878	518 687
2 005	4 674	1 170	1 040	2 051	374 114	18 018	18 018	10 533	420 663	75 287	495 950	29 750	525 700	8 415	534 124
2 006	4 725	1 182	1 057	2 087	385 995	26 312	26 305	14 733	452 845	76 036	528 881	31 722	560 403	9 258	569 859
2 007	4 778	1 195	1 074	2 082	398 128	27 128	26 391	15 168	468 833	76 853	543 686	32 620	578 306	9 822	588 128
2 008	4 829	1 207	1 088	2 099	408 340	27 829	27 078	15 582	478 829	77 827	556 456	33 369	589 845	10 370	600 215
2 009	4 881	1 220	1 105	2 114	420 393	28 849	27 871	16 037	492 950	78 407	571 357	34 282	605 639	10 968	618 607
2 010	4 933	1 232	1 119	2 129	430 554	29 339	28 539	16 423	504 855	79 197	584 052	35 043	619 095	11 545	630 640
2 011	4 980	1 247	1 136	2 144	442 852	30 172	29 347	16 891	519 282	80 143	599 405	35 984	635 369	12 190	647 559
2 012	5 042	1 281	1 152	2 181	455 313	31 021	30 189	17 384	533 867	80 978	614 845	36 890	651 735	12 859	664 594
2 013	5 099	1 275	1 168	2 178	467 478	31 851	30 978	17 826	548 131	81 863	629 994	37 801	667 795	13 538	681 333
2 014	5 153	1 289	1 183	2 191	479 053	46 114	41 320	23 056	569 555	82 785	672 320	40 339	712 659	14 821	727 480
2 015	5 211	1 301	1 198	2 208	490 584	47 198	42 288	23 597	603 645	83 510	687 155	41 230	728 385	15 548	743 931
2 016	5 268	1 317	1 214	2 222	502 871	48 373	43 344	24 188	618 776	84 500	703 276	42 198	745 472	16 323	781 795
2 017	5 328	1 333	1 233	2 238	517 931	49 823	44 643	24 911	637 307	85 485	722 792	43 368	788 160	17 198	783 358
2 018	5 384	1 345	1 248	2 254	528 497	50 845	45 581	25 423	650 326	86 292	736 618	44 199	780 817	17 984	798 761
2 019	5 445	1 360	1 263	2 269	542 523	52 168	46 782	26 094	667 587	87 221	754 788	45 288	800 074	18 652	818 828
2 020	5 504	1 377	1 279	2 285	555 494	53 430	47 878	26 713	683 513	88 271	771 784	46 304	818 088	19 738	837 826



PROYECCION DE DEMANDA DE POTENCIA EN KW

A Ñ O S	DEMANDA SECTOR SERVICIOS					MAXIMA DEMANDA DE ALUMBRADO PUBLICO	MAXIMA DEMANDA NETA	PERDIDAS EN DISTRIBUCION	MAXIMA DEMANDA DISTRIBUIDA	PERDIDAS EN TRANSMISION	TOTAL POTENCIA REQUERIDA
	RESIDENCIAL	COMERCIAL	USO GENERAL	INDUSTRIAL MENO	MAXIMA DEMANDA DE SERVICIOS						
2 001	164,00	7,80	7,80	4,80	184,20	16,50	200,70	25,40	226,10	6,80	232,90
2 002	169,80	8,10	8,10	4,70	190,50	16,80	207,10	26,20	233,30	7,20	240,50
2 003	173,90	8,30	8,30	4,80	195,30	16,80	212,10	26,70	238,80	7,70	246,50
2 004	177,40	8,50	8,50	4,90	199,30	17,00	216,30	27,20	243,50	8,10	251,60
2 005	182,80	8,70	8,70	5,10	205,10	17,20	222,30	27,90	250,20	8,60	258,80
2 006	186,90	12,70	12,30	7,10	218,00	17,40	236,40	29,80	266,00	9,40	275,40
2 007	191,40	13,00	12,80	7,20	224,20	17,50	241,70	30,20	271,90	9,90	281,80
2 008	194,70	13,20	12,80	7,40	228,10	17,70	245,80	30,70	278,50	10,30	288,80
2 009	199,10	13,50	13,10	7,50	233,20	17,90	251,10	31,30	282,40	10,90	293,30
2 010	202,40	13,70	13,30	7,70	237,10	18,10	255,20	31,70	288,90	11,30	298,20
2 011	208,80	14,00	13,60	7,80	242,20	18,30	260,50	32,30	292,80	11,90	304,70
2 012	210,90	14,30	13,80	8,00	247,00	18,50	265,50	32,80	298,30	12,40	310,70
2 013	215,10	14,80	14,10	8,10	251,90	18,70	270,80	33,40	304,00	13,00	317,00
2 014	218,90	20,90	18,70	10,50	269,00	18,90	287,90	35,50	323,40	14,10	337,50
2 015	222,80	21,30	19,10	10,80	273,80	19,10	292,70	36,00	328,70	14,70	343,40
2 016	228,80	21,70	19,40	10,80	278,50	19,30	297,80	36,80	334,40	15,30	349,70
2 017	231,80	22,10	19,80	11,10	284,80	19,50	304,30	37,30	341,80	16,00	357,80
2 018	234,80	22,40	20,10	11,20	288,50	19,70	308,20	37,70	345,90	16,80	362,50
2 019	239,40	22,90	20,50	11,40	294,20	19,90	314,10	38,30	352,40	17,30	369,70
2 020	243,40	23,30	20,80	11,60	299,10	20,20	319,30	38,80	358,10	17,90	376,00

INDICES DEL SISTEMA

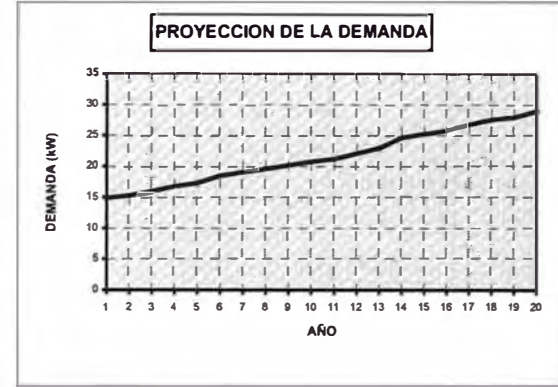
A Ñ O S	FACTOR DE CARGA	FACTOR DE SIMULTANEIDAD	KWH/ABON. ES/D/AÑO	VATIOS/ABON. RES. COINCIDENTE	VATIOS/ABON RES. NO COINCID.
2 001	0,231	0,320	336,50	169,40	529,36
2 002	0,232	0,320	343,30	171,60	536,25
2 003	0,233	0,320	348,70	172,90	540,31
2 004	0,234	0,320	353,80	174,00	543,75
2 005	0,236	0,320	359,80	175,60	548,75
2 006	0,236	0,320	365,20	178,90	552,81
2 007	0,237	0,320	370,70	178,30	557,19
2 008	0,239	0,320	375,40	179,00	559,38
2 009	0,240	0,320	380,50	180,20	563,13
2 010	0,241	0,320	384,80	181,00	565,63
2 011	0,243	0,320	389,90	182,10	569,08
2 012	0,244	0,320	395,30	183,10	572,18
2 013	0,245	0,320	400,30	184,20	575,63
2 014	0,246	0,320	405,00	185,10	578,44
2 015	0,247	0,320	409,50	185,90	580,94
2 016	0,249	0,320	414,30	186,70	583,44
2 017	0,250	0,320	420,10	188,00	587,50
2 018	0,252	0,320	424,20	188,50	589,06
2 019	0,253	0,320	429,80	189,80	592,50
2 020	0,254	0,320	434,40	190,40	595,00

CUADRO N° 3.8

**PROYECCIONES DEL CONSUMO DE ENERGIA Y DEMANDA DE POTENCIA
P.S.E. HUAROS**

PROYECCION DEL CONSUMO DE ENERGIA EN kWh

A Ñ O S	POBLACION	NUMERO DE FAMILIAS	NUMERO DE ABONADOS RESIDENCIALES	HORAS DE UTILIZACION DE SERVICIOS	CONSUMO SECTOR SERVICIOS					CONSUMO DE ALUMBRADO PUBLICO	ENERGIA VENDIDA	PERDIDAS EN DISTRIBUCION	TOTAL ENERGIA DISTRIBUID	PERDIDAS EN TRANSMISION	TOTAL ENERGIA REQUERIDA
					RESIDENCIAL	COMERCIAL	USO GENERAL	INDUSTRIAL MENOR	TOTAL						
2.001	342	86	73	2.680	28.032	1.402	1.402	841	31.677	5.248	36.923	2.215	39.138	805	39.743
2.002	349	87	75	2.701	29.236	1.462	1.462	877	33.037	5.307	38.344	2.301	40.845	852	41.297
2.003	356	89	77	2.722	30.457	1.523	1.523	914	34.417	5.429	39.846	2.391	42.237	703	42.940
2.004	363	91	80	2.743	32.323	1.616	1.616	970	36.525	5.551	42.078	2.525	44.601	768	45.369
2.005	370	93	82	2.765	33.586	1.679	1.679	1.008	37.954	5.673	43.627	2.616	46.245	824	47.089
2.006	376	95	84	2.786	34.871	1.741	1.741	1.095	41.146	5.795	46.943	2.678	49.780	918	50.676
2.007	385	98	86	2.807	36.171	1.804	1.804	1.182	42.662	5.856	48.538	2.712	51.450	978	52.426
2.008	393	98	88	2.828	37.467	1.867	1.867	1.269	44.234	5.978	50.212	2.746	53.225	1.044	54.269
2.009	401	100	90	2.849	38.821	1.930	1.930	1.356	45.806	6.100	51.906	2.780	55.022	1.113	56.135
2.010	409	102	92	2.870	40.171	1.993	1.993	1.443	47.402	6.222	53.624	2.814	56.841	1.184	58.025
2.011	417	104	94	2.892	41.537	2.056	2.056	1.530	49.014	6.344	55.358	2.848	58.679	1.259	59.938
2.012	425	107	97	2.913	43.817	2.119	2.119	1.617	51.468	6.466	57.934	2.882	61.475	1.357	62.832
2.013	434	109	100	2.934	45.733	2.182	2.182	1.704	53.984	6.588	60.572	2.916	64.250	1.458	65.708
2.014	442	111	102	2.955	47.164	2.245	2.245	1.791	56.543	6.710	63.253	2.950	67.199	1.561	68.760
2.015	451	113	104	2.976	48.610	2.308	2.308	1.878	59.154	6.832	65.986	2.984	70.200	1.664	71.864
2.016	460	115	106	2.997	50.072	2.371	2.371	1.965	61.806	6.954	68.760	3.018	73.200	1.764	74.964
2.017	469	118	109	3.019	52.283	2.434	2.434	2.052	64.643	7.076	71.719	3.052	76.200	1.864	78.064
2.018	479	120	111	3.040	53.793	2.497	2.497	2.139	67.543	7.200	74.743	3.086	78.600	1.964	81.164
2.019	488	122	113	3.061	55.308	2.560	2.560	2.226	70.500	7.322	78.222	3.120	81.100	2.064	84.264
2.020	498	125	116	3.082	57.608	2.623	2.623	2.313	73.437	7.444	80.881	3.154	84.000	2.164	87.364



PROYECCION DE DEMANDA DE POTENCIA EN kW

A Ñ O S	DEMANDA SECTOR SERVICIOS					MAXIMA DEMANDA DE ALUMBRADO PUBLICO	MAXIMA DEMANDA NETA	PERDIDAS EN DISTRIBUCION	MAXIMA DEMANDA DISTRIBUID	PERDIDAS EN TRANSMISION	TOTAL POTENCIA REQUERIDA
	RESIDENCIAL	COMERCIAL	USO GENERAL	INDUSTRIAL MENO	MAXIMA DEMANDA DE SERVICIOS						
2.001	10,50	0,50	0,50	0,30	11,80	1,20	13,00	1,50	14,50	0,40	14,90
2.002	10,80	0,50	0,50	0,30	12,10	1,20	13,30	1,50	14,80	0,50	15,30
2.003	11,20	0,80	0,80	0,30	12,70	1,20	13,90	1,80	15,50	0,50	16,00
2.004	11,80	0,80	0,80	0,40	13,40	1,30	14,70	1,80	16,30	0,50	16,80
2.005	12,10	0,80	0,80	0,40	13,70	1,30	15,00	1,70	16,70	0,80	17,30
2.006	12,50	0,90	0,90	0,50	14,60	1,30	16,10	1,80	17,90	0,80	18,50
2.007	12,90	0,90	0,90	0,50	15,20	1,30	16,50	1,90	18,40	0,70	19,10
2.008	13,30	0,90	0,90	0,50	15,80	1,40	17,00	1,90	18,90	0,70	19,60
2.009	13,80	1,00	1,00	0,50	16,10	1,40	17,50	2,00	19,50	0,70	20,20
2.010	14,00	1,00	1,00	0,80	16,80	1,40	18,00	2,00	20,00	0,80	20,80
2.011	14,40	1,00	1,00	0,80	17,00	1,40	18,40	2,00	20,40	0,80	21,20
2.012	15,00	1,00	1,00	0,80	17,80	1,50	19,10	2,10	21,20	0,90	22,10
2.013	15,80	1,10	1,10	0,80	18,40	1,50	19,90	2,20	22,10	0,90	23,00
2.014	16,00	1,80	1,40	0,80	19,60	1,50	21,30	2,40	23,70	1,00	24,70
2.015	16,30	1,80	1,50	0,80	20,20	1,60	21,60	2,40	24,20	1,10	25,30
2.016	16,70	1,70	1,50	0,80	20,70	1,60	22,30	2,40	24,70	1,10	25,80
2.017	17,30	1,70	1,80	0,90	21,50	1,60	23,10	2,50	25,60	1,20	26,80
2.018	17,70	1,80	1,80	0,90	22,00	1,70	23,70	2,60	26,30	1,30	27,60
2.019	18,10	1,80	1,80	0,90	22,40	1,70	24,10	2,60	26,70	1,30	28,00
2.020	18,70	1,90	1,70	0,90	23,20	1,70	24,90	2,70	27,60	1,40	29,00

INDICES DEL SISTEMA

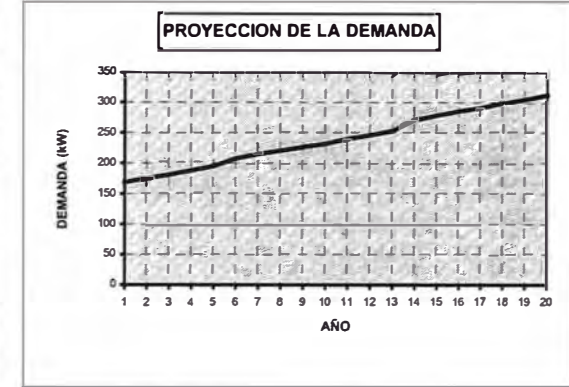
A Ñ O S	FACTOR DE CARGA	FACTOR DE SIMULTANEIDAD	KWH/ABON. ESID/AÑO	VATIOS/ABON. RES. COINCIDENTE	VATIOS/ABON. RES. NO COINCID.
2.001	0,304	0,527	384,00	143,30	271,92
2.002	0,305	0,525	389,90	144,40	275,05
2.003	0,307	0,523	395,80	145,40	278,01
2.004	0,309	0,520	404,10	147,30	283,27
2.005	0,311	0,518	409,70	148,20	286,10
2.006	0,312	0,516	415,20	149,10	288,95
2.007	0,314	0,514	420,80	149,90	291,63
2.008	0,316	0,512	426,00	150,70	294,34
2.009	0,318	0,510	431,40	151,50	297,06
2.010	0,320	0,508	436,70	152,20	299,81
2.011	0,322	0,508	441,90	152,80	301,96
2.012	0,324	0,503	449,07	154,40	306,96
2.013	0,325	0,500	457,40	155,90	311,60
2.014	0,327	0,498	462,40	156,50	314,26
2.015	0,329	0,496	467,50	157,10	316,73
2.016	0,331	0,494	472,40	157,70	319,23
2.017	0,333	0,491	479,80	159,00	323,83
2.018	0,335	0,489	484,70	159,50	326,16
2.019	0,337	0,487	489,50	159,90	328,34
2.020	0,339	0,484	496,70	161,20	333,06

CUADRO N° 3.9

**PROYECCIONES DEL CONSUMO DE ENERGIA Y DEMANDA DE POTENCIA
P.S.E. YASO**

PROYECCION DEL CONSUMO DE ENERGIA EN kWh

A Ñ O S	POBLACION	NUMERO DE FAMILIAS	NUMERO DE ABONADOS RESIDENCIALES	HORAS DE UTILIZACION DE SERVICIOS	CONSUMO SECTOR SERVICIOS					CONSUMO DE ALUMBRADO PUBLICO	ENERGIA VENDIDA	PERDIDAS EN DISTRIBUCION	TOTAL ENERGIA DISTRIBUIDA	PERDIDAS EN TRANSMISION	TOTAL ENERGIA REQUERIDA
					RESIDENCIAL	COMERCIAL	USO GENERAL	INDUSTRIAL MENOR	TOTAL						
2.001	3.283	805	675	2.408	290.448	14.110	14.110	8.302	326.970	48.977	373.947	22.435	396.382	5.865	402.247
2.002	3.335	818	693	2.428	303.838	14.754	14.754	8.682	341.828	47.780	389.608	23.374	412.982	6.341	419.323
2.003	3.388	833	712	2.448	316.808	15.384	15.384	9.049	356.825	48.648	405.273	24.317	429.590	6.835	436.425
2.004	3.442	846	732	2.465	331.908	16.116	16.116	9.480	373.820	49.448	423.068	25.387	448.453	7.387	455.640
2.005	3.499	862	753	2.482	347.483	16.859	16.859	9.911	391.082	50.391	441.483	26.490	467.973	7.970	475.943
2.006	3.553	873	766	2.502	357.547	17.509	17.509	10.342	409.823	51.342	461.165	27.640	488.805	8.611	497.416
2.007	3.610	889	788	2.522	374.276	18.268	18.268	10.794	429.438	52.474	481.912	28.890	509.802	9.300	519.102
2.008	3.670	903	803	2.542	388.487	19.042	19.042	11.266	450.529	53.722	504.251	30.230	534.481	10.060	544.541
2.009	3.727	918	818	2.562	399.533	19.820	19.820	11.758	472.353	55.120	527.473	31.670	563.143	10.900	574.043
2.010	3.786	930	835	2.580	412.835	20.608	20.608	12.270	495.943	56.670	552.613	33.210	595.823	11.810	607.633
2.011	3.849	946	857	2.598	429.870	21.407	21.407	12.812	520.952	58.322	579.274	34.860	624.134	12.790	636.824
2.012	3.912	961	873	2.619	443.714	22.216	22.216	13.374	547.425	60.125	607.550	36.620	664.170	13.830	680.900
2.013	3.974	978	893	2.637	460.351	23.035	23.035	13.956	575.506	62.035	637.541	38.500	706.041	14.940	720.981
2.014	4.040	992	908	2.658	473.708	23.864	23.864	14.558	605.262	64.062	669.324	40.500	759.824	16.130	775.954
2.015	4.108	1.010	927	2.678	490.321	24.703	24.703	15.180	636.401	66.321	702.722	42.630	815.352	17.400	832.752
2.016	4.171	1.028	945	2.698	508.261	25.552	25.552	15.822	669.103	68.783	737.886	44.840	882.726	18.760	891.586
2.017	4.239	1.041	960	2.718	527.424	26.411	26.411	16.484	713.635	71.365	785.000	47.230	956.230	20.210	976.440
2.018	4.308	1.061	980	2.737	537.743	27.280	27.280	17.166	760.229	74.129	834.358	49.700	1034.058	21.760	1055.818
2.019	4.379	1.075	997	2.758	553.388	28.159	28.159	17.868	810.546	77.146	887.692	52.340	1120.032	23.400	1143.432
2.020	4.450	1.093	1.015	2.778	570.263	29.058	29.058	18.590	864.824	80.324	945.148	55.160	1218.308	25.230	1243.538



PROYECCION DE DEMANDA DE POTENCIA EN kW

A Ñ O S	DEMANDA SECTOR SERVICIOS					MAXIMA DEMANDA DE ALUMBRADO PUBLICO	MAXIMA DEMANDA NETA	PERDIDAS EN DISTRIBUCION	MAXIMA DEMANDA DISTRIBUIDA	PERDIDAS EN TRANSMISION	TOTAL POTENCIA REQUERIDA
	RESIDENCIAL	COMERCIAL	USO GENERAL	INDUSTRIAL MENO	MAXIMA DEMANDA DE SERVICIOS						
2.001	120,70	5,80	5,80	3,40	135,70	10,70	146,40	17,40	163,80	4,90	168,70
2.002	125,20	6,10	6,10	3,50	140,90	10,90	151,80	18,00	169,80	5,30	175,10
2.003	129,80	6,30	6,30	3,70	145,90	11,10	157,00	18,80	175,80	5,80	181,20
2.004	134,70	6,50	6,50	3,80	151,50	11,30	162,80	19,30	182,10	6,00	188,10
2.005	140,10	6,80	6,80	4,00	157,70	11,50	169,20	19,90	189,10	6,50	195,60
2.006	143,00	6,90	6,90	4,10	160,00	11,70	171,70	20,40	192,10	6,80	198,90
2.007	148,50	7,10	7,10	4,20	165,80	11,90	177,70	21,00	198,70	7,20	205,90
2.008	152,20	7,20	7,20	4,30	169,70	12,10	181,80	21,60	203,40	7,60	211,00
2.009	156,10	7,30	7,30	4,40	173,80	12,30	186,10	22,20	208,30	8,00	216,30
2.010	160,20	7,40	7,40	4,50	178,10	12,50	190,60	22,80	213,40	8,40	221,80
2.011	165,50	7,50	7,50	4,60	182,60	12,70	195,30	23,40	218,70	8,80	227,50
2.012	169,80	7,60	7,60	4,70	187,20	12,90	200,10	24,00	223,10	9,20	232,30
2.013	174,70	7,70	7,70	4,80	191,90	13,10	205,00	24,60	228,60	9,60	237,20
2.014	178,40	7,80	7,80	4,90	196,80	13,30	210,10	25,20	233,30	10,00	242,30
2.015	183,30	7,90	7,90	5,00	201,80	13,50	215,30	25,80	238,10	10,40	247,50
2.016	187,90	8,00	8,00	5,10	206,70	13,70	220,40	26,40	243,00	10,80	252,20
2.017	191,80	8,10	8,10	5,20	211,80	13,90	225,70	27,00	248,70	11,20	257,50
2.018	196,70	8,20	8,20	5,30	216,90	14,10	231,00	27,60	253,60	11,60	262,20
2.019	200,90	8,30	8,30	5,40	222,20	14,30	236,50	28,20	259,30	12,00	267,30
2.020	205,50	8,40	8,40	5,50	227,70	14,50	242,20	28,80	265,00	12,40	272,40

INDICES DEL SISTEMA

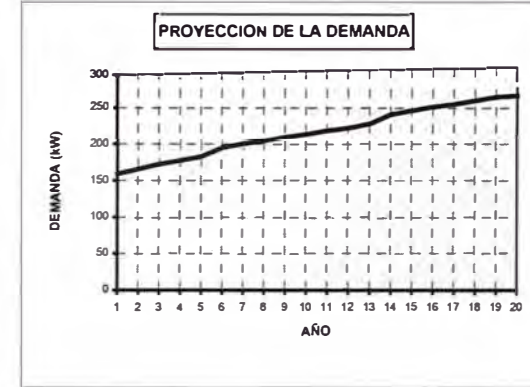
A Ñ O S	FACTOR DE CARGA	FACTOR DE SIMULTANEIDAD	KWH/ABON. ESID/AÑO	VATIOS/ABON. RES. COINCIDENTE	VATIOS/ABON. RES. NO COINCID.
2.001	0,272	0,320	430,30	178,90	569,08
2.002	0,274	0,320	438,20	180,70	568,89
2.003	0,275	0,320	445,00	182,10	569,08
2.004	0,277	0,320	453,50	184,10	575,31
2.005	0,278	0,320	461,50	186,10	581,58
2.006	0,279	0,320	468,80	188,70	583,44
2.007	0,281	0,320	475,00	188,80	589,38
2.008	0,283	0,320	481,40	189,80	592,50
2.009	0,285	0,320	488,50	190,90	598,58
2.010	0,286	0,320	494,50	191,90	599,69
2.011	0,288	0,320	501,40	193,20	603,75
2.012	0,290	0,320	508,30	194,30	607,19
2.013	0,291	0,320	515,80	195,70	611,56
2.014	0,293	0,320	521,80	198,50	614,06
2.015	0,295	0,320	529,00	197,80	618,13
2.016	0,297	0,320	535,80	198,80	621,25
2.017	0,299	0,320	542,00	199,80	623,75
2.018	0,300	0,320	548,80	200,70	627,19
2.019	0,302	0,320	555,10	201,50	629,69
2.020	0,304	0,320	561,90	202,50	632,81

CUADRO N° 3.10

**PROYECCIONES DEL CONSUMO DE ENERGIA Y DEMANDA DE POTENCIA
P.S.E. HOYOS - ACOS**

PROYECCION DEL CONSUMO DE ENERGIA EN KWH

A Ñ O S	POBLACION	NUMERO DE FAMILIAS	NUMERO DE ABONADOS RESIDENCIALES	HORAS DE UTILIZACION DE SERVICIOS	CONSUMO SECTOR SERVICIOS					CONSUMO DE ALUMBRADO PUBLICO	ENERGIA VENDIDA	PERDIDAS EN DISTRIBUCION	TOTAL ENERGIA DISTRIBUIDA	PERDIDAS EN TRANSMISION	TOTAL ENERGIA REQUERIDA
					RESIDENCIAL	COMERCIAL	USO GENERAL	INDUSTRIAL MENOR	TOTAL						
2.001	5.031	1.245	942	2.386	254.438	11.742	11.742	8.653	284.573	83.748	368.321	22.100	390.421	5.678	396.299
2.002	5.082	1.257	973	2.403	268.221	12.366	12.366	7.003	299.956	84.578	384.534	23.073	407.607	6.358	413.965
2.003	5.132	1.270	1.001	2.421	281.739	12.979	12.979	7.346	315.043	85.438	400.479	24.029	424.508	6.855	431.363
2.004	5.183	1.283	1.023	2.440	292.458	13.480	13.480	7.629	327.045	86.305	413.350	24.800	438.150	7.321	445.471
2.005	5.235	1.296	1.048	2.458	304.720	14.029	14.029	7.932	340.710	87.180	427.890	25.672	453.562	7.833	461.395
2.006	5.287	1.310	1.072	2.476	316.474	20.891	19.628	11.394	366.387	88.122	458.509	27.389	483.898	8.619	492.517
2.007	5.341	1.320	1.092	2.495	327.822	21.848	20.343	11.611	381.822	88.824	470.446	28.227	498.673	9.186	507.839
2.008	5.395	1.336	1.113	2.513	337.712	22.282	20.941	12.158	393.103	89.871	482.974	28.979	511.953	9.704	521.857
2.009	5.446	1.346	1.134	2.532	349.181	23.041	21.838	12.565	408.425	90.557	498.982	29.820	526.802	10.287	537.089
2.010	5.503	1.362	1.153	2.551	359.175	23.702	22.262	12.927	418.096	91.641	509.707	30.583	540.290	10.866	551.156
2.011	5.566	1.375	1.174	2.570	370.817	24.457	22.971	13.339	431.394	92.508	523.890	31.434	555.324	11.491	566.815
2.012	5.613	1.388	1.191	2.589	379.814	25.052	23.518	13.856	442.040	93.407	535.447	32.127	567.574	12.078	579.852
2.013	5.671	1.405	1.214	2.607	391.993	25.858	24.277	14.100	456.228	94.511	550.739	33.048	583.785	12.795	596.550
2.014	5.728	1.415	1.227	2.627	400.337	26.825	24.823	14.412	468.397	95.223	583.820	35.018	618.638	13.881	632.517
2.015	5.782	1.431	1.248	2.645	411.556	27.815	25.303	14.808	481.982	96.277	598.259	35.895	634.154	14.804	648.758
2.016	5.839	1.447	1.268	2.664	423.119	28.884	26.854	15.443	498.443	97.345	613.445	38.807	650.252	15.364	665.616
2.017	5.900	1.461	1.284	2.682	432.581	29.788	27.442	15.884	507.873	98.270	625.943	37.559	663.499	16.078	679.575
2.018	5.956	1.475	1.303	2.701	444.050	40.812	28.373	20.405	541.840	99.248	640.888	38.458	679.344	16.870	695.214
2.019	6.018	1.492	1.323	2.720	454.823	41.800	27.252	20.898	554.873	100.353	655.226	39.314	694.540	17.688	712.208
2.020	6.078	1.502	1.334	2.739	461.749	42.441	27.827	21.218	563.235	101.081	664.318	39.859	704.175	18.348	722.523



PROYECCION DE DEMANDA DE POTENCIA EN kW

A Ñ O S	DEMANDA SECTOR SERVICIOS					MAXIMA DEMANDA DE ALUMBRADO PUBLICO	MAXIMA DEMANDA NETA	PERDIDAS EN DISTRIBUCION	MAXIMA DEMANDA DISTRIBUIDA	PERDIDAS EN TRANSMISION	TOTAL POTENCIA REQUERIDA
	RESIDENCIAL	COMERCIAL	USO GENERAL	INDUSTRIAL MENO	MAXIMA DEMANDA DE SERVICIOS						
2.001	106,70	4,90	4,90	2,80	119,30	19,10	138,40	16,20	154,60	4,60	159,20
2.002	111,70	5,10	5,10	2,90	124,80	19,30	144,10	16,90	161,00	5,00	166,00
2.003	116,50	5,30	5,30	3,00	130,10	19,50	149,60	17,50	167,10	5,40	172,50
2.004	120,00	5,50	5,50	3,10	134,10	19,70	153,80	17,90	171,70	5,70	177,40
2.005	124,10	5,70	5,70	3,20	138,70	19,90	158,60	18,40	177,00	6,10	183,10
2.006	127,90	6,40	7,90	4,80	148,80	20,10	168,90	19,60	188,50	6,80	195,10
2.007	131,50	8,70	8,10	4,70	153,00	20,30	173,30	20,10	193,40	7,00	200,40
2.008	134,50	8,80	8,30	4,80	156,40	20,50	176,90	20,50	197,40	7,40	204,80
2.009	138,00	9,10	8,50	4,90	160,50	20,70	181,20	20,90	202,10	7,80	209,90
2.010	140,90	9,30	8,70	5,00	163,90	20,90	184,80	21,30	206,10	8,10	214,20
2.011	144,30	9,50	8,90	5,20	167,90	21,10	189,00	21,70	210,70	8,50	219,20
2.012	146,80	9,70	9,00	5,20	170,70	21,30	192,00	22,00	214,00	8,90	222,90
2.013	150,50	9,90	9,20	5,40	175,00	21,60	196,60	22,50	219,10	9,30	228,40
2.014	152,50	14,00	12,40	7,00	185,90	21,70	207,60	23,70	231,30	10,10	241,40
2.015	155,80	14,20	12,70	7,10	189,80	22,00	211,80	24,20	236,00	10,60	246,60
2.016	159,00	14,50	12,90	7,30	193,70	22,20	215,90	24,60	240,50	11,00	251,50
2.017	161,40	14,80	13,10	7,40	198,70	22,40	219,10	24,90	244,00	11,40	255,40
2.018	164,60	15,00	13,40	7,50	200,50	22,70	223,20	25,30	248,50	11,90	260,40
2.019	167,40	15,30	13,60	7,70	204,00	22,90	228,90	25,70	252,80	12,40	265,00
2.020	168,70	15,40	13,70	7,70	205,50	23,10	228,60	25,60	254,40	12,70	267,10

INDICES DEL SISTEMA

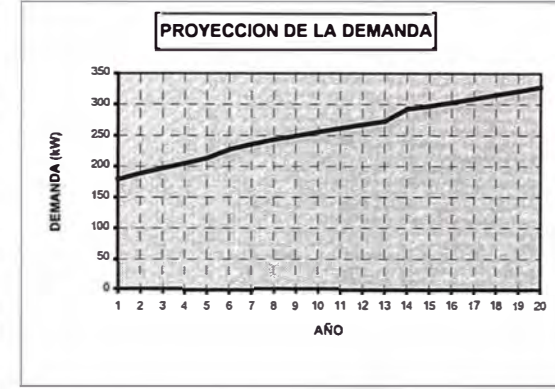
A Ñ O S	FACTOR DE CARGA	FACTOR DE SIMULTANEIDAD	KWH/ABON. ESID/AÑO	VATIOS/ABON. RES. COINCIDENTE	VATIOS/ABON. RES. NO COINCID.
2.001	0,284	0,320	270,20	113,30	354,08
2.002	0,285	0,320	275,70	114,80	358,75
2.003	0,285	0,320	281,50	116,40	363,75
2.004	0,287	0,320	285,90	117,30	366,58
2.005	0,288	0,320	290,80	118,40	370,00
2.006	0,288	0,320	295,30	119,40	373,13
2.007	0,289	0,320	300,30	120,50	378,58
2.008	0,291	0,320	303,50	120,90	377,61
2.009	0,292	0,320	308,00	121,80	380,63
2.010	0,294	0,320	311,60	122,30	382,19
2.011	0,295	0,320	315,70	123,00	384,38
2.012	0,297	0,320	319,00	123,30	385,31
2.013	0,298	0,320	322,90	124,00	387,50
2.014	0,299	0,320	326,30	124,40	388,75
2.015	0,300	0,320	329,80	124,90	390,31
2.016	0,302	0,320	333,70	125,40	391,88
2.017	0,304	0,320	337,00	125,80	393,13
2.018	0,305	0,320	340,80	126,30	394,89
2.019	0,307	0,320	343,90	126,50	395,31
2.020	0,309	0,320	346,20	126,60	395,63

CUADRO N° 3.11

**PROYECCIONES DEL CONSUMO DE ENERGIA Y DEMANDA DE POTENCIA
P.S.E. RAVIRA - PACARAOS**

PROYECCION DEL CONSUMO DE ENERGIA EN kWh

A Ñ O S	POBLACION	NUMERO DE FAMILIAS	NUMERO DE ABONADOS RESIDENCIALES	HORAS DE UTILIZACION DE SERVICIOS	CONSUMO SECTOR SERVICIOS					CONSUMO DE ALUMBRADO PUBLICO	ENERGIA VENDIDA	PERDIDAS EN DISTRIBUCION	TOTAL ENERGIA DISTRIBUIDA	PERDIDAS EN TRANSMISION	TOTAL ENERGIA REQUERIDA
					RESIDENCIAL	COMERCIAL	USO GENERAL	INDUSTRIAL MENOR	TOTAL						
2.001	3.930	985	711	1.420	174.720	8.418	8.418	4.924	196.480	64.131	260.611	15.636	276.247	3.537	279.784
2.002	3.971	996	738	1.431	185.883	8.943	8.943	5.230	208.799	64.822	273.621	16.417	290.038	3.643	293.681
2.003	4.013	1.007	764	1.442	196.556	9.468	9.468	5.537	221.029	65.536	286.565	17.195	303.760	4.163	307.923
2.004	4.056	1.018	785	1.453	205.485	9.899	9.899	5.788	231.071	66.122	297.193	17.831	315.024	4.462	319.486
2.005	4.097	1.027	810	1.464	216.179	10.408	10.408	6.082	243.073	66.820	309.893	18.594	326.487	4.802	333.289
2.006	4.141	1.038	828	1.476	223.334	10.822	10.822	6.326	251.910	67.423	329.333	19.760	349.093	5.259	354.352
2.007	4.186	1.049	849	1.487	233.818	11.919	11.919	6.913	273.939	68.242	342.181	20.531	362.712	5.632	368.344
2.008	4.228	1.060	871	1.498	243.540	12.596	12.596	7.291	285.672	69.940	354.512	21.299	375.781	6.009	381.790
2.009	4.272	1.072	898	1.509	251.325	13.124	13.124	7.598	294.891	69.715	364.408	21.863	386.269	6.360	392.629
2.010	4.319	1.084	908	1.520	259.720	13.895	13.895	8.003	304.526	70.490	375.016	22.503	397.521	6.733	404.254
2.011	4.364	1.095	923	1.531	267.708	14.240	14.240	8.209	313.897	71.181	385.078	23.104	408.182	7.108	415.290
2.012	4.409	1.108	940	1.543	275.856	14.797	14.797	8.524	323.466	71.898	395.362	23.722	419.084	7.499	428.583
2.013	4.457	1.115	955	1.554	283.132	15.288	15.288	8.793	331.984	72.505	404.489	24.289	428.738	7.878	438.618
2.014	4.502	1.130	974	1.564	292.218	15.811	15.811	9.053	350.599	73.429	432.998	25.679	458.677	8.639	487.818
2.015	4.551	1.140	988	1.578	299.200	16.393	16.393	9.394	368.188	74.083	442.269	26.535	468.804	9.053	477.857
2.016	4.598	1.152	1.005	1.588	307.710	17.028	17.028	9.718	378.895	74.684	453.579	27.215	480.794	9.518	490.312
2.017	4.647	1.164	1.021	1.599	315.878	17.718	17.718	10.028	388.458	75.633	464.091	27.844	491.935	9.978	501.913
2.018	4.697	1.178	1.038	1.610	324.318	18.474	18.474	10.324	399.057	76.929	475.586	28.535	504.121	10.471	514.592
2.019	4.748	1.189	1.054	1.621	332.584	19.288	19.288	10.601	408.237	77.254	486.491	29.190	515.881	10.985	526.646
2.020	4.796	1.204	1.071	1.632	341.248	19.822	19.822	10.809	416.888	78.201	498.087	29.887	527.974	11.488	539.480



PROYECCION DE DEMANDA DE POTENCIA EN kW

A Ñ O S	DEMANDA SECTOR SERVICIOS					MAXIMA DEMANDA DE ALUMBRADO PUBLICO	MAXIMA DEMANDA NETA	PERDIDAS EN DISTRIBUCION	MAXIMA DEMANDA DISTRIBUIDA	PERDIDAS EN TRANSMISION	TOTAL POTENCIA REQUERIDA
	RESIDENCIAL	COMERCIAL	USO GENERAL	INDUSTRIAL MENO	MAXIMA DEMANDA DE SERVICIOS						
2.001	123,10	5,90	5,90	3,40	138,30	14,80	152,90	21,10	174,00	5,20	179,20
2.002	129,90	6,20	6,20	3,60	145,90	14,80	160,70	22,10	182,80	5,70	188,50
2.003	136,40	6,50	6,50	3,60	153,20	15,00	168,20	23,10	191,30	6,10	197,40
2.004	141,50	6,80	6,80	4,00	159,10	15,10	174,20	23,90	198,10	6,80	204,70
2.005	147,70	7,10	7,10	4,10	166,00	15,30	181,30	24,90	206,20	7,10	213,30
2.006	151,40	10,30	10,00	5,70	177,40	15,40	192,60	26,50	219,30	7,70	227,00
2.007	157,20	10,70	10,40	6,00	184,30	15,80	199,90	27,40	227,30	8,30	235,60
2.008	162,70	11,10	10,70	6,20	190,70	15,70	206,40	28,30	234,70	8,60	243,50
2.009	168,70	11,30	11,00	6,30	195,30	15,90	211,20	28,90	240,10	9,20	249,30
2.010	171,00	11,60	11,30	6,50	200,40	16,10	218,50	29,80	246,10	9,70	255,60
2.011	174,90	11,90	11,50	6,80	204,90	16,30	221,20	30,20	251,40	10,20	261,60
2.012	178,90	12,20	11,80	6,80	209,70	16,40	228,10	30,80	258,90	10,70	267,60
2.013	182,30	12,40	12,00	6,90	213,60	16,60	230,20	31,40	261,60	11,20	272,60
2.014	187,00	17,90	16,00	9,00	229,90	16,80	248,70	33,80	280,30	12,20	292,50
2.015	190,00	16,20	16,30	9,10	233,80	16,90	250,50	34,10	284,80	12,70	297,30
2.016	193,90	16,60	16,60	9,30	238,40	17,10	255,50	34,70	290,20	13,30	303,50
2.017	197,60	16,90	17,00	9,50	243,00	17,30	260,30	35,30	295,80	13,80	308,40
2.018	201,70	19,30	17,30	9,70	248,00	17,50	265,50	35,90	301,40	14,40	315,80
2.019	205,30	19,70	17,60	9,80	252,40	17,80	270,00	36,50	308,50	15,00	321,50
2.020	209,30	20,00	17,90	10,00	257,20	17,90	275,10	37,10	312,20	15,60	327,80

INDICES DEL SISTEMA

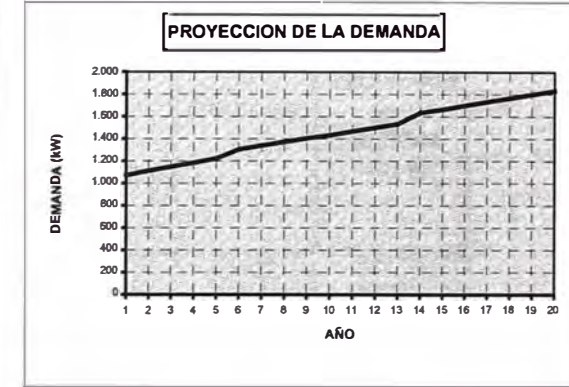
A Ñ O S	FACTOR DE CARGA	FACTOR DE SIMULTANEIDAD	KWH/ABON. ESID/AÑO	VATIOS/ABON. RES. COINCIDENTE	VATIOS/ABON. RES. NO COINCID.
2.001	0,178	0,320	245,60	173,20	541,25
2.002	0,178	0,320	251,70	176,00	550,00
2.003	0,178	0,320	257,30	176,50	557,81
2.004	0,178	0,320	261,60	180,30	563,44
2.005	0,178	0,320	266,90	182,50	570,31
2.006	0,178	0,320	270,40	183,30	572,81
2.007	0,179	0,320	275,20	185,20	578,75
2.008	0,179	0,320	279,70	186,90	584,06
2.009	0,180	0,320	283,10	187,60	586,88
2.010	0,180	0,320	288,70	188,80	590,00
2.011	0,181	0,320	290,10	189,80	592,50
2.012	0,182	0,320	293,50	190,40	595,00
2.013	0,183	0,320	296,50	191,00	596,88
2.014	0,183	0,320	300,10	192,00	600,00
2.015	0,184	0,320	302,90	192,30	600,94
2.016	0,184	0,320	308,20	193,00	603,13
2.017	0,185	0,320	309,20	193,60	605,00
2.018	0,186	0,320	312,50	194,30	607,19
2.019	0,187	0,320	315,80	194,80	608,75
2.020	0,188	0,320	318,70	195,50	610,94

CUADRO N° 3.12

**PROYECCIONES DEL CONSUMO DE ENERGIA Y DEMANDA DE POTENCIA
SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA**

PROYECCION DEL CONSUMO DE ENERGIA EN KWH

A Ñ O S	POBLACION	NUMERO DE FAMILIAS	NUMERO DE ABONADOS RESIDENCIALES	HORAS DE UTILIZACION DE SERVICIOS	CONSUMO SECTOR SERVICIOS					CONSUMO DE ALUMBRADO PUBLICO	ENERGIA VENDIDA	PERDIDAS EN DISTRIBUCION	TOTAL ENERGIA DISTRIBUIDO	PERDIDAS EN TRANSMISION	TOTAL ENERGIA REQUERIDA
					RESIDENCIAL	COMERCIAL	USO GENERAL	INDUSTRIAL MENOR	TOTAL						
2.001	22.104	5.502	4.431	2.025	1.519.656	73.270	73.270	42.880	1.709.076	359.976	2.089.052	124.141	2.193.193	31.040	2.224.233
2.002	22.351	5.563	4.652	2.040	1.589.802	76.827	76.827	44.836	1.787.692	363.939	2.151.631	129.108	2.280.939	33.465	2.314.404
2.003	22.609	5.629	4.666	2.055	1.657.470	79.656	79.656	46.711	1.863.893	368.198	2.232.091	133.927	2.366.018	35.953	2.401.971
2.004	22.864	5.690	4.770	2.070	1.722.832	83.000	83.000	48.544	1.937.376	372.146	2.309.522	138.574	2.448.096	38.495	2.486.591
2.005	23.121	5.762	4.885	2.085	1.792.697	86.323	86.323	50.463	2.018.006	376.669	2.392.695	143.564	2.536.259	41.220	2.577.479
2.006	23.385	5.824	4.977	2.101	1.851.642	128.193	122.769	70.837	2.171.241	380.760	2.552.021	153.122	2.705.143	45.367	2.750.510
2.007	23.653	5.891	5.078	2.117	1.918.934	130.753	127.169	73.192	2.250.066	385.130	2.635.198	158.112	2.793.310	48.348	2.841.658
2.008	23.925	5.958	5.171	2.132	1.979.011	134.848	131.168	75.480	2.320.505	389.508	2.710.011	162.801	2.872.812	51.269	2.923.881
2.009	24.189	6.021	5.261	2.148	2.041.070	139.060	135.249	77.833	2.393.212	393.599	2.786.811	167.207	2.954.018	54.327	3.008.345
2.010	24.469	6.089	5.348	2.164	2.099.135	143.002	139.069	80.031	2.461.237	398.063	2.859.320	171.560	3.030.880	57.397	3.088.277
2.011	24.750	6.162	5.446	2.180	2.167.541	147.653	143.586	82.834	2.541.414	402.753	2.944.167	176.848	3.120.815	60.815	3.181.630
2.012	25.028	6.232	5.535	2.197	2.228.691	151.875	147.878	84.868	2.614.232	407.244	3.021.478	181.291	3.202.787	64.184	3.286.951
2.013	25.319	6.305	5.628	2.213	2.298.192	156.408	152.076	87.520	2.692.198	411.982	3.104.178	186.257	3.290.435	67.773	3.358.209
2.014	25.604	6.374	5.711	2.228	2.358.887	226.797	203.223	113.391	2.800.078	416.510	3.316.588	198.993	3.515.581	74.288	3.589.869
2.015	25.899	6.445	5.797	2.246	2.420.827	232.690	208.677	116.437	2.878.831	421.088	3.399.717	203.981	3.603.698	78.182	3.681.680
2.016	26.193	6.523	5.886	2.263	2.487.219	239.345	214.469	119.670	3.080.703	426.172	3.486.875	209.211	3.696.086	82.274	3.778.360
2.017	26.499	6.599	5.975	2.278	2.552.668	245.633	220.108	122.815	3.141.222	431.011	3.572.233	214.333	3.788.566	86.428	3.872.994
2.018	26.800	6.678	6.062	2.295	2.619.441	252.054	225.860	126.025	3.223.380	436.021	3.659.401	219.570	3.876.971	90.747	3.969.718
2.019	27.113	6.749	6.153	2.311	2.688.586	258.710	231.824	129.352	3.308.472	440.834	3.749.306	224.959	3.974.265	95.251	4.069.518
2.020	27.421	6.829	6.236	2.327	2.753.498	264.954	237.425	132.470	3.388.347	445.972	3.834.319	230.057	4.064.376	99.744	4.164.120



PROYECCION DE DEMANDA DE POTENCIA EN KW

A Ñ O S	DEMANDA SECTOR SERVICIOS				MAXIMA DEMANDA DE ALUMBRADO PUBLICO	MAXIMA DEMANDA NETA	PERDIDAS EN DISTRIBUCION	MAXIMA DEMANDA DISTRIBUIDO	PERDIDAS EN TRANSMISION	TOTAL POTENCIA REQUERIDA	
	RESIDENCIAL	COMERCIAL	USO GENERAL	INDUSTRIAL MENO							
2.001	750,30	35,90	35,90	21,00	843,10	82,10	925,20	116,40	1.041,60	31,20	1.072,80
2.002	779,40	37,40	37,40	21,70	875,90	83,00	958,90	120,40	1.079,30	33,80	1.112,90
2.003	806,70	38,70	38,70	22,50	906,80	84,00	990,80	124,20	1.114,80	35,80	1.150,80
2.004	832,10	40,00	40,00	23,30	935,40	85,00	1.020,40	127,80	1.148,00	38,10	1.186,10
2.005	859,90	41,30	41,30	24,10	966,80	86,10	1.052,70	131,40	1.184,10	40,70	1.224,80
2.006	881,20	60,00	58,20	33,50	1.032,90	87,00	1.119,90	139,70	1.259,60	44,30	1.303,90
2.007	906,40	61,60	59,80	34,40	1.052,20	87,90	1.150,10	143,30	1.293,40	47,10	1.340,50
2.008	928,30	63,10	61,10	35,20	1.087,70	88,90	1.178,60	146,30	1.322,90	49,50	1.372,40
2.009	950,20	64,60	62,70	35,90	1.113,40	89,90	1.203,30	149,30	1.352,60	52,00	1.404,60
2.010	970,20	65,90	64,10	36,80	1.137,00	90,90	1.227,90	152,00	1.379,90	54,40	1.434,30
2.011	994,10	67,50	65,50	37,70	1.164,80	92,00	1.258,80	155,20	1.412,00	57,20	1.469,20
2.012	1.015,00	69,00	68,60	38,50	1.189,30	93,00	1.282,30	157,90	1.440,20	59,90	1.500,10
2.013	1.037,40	70,50	68,20	39,30	1.215,40	94,10	1.309,50	161,10	1.470,80	62,70	1.533,30
2.014	1.057,60	101,40	90,60	50,60	1.300,40	95,00	1.395,40	171,50	1.569,90	68,40	1.635,30
2.015	1.077,90	103,20	92,60	51,50	1.325,20	96,20	1.421,40	174,30	1.595,70	71,40	1.667,10
2.016	1.099,30	105,40	94,30	52,70	1.351,70	97,30	1.449,00	177,20	1.628,20	74,40	1.700,80
2.017	1.120,40	107,30	96,20	53,90	1.377,80	98,30	1.478,10	180,20	1.658,30	77,50	1.733,80
2.018	1.141,60	109,30	98,00	54,70	1.403,60	99,70	1.503,30	183,10	1.686,40	80,80	1.767,20
2.019	1.163,20	111,50	99,80	55,70	1.430,20	100,80	1.530,80	186,00	1.718,60	84,10	1.800,90
2.020	1.183,10	113,40	101,50	56,60	1.454,80	101,90	1.556,40	188,70	1.745,10	87,20	1.832,30

INDICES DEL SISTEMA

A Ñ O S	FACTOR DE CARGA	FACTOR DE SIMULTANEIDAD	KWH/ABON. ESID./AÑO	VATIOS/ABON. ES. COINCIDENTE	VATIOS/ABON. RES. NO COINCID.
2.001	0,231	0,320	342,96	169,33	529,16
2.002	0,233	0,320	349,25	171,22	535,07
2.003	0,235	0,320	355,22	172,89	540,28
2.004	0,236	0,320	361,16	174,44	545,14
2.005	0,238	0,320	367,02	176,03	550,09
2.006	0,240	0,320	372,04	177,05	553,30
2.007	0,242	0,320	377,89	178,50	557,60
2.008	0,243	0,320	382,71	179,52	561,00
2.009	0,245	0,320	387,96	180,81	564,41
2.010	0,247	0,320	392,51	181,41	566,92
2.011	0,249	0,320	398,01	182,54	570,43
2.012	0,251	0,320	402,83	183,36	573,06
2.013	0,253	0,320	407,99	184,33	576,03
2.014	0,254	0,320	412,85	185,19	578,71
2.015	0,256	0,320	417,57	185,94	581,07
2.016	0,258	0,320	422,42	186,70	583,44
2.017	0,260	0,320	427,22	187,51	585,98
2.018	0,262	0,320	432,11	188,32	588,50
2.019	0,264	0,320	436,96	189,05	590,77
2.020	0,266	0,320	441,55	189,72	592,88

CUADRO N° 3.13

**PROYECCION AL AÑO 20 DE LA MAXIMA DEMANDA EN KW
P.S.E. CANTA (BARRA 13,2 kV)**

AÑOS	OBRAJILLO	SAN MIGUEL	CANTA	PARIAMARCA	CARHUA	LACHAQUI	ARAHUAY	COLLO	SHIMAY	ARCHO	LICAHUASI	QUISO	ANTAMASA	OROBEL	HUAR HUAR	SUB-TOTAL	POTENCIA REQUERIDA DEL SISTEMA AÑO 20
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15		
2.001	9,30	8,40	208,00	18,70	15,40	32,00	16,10	7,80	1,60	1,60	1,60	0,40	0,20	1,10	1,80	324,00	317,90
2.002	9,70	8,60	213,80	19,20	16,10	33,10	16,30	8,00	1,60	1,60	1,60	0,40	0,20	1,30	1,80	333,30	327,50
2.003	10,00	9,20	219,60	20,00	16,40	33,70	16,90	8,60	1,90	1,60	1,60	0,40	0,20	1,30	1,80	343,20	337,00
2.004	10,80	9,40	225,50	20,50	16,60	34,50	17,20	8,90	2,10	1,60	1,60	0,40	0,40	1,30	2,00	352,80	347,50
2.005	11,10	10,00	230,50	20,70	16,90	35,40	17,80	9,20	2,10	1,90	1,90	0,40	0,40	1,30	2,30	361,90	356,70
2.006	11,90	10,60	245,40	22,00	18,30	37,70	18,80	9,80	2,20	1,90	1,90	0,40	0,40	1,60	2,40	385,30	380,20
2.007	12,20	10,90	250,60	22,60	18,60	38,30	19,00	10,10	2,20	1,90	1,90	0,40	0,40	1,60	2,40	393,10	388,00
2.008	12,60	11,10	255,90	22,80	18,90	38,90	19,70	10,40	2,20	2,20	2,20	0,40	0,40	1,60	2,40	401,70	396,80
2.009	13,00	11,40	261,10	23,30	19,20	39,80	19,90	10,60	2,20	2,20	2,20	0,40	0,40	1,60	2,50	409,80	405,20
2.010	13,30	11,70	265,40	23,50	19,50	40,70	20,20	10,90	2,40	2,20	2,20	0,40	0,40	1,60	2,50	416,90	412,80
2.011	13,60	11,90	271,70	24,10	19,80	41,00	20,80	11,20	2,40	2,20	2,20	0,50	0,40	1,60	2,60	426,00	422,30
2.012	13,70	12,20	276,00	24,60	20,20	42,00	21,10	11,40	2,70	2,50	2,50	0,60	0,40	1,60	2,60	434,10	430,60
2.013	14,00	12,50	281,40	24,80	20,50	42,60	21,40	11,50	2,70	2,50	2,50	0,60	0,40	1,60	2,90	441,90	438,50
2.014	14,90	13,30	299,70	26,60	21,70	45,50	22,70	12,60	2,80	2,50	2,50	0,60	0,40	1,90	3,00	470,70	468,00
2.015	15,20	13,50	305,20	26,80	22,10	45,80	22,90	12,80	2,80	2,50	2,50	0,60	0,40	1,90	3,00	478,00	475,80
2.016	15,30	13,80	309,80	27,80	22,90	46,80	23,60	12,90	2,85	2,50	2,50	0,60	0,40	1,90	3,00	486,65	484,30
2.017	15,60	14,00	314,40	28,00	23,20	47,50	24,40	13,10	2,85	2,50	2,50	0,60	0,40	2,20	3,20	494,45	493,00
2.018	16,00	14,10	320,10	28,20	23,50	48,20	24,60	13,40	3,00	2,50	2,50	0,60	0,40	2,20	3,20	502,50	501,40
2.019	16,40	14,30	325,70	28,80	23,80	49,10	24,90	13,70	3,00	2,50	2,50	0,90	0,40	2,20	3,30	511,50	510,70
2.020	16,80	14,90	330,30	29,00	24,20	49,80	25,20	14,00	3,00	2,80	2,80	0,90	0,40	2,20	3,30	519,60	519,30

CUADRO N° 3.14

**PROYECCION AL AÑO 20 DE LA MAXIMA DEMANDA EN KW
P.S.E. CANTA (BARRA 20 kV)**

AÑOS	ACOHACA	HUACOS	HUAROS	S. BUENAVENTURA	NUEVO SAN JOSE	APIO	SAN LORENZO	PAMPACOCHA	HUAMANTANGA	PURUCHUCO	QUIPAN	MARCO	RAUMA	SUMBILCA	HUANDARO	LLANCAY	CAPIA	SUB-TOTAL	POTENCIA REQUERIDA DEL SISTEMA AÑO 20
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17		
2.001	2,10	8,00	23,70	7,00	4,50	7,30	3,00	11,30	36,20	7,00	48,30	12,40	18,90	28,40	10,00	1,80	8,70	238,60	232,90
2.002	2,30	8,30	24,50	7,30	4,80	7,70	3,10	11,60	36,90	7,00	49,90	12,80	19,70	29,20	10,30	1,80	9,00	246,20	240,50
2.003	2,40	8,30	24,80	7,40	4,80	8,00	3,30	11,80	38,20	7,30	51,00	13,10	19,80	30,50	10,50	1,80	9,30	252,30	246,50
2.004	2,40	8,60	25,50	7,40	4,80	8,40	3,30	11,90	38,90	7,60	52,20	13,20	20,60	30,80	10,60	1,90	9,60	257,70	251,60
2.005	2,40	8,70	26,30	7,70	5,00	8,40	3,40	12,50	39,70	7,90	53,30	13,50	21,00	31,60	11,20	2,10	9,80	264,50	258,80
2.006	2,70	9,30	28,20	7,90	5,50	8,60	3,40	13,30	42,10	8,10	57,30	14,50	22,30	33,20	11,90	2,10	10,50	280,90	275,40
2.007	2,70	9,70	28,50	8,20	5,50	8,90	3,60	13,40	43,40	8,40	57,90	14,80	22,70	34,60	12,00	2,10	10,70	287,10	281,80
2.008	2,70	9,70	29,30	8,30	5,70	9,00	3,70	13,60	44,20	8,70	59,20	15,00	23,10	34,90	12,20	2,10	11,00	292,40	286,80
2.009	2,90	10,00	29,60	8,40	5,70	9,20	3,70	13,90	45,00	9,00	60,40	15,20	23,50	35,70	12,50	2,10	11,30	298,10	293,30
2.010	2,90	10,10	29,90	8,60	5,80	9,30	3,70	14,30	45,80	9,40	61,10	15,30	24,00	36,60	12,80	2,10	12,00	303,70	298,20
2.011	2,90	10,40	30,20	8,60	6,00	9,30	3,70	14,50	46,60	9,60	62,90	15,60	24,40	36,90	13,10	2,40	12,20	309,30	304,70
2.012	3,10	10,40	31,60	8,90	6,00	9,60	3,90	14,60	47,40	9,70	63,50	16,10	24,80	37,70	13,20	2,40	12,50	315,40	310,70
2.013	3,20	10,80	31,90	9,00	6,30	9,60	4,00	14,80	48,20	9,90	64,80	16,50	25,20	38,60	13,40	2,40	12,80	321,40	317,00
2.014	3,30	11,20	33,70	9,80	6,50	10,30	4,00	15,80	51,30	10,70	69,20	17,60	26,90	40,80	14,30	2,50	13,70	341,60	337,50
2.015	3,50	11,50	34,10	10,10	6,50	10,40	4,10	15,90	52,80	11,00	70,50	17,80	27,40	41,10	14,40	2,60	14,00	347,70	343,40
2.016	3,50	11,60	35,00	10,20	6,70	10,60	4,30	16,20	53,00	11,30	71,20	18,10	27,80	42,00	14,60	2,60	14,30	353,00	349,70
2.017	3,80	11,90	35,80	10,50	6,80	10,70	4,30	16,50	53,90	11,70	72,50	18,50	28,30	42,90	15,30	2,80	14,60	360,80	357,60
2.018	3,80	12,00	36,20	10,50	6,80	10,70	4,40	17,20	54,70	12,00	73,30	18,60	28,70	43,80	15,40	2,80	15,30	366,20	362,50
2.019	3,80	12,30	36,50	10,60	7,00	11,00	4,40	17,40	56,20	12,40	75,20	18,80	29,20	44,10	15,60	2,90	15,60	373,00	369,70
2.020	4,10	12,40	37,40	10,90	7,00	11,00	4,70	17,60	57,10	12,70	75,90	18,90	29,60	45,10	16,00	2,90	15,90	379,20	376,00

CUADRO N° 3.15

**PROYECCION AL AÑO 20 DE LA
MAXIMA DEMANDA EN KW
P.S.E. HUAROS**

AÑOS	CULLHUAY	POTENCIA REQUERIDA DEL SISTEMA AÑO 20
	1	
2.001	14,50	14,90
2.002	15,00	15,40
2.003	15,50	16,00
2.004	16,20	16,80
2.005	16,70	17,30
2.006	17,90	18,50
2.007	18,40	19,10
2.008	18,90	19,60
2.009	19,40	20,20
2.010	19,90	20,70
2.011	20,40	21,30
2.012	21,30	22,20
2.013	22,10	23,10
2.014	23,70	24,70
2.015	24,20	25,30
2.016	24,80	25,90
2.017	25,60	26,90
2.018	26,20	27,40
2.019	26,70	28,00
2.020	27,60	29,00

CUADRO N° 3.16

**PROYECCION AL AÑO 20 DE LA MAXIMA DEMANDA EN KW
P.S.E. YASO**

AÑOS	PICHUPICHU	YASO	APAN	HUANCHUY	LLIPATA	S. ROSA DE QUIVES	LA CABANA	LARANCOCHA	CHECTA	PUCARA	MAGDALENA	YANGAS	HUANCAYO ALTO	VISTA ALEGRE	PAY PAY ALTO	PAY PAY BAJO	LETICIA	BS. AS. DE LETICIA	SUB-TOTAL	POTENCIA REQUERIDA DEL SISTEMA AÑO 20
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18		
2.001	1,60	7,10	1,80	1,20	1,60	20,70	1,90	4,10	5,20	4,90	2,10	60,30	3,90	12,00	9,30	9,80	11,70	14,50	173,70	168,70
2.002	1,60	7,40	1,80	1,20	1,60	21,40	2,20	4,20	5,50	5,20	2,10	62,80	3,90	12,10	9,60	10,10	12,20	15,10	180,00	175,10
2.003	1,60	7,50	1,80	1,40	1,60	22,00	2,40	4,50	5,50	5,50	2,40	64,80	4,30	12,30	9,70	10,50	12,50	16,00	186,30	181,20
2.004	1,60	7,80	2,10	1,50	1,60	23,10	2,40	4,50	5,80	5,50	2,60	67,40	4,60	12,60	10,00	10,70	13,00	16,20	193,00	188,10
2.005	1,90	8,30	2,40	1,70	1,90	23,80	2,40	4,80	6,20	5,80	2,70	70,00	4,60	13,00	10,40	10,80	13,40	16,70	200,80	195,60
2.006	1,90	8,50	2,40	1,70	1,90	25,40	2,50	5,00	6,40	6,30	2,70	74,40	4,70	13,80	11,10	11,60	14,20	18,00	212,50	207,70
2.007	1,90	8,60	2,40	1,80	1,90	26,60	2,70	5,30	6,70	6,60	2,70	77,10	5,10	14,20	11,20	12,30	15,00	18,60	220,70	215,60
2.008	1,90	8,90	2,40	2,00	1,90	27,30	2,70	5,40	6,70	6,70	2,70	79,20	5,40	14,50	11,50	12,40	15,30	19,20	226,10	220,90
2.009	1,90	8,90	2,40	2,00	1,90	28,00	2,70	5,70	7,00	6,90	2,70	82,00	5,40	14,70	11,60	12,60	15,60	19,40	231,40	226,70
2.010	2,20	9,20	2,40	2,00	2,20	28,70	3,00	6,00	7,10	6,90	3,00	84,10	5,50	14,80	11,90	12,70	15,90	20,00	237,60	232,50
2.011	2,20	9,20	2,70	2,00	2,20	29,80	3,00	6,00	7,40	7,20	3,20	86,20	5,70	15,10	12,30	12,90	16,70	21,00	244,80	240,20
2.012	2,20	9,30	2,70	2,00	2,20	30,50	3,20	6,10	7,70	7,50	3,20	88,90	5,80	15,40	12,60	13,00	17,00	21,60	250,90	246,20
2.013	2,50	10,10	2,70	2,30	2,50	31,20	3,20	6,10	7,80	7,90	3,30	91,70	5,80	15,80	12,70	13,30	17,60	22,20	258,70	253,60
2.014	2,50	10,50	2,70	2,30	2,50	33,40	3,30	6,50	8,00	8,50	3,30	98,40	5,90	16,90	13,60	14,30	18,70	23,90	275,20	271,20
2.015	2,50	10,60	2,70	2,30	2,50	34,70	3,30	6,60	8,40	8,80	3,50	101,30	6,30	17,30	13,70	14,60	19,30	24,50	282,90	278,70
2.016	2,50	10,90	3,00	2,30	2,50	35,40	3,60	6,60	8,40	8,90	3,60	104,30	6,70	17,50	14,00	14,70	19,80	25,10	289,80	285,80
2.017	2,50	11,00	3,00	2,50	2,50	36,10	3,60	6,70	8,70	9,20	3,60	107,20	6,70	17,60	14,10	15,00	20,20	25,80	296,00	291,60
2.018	2,60	11,20	3,10	2,60	2,60	37,40	3,60	6,90	8,70	9,50	3,60	109,40	7,00	17,90	14,30	15,30	21,00	26,40	303,10	299,50
2.019	2,60	11,30	3,30	2,60	2,60	38,60	3,80	7,30	8,80	9,50	3,60	115,30	7,10	18,10	14,40	15,40	21,60	27,00	312,90	306,00
2.020	2,60	11,40	3,40	2,60	2,60	39,80	3,90	7,40	9,30	9,80	3,90	115,30	7,10	18,30	14,80	15,70	22,20	27,70	317,80	313,10

CUADRO N° 3.17

**PROYECCION AL AÑO 20 DE LA MAXIMA DEMANDA EN KW
P.S.E. HOYOS - ACOS**

AÑOS	ACOS	LAMPIAN	CANCHAPILCA	COTO	CARAC	SAN JUAN	HUASCOY	CORMO	HUAROQUIN	LA FLORIDA	S. A. HUAYOPAMPA	CUCAPUNCO	PALLAC	PISCOCOTO	LA PERLA BAJA	LA PERLA ALTA	SUB-TOTAL	POTENCIA REQUERIDA DEL SISTEMA AÑO 20
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16		
2.001	40,40	16,90	10,20	4,20	15,60	4,60	6,10	1,70	6,90	6,10	23,20	1,30	5,50	5,10	10,20	4,10	162,10	159,20
2.002	41,50	17,70	10,90	4,60	16,20	5,10	6,30	1,90	7,20	6,30	24,00	1,50	5,60	5,20	10,50	4,50	169,00	166,00
2.003	43,40	18,00	11,20	4,80	16,70	5,30	6,70	2,10	7,50	6,70	24,50	1,50	5,90	5,60	11,00	4,50	175,40	172,50
2.004	44,60	18,60	11,40	5,00	17,20	5,50	6,70	2,10	7,70	6,70	25,30	1,70	6,00	5,70	11,30	4,80	180,30	177,40
2.005	45,70	19,00	12,10	5,20	17,50	5,70	7,10	2,10	8,00	7,10	25,90	1,70	6,30	5,90	11,80	4,90	186,00	183,10
2.006	48,80	20,40	12,80	5,50	18,50	6,10	7,50	2,10	8,60	7,50	27,40	1,70	6,60	6,40	12,40	5,40	197,70	195,10
2.007	50,90	20,70	13,10	5,50	18,90	6,10	7,70	2,30	8,70	7,70	28,00	1,90	6,80	6,60	12,70	5,40	203,00	200,40
2.008	51,30	21,10	13,40	5,70	19,40	6,30	7,90	2,50	8,90	7,90	28,60	1,90	7,00	6,70	13,00	5,60	207,20	204,80
2.009	52,50	21,50	14,00	5,90	19,80	6,50	8,10	2,50	9,30	8,10	29,20	1,90	7,20	6,70	13,40	5,70	212,30	209,90
2.010	53,80	21,90	14,10	5,90	20,10	6,50	8,30	2,50	9,40	8,30	29,80	2,00	7,30	7,00	13,90	5,70	216,50	214,20
2.011	55,00	22,30	14,30	6,10	20,70	6,70	8,50	2,50	9,80	8,50	30,40	2,10	7,50	7,10	14,00	5,90	221,40	219,20
2.012	55,40	22,70	14,90	6,30	20,80	6,90	8,70	2,50	9,90	8,70	31,00	2,10	7,70	7,20	14,30	5,90	225,00	222,90
2.013	56,70	23,30	15,00	6,50	21,40	7,20	8,90	2,70	9,90	8,90	31,60	2,10	7,90	7,50	14,70	6,30	230,60	228,40
2.014	60,70	24,50	15,90	6,70	22,70	7,40	9,20	2,80	10,60	9,20	33,60	2,10	8,10	7,90	15,30	6,50	243,20	241,40
2.015	61,20	25,20	16,60	6,80	22,80	7,60	9,70	2,80	10,80	9,70	34,00	2,10	8,50	7,90	15,70	6,60	248,00	246,60
2.016	62,50	25,60	16,80	6,90	23,50	7,60	9,80	3,00	10,90	9,80	34,70	2,30	8,60	8,10	16,00	6,70	252,80	251,50
2.017	63,80	25,70	16,90	7,10	23,80	7,80	9,90	3,20	11,10	9,90	35,30	2,30	8,70	8,40	16,10	6,80	256,80	255,40
2.018	65,10	26,40	17,10	7,30	23,90	8,00	10,00	3,10	11,50	10,00	35,70	2,30	8,80	8,40	16,70	6,90	261,20	260,40
2.019	65,50	26,80	17,50	7,40	24,60	8,20	10,20	3,10	11,60	10,20	36,30	2,30	8,90	8,60	16,80	7,20	265,20	265,00
2.020	66,00	27,00	17,80	7,50	24,90	8,30	10,20	3,20	11,80	10,20	36,90	2,30	9,00	8,70	16,90	7,30	268,00	267,10

CUADRO N° 3.18**PROYECCION AL AÑO 20 DE LA MAXIMA DEMANDA EN KW
P.S.E. RAVIRA - PACARAOS**

AÑOS	PACARAOS	RAVIRA	VISCAS	VICHAYCOCHA	SANTA CATALINA	S. C. DE ANDAMARCA	CHAUCA	PIRCA	PASAC	RANCATAMA	CHISQUE	SAN JOSE DE BAÑOS	SUB-TOTAL	POTENCIA REQUERIDA DEL SISTEMA AÑO 20
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
2.001	24,20	5,60	12,30	24,30	8,70	17,80	6,90	32,40	9,50	4,50	15,50	18,80	180,50	179,20
2.002	25,20	6,40	12,80	25,70	9,40	18,80	7,20	33,80	9,80	4,50	16,60	19,40	189,60	188,50
2.003	26,70	6,40	13,40	26,70	10,00	19,40	7,60	35,50	10,20	4,90	17,20	20,40	198,40	197,40
2.004	27,80	6,70	14,00	27,40	10,30	20,40	7,90	36,90	10,60	4,90	17,50	21,00	205,40	204,70
2.005	28,50	7,10	14,60	28,40	11,00	21,10	8,30	38,30	11,20	5,30	18,20	22,00	214,00	213,30
2.006	30,40	7,30	15,50	30,70	11,60	22,60	8,50	40,90	11,50	5,40	19,60	23,60	227,60	227,00
2.007	31,50	7,70	15,70	31,70	11,90	23,40	8,90	41,90	12,20	5,80	20,50	24,70	235,90	235,60
2.008	32,80	8,00	16,40	32,40	12,70	24,00	9,40	43,40	12,50	5,80	21,10	25,30	243,80	243,50
2.009	33,40	8,10	17,00	33,60	13,30	24,20	9,60	44,50	12,60	6,30	21,40	25,60	249,60	249,30
2.010	34,20	8,30	17,20	34,20	13,70	24,90	9,90	45,60	13,10	6,50	22,10	26,30	256,00	255,80
2.011	34,90	8,40	17,90	35,00	14,00	25,70	10,10	46,60	13,30	6,60	22,40	26,90	261,80	261,60
2.012	35,60	8,60	18,00	35,80	14,20	26,60	10,30	47,70	13,60	6,60	23,10	27,70	267,80	267,60
2.013	36,80	8,80	18,20	36,20	15,00	26,90	10,50	48,30	14,30	6,80	23,20	27,90	272,90	272,80
2.014	38,90	9,70	19,70	38,90	16,50	28,70	11,20	51,60	14,80	7,20	24,90	30,50	292,60	292,50
2.015	39,60	9,70	20,00	39,50	16,80	29,40	11,40	52,70	15,10	7,30	25,20	30,70	297,40	297,30
2.016	40,30	9,80	20,60	40,50	17,10	29,70	11,60	53,90	15,20	7,50	26,00	31,40	303,60	303,50
2.017	41,30	10,00	20,20	41,00	17,90	30,50	12,20	55,10	15,50	7,70	26,30	31,80	309,50	309,40
2.018	41,90	10,20	21,20	42,10	18,20	30,90	12,50	55,70	16,10	8,00	26,70	32,40	315,90	315,80
2.019	42,70	10,40	21,50	42,30	18,40	31,80	12,70	56,70	16,30	8,20	27,50	33,10	321,60	321,50
2.020	43,40	10,70	22,30	43,60	19,20	32,20	12,90	57,40	16,60	8,40	27,80	33,40	327,90	327,80

CUADRO N° 3.19

**BALANCE OFERTA - DEMANDA DE POTENCIA
CONFIGURACION ACTUAL DEL SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA**

A Ñ O S	PSE CANTA (BARRA 13.2 kV)			PSE CANTA (BARRA 20 kV)			PSE HUAROS			PSE YASO			PSE HOYOS - ACOS			PSE RAVIRA - PACARAOS		
	OFERTA	DEMANDA	BALANCE	OFERTA	DEMANDA	BALANCE	OFERTA	DEMANDA	BALANCE	OFERTA	DEMANDA	BALANCE	OFERTA	DEMANDA	BALANCE	OFERTA	DEMANDA	BALANCE
2.001	450,0	295,4	154,6	450,0	48,9	401,1	43,2	39,3	3,9	171,0	164,9	6,1	252,0	158,4	93,6	135,0	67,8	67,2
2.002	450,0	304,5	145,5	450,0	50,4	399,6	43,2	40,6	2,6	171,0	170,8	0,2	252,0	165,1	86,9	135,0	71,8	63,2
2.003	450,0	312,9	137,1	450,0	51,6	398,4	43,2	41,4	1,8	171,0	176,6	-5,6	252,0	171,6	80,4	135,0	74,9	60,1
2.004	450,0	322,3	127,7	450,0	52,3	397,7	43,2	43,0	0,2	171,0	183,4	-12,4	252,0	176,3	75,7	135,0	78,5	56,5
2.005	450,0	330,0	120,0	450,0	53,9	396,1	43,2	44,4	-1,2	171,0	190,0	-19,0	252,0	182,0	70,0	135,0	81,3	53,7
2.006	450,0	352,1	97,9	450,0	57,1	392,9	43,2	47,6	-4,4	171,0	202,1	-31,1	252,0	194,1	57,9	135,0	86,1	48,9
2.007	450,0	359,8	90,2	450,0	58,9	391,1	43,2	48,4	-5,2	171,0	209,9	-38,9	252,0	199,1	52,9	135,0	89,1	45,9
2.008	450,0	367,3	82,7	450,0	60,0	390,0	43,2	49,9	-8,7	171,0	215,1	-44,1	252,0	203,6	48,4	135,0	92,5	42,5
2.009	450,0	375,6	74,4	450,0	60,8	389,2	43,2	50,8	-7,6	171,0	220,9	-49,9	252,0	208,8	43,2	135,0	94,6	40,4
2.010	450,0	382,4	67,6	450,0	62,1	387,9	43,2	51,7	-8,5	171,0	226,4	-55,4	252,0	212,9	39,1	135,0	96,3	38,7
2.011	450,0	391,0	59,0	450,0	63,2	386,8	43,2	52,6	-9,4	171,0	233,9	-62,9	252,0	217,9	34,1	135,0	99,2	35,8
2.012	450,0	397,8	52,2	450,0	64,5	385,5	43,2	54,9	-11,7	171,0	239,7	-68,7	252,0	221,7	30,3	135,0	101,4	33,6
2.013	450,0	405,6	44,4	450,0	65,7	384,3	43,2	56,1	-12,9	171,0	246,7	-75,7	252,0	227,2	24,8	135,0	103,6	31,4
2.014	450,0	432,6	17,4	450,0	70,1	379,9	43,2	59,7	-16,5	171,0	264,2	-93,2	252,0	240,2	11,8	135,0	110,6	24,4
2.015	450,0	440,3	9,7	450,0	72,0	378,0	43,2	60,7	-17,5	171,0	271,8	-100,8	252,0	245,2	6,8	135,0	112,3	22,7
2.016	450,0	448,5	1,5	450,0	72,7	377,3	43,2	62,2	-19,0	171,0	278,4	-107,4	252,0	250,1	1,9	135,0	114,5	20,5
2.017	450,0	455,6	-5,6	450,0	74,1	375,9	43,2	64,1	-20,9	171,0	284,1	-113,1	252,0	254,1	-2,1	135,0	117,3	17,7
2.018	450,0	463,5	-13,5	450,0	74,9	375,1	43,2	65,1	-21,9	171,0	292,0	-121,0	252,0	259,0	-7,0	135,0	119,1	15,9
2.019	450,0	472,3	-22,3	450,0	76,8	373,2	43,2	66,1	-22,9	171,0	298,0	-127,0	252,0	263,6	-11,6	135,0	121,3	13,7
2.020	450,0	479,9	-29,9	450,0	78,2	371,8	43,2	68,0	-24,8	171,0	305,4	-134,4	252,0	265,9	-13,9	135,0	124,1	10,9

A Ñ O S	S.E.R. CANTA		
	OFERTA	DEMANDA	BALANCE
2.001	1.501,2	774,7	726,5
2.002	1.501,2	803,2	698,0
2.003	1.501,2	829,0	672,2
2.004	1.501,2	855,8	645,4
2.005	1.501,2	881,6	619,6
2.006	1.501,2	939,1	562,1
2.007	1.501,2	965,2	536,0
2.008	1.501,2	988,4	512,8
2.009	1.501,2	1.011,5	489,7
2.010	1.501,2	1.031,8	469,4
2.011	1.501,2	1.057,8	443,4
2.012	1.501,2	1.080,0	421,2
2.013	1.501,2	1.104,9	396,3
2.014	1.501,2	1.177,4	323,8
2.015	1.501,2	1.202,3	298,9
2.016	1.501,2	1.226,4	274,8
2.017	1.501,2	1.249,3	251,9
2.018	1.501,2	1.273,6	227,6
2.019	1.501,2	1.298,1	203,1
2.020	1.501,2	1.321,5	179,7

CUADRO N° 3.20

BALANCE OFERTA - DEMANDA DE POTENCIA (kW)
CONFIGURACION PROYECTADA DEL SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA

A Ñ O S	S.E. 320 kVA (13,2/20 kV)			PSE CANTA (BARRA 13,2 kV)			PSE CANTA (BARRA 20 kV)			PSE HUAROS			PSE YASO			PSE HOYOS - ACOS			PSE RAVIRA - PACARAOS		
	OFERTA	DEMANDA	BALANCE	OFERTA	DEMANDA	BALANCE	OFERTA	DEMANDA	BALANCE	OFERTA	DEMANDA	BALANCE	OFERTA	DEMANDA	BALANCE	OFERTA	DEMANDA	BALANCE	OFERTA	DEMANDA	BALANCE
2.001	288,0	81,4	226,6	450,0	317,9	132,1	450,0	232,9	217,1	43,2	14,9	28,3	171,0	188,7	2,3	252,0	159,2	92,8	135,0	179,2	-44,2
2.002	288,0	64,3	223,7	450,0	327,5	122,5	450,0	240,5	209,5	43,2	15,3	27,9	171,0	175,1	-4,1	252,0	188,0	68,0	135,0	188,5	-53,5
2.003	288,0	66,2	221,8	450,0	337,0	113,0	450,0	246,5	203,5	43,2	16,0	27,2	171,0	181,2	-10,2	252,0	172,5	79,5	135,0	197,4	-62,4
2.004	288,0	68,7	219,3	450,0	347,5	102,5	450,0	251,6	198,4	43,2	16,8	26,4	171,0	188,1	-17,1	252,0	177,4	74,6	135,0	204,7	-69,7
2.005	288,0	70,4	217,6	450,0	356,7	93,3	450,0	258,8	191,2	43,2	17,3	25,9	171,0	195,8	-24,8	252,0	183,1	68,9	135,0	213,3	-78,3
2.006	288,0	75,6	212,4	450,0	380,2	69,8	450,0	275,4	174,6	43,2	18,5	24,7	171,0	207,7	-36,7	252,0	195,1	58,9	135,0	227,0	-92,0
2.007	288,0	77,6	210,4	450,0	388,0	62,0	450,0	281,8	188,2	43,2	19,1	24,1	171,0	215,8	-44,8	252,0	200,4	51,8	135,0	235,8	-100,6
2.008	288,0	79,1	208,9	450,0	396,8	53,2	450,0	288,8	183,2	43,2	19,6	23,6	171,0	220,9	-49,9	252,0	204,8	47,2	135,0	243,5	-106,5
2.009	288,0	81,1	206,9	450,0	405,2	44,8	450,0	293,3	158,7	43,2	20,2	23,0	171,0	228,7	-55,7	252,0	209,9	42,1	135,0	249,3	-114,3
2.010	288,0	83,7	204,3	450,0	412,8	37,2	450,0	298,2	151,8	43,2	20,8	22,4	171,0	232,5	-61,5	252,0	214,2	37,8	135,0	255,8	-120,8
2.011	288,0	85,6	202,4	450,0	422,3	27,7	450,0	304,7	145,3	43,2	21,2	22,0	171,0	240,2	-69,2	252,0	219,2	32,8	135,0	261,8	-128,6
2.012	288,0	87,3	200,7	450,0	430,6	19,4	450,0	310,7	139,3	43,2	22,1	21,1	171,0	248,2	-75,2	252,0	222,9	29,1	135,0	267,8	-132,6
2.013	288,0	88,8	199,2	450,0	438,5	11,5	450,0	317,0	133,0	43,2	23,0	20,2	171,0	253,8	-82,6	252,0	228,4	23,6	135,0	272,8	-137,8
2.014	288,0	94,3	193,7	450,0	468,0	-18,0	450,0	337,5	112,5	43,2	24,7	18,5	171,0	271,2	-100,2	252,0	241,4	10,6	135,0	292,5	-157,5
2.015	288,0	96,1	191,9	450,0	475,8	-25,8	450,0	343,4	106,6	43,2	25,3	17,9	171,0	278,7	-107,7	252,0	246,6	5,4	135,0	297,3	-162,3
2.016	288,0	97,7	190,3	450,0	484,3	-34,3	450,0	349,7	100,3	43,2	25,8	17,4	171,0	285,8	-114,8	252,0	251,5	0,5	135,0	303,5	-168,5
2.017	288,0	99,7	188,3	450,0	493,0	-43,0	450,0	357,6	92,4	43,2	26,8	16,4	171,0	291,8	-120,8	252,0	255,4	-3,4	135,0	309,4	-174,4
2.018	288,0	101,7	186,3	450,0	501,4	-51,4	450,0	362,5	87,5	43,2	27,8	15,6	171,0	299,5	-128,5	252,0	260,4	-8,4	135,0	315,8	-180,8
2.019	288,0	102,9	185,1	450,0	510,7	-60,7	450,0	369,7	80,3	43,2	28,0	15,2	171,0	306,0	-135,0	252,0	265,0	-13,0	135,0	321,5	-188,5
2.020	288,0	105,9	182,1	450,0	519,3	-69,3	450,0	378,0	74,0	43,2	29,0	14,2	171,0	313,1	-142,1	252,0	287,1	-15,1	135,0	327,8	-192,8

A Ñ O S	S.E.R. CANTA			S.E.R. CANTA + C.H. BAÑOS				
	OFERTA	DEMANDA	BALANCE	OFERTA			DEMANDA S.E.R. CANT	BALANCE TOTAL
				S.E.R. CANTA	C.H. BAÑOS	TOTAL		
2.001	1.501,2	1.072,8	428,4	1.501,2	1.200,0	2.701,2	1.072,8	1.628,4
2.002	1.501,2	1.112,9	388,3	1.501,2	1.200,0	2.701,2	1.112,9	1.588,3
2.003	1.501,2	1.150,8	350,6	1.501,2	1.200,0	2.701,2	1.150,8	1.550,6
2.004	1.501,2	1.188,1	315,1	1.501,2	1.200,0	2.701,2	1.188,1	1.515,1
2.005	1.501,2	1.224,8	278,4	1.501,2	1.200,0	2.701,2	1.224,8	1.478,4
2.006	1.501,2	1.303,9	197,3	1.501,2	1.200,0	2.701,2	1.303,9	1.397,3
2.007	1.501,2	1.340,5	160,7	1.501,2	1.200,0	2.701,2	1.340,5	1.360,7
2.008	1.501,2	1.372,4	128,8	1.501,2	1.200,0	2.701,2	1.372,4	1.326,6
2.009	1.501,2	1.404,6	96,8	1.501,2	1.200,0	2.701,2	1.404,6	1.296,6
2.010	1.501,2	1.434,3	68,9	1.501,2	1.200,0	2.701,2	1.434,3	1.266,9
2.011	1.501,2	1.469,2	32,0	1.501,2	1.200,0	2.701,2	1.469,2	1.232,0
2.012	1.501,2	1.500,1	1,1	1.501,2	1.200,0	2.701,2	1.500,1	1.201,1
2.013	1.501,2	1.533,3	-32,1	1.501,2	1.200,0	2.701,2	1.533,3	1.167,9
2.014	1.501,2	1.635,3	-134,1	1.501,2	1.200,0	2.701,2	1.635,3	1.065,9
2.015	1.501,2	1.687,1	-185,9	1.501,2	1.200,0	2.701,2	1.687,1	1.034,1
2.016	1.501,2	1.700,6	-199,4	1.501,2	1.200,0	2.701,2	1.700,6	1.000,6
2.017	1.501,2	1.733,8	-232,6	1.501,2	1.200,0	2.701,2	1.733,8	967,4
2.018	1.501,2	1.787,2	-286,0	1.501,2	1.200,0	2.701,2	1.787,2	934,0
2.019	1.501,2	1.800,9	-299,7	1.501,2	1.200,0	2.701,2	1.800,9	900,3
2.020	1.501,2	1.832,3	-331,1	1.501,2	1.200,0	2.701,2	1.832,3	866,9

CUADRO N° 3.21

BALANCE OFERTA - DEMANDA DE POTENCIA
 CONFIGURACION PROYECTADA DEL SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA
 (OPERANDO SOLO LA C.H. CANTA y LA C.H. BAÑOS 4)

AÑOS	S.E. 320 kVA (13,2/20 kV)			PSE CANTA (BARRA 13,2 kV)			PSE CANTA (BARRA 20 kV)			PSE HUAROS			PSE YASO			PSE HOYOS - ACOS			PSE RAVIRA - PACARAOS		
	OFERTA	DEMANDA	BALANCE	OFERTA	DEMANDA	BALANCE	OFERTA	DEMANDA	BALANCE	OFERTA	DEMANDA	BALANCE	OFERTA	DEMANDA	BALANCE	OFERTA	DEMANDA	BALANCE	OFERTA	DEMANDA	BALANCE
2.001	288,0	61,4	226,6	450,0	317,9	132,1	450,0	232,9	217,1	0,0	14,9	-14,9	0,0	168,7	-168,7	0,0	159,2	-159,2	0,0	179,2	-179,2
2.002	288,0	64,3	223,7	450,0	327,5	122,5	450,0	240,5	209,5	0,0	15,3	-15,3	0,0	175,1	-175,1	0,0	166,0	-166,0	0,0	188,5	-188,5
2.003	288,0	66,2	221,8	450,0	337,0	113,0	450,0	248,5	203,5	0,0	18,0	-18,0	0,0	181,2	-181,2	0,0	172,5	-172,5	0,0	197,4	-197,4
2.004	288,0	68,7	219,3	450,0	347,5	102,5	450,0	251,6	198,4	0,0	16,8	-16,8	0,0	188,1	-188,1	0,0	177,4	-177,4	0,0	204,7	-204,7
2.005	288,0	70,4	217,6	450,0	356,7	93,3	450,0	258,8	191,2	0,0	17,3	-17,3	0,0	195,6	-195,6	0,0	183,1	-183,1	0,0	213,3	-213,3
2.006	288,0	75,6	212,4	450,0	380,2	69,8	450,0	275,4	174,6	0,0	18,5	-18,5	0,0	207,7	-207,7	0,0	195,1	-195,1	0,0	227,0	-227,0
2.007	288,0	77,6	210,4	450,0	388,0	62,0	450,0	281,8	168,2	0,0	19,1	-19,1	0,0	215,6	-215,6	0,0	200,4	-200,4	0,0	235,6	-235,6
2.008	288,0	79,1	208,9	450,0	396,8	53,2	450,0	288,8	163,2	0,0	19,8	-19,8	0,0	220,9	-220,9	0,0	204,8	-204,8	0,0	243,5	-243,5
2.009	288,0	81,1	206,9	450,0	405,2	44,8	450,0	293,3	156,7	0,0	20,2	-20,2	0,0	226,7	-226,7	0,0	209,9	-209,9	0,0	249,3	-249,3
2.010	288,0	83,7	204,3	450,0	412,8	37,2	450,0	298,2	151,8	0,0	20,8	-20,8	0,0	232,5	-232,5	0,0	214,2	-214,2	0,0	255,8	-255,8
2.011	288,0	85,6	202,4	450,0	422,3	27,7	450,0	304,7	145,3	0,0	21,2	-21,2	0,0	240,2	-240,2	0,0	219,2	-219,2	0,0	261,6	-261,6
2.012	288,0	87,3	200,7	450,0	430,8	19,4	450,0	310,7	139,3	0,0	22,1	-22,1	0,0	246,2	-246,2	0,0	222,9	-222,9	0,0	267,6	-267,6
2.013	288,0	88,8	199,2	450,0	438,5	11,5	450,0	317,0	133,0	0,0	23,0	-23,0	0,0	253,8	-253,8	0,0	228,4	-228,4	0,0	272,8	-272,8
2.014	288,0	94,3	193,7	450,0	468,0	-18,0	450,0	337,5	112,5	0,0	24,7	-24,7	0,0	271,2	-271,2	0,0	241,4	-241,4	0,0	292,5	-292,5
2.015	288,0	98,1	191,9	450,0	475,8	-25,8	450,0	343,4	106,8	0,0	25,3	-25,3	0,0	278,7	-278,7	0,0	248,8	-248,8	0,0	297,3	-297,3
2.016	288,0	97,7	190,3	450,0	484,3	-34,3	450,0	349,7	100,3	0,0	25,8	-25,8	0,0	285,8	-285,8	0,0	251,5	-251,5	0,0	303,5	-303,5
2.017	288,0	99,7	188,3	450,0	493,0	-43,0	450,0	357,8	92,4	0,0	28,8	-28,8	0,0	291,6	-291,6	0,0	255,4	-255,4	0,0	309,4	-309,4
2.018	288,0	101,7	186,3	450,0	501,4	-51,4	450,0	362,5	87,5	0,0	27,8	-27,8	0,0	299,5	-299,5	0,0	260,4	-260,4	0,0	315,8	-315,8
2.019	288,0	102,9	185,1	450,0	510,7	-60,7	450,0	369,7	80,3	0,0	28,0	-28,0	0,0	306,0	-306,0	0,0	265,0	-265,0	0,0	321,5	-321,5
2.020	288,0	105,9	182,1	450,0	519,3	-69,3	450,0	378,0	74,0	0,0	29,0	-29,0	0,0	313,1	-313,1	0,0	267,1	-267,1	0,0	327,8	-327,8

AÑOS	S.E.R. CANTA			S.E.R. CANTA + C.H. BAÑOS				
	OFERTA	DEMANDA	BALANCE	OFERTA			DEMANDA S.E.R. CANT	BALANCE TOTAL
				S.E.R. CANTA	C.H. BAÑOS	TOTAL		
2.001	900,0	1.072,8	-172,8	900,0	1.200,0	2.100,0	1.072,8	1.027,2
2.002	900,0	1.112,9	-212,9	900,0	1.200,0	2.100,0	1.112,9	987,1
2.003	900,0	1.150,6	-250,6	900,0	1.200,0	2.100,0	1.150,6	949,4
2.004	900,0	1.186,1	-286,1	900,0	1.200,0	2.100,0	1.186,1	913,9
2.005	900,0	1.224,8	-324,8	900,0	1.200,0	2.100,0	1.224,8	875,2
2.006	900,0	1.303,9	-403,9	900,0	1.200,0	2.100,0	1.303,9	796,1
2.007	900,0	1.340,5	-440,5	900,0	1.200,0	2.100,0	1.340,5	759,5
2.008	900,0	1.372,4	-472,4	900,0	1.200,0	2.100,0	1.372,4	727,6
2.009	900,0	1.404,6	-504,6	900,0	1.200,0	2.100,0	1.404,6	695,4
2.010	900,0	1.434,3	-534,3	900,0	1.200,0	2.100,0	1.434,3	665,7
2.011	900,0	1.469,2	-569,2	900,0	1.200,0	2.100,0	1.469,2	630,8
2.012	900,0	1.500,1	-600,1	900,0	1.200,0	2.100,0	1.500,1	599,9
2.013	900,0	1.533,3	-633,3	900,0	1.200,0	2.100,0	1.533,3	566,7
2.014	900,0	1.635,3	-735,3	900,0	1.200,0	2.100,0	1.635,3	464,7
2.015	900,0	1.667,1	-767,1	900,0	1.200,0	2.100,0	1.667,1	432,9
2.016	900,0	1.700,6	-800,6	900,0	1.200,0	2.100,0	1.700,6	399,4
2.017	900,0	1.733,6	-833,6	900,0	1.200,0	2.100,0	1.733,6	366,2
2.018	900,0	1.767,2	-867,2	900,0	1.200,0	2.100,0	1.767,2	332,8
2.019	900,0	1.800,9	-900,9	900,0	1.200,0	2.100,0	1.800,9	299,1
2.020	900,0	1.832,3	-932,3	900,0	1.200,0	2.100,0	1.832,3	267,7

Proyecciones del Consumo de Energía y Máxima Demanda

Los resultados de la proyección del Consumo de Energía y de Demanda de Potencia, para los Pequeños Sistemas Eléctricos de Canta (Barras de 13,2 kV y 20 kV), Huaros, Yaso, Hoyos-Acos y Ravira-Pacaraos, y del Sistema Eléctrico Regional de Canta, se muestran en los Cuadros N° 3.6, 3.7, 3.8, 3.9, 3.10, 3.11 y 3.12 respectivamente.

En el Cuadro N° 3.12 se observa que los requerimientos de demanda de potencia para el SER Canta tanto para el año 1 (2 001) como para el año 20 (2 020) son de 1 072,80 kW y 1 832,30 kW, respectivamente.

En los Cuadros N° 3.13, 3.14, 3.15, 3.16, 3.17 y 3.18, se muestran las proyecciones de la Demanda de Potencia de los 05 PP.SS.EE. distribuido por localidades.

3.4 Balance Oferta – Demanda

En base a la información disponible de la oferta de generación (ver Cuadro N° 2.1) y los resultados de la máxima demanda proyectada se han elaborado los Cuadros N° 3.19, 3.20 y 3.21, de balance de Oferta-Demanda de potencia.

En el Cuadro N° 3.19, se muestra el balance Oferta-Demanda de potencia de cada uno de los 05 PP.SS.EE., con la configuración actual del sistema, operando cada P.S.E. en forma aislada, con su central hidroeléctrica asociada. Como se observa existe déficit de oferta de potencia en los PP.SS.EE. Canta (Barra 13.2 kV), Huaros, Yaso y Hoyos-Acos a partir de los años 17 avo., 5to., 3ero. y 17 avo. respectivamente.

También en este cuadro se muestra el balance Oferta-Demanda de potencia del sistema integral, en el cual se observa que la oferta total del sistema de 1 501.2 kW cubre la demanda total hasta el año final del horizonte de planeamiento, que es de

1 321.5 kW, en el caso hipotético de interconectar los 05 PP.SS.EE., a fin de satisfacer la demanda requerida en todo el sistema.

En el Cuadro N° 3.20, a diferencia del cuadro anterior, con la configuración proyectada del sistema, es decir con la electrificación de localidades sin servicio eléctrico, se observa un déficit de oferta de potencia en los PP.SS.EE. Canta (Barra 13.2 kV), Yaso, Hoyos-Acos y Ravira-Pacaraos a partir de los años 14 avo., 2do., 17avo., y 1ero. respectivamente. Se observa a su vez el balance Oferta-Demanda en la Subestación Elevadora 13.2/20 kV de 320 kVA, nó existiendo en esta última, déficit en el horizonte de planeamiento.

Se muestra además el balance Oferta-Demanda de potencia del sistema integral, en el cual se interconectan los 05 PP.SS.EE., observándose que la oferta total del sistema, de 1 501.2 kW, no cubre la demanda de potencia total a partir del 13 avo. año; para lo cual se consideraría a partir del mismo, la inclusión al sistema de la oferta existente de la C.H. de Baños 4 de 1 200 kW para cubrir el déficit de oferta de potencia.

Es importante señalar que las CC.HH. de Canta y de Baños 4 cuentan con recursos hídricos de tal magnitud que garantizan el suministro de energía durante todo el año y en forma continua durante las 24 horas del día, a diferencia de las demás centrales cuya deficiencia de recursos hídricos, origina continuas y prolongadas restricciones en el servicio.

Por lo señalado, en el Cuadro N° 3.21, se muestra el balance Oferta-Demanda de potencia del sistema integral, operando únicamente las CC.HH. de Canta y de Baños 4, observándose que la oferta total del sistema, de 900 kW, no cubre la demanda de potencia total a partir del 1er. año; para lo cual deberá considerarse la

inclusión al sistema de la oferta de la C.H. de Baños 4 de 1 200 kW para cubrir el déficit de oferta de potencia, debiendo entrar en operación a partir del 1er. año (2 001).

Con la operación de sólo 02 Centrales Hidroeléctricas en lugar de 06, se reducirían los costos operativos de las mismas.

Finalmente, señalamos que la configuración del sistema interconectado, deberá considerar como fuentes de energía principales del sistema, las proporcionadas por las Centrales Hidroeléctricas de Canta y la de Baños 4, manteniendo las demás centrales como reserva.

En el siguiente capítulo, sobre la base de lo señalado en el párrafo anterior, se planteará la alternativa de interconexión óptima, la cual comprenderá la instalación de líneas primarias de interconexión y de subestaciones adecuadoras de tensión.

3.5 Resultado del Análisis

3.5.1 La determinación de la demanda proyectada de potencia y energía del Sistema Eléctrico Regional de Canta, es fundamental para su planificación, toda vez que sus magnitudes influirán significativamente en el dimensionamiento y etapas de ejecución de los proyectos de líneas y redes de distribución a implementarse.

3.5.2 En ese sentido, el objetivo principal del estudio del mercado eléctrico, es cuantificar estos requerimientos, de demanda de potencia y energía para cada una de las localidades que conforman el sistema, debiendo efectuarse en la forma más detallada posible, con las limitaciones originadas por una información insuficiente y confiable, y por la incertidumbre que significa el futuro para todo trabajo de pronóstico.

3.5.3 Cada localidad aislada tiene sus propias características con respecto a la densidad familiar, tasa de crecimiento poblacional; infraestructuras existentes, recursos naturales, demanda para fines productivos, proyectos de desarrollo, etc. En consecuencia, cada localidad rural aislada prevista a ser electrificada, necesita una evaluación específica de su potencial de desarrollo y su futura demanda de energía eléctrica. Es solo así que se puede obtener datos pertinentes y confiables.

3.5.4 La metodología utilizada para la Proyección del Consumo de Energía y de la Máxima Demanda en el presente informe, se basa en una relación funcional creciente entre el consumo de energía por abonado doméstico (kWh/abonado) y el número de abonados estimados para cada año. En la cual la expansión urbana como consecuencia del crecimiento poblacional está íntimamente vinculada con el desarrollo de actividades productivas mejorando los niveles de ingreso y por ende, el crecimiento del consumo de energía eléctrica.

3.5.5 Los Cuadros N° 3.19 y N° 3.20, nos muestra el balance de potencia por cada PSE, con la configuración actual y la configuración proyectada respectivamente. En ambos casos encontramos déficit de potencia en algunos PSE's. Para cubrir este déficit de potencia, se plantea en primera instancia la interconexión de los 05 PSE's, para lo cual, observando el balance general del SER Canta, con la configuración actual el balance al año 20 es de 179.7 kW; con la configuración proyectada, considerando la inclusión de las 15 localidades sin servicio eléctrico, se encuentra un déficit de potencia a partir del año 13, donde al año 20 llegaría a -331.1 kW. Esta alternativa de interconexión es desfavorable debido a

que se mantendría en algunos PSE's el servicio eléctrico en forma restringida, además de la imposibilidad de electrificar a las 15 localidades referidas.

3.5.6 Frente a esta situación se plantea la incorporación al sistema de la C.H. Baños 4 de 1200 kW de potencia ofertada. Esta central operando única y conjuntamente con la C.H. Canta de 900 kW de potencia ofertada e interconectada a todo el sistema (05 PSE's), cubriría la demanda requerida en todo el horizonte de planeamiento, manteniendo a las C.C.H.H. de Yaso, Huaros, Hoyos-Acos y Ravira-Pacaraos como reserva, según lo mostrado en el Cuadro N° 3.21. Con esto se reducirían costos operativos, garantizando un servicio eléctrico permanente.

CAPITULO IV

ALTERNATIVAS DE INTERCONEXION Y FLUJO DE POTENCIA

4.1 Alternativas de Interconexión

Según lo señalado en el capítulo anterior, la configuración del sistema interconectado considerará como únicas fuentes de energía la C.H. de Baños 4 y la C.H. de Canta.

Asimismo, según lo observado en el Cuadro N° 3.21 de balance de oferta y demanda de potencia del SER Canta como configuración proyectada, con el fin de cubrir la demanda de todo el sistema en el horizonte de planeamiento, es que se plantea interconectar los diferentes P.S.E.s mediante líneas primarias de interconexión y subestaciones de interconexión adecuadores de tensión.

El Plano N° 3, configurado especialmente para aplicar el programa de flujo de potencia, muestra el Diagrama Unifilar del Sistema interconectado, en el cual se muestran las líneas primarias a interconectar, las subestaciones de interconexión adecuadores de tensión y las ampliaciones de líneas primarias para electrificar las localidades que aún no cuentan con servicio eléctrico; las mismas que se describen en los cuadros N° 4.1, 4.2 y 4.3.

En el transformador de salida de la C.H. de Baños 4, de 1 600 kVA, teniendo el secundario una tensión nominal de 24 kV, el tap está ubicado en 22,9 kV, manteniendo dicha posición invariable en todas las configuraciones del presente informe.

CUADRO N° 4.1LINEAS PRIMARIAS DE INTERCONEXIÓN

Línea	Nodo – Nodo	Longitud	Sistema
1	101 – 144	26,80 km	22,9 kV - 3Ø
2	101 – 103	7,00 km	22,9 kV - 3Ø
3	115 – 116	2,77 km	10 kV - 3Ø
4	127 – 128	0,15 km	10 kV - 3Ø
5	129 – 130	0,80 km	20 kV - 3Ø
6	138 – 160	6,50 km	20 kV - 3Ø

CUADRO N° 4.2TRANSFORMADORES ADECUADORES DE TENSION

Transformador	Nodo – Nodo	Relación de Transformación
T2	103 – 104	22,9 / 10 kV
T3	128 – 129	10 / 20 kV
T4	143 – 144	20 / 22,9 kV
T8	160 – 161	20 / 10 kV

CUADRO N° 4.3AMPLIACION DE LINEAS PRIMARIAS

P.S.E.	Nodo – Nodo	Longitud
Canta (Barra 20 kV-a)	189 – 190 (Huaros-Cullhuay)	6,83 km - 3Ø
Canta (Barra 20 kV-b)	132 – 130 (Huándaro-Llancay)	2,60 km - 3Ø
Ravira–Pacaraos (10 kV)	111 – 115 (Chauca – Chisque)	8,11 km - 3Ø
Ravira–Pacaraos (22,9 kV)	101 – 102 (San José de Baños)	0,95 km - 3Ø
Ravira–Pacaraos (10 kV)	108 – Vichaycocha	4.57 km –3Ø
Ravira–Pacaraos (10 kV)	114 – Rancatama	0.45 km –2Ø

Las diferentes alternativas de interconexión planteadas se muestran en las figuras N° 4.1, 4.2 y 4.3, las mismas que han sido consideradas tratando de mantener interconectado a todo el sistema, previendo hacer frente a salidas de algunos tramos de línea, en forma intempestiva, como por mantenimiento de las redes.

La alternativa de interconexión N° 01 considera la instalación de:

- Las líneas de interconexión N° 1, 2, 3 y 6.
- Los transformadores adecuadores de tensión T2, T4 y T8.

Las alternativas de interconexión N° 02 y N° 03, consideran la instalación de:

- Las líneas de interconexión N° 1, 2, 3, 4, 5 y 6.
- Los transformadores adecuadores de tensión T2, T3, T4 y T8.

Las 03 alternativas planteadas, consideran a su vez la instalación de las ampliaciones de las Líneas Primarias (ver Cuadro N° 4.3) y la ejecución de las Redes Primarias y Secundarias de todas las localidades que no cuentan con servicio eléctrico.

4.2 Flujo de Potencia

Para el presente Análisis del Flujo de Potencia del Sistema Interconectado del Sistema Eléctrico Regional de Canta, se ha utilizado el programa "The NEW-LF program for load-flow calculations in large size networks", elaborado por el Centro Electrotécnico Experimentado Italiano (CESI). Este programa lo vienen utilizando ELECTROPERU, ETECEN y algunas Empresas Regionales con resultados confiables.

Los datos de entrada del programa están comprendidos por lo siguiente:

- Las cargas activas y reactivas presentes en cada nodo así como sus respectivos niveles de tensión.
- Las resistencias y reactancias unitarias y las distancias de los diferentes tramos nodo a nodo.
- La capacidad en MVA de los transformadores adecuadores de tensión, relación de transformación, porcentaje de pérdidas en el cobre y en el hierro y la tensión de cortocircuito en %.
- Las capacidades en MW de las generadoras.

- La identificación de las siguientes Barras: V,Ø - Barra swing (Barra 0.46 kV C.H. Baños 4) con el dígito 1, Barras P,Q con el dígito 2 (total de nodos) y la Barra P,V (Barra 0.40 kV C.H. Canta) con el dígito 3.

Para las 03 alternativas, en los datos de entrada se han considerado para cada localidad la demanda proyectada al año 20, asimismo las impedancias de línea de las redes existentes, asumiendo además preliminar y tentativamente tanto el calibre de los conductores en las líneas primarias de interconexión, como las capacidades en MVA de los transformadores adecuadores de tensión.

Estas capacidades se han determinado esbozando un flujo de potencia tentativo de carácter algebraico, tendiendo a sobredimensionarlo.

El cuadro N° 4.4 muestra los parámetros de los conductores que se utilizan en el sistema, como son la resistencia y reactancia unitaria y que son ingresados como datos de entrada al programa.

Los datos de salida del programa presenta lo siguiente:

- Las tensiones tanto en las barras como en los nodos, con sus respectivos ángulos de fase relativos al ángulo de fase de 0° de la barra swing, correspondiente al nodo 100 de la barra 0,46 kV de la C.H. de Baños 4.
- La potencia activa y reactiva tanto en la carga como en la generación.
- La caída de tensión porcentual en cada nodo.
- Las potencias de transmisión activa y reactiva nodo a nodo, es decir el flujo de potencia, así como la corriente y las pérdidas de potencia.

A continuación se describirá para cada alternativa de interconexión el procedimiento de cálculo del flujo de potencia del sistema integral, en el cual se ha tomado en cuenta la operación del mismo dentro de valores permisibles.

CUADRO N° 4.4
PARAMETROS DE CONDUCTORES

Conductor	Configuración	Material	(1/°C)	Sección (mm ²)	N° de Hilos	Ds (m)	Resistencia Eléctrica (ohm/km)		Reactancia (ohm/km)			
							t = 20°C	t = 40°C	10 kV	13,2 kV	20 kV	22,9 kV
C1	3 - 1 x 35 mm ²	Cu	0,00382	35	7	0,002746	0,530	0,570	0,45122	0,47315	0,48427	
C2	3 - 1 x 25 mm ²	Cu	0,00382	25	7	0,002321	0,730	0,786	0,46390	0,48584	0,49696	
C3	3 - 1 x 16 mm ²	Cu	0,00382	16	7	0,001857	1,170	1,259	0,48073		0,51378	
C4	3 - 1 x 10 mm ²	Cu	0,00382	10	7	0,001468	1,860	2,002	0,49844		0,53150	
C95	3 - 1 x 95 mm ²	AAAC	0,0036	95	19	0,004752	0,360	0,386	0,40988	0,43182	0,44294	0,44305
C5	3 - 1 x 70 mm ²	AAAC	0,0036	70	19	0,004079	0,495	0,531	0,42139	0,44333	0,45445	0,45456
C6	3 - 1 x 50 mm ²	AAAC	0,0036	50	7	0,003282	0,681	0,730	0,43777		0,47083	0,47094
C7	3 - 1 x 35 mm ²	AAAC	0,0036	35	7	0,002746	0,978	1,048	0,45122	0,47315	0,48427	0,48439
C8	3 - 1 x 25 mm ²	AAAC	0,0036	25	7	0,002321	1,340	1,436	0,46390		0,49696	0,49707
C9	3 - 1 x 16 mm ²	AAAC	0,0036	16	7	0,001857	2,150	2,305	0,48073		0,51378	0,51390

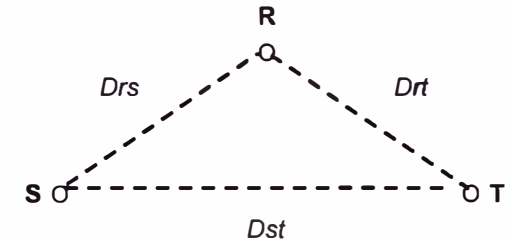
$$R_t = R_{20^\circ C} \times [1 + \alpha(t - 20^\circ C)] \text{ ohmios}$$

Donde: t: Temperatura de operación (40 °C)
(1/°C): Coeficiente de Dilatación Lineal

$$X = 2\pi f \left[2 \times 10^{-3} \ln \frac{DMG}{D_s} \right] \Omega / km / fase$$

$$DMG = \sqrt[3]{D_{rs} \times D_{rt} \times D_{st}}$$

Sistema	D _{rs} (m)	D _{rt} (m)	D _{st} (m)	DMG (m)
10 kV - 3Ø	1,04	1,04	1,20	1,091
13,2 kV - 3Ø	1,19	1,19	2,20	1,459
20 kV - 3Ø	1,56	1,56	2,00	1,691
22,9 kV - 3Ø	1,49	1,49	2,20	1,694



$$D_s = K \times \sqrt{S}$$

Donde: D_s en metros
S: Sección conductor en mm²
K = 0.4642, para conductores de 7 hilos
K = 0.4875, para conductores de 19 hilos

Alternativa N° 01

Según lo mostrado en la figura N° 4.1, esta alternativa considera las líneas trifásicas de interconexión 1, 2, 3 y 6, de 22.9 kV, 22.9 kV, 10 kV y 20 kV respectivamente, asumiéndose preliminarmente el calibre de los conductores de 50 mm² AAAC. Están considerados a su vez los transformadores T2, T4 y T8.

Los datos de entrada y de salida tentativos se muestran en los cuadros N° 4.5 y N° 4.6. En los datos de salida se muestra, a pesar de la convergencia del programa con 10 iteraciones, magnitudes negativas de potencia activa y reactiva en las barras de generación y en las subestaciones de interconexión, lo que indicaría en estas condiciones que a través de dichos nodos se estarían suministrando energía al sistema lo cual es absurdo; se observa además caídas de tensión porcentuales desfavorables con valores que alcanzan el - 14,52 %.

Para alcanzar valores permisibles de caídas de tensión porcentuales y no se presenten magnitudes negativas señaladas líneas arriba, manteniendo invariables las potencias activa y reactiva tanto en la generación como en las cargas, se considerará la posición que tienen los diferentes taps en los devanados de los transformadores adecuadores de tensión.

Es así como ubicando los taps de los transformadores T2, T4 y T8 en las posiciones: + 1 x 7,5 % (10,75 kV), + 2 x 2,5 % (21 kV) y +1 x 7,5 % (10,75 kV), en los devanados nominales de 10 kV, 20 kV y 10 kV respectivamente, es que el programa converge con 16 iteraciones, con porcentajes de caída de tensión favorables (+6,67 %), dentro de los valores permisibles.

Estos datos de entrada y de salida definitivos, se presentan en los cuadros N° 4.7 y N° 4.8.

.....

Alternativa N° 02

Según lo mostrado en la figura N° 4.2, en esta alternativa se consideran todas las líneas trifásicas de interconexión, asumiéndose en las líneas de interconexión 1, 2 y 6 el calibre para los conductores de 50 mm² AAAC y en las líneas de interconexión 3, 4 y 5 de 25 mm² AAAC, utilizándose de este modo los 04 transformadores T2, T3, T4 y T8, ubicando los taps en la posición de tensión nominal (+ 0 %).

Los datos de entrada y de salida tentativos se muestran en los cuadros N° 4.9 y N° 4.10.

En los datos de salida se observa que a pesar que el programa converge con 12 iteraciones, se obtienen magnitudes negativas de potencia activa y reactiva y caídas de tensión porcentuales no permisibles del orden del -15,30 %.

Considerando los taps en los transformadores T2 y T8 en las posiciones: +2 x 2,5 % (10,5 kV) y +1 x 7,5 % (10,75 kV) en los devanados nominales de 10 kV, es que el programa converge con 16 iteraciones, presentando magnitudes positivas de potencia activa y reactiva y con porcentajes de caída de tensión favorables (-6,05 %), dentro de los valores permisibles.

Estos datos de entrada y de salida definitivos, se presentan en los cuadros N° 4.11 y N° 4.12.

Alternativa N° 03

La figura N° 4.3 muestra la configuración de la 3era. alternativa, en la cual la única diferencia con respecto a la alternativa N° 02, es que en las líneas trifásicas de interconexión 1, 2 y 6 el calibre de los conductores será de 95 mm² AAAC, ubicando los taps en los transformadores T2 y T8 en las mismas posiciones consideradas en la alternativa N° 02.

.....

En los datos de salida se observa la convergencia del programa con 12 iteraciones, presentando magnitudes positivas de potencia activa y reactiva y con porcentajes de caída de tensión favorables (-5,78 %), dentro de los valores permisibles.

Estos datos de entrada y de salida definitivos se presentan en los cuadros N° 4.13 y N° 4.14.

En el cuadro N° 4.15 se describen las instalaciones eléctricas de las diferentes alternativas a implementarse. Las líneas primarias de interconexión y los transformadores adecuadores de tensión se describen por alternativas, mientras que las ampliaciones de líneas primarias y las redes primarias y secundarias son comunes a las 03 alternativas.

4.3 Resultado del Análisis

4.3.1 El Análisis del Flujo de Potencia siendo un estudio en régimen permanente, resolviendo un conjunto de ecuaciones algebraicas no lineales, usando los Métodos Newton-Raphson y Gauss-Seidel, verifica la operatividad del sistema en condiciones normales y en condiciones de contingencia. En el caso del presente informe, cuando no opere la interconexión que comprende la subestación T3 y las líneas 3 y 4.

4.3.2 En el Análisis del Flujo de Potencia para las 03 alternativas, las tensiones en las barras se mantienen en $\pm 6\%$ de caída de tensión con respecto a la tensión nominal del sistema.

4.3.3 A su vez en todas las localidades involucradas, se ha considerado la máxima demanda proyectada, operando los componentes del sistema dentro de su

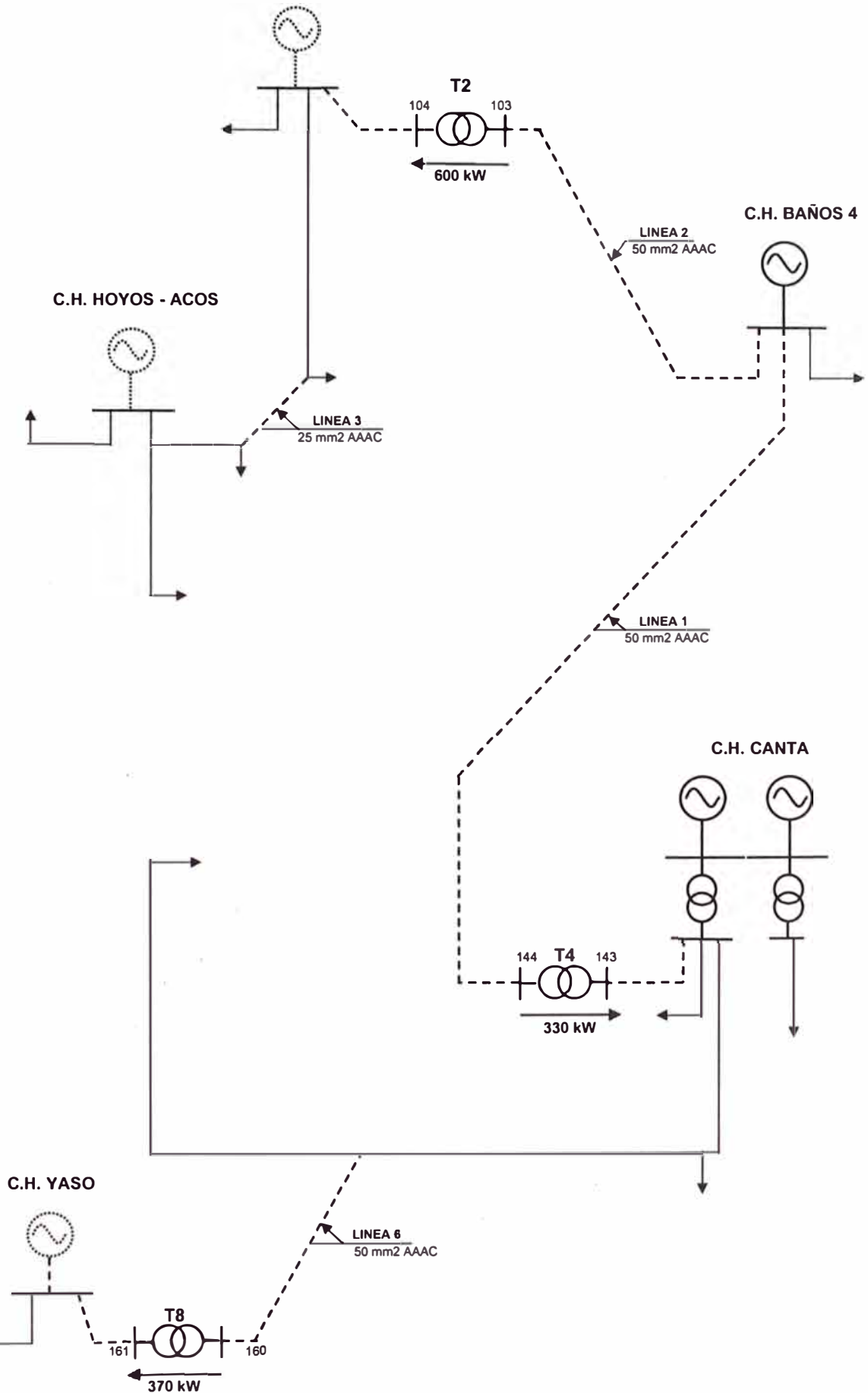
capacidad nominal, inclusive los transformadores de interconexión operando sin sobrecarga.

4.3.4 La alternativa de interconexión N° 03 es técnicamente la más favorable en primer término porque no requiere, al igual que las otras 02 alternativas, el reforzamiento en tramos de líneas primarias, manteniendo la configuración de las líneas existentes. En segundo término por la caída de tensión y las pérdidas de potencia favorables en las líneas primarias de subtransmisión. Además que en operación, esta alternativa hace frente a contingencias, pudiendo operar el sistema sin la interconexión de los PSE'S Hoyos-Acos y Canta, ó entre los PSE'S Hoyos-Acos y Ravira-Pacaraos (alternativa N° 01).

FLUJO DE POTENCIA
SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA

Figura N° 4.1
ALTERNATIVA N° 01

C.H. RAVIRA - PACARAOS



166HUANCHUY	1	210.0	0.003	0.001			N
167SR.HANS	1	210.0	0.016	0.008			N
168LLIPATA	1	210.0	0.003	0.001			N
169SR DE QUIVES	1	210.0	0.040	0.019			N
170LA CABAYA	1	210.0	0.004	0.002			N
171LARANC 1	1	210.0	0.002	0.001			N
172LARANC 2	1	210.0	0.002	0.001			N
173LARANC 3	1	210.0	0.002	0.001			N
174CHECTA 1	1	210.0	0.005	0.002			N
175CHECTA 2	1	210.0	0.005	0.002			N
176PUCARA 1	1	210.0	0.005	0.002			N
177PUCARA 2	1	210.0	0.005	0.002			N
178MAGDA 1	1	210.0	0.001	0.000			N
179MAGDA 2	1	210.0	0.001	0.000			N
180MAGDA 3	1	210.0	0.001	0.000			N
181MAGDA 4	1	210.0	0.001	0.000			N
182YANGAS	1	210.0	0.115	0.056			N
183HCYO.ALTO	1	210.0	0.007	0.003			N
184PPALTO-V.ALE	1	210.0	0.033	0.016			N
185PAY PAY BAJO	1	210.0	0.016	0.008			N
186BALETI-LETIC	1	210.0	0.050	0.024			N
187ACOCACHACA	1	220.0	0.004	0.002			N
188HUACOS	1	220.0	0.012	0.006			N
189HUAROS	1	220.0	0.037	0.018			N
190CULLHUAY	1	220.0	0.028	0.013			N
191CH HOYOS-ACO	1	210.0	0.000	0.000			N
192ACOS	1	210.0	0.066	0.032			N
193DERI.LAMPIAN	1	210.0	0.027	0.013			N
194CANCHAPILCA	1	210.0	0.018	0.009			N
195COTO	1	210.0	0.008	0.004			N
196CARAC	1	210.0	0.025	0.012			N

999999

101	102	1.436	0.497	0.95	90.0	L
101	103	0.730	0.471	7.00	90.0	L
101	144	0.730	0.471	26.80	90.0	L
104	105	2.002	0.498	0.80	90.0	L
104	108	2.002	0.498	0.03	90.0	L
105	106	2.002	0.498	2.41	90.0	L
106	107	2.002	0.498	1.83	90.0	L
108	109	2.002	0.498	0.65	90.0	L
109	110	2.002	0.498	0.73	90.0	L
110	111	2.002	0.498	1.30	90.0	L
111	112	2.002	0.498	2.62	90.0	L
112	113	2.002	0.498	3.58	90.0	L
113	114	2.002	0.498	0.38	90.0	L
114	115	2.002	0.498	1.53	90.0	L
115	116	2.002	0.498	2.77	90.0	L
116	117	1.259	0.481	3.80	90.0	L
117	118	1.259	0.481	3.60	90.0	L
118	119	1.259	0.481	2.80	90.0	L
119	120	1.259	0.481	1.10	90.0	L
120	191	0.730	0.438	3.10	90.0	L
120	121	0.730	0.438	2.80	90.0	L
121	122	0.730	0.438	6.30	90.0	L
122	123	1.259	0.481	0.80	90.0	L
123	124	1.259	0.481	1.70	90.0	L
124	125	1.259	0.481	0.50	90.0	L
125	126	1.259	0.481	0.11	90.0	L
126	127	2.002	0.498	0.10	90.0	L
130	131	1.436	0.497	0.90	90.0	L
131	132	1.436	0.497	1.70	90.0	L
132	133	1.436	0.497	2.61	90.0	L
133	134	1.436	0.497	3.42	90.0	L
134	135	0.730	0.471	4.28	90.0	L
135	136	0.730	0.471	4.58	90.0	L
136	137	0.730	0.471	0.33	90.0	L
137	138	0.570	0.485	5.51	90.0	L
138	139	0.570	0.485	2.80	90.0	L
138	160	0.730	0.471	6.50	90.0	L
139	140	0.570	0.485	2.00	90.0	L
140	141	0.570	0.485	3.05	90.0	L
141	142	0.570	0.485	7.30	90.0	L

CUADRO N° 4.6

ALTERNATIVA N° 01
(CORRIDA TENTATIVA)

STARTING OF THE CASE NO. 1
SISTEMA ELECTRICO REGIONAL CANTA
CASE IN ALTERNATING CURRENT

OPTIONS OF THE COMMAND CARDS -----	USER MANUAL REF. -----	VALUES -----
MAXIMUM NUMBER OF INITIAL ITERATIONS WITH GAUSS-SEIDEL METHOD	(NITGS) *	= 2
TOLERANCE FOR THE PREVIOUS ITERATIONS	(TOLGS) *	= .0010 P.U.
MAXIMUM NUMBER OF ITERATIONS WITH THE NEWTON-RAPHSON METHOD	(NITNW) *	= 55
TOLERANCE FOR THE ACTIVE POWER	(TOLP) *	= .0100 MW
TOLERANCE FOR THE REACTIVE POWER	(TOLQ) *	= .0100 MVAR
MAXIMUM NUMBER OF ITERATIONS ON Q, FOR EVERY ITERATION ON P	(NITQ) *	= 1
BASE FREQUENCY	(FBR)	= 60.00 HZ
BASE POWER	(PBR)	= 100.00 MVA
COEFFICIENT OF THE RATED VOLTAGES FOR EVALUATING THE MINIMUM VOLTAGES (VMIN)	(VMINST) *	= .999
COEFFICIENT OF THE RATED VOLTAGES FOR EVALUATING THE MAXIMUM VOLTAGES (VMAX)	(VMAXST) *	= 1.001
NON-LINEAR LOADS ARE PRESENT	(ICAR) *	= 0
CHECK OF THE REACTIVE POWER	(ICONTQ) *	= 1
CHOICE OF THE INITIAL VOLTAGES	(IVIN) *	= 4
POWER SHARING AT EQUAL INCREMENTAL COSTS	(IRIP) *	= 0
COMPUTATION WITH D.C. METHOD	(ICCONT)	= 0
OPTIONAL PRINTS	(IST)	= 0
TAPE OR PERMANENT FILE STORAGE	(NASTR1)	= 0
TAPE OR PERMANENT FILE ALREADY EXISTING	(NASTR2)	= 0
IF MODIFICATION-CASE, FIXED VOLTAGES EQUAL TO THE RESULTS OF THE BASE- CASE, IF THIS IS IN CONVERGENCE	(ITENV) *	= 0
NO PRINT OF NODE AND CONNECTION RESULTS	(IUNI)	= 0
NO PRINT OF CONNECTION RESULTS	(ISTAMP)	= 0
NO PRINT OF NODE AND CONNECTION INPUT DATA	(INGRE)	= 1
NO CHECK ON CONTINUITY OF THE NETWORK	(KONN)	= 0
CORRECTION NUMBER IF THE SOLUTION TENDS TO DIVERGE	(ICOR) *	= 3
NO PRINT OF THE BEST SOLUTION IF THE CASE IS WITHOUT CONVERGENCE	(IBEST) *	= 0

(*) THE QUANTITIES WITH '*' ARE MEANINGFUL ONLY IN A.C. COMPUTATIONS

NETWORK CHARACTERISTICS

NODE NUMBER	=	95
LINE NUMBER	=	87
TRANSFORMER NUMBER	=	7
GENERATOR NUMBER	=	2
NON-LINEAR LOAD NUMBER	=	0

LEGENDA

NODE TYPE 1 = V, FI
NODE TYPE 2 = P, Q
NODE TYPE 3 = P, V
NODE TYPE 4 = Q, FI

ATTENTION NO DISTRIBUTED PARAMETERS WITH CONDUCTANCE AND CAPACITANCE EQUAL TO ZERO
 *** THE NETWORK IS CONNECTED ***
 ***** GAUSS-SEIDEL ITERATION NUMBER = 2
 ***** NEWTON-RAPHSON ITERATION NUMBER = 10

*** ALL THE SLACK NODES ARE WITHIN THE REACTIVE POWER GENERATION LIMITS ***

SYMBOL DESCRIPTION

V = VOLTAGE ABSOLUTE VALUE
 DEL = VOLTAGE PHASE ANGLE VALUE
 PC = ACTIVE LOAD (WITH POSSIBLE SLACK ERROR)
 QC = REACTIVE LOAD (WITH POSSIBLE SLACK ERROR)
 PG = ACTIVE POWER GENERATION
 QG = REACTIVE POWER GENERATION
 PS = SHUNT BRANCH ACTIVE POWER
 QS = SHUNT BRANCH REACTIVE POWER

LIST OF NODES WHOSE VOLTAGE IS OUT OF LIMITS

N O D E	V(KV)	((V-VN)/VN)*100
103 B22.9kV-T2	22.72	- .79
104 C.H. RAV-PAC	9.89	-1.09
105 PACARAOS	9.88	-1.17
106 RAVIRA	9.87	-1.27
107 VISCAS	9.87	-1.32
108 DERIV.VICHAY	9.89	-1.11
109 STA.CATALINA	9.85	-1.51
110 DER.SC.ANDAM	9.81	-1.93
111 CHAUCA	9.74	-2.64
112 PIRCA	9.60	-4.02
113 PASAC	9.44	-5.64
114 RANCATAMA	9.42	-5.81
115 CHISQUE	9.36	-6.45
116 HUAROQUIN	9.25	-7.51
117 CORMO	9.08	-9.18
118 HUASCOY	8.93	-10.75
119 SAN JUAN	8.81	-11.91
120 DERIV.HUAROQ	8.76	-12.36
121 LA FLORIDA	8.74	-12.63
122 DER.SA HUAYO	8.68	-13.18
123 PALLAC	8.68	-13.24
124 PISCOCOTO	8.67	-13.33
125 PERLA BAJA 1	8.66	-13.35
126 PERLA ALTA	8.66	-13.36
127 PERLA BAJA 2	8.66	-13.36
130 LLANCAY	19.28	-3.61
131 CAPIA	19.28	-3.60
132 HUANDARO	19.28	-3.59
133 DRV SUMB-RAU	19.29	-3.54
134 MARCO	19.33	-3.37
135 QUIPAN	19.35	-3.23
136 PURUCHUCO	19.40	-3.00
137 HUAMANTANGA	19.40	-2.98
138 DERIV YASO	19.47	-2.67
139 DERIV.PAMPAC	19.54	-2.29
140 NVO.SAN JOSE	19.60	-2.01
141 S. BUENAVENT	19.68	-1.58
142 PISCIGRANJA	19.89	- .53
143 CH CANTB20kV	19.91	- .47
144 B22.9kV-T4	22.73	- .72
146 B13.2kVCHCAN	13.15	- .37
147 OBRAJILLO	13.13	- .51
148 SAN MIGUEL	13.12	- .61
149 CANTA	13.06	-1.06
150 PARIAMARCA	13.03	-1.30
151 CARHUA	12.99	-1.56
152 LACHAQUI	12.97	-1.77
153 B13.2kV-SE	12.97	-1.77
154 B20kV-SE	19.63	-1.84

155	ARAHUAY	19.58	-2.08
156	COLLO	19.57	-2.13
157	SHIMAY	19.57	-2.15
158	ARCHO	19.57	-2.15
159	LICAH-D HUAR	19.57	-2.16
160	BARRA 20kVT8	19.35	-3.26
161	BARRA 10kVT8	9.67	-3.31
162	C.H. YASO	9.67	-3.33
163	PICHUPICHU	9.60	-3.98
164	YASO	9.59	-4.08
165	APAN	9.37	-6.34
166	HUANCHUY	9.15	-8.47
167	SR.HANS	9.09	-9.10
168	LLIPATA	8.96	-10.36
169	SR DE QUIVES	8.93	-10.68
170	LA CABAYA	8.89	-11.13
171	LARANC 1	8.79	-12.07
172	LARANC 2	8.78	-12.16
173	LARANC 3	8.78	-12.23
174	CHECTA 1	8.73	-12.71
175	CHECTA 2	8.72	-12.79
176	PUCARA 1	8.71	-12.94
177	PUCARA 2	8.70	-13.01
178	MAGDA 1	8.64	-13.64
179	MAGDA 2	8.63	-13.73
180	MAGDA 3	8.62	-13.80
181	MAGDA 4	8.61	-13.89
182	YANGAS	8.58	-14.15
183	HCYO.ALTO	8.56	-14.43
184	PPALTO-V.ALE	8.56	-14.45
185	PAY PAY BAJO	8.55	-14.48
186	BALETI-LETIC	8.55	-14.52
187	ACOHACA	19.90	-.51
188	HUACOS	19.89	-.57
189	HUAROS	19.87	-.64
190	CULLHUAY	19.86	-.72
191	CH HOYOS-ACO	8.72	-12.85
192	ACOS	8.66	-13.42
193	DERI.LAMPIAN	8.62	-13.77
194	CANCHAPILCA	8.62	-13.82
195	COTO	8.59	-14.09
196	CARAC	8.58	-14.17

CUADRO N° 4.6

ALTERNATIVA N° 01
(CORRIDA TENTATIVA)

GENERATOR				ACTIVE	REACTIVE	APPARENT
NODE	NAME	GROUP	POWER	POWER	POWER	
			(MW)	(MVAR)	(MVA)	
0	100	B0.46kV-BA#4	1	.99 (.33)	.08 (.02)	.99 (.07)
0	145	B.40kVCHCANT	1	1.00 (.33)	.92 (.18)	1.36 (.09)

ALL THE LINE CURRENTS WITH FIXED MAXIMUM VALUE ARE WITHIN THE LIMITS

LIST OF TRANSFORMERS WHOSE POWER IS OUT OF LIMITS

TERMINALS	OP. CODE	P.U. POWER VALUE(S)
145 B.40kVCHCANT	143 CH CANTB20kV	(1.16) (1.15)

TOTAL GENERATED ACTIVE POWERS	2.0 MW
TOTAL GENERATED REACTIVE POWERS	1.0 MVAR
TOTAL POSITIVE ACTIVE LOADS	1.9 MW
TOTAL NEGATIVE ACTIVE LOADS	-.0 MW
TOTAL POSITIVE REACTIVE LOADS	.9 MVAR
TOTAL NEGATIVE REACTIVE LOADS	.0 MVAR
TOTAL ACTIVE POWERS IN THE SHUNT BRANCHES	.0 MW
TOTAL REACTIVE POWERS IN THE SHUNT BRANCHES	.0 MVAR

	ACTIVE	REACTIVE
TOTAL LOSSES OF THE TRANSFORMERS AT 2 WIN.	.0 MW	.0 MVAR
TOTAL LOSSES OF THE TRANSFORMERS AT 3 WIN.	.0 MW	.0 MVAR
TOTAL LOSSES OF THE LINES AT 22.9 KV	.0 MW	.0 MVAR
TOTAL LOSSES OF THE LINES AT 10.0 KV	.1 MW	.0 MVAR
TOTAL LOSSES OF THE LINES AT 20.0 KV	.0 MW	.0 MVAR
TOTAL LOSSES OF THE LINES AT 13.2 KV	.0 MW	.0 MVAR

TOTAL LOSSES IN THE NETWORK	.1 MW	.1 MVAR
-----------------------------	-------	---------

* * * EXECUTION END * * *

166HUANCHUY	1	210.0	0.003	0.001			N
167SR.HANS	1	210.0	0.016	0.008			N
168LLIPATA	1	210.0	0.003	0.001			N
169SR DE QUIVES	1	210.0	0.040	0.019			N
170LA CABAYA	1	210.0	0.004	0.002			N
171LARANC 1	1	210.0	0.002	0.001			N
172LARANC 2	1	210.0	0.002	0.001			N
173LARANC 3	1	210.0	0.002	0.001			N
174CHECTA 1	1	210.0	0.005	0.002			N
175CHECTA 2	1	210.0	0.005	0.002			N
176PUCARA 1	1	210.0	0.005	0.002			N
177PUCARA 2	1	210.0	0.005	0.002			N
178MAGDA 1	1	210.0	0.001	0.000			N
179MAGDA 2	1	210.0	0.001	0.000			N
180MAGDA 3	1	210.0	0.001	0.000			N
181MAGDA 4	1	210.0	0.001	0.000			N
182YANGAS	1	210.0	0.115	0.056			N
183HCYO.ALTO	1	210.0	0.007	0.003			N
184PPALTO-V.ALE	1	210.0	0.033	0.016			N
185PAY PAY BAJO	1	210.0	0.016	0.008			N
186BALETI-LETIC	1	210.0	0.050	0.024			N
187ACOHACA	1	220.0	0.004	0.002			N
188HUACOS	1	220.0	0.012	0.006			N
189HUAROS	1	220.0	0.037	0.018			N
190CULLHUAY	1	220.0	0.028	0.013			N
191CH HOYOS-ACO	1	210.0	0.000	0.000			N
192ACOS	1	210.0	0.066	0.032			N
193DERI.LAMPIAN	1	210.0	0.027	0.013			N
194CANCHAPILCA	1	210.0	0.018	0.009			N
195COTO	1	210.0	0.008	0.004			N
196CARAC	1	210.0	0.025	0.012			N
999999							N
101	102	1.436	0.497	0.95	90.0		L
101	103	0.730	0.471	7.00	90.0		L
101	144	0.730	0.471	26.80	90.0		L
104	105	2.002	0.498	0.80	90.0		L
104	108	2.002	0.498	0.03	90.0		L
105	106	2.002	0.498	2.41	90.0		L
106	107	2.002	0.498	1.83	90.0		L
108	109	2.002	0.498	0.65	90.0		L
109	110	2.002	0.498	0.73	90.0		L
110	111	2.002	0.498	1.30	90.0		L
111	112	2.002	0.498	2.62	90.0		L
112	113	2.002	0.498	3.58	90.0		L
113	114	2.002	0.498	0.38	90.0		L
114	115	2.002	0.498	1.53	90.0		L
115	116	2.002	0.498	2.77	90.0		L
116	117	1.259	0.481	3.80	90.0		L
117	118	1.259	0.481	3.60	90.0		L
118	119	1.259	0.481	2.80	90.0		L
119	120	1.259	0.481	1.10	90.0		L
120	191	0.730	0.438	3.10	90.0		L
120	121	0.730	0.438	2.80	90.0		L
121	122	0.730	0.438	6.30	90.0		L
122	123	1.259	0.481	0.80	90.0		L
123	124	1.259	0.481	1.70	90.0		L
124	125	1.259	0.481	0.50	90.0		L
125	126	1.259	0.481	0.11	90.0		L
126	127	2.002	0.498	0.10	90.0		L
130	131	1.436	0.497	0.90	90.0		L
131	132	1.436	0.497	1.70	90.0		L
132	133	1.436	0.497	2.61	90.0		L
133	134	1.436	0.497	3.42	90.0		L
134	135	0.730	0.471	4.28	90.0		L
135	136	0.730	0.471	4.58	90.0		L
136	137	0.730	0.471	0.33	90.0		L
137	138	0.570	0.485	5.51	90.0		L
138	139	0.570	0.485	2.80	90.0		L
138	160	0.730	0.471	6.50	90.0		L
139	140	0.570	0.485	2.00	90.0		L
140	141	0.570	0.485	3.05	90.0		L
141	142	0.570	0.485	7.30	90.0		L

CUADRO N° 4.8

ALTERNATIVA N° 01
(CORRIDA DEFINITIVA)

STARTING OF THE CASE NO. 1
SISTEMA ELECTRICO REGIONAL CANTA
CASE IN ALTERNATING CURRENT

OPTIONS OF THE COMMAND CARDS	USER MANUAL REF.	VALUES
MAXIMUM NUMBER OF INITIAL ITERATIONS WITH GAUSS-SEIDEL METHOD	(NITGS)* =	2
TOLERANCE FOR THE PREVIOUS ITERATIONS	(TOLGS)* =	.0010 P.U.
MAXIMUM NUMBER OF ITERATIONS WITH THE NEWTON-RAPHSON METHOD	(NITNW)* =	55
TOLERANCE FOR THE ACTIVE POWER	(TOLP)* =	.0100 MW
TOLERANCE FOR THE REACTIVE POWER	(TOLQ)* =	.0100 MVAR
MAXIMUM NUMBER OF ITERATIONS ON Q, FOR EVERY ITERATION ON P	(NITQ)* =	1
BASE FREQUENCY	(FBR) =	60.00 HZ
BASE POWER	(PBR) =	100.00 MVA
COEFFICIENT OF THE RATED VOLTAGES FOR EVALUATING THE MINIMUM VOLTAGES (VMIN)	(VMINST)* =	.999
COEFFICIENT OF THE RATED VOLTAGES FOR EVALUATING THE MAXIMUM VOLTAGES (VMAX)	(VMAXST)* =	1.001
NON-LINEAR LOADS ARE PRESENT	(ICAR)* =	0
CHECK OF THE REACTIVE POWER	(ICONTQ)* =	1
CHOICE OF THE INITIAL VOLTAGES	(IVIN)* =	4
POWER SHARING AT EQUAL INCREMENTAL COSTS	(IRIP)* =	0
COMPUTATION WITH D.C. METHOD	(ICCONT) =	0
OPTIONAL PRINTS	(IST) =	0
TAPE OR PERMANENT FILE STORAGE	(NASTR1) =	0
TAPE OR PERMANENT FILE ALREADY EXISTING	(NASTR2) =	0
IF MODIFICATION-CASE, FIXED VOLTAGES EQUAL TO THE RESULTS OF THE BASE- CASE, IF THIS IS IN CONVERGENCE	(ITENV)* =	0
NO PRINT OF NODE AND CONNECTION RESULTS	(IUNI) =	0
NO PRINT OF CONNECTION RESULTS	(ISTAMP) =	0
NO PRINT OF NODE AND CONNECTION INPUT DATA	(INGRE) =	1
NO CHECK ON CONTINUITY OF THE NETWORK	(KONN) =	0
CORRECTION NUMBER IF THE SOLUTION TENDS TO DIVERGE	(ICOR)* =	3
NO PRINT OF THE BEST SOLUTION IF THE CASE IS WITHOUT CONVERGENCE	(IBEST)* =	0

(*) THE QUANTITIES WITH '*' ARE MEANINGFUL ONLY IN A.C. COMPUTATIONS

NETWORK CHARACTERISTICS

NODE NUMBER	=	95
LINE NUMBER	=	87
TRANSFORMER NUMBER	=	7
GENERATOR NUMBER	=	2
NON-LINEAR LOAD NUMBER	=	0

LEGENDA

NODE TYPE 1 = V, FI
NODE TYPE 2 = P, Q
NODE TYPE 3 = P, V
NODE TYPE 4 = Q, FI

ATTENTION NO DISTRIBUTED PARAMETERS WITH CONDUCTANCE AND CAPACITANCE EQUAL TO ZERO
*** THE NETWORK IS CONNECTED ***
***** GAUSS-SEIDEL ITERATION NUMBER = 2
*****THE SOLUTION WAS TENDING TO DIVERGE, I HAVE MADE 1 CORRECTION(S)*****

***** NEWTON-RAPHSON ITERATION NUMBER = 16

*** ALL THE SLACK NODES ARE WITHIN THE REACTIVE POWER GENERATION LIMITS ***

LIST OF NODES WHOSE VOLTAGE IS OUT OF LIMITS

N O D E	V(KV)	((V-VN)/VN)*100
101 B24kV-BAYOS4	22.87	-.15
102 S.J.DE BAYOS	22.86	-.15
103 B22.9kV-T2	22.69	-.93
104 C.H. RAV-PAC	10.67	6.67
105 PACARAOS	10.66	6.60
106 RAVIRA	10.65	6.51
107 VISCAS	10.65	6.46
108 DERIV.VICHAY	10.67	6.65
109 STA.CATALINA	10.63	6.30
110 DER.SC.ANDAM	10.59	5.91
111 CHAUCA	10.53	5.27
112 PIRCA	10.40	4.01
113 PASAC	10.25	2.55
114 RANCATAMA	10.24	2.40
115 CHISQUE	10.18	1.82
116 HUAROQUIN	10.09	.86
117 CORMO	9.93	-.65
118 HUASCOY	9.79	-2.07
119 SAN JUAN	9.69	-3.12
120 DERIV.HUAROQ	9.65	-3.52
121 LA FLORIDA	9.62	-3.77
122 DER.SA HUAYO	9.57	-4.27
123 PALLAC	9.57	-4.32
124 PISCOCOTO	9.56	-4.40
125 PERLA BAJA 1	9.56	-4.42
126 PERLA ALTA	9.56	-4.42
127 PERLA BAJA 2	9.56	-4.43
130 LLANCAY	19.45	-2.75
131 CAPIA	19.45	-2.75
132 HUANDARO	19.45	-2.74
133 DRV SUMB-RAU	19.46	-2.70
134 MARCO	19.49	-2.53
135 QUIPAN	19.52	-2.40
136 PURUCHUCO	19.57	-2.17
137 HUAMANTANGA	19.57	-2.15
138 DERIV YASO	19.63	-1.84
139 DERIV.PAMPAC	19.71	-1.47
140 NVO.SAN JOSE	19.76	-1.20
141 S. BUENAVENT	19.85	-.77
142 PISCIGRANJA	20.05	.26
143 CH CANTB20kV	20.06	.32
144 B22.9kV-T4	22.08	-3.58
146 B13.2kVCHCAN	13.15	-.37
147 OBRAJILLO	13.13	-.51
148 SAN MIGUEL	13.12	-.61
149 CANTA	13.06	-1.06
150 PARIAMARCA	13.03	-1.29
151 CARHUA	12.99	-1.56
152 LACHAQUI	12.97	-1.76
153 B13.2kV-SE	12.97	-1.76
154 B20kV-SE	19.63	-1.83
155 ARAHUAY	19.59	-2.07
156 COLLO	19.58	-2.11
157 SHIMAY	19.58	-2.12
158 ARCHO	19.57	-2.13
159 LICAH-D HUAR	19.57	-2.13
160 BARRA 20kVT8	19.51	-2.43
161 BARRA 10kVT8	10.53	5.32
162 C.H. YASO	10.53	5.31
163 PICHUPICHU	10.47	4.72
164 YASO	10.46	4.64
165 APAN	10.26	2.61
166 HUANCHUY	10.07	.71

167 SR.HANS	10.01	.14
168 LLIPATA	9.90	-.99
169 SR DE QUIVES	9.87	-1.27
170 LA CABAÑA	9.83	-1.68
171 LARANC 1	9.75	-2.51
172 LARANC 2	9.74	-2.59
173 LARANC 3	9.73	-2.66
174 CHECTA 1	9.69	-3.09
175 CHECTA 2	9.68	-3.16
176 PUCARA 1	9.67	-3.30
177 PUCARA 2	9.66	-3.36
178 MAGDA 1	9.61	-3.92
179 MAGDA 2	9.60	-4.00
180 MAGDA 3	9.59	-4.06
181 MAGDA 4	9.59	-4.14
182 YANGAS	9.56	-4.38
183 HCYO.ALTO	9.54	-4.62
184 PPALTO-V.ALE	9.54	-4.64
185 PAY PAY BAJO	9.53	-4.67
186 BALETI-LETIC	9.53	-4.71
187 ACOCHACA	20.05	.27
188 HUACOS	20.04	.22
189 HUAROS	20.03	.14
191 CH HOYOS-ACO	9.60	-3.96
192 ACOS	9.55	-4.48
193 DERI.LAMPIAN	9.52	-4.79
194 CANCHAPILCA	9.52	-4.84
195 COTO	9.49	-5.08
196 CARAC	9.48	-5.16

CUADRO N° 4.8

ALTERNATIVA N° 01
(CORRIDA DEFINITIVA)

GENERATOR				ACTIVE	REACTIVE	APPARENT
NODE	NAME	GROUP	POWER	POWER	POWER	
			(MW)	(MVAR)	(MVA)	
0	100	B0.46kV-BAY4	1.00 (.33)	1.19 (.24)	1.56 (.10)	
0	145	B.40kVCHCANT	1.00 (.33)	-0.18 (-0.04)	1.02 (.07)	
1						

CONNECTED	NODES	CURRENT	POWER		LOSSES	
			ACTIVE(MW)	REACTIVE(MVAR)	ACTIVE(MW)	REACTIVE(MVAR)
187 - ACOCHACA						
	143 CH CANTB20kV	.003 (.03)	-0.08	-0.04	.000	.000
	188 HUACOS	.002 (.03)	.08	.04	.000	.000
192 - ACOS						
	191 CH HOYOS-ACO	.010 (.11)	-0.14	-0.07	.001	.000
	193 DERI.LAMPIAN	.005 (.06)	.08	.04	.000	.000
165 - APAN						
	164 YASO	.021 (.23)	-0.34	-0.16	.007	.003
	166 HUANCHUY	.021 (.23)	.34	.16	.006	.002
155 - ARAHUAY						
	154 B20kV-SE	.002 (.02)	-0.05	-0.03	.000	.000
	156 COLLO	.001 (.01)	.03	.02	.000	.000
158 - ARCHO						
	157 SHIMAY	.000 (.00)	-0.01	-0.01	.000	.000
	159 LICAH-D HUAR	.000 (.00)	.01	.01	.000	.000
186 - BALETI-LETIC						
	185 PAY PAY BAJO	.003 (.04)	-0.05	-0.02	.000	.000
161 - BARRA 10kVT8						
	162 C.H. YASO	.022 (.24)	.36	.17	.000	.000
	160 BARRA 20kVT8	.022	-0.37	-0.17	.001	.002

160 - BARRA 20kVT8						

	138 DERIV YASO	.012 (.13)	-.37	-.17	.002	.001
100 -	BO.46kV-BAY4					

	101 B24kV-BAYOS4	1.798	1.00	1.19	.001	.007
146 -	B13.2kVCHCAN					

	147 OBRAJILLO	.026 (.28)	.52	.25	.001	.001
	145 B.40kVCHCANT	.026	-.52	-.25	.001	.007
153 -	B13.2kV-SE					

	152 LACHAQUI	.003 (.03)	-.06	-.03	.000	.000
	154 B20kV-SE	.003	.06	.03	.000	.001
103 -	B22.9kV-T2					

	101 B24kV-BAYOS4	.017 (.19)	-.60	-.30	.004	.003
	104 C.H. RAV-PAC	.017	.60	.30	.001	.007
144 -	B22.9kV-T4					

	101 B24kV-BAYOS4	.024 (.26)	-.33	-.85	.033	.021
	143 CH CANTB20kV	.024	.33	.85	.001	.011
101 -	B24kV-BAYOS4					

	102 S.J.DE BAYOS	.001 (.01)	.03	.02	.000	.000
145 -	B.40kVCHCANT					

	143 CH CANTB20kV	.939	.48	-.44	.001	.005
194 -	CANCHAPILCA					

	193 DERI.LAMPIAN	.003 (.04)	-.05	-.02	.000	.000
	195 COTO	.002 (.02)	.03	.02	.000	.000
149 -	CANTA					

	148 SAN MIGUEL	.024 (.27)	-.49	-.24	.002	.002
	150 PARIAMARCA	.008 (.09)	.16	.08	.000	.000
131 -	CAPIA					

	130 LLANCAY	.000 (.00)	.00	.00	.000	.000
	132 HUANDARO	.001 (.01)	-.02	-.01	.000	.000
196 -	CARAC					

	195 COTO	.002 (.02)	-.02	-.01	.000	.000

151 - CARHUA						

150 PARIAMARCA	.006 (.07)	-.13	-.06	.000	.000	
152 LACHAQUI	.005 (.06)	.10	.05	.000	.000	
143 - CH CANTB20kV						

142 PISCIGRANJA	.023 (.26)	.73	.35	.000	.000	
191 - CH HOYOS-ACO						

120 DERIV.HUAROQ	.010 (.11)	-.14	-.07	.001	.000	
111 - CHAUCA						

110 DER.SC.ANDAM	.025 (.28)	-.42	-.20	.003	.001	
112 PIRCA	.025 (.27)	.40	.20	.005	.002	
174 - CHECTA 1						

173 LARANC 3	.016 (.18)	-.25	-.12	.001	.000	
175 CHECTA 2	.016 (.18)	.24	.11	.000	.000	
175 - CHECTA 2						

176 PUCARA 1	.016 (.17)	.24	.11	.000	.000	
115 - CHISQUE						

114 RANCATAMA	.020 (.22)	-.31	-.15	.002	.001	
116 HUAROQUIN	.018 (.20)	.28	.14	.003	.001	
156 - COLLO						

157 SHIMAY	.001 (.01)	.02	.01	.000	.000	
117 - CORMO						

116 HUAROQUIN	.017 (.19)	-.26	-.13	.004	.002	
118 HUASCOY	.017 (.19)	.26	.13	.004	.001	
190 - CULLHUAY						

189 HUAROS	.001 (.01)	-.03	-.01	.000	.000	
104 - C.H. RAV-PAC						

105 PACARAOS	.005 (.05)	.08	.04	.000	.000	
108 DERIV.VICHAY	.031 (.35)	.52	.25	.000	.000	
162 - C.H. YASO						

163 PICHUPICHU	.022 (.24)	.36	.17	.002	.001	
138 - DERIV YASO						

137 HUAMANTANGA	.009 (.10)	.27	.13	.001	.001	

139 DERIV.PAMPAC	.021 (.23)	-.64	-.31	.002	.002
120 - DERIV.HUAROO					

119 SAN JUAN	.016 (.17)	-.24	-.11	.001	.000
121 LA FLORIDA	.006 (.07)	.09	.04	.000	.000
139 - DERIV.PAMPAC					

140 NVO.SAN JOSE	.022 (.24)	-.68	-.32	.002	.001
108 - DERIV.VICHAY					

109 STA.CATALINA	.029 (.32)	.47	.23	.002	.001
122 - DER.SA HUAYO					

121 LA FLORIDA	.005 (.06)	-.08	-.04	.000	.000
123 PALLAC	.003 (.03)	.04	.02	.000	.000
110 - DER.SC.ANDAM					

109 STA.CATALINA	.027 (.30)	-.45	-.22	.002	.001
133 - DRV SUMB-RAU					

132 HUANDARO	.001 (.01)	.03	.02	.000	.000
134 MARCO	.004 (.04)	-.11	-.06	.000	.000
183 - HCYO.ALTO					

182 YANGAS	.007 (.08)	-.11	-.05	.000	.000
184 PPALTO-V.ALE	.007 (.07)	.10	.05	.000	.000
188 - HUACOS					

189 HUAROS	.002 (.02)	.07	.03	.000	.000
137 - HUAMANTANGA					

136 PURUCHUCO	.007 (.08)	.22	.11	.000	.000
166 - HUANCHUY					

167 SR.HANS	.021 (.23)	.33	.15	.002	.001
118 - HUASCOY					

119 SAN JUAN	.016 (.18)	.25	.12	.003	.001
170 - LA CABAYA					

169 SR DE QUIVES	.017 (.19)	-.26	-.12	.001	.000
171 LARANC 1	.017 (.19)	.26	.12	.002	.001
171 - LARANC 1					

172 LARANC 2	.017 (.18)	.25	.12	.000	.000

172 - LARANC 2					

173 LARANC 3	.016 (.18)	.25	.12	.000	.000
168 - LLIPATA					

167 SR.HANS	.020 (.22)	-.31	-.14	.004	.001
169 SR DE QUIVES	.020 (.22)	.30	.14	.001	.000
178 - MAGDA 1					

177 PUCARA 2	.015 (.17)	-.23	-.11	.001	.001
179 MAGDA 2	.015 (.17)	.22	.11	.000	.000
179 - MAGDA 2					

180 MAGDA 3	.015 (.17)	.22	.11	.000	.000
180 - MAGDA 3					

181 MAGDA 4	.015 (.17)	.22	.11	.000	.000
181 - MAGDA 4					

182 YANGAS	.015 (.16)	.22	.11	.001	.000
134 - MARCO					

135 QUIPAN	.004 (.05)	-.13	-.06	.000	.000
140 - NVO.SAN JOSE					

141 S. BUENAVENT	.022 (.25)	-.69	-.33	.003	.002
147 - OBRAJILLO					

148 SAN MIGUEL	.025 (.27)	.51	.25	.000	.000
105 - PACARAOS					

106 RAVIRA	.002 (.02)	.03	.02	.000	.000
123 - PALLAC					

124 PISCOCOTO	.002 (.02)	.03	.02	.000	.000
113 - PASAC					

112 PIRCA	.021 (.23)	-.34	-.16	.005	.002
114 RANCATAMA	.020 (.22)	.32	.16	.000	.000
185 - PAY PAY BAJO					

184 PPALTO-V.ALE	.004 (.05)	-.07	-.03	.000	.000
126 - PERLA ALTA					

125 PERLA BAJA 1	.001 (.01)	-.01	-.01	.000	.000

127 PERLA BAJA 2	.001 (.01)	.01	.00	.000	.000
125 - PERLA BAJA 1					

124 PISCOCOTO	.002 (.02)	-.02	-.01	.000	.000
163 - PICHUPICHU					

164 YASO	.022 (.24)	.36	.17	.000	.000
142 - PISCIGRANJA					

141 S. BUENAVENT	.023 (.25)	.71	.34	.006	.005
176 - PUCARA 1					

177 PUCARA 2	.015 (.17)	.23	.11	.000	.000
136 - PURUCHUCO					

135 QUIPAN	.007 (.07)	.21	.10	.000	.000
106 - RAVIRA					

107 VISCAS	.001 (.01)	.02	.01	.000	.000

ALL THE LINE CURRENTS WITH FIXED MAXIMUM VALUE ARE WITHIN THE LIMITS

ALL THE TRANSFORMER POWERS WITH FIXED TERMINAL RATED VALUE ARE WITHIN THE LIMITS

TOTAL GENERATED ACTIVE POWERS	2.0 MW
TOTAL GENERATED REACTIVE POWERS	1.0 MVAR
TOTAL POSITIVE ACTIVE LOADS	1.9 MW
TOTAL NEGATIVE ACTIVE LOADS	.0 MW
TOTAL POSITIVE REACTIVE LOADS	.9 MVAR
TOTAL NEGATIVE REACTIVE LOADS	-.0 MVAR
TOTAL ACTIVE POWERS IN THE SHUNT BRANCHES	.0 MW
TOTAL REACTIVE POWERS IN THE SHUNT BRANCHES	.0 MVAR

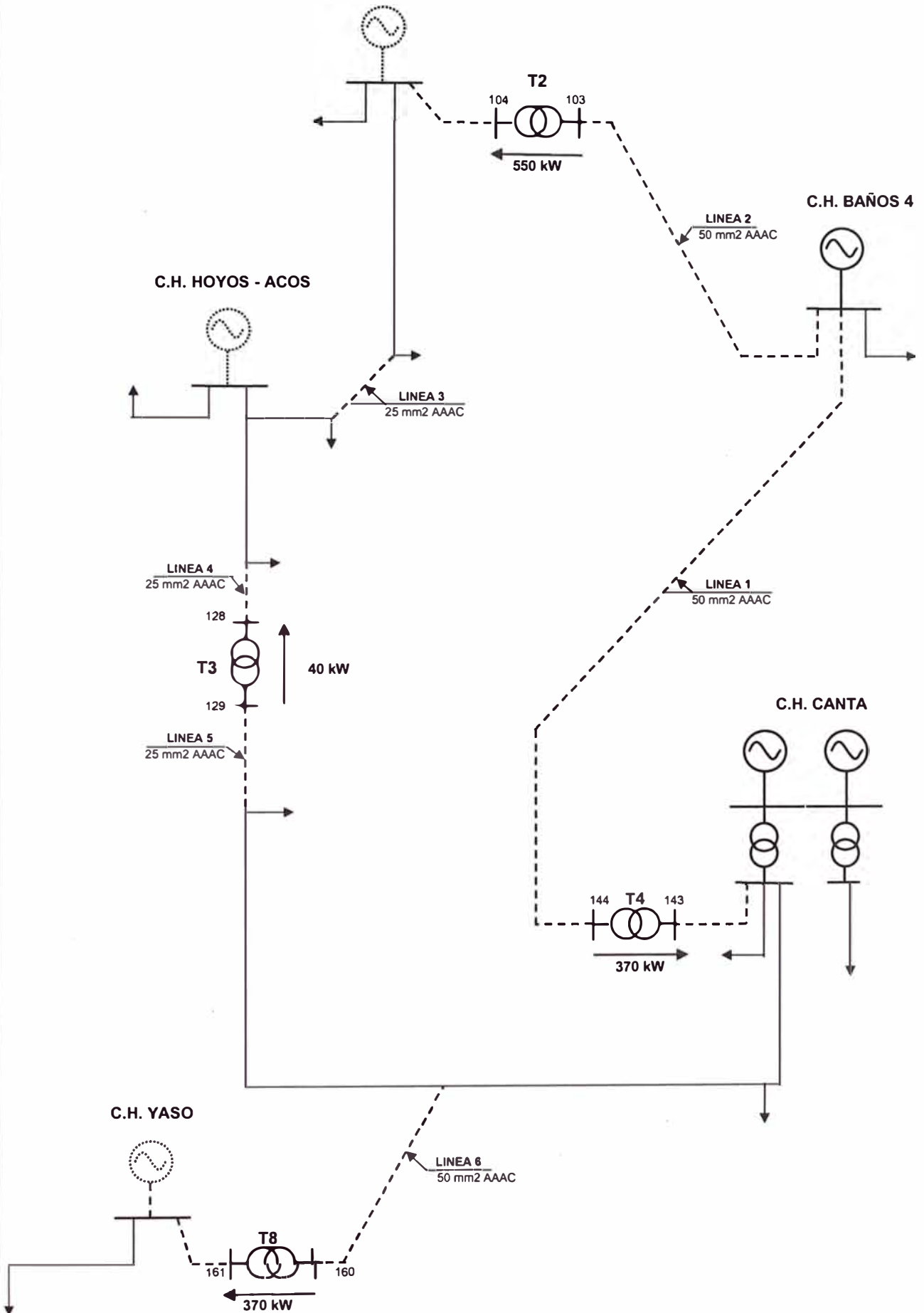
	ACTIVE	REACTIVE
TOTAL LOSSES OF THE TRANSFORMERS AT 2 WIN.	.0 MW	.0 MVAR
TOTAL LOSSES OF THE TRANSFORMERS AT 3 WIN.	.0 MW	.0 MVAR
TOTAL LOSSES OF THE LINES AT 22.9 KV	.0 MW	.0 MVAR
TOTAL LOSSES OF THE LINES AT 10.0 KV	.1 MW	.0 MVAR
TOTAL LOSSES OF THE LINES AT 20.0 KV	.0 MW	.0 MVAR
TOTAL LOSSES OF THE LINES AT 13.2 KV	.0 MW	.0 MVAR
	-----	-----
TOTAL LOSSES IN THE NETWORK	.1 MW	.1 MVAR

* * * EXECUTION END * * *

FLUJO DE POTENCIA
SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA

Figura N° 4.2
ALTERNATIVA N° 02

C.H. RAVIRA - PACARAOS



164YASO	1	210.0	0.011	0.006			N
165APAN	1	210.0	0.003	0.002			N
166HUANCHUY	1	210.0	0.003	0.001			N
167SR.HANS	1	210.0	0.016	0.008			N
168LLIPATA	1	210.0	0.003	0.001			N
169SR DE QUIVES	1	210.0	0.040	0.019			N
170LA CABAYA	1	210.0	0.004	0.002			N
171LARANC 1	1	210.0	0.002	0.001			N
172LARANC 2	1	210.0	0.002	0.001			N
173LARANC 3	1	210.0	0.002	0.001			N
174CHECTA 1	1	210.0	0.005	0.002			N
175CHECTA 2	1	210.0	0.005	0.002			N
176PUCARA 1	1	210.0	0.005	0.002			N
177PUCARA 2	1	210.0	0.005	0.002			N
178MAGDA 1	1	210.0	0.001	0.000			N
179MAGDA 2	1	210.0	0.001	0.000			N
180MAGDA 3	1	210.0	0.001	0.000			N
181MAGDA 4	1	210.0	0.001	0.000			N
182YANGAS	1	210.0	0.115	0.056			N
183HCYO.ALTO	1	210.0	0.007	0.003			N
184PPALTO-V.ALE	1	210.0	0.033	0.016			N
185PAY PAY BAJO	1	210.0	0.016	0.008			N
186BALETI-LETIC	1	210.0	0.050	0.024			N
187ACOHACA	1	220.0	0.004	0.002			N
188HUACOS	1	220.0	0.012	0.006			N
189HUAROS	1	220.0	0.037	0.018			N
190CULLHUAY	1	220.0	0.028	0.013			N
191CH HOYOS-ACO	1	210.0	0.000	0.000			N
192ACOS	1	210.0	0.066	0.032			N
193DERI.LAMPIAN	1	210.0	0.027	0.013			N
194CANCHAPILCA	1	210.0	0.018	0.009			N
195COTO	1	210.0	0.008	0.004			N
196CARAC	1	210.0	0.025	0.012			N
999999							N
101	102	1.436	0.497		0.95	90.0	L
101	103	0.730	0.471		7.00	90.0	L
101	144	0.730	0.471		26.80	90.0	L
104	105	2.002	0.498		0.80	90.0	L
104	108	2.002	0.498		0.03	90.0	L
105	106	2.002	0.498		2.41	90.0	L
106	107	2.002	0.498		1.83	90.0	L
108	109	2.002	0.498		0.65	90.0	L
109	110	2.002	0.498		0.73	90.0	L
110	111	2.002	0.498		1.30	90.0	L
111	112	2.002	0.498		2.62	90.0	L
112	113	2.002	0.498		3.58	90.0	L
113	114	2.002	0.498		0.38	90.0	L
114	115	2.002	0.498		1.53	90.0	L
115	116	2.002	0.498		2.77	90.0	L
116	117	1.259	0.481		3.80	90.0	L
117	118	1.259	0.481		3.60	90.0	L
118	119	1.259	0.481		2.80	90.0	L
119	120	1.259	0.481		1.10	90.0	L
120	191	0.730	0.438		3.10	90.0	L
120	121	0.730	0.438		2.80	90.0	L
121	122	0.730	0.438		6.30	90.0	L
122	123	1.259	0.481		0.80	90.0	L
123	124	1.259	0.481		1.70	90.0	L
124	125	1.259	0.481		0.50	90.0	L
125	126	1.259	0.481		0.11	90.0	L
126	127	2.002	0.498		0.10	90.0	L
127	128	2.002	0.498		0.15	90.0	L
129	130	1.436	0.497		0.80	90.0	L
130	131	1.436	0.497		0.90	90.0	L
131	132	1.436	0.497		1.70	90.0	L
132	133	1.436	0.497		2.61	90.0	L
133	134	1.436	0.497		3.42	90.0	L
134	135	0.730	0.471		4.28	90.0	L
135	136	0.730	0.471		4.58	90.0	L
136	137	0.730	0.471		0.33	90.0	L
137	138	0.570	0.485		5.51	90.0	L
138	139	0.570	0.485		2.80	90.0	L

CUADRO N° 4.10

ALTERNATIVA N° 02
(CORRIDA TENTATIVA)

STARTING OF THE CASE NO. 1
SISTEMA ELECTRICO REGIONAL CANTA
CASE IN ALTERNATING CURRENT

OPTIONS OF THE COMMAND CARDS	USER MANUAL REF.	VALUES
MAXIMUM NUMBER OF INITIAL ITERATIONS		
WITH GAUSS-SEIDEL METHOD	(NITGS) *	= 2
TOLERANCE FOR THE PREVIOUS ITERATIONS	(TOLGS) *	= .0010 P.U.
MAXIMUM NUMBER OF ITERATIONS WITH THE		
NEWTON-RAPHSON METHOD	(NITNW) *	= 55
TOLERANCE FOR THE ACTIVE POWER	(TOLP) *	= .0100 MW
TOLERANCE FOR THE REACTIVE POWER	(TOLQ) *	= .0100 MVAR
MAXIMUM NUMBER OF ITERATIONS ON Q, FOR		
EVERY ITERATION ON P	(NITQ) *	= 1
BASE FREQUENCY	(FBR)	= 60.00 HZ
BASE POWER	(PBR)	= 100.00 MVA
COEFFICIENT OF THE RATED VOLTAGES FOR		
EVALUATING THE MINIMUM VOLTAGES (VMIN)	(VMINST) *	= .999
COEFFICIENT OF THE RATED VOLTAGES FOR		
EVALUATING THE MAXIMUM VOLTAGES (VMAX)	(VMAXST) *	= 1.001
NON-LINEAR LOADS ARE PRESENT	(ICAR) *	= 0
CHECK OF THE REACTIVE POWER	(ICONTQ) *	= 1
CHOICE OF THE INITIAL VOLTAGES	(IVIN) *	= 4
POWER SHARING AT EQUAL INCREMENTAL		
COSTS	(IRIP) *	= 0
COMPUTATION WITH D.C. METHOD	(ICCONT)	= 0
OPTIONAL PRINTS	(IST)	= 0
TAPE OR PERMANENT FILE STORAGE	(NASTR1)	= 0
TAPE OR PERMANENT FILE ALREADY		
EXISTING	(NASTR2)	= 0
IF MODIFICATION-CASE, FIXED VOLTAGES		
EQUAL TO THE RESULTS OF THE BASE-		
CASE, IF THIS IS IN CONVERGENCE	(ITENV) *	= 0
NO PRINT OF NODE AND CONNECTION		
RESULTS	(IUNI)	= 0
NO PRINT OF CONNECTION RESULTS	(ISTAMP)	= 0
NO PRINT OF NODE AND CONNECTION INPUT		
DATA	(INGRE)	= 1
NO CHECK ON CONTINUITY OF THE NETWORK	(KONN)	= 0
CORRECTION NUMBER IF THE SOLUTION		
TENDS TO DIVERGE	(ICOR) *	= 3
NO PRINT OF THE BEST SOLUTION IF THE		
CASE IS WITHOUT CONVERGENCE	(IBEST) *	= 0

(*) THE QUANTITIES WITH '*' ARE MEANINGFUL ONLY IN A.C. COMPUTATIONS

NETWORK CHARACTERISTICS

NODE NUMBER	=	97
LINE NUMBER	=	89
TRANSFORMER NUMBER	=	8
GENERATOR NUMBER	=	2
NON-LINEAR LOAD NUMBER	=	0

LEGENDA

NODE TYPE 1 = V, FI
NODE TYPE 2 = P, Q
NODE TYPE 3 = P, V
NODE TYPE 4 = Q, FI

ATTENTION NO DISTRIBUTED PARAMETERS WITH CONDUCTANCE AND CAPACITANCE EQUAL TO ZERO

*** THE NETWORK IS CONNECTED ***

***** GAUSS-SEIDEL ITERATION NUMBER = 2

***** NEWTON-RAPHSON ITERATION NUMBER = 10

*** ALL THE SLACK NODES ARE WITHIN THE REACTIVE POWER GENERATION LIMITS ***

SYMBOL DESCRIPTION

V = VOLTAGE ABSOLUTE VALUE
 DEL = VOLTAGE PHASE ANGLE VALUE
 PC = ACTIVE LOAD (WITH POSSIBLE SLACK ERROR)
 QC = REACTIVE LOAD (WITH POSSIBLE SLACK ERROR)
 PG = ACTIVE POWER GENERATION
 QG = REACTIVE POWER GENERATION
 PS = SHUNT BRANCH ACTIVE POWER
 QS = SHUNT BRANCH REACTIVE POWER

LIST OF NODES WHOSE VOLTAGE IS OUT OF LIMITS

N O D E	V(KV)	((V-VN)/VN)*100
103 B22.9kV-T2	22.77	-.55
104 C.H. RAV-PAC	9.93	-.71
105 PACARAOS	9.92	-.79
106 RAVIRA	9.91	-.89
107 VISCAS	9.91	-.94
108 DERIV.VICHAY	9.93	-.73
109 STA.CATALINA	9.90	-.99
110 DER.SC.ANDAM	9.87	-1.26
111 CHAUCA	9.83	-1.70
112 PIRCA	9.75	-2.55
113 PASAC	9.66	-3.44
114 RANCATAMA	9.65	-3.52
115 CHISQUE	9.61	-3.86
116 HUAROQUIN	9.56	-4.36
117 CORMO	9.49	-5.14
118 HUASCOY	9.41	-5.86
119 SAN JUAN	9.36	-6.38
120 DERIV.HUAROQ	9.34	-6.57
121 LA FLORIDA	9.36	-6.43
122 DER.SA HUAYO	9.39	-6.05
123 PALLAC	9.41	-5.94
124 PISCOCOTO	9.43	-5.68
125 PERLA BAJA 1	9.44	-5.59
126 PERLA ALTA	9.44	-5.57
127 PERLA BAJA 2	9.44	-5.56
128 B10kV-T3	9.45	-5.53
129 B20KV-T3	18.93	-5.35
130 LLANCAY	18.94	-5.30
131 CAPIA	18.95	-5.24
132 HUANDARO	18.97	-5.13
133 DRV SUMB-RAU	19.01	-4.93
134 MARCO	19.09	-4.57
135 QUIPAN	19.15	-4.27
136 PURUCHUCO	19.23	-3.87
137 HUAMANTANGA	19.23	-3.84
138 DERIV YASO	19.33	-3.34
139 DERIV.PAMPAC	19.42	-2.88
140 NVO.SAN JOSE	19.49	-2.53
141 S. BUENAVENT	19.60	-1.99
142 PISCIGRANJA	19.86	-.69
143 CH CANTB20kV	19.88	-.62
144 B22.9kV-T4	22.68	-.96
146 B13.2kVCHCAN	13.15	-.37
147 OBRAJILLO	13.13	-.51
148 SAN MIGUEL	13.12	-.61
149 CANTA	13.06	-1.06
150 PARIAMARCA	13.03	-1.30
151 CARHUA	12.99	-1.56
152 LACHAQUI	12.97	-1.77
153 B13.2kV-SE	12.97	-1.77
154 B20kV-SE	19.63	-1.84
155 ARAHUAY	19.58	-2.08
156 COLLO	19.58	-2.12
157 SHIMAY	19.57	-2.14
158 ARCHO	19.57	-2.14

159 LICAH-D HUAR	19.57	-2.15
160 BARRA 20kVT8	19.21	-3.94
161 BARRA 10kVT8	9.60	-4.00
162 C.H. YASO	9.60	-4.01
163 PICHUPICHU	9.53	-4.67
164 YASO	9.52	-4.77
165 APAN	9.30	-7.05
166 HUANCHUY	9.08	-9.19
167 SR.HANS	9.02	-9.83
168 LLIPATA	8.89	-11.11
169 SR DE QUIVES	8.86	-11.42
170 LA CABAYA	8.81	-11.88
171 LARANC 1	8.72	-12.82
172 LARANC 2	8.71	-12.91
173 LARANC 3	8.70	-12.99
174 CHECTA 1	8.65	-13.47
175 CHECTA 2	8.64	-13.55
176 PUCARA 1	8.63	-13.71
177 PUCARA 2	8.62	-13.78
178 MAGDA 1	8.56	-14.41
179 MAGDA 2	8.55	-14.50
180 MAGDA 3	8.54	-14.57
181 MAGDA 4	8.53	-14.66
182 YANGAS	8.51	-14.93
183 HCYO.ALTO	8.48	-15.21
184 PPALTO-V.ALE	8.48	-15.22
185 PAY PAY BAJO	8.47	-15.25
186 BALETI-LETIC	8.47	-15.30
187 ACOCHACA	19.87	-.67
188 HUACOS	19.86	-.72
189 HUAROS	19.84	-.80
190 CULLHUAY	19.82	-.88
191 CH HOYOS-ACO	9.30	-7.02
192 ACOS	9.24	-7.56
193 DERI.LAMPIAN	9.21	-7.88
194 CANCHAPILCA	9.21	-7.94
195 COTO	9.18	-8.18
196 CARAC	9.17	-8.26

CUADRO N° 4.10

ALTERNATIVA N° 02
(CORRIDA TENTATIVA)

ALL THE LINE CURRENTS WITH FIXED MAXIMUM VALUE ARE WITHIN THE LIMITS

LIST OF TRANSFORMERS WHOSE POWER IS OUT OF LIMITS

TERMINALS	OP. CODE	P.U. POWER VALUE(S)	
145' B.40kvCHCANT	143 CH CANTB20kv	(1.42)	(1.41)
0			
TOTAL GENERATED ACTIVE POWERS	2.0 MW		
TOTAL GENERATED REACTIVE POWERS	1.0 MVAR		
TOTAL POSITIVE ACTIVE LOADS	1.9 MW		
TOTAL NEGATIVE ACTIVE LOADS	-.0 MW		
TOTAL POSITIVE REACTIVE LOADS	.9 MVAR		
TOTAL NEGATIVE REACTIVE LOADS	.0 MVAR		
TOTAL ACTIVE POWERS IN THE SHUNT BRANCHES	.0 MW		
TOTAL REACTIVE POWERS IN THE SHUNT BRANCHES	.0 MVAR		
0			
		ACTIVE	REACTIVE
TOTAL LOSSES OF THE TRANSFORMERS AT 2 WIN.		.0 MW	.0 MVAR
TOTAL LOSSES OF THE TRANSFORMERS AT 3 WIN.		.0 MW	.0 MVAR
TOTAL LOSSES OF THE LINES AT 22.9 KV		.0 MW	.0 MVAR
TOTAL LOSSES OF THE LINES AT 10.0 KV		.1 MW	.0 MVAR
TOTAL LOSSES OF THE LINES AT 20.0 KV		.0 MW	.0 MVAR
TOTAL LOSSES OF THE LINES AT 13.2 KV		.0 MW	.0 MVAR
		-----	-----
TOTAL LOSSES IN THE NETWORK		.1 MW	.1 MVAR

* * * EXECUTION END * * *

164YASO	1	210.0	0.011	0.006			N
165APAN	1	210.0	0.003	0.002			N
166HUANCHUY	1	210.0	0.003	0.001			N
167SR.HANS	1	210.0	0.016	0.008			N
168LLIPATA	1	210.0	0.003	0.001			N
169SR DE QUIVES	1	210.0	0.040	0.019			N
170LA CABAYA	1	210.0	0.004	0.002			N
171LARANC 1	1	210.0	0.002	0.001			N
172LARANC 2	1	210.0	0.002	0.001			N
173LARANC 3	1	210.0	0.002	0.001			N
174CHECTA 1	1	210.0	0.005	0.002			N
175CHECTA 2	1	210.0	0.005	0.002			N
176PUCARA 1	1	210.0	0.005	0.002			N
177PUCARA 2	1	210.0	0.005	0.002			N
178MAGDA 1	1	210.0	0.001	0.000			N
179MAGDA 2	1	210.0	0.001	0.000			N
180MAGDA 3	1	210.0	0.001	0.000			N
181MAGDA 4	1	210.0	0.001	0.000			N
182YANGAS	1	210.0	0.115	0.056			N
183HCYO.ALTO	1	210.0	0.007	0.003			N
184PPALTO-V.ALE	1	210.0	0.033	0.016			N
185PAY PAY BAJO	1	210.0	0.016	0.008			N
186BALETI-LETIC	1	210.0	0.050	0.024			N
187ACOHACA	1	220.0	0.004	0.002			N
188HUACOS	1	220.0	0.012	0.006			N
189HUAROS	1	220.0	0.037	0.018			N
190CULLHUAY	1	220.0	0.028	0.013			N
191CH HOYOS-ACO	1	210.0	0.000	0.000			N
192ACOS	1	210.0	0.066	0.032			N
193DERI.LAMPIAN	1	210.0	0.027	0.013			N
194CANCHAPILCA	1	210.0	0.018	0.009			N
195COTO	1	210.0	0.008	0.004			N
196CARAC	1	210.0	0.025	0.012			N
999999							N
101	102	1.436	0.497		0.95	90.0	L
101	103	0.730	0.471		7.00	90.0	L
101	144	0.730	0.471		26.80	90.0	L
104	105	2.002	0.498		0.80	90.0	L
104	108	2.002	0.498		0.03	90.0	L
105	106	2.002	0.498		2.41	90.0	L
106	107	2.002	0.498		1.83	90.0	L
108	109	2.002	0.498		0.65	90.0	L
109	110	2.002	0.498		0.73	90.0	L
110	111	2.002	0.498		1.30	90.0	L
111	112	2.002	0.498		2.62	90.0	L
112	113	2.002	0.498		3.58	90.0	L
113	114	2.002	0.498		0.38	90.0	L
114	115	2.002	0.498		1.53	90.0	L
115	116	2.002	0.498		2.77	90.0	L
116	117	1.259	0.481		3.80	90.0	L
117	118	1.259	0.481		3.60	90.0	L
118	119	1.259	0.481		2.80	90.0	L
119	120	1.259	0.481		1.10	90.0	L
120	191	0.730	0.438		3.10	90.0	L
120	121	0.730	0.438		2.80	90.0	L
121	122	0.730	0.438		6.30	90.0	L
122	123	1.259	0.481		0.80	90.0	L
123	124	1.259	0.481		1.70	90.0	L
124	125	1.259	0.481		0.50	90.0	L
125	126	1.259	0.481		0.11	90.0	L
126	127	2.002	0.498		0.10	90.0	L
127	128	2.002	0.498		0.15	90.0	L
129	130	1.436	0.497		0.80	90.0	L
130	131	1.436	0.497		0.90	90.0	L
131	132	1.436	0.497		1.70	90.0	L
132	133	1.436	0.497		2.61	90.0	L
133	134	1.436	0.497		3.42	90.0	L
134	135	0.730	0.471		4.28	90.0	L
135	136	0.730	0.471		4.58	90.0	L
136	137	0.730	0.471		0.33	90.0	L
137	138	0.570	0.485		5.51	90.0	L
138	139	0.570	0.485		2.80	90.0	L

CUADRO N° 4.12

ALTERNATIVA N° 02
(CORRIDA DEFINITIVA)

STARTING OF THE CASE NO. 1
SISTEMA ELECTRICO REGIONAL CANTA
CASE IN ALTERNATING CURRENT

OPTIONS OF THE COMMAND CARDS	USER MANUAL REF.	VALUES
MAXIMUM NUMBER OF INITIAL ITERATIONS		
WITH GAUSS-SEIDEL METHOD	(NITGS)*	= 2
TOLERANCE FOR THE PREVIOUS ITERATIONS	(TOLGS)*	= .0010 P.U.
MAXIMUM NUMBER OF ITERATIONS WITH THE		
NEWTON-RAPHSON METHOD	(NITNW)*	= 55
TOLERANCE FOR THE ACTIVE POWER	(TOLP)*	= .0100 MW
TOLERANCE FOR THE REACTIVE POWER	(TOLQ)*	= .0100 MVAR
MAXIMUM NUMBER OF ITERATIONS ON Q, FOR		
EVERY ITERATION ON P	(NITQ)*	= 1
BASE FREQUENCY	(FBR)	= 60.00 HZ
BASE POWER	(PBR)	= 100.00 MVA
COEFFICIENT OF THE RATED VOLTAGES FOR		
EVALUATING THE MINIMUM VOLTAGES (VMIN)	(VMINST)*	= .999
COEFFICIENT OF THE RATED VOLTAGES FOR		
EVALUATING THE MAXIMUM VOLTAGES (VMAX)	(VMAXST)*	= 1.001
NON-LINEAR LOADS ARE PRESENT	(ICAR)*	= 0
CHECK OF THE REACTIVE POWER	(ICONTO)*	= 1
CHOICE OF THE INITIAL VOLTAGES	(IVIN)*	= 4
POWER SHARING AT EQUAL INCREMENTAL		
COSTS	(IRIP)*	= 0
COMPUTATION WITH D.C. METHOD	(ICCONT)	= 0
OPTIONAL PRINTS	(IST)	= 0
TAPE OR PERMANENT FILE STORAGE	(NASTR1)	= 0
TAPE OR PERMANENT FILE ALREADY		
EXISTING	(NASTR2)	= 0
IF MODIFICATION-CASE, FIXED VOLTAGES		
EQUAL TO THE RESULTS OF THE BASE-		
CASE, IF THIS IS IN CONVERGENCE	(ITENV)*	= 0
NO PRINT OF NODE AND CONNECTION		
RESULTS	(IUNI)	= 0
NO PRINT OF CONNECTION RESULTS	(ISTAMP)	= 0
NO PRINT OF NODE AND CONNECTION INPUT		
DATA	(INGRE)	= 1
NO CHECK ON CONTINUITY OF THE NETWORK	(KONN)	= 0
CORRECTION NUMBER IF THE SOLUTION		
TENDS TO DIVERGE	(ICOR)*	= 3
NO PRINT OF THE BEST SOLUTION IF THE		
CASE IS WITHOUT CONVERGENCE	(IBEST)*	= 0

(*) THE QUANTITIES WITH '*' ARE MEANINGFUL ONLY IN A.C. COMPUTATIONS

NETWORK CHARACTERISTICS

NODE NUMBER	=	97
LINE NUMBER	=	89
TRANSFORMER NUMBER	=	8
GENERATOR NUMBER	=	2
NON-LINEAR LOAD NUMBER	=	0

LEGENDA

NODE TYPE 1	=	V, FI
NODE TYPE 2	=	P, Q
NODE TYPE 3	=	P, V
NODE TYPE 4	=	Q, FI

ATTENTION NO DISTRIBUTED PARAMETERS WITH CONDUCTANCE AND CAPACITANCE EQUAL TO ZERO
*** THE NETWORK IS CONNECTED ***
***** GAUSS-SEIDEL ITERATION NUMBER = 2
*****THE SOLUTION WAS TENDING TO DIVERGE, I HAVE MADE 1 CORRECTION(S)*****

***** NEWTON-RAPHSON ITERATION NUMBER = 16
 *** ALL THE SLACK NODES ARE WITHIN THE REACTIVE POWER GENERATION LIMITS ***

SYMBOL DESCRIPTION

V = VOLTAGE ABSOLUTE VALUE
 DEL = VOLTAGE PHASE ANGLE VALUE
 PC = ACTIVE LOAD (WITH POSSIBLE SLACK ERROR)
 QC = REACTIVE LOAD (WITH POSSIBLE SLACK ERROR)
 PG = ACTIVE POWER GENERATION
 QG = REACTIVE POWER GENERATION
 PS = SHUNT BRANCH ACTIVE POWER
 QS = SHUNT BRANCH REACTIVE POWER

LIST OF NODES WHOSE VOLTAGE IS OUT OF LIMITS

N O D E	V(KV)	((V-VN)/VN)*100
103 B22.9kV-T2	22.74	-.68
104 C.H. RAV-PAC	10.40	4.05
105 PACARAOS	10.40	3.98
106 RAVIRA	10.39	3.88
107 VISCAS	10.38	3.83
108 DERIV.VICHAY	10.40	4.03
109 STA.CATALINA	10.37	3.72
110 DER.SC.ANDAM	10.34	3.38
111 CHAUCA	10.28	2.82
112 PIRCA	10.18	1.75
113 PASAC	10.05	.53
114 RANCATAMA	10.04	.41
116 HUAROQUIN	9.92	-.82
117 CORMO	9.80	-2.03
118 HUASCOY	9.68	-3.16
119 SAN JUAN	9.60	-3.99
120 DERIV.HUAROQ	9.57	-4.30
121 LA FLORIDA	9.56	-4.39
122 DER.SA HUAYO	9.55	-4.51
123 PALLAC	9.55	-4.49
124 PISCOCOTO	9.56	-4.44
125 PERLA BAJA 1	9.56	-4.42
126 PERLA ALTA	9.56	-4.41
127 PERLA BAJA 2	9.56	-4.40
128 B10kV-T3	9.56	-4.39
129 B20kV-T3	19.14	-4.29
130 LLANCAY	19.15	-4.27
131 CAPIA	19.15	-4.25
132 HUANDARO	19.16	-4.20
133 DRV SUMB-RAU	19.18	-4.10
134 MARCO	19.23	-3.86
135 QUIPAN	19.27	-3.65
136 PURUCHUCO	19.33	-3.35
137 HUAMANTANGA	19.34	-3.32
138 DERIV YASO	19.41	-2.93
139 DERIV.PAMPAC	19.50	-2.52
140 NVO.SAN JOSE	19.56	-2.21
141 S. BUENAVENT	19.65	-1.74
142 PISCIGRANJA	19.88	-.59
143 CH CANTB20kV	19.90	-.52
144 B22.9kV-T4	22.72	-.78
146 B13.2kVCHCAN	13.15	-.37
147 OBRAJILLO	13.13	-.51
148 SAN MIGUEL	13.12	-.61
149 CANTA	13.06	-1.06
150 PARIAMARCA	13.03	-1.30
151 CARHUA	12.99	-1.56
152 LACHAQUI	12.97	-1.77
153 B13.2kV-SE	12.97	-1.77
154 B20kV-SE	19.63	-1.83
155 ARAHUAY	19.59	-2.06
156 COLLO	19.58	-2.10
157 SHIMAY	19.58	-2.11
158 ARCHO	19.58	-2.12

159 LICAH-D HUAR	19.58	-2.12
160 BARRA 20kVT8	19.29	-3.53
161 BARRA 10kVT8	10.41	4.13
162 C.H. YASO	10.41	4.12
163 PICHUPICHU	10.35	3.52
164 YASO	10.34	3.43
165 APAN	10.14	1.38
166 HUANCHUY	9.94	-.55
167 SR.HANS	9.89	-1.12
168 LLIPATA	9.77	-2.27
169 SR DE QUIVES	9.74	-2.56
170 LA CABAYA	9.70	-2.97
171 LARANC 1	9.62	-3.82
172 LARANC 2	9.61	-3.90
173 LARANC 3	9.60	-3.97
174 CHECTA 1	9.56	-4.40
175 CHECTA 2	9.55	-4.48
176 PUCARA 1	9.54	-4.61
177 PUCARA 2	9.53	-4.68
178 MAGDA 1	9.48	-5.24
179 MAGDA 2	9.47	-5.32
180 MAGDA 3	9.46	-5.39
181 MAGDA 4	9.45	-5.47
182 YANGAS	9.43	-5.71
183 HCYO.ALTO	9.40	-5.96
184 PPALTO-V.ALE	9.40	-5.98
185 PAY PAY BAJO	9.40	-6.00
186 BALETI-LETIC	9.40	-6.05
187 ACOCHACA	19.89	-.56
188 HUACOS	19.88	-.62
189 HUAROS	19.86	-.70
190 CULLHUAY	19.84	-.78
191 CH HOYOS-ACO	9.53	-4.75
192 ACOS	9.47	-5.27
193 DERI.LAMPIAN	9.44	-5.58
194 CANCHAPILCA	9.44	-5.64
195 COTO	9.41	-5.88
196 CARAC	9.40	-5.95

CUADRO N° 4.12

ALTERNATIVA N° 02
(CORRIDA DEFINITIVA)

GENERATOR				ACTIVE	REACTIVE	APPARENT
NODE	NAME	GROUP	POWER	POWER	POWER	
				(MW)	(MVAR)	(MVA)
0	100	B0.46kV-BAY4	1	.97 (.32)	-.00 (.00)	.97 (.06)
0	145	B.40kVCHCANT	1	1.00 (.33)	.99 (.20)	1.41 (.09)

CONNECTED	NODES	CURRENT	POWER		LOSSES	
□		(KA)	ACTIVE(MW)	REACTIVE(MVAR)	ACTIVE(MW)	REACTIVE(MVAR)
187 - ACOCHACA						

	143 CH CANTB20kV	.003 (.03)	-.08	-.04	.000	.000
	188 HUACOS	.002 (.03)	.08	.04	.000	.000
192 - ACOS						

	191 CH HOYOS-ACO	.010 (.11)	-.14	-.07	.001	.000
	193 DERI.LAMPIAN	.005 (.06)	.08	.04	.000	.000
165 - APAN						

	164 YASO	.021 (.24)	-.34	-.16	.007	.003
	166 HUANCHUY	.021 (.24)	.34	.15	.007	.002
155 - ARAHUAY						

	154 B20kV-SE	.002 (.02)	-.05	-.02	.000	.000
	156 COLLO	.001 (.01)	.03	.01	.000	.000
158 - ARCHO						

	157 SHIMAY	.000 (.00)	-.01	-.00	.000	.000
	159 LICAH-D HUAR	.000 (.00)	.01	.00	.000	.000
186 - BALETI-LETIC						

	185 PAY PAY BAJO	.003 (.04)	-.05	-.02	.000	.000
161 - BARRA 10kVT8						

	162 C.H. YASO	.022 (.25)	.36	.17	.000	.000
	160 BARRA 20kVT8	.023	-.37	-.18	.001	.002
160 - BARRA 20kVT8						

	138 DERIV YASO	.012 (.14)	-.37	-.18	.002	.001

100 - B0.46kV-BAY4						

101 B24kV-BAYOS4	1.119	.97	-.00	.001	.005	
128 - B10kV-T3						

127 PERLA BAJA 2	.005 (.05)	.04	.07	.000	.000	
129 B20kV-T3	.005	-.04	-.07	.001	.002	
146 - B13.2kVCHCAN						

147 OBRAJILLO	.026 (.28)	.52	.25	.001	.001	
145 B.40kVCHCANT	.026	-.52	-.25	.001	.007	
153 - B13.2kV-SE						

152 LACHAQUI	.003 (.03)	-.06	-.03	.000	.000	
154 B20kV-SE	.003	.06	.03	.000	.001	
129 - B20kV-T3						

130 LLANCAY	.002 (.03)	-.04	-.07	.000	.000	
103 - B22.9kV-T2						

101 B24kV-BAYOS4	.015 (.17)	-.55	-.22	.003	.002	
104 C.H. RAV-PAC	.015	.55	.23	.001	.006	
144 - B22.9kV-T4						

101 B24kV-BAYOS4	.012 (.13)	-.37	.26	.008	.005	
143 CH CANTB20kV	.012	.37	-.26	.001	.004	
101 - B24kV-BAYOS4						

102 S.J.DE BAYOS	.001 (.01)	.03	.02	.000	.000	
145 - B.40kVCHCANT						

143 CH CANTB20kV	1.259	.48	.73	.001	.007	
194 - CANCHAPILCA						

193 DERI.LAMPIAN	.003 (.04)	-.05	-.02	.000	.000	
195 COTO	.002 (.02)	.03	.02	.000	.000	
149 - CANTA						

148 SAN MIGUEL	.024 (.27)	-.49	-.24	.002	.002	
150 PARIAMARCA	.008 (.09)	.16	.08	.000	.000	
131 - CAPIA						

130 LLANCAY	.002 (.03)	.04	.07	.000	.000	
132 HUANDARO	.003 (.03)	-.05	-.07	.000	.000	
196 - CARAC						

195 COTO	.002 (.02)		-.02	-.01	.000	.000
151 - CARHUA						

150 PARIAMARCA	.006 (.07)		-.13	-.06	.000	.000
152 LACHAQUI	.005 (.06)		.11	.05	.000	.000
143 - CH CANTB20kV						

142 PISCIGRANJA	.025 (.28)		.77	.43	.000	.000
191 - CH HOYOS-ACO						

120 DERIV.HUAROQ	.010 (.11)		-.15	-.07	.001	.000
111 - CHAUCA						

110 DER.SC.ANDAM	.022 (.25)		-.37	-.13	.002	.001
112 PIRCA	.021 (.24)		.36	.12	.004	.002
174 - CHECTA 1						

173 LARANC 3	.017 (.18)		-.25	-.11	.001	.000
175 CHECTA 2	.016 (.18)		.24	.11	.000	.000
175 - CHECTA 2						

176 PUCARA 1	.016 (.18)		.24	.11	.000	.000
115 - CHISQUE						

114 RANCATAMA	.016 (.18)		-.27	-.08	.001	.001
116 HUAROQUIN	.014 (.16)		.24	.06	.002	.001
156 - COLLO						

157 SHIMAY	.000 (.01)		.02	.00	.000	.000
117 - CORMO						

116 HUAROQUIN	.014 (.15)		-.23	-.06	.003	.001
118 HUASCOY	.014 (.15)		.22	.05	.002	.001
190 - CULLHUAY						

189 HUAROS	.001 (.01)		-.03	-.01	.000	.000
104 - C.H. RAV-PAC						

105 PACARAOS	.005 (.05)		.08	.04	.000	.000
108 DERIV.VICHAY	.028 (.31)		.47	.17	.000	.000
162 - C.H. YASO						

138 -	163 PICHUPICHU DERIV YASO	.022 (.25)	.36	.17	.002	.001
120 -	137 HUAMANTANGA 139 DERIV.PAMPAC DERIV.HUARQO	.011 (.12) .023 (.26)	.31 -.68	.20 -.38	.001 .003	.001 .002
139 -	119 SAN JUAN 121 LA FLORIDA DERIV.PAMPAC	.012 (.14) .004 (.04)	-.20 .05	-.04 -.03	.001 .000	.000 .000
108 -	140 NVO.SAN JOSE DERIV.VICHAY	.024 (.27)	-.72	-.40	.002	.002
122 -	109 STA.CATALINA DER.SA HUAYO	.025 (.28)	.43	.15	.001	.001
110 -	121 LA FLORIDA 123 PALLAC DER.SC.ANDAM	.003 (.04) .003 (.03)	-.04 .01	.03 -.05	.000 .000	.000 .000
133 -	109 STA.CATALINA DRV SUMB-RAU	.024 (.27)	-.41	-.14	.001	.001
183 -	132 HUANDARO 134 MARCO HCYO.ALTO	.003 (.04) .006 (.06)	.07 -.15	.08 -.13	.000 .000	.000 .000
188 -	182 YANGAS 184 PPALTO-V.ALE HUACOS	.007 (.08) .007 (.07)	-.11 .10	-.05 .05	.000 .000	.000 .000
137 -	189 HUAROS HUAMANTANGA	.002 (.02)	.07	.03	.000	.000
166 -	136 PURUCHUCO HUANCHUY	.009 (.10)	.26	.18	.000	.000
118 -	167 SR.HANS HUASCOY	.021 (.23)	.33	.15	.002	.001
170 -	119 SAN JUAN LA CABAYA	.013 (.14)	.21	.05	.002	.001
	169 SR DE QUIVES	.017 (.19)	-.26	-.12	.001	.000

171 LARANC 1 171 - LARANC 1	.017 (.19)	.26	.12	.002	.001

172 LARANC 2 172 - LARANC 2	.017 (.19)	.25	.12	.000	.000

173 LARANC 3 168 - LLIPATA	.017 (.18)	.25	.12	.000	.000

167 SR.HANS 169 SR DE QUIVES 178 - MAGDA 1	.020 (.22)	-.31	-.14	.004	.001
	.020 (.22)	.30	.14	.001	.000

177 PUCARA 2 179 MAGDA 2 179 - MAGDA 2	.015 (.17)	-.23	-.11	.001	.001
	.015 (.17)	.22	.11	.000	.000

180 MAGDA 3 180 - MAGDA 3	.015 (.17)	.22	.11	.000	.000

181 MAGDA 4 181 - MAGDA 4	.015 (.17)	.22	.11	.000	.000

182 YANGAS 134 - MARCO	.015 (.17)	.22	.11	.001	.000

135 QUIPAN 140 - NVO.SAN JOSE	.006 (.07)	-.17	-.13	.000	.000

141 S. BUENAVENT 147 - OBRAJILLO	.024 (.27)	-.73	-.40	.003	.003

148 SAN MIGUEL 105 - PACARAOS	.025 (.27)	.51	.25	.000	.000

106 RAVIRA 123 - PALLAC	.002 (.02)	.03	.02	.000	.000

124 PISCOCOTO 113 - PASAC	.003 (.04)	-.00	-.05	.000	.000

112 PIRCA 114 RANCATAMA 185 - PAY PAY BAJO	.018 (.20)	-.30	-.09	.003	.002
	.017 (.19)	.28	.08	.000	.000

184 PPALTO-V.ALE	.004 (.05)	-.07	-.03	.000	.000
126 - PERLA ALTA					

125 PERLA BAJA 1	.004 (.04)	.02	.06	.000	.000
127 PERLA BAJA 2	.004 (.05)	-.03	-.07	.000	.000
125 - PERLA BAJA 1					

124 PISCOCOTO	.004 (.04)	.01	.06	.000	.000
163 - PICHUPICHU					

164 YASO	.022 (.25)	.36	.17	.000	.000
142 - PISCIGRANJA					

141 S. BUENAVENT	.025 (.28)	.75	.41	.008	.007
176 - PUCARA 1					

177 PUCARA 2	.016 (.17)	.23	.11	.000	.000
136 - PURUCHUCO					

135 QUIPAN	.009 (.10)	.24	.17	.001	.001
106 - RAVIRA					

107 VISCAS	.001 (.02)	.02	.01	.000	.000

ALL THE LINE CURRENTS WITH FIXED MAXIMUM VALUE ARE WITHIN THE LIMITS

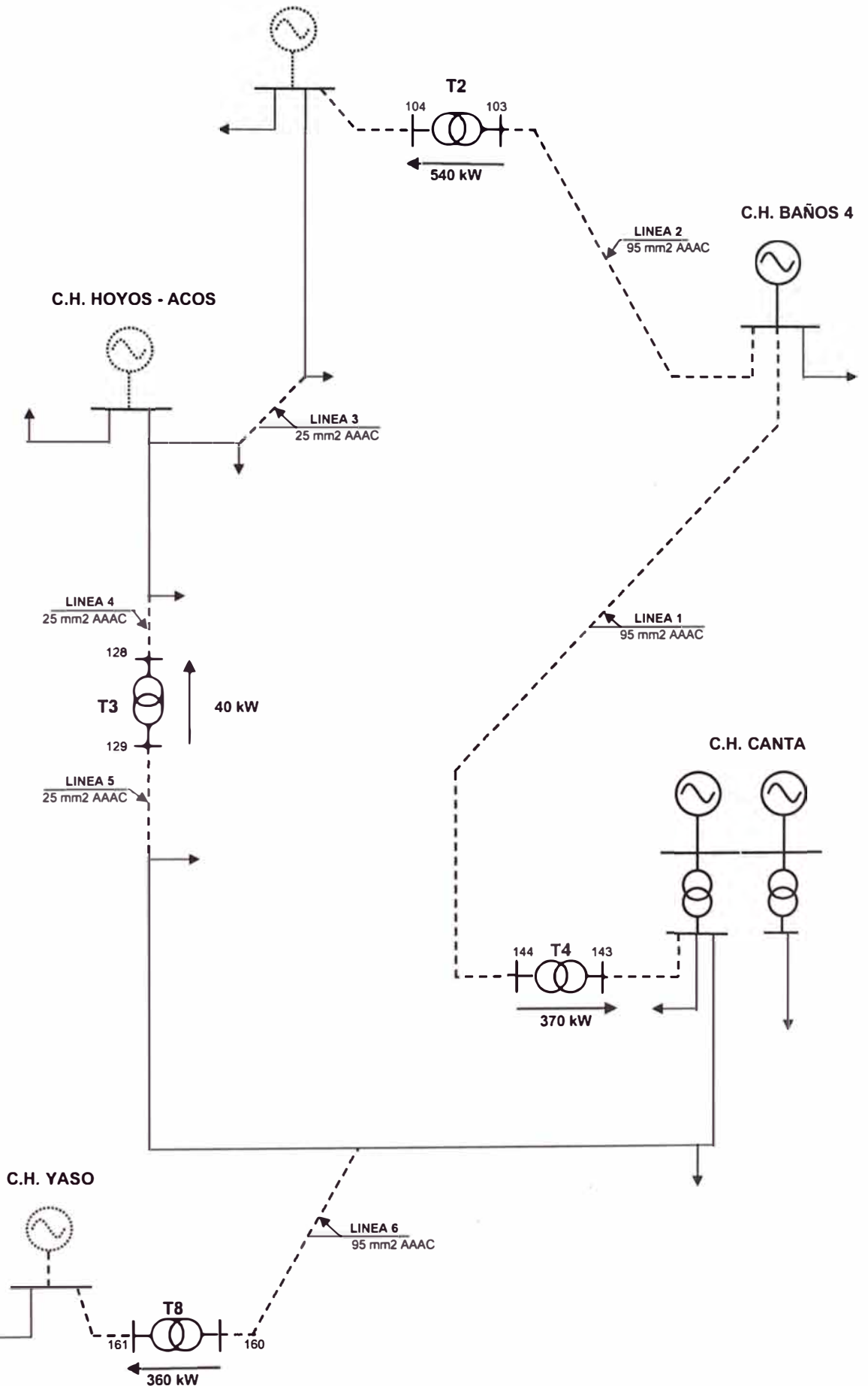
LIST OF TRANSFORMERS WHOSE POWER IS OUT OF LIMITS

TERMINALS	OP. CODE	P.U. POWER VALUE(S)	
145 B.40kVCHCANT	143 CH CANTB20kV	(1.25)	(1.24)
0			
TOTAL GENERATED ACTIVE POWERS	2.0 MW		
TOTAL GENERATED REACTIVE POWERS	1.0 MVAR		
TOTAL POSITIVE ACTIVE LOADS	1.9 MW		
TOTAL NEGATIVE ACTIVE LOADS	.0 MW		
TOTAL POSITIVE REACTIVE LOADS	.9 MVAR		
TOTAL NEGATIVE REACTIVE LOADS	-.0 MVAR		
TOTAL ACTIVE POWERS IN THE SHUNT BRANCHES	.0 MW		
TOTAL REACTIVE POWERS IN THE SHUNT BRANCHES	.0 MVAR		
0			
		ACTIVE	REACTIVE
TOTAL LOSSES OF THE TRANSFORMERS AT 2 WIN.		.0 MW	.0 MVAR
TOTAL LOSSES OF THE TRANSFORMERS AT 3 WIN.		.0 MW	.0 MVAR
TOTAL LOSSES OF THE LINES AT 22.9 KV		.0 MW	.0 MVAR
TOTAL LOSSES OF THE LINES AT 10.0 KV		.1 MW	.0 MVAR
TOTAL LOSSES OF THE LINES AT 20.0 KV		.0 MW	.0 MVAR
TOTAL LOSSES OF THE LINES AT 13.2 KV		.0 MW	.0 MVAR
		-----	-----
TOTAL LOSSES IN THE NETWORK		.1 MW	.1 MVAR
* * *	EXECUTION END	* * *	

FLUJO DE POTENCIA
SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA

Figura N° 4.3
ALTERNATIVA N° 03

C.H. RAVIRA - PACARAOS



164YASO	1	210.0	0.011	0.006			N
165APAN	1	210.0	0.003	0.002			N
166HUANCHUY	1	210.0	0.003	0.001			N
167SR.HANS	1	210.0	0.016	0.008			N
168LLIPATA	1	210.0	0.003	0.001			N
169SR DE QUIVES	1	210.0	0.040	0.019			N
170LA CABAYA	1	210.0	0.004	0.002			N
171LARANC 1	1	210.0	0.002	0.001			N
172LARANC 2	1	210.0	0.002	0.001			N
173LARANC 3	1	210.0	0.002	0.001			N
174CHECTA 1	1	210.0	0.005	0.002			N
175CHECTA 2	1	210.0	0.005	0.002			N
176PUCARA 1	1	210.0	0.005	0.002			N
177PUCARA 2	1	210.0	0.005	0.002			N
178MAGDA 1	1	210.0	0.001	0.000			N
179MAGDA 2	1	210.0	0.001	0.000			N
180MAGDA 3	1	210.0	0.001	0.000			N
181MAGDA 4	1	210.0	0.001	0.000			N
182YANGAS	1	210.0	0.115	0.056			N
183HCYO.ALTO	1	210.0	0.007	0.003			N
184PPALTO-V.ALE	1	210.0	0.033	0.016			N
185PAY PAY BAJO	1	210.0	0.016	0.008			N
186BALETI-LETIC	1	210.0	0.050	0.024			N
187ACOCACHACA	1	220.0	0.004	0.002			N
188HUACOS	1	220.0	0.012	0.006			N
189HUAROS	1	220.0	0.037	0.018			N
190CULLHUAY	1	220.0	0.028	0.013			N
191CH HOYOS-ACO	1	210.0	0.000	0.000			N
192ACOS	1	210.0	0.066	0.032			N
193DERI.LAMPIAN	1	210.0	0.027	0.013			N
194CANCHAPILCA	1	210.0	0.018	0.009			N
195COTO	1	210.0	0.008	0.004			N
196CARAC	1	210.0	0.025	0.012			N
999999							N
101	102	1.436	0.497		0.95	90.0	L
101	103	0.386	0.443		7.00	90.0	L
101	144	0.386	0.443		26.80	90.0	L
104	105	2.002	0.498		0.80	90.0	L
104	108	2.002	0.498		0.03	90.0	L
105	106	2.002	0.498		2.41	90.0	L
106	107	2.002	0.498		1.83	90.0	L
108	109	2.002	0.498		0.65	90.0	L
109	110	2.002	0.498		0.73	90.0	L
110	111	2.002	0.498		1.30	90.0	L
111	112	2.002	0.498		2.62	90.0	L
112	113	2.002	0.498		3.58	90.0	L
113	114	2.002	0.498		0.38	90.0	L
114	115	2.002	0.498		1.53	90.0	L
115	116	2.002	0.498		2.77	90.0	L
116	117	1.259	0.481		3.80	90.0	L
117	118	1.259	0.481		3.60	90.0	L
118	119	1.259	0.481		2.80	90.0	L
119	120	1.259	0.481		1.10	90.0	L
120	191	0.730	0.438		3.10	90.0	L
120	121	0.730	0.438		2.80	90.0	L
121	122	0.730	0.438		6.30	90.0	L
122	123	1.259	0.481		0.80	90.0	L
123	124	1.259	0.481		1.70	90.0	L
124	125	1.259	0.481		0.50	90.0	L
125	126	1.259	0.481		0.11	90.0	L
126	127	2.002	0.498		0.10	90.0	L
127	128	2.002	0.498		0.15	90.0	L
129	130	1.436	0.497		0.80	90.0	L
130	131	1.436	0.497		0.90	90.0	L
131	132	1.436	0.497		1.70	90.0	L
132	133	1.436	0.497		2.61	90.0	L
133	134	1.436	0.497		3.42	90.0	L
134	135	0.730	0.471		4.28	90.0	L
135	136	0.730	0.471		4.58	90.0	L
136	137	0.730	0.471		0.33	90.0	L
137	138	0.570	0.485		5.51	90.0	L
138	139	0.570	0.485		2.80	90.0	L

CUADRO N° 4.14

ALTERNATIVA N° 03
(CORRIDA DEFINITIVA)

STARTING OF THE CASE NO. 1
SISTEMA ELECTRICO REGIONAL CANTA
CASE IN ALTERNATING CURRENT

OPTIONS OF THE COMMAND CARDS	USER MANUAL REF.	VALUES
MAXIMUM NUMBER OF INITIAL ITERATIONS WITH GAUSS-SEIDEL METHOD	(NITGS) *	= 2
TOLERANCE FOR THE PREVIOUS ITERATIONS	(TOLGS) *	= .0010 P.U.
MAXIMUM NUMBER OF ITERATIONS WITH THE NEWTON-RAPHSON METHOD	(NITNW) *	= 55
TOLERANCE FOR THE ACTIVE POWER	(TOLP) *	= .0100 MW
TOLERANCE FOR THE REACTIVE POWER	(TOLQ) *	= .0100 MVAR
MAXIMUM NUMBER OF ITERATIONS ON Q, FOR EVERY ITERATION ON P	(NITQ) *	= 1
BASE FREQUENCY	(FBR) *	= 60.00 HZ
BASE POWER	(PBR) *	= 100.00 MVA
COEFFICIENT OF THE RATED VOLTAGES FOR EVALUATING THE MINIMUM VOLTAGES (VMIN)	(VMINST) *	= .999
COEFFICIENT OF THE RATED VOLTAGES FOR EVALUATING THE MAXIMUM VOLTAGES (VMAX)	(VMAXST) *	= 1.001
NON-LINEAR LOADS ARE PRESENT	(ICAR) *	= 0
CHECK OF THE REACTIVE POWER	(ICONTQ) *	= 1
CHOICE OF THE INITIAL VOLTAGES	(IVIN) *	= 4
POWER SHARING AT EQUAL INCREMENTAL COSTS	(IRIP) *	= 0
COMPUTATION WITH D.C. METHOD	(ICCONT) *	= 0
OPTIONAL PRINTS	(IST) *	= 0
TAPE OR PERMANENT FILE STORAGE	(NASTR1) *	= 0
TAPE OR PERMANENT FILE ALREADY EXISTING	(NASTR2) *	= 0
IF MODIFICATION-CASE, FIXED VOLTAGES EQUAL TO THE RESULTS OF THE BASE-CASE, IF THIS IS IN CONVERGENCE	(ITENV) *	= 0
NO PRINT OF NODE AND CONNECTION RESULTS	(IUNI) *	= 0
NO PRINT OF CONNECTION RESULTS	(ISTAMP) *	= 0
NO PRINT OF NODE AND CONNECTION INPUT DATA	(INGRE) *	= 1
NO CHECK ON CONTINUITY OF THE NETWORK	(KONN) *	= 0
CORRECTION NUMBER IF THE SOLUTION TENDS TO DIVERGE	(ICOR) *	= 3
NO PRINT OF THE BEST SOLUTION IF THE CASE IS WITHOUT CONVERGENCE	(IBEST) *	= 0

(*) THE QUANTITIES WITH '*' ARE MEANINGFUL ONLY IN A.C. COMPUTATIONS

NETWORK CHARACTERISTICS

NODE NUMBER	=	97
LINE NUMBER	=	89
TRANSFORMER NUMBER	=	8
GENERATOR NUMBER	=	2
NON-LINEAR LOAD NUMBER	=	0

LEGENDA

NODE TYPE 1 = V, FI
 NODE TYPE 2 = P, Q
 NODE TYPE 3 = P, V
 NODE TYPE 4 = Q, FI

ATTENTION NO DISTRIBUTED PARAMETERS WITH CONDUCTANCE AND CAPACITANCE EQUAL TO ZERO
 *** THE NETWORK IS CONNECTED ***

***** GAUSS-SEIDEL ITERATION NUMBER = 2
 ***** NEWTON-RAPHSON ITERATION NUMBER = 12

*** ALL THE SLACK NODES ARE WITHIN THE REACTIVE POWER GENERATION LIMITS ***

LIST OF NODES WHOSE VOLTAGE IS OUT OF LIMITS

N O D E	V(KV)	((V-VN)/VN)*100
103 B22.9kv-T2	22.80	- .44
104 C.H. RAV-PAC	10.43	4.29
105 PACARAOS	10.42	4.22
106 RAVIRA	10.41	4.12
107 VISCAS	10.41	4.08
108 DERIV.VICHAY	10.43	4.28
109 STA.CATALINA	10.40	3.96
110 DER.SC.ANDAM	10.36	3.62
111 CHAUCA	10.31	3.06
112 PIRCA	10.20	1.98
113 PASAC	10.07	.75
114 RANCATAMA	10.06	.63
115 CHISQUE	10.01	.15
116 HUAROQUIN	9.94	- .62
117 CORMO	9.82	-1.84
118 HUASCOY	9.70	-2.97
119 SAN JUAN	9.62	-3.81
120 DERIV.HUAROQ	9.59	-4.13
121 LA FLORIDA	9.58	-4.22
122 DER.SA HUAYO	9.56	-4.36
123 PALLAC	9.56	-4.35
124 PISCOCOTO	9.57	-4.30
125 PERLA BAJA 1	9.57	-4.28
126 PERLA ALTA	9.57	-4.27
127 PERLA BAJA 2	9.57	-4.26
128 B10kv-T3	9.57	-4.25
129 B20kv-T3	19.17	-4.17
130 LLANCAY	19.17	-4.15
131 CAPIA	19.17	-4.13
132 HUANDARO	19.19	-4.07
133 DRV SUMB-RAU	19.21	-3.96
134 MARCO	19.26	-3.72
135 QUIPAN	19.30	-3.52
136 PURUCHUCO	19.36	-3.22
137 HUAMANTANGA	19.36	-3.20
138 DERIV YASO	19.44	-2.81
139 DERIV.PAMPAC	19.52	-2.40
140 NVO.SAN JOSE	19.58	-2.09
141 S. BUENAVENT	19.68	-1.62
142 PISCIGRANJA	19.91	- .47
143 CH CANTB20kv	19.92	- .41
144 B22.9kv-T4	22.78	- .52
146 B13.2kvCHCAN	13.15	- .37
147 OBRAJILLO	13.13	- .52
148 SAN MIGUEL	13.12	- .61
149 CANTA	13.06	-1.06
150 PARIAMARCA	13.03	-1.30
151 CARHUA	12.99	-1.57
152 LACHAQUI	12.97	-1.77
153 B13.2kv-SE	12.97	-1.77
154 B20kv-SE	19.63	-1.84
155 ARAHUAY	19.58	-2.08
156 COLLO	19.57	-2.13
157 SHIMAY	19.57	-2.14
158 ARCHO	19.57	-2.15
159 LICAH-D HUAR	19.57	-2.15
160 BARRA 20kVT8	19.37	-3.17
161 BARRA 10kVT8	10.45	4.52
162 C.H. YASO	10.45	4.51
163 PICHUPICHU	10.39	3.91
164 YASO	10.38	3.83
165 APAN	10.18	1.77
166 HUANCHUY	9.98	- .16
167 SR.HANS	9.93	- .73
168 LLIPATA	9.81	-1.88

169 SR DE QUIVES	9.78	-2.17
170 LA CABAYA	9.74	-2.58
171 LARANC 1	9.66	-3.43
172 LARANC 2	9.65	-3.51
173 LARANC 3	9.64	-3.57
174 CHECTA 1	9.60	-4.01
175 CHECTA 2	9.59	-4.08
176 PUCARA 1	9.58	-4.22
177 PUCARA 2	9.57	-4.29
178 MAGDA 1	9.51	-4.85
179 MAGDA 2	9.51	-4.93
180 MAGDA 3	9.50	-5.00
181 MAGDA 4	9.49	-5.08
182 YANGAS	9.47	-5.32
183 HCYO.ALTO	9.44	-5.57
184 PPALTO-V.ALE	9.44	-5.58
185 PAY PAY BAJO	9.44	-5.61
186 BALETI-LETIC	9.43	-5.65
187 ACOCHACA	19.91	- .45
188 HUACOS	19.90	- .51
189 HUAROS	19.88	- .58
190 CULLHUAY	19.87	- .66
191 CH HOYOS-ACO	9.54	-4.58
192 ACOS	9.49	-5.10
193 DERI.LAMPIAN	9.46	-5.41
194 CANCHAPILCA	9.45	-5.47
195 COTO	9.43	-5.71
196 CARAC	9.42	-5.78

CUADRO N° 4.14

ALTERNATIVA N° 03
(CORRIDA DEFINITIVA)

GENERATOR				ACTIVE	REACTIVE	APPARENT		
NODE	NAME	GROUP	POWER	POWER	POWER			
			(MW)	(MVAR)	(MVA)			
0	100	B0.46kV-BAY4	1	.95 (.32)	.15 (.03)	.97 (.06)		
0	145	B.40kVCHCANT	1	1.00 (.33)	.83 (.17)	1.30 (.09)		
CONNECTED NODES			CURRENT	POWER		LOSSES		
			(KA)	ACTIVE(MW)	REACTIVE(MVAR)	ACTIVE(MW)	REACTIVE(MVAR)	
187 - ACOCHACA								

	143	CH CANTB20kV		.003 (.03)	-.08	-.04	.000	.000
	188	HUACOS		.002 (.03)	.08	.04	.000	.000
192 - ACOS								

	191	CH HOYOS-ACO		.010 (.11)	-.14	-.07	.001	.000
	193	DERI.LAMPIAN		.005 (.06)	.08	.04	.000	.000
165 - APAN								

	164	YASO		.021 (.24)	-.34	-.16	.007	.003
	166	HUANCHUY		.021 (.24)	.34	.16	.007	.002
155 - ARAHUAY								

	154	B20kV-SE		.002 (.02)	-.06	-.03	.000	.000
	156	COLLO		.001 (.01)	.03	.01	.000	.000
158 - ARCHO								

	157	SHIMAY		.000 (.01)	-.01	-.01	.000	.000
	159	LICAH-D HUAR		.000 (.00)	.01	.01	.000	.000
186 - BALETI-LETIC								

	185	PAY PAY BAJO		.003 (.04)	-.05	-.02	.000	.000
161 - BARRA 10kVT8								

	162	C.H. YASO		.022 (.25)	.37	.17	.000	.000
	160	BARRA 20kVT8		.022	-.36	-.17	.001	.002
160 - BARRA 20kVT8								

	138	DERIV YASO		.012 (.13)	-.37	-.17	.001	.001

100 - B0.46kV-BAY4						

101 B24kV-BAYOS4	1.115	.95	.15	.001	.005	
128 - B10kV-T3						

127 PERLA BAJA 2	.004 (.05)	.04	.06	.000	.000	
129 B20kV-T3	.004	-.04	-.06	.001	.002	
146 - B13.2kVCHCAN						

147 OBRAJILLO	.026 (.28)	.52	.26	.001	.001	
145 B.40kVCHCANT	.026	-.52	-.26	.001	.007	
153 - B13.2kV-SE						

152 LACHAQUI	.003 (.03)	-.06	-.03	.000	.000	
154 B20kV-SE	.003	.06	.03	.000	.001	
129 - B20kV-T3						

130 LLANCAY	.002 (.02)	-.05	-.06	.000	.000	
103 - B22.9kV-T2						

101 B24kV-BAYOS4	.015 (.17)	-.55	-.23	.002	.002	
104 C.H. RAV-PAC	.015	.54	.23	.001	.006	
144 - B22.9kV-T4						

101 B24kV-BAYOS4	.010 (.11)	-.38	.11	.003	.004	
143 CH CANTB20kV	.010	.37	-.11	.001	.004	
101 - B24kV-BAYOS4						

102 S.J.DE BAYOS	.001 (.01)	.03	.02	.000	.000	
145 - B.40kVCHCANT						

143 CH CANTB20kV	1.073	.48	.57	.001	.006	
194 - CANCHAPILCA						

193 DERI.LAMPIAN	.003 (.04)	-.05	-.03	.000	.000	
195 COTO	.002 (.02)	.03	.02	.000	.000	
149 - CANTA						

148 SAN MIGUEL	.024 (.27)	-.49	-.24	.002	.002	
150 PARIAMARCA	.008 (.09)	.16	.08	.000	.000	
131 - CAPIA						

130 LLANCAY	.002 (.03)	.05	.06	.000	.000	
132 HUANDARO	.003 (.03)	-.07	-.07	.000	.000	
196 - CARAC						

195 COTO	.002 (.02)	-.03	-.01	.000	.000
151 - CARHUA	-----				
150 PARIAMARCA	.006 (.07)	-.13	-.06	.000	.000
152 LACHAQUI	.005 (.06)	.11	.05	.000	.000
143 - CH CANTB20kV	-----				
142 PISCIGRANJA	.025 (.28)	.77	.41	.000	.000
191 - CH HOYOS-ACO	-----				
120 DERIV.HUAROQ	.010 (.11)	-.15	-.07	.001	.000
111 - CHAUCA	-----				
110 DER.SC.ANDAM	.022 (.25)	-.37	-.14	.002	.001
112 PIRCA	.021 (.24)	.36	.14	.004	.002
174 - CHECTA 1	-----				
173 LARANC 3	.017 (.18)	-.25	-.12	.001	.000
175 CHECTA 2	.016 (.18)	.24	.11	.000	.000
175 - CHECTA 2	-----				
176 PUCARA 1	.016 (.18)	.24	.11	.000	.000
115 - CHISQUE	-----				
114 RANCATAMA	.016 (.18)	-.27	-.09	.001	.001
116 HUAROQUIN	.014 (.16)	.24	.08	.002	.001
156 - COLLO	-----				
157 SHIMAY	.001 (.01)	.02	.01	.000	.000
117 - CORMO	-----				
116 HUAROQUIN	.014 (.15)	-.22	-.07	.003	.001
118 HUASCOY	.014 (.15)	.22	.07	.002	.001
190 - CULLHUAY	-----				
189 HUAROS	.001 (.01)	-.03	-.01	.000	.000
104 - C.H. RAV-PAC	-----				
105 PACARAOS	.005 (.05)	.08	.04	.000	.000
108 DERIV.VICHAY	.028 (.31)	.47	.19	.000	.000
162 - C.H. YASO	-----				
163 PICHUPICHU	.022 (.25)	.37	.17	.002	.001

138 - DERIV YASO						

	137 HUAMANTANGA	.011 (.12)	.32	.19	.001	.001
	139 DERIV.PAMPAC	.023 (.26)	-.69	-.37	.003	.002
120 - DERIV.HUARQQ						

	119 SAN JUAN	.012 (.14)	-.20	-.06	.001	.000
	121 LA FLORIDA	.003 (.03)	.05	-.01	.000	.000
139 - DERIV.PAMPAC						

	140 NVO.SAN JOSE	.024 (.27)	-.72	-.38	.002	.002
108 - DERIV.VICHAY						

	109 STA.CATALINA	.025 (.28)	.42	.17	.001	.001
122 - DER.SA HUAYO						

	121 LA FLORIDA	.003 (.03)	-.04	.02	.000	.000
	123 PALLAC	.002 (.02)	.00	-.04	.000	.000
110 - DER.SC.ANDAM						

	109 STA.CATALINA	.024 (.27)	-.40	-.16	.001	.001
133 - DRV SUMB-RAU						

	132 HUANDARO	.003 (.04)	.08	.07	.000	.000
	134 MARCO	.006 (.06)	-.15	-.11	.000	.000
183 - HCYO.ALTO						

	182 YANGAS	.007 (.08)	-.11	-.05	.000	.000
	184 PPALTO-V.ALE	.007 (.07)	.10	.05	.000	.000
188 - HUACOS						

	189 HUAROS	.002 (.02)	.07	.03	.000	.000
137 - HUAMANTANGA						

	136 PURUCHUCO	.009 (.10)	.26	.16	.000	.000
166 - HUANCHUY						

	167 SR.HANS	.021 (.23)	.33	.15	.002	.001
118 - HUASCOY						

	119 SAN JUAN	.013 (.14)	.21	.06	.002	.001
170 - LA CABAÑA						

	169 SR DE QUIVES	.017 (.19)	-.26	-.12	.001	.000
	171 LARANC 1	.017 (.19)	.26	.12	.002	.001

171 - LARANC 1					

172 LARANC 2	.017 (.19)	.25	.12	.000	.000
172 - LARANC 2					

173 LARANC 3	.017 (.18)	.25	.12	.000	.000
168 - LLIPATA					

167 SR.HANS	.020 (.22)	-.31	-.14	.004	.001
169 SR DE QUIVES	.020 (.22)	.30	.14	.001	.000
178 - MAGDA 1					

177 PUCARA 2	.015 (.17)	-.23	-.11	.001	.001
179 MAGDA 2	.015 (.17)	.23	.11	.000	.000
179 - MAGDA 2					

180 MAGDA 3	.015 (.17)	.22	.11	.000	.000
180 - MAGDA 3					

181 MAGDA 4	.015 (.17)	.22	.11	.000	.000
181 - MAGDA 4					

182 YANGAS	.015 (.17)	.22	.11	.001	.000
134 - MARCO					

135 QUIPAN	.006 (.07)	-.17	-.12	.000	.000
140 - NVO.SAN JOSE					

141 S. BUENAVENT	.024 (.27)	-.73	-.39	.003	.003
147 - OBRAJILLO					

148 SAN MIGUEL	.025 (.28)	.51	.25	.000	.000
105 - PACARAOS					

106 RAVIRA	.002 (.02)	.03	.02	.000	.000
123 - PALLAC					

124 PISCOCOTO	.002 (.03)	-.01	-.04	.000	.000
113 - PASAC					

112 PIRCA	.018 (.20)	-.29	-.11	.003	.002
114 RANCATAMA	.017 (.19)	.28	.10	.000	.000
185 - PAY PAY BAJO					

184 PPALTO-V.ALE	.004 (.05)	-.07	-.03	.000	.000

126 - PERLA ALTA						

125 PERLA BAJA 1	.003 (.04)	.03	.05	.000	.000	
127 PERLA BAJA 2	.004 (.04)	-.03	-.05	.000	.000	
125 - PERLA BAJA 1						

124 PISCOCOTO	.003 (.03)	.02	.04	.000	.000	
163 - PICHUPICHU						

164 YASO	.022 (.25)	.36	.17	.000	.000	
142 - PISCIGRANJA						

141 S. BUENAVENT	.025 (.28)	.75	.40	.008	.007	
176 - PUCARA 1						

177 PUCARA 2	.016 (.17)	.23	.11	.000	.000	
136 - PURUCHUCO						

135 QUIPAN	.009 (.10)	.25	.16	.001	.000	
106 - RAVIRA						

107 VISCAS	.001 (.02)	.02	.01	.000	.000	

ALL THE LINE CURRENTS WITH FIXED MAXIMUM VALUE ARE WITHIN THE LIMITS

LIST OF TRANSFORMERS WHOSE POWER IS OUT OF LIMITS

TERMINALS	OP. CODE	P.U. POWER VALUE(S)	
145 B.40kvCHCANT	143 CH CANTB20kV	(1.06)	(1.06)

TOTAL GENERATED ACTIVE POWERS	2.0 MW
TOTAL GENERATED REACTIVE POWERS	1.0 MVAR
TOTAL POSITIVE ACTIVE LOADS	1.9 MW
TOTAL NEGATIVE ACTIVE LOADS	-.0 MW
TOTAL POSITIVE REACTIVE LOADS	.9 MVAR
TOTAL NEGATIVE REACTIVE LOADS	.0 MVAR
TOTAL ACTIVE POWERS IN THE SHUNT BRANCHES	.0 MW
TOTAL REACTIVE POWERS IN THE SHUNT BRANCHES	.0 MVAR

0

0

	ACTIVE	REACTIVE
TOTAL LOSSES OF THE TRANSFORMERS AT 2 WIN.	.0 MW	.0 MVAR
TOTAL LOSSES OF THE TRANSFORMERS AT 3 WIN.	.0 MW	.0 MVAR
TOTAL LOSSES OF THE LINES AT 22.9 KV	.0 MW	.0 MVAR
TOTAL LOSSES OF THE LINES AT 10.0 KV	.1 MW	.0 MVAR
TOTAL LOSSES OF THE LINES AT 20.0 KV	.0 MW	.0 MVAR
TOTAL LOSSES OF THE LINES AT 13.2 KV	.0 MW	.0 MVAR
	-----	-----
TOTAL LOSSES IN THE NETWORK	.1 MW	.1 MVAR

* * * EXECUTION END * * *

CUADRO N° 4.15
DESCRIPCION DE ALTERNATIVAS A IMPLEMENTAR

ALTERNATIVA N° 01

1.- LINEAS PRIMARIAS DE INTERCONEXION

Línea	Nodo – Nodo	Longitud	Calibre / Conductor	Sistema
1	101 – 144	26,80 km	50 mm2 AAAC	22,9 kV - 3Ø
2	101 – 103	7,00 km	50 mm2 AAAC	22,9 kV - 3Ø
3	115 – 116	2,77 km	25 mm2 AAAC	10 kV - 3Ø
6	138 – 160	6,50 km	50 mm2 AAAC	20 kV - 3Ø

2.- TRANSFORMADORES ADECUADORES DE TENSION

Transformador	Nodo – Nodo	Pot. Transm.	Capacidad	Relación de Transformación	Tap
T2	103 – 104	600 kW	700 kVA – 3Ø	22,9 / 10 ± 2 x 7,5 % kV	10,75 kV
T4	143 – 144	330 kW	500 kVA - 3Ø	22,9 / 20 ± 2 x 2,5 % kV	21 kV
T8	160 – 161	370 kW	500 kVA – 3Ø	20 / 10 ± 2 x 7,5 % kV	10,75 kV

ALTERNATIVA N° 02

1.- LINEAS PRIMARIAS DE INTERCONEXION

Línea	Nodo – Nodo	Longitud	Calibre / Conductor	Sistema
1	101 – 144	26,80 km	50 mm2 AAAC	22,9 kV - 3Ø
2	101 – 103	7,00 km	50 mm2 AAAC	22,9 kV - 3Ø
3	115 – 116	2,77 km	25 mm2 AAAC	10 kV - 3Ø
4	127 – 128	0,15 km	25 mm2 AAAC	10 kV - 3Ø
5	129 – 130	0,80 km	25 mm2 AAAC	20 kV - 3Ø
6	138 – 160	6,50 km	50 mm2 AAAC	20 kV - 3Ø

2.- TRANSFORMADORES ADECUADORES DE TENSION

Transformador	Nodo – Nodo	Pot. Transm.	Capacidad	Relación de Transformación	Tap
T2	103 – 104	550 kW	650 kVA – 3Ø	22,9 / 10 ± 2 x 2,5 % kV	10,5 kV
T3	128 – 129	40 kW	100 kVA – 3Ø	10 / 20 ± 2 x 2,5 % kV	20 kV
T4	143 – 144	370 kW	500 kVA - 3Ø	22,9 / 20 ± 2 x 2,5 % kV	20 kV
T8	160 – 161	370 kW	500 kVA – 3Ø	20 / 10 ± 2 x 7,5 % kV	10,75 kV

ALTERNATIVA N° 03

1.- LINEAS PRIMARIAS DE INTERCONEXION

Línea	Nodo – Nodo	Longitud	Calibre / Conductor	Sistema
1	101 – 144	26,80 km	95 mm2 AAAC	22,9 kV - 3Ø
2	101 – 103	7,00 km	95 mm2 AAAC	22,9 kV - 3Ø
3	115 – 116	2,77 km	25 mm2 AAAC	10 kV - 3Ø
4	127 – 128	0,15 km	25 mm2 AAAC	10 kV - 3Ø
5	129 – 130	0,80 km	25 mm2 AAAC	20 kV - 3Ø
6	138 – 160	6,50 km	95 mm2 AAAC	20 kV - 3Ø

2.- TRANSFORMADORES ADECUADORES DE TENSION

Transformador	Nodo – Nodo	Pot. Transm.	Capacidad	Relación de Transformación	Tap
T2	103 – 104	540 kW	650 kVA – 3Ø	22,9 / 10 ± 2 x 2,5 % kV	10,5 kV
T3	128 – 129	40 kW	100 kVA – 3Ø	10 / 20 ± 2 x 2,5 % kV	20 kV
T4	143 – 144	370 kW	500 kVA - 3Ø	22,9 / 20 ± 2 x 2,5 % kV	20 kV
T8	160 – 161	360 kW	500 kVA – 3Ø	20 / 10 ± 2 x 7,5 % kV	10,75 kV

CUADRO N° 4.15 (continuación)
DESCRIPCION DE ALTERNATIVAS A IMPLEMENTAR

3.- AMPLIACION DE LINEAS PRIMARIAS (*)

Item	P.S.E. / Descripción	Nodo - Nodo	Longitud	Calibre/Conductor	Sistema
<u>P.S.E. CANTA (BARRA 20 kV)</u>					
01	Línea Primaria Huaros - Cullhuay	189 - 190	6,83 km	25 mm2 AAAC	20 kV - 3Ø
02	Línea Primaria Huandaro - Llancay	132 - 130	2,60 km	25 mm2 AAAC	20 kV - 3Ø
<u>P.S.E. RAVIRA - PACARAOS</u>					
03	Línea Primaria Chauca - Chisque	111 - 115	8,11 km	25 mm2 AAAC	10 kV - 3Ø
04	Línea Primaria San José de Baños	101 - 102	0,95 km	25 mm2 AAAC	22,9 kV - 3Ø
05	Línea Primaria Derivación Vichaycocha	108 - (Vichaycocha)	4,57 km	25 mm2 AAAC	10 kV - 3Ø
06	Línea Primaria Derivación Rancatama	114 - (Rancatama)	0,45 km	25 mm2 AAAC	10 kV - 1Ø (F-F)

4.- REDES PRIMARIAS Y REDES SECUNDARIAS (*)

Item	P.S.E. / Localidad	RED PRIMARIA					RED SECUNDARIA		
		Longitud de R.P. - Calibre / Conductor	TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION			Sistema	N° de Abonados	Longitud de R.S.	Sistema
			Cantidad	Capacidad	Relación de Transf.				
<u>P.S.E. CANTA (BARRA 20 kV)</u>									
01	CULLHUAY	0,30 km- 25 mm2 AAAC	01	50 kVA	20 / 0,23 kV	20 kV - 3Ø	88	1,32 km	230 V - 3Ø
02	CAPIA	0,25 km- 25 mm2 AAAC	01	50 kVA	20 / 0,23 kV	20 kV - 3Ø	55	0,99 km	230 V - 3Ø
03	LLANCAY	0,25 km- 25 mm2 AAAC	01	50 kVA	20 / 0,23 kV	20 kV - 3Ø	29	0,52 km	230 V - 3Ø
<u>P.S.E. YASO</u>									
04	APAN	0,15 km- 25 mm2 AAAC	01	25 kVA	10 / 0,23 kV	10 kV - 1Ø (F ase-F ase)	15	0,30 km	230 V - 1Ø
05	HUANCHUY	0,15 km- 25 mm2 AAAC	01	25 kVA	10 / 0,23 kV	10 kV - 1Ø (F ase-F ase)	14	0,28 km	230 V - 1Ø
06	LLIPATA	0,10 km- 25 mm2 AAAC	01	25 kVA	10 / 0,23 kV	10 kV - 1Ø (F ase-F ase)	13	0,26 km	230 V - 1Ø
07	LA CABAÑA	0,10 km- 25 mm2 AAAC	01	25 kVA	10 / 0,23 kV	10 kV - 1Ø (F ase-F ase)	19	0,38 km	230 V - 1Ø
<u>P.S.E. HOYOS - ACOS</u>									
08	CUCAPUNCO	0,20 km- 25 mm2 AAAC	01	50 kVA	10 / 0,23 kV	10 kV - 3Ø	15	0,30 km	230 V - 3Ø
<u>P.S.E. RAVIRA - PACARAOS</u>									
09	VICHAYCOCHA	0,45 km- 25 mm2 AAAC	02	75 kVA - 75 kVA	10 / 0,23 kV	10 kV - 3Ø	252	3,78 km	230 V - 3Ø
10	SANTA CATALINA	0,40 km- 25 mm2 AAAC	01	25 kVA	10 / 0,23 kV	10 kV - 1Ø (F ase-F ase)	97	1,46 km	230 V - 1Ø
11	PIRCA	0,45 km- 25 mm2 AAAC	02	40 kVA - 40 kVA	10 / 0,23 kV	10 kV - 1Ø (F ase-F ase)	331	4,97 km	230 V - 1Ø
12	PASAC	0,25 km- 25 mm2 AAAC	01	25 kVA	10 / 0,23 kV	10 kV - 1Ø (F ase-F ase)	77	1,39 km	230 V - 1Ø
13	RANCATAMA	0,20 km- 25 mm2 AAAC	01	25 kVA	10 / 0,23 kV	10 kV - 1Ø (F ase-F ase)	47	0,85 km	230 V - 1Ø
14	CHISQUE	0,40 km- 25 mm2 AAAC	01	40 kVA	10 / 0,23 kV	10 kV - 1Ø (F ase-F ase)	167	2,51 km	230 V - 1Ø
15	SAN JOSE DE BAÑOS	0,54 km- 25 mm2 AAAC	02	50 kVA - 50 kVA	22,9 / 0,23 kV	22,9 kV - 3Ø	207	3,11 km	230 V - 3Ø

(*) ESTAS INSTALACIONES SE IMPLEMENTARAN PARA LAS 03 ALTERNATIVAS

CAPITULO V

EVALUACION ECONOMICA Y FINANCIERA

5.1 Introducción

- 5.1.1** En cuanto a la Ejecución de Obras, se considera que la empresa EDELNOR S.A.A. tendría la primera intención de brindar un buen servicio a las localidades que actualmente administra, en cuanto a déficit de potencia se refiere. Por lo que en la implementación de las alternativas de interconexión, sólo se responsabilizaría por la Ejecución de Obras de las Líneas Primarias y Subestaciones de Interconexión, cuyos trabajos se detallan en el presupuesto de obra respectivo.
- 5.1.2** La Ejecución de Obras a fin de electrificar las 15 localidades sin servicio eléctrico, estaría por tanto a cargo de las mismas comunidades o a través del Estado, las cuales a fin que se les suministre energía, los trabajos a realizar comprenderían la ejecución de Líneas Primarias de Derivación, Redes Primarias y Secundarias.
- 5.1.3** Se ha considerado el concepto de Proyecto Integral, aquél que comprende la implementación integral de las alternativas de interconexión, es decir la Ejecución de Obras de las Líneas Primarias y Subestaciones de Interconexión y de las Redes Proyectadas de localidades sin servicio ó con servicio restringido.

5.2 Presupuesto de Obra

El presupuesto de obra para la implementación de las diferentes alternativas se muestra en los cuadros subsiguientes, presentados por Ejecución de Obras de Líneas Primarias, Subestaciones de Interconexión, Redes Primarias y Redes Secundarias. Este presupuesto está elaborado en base a índices ó costos unitarios estándares, cuyos valores han sido deducidos a través de la recopilación de una cantidad significativa de Proyectos de Electrificación de características técnicas similares.

El presupuesto ha sido elaborado con precios a Marzo del 2 000, con costos basados en precios de mercado y puesto en obra, con una tasa de cambio de 3.50 S./US\$.

En el caso de las Líneas Primarias, el presupuesto de obra se ha calculado en base al costo unitario en dolares (US\$) por km de Línea Primaria, según el nivel de tensión del sistema y según el calibre de conductor utilizado.

En las Subestaciones de Interconexión, se consideran los costos reales en dólares (US\$), tanto de los transformadores de interconexión, de los armados de las subestaciones que comprenden la postería, crucetas, aisladores, conductor, equipos de protección y seccionamiento, retenidas y puestas a tierra, como del montaje electromecánico de la subestación.

En las Redes Primarias se consideran los costos de las subestaciones y de las redes de distribución. En el costo de las subestaciones de distribución se consideran los costos reales tanto de los transformadores de distribución, de los armados de las subestaciones, así como del montaje electromecánico. En el caso de las redes de distribución, su costo ha sido calculado en base a costos unitarios en dólares (US\$) por km de red primaria.

**CUADRO N° 5.1.1
PRESUPUESTO DE OBRA**

**IMPLEMENTACION DE ALTERNATIVAS DE INTERCONEXION
SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA**

RESUMEN GENERAL

FECHA : JULIO 2 000
T.C.(S\$/US\$): 3,50

ITEM	DESCRIPCION	ALTERNATIVA N° 01			ALTERNATIVA N° 02			ALTERNATIVA N° 03		
		PROY. INTEGRAL	LL.PP. y SS.EE.	REDES PROYECT.	PROY. INTEGRAL	LL.PP. y SS.EE.	REDES PROYECT.	PROY. INTEGRAL	LL.PP. y SS.EE.	REDES PROYECT.
I	COSTOS DIRECTOS (C.D.)									
	01 LINEAS PRIMARIAS	391 294	310 426	80 868	396 397	329 725	66 672	408 032	341 360	66 672
	A.- LINEAS PRIMARIAS DE INTERCONEXION	270 687	270 687	-	275 790	275 790	-	287 425	287 425	-
	B.- AMPLIACION DE LINEAS PRIMARIAS	120 607	39 739	80 868	120 607	53 935	66 672	120 607	53 935	66 672
	02 SUBESTACIONES DE INTERCONEXION	48 140	48 140	-	53 330	53 330	-	53 330	53 330	-
	03 REDES PRIMARIAS	89 635	-	89 635	89 635	-	89 635	89 635	-	89 635
	A.- SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION	64 680	-	64 680	64 680	-	64 680	64 680	-	64 680
	B.- REDES DE DISTRIBUCION	24 955	-	24 955	24 955	-	24 955	24 955	-	24 955
	04 REDES SECUNDARIAS	266 024	-	266 024	266 024	-	266 024	266 024	-	266 024
	TOTAL COSTOS DIRECTOS:	795 092	358 566	436 526	805 385	383 055	422 330	817 020	394 690	422 330
II	COSTOS INDIRECTOS (C.I.)									
	01 GASTOS GENERALES (10% C.D.)	79 509	35 857	43 653	80 539	38 306	42 233	81 702	39 469	42 233
	02 UTILIDADES (15% C.D.)	119 264	53 785	65 479	120 808	57 458	63 350	122 553	59 204	63 350
TOTAL COSTOS INDIRECTOS:	198 773	89 642	109 132	201 346	95 764	105 583	204 255	98 673	105 583	
III	SUB-TOTAL: (C.D.)+(C.I.)	993 865	448 208	545 658	1 006 732	478 819	527 913	1 021 275	493 363	527 913
	I.G.V.: (18% SUB-TOTAL)	178 896	80 677	98 218	181 212	86 187	95 024	183 830	88 805	95 024
IV	TOTAL GENERAL (US\$)	1 172 761	528 885	643 876	1 187 943	565 006	622 937	1 205 105	582 168	622 937

NOTA:

1.- LOS COSTOS DIRECTOS COMPRENEN EL SUMINISTRO Y TRANSPORTE A LOS ALMACENES EN OBRA DE EQUIPOS Y MATERIALES Y EL MONTAJE ELECTROMECANICO.

**CUADRO N° 5.1.2
PRESUPUESTO DE OBRA**

**IMPLEMENTACION DE ALTERNATIVAS DE INTERCONEXION
SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA**

RESUMEN GENERAL

FECHA : JULIO 2 000
T.C.(S/ /USS) : 3,50

ITEM	DESCRIPCION	ALTERNATIVA N° 01			ALTERNATIVA N° 02			ALTERNATIVA N° 03		
		PROY. INTEGRAL	LL.PP. y SS.EE.	REDES PROYECT.	PROY. INTEGRAL	LL.PP. y SS.EE.	REDES PROYECT.	PROY. INTEGRAL	LL.PP. y SS.EE.	REDES PROYECT.
I	COSTOS DIRECTOS (C.D.)									
01	LINEAS PRIMARIAS	1 369 528	1 086 491	283 037	1 387 389	1 154 038	233 351	1 428 111	1 194 760	233 351
	A.- LINEAS PRIMARIAS DE INTERCONEXION	947 405	947 405	-	965 265	965 265	-	1 005 988	1 005 988	-
	B.- AMPLIACION DE LINEAS PRIMARIAS	422 124	139 087	283 037	422 124	188 773	233 351	422 124	188 773	233 351
02	SUBESTACIONES DE INTERCONEXION	168 490	168 490	-	186 655	186 655	-	186 655	186 655	-
03	REDES PRIMARIAS	313 721	-	313 721	313 721	-	313 721	313 721	-	313 721
	A.- SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION	226 380	-	226 380	226 380	-	226 380	226 380	-	226 380
	B.- REDES DE DISTRIBUCION	87 341	-	87 341	87 341	-	87 341	87 341	-	87 341
04	REDES SECUNDARIAS	931 084	-	931 084	931 084	-	931 084	931 084	-	931 084
	TOTAL COSTOS DIRECTOS:	2 782 823	1 254 981	1 527 842	2 818 849	1 340 693	1 478 156	2 859 571	1 381 415	1 478 156
II	COSTOS INDIRECTOS (C.I.)									
01	GASTOS GENERALES (10% C.D.)	278 282	125 498	152 784	281 885	134 069	147 816	285 957	138 142	147 816
02	UTILIDADES (15% C.D.)	417 423	188 247	229 176	422 827	201 104	221 723	428 936	207 212	221 723
	TOTAL COSTOS INDIRECTOS:	695 706	313 745	381 961	704 712	335 173	369 539	714 893	345 354	369 539
III	SUB-TOTAL: (C.D.) + (C.I.)	3 478 529	1 568 726	1 909 803	3 523 561	1 675 866	1 847 695	3 574 464	1 726 769	1 847 695
	I.G.V.: (18% SUB-TOTAL)	626 135	282 371	343 764	634 241	301 656	332 585	643 403	310 818	332 585
IV	TOTAL GENERAL (S/.)	4 104 664	1 851 097	2 253 567	4 157 802	1 977 521	2 180 280	4 217 867	2 037 587	2 180 280

NOTA:

1.- LOS COSTOS DIRECTOS COMPRENEN EL SUMINISTRO Y TRANSPORTE A LOS ALMACENES EN OBRA DE EQUIPOS Y MATERIALES Y EL MONTAJE ELECTROMECHANICO.

CUADRO N° 5.2.1
PRESUPUESTO DE OBRA
IMPLEMENTACION DE ALTERNATIVAS DE INTERCONEXION
SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA

PROYECTO INTEGRAL

RESUMEN GENERAL

FECHA : JULIO 2 000
T.C.(S/US\$): 3,50

ITEM	DESCRIPCION	COSTO DE ALTERNATIVAS EN DOLARES (US\$)		
		N° 01	N° 02	N° 03
I	COSTOS DIRECTOS (C.D.)			
01	LINEAS PRIMARIAS	391.294	396.397	408.032
	A.- LINEAS PRIMARIAS DE INTERCONEXION	270.687	275.790	287.425
	B.- AMPLIACION DE LINEAS PRIMARIAS	120.607	120.607	120.607
02	SUBESTACIONES DE INTERCONEXION	48.140	53.330	53.330
03	REDES PRIMARIAS	89.635	89.635	89.635
	A.- SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION	64.680	64.680	64.680
	B.- REDES DE DISTRIBUCION	24.955	24.955	24.955
04	REDES SECUNDARIAS	266.024	266.024	266.024
	TOTAL COSTOS DIRECTOS:	795.092	805.385	817.020
II	COSTOS INDIRECTOS (C.I.)			
01	GASTOS GENERALES (10% C.D.)	79.509	80.539	81.702
02	UTILIDADES (15% C.D.)	119.264	120.808	122.553
	TOTAL COSTOS INDIRECTOS:	198.773	201.346	204.255
III	SUB-TOTAL: (C.D.) + (C.I.)	993.865	1.006.732	1.021.275
	I.G.V.: (18% SUB-TOTAL)	178.896	181.212	183.830
IV	TOTAL GENERAL (US\$)	1.172.761	1.187.943	1.205.105

NOTA:

- 1.- LOS COSTOS DIRECTOS COMPRENEN EL SUMINISTRO Y TRANSPORTE A LOS ALMACENES EN OBRA DE EQUIPOS Y MATERIALES Y EL MONTAJE ELECTROMECHANICO.

CUADRO N° 5.2.2
PRESUPUESTO DE OBRA
IMPLEMENTACION DE ALTERNATIVAS DE INTERCONEXION
SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA

PROYECTO INTEGRAL

RESUMEN GENERAL

FECHA : JULIO 2 000
T.C.(S./US\$) : 3,50

ITEM	DESCRIPCION	COSTO DE ALTERNATIVAS EN NUEVOS SOLES (S/.)		
		N° 01	N° 02	N° 03
I	COSTOS DIRECTOS (C.D.)			
01	LINEAS PRIMARIAS	1.369.528	1.387.389	1.428.111
	A.- LINEAS PRIMARIAS DE INTERCONEXION	947.405	965.265	1.005.988
	B.- AMPLIACION DE LINEAS PRIMARIAS	422.124	422.124	422.124
02	SUBESTACIONES DE INTERCONEXION	168.490	186.655	186.655
03	REDES PRIMARIAS	313.721	313.721	313.721
	A.- SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION	226.380	226.380	226.380
	B.- REDES DE DISTRIBUCION	87.341	87.341	87.341
04	REDES SECUNDARIAS	931.084	931.084	931.084
	TOTAL COSTOS DIRECTOS:	2.782.823	2.818.849	2.859.571
II	COSTOS INDIRECTOS (C.I.)			
01	GASTOS GENERALES (10% C.D.)	278.282	281.885	285.957
02	UTILIDADES (15% C.D.)	417.423	422.827	428.936
	TOTAL COSTOS INDIRECTOS:	695.706	704.712	714.893
III	SUB-TOTAL: (C.D.) + (C.I.)	3.478.529	3.523.561	3.574.464
	I.G.V.: (18% SUB-TOTAL)	626.135	634.241	643.403
IV	TOTAL GENERAL (S/.)	4.104.664	4.157.802	4.217.867

NOTA:
1.- LOS COSTOS DIRECTOS COMPRENEN EL SUMINISTRO Y TRANSPORTE A LOS ALMACENES EN OBRA DE EQUIPOS Y MATERIALES Y EL MONTAJE ELECTROMECHANICO.

CUADRO N° 5.2.3

**PRESUPUESTO DE OBRA
IMPLEMENTACION DE ALTERNATIVAS DE INTERCONEXION**

1. - LINEAS PRIMARIAS

ALTERNATIVA N° 01

FECHA : JULIO 2 000
T.C (S/US\$) : 3,50

ITEM	P.S.E. / DESCRIPCION	NODO - NODO	SISTEMA	LONGITUD (km)	CALIBRE / CONDUCTOR	COSTO UNITARIO (US\$/km)	COSTO PARCIAL (US\$)
A.- LINEAS PRIMARIAS DE INTERCONEXION							
1	LINEA 1	101 - 144	22,9 kV - 3Ø	26,80	50 mm2 AAAC	6.380	170.984
2	LINEA 2	101 - 103	22,9 kV - 3Ø	7,00	50 mm2 AAAC	6.380	44.660
3	LINEA 3	115 - 116	10 kV - 3Ø	2,77	25 mm2 AAAC	4.900	13.573
4	LINEA 6	138 - 160	20 kV - 3Ø	6,50	50 mm2 AAAC	6.380	41.470
SUB - TOTAL A:							270.687
B.- AMPLIACION DE LINEAS PRIMARIAS P.S.E. CANTA (BARRA 20 kV)							
1	LINEA PRIMARIA HUAROS - CULLHUAY	189 - 190	20 kV - 3Ø	6,83	25 mm2 AAAC	5.460	37.292
2	LINEA PRIMARIA HUANDARO - LLANCA Y	132 - 130	20 kV - 3Ø	2,60	25 mm2 AAAC	5.460	14.196
P.S.E. RAVIRA - PACARAOS							
3	LINEA PRIMARIA CHAUCA - CHISQUE	111 - 115	10 kV - 3Ø	8,11	25 mm2 AAAC	4.900	39.739
4	LINEA PRIMARIA SAN JOSE DE BAÑOS	101 - 102	22,9 kV - 3Ø	0,95	25 mm2 AAAC	5.460	5.187
5	LINEA PRIMARIA DERIVACION VICHAYCOCHA	108 - (Vichaycocha)	10 kV - 3Ø	4,57	25 mm2 AAAC	4.900	22.393
6	LINEA PRIMARIA DERIVACION RANCATAMA	114 - (Rancatama)	10 kV - 1Ø (F-F)	0,45	25 mm2 AAAC	4.000	1.800
SUB - TOTAL B:							120.607
LONGITUD TOTAL LINEAS PRIMARIAS:				<input type="text" value="66,58"/>	km		
TOTAL LINEAS PRIMARIAS (US\$) :							391.294
TOTAL LINEAS PRIMARIAS (S/.) :							1.369.528

ALTERNATIVA N° 02

FECHA : JULIO 2 000
T.C (S/US\$) : 3,50

ITEM	P.S.E. / DESCRIPCION	NODO - NODO	SISTEMA	LONGITUD (km)	CALIBRE / CONDUCTOR	COSTO UNITARIO (US\$/km)	COSTO PARCIAL (US\$)
A LINEAS PRIMARIAS DE INTERCONEXION							
1	LINEA 1	101 - 144	22,9 kV - 3Ø	26,80	50 mm2 AAAC	6.380	170.984
2	LINEA 2	101 - 103	22,9 kV - 3Ø	7,00	50 mm2 AAAC	6.380	44.660
3	LINEA 3	115 - 116	10 kV - 3Ø	2,77	25 mm2 AAAC	4.900	13.573
4	LINEA 4	127 - 128	10 kV - 3Ø	0,15	25 mm2 AAAC	4.900	735
5	LINEA 5	129 - 130	20 kV - 3Ø	0,80	25 mm2 AAAC	5.460	4.368
6	LINEA 6	138 - 160	20 kV - 3Ø	6,50	50 mm2 AAAC	6.380	41.470
SUB - TOTAL A:							275.790
B AMPLIACION DE LINEAS PRIMARIAS P.S.E. CANTA (BARRA 20 kV)							
1	LINEA PRIMARIA HUAROS - CULLHUAY	189 - 190	20 kV - 3Ø	6,83	25 mm2 AAAC	5.460	37.292
2	LINEA PRIMARIA HUANDARO - LLANCA Y	132 - 130	20 kV - 3Ø	2,60	25 mm2 AAAC	5.460	14.196
P.S.E. RAVIRA - PACARAOS							
3	LINEA PRIMARIA CHAUCA - CHISQUE	111 - 115	10 kV - 3Ø	8,11	25 mm2 AAAC	4.900	39.739
4	LINEA PRIMARIA SAN JOSE DE BAÑOS	101 - 102	22,9 kV - 3Ø	0,95	25 mm2 AAAC	5.460	5.187
5	LINEA PRIMARIA DERIVACION VICHAYCOCHA	108 - (Vichaycocha)	10 kV - 3Ø	4,57	25 mm2 AAAC	4.900	22.393
6	LINEA PRIMARIA DERIVACION RANCATAMA	114 - (Rancatama)	10 kV - 1Ø (F-F)	0,45	25 mm2 AAAC	4.000	1.800
SUB - TOTAL B:							120.607
LONGITUD TOTAL LINEAS PRIMARIAS:				<input type="text" value="67,53"/>	km		
TOTAL LINEAS PRIMARIAS (US\$) :							396.397
TOTAL LINEAS PRIMARIAS (S/.) :							1.387.389

ALTERNATIVA N° 03

FECHA : JULIO 2 000
T.C (S/US\$) : 3,50

ITEM	P.S.E. / DESCRIPCION	NODO - NODO	SISTEMA	LONGITUD (km)	CALIBRE / CONDUCTOR	COSTO UNITARIO (US\$/km)	COSTO PARCIAL (US\$)
A LINEAS PRIMARIAS DE INTERCONEXION							
1	LINEA 1	101 - 144	22,9 kV - 3Ø	26,80	95 mm2 AAAC	6.380	170.984
2	LINEA 2	101 - 103	22,9 kV - 3Ø	7,00	95 mm2 AAAC	6.380	44.660
3	LINEA 3	115 - 116	10 kV - 3Ø	2,77	25 mm2 AAAC	4.900	13.573
4	LINEA 4	127 - 128	10 kV - 3Ø	0,15	25 mm2 AAAC	4.900	735
5	LINEA 5	129 - 130	20 kV - 3Ø	0,80	25 mm2 AAAC	5.460	4.368
6	LINEA 6	138 - 160	20 kV - 3Ø	6,50	95 mm2 AAAC	8.170	53.105
SUB - TOTAL A:							287.425
B AMPLIACION DE LINEAS PRIMARIAS P.S.E. CANTA (BARRA 20 kV)							
1	LINEA PRIMARIA HUAROS - CULLHUAY	189 - 190	20 kV - 3Ø	6,83	25 mm2 AAAC	5.460	37.292
2	LINEA PRIMARIA HUANDARO - LLANCA Y	132 - 130	20 kV - 3Ø	2,60	25 mm2 AAAC	5.460	14.196
P.S.E. RAVIRA - PACARAOS							
3	LINEA PRIMARIA CHAUCA - CHISQUE	111 - 115	10 kV - 3Ø	8,11	25 mm2 AAAC	4.900	39.739
4	LINEA PRIMARIA SAN JOSE DE BAÑOS	101 - 102	22,9 kV - 3Ø	0,95	25 mm2 AAAC	5.460	5.187
5	LINEA PRIMARIA DERIVACION VICHAYCOCHA	108 - (Vichaycocha)	10 kV - 3Ø	4,57	25 mm2 AAAC	4.900	22.393
6	LINEA PRIMARIA DERIVACION RANCATAMA	114 - (Rancatama)	10 kV - 1Ø (F-F)	0,45	25 mm2 AAAC	4.000	1.800
SUB - TOTAL B:							120.607
LONGITUD TOTAL LINEAS PRIMARIAS:				<input type="text" value="67,53"/>	km		
TOTAL LINEAS PRIMARIAS (US\$) :							408.032
TOTAL LINEAS PRIMARIAS (S/.) :							1.428.111

NOTA:

1.- LOS COSTOS UNITARIOS DE LAS LL.PP. EXPRESADOS EN US\$/km de L.P., COMPRENDEN LOS COSTOS DIRECTOS, ES DECIR LOS COSTOS DEL SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE EQUIPOS Y MATERIALES A LOS ALMACENES EN OBRA Y EL MONTAJE ELECTROMECANICO.

CUADRO N° 5.2.4
PRESUPUESTO DE OBRA
IMPLEMENTACION DE ALTERNATIVAS DE INTERCONEXION

2.- SUBESTACIONES DE INTERCONEXION

ALTERNATIVA N° 01

FECHA : JULIO 2 000

T.C.(\$/US\$) : 3,50

ITEM	SUBESTACION / TRANSFORMADOR	CAPACIDAD TRANSFORMADOR	RELACION DE TRANSFORMACION	COSTO TRANSFORM. (A)	ARMADO DE SUBESTACION (B)	SUMINISTRO MATERIALES (C) = (A) + (B)	MONTAJE DE SUBESTACION (D)	PARCIAL (C) + (D)
1	S.E. 103 - 104 / T2	700 kVA - 3Ø	22,9 / 10 ± 2 x 7,5 % kV	12.350	2.550	14.900	3.460	18.360
2	S.E. 143 - 144 / T4	500 kVA - 3Ø	22,9 / 20 ± 2 x 2,5 % kV	9.700	2.100	11.800	3.100	14.900
3	S.E. 160 - 161 / T8	500 kVA - 3Ø	20 / 10 ± 2 x 7,5 % kV	10.300	1.800	12.100	2.780	14.880
TOTAL SUBESTACIONES DE INTERCONEXION (US\$) :								48.140
(S/.) :								168.490

ALTERNATIVA N° 02

FECHA : JULIO 2 000

T.C.(\$/US\$) : 3,50

ITEM	SUBESTACION / TRANSFORMADOR	CAPACIDAD TRANSFORMADOR	RELACION DE TRANSFORMACION	COSTO TRANSFORM. (A)	ARMADO DE SUBESTACION (B)	SUMINISTRO MATERIALES (C) = (A) + (B)	MONTAJE DE SUBESTACION (D)	PARCIAL (C) + (D)
1	S.E. 103 - 104 / T2	650 kVA - 3Ø	22,9 / 10 ± 2 x 2,5 % kV	12.100	2.500	14.600	3.500	18.100
2	S.E. 128 - 129 / T3	100 kVA - 3Ø	10 / 20 ± 2 x 2,5 % kV	2.450	1.050	3.500	1.950	5.450
3	S.E. 143 - 144 / T4	500 kVA - 3Ø	22,9 / 20 ± 2 x 2,5 % kV	9.700	2.100	11.800	3.100	14.900
4	S.E. 160 - 161 / T8	500 kVA - 3Ø	20 / 10 ± 2 x 7,5 % kV	10.300	1.800	12.100	2.780	14.880
TOTAL SUBESTACIONES DE INTERCONEXION (US\$) :								53.330
(S/.) :								186.655

ALTERNATIVA N° 03

FECHA : JULIO 2 000

T.C.(\$/US\$) : 3,50

ITEM	SUBESTACION / TRANSFORMADOR	CAPACIDAD TRANSFORMADOR	RELACION DE TRANSFORMACION	COSTO TRANSFORM. (A)	ARMADO DE SUBESTACION (B)	SUMINISTRO MATERIALES (C) = (A) + (B)	MONTAJE DE SUBESTACION (D)	PARCIAL (C) + (D)
1	S.E. 103 - 104 / T2	650 kVA - 3Ø	22,9 / 10 ± 2 x 2,5 % kV	12.100	2.500	14.600	3.500	18.100
2	S.E. 128 - 129 / T3	100 kVA - 3Ø	10 / 20 ± 2 x 2,5 % kV	2.450	1.050	3.500	1.950	5.450
3	S.E. 143 - 144 / T4	500 kVA - 3Ø	22,9 / 20 ± 2 x 2,5 % kV	9.700	2.100	11.800	3.100	14.900
4	S.E. 160 - 161 / T8	500 kVA - 3Ø	20 / 10 ± 2 x 7,5 % kV	10.300	1.800	12.100	2.780	14.880
TOTAL SUBESTACIONES DE INTERCONEXION (US\$) :								53.330
(S/.) :								186.655

NOTA:

- 1.- LOS COSTOS UTILIZADOS EN ESTE PRESUPUESTO ESTAN EXPRESADOS EN US\$ Y COMPRENDEN LOS COSTOS DIRECTOS.
- 2.- EL COSTO DEL SUMINISTRO DE EQUIPOS Y MATERIALES INCLUYE EL TRANSPORTE DE LOS MISMOS A LOS ALMACENES EN OBRA.

CUADRO N° 5.2.5
PRESUPUESTO DE OBRA
IMPLEMENTACION DE ALTERNATIVAS DE INTERCONEXION

3.- REDES PRIMARIAS

ALTERNATIVAS N° 01, N° 02 y N° 03

FECHA : JULIO 2 000
T.C.(S/US\$) : 3,50

A.- SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION

ITEM	P.S.E. / LOCALIDAD	TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION					PARCIAL (1)	ARMADO DE SUBESTACION (2)	SUMINISTRO DE MATERIALES (3) = (1) + (2)	MONTAJE DE SUBESTACION (4)	PARCIAL (5) = (2) + (4)
		CAPACIDAD	RELACION DE TRANSFORM.	SISTEMA	CANTIDAD	COSTO UNIT. (US\$)					
P.S.E. CANTA (BARRA 20 kV)											
01	CULLHUAY	50 kVA	20 / 0,23 kV	20 kV - 3Ø	01	1.800	1.800	2.050	3.850	650	4.500
02	CAPIA	50 kVA	20 / 0,23 kV	20 kV - 3Ø	01	1.800	1.800	2.050	3.850	650	4.500
03	LLANCAY	50 kVA	20 / 0,23 kV	20 kV - 3Ø	01	1.800	1.800	2.050	3.850	650	4.500
P.S.E. YASO											
04	APAN	25 kVA	10 / 0,23 kV	10 kV - 1Ø (Fase-Fase)	01	1.120	1.120	1.420	2.540	440	2.980
05	HUANCHUY	25 kVA	10 / 0,23 kV	10 kV - 1Ø (Fase-Fase)	01	1.120	1.120	1.420	2.540	440	2.980
06	LLIPATA	25 kVA	10 / 0,23 kV	10 kV - 1Ø (Fase-Fase)	01	1.120	1.120	1.420	2.540	440	2.980
07	LA CABAÑA	25 kVA	10 / 0,23 kV	10 kV - 1Ø (Fase-Fase)	01	1.120	1.120	1.420	2.540	440	2.980
P.S.E. HOYOS - ACOS											
08	CUCAPUNCO	50 kVA	10 / 0,23 kV	10 kV - 3Ø	01	1.420	1.420	2.050	3.470	650	4.120
P.S.E. RAVIRA - PACARAOS											
09	VICHAYCOCHA	75 kVA	10 / 0,23 kV	10 kV - 3Ø	02	1.700	3.400	4.050	7.450	650	8.100
10	SANTA CATALINA	25 kVA	10 / 0,23 kV	10 kV - 1Ø (Fase-Fase)	01	1.120	1.120	1.420	2.540	440	2.980
11	PIRCA	40 kVA	10 / 0,23 kV	10 kV - 1Ø (Fase-Fase)	02	1.250	2.500	2.850	5.350	440	5.790
12	PASAC	25 kVA	10 / 0,23 kV	10 kV - 1Ø (Fase-Fase)	01	1.120	1.120	1.420	2.540	440	2.980
13	RANCATAMA	25 kVA	10 / 0,23 kV	10 kV - 1Ø (Fase-Fase)	01	1.120	1.120	1.420	2.540	440	2.980
14	CHISQUE	40 kVA	10 / 0,23 kV	10 kV - 1Ø (Fase-Fase)	01	1.250	1.250	1.420	2.670	440	3.110
15	SANJOSE DE BAÑOS	50 kVA	22,9 / 0,23 kV	22,9 kV - 3Ø	02	2.250	4.500	4.050	8.550	650	9.200
CANTIDAD TOTAL DE TRANSFORMADORES:						18	TOTAL SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION (US\$):				64.680
											(S/): 226.380

CUADRO N° 5.2.5
PRESUPUESTO DE OBRA
IMPLEMENTACION DE ALTERNATIVAS DE INTERCONEXION

3.- REDES PRIMARIAS**ALTERNATIVAS N° 01, N° 02 y N° 03****B.- REDES DE DISTRIBUCION**

ITEM	P.S.E. / LOCALIDAD	LONGITUD DE R.P. (km)	CALIBRE / CONDUCTOR	SISTEMA	COSTO UNIT. (US\$/km de R.P.)	PARCIAL (6)
P.S.E. CANTA (BARRA 20 kV)						
01	CULLHUAY	0,30	25 mm2 AAAC	20 kV - 3Ø	7.350	2.205
02	CAPIA	0,25	25 mm2 AAAC	20 kV - 3Ø	7.350	1.838
03	LLANCAY	0,25	25 mm2 AAAC	20 kV - 3Ø	7.350	1.838
P.S.E. YASO						
04	APAN	0,15	25 mm2 AAAC	10 kV - 1Ø (Fase-Fase)	5.100	765
05	HUANCHUY	0,15	25 mm2 AAAC	10 kV - 1Ø (Fase-Fase)	5.100	765
06	LLIPATA	0,10	25 mm2 AAAC	10 kV - 1Ø (Fase-Fase)	5.100	510
07	LA CABAÑA	0,10	25 mm2 AAAC	10 kV - 1Ø (Fase-Fase)	5.100	510
P.S.E. HOYOS - ACOS						
08	CUCAPUNCO	0,20	25 mm2 AAAC	10 kV - 3Ø	5.770	1.154
P.S.E. RAVIRA - PACARAQS						
09	VICHAYCOCHA	0,45	25 mm2 AAAC	10 kV - 3Ø	5.770	2.597
10	SANTA CATALINA	0,40	25 mm2 AAAC	10 kV - 1Ø (Fase-Fase)	5.100	2.040
11	PIRCA	0,45	25 mm2 AAAC	10 kV - 1Ø (Fase-Fase)	5.100	2.295
12	PASAC	0,25	25 mm2 AAAC	10 kV - 1Ø (Fase-Fase)	5.100	1.275
13	RANCATAMA	0,20	25 mm2 AAAC	10 kV - 1Ø (Fase-Fase)	5.100	1.020
14	CHISQUE	0,40	25 mm2 AAAC	10 kV - 1Ø (Fase-Fase)	5.100	2.040
15	SAN JOSE DE BAÑOS	0,54	25 mm2 AAAC	22,9 kV - 3Ø	7.600	4.104
LONGITUD TOTAL DE RR.PP.:		4,19	km	OTAL REDES DE DISTRIBUCION (US\$):		24.955
						(S/.): 87.341

TOTAL REDES PRIMARIAS: A + B

ITEM	P.S.E. / LOCALIDAD	PARCIAL SS.EE.DD. (5)	PARCIAL REDES DISTRIB. (6)	TOTAL (7) = (5) + (6)
P.S.E. CANTA (BARRA 20 kV)				
01	CULLHUAY	4.500	2.205	6.705
02	CAPIA	4.500	1.838	6.338
03	LLANCAY	4.500	1.838	6.338
P.S.E. YASO				
04	APAN	2.980	765	3.745
05	HUANCHUY	2.980	765	3.745
06	LLIPATA	2.980	510	3.490
07	LA CABAÑA	2.980	510	3.490
P.S.E. HOYOS - ACOS				
08	CUCAPUNCO	4.120	1.154	5.274
P.S.E. RAVIRA - PACARAQS				
09	VICHAYCOCHA	8.100	2.597	10.697
10	SANTA CATALINA	2.980	2.040	5.020
11	PIRCA	5.790	2.295	8.085
12	PASAC	2.980	1.275	4.255
13	RANCATAMA	2.980	1.020	4.000
14	CHISQUE	3.110	2.040	5.150
15	SAN JOSE DE BAÑOS	9.200	4.104	13.304
TOTAL REDES PRIMARIAS (US\$):				89.635
				(S/.): 313.721

NOTA:

- EL COSTO TOTAL DE LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION EXPRESADOS EN US\$, COMPRENDEN LOS COSTOS DIRECTOS, EN LOS CUALES, EN EL COSTO DEL SUMINISTRO DE EQUIPOS Y MATERIALES ESTAN INCLUIDOS EL TRANSPORTE DE LOS MISMOS A LOS ALMACENES EN OBRA.
- LOS COSTOS UNITARIOS DE LAS REDES DE DISTRIBUCION PRIMARIA EXPRESADOS EN US\$/km de R.P., COMPRENDEN LOS COSTOS DIRECTOS, ES DECIR LOS COSTOS DEL SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE EQUIPOS Y MATERIALES Y EL MONTAJE ELECTROMECANICO.

CUADRO N° 5.2.6
PRESUPUESTO DE OBRA
IMPLEMENTACION DE ALTERNATIVAS DE INTERCONEXION

4.- REDES SECUNDARIAS

ALTERNATIVAS N° 01, N° 02 y N° 03

FECHA : JULIO 2 000

T.C.(S./US\$) : 3,50

ITEM	P.S.E. / LOCALIDAD	LONGITUD DE R.S.	SISTEMA	N° DE ABONADOS	COSTO UNITARIO DE RR.SS. (US\$ / ABONADO)	PARCIAL
<u>P.S.E. CANTA (BARRA 20 kV)</u>						
01	CULLHUAY	1,32 km	230 V - 3Ø	88	211	18.568
02	CAPIA	0,99 km	230 V - 3Ø	55	214	11.770
03	LLANCAY	0,52 km	230 V - 3Ø	29	251	7.279
<u>P.S.E. YASQ</u>						
04	APAN	0,30 km	230 V - 1Ø	15	265	3.975
05	HUANCHUY	0,28 km	230 V - 1Ø	14	268	3.752
06	LLIPATA	0,26 km	230 V - 1Ø	13	270	3.510
07	LA CABAÑA	0,38 km	230 V - 1Ø	19	258	4.902
<u>P.S.E. HOYOS - ACOS</u>						
08	CUCAPUNCO	0,30 km	230 V - 3Ø	15	265	3.975
<u>P.S.E. RAVIRA - PACARAOS</u>						
09	VICHAYCOCHA	3,78 km	230 V - 3Ø	252	176	44.352
10	SANTA CATALINA	1,46 km	230 V - 1Ø	97	207	20.079
11	PIRCA	4,97 km	230 V - 1Ø	331	136	45.016
12	PASAC	1,39 km	230 V - 1Ø	77	212	16.324
13	RANCATAMA	0,85 km	230 V - 1Ø	47	219	10.293
14	CHISQUE	2,51 km	230 V - 1Ø	167	197	32.899
15	SAN JOSE DE BAÑOS	3,11 km	230 V - 3Ø	207	190	39.330
LONGITUD TOTAL DE RR.SS.:		22,42 km	TOTAL DE ABONADOS:		1.426	
TOTAL REDES SECUNDARIAS (US\$) :						266.024
(S/.) :						931.084

NOTA:

- 1.- LOS COSTOS UNITARIOS DE RED SECUNDARIA EXPRESADOS EN US\$ / Abonado, COMPRENEN LOS COSTOS DIRECTOS: COSTOS DEL SUMINISTRO Y TRANSPORTE A A LOS ALMACENES EN OBRA DE EQUIPOS Y MATERIALES Y EL MONTAJE ELECTROMECHANICO.
- 2.- EN ESTOS COSTOS SE INCLUYEN LA INSTALACION DE LAS CONEXIONES DOMICILIARIAS, LAS CUALES COMPRENEN LA INSTALACION DEL CABLE ACOMETIDA, LA CAJA PORTAMEDIDOR Y EL MEDIDOR.

**CUADRO N° 5.3.1
PRESUPUESTO DE OBRA**

**IMPLEMENTACION DE ALTERNATIVAS DE INTERCONEXION
SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA**

LINEAS PRIMARIAS y SUBESTACIONES DE INTERCONEXION

RESUMEN GENERAL

FECHA : JULIO 2 000
T.C.(S./US\$) : 3,50

ITEM	DESCRIPCION	COSTO DE ALTERNATIVAS EN DOLARES (US\$)		
		N° 01	N° 02	N° 03
I	COSTOS DIRECTOS (C.D.)			
01	LINEAS PRIMARIAS	310.426	329.725	341.360
	A.- LINEAS PRIMARIAS DE INTERCONEXION	270.687	275.790	287.425
	B.- AMPLIACION DE LINEAS PRIMARIAS	39.739	53.935	53.935
02	SUBESTACIONES DE INTERCONEXION	48.140	53.330	53.330
	TOTAL COSTOS DIRECTOS:	358.566	383.055	394.690
II	COSTOS INDIRECTOS (C.I.)			
01	GASTOS GENERALES (10% C.D.)	35.857	38.306	39.469
02	UTILIDADES (15% C.D.)	53.785	57.458	59.204
	TOTAL COSTOS INDIRECTOS:	89.642	95.764	98.673
III	SUB-TOTAL: (C.D.) + (C.I.)	448.208	478.819	493.363
	I.G.V.: (18% SUB-TOTAL)	80.677	86.187	88.805
IV	TOTAL GENERAL (US\$)	528.885	565.006	582.168

NOTA:

- 1.- LOS COSTOS DIRECTOS COMPENDEN EL SUMINISTRO Y TRANSPORTE A LOS ALMACENES EN OBRA DE EQUIPOS Y MATERIALES Y EL MONTAJE ELECTROMECHANICO.

CUADRO N° 5.3.2
PRESUPUESTO DE OBRA

IMPLEMENTACION DE ALTERNATIVAS DE INTERCONEXION
SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA

LINEAS PRIMARIAS y SUBESTACIONES DE INTERCONEXION

RESUMEN GENERAL

FECHA : JULIO 2 000
T.C.(S./US\$) : 3,50

ITEM	DESCRIPCION	COSTO DE ALTERNATIVAS EN NUEVOS SOLES (S/.)		
		N° 01	N° 02	N° 03
I	COSTOS DIRECTOS (C.D.)			
01	LINEAS PRIMARIAS	1.086.491	1.154.038	1.194.760
	A.- LINEAS PRIMARIAS DE INTERCONEXION	947.405	965.265	1.005.988
	B.- AMPLIACION DE LINEAS PRIMARIAS	139.087	188.773	188.773
02	SUBESTACIONES DE INTERCONEXION	168.490	186.655	186.655
	TOTAL COSTOS DIRECTOS:	1.254.981	1.340.693	1.381.415
II	COSTOS INDIRECTOS (C.I.)			
01	GASTOS GENERALES (10% C.D.)	125.498	134.069	138.142
02	UTILIDADES (15% C.D.)	188.247	201.104	207.212
	TOTAL COSTOS INDIRECTOS:	313.745	335.173	345.354
III	SUB-TOTAL: (C.D.) + (C.I.)	1.568.726	1.675.866	1.726.769
	I.G.V.: (18% SUB-TOTAL)	282.371	301.656	310.818
IV	TOTAL GENERAL (S/.)	1.851.097	1.977.521	2.037.587

NOTA:

- 1.- LOS COSTOS DIRECTOS COMPENDEN EL SUMINISTRO Y TRANSPORTE A LOS ALMACENES EN OBRA DE EQUIPOS Y MATERIALES Y EL MONTAJE ELECTROMECHANICO.

CUADRO N° 5.3.3
PRESUPUESTO DE OBRA
IMPLEMENTACION DE ALTERNATIVAS DE INTERCONEXION

1.- LINEAS PRIMARIAS

ALTERNATIVA N° 01

FECHA: JULIO 2 000
T.C.(S/US\$): 3,50

ITEM	P.S.E. / DESCRIPCION	NODO - NODO	SISTEMA	LONGITUD (km)	CALIBRE / CONDUCTOR	COSTO UNITARIO (US\$/km)	COSTO PARCIAL (US\$)
A.- LINEAS PRIMARIAS DE INTERCONEXION							
1	LINEA 1	101 - 144	22,9 kV - 3Ø	26,80	50 mm2 AAAC	6.380	170.984
2	LINEA 2	101 - 103	22,9 kV - 3Ø	7,00	50 mm2 AAAC	6.380	44.660
3	LINEA 3	115 - 116	10 kV - 3Ø	2,77	25 mm2 AAAC	4.900	13.573
4	LINEA 6	138 - 160	20 kV - 3Ø	6,50	50 mm2 AAAC	6.380	41.470
SUB - TOTAL A:							270.687
B.- AMPLIACION DE LINEAS PRIMARIAS							
P.S.E. RAVIRA - PACARAOS							
1	LINEA PRIMARIA CHAUCA - CHISQUE	111 - 115	10 kV - 3Ø	8,11	25 mm2 AAAC	4.900	39.739
SUB - TOTAL B:							39.739
LONGITUD TOTAL LINEAS PRIMARIAS:				51,18	km		
TOTAL LINEAS PRIMARIAS (US\$) :						310.426	
TOTAL LINEAS PRIMARIAS (S/.) :						1.086.491	

ALTERNATIVA N° 02

FECHA: JULIO 2 000
T.C.(S/US\$): 3,50

ITEM	P.S.E. / DESCRIPCION	NODO - NODO	SISTEMA	LONGITUD (km)	CALIBRE / CONDUCTOR	COSTO UNITARIO (US\$/km)	COSTO PARCIAL (US\$)
A LINEAS PRIMARIAS DE INTERCONEXION							
1	LINEA 1	101 - 144	22,9 kV - 3Ø	26,80	50 mm2 AAAC	6.380	170.984
2	LINEA 2	101 - 103	22,9 kV - 3Ø	7,00	50 mm2 AAAC	6.380	44.660
3	LINEA 3	115 - 116	10 kV - 3Ø	2,77	25 mm2 AAAC	4.900	13.573
4	LINEA 4	127 - 128	10 kV - 3Ø	0,15	25 mm2 AAAC	4.900	735
5	LINEA 5	129 - 130	20 kV - 3Ø	0,80	25 mm2 AAAC	5.460	4.368
6	LINEA 6	138 - 160	20 kV - 3Ø	6,50	50 mm2 AAAC	6.380	41.470
SUB - TOTAL A:							275.790
B AMPLIACION DE LINEAS PRIMARIAS							
P.S.E. CANTA (BARRA 20 kV)							
1	LINEA PRIMARIA HUANDARO - LLANCAY	132 - 130	20 kV - 3Ø	2,60	25 mm2 AAAC	5.460	14.196
P.S.E. RAVIRA - PACARAOS							
2	LINEA PRIMARIA CHAUCA - CHISQUE	111 - 115	10 kV - 3Ø	8,11	25 mm2 AAAC	4.900	39.739
SUB - TOTAL B:							53.935
LONGITUD TOTAL LINEAS PRIMARIAS:				54,73	km		
TOTAL LINEAS PRIMARIAS (US\$) :						329.725	
TOTAL LINEAS PRIMARIAS (S/.) :						1.154.038	

ALTERNATIVA N° 03

FECHA: JULIO 2 000
T.C.(S/US\$): 3,50

ITEM	P.S.E. / DESCRIPCION	NODO - NODO	SISTEMA	LONGITUD (km)	CALIBRE / CONDUCTOR	COSTO UNITARIO (US\$/km)	COSTO PARCIAL (US\$)
A LINEAS PRIMARIAS DE INTERCONEXION							
1	LINEA 1	101 - 144	22,9 kV - 3Ø	26,80	95 mm2 AAAC	6.380	170.984
2	LINEA 2	101 - 103	22,9 kV - 3Ø	7,00	95 mm2 AAAC	6.380	44.660
3	LINEA 3	115 - 116	10 kV - 3Ø	2,77	25 mm2 AAAC	4.900	13.573
4	LINEA 4	127 - 128	10 kV - 3Ø	0,15	25 mm2 AAAC	4.900	735
5	LINEA 5	129 - 130	20 kV - 3Ø	0,80	25 mm2 AAAC	5.460	4.368
6	LINEA 6	138 - 160	20 kV - 3Ø	6,50	95 mm2 AAAC	8.170	53.105
SUB - TOTAL A:							287.425
B AMPLIACION DE LINEAS PRIMARIAS							
P.S.E. CANTA (BARRA 20 kV)							
1	LINEA PRIMARIA HUANDARO - LLANCAY	132 - 130	20 kV - 3Ø	2,60	25 mm2 AAAC	5.460	14.196
P.S.E. RAVIRA - PACARAOS							
2	LINEA PRIMARIA CHAUCA - CHISQUE	111 - 115	10 kV - 3Ø	8,11	25 mm2 AAAC	4.900	39.739
SUB - TOTAL B:							53.935
LONGITUD TOTAL LINEAS PRIMARIAS:				54,73	km		
TOTAL LINEAS PRIMARIAS (US\$) :						341.360	
TOTAL LINEAS PRIMARIAS (S/.) :						1.194.760	

NOTA:

1.- LOS COSTOS UNITARIOS DE LAS LL.PP. EXPRESADOS EN US\$/km de L.P., COMPRENDEN LOS COSTOS DIRECTOS. ES DECIR LOS COSTOS DEL SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE EQUIPOS Y MATERIALES A LOS ALMACENES EN OBRA Y EL MONTAJE ELECTROMECHANICO.

CUADRO N° 5.3.4
PRESUPUESTO DE OBRA
IMPLEMENTACION DE ALTERNATIVAS DE INTERCONEXION

2.- SUBESTACIONES DE INTERCONEXION

ALTERNATIVA N° 01

FECHA : JULIO 2 000
T.C.(S./US\$) : 3,50

ITEM	SUBESTACION / TRANSFORMADOR	CAPACIDAD TRANSFORMADOR	RELACION DE TRANSFORMACION	COSTO TRANSFORM. (A)	ARMADO DE SUBESTACION (B)	SUMINISTRO MATERIALES (C) = (A) + (B)	MONTAJE DE SUBESTACION (D)	PARCIAL (C) + (D)
1	S.E. 103 - 104 / T2	700 kVA - 3Ø	22,9 / 10 ± 2 x 7,5 % kV	12.350	2.550	14.900	3.460	18.360
2	S.E. 143 - 144 / T4	500 kVA - 3Ø	22,9 / 20 ± 2 x 2,5 % kV	9.700	2.100	11.800	3.100	14.900
3	S.E. 160 - 161 / T8	500 kVA - 3Ø	20 / 10 ± 2 x 7,5 % kV	10.300	1.800	12.100	2.780	14.880
TOTAL SUBESTACIONES DE INTERCONEXION (US\$) :								48.140
(S/.) :								168.490

ALTERNATIVA N° 02

FECHA : JULIO 2 000
T.C.(S./US\$) : 3,50

ITEM	SUBESTACION / TRANSFORMADOR	CAPACIDAD TRANSFORMADOR	RELACION DE TRANSFORMACION	COSTO TRANSFORM. (A)	ARMADO DE SUBESTACION (B)	SUMINISTRO MATERIALES (C) = (A) + (B)	MONTAJE DE SUBESTACION (D)	PARCIAL (C) + (D)
1	S.E. 103 - 104 / T2	650 kVA - 3Ø	22,9 / 10 ± 2 x 2,5 % kV	12.100	2.500	14.600	3.500	18.100
2	S.E. 128 - 129 / T3	100 kVA - 3Ø	10 / 20 ± 2 x 2,5 % kV	2.450	1.050	3.500	1.950	5.450
3	S.E. 143 - 144 / T4	500 kVA - 3Ø	22,9 / 20 ± 2 x 2,5 % kV	9.700	2.100	11.800	3.100	14.900
4	S.E. 160 - 161 / T8	500 kVA - 3Ø	20 / 10 ± 2 x 7,5 % kV	10.300	1.800	12.100	2.780	14.880
TOTAL SUBESTACIONES DE INTERCONEXION (US\$) :								53.330
(S/.) :								186.655

ALTERNATIVA N° 03

FECHA : JULIO 2 000
T.C.(S./US\$) : 3,50

ITEM	SUBESTACION / TRANSFORMADOR	CAPACIDAD TRANSFORMADOR	RELACION DE TRANSFORMACION	COSTO TRANSFORM. (A)	ARMADO DE SUBESTACION (B)	SUMINISTRO MATERIALES (C) = (A) + (B)	MONTAJE DE SUBESTACION (D)	PARCIAL (C) + (D)
1	S.E. 103 - 104 / T2	650 kVA - 3Ø	22,9 / 10 ± 2 x 2,5 % kV	12.100	2.500	14.600	3.500	18.100
2	S.E. 128 - 129 / T3	100 kVA - 3Ø	10 / 20 ± 2 x 2,5 % kV	2.450	1.050	3.500	1.950	5.450
3	S.E. 143 - 144 / T4	500 kVA - 3Ø	22,9 / 20 ± 2 x 2,5 % kV	9.700	2.100	11.800	3.100	14.900
4	S.E. 160 - 161 / T8	500 kVA - 3Ø	20 / 10 ± 2 x 7,5 % kV	10.300	1.800	12.100	2.780	14.880
TOTAL SUBESTACIONES DE INTERCONEXION (US\$) :								53.330
(S/.) :								186.655

NOTA:

- 1.- LOS COSTOS UTILIZADOS EN ESTE PRESUPUESTO ESTAN EXPRESADOS EN US\$ Y COMPRENDEN LOS COSTOS DIRECTOS.
- 2.- EL COSTO DEL SUMINISTRO DE EQUIPOS Y MATERIALES INCLUYE EL TRANSPORTE DE LOS MISMOS A LOS ALMACENES EN OBRA.

CUADRO N° 5.4.1
PRESUPUESTO DE OBRA

**IMPLEMENTACION DE ALTERNATIVAS DE INTERCONEXION
SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA**

REDES PROYECTADAS DE LOCALIDADES SIN SERVICIO o CON SERVICIO RESTRINGIDO

RESUMEN GENERAL

FECHA : JULIO 2 000
T.C.(S./US\$) : 3.50

ITEM	DESCRIPCION	COSTO DE ALTERNATIVAS EN DOLARES (US\$)			
		N° 01	N° 02	N° 03	
I	COSTOS DIRECTOS (C.D.)				
	01	LINEAS PRIMARIAS	80.868	66.672	66.672
		B.- AMPLIACION DE LINEAS PRIMARIAS	80.868	66.672	66.672
	02	REDES PRIMARIAS	89.635	89.635	89.635
		A.- SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION	64.680	64.680	64.680
		B.- REDES DE DISTRIBUCION	24.955	24.955	24.955
	03	REDES SECUNDARIAS	266.024	266.024	266.024
	TOTAL COSTOS DIRECTOS:	436.526	422.330	422.330	
II	COSTOS INDIRECTOS (C.I.)				
	01	GASTOS GENERALES (10% C.D.)	43.653	42.233	42.233
	02	UTILIDADES (15% C.D.)	65.479	63.350	63.350
		TOTAL COSTOS INDIRECTOS:	109.132	105.583	105.583
III	SUB-TOTAL: (C.D.) + (C.I.)	545.658	527.913	527.913	
	I.G.V.: (18% SUB-TOTAL)	98.218	95.024	95.024	
IV	TOTAL GENERAL (US\$)	643.876	622.937	622.937	

NOTA:

1.- LOS COSTOS DIRECTOS COMPRENEN EL SUMINISTRO Y TRANSPORTE A LOS ALMACENES EN OBRA DE EQUIPOS Y MATERIALES Y EL MONTAJE ELECTROMECHANICO.

CUADRO N° 5.4.2
PRESUPUESTO DE OBRA

IMPLEMENTACION DE ALTERNATIVAS DE INTERCONEXION
SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA

REDES PROYECTADAS DE LOCALIDADES SIN SERVICIO o CON SERVICIO RESTRINGIDO

RESUMEN GENERAL

FECHA : JULIO 2 000
T.C.(S./U\$S): 3,50

ITEM	DESCRIPCION	COSTO DE ALTERNATIVAS EN NUEVOS SOLES (S/.)			
		N° 01	N° 02	N° 03	
I	COSTOS DIRECTOS (C.D.)				
	01	LINEAS PRIMARIAS	283.037	233.351	233.351
		B.- AMPLIACION DE LINEAS PRIMARIAS	283.037	233.351	233.351
	02	REDES PRIMARIAS	313.721	313.721	313.721
		A.- SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION	226.380	226.380	226.380
		B.- REDES DE DISTRIBUCION	87.341	87.341	87.341
	03	REDES SECUNDARIAS	931.084	931.084	931.084
	TOTAL COSTOS DIRECTOS:	1.527.842	1.478.156	1.478.156	
II	COSTOS INDIRECTOS (C.I.)				
	01	GASTOS GENERALES (10% C.D.)	152.784	147.816	147.816
	02	UTILIDADES (15% C.D.)	229.176	221.723	221.723
		TOTAL COSTOS INDIRECTOS:	381.961	369.539	369.539
III	SUB-TOTAL: (C.D.) + (C.I.)	1.909.803	1.847.695	1.847.695	
	I.G.V.: (18% SUB-TOTAL)	343.764	332.585	332.585	
IV	TOTAL GENERAL (S/.)	2.253.567	2.180.280	2.180.280	

NOTA:

- 1.- LOS COSTOS DIRECTOS COMPENDEN EL SUMINISTRO Y TRANSPORTE A LOS ALMACENES EN OBRA DE EQUIPOS Y MATERIALES Y EL MONTAJE ELECTROMECHANICO.

CUADRO N° 5.4.3
PRESUPUESTO DE OBRA
IMPLEMENTACION DE ALTERNATIVAS DE INTERCONEXION

1.- LINEAS PRIMARIAS

ALTERNATIVA N° 01

FECHA : JULIO 2 000
T.C.(\$/US\$) : 3,50

ITEM	P.S.E. / DESCRIPCION	NODO - NODO	SISTEMA	LONGITUD (km)	CALIBRE / CONDUCTOR	COSTO UNITARIO (US\$/km)	COSTO PARCIAL (US\$)
A.- AMPLIACION DE LINEAS PRIMARIAS							
P.S.E. CANTA (BARRA 20 kV)							
1	LINEA PRIMARIA HUAROS - CULLHUAY	189 - 190	20 kV - 3Ø	6,83	25 mm2 AAAC	5.460	37.292
2	LINEA PRIMARIA HUANDARO - LLANCAY	132 - 130	20 kV - 3Ø	2,60	25 mm2 AAAC	5.460	14.196
P.S.E. RAVIRA - PACARAOS							
3	LINEA PRIMARIA SAN JOSE DE BAÑOS	101 - 102	22,9 kV - 3Ø	0,95	25 mm2 AAAC	5.460	5.187
4	LINEA PRIMARIA DERIVACION VICHAYCOCHA	108 - (Vichaycocha)	10 kV - 3Ø	4,57	25 mm2 AAAC	4.900	22.393
5	LINEA PRIMARIA DERIVACION RANCATAMA	114 - (Rancatama)	10 kV - 1Ø (F-F)	0,45	25 mm2 AAAC	4.000	1.800
SUB - TOTAL A:							80.868
LONGITUD TOTAL LINEAS PRIMARIAS:				<input type="text" value="15,40"/>	km	TOTAL LINEAS PRIMARIAS (US\$) :	
							80.868
TOTAL LINEAS PRIMARIAS (\$/.) :							283.037

ALTERNATIVA N° 02

FECHA : JULIO 2 000
T.C.(\$/US\$) : 3,50

ITEM	P.S.E. / DESCRIPCION	NODO - NODO	SISTEMA	LONGITUD (km)	CALIBRE / CONDUCTOR	COSTO UNITARIO (US\$/km)	COSTO PARCIAL (US\$)
A AMPLIACION DE LINEAS PRIMARIAS							
P.S.E. CANTA (BARRA 20 kV)							
1	LINEA PRIMARIA HUAROS - CULLHUAY	189 - 190	20 kV - 3Ø	6,83	25 mm2 AAAC	5.460	37.292
P.S.E. RAVIRA - PACARAOS							
2	LINEA PRIMARIA SAN JOSE DE BAÑOS	101 - 102	22,9 kV - 3Ø	0,95	25 mm2 AAAC	5.460	5.187
3	LINEA PRIMARIA DERIVACION VICHAYCOCHA	108 - (Vichaycocha)	10 kV - 3Ø	4,57	25 mm2 AAAC	4.900	22.393
4	LINEA PRIMARIA DERIVACION RANCATAMA	114 - (Rancatama)	10 kV - 1Ø (F-F)	0,45	25 mm2 AAAC	4.000	1.800
SUB - TOTAL A:							66.672
LONGITUD TOTAL LINEAS PRIMARIAS:				<input type="text" value="12,80"/>	km	TOTAL LINEAS PRIMARIAS (US\$) :	
							66.672
TOTAL LINEAS PRIMARIAS (\$/.) :							233.351

ALTERNATIVA N° 03

FECHA : JULIO 2 000
T.C.(\$/US\$) : 3,50

ITEM	P.S.E. / DESCRIPCION	NODO - NODO	SISTEMA	LONGITUD (km)	CALIBRE / CONDUCTOR	COSTO UNITARIO (US\$/km)	COSTO PARCIAL (US\$)
A AMPLIACION DE LINEAS PRIMARIAS							
P.S.E. CANTA (BARRA 20 kV)							
1	LINEA PRIMARIA HUAROS - CULLHUAY	189 - 190	20 kV - 3Ø	6,83	25 mm2 AAAC	5.460	37.292
P.S.E. RAVIRA - PACARAOS							
2	LINEA PRIMARIA SAN JOSE DE BAÑOS	101 - 102	22,9 kV - 3Ø	0,95	25 mm2 AAAC	5.460	5.187
3	LINEA PRIMARIA DERIVACION VICHAYCOCHA	108 - (Vichaycocha)	10 kV - 3Ø	4,57	25 mm2 AAAC	4.900	22.393
4	LINEA PRIMARIA DERIVACION RANCATAMA	114 - (Rancatama)	10 kV - 1Ø (F-F)	0,45	25 mm2 AAAC	4.000	1.800
SUB - TOTAL A:							66.672
LONGITUD TOTAL LINEAS PRIMARIAS:				<input type="text" value="12,80"/>	km	TOTAL LINEAS PRIMARIAS (US\$) :	
							66.672
TOTAL LINEAS PRIMARIAS (\$/.) :							233.351

NOTA:

1.- LOS COSTOS UNITARIOS DE LAS LL.PP. EXPRESADOS EN US\$/km de L.P., COMPRENDEN LOS COSTOS DIRECTOS, ES DECIR LOS COSTOS DEL SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE EQUIPOS Y MATERIALES A LOS ALMACENES EN OBRA Y EL MONTAJE ELECTROMECHANICO.

CUADRO N° 5.4.4
PRESUPUESTO DE OBRA
IMPLEMENTACION DE ALTERNATIVAS DE INTERCONEXION

3.- REDES PRIMARIAS

ALTERNATIVAS N° 01, N° 02 y N° 03

A.- SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION

FECHA : JULIO 2 000
T.C.(S/ /US\$) : 3,50

ITEM	P.S.E. / LOCALIDAD	TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION						ARMADO DE SUBESTACION (2)	SUMINISTRO DE MATERIALES (3) = (1) + (2)	MONTAJE DE SUBESTACION (4)	PARCIAL (5) = (2) + (4)
		CAPACIDAD	RELACION DE TRANSFORM.	SISTEMA	CANTIDAD	COSTO UNIT. (US\$)	PARCIAL (1)				
P.S.E. CANTA (BARRA 20 kV)											
01	CULLHUAY	50 kVA	20 / 0,23 kV	20 kV - 3Ø	01	1.800	1.800	2.050	3.850	650	4.500
02	CAPIA	50 kVA	20 / 0,23 kV	20 kV - 3Ø	01	1.800	1.800	2.050	3.850	650	4.500
03	LLANCAY	50 kVA	20 / 0,23 kV	20 kV - 3Ø	01	1.800	1.800	2.050	3.850	650	4.500
P.S.E. YASO											
04	APAN	25 kVA	10 / 0,23 kV	10 kV - 1Ø (Fase-Fase)	01	1.120	1.120	1.420	2.540	440	2.980
05	HUANCHUY	25 kVA	10 / 0,23 kV	10 kV - 1Ø (Fase-Fase)	01	1.120	1.120	1.420	2.540	440	2.980
06	LLIPATA	25 kVA	10 / 0,23 kV	10 kV - 1Ø (Fase-Fase)	01	1.120	1.120	1.420	2.540	440	2.980
07	LA CABAÑA	25 kVA	10 / 0,23 kV	10 kV - 1Ø (Fase-Fase)	01	1.120	1.120	1.420	2.540	440	2.980
P.S.E. HOYOS - ACOS											
08	CUCAPUNCO	50 kVA	10 / 0,23 kV	10 kV - 3Ø	01	1.420	1.420	2.050	3.470	650	4.120
P.S.E. RAVIRA - PACARAOS											
09	VICHAYCOCHA	75 kVA	10 / 0,23 kV	10 kV - 3Ø	02	1.700	3.400	4.050	7.450	650	8.100
10	SANTA CATALINA	25 kVA	10 / 0,23 kV	10 kV - 1Ø (Fase-Fase)	01	1.120	1.120	1.420	2.540	440	2.980
11	PIRCA	40 kVA	10 / 0,23 kV	10 kV - 1Ø (Fase-Fase)	02	1.250	2.500	2.850	5.350	440	5.790
12	PASAC	25 kVA	10 / 0,23 kV	10 kV - 1Ø (Fase-Fase)	01	1.120	1.120	1.420	2.540	440	2.980
13	RANCATAMA	25 kVA	10 / 0,23 kV	10 kV - 1Ø (Fase-Fase)	01	1.120	1.120	1.420	2.540	440	2.980
14	CHISQUE	40 kVA	10 / 0,23 kV	10 kV - 1Ø (Fase-Fase)	01	1.250	1.250	1.420	2.670	440	3.110
15	SAN JOSE DE BAÑOS	50 kVA	22,9 / 0,23 kV	22,9 kV - 3Ø	02	2.250	4.500	4.050	8.550	650	9.200
CANTIDAD TOTAL DE TRANSFORMADORES:					18	TOTAL SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION (US\$):					64.680
										(S/.) :	226.380

CUADRO N° 5.4.4
PRESUPUESTO DE OBRA
IMPLEMENTACION DE ALTERNATIVAS DE INTERCONEXION

3.- REDES PRIMARIAS

ALTERNATIVAS N° 01, N° 02 v N° 03

B.- REDES DE DISTRIBUCION

ITEM	P.S.E. / LOCALIDAD	LONGITUD DE R. P. (km)	CALIBRE / CONDUCTOR	SISTEMA	COSTO UNIT. (US\$/km de R.P.)	PARCIAL (6)
P.S.E. CANTA (BARRA 20 kV)						
01	CULLHUAY	0,30	25 mm2 AAAC	20 kV - 3Ø	7.350	2.205
02	CAPIA	0,25	25 mm2 AAAC	20 kV - 3Ø	7.350	1.838
03	LLANCAY	0,25	25 mm2 AAAC	20 kV - 3Ø	7.350	1.838
P.S.E. YASO						
04	APAN	0,15	25 mm2 AAAC	10 kV - 1Ø (Fase-Fase)	5.100	765
05	HUANCHUY	0,15	25 mm2 AAAC	10 kV - 1Ø (Fase-Fase)	5.100	765
06	LLIPATA	0,10	25 mm2 AAAC	10 kV - 1Ø (Fase-Fase)	5.100	510
07	LA CABAÑA	0,10	25 mm2 AAAC	10 kV - 1Ø (Fase-Fase)	5.100	510
P.S.E. HOYOS - ACOS						
08	CUCAPUNCO	0,20	25 mm2 AAAC	10 kV - 3Ø	5.770	1.154
P.S.E. RAVIRA - PACARAOS						
09	VI CHAYCOCHA	0,45	25 mm2 AAAC	10 kV - 3Ø	5.770	2.597
10	SANTA CATALINA	0,40	25 mm2 AAAC	10 kV - 1Ø (Fase-Fase)	5.100	2.040
11	PIRCA	0,45	25 mm2 AAAC	10 kV - 1Ø (Fase-Fase)	5.100	2.295
12	PASAC	0,25	25 mm2 AAAC	10 kV - 1Ø (Fase-Fase)	5.100	1.275
13	RANCATAMA	0,20	25 mm2 AAAC	10 kV - 1Ø (Fase-Fase)	5.100	1.020
14	CHISQUE	0,40	25 mm2 AAAC	10 kV - 1Ø (Fase-Fase)	5.100	2.040
15	SAN JOSE DE BAÑOS	0,54	25 mm2 AAAC	22,9 kV - 3Ø	7.600	4.104
LONGITUD TOTAL DE RR.PP.:		4,19	km	TOTAL REDES DE DISTRIBUCION (US\$):		24.955
						(S/.): 87.341

TOTAL REDES PRIMARIAS: A + B

ITEM	P.S.E. / LOCALIDAD	PARCIAL SS.EE.DD. (5)	PARCIAL REDES DISTRIB. (6)	TOTAL (7) = (5) + (6)
P.S.E. CANTA (BARRA 20 kV)				
01	CULLHUAY	4.500	2.205	6.705
02	CAPIA	4.500	1.838	6.338
03	LLANCAY	4.500	1.838	6.338
P.S.E. YASO				
04	APAN	2.980	765	3.745
05	HUANCHUY	2.980	765	3.745
06	LLIPATA	2.980	510	3.490
07	LA CABAÑA	2.980	510	3.490
P.S.E. HOYOS - ACOS				
08	CUCAPUNCO	4.120	1.154	5.274
P.S.E. RAVIRA - PACARAOS				
09	VICHAYCOCHA	8.100	2.597	10.697
10	SANTA CATALINA	2.980	2.040	5.020
11	PIRCA	5.790	2.295	8.085
12	PASAC	2.980	1.275	4.255
13	RANCATAMA	2.980	1.020	4.000
14	CHISQUE	3.110	2.040	5.150
15	SAN JOSE DE BAÑOS	9.200	4.104	13.304
TOTAL REDES PRIMARIAS (US\$):				89.635
				(S/.): 313.721

NOTA:

- EL COSTO TOTAL DE LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION EXPRESADOS EN US\$, COMPRENEN LOS COSTOS DIRECTOS, EN LOS CUALES, EN EL COSTO DEL SUMINISTRO DE EQUIPOS Y MATERIALES ESTAN INCLUIDOS EL TRANSPORTE DE LOS MISMOS A LOS ALMACENES EN OBRA.
- LOS COSTOS UNITARIOS DE LAS REDES DE DISTRIBUCION PRIMARIA EXPRESADOS EN US\$/km de R.P., COMPRENEN LOS COSTOS DIRECTOS, ES DECIR LOS COSTOS DEL SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE EQUIPOS Y MATERIALES Y EL MONTAJE ELECTROMECHANICO.

CUADRO N° 5.4.5
PRESUPUESTO DE OBRA
IMPLEMENTACION DE ALTERNATIVAS DE INTERCONEXION

4.- REDES SECUNDARIAS

ALTERNATIVAS N° 01, N° 02 y N° 03

FECHA : JULIO 2 000

T.C.(S./US\$) : 3,50

ITEM	P.S.E. / LOCALIDAD	LONGITUD DE R.S.	SISTEMA	N° DE ABONADOS	COSTO UNITARIO DE RR.SS. (US\$ / ABONADO)	PARCIAL
<u>P.S.E. CANTA (BARRA 20 kV)</u>						
01	CULLHUAY	1,32 km	230 V - 3Ø	88	211	18.568
02	CAPIA	0,99 km	230 V - 3Ø	55	214	11.770
03	LLANCAY	0,52 km	230 V - 3Ø	29	251	7.279
<u>P.S.E. YASO</u>						
04	APAN	0,30 km	230 V - 1Ø	15	265	3.975
05	HUANCHUY	0,28 km	230 V - 1Ø	14	268	3.752
06	LLIPATA	0,26 km	230 V - 1Ø	13	270	3.510
07	LA CABAÑA	0,38 km	230 V - 1Ø	19	258	4.902
<u>P.S.E. HOYOS - ACOS</u>						
08	CUCAPUNCO	0,30 km	230 V - 3Ø	15	265	3.975
<u>P.S.E. RAVIRA - PACARAOS</u>						
09	VICHAYCOCHA	3,78 km	230 V - 3Ø	252	176	44.352
10	SANTA CATALINA	1,46 km	230 V - 1Ø	97	207	20.079
11	PIRCA	4,97 km	230 V - 1Ø	331	136	45.016
12	PASAC	1,39 km	230 V - 1Ø	77	212	16.324
13	RANCATAMA	0,85 km	230 V - 1Ø	47	219	10.293
14	CHISQUE	2,51 km	230 V - 1Ø	167	197	32.899
15	SAN JOSE DE BAÑOS	3,11 km	230 V - 3Ø	207	190	39.330
LONGITUD TOTAL DE RR.SS.:		22,42 km	TOTAL DE ABONADOS:		1.426	
TOTAL REDES SECUNDARIAS (US\$) :						266.024
(S.) :						931.084

NOTA:

- 1.- LOS COSTOS UNITARIOS DE RED SECUNDARIA EXPRESADOS EN US\$ / Abonado, COMPRENEN LOS COSTOS DIRECTOS: COSTOS DEL SUMINISTRO Y TRANSPORTE A LOS ALMACENES EN OBRA DE EQUIPOS Y MATERIALES Y EL MONTAJE ELECTROMECHANICO.
- 2.- EN ESTOS COSTOS SE INCLUYEN LA INSTALACION DE LAS CONEXIONES DOMICILIARIAS, LAS CUALES COMPRENEN LA INSTALACION DEL CABLE ACOMETIDA, LA CAJA PORTAMEDIDOR Y EL MEDIDOR.

En las Redes Secundarias, el costo de dichas instalaciones para cada localidad se han determinado en base a costos unitarios dados en dólares (US\$) por número de abonados.

El presupuesto total por cada rubro están expresados en dólares (US\$) y comprenden el suministro de equipos y materiales, el transporte de los mismos a los almacenes en obra y el montaje electromecánico, que vienen a ser en suma el costo directo, además de los gastos generales, las utilidades y los impuestos de ley.

El costo del transporte de los equipos y materiales a los almacenes en obra, se han considerado como el 5 % del costo de los mismos.

Los gastos generales y utilidades correspondientes al presente informe se han asumido del 10 % y 15 % del costo directo.

Los impuestos de ley corresponden al impuesto general a las ventas que viene a ser el 18 % del costo total que comprenden los costos directo e indirecto.

En los Cuadros Resúmenes Generales (N° 5.1.1 y N° 5.1.2) presentados a continuación, se muestran el presupuesto de obra desagregado por alternativa de interconexión, tanto en dólares (US\$) como en nuevos soles (S/.).

5.3 Evaluación Económica y Financiera

Como parte del presente estudio de seleccionar la alternativa óptima de interconexión en el SER de Canta, se realizó la Evaluación Económica en los tres ámbitos descritos en la parte introductoria: del Proyecto Integral, de la Ejecución de Obras de las Líneas Primarias y Subestaciones de Interconexión y de la Ejecución de Obras de las Redes Proyectadas de localidades sin servicio ó con servicio restringido, todo esto con el fin de obtener la rentabilidad en cada caso.

También se han efectuado evaluaciones financieras, en las cuales se han considerado préstamos con tasas de interés anuales del 9%, tanto para el periodo de gracia (periodos de ejecución y liquidación de obra) como para el periodo de repago (12 años).

En los Cuadros N° 05, de evaluación financiera, se muestran los flujos del Servicio de la deuda anuales, compuesto por el interés por el periodo de repago y la amortización correspondiente, a diferencia de la evaluación económica en la cual la inversión total se efectúa en los periodos correspondientes a los desembolsos según obra.

Estas evaluaciones económicas se han realizado según lo estipulado en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento:

- Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844 del 19 de Noviembre de 1992.
- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Supremo N° 009-93-EM del 23 de Febrero de 1993.

El método utilizado de evaluación es el denominado Beneficio-Costo, que es un método sistemático que consiste en la determinación de los costos y beneficios del proyecto, durante los periodos de inversión y de operación en el horizonte de evaluación.

Las evaluaciones económicas han sido realizadas a nivel empresarial. En cuanto a la Ejecución de Obras de las Líneas Primarias y Subestaciones de Interconexión, se consideran las inversiones a cargo de una empresa de distribución concesionaria, en este caso EDELNOR S.A.A., en dólares americanos con una tasa de cambio a Marzo del 2000 de 3,50 S./US\$.

Las actividades de la empresa las realiza bajo el ámbito de la Ley de Concesiones Eléctricas, de acuerdo a un contrato de concesión de distribución de electricidad con el Ministerio de Energía y Minas, teniendo derecho exclusivo de distribución en todas las localidades comprendidas en el presente estudio.

Los Ingresos que se consideran en cada evaluación, corresponden a la venta de energía eléctrica en las localidades comprendidas, tomando como base de referencia la tarifa del Sistema Interconectado Centro Norte (Pliego Tarifario del 04 de Octubre de 1999).

Precio por Venta de Energía (Tarifa BT5-Sistema Aislado B4-EDLN):

Cargo Fijo Mensual : 1.99 S./cliente.

Cargo por Energía Activa : 64.48 Cent. S./kWh

Para el caso de la evaluación de las Redes Proyectadas a localidades sin servicio se están considerando además como ingresos del proyecto los provenientes por derecho de conexión domiciliaria por usuario.

Las proyecciones de los ingresos anuales por venta de energía se presentan en los Cuadros N° 03 de Ingresos del Proyecto.

Los Costos involucrados en las evaluaciones económicas comprenden:

- Los Costos de Inversión del Proyecto.
- Los Costos de Operación y Mantenimiento, que comprenden los sueldos, materiales, repuestos y servicios referidos a la etapa operativa del proyecto, estimándose estos costos entre 1% y 2% del costo comprendido entre el costo directo, los reajustes de precios y adicionales de obra.
- Los Costos por compra de Energía y Potencia, que incluyen además las pérdidas de potencia y energía en las redes de distribución.

Precio de Compra de Energía (Tarifa MT2-Sistema Aislado B4-EDLN):

Cargo Fijo Mensual : 4.77 S/./cliente.

Cargo por Energía Activa HP y HFP: 24.87 Cent. S/./kWh

Cargo por Potencia : 32.98 S/./kW-mes

Se han elaborado los flujos proyectados de los beneficios y costos, para el Proyecto Integral, la Ejecución de Obras de las Líneas Primarias y Subestaciones de Interconexión y la Ejecución de Obras de las Redes Proyectadas de localidades sin servicio ó con servicio restringido, presentados en los Cuadros N° 04 de Resumen de Evaluación Económica, en los cuales a su vez se muestran los indicadores resultantes de la evaluación:

Valor Actual Neto (VAN)

Corresponde al valor presente que resulta de haber descontado saldo neto económico en el período de evaluación al costo de oportunidad del capital propio de la empresa.

Tasa Interna de Retorno (TIR)

Es referida a la tasa de rendimiento económico del proyecto y la cuál es obtenida descontando los saldos netos anuales versus el descuento de los aportes aplicados a la inversión.

Relación Beneficio - Costo (B/C)

Corresponde a la relación entre la valorización actualizada de los beneficios respecto a la de los costos en base a la tasa de descuento anual del 12%.

En los cuadros siguientes N° 5.5, 5.6 y 5.7 se muestran los resúmenes de las evaluaciones económicas efectuadas.

CUADRO N° 5.5
RESUMEN EVALUACION ECONOMICA - FINANCIERA
(PROYECTO INTEGRAL)

INDICADORES	ALTERNATIVAS								
	N° 01			N° 02			N° 03		
ECONOMICOS									
VALOR PRESENTE NETO (Miles de Soles)	-1.512,45	0,00	< 0,00	-1.384,26	0,00	< 0,00	-1.446,91	0,00	< 0,00
RELACION: BENEFICIO / COSTO	0,94	1,00	< 1,00	0,91	1,00	< 1,00	0,90	1,00	< 1,00
TASA INTERNA DE RETORNO	7,21%	12,00%	< 12,00%	7,71%	12,00%	< 12,00%	7,57%	12,00%	< 12,00%
PERIODO DE RECUPERO (Años)	Mayor que 20	20	Mayor que 20	Mayor que 20	20	Mayor que 20	Mayor que 20	20	Mayor que 20
FINANCIEROS									
VALOR PRESENTE NETO (Miles de Soles)	-627,54	> 0,00	0,00	-488,38	> 0,00	0,00	-538,63	> 0,00	0,00
RELACION: BENEFICIO / COSTO	0,96	> 1,00	1,00	0,97	> 1,00	1,00	0,96	> 1,00	1,00
TASA INTERNA DE RETORNO	6,04%	>> 12,00%	12,00%	7,28%	>> 12,00%	12,00%	6,93%	>> 12,00%	12,00%
PERIODO DE RECUPERO (Años)	Mayor que 20	Menor que 20	20	Mayor que 20	Menor que 20	20	Mayor que 20	Menor que 20	20
SENSIBILIDAD									
A LA INVERSION	100,00%	68,48%	83,97%	100,00%	71,50%	87,68%	100,00%	70,63%	86,59%
AL CONSUMO DE ENERGIA	100,00%	121,49%	108,92%	100,00%	119,47%	106,87%	100,00%	120,34%	107,57%
AL PRECIO DE VENTA DE ENERGIA	100,00%	112,41%	105,15%	100,00%	111,36%	104,00%	100,00%	111,88%	104,42%
PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA EN LA LINEA									
VALOR PRESENTE NETO (Miles de Soles)	458,64			262,51			251,05		

CUADRO N° 5.6
RESUMEN EVALUACION ECONOMICA - FINANCIERA
(LINEAS PRIMARIAS Y SUBESTACIONES DE INTERCONEXION)

INDICADORES	ALTERNATIVAS								
	N° 01			N° 02			N° 03		
ECONOMICOS									
VALOR PRESENTE NETO (Miles de Soles)	-425,68	0,00	< 0,00	-450,82	0,00	< 0,00	-517,61	0,00	< 0,00
RELACION: BENEFICIO / COSTO	0,96	1,00	< 1,00	0,96	1,00	< 1,00	0,95	1,00	< 1,00
TASA INTERNA DE RETORNO	9,38%	12,00%	< 12,00%	9,41%	12,00%	< 12,00%	9,09%	12,00%	< 12,00%
PERIODO DE RECUPERO (Años)	Mayor que 20	20	Mayor que 20	Mayor que 20	20	Mayor que 20	Mayor que 20	20	Mayor que 20
FINANCIEROS									
VALOR PRESENTE NETO (Miles de Soles)	39,51	> 0,00	0,00	44,65	> 0,00	0,00	-7,74	> 0,00	0,00
RELACION: BENEFICIO / COSTO	1,00	> 1,00	1,00	1,00	> 1,00	1,00	1,00	> 1,00	1,00
TASA INTERNA DE RETORNO	12,87%	>> 12,00%	12,00%	12,90%	>> 12,00%	12,00%	11,85%	>> 12,00%	12,00%
PERIODO DE RECUPERO (Años)	20	Menor que 20	20	Mayor que 20	Menor que 20	20	Mayor que 20	Menor que 20	20
SENSIBILIDAD									
A LA INVERSION	100,00%	81,06%	102,22%	100,00%	81,17%	102,35%	100,00%	78,99%	99,60%
AL CONSUMO DE ENERGIA	100,00%	107,93%	99,26%	100,00%	108,34%	99,18%	100,00%	109,57%	100,14%
AL PRECIO DE VENTA DE ENERGIA	100,00%	104,60%	99,57%	100,00%	104,86%	99,51%	100,00%	105,59%	100,09%
PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA EN LA LINEA									
VALOR PRESENTE NETO (Miles de Soles)	311,96			185,33			177,61		

CUADRO N° 5.7
RESUMEN EVALUACION ECONOMICA - FINANCIERA
(REDES PROYECTADAS DE LOCALIDADES SIN SERVICIO o CON SERVICIO RESTRINGIDO)

INDICADORES	ALTERNATIVAS								
	N° 01			N° 02			N° 03		
ECONOMICOS									
VALOR PRESENTE NETO (Miles de Soles)	-962,92	0,00	< 0,00	-800,86	0,00	< 0,00	-798,52	0,00	< 0,00
RELACION: BENEFICIO / COSTO	0,81	1,00	< 1,00	0,83	1,00	< 1,00	0,83	1,00	< 1,00
TASA INTERNA DE RETORNO	6,23%	12,00%	< 12,00%	7,11%	12,00%	< 12,00%	7,12%	12,00%	< 12,00%
PERIODO DE RECUPERO (Años)	Mayor que 20	20	Mayor que 20	Mayor que 20	20	Mayor que 20	Mayor que 20	20	Mayor que 20
FINANCIEROS									
VALOR PRESENTE NETO (Miles de Soles)	-403,38	> 0,00	0,00	-258,88	> 0,00	0,00	-256,54	> 0,00	0,00
RELACION: BENEFICIO / COSTO	0,91	> 1,00	1,00	0,94	> 1,00	1,00	0,94	> 1,00	1,00
TASA INTERNA DE RETORNO	4,09%	>> 12,00%	12,00%	6,26%	>> 12,00%	12,00%	6,30%	>> 12,00%	12,00%
PERIODO DE RECUPERO (Años)	Mayor que 20	Menor que 20	20	Mayor que 20	Menor que 20	20	Mayor que 20	Menor que 20	20
SENSIBILIDAD									
A LA INVERSION	100,00%	64,38%	81,18%	100,00%	69,41%	87,53%	100,00%	69,50%	87,65%
AL CONSUMO DE ENERGIA	100,00%	150,93%	121,34%	100,00%	141,51%	113,41%	100,00%	141,36%	113,29%
AL PRECIO DE VENTA DE ENERGIA	100,00%	129,02%	112,16%	100,00%	124,14%	107,80%	100,00%	124,07%	107,74%
PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA EN LA LINEA									
VALOR PRESENTE NETO (Miles de Soles)	130,74			60,38			57,86		

Considerando preliminarmente que la empresa EDELNOR S.A.A. asuma la ejecución de obras del Proyecto Integral, se observa según el cuadro resumen que económica y financieramente este proyecto no es rentable.

Ejecutando las Líneas Primarias y Subestaciones de Interconexión por parte de la empresa EDELNOR S.A.A., siendo de su responsabilidad, se desprende según estos resultados que tendría una rentabilidad económicamente desfavorable en las tres alternativas de interconexión, pero financieramente rentable en las alternativas 01 y 02 y con indicadores ligeramente desfavorables en la alternativa 03: VANF = -7.74 mil S/., B/C F = 0.99, TIRF = 11.85 %.

En cuanto a la Ejecución de Obras de las Redes Proyectadas de localidades sin servicio ó con servicio restringido, se observa que tanto económica como financieramente el proyecto no es rentable, salvo que el costo de inversión se reduzca a los márgenes observados en el cuadro, de acuerdo a las diferentes sensibilidades. Lo cual tampoco sería factible debido a la condición socio-económica en esta zona del proyecto.

Situación que conllevaría a considerar la participación del Estado con el 100% de las inversiones en la ejecución de estas obras, para posteriormente ser el Estado quién convenga con la empresa concesionaria para que se encargue de la operación y mantenimiento de las instalaciones y la comercialización del servicio.

La evaluación económica de la Ejecución de Obras de las Redes Proyectadas de localidades sin servicio ó con servicio restringido, desde la perspectiva de la empresa concesionaria, no consideraría el costo de inversión a cargo del estado, resultando los indicadores económicos favorables, cubriendo de esta forma los gastos en que incurra la empresa concesionaria en lo que administración del servicio se refiere.

Se ha efectuado finalmente una evaluación económica del Proyecto Integral considerando sólo la inversión de las Líneas Primarias y Subestaciones de Interconexión y los costos por operación y mantenimiento tanto de las redes existentes como del Proyecto Integral, resultando económicamente rentable, según se muestra en el siguiente cuadro:

CUADRO N° 5.8
EVALUACION ECONOMICA - PROYECTO INTEGRAL

INDICADORES ECONOMICOS	Alternativa N° 01	Alternativa N° 02	Alternativa N° 03
VAN (miles de S/.)	865.89	916.73	854.09
B/C	1.07	1.07	1.07
TIR	17.32 %	17.25 %	16.77 %
Periodo de Recupero	12 años	12 años	12 años

5.4 Resultado del Análisis

Presupuesto de Obra

5.4.1 El presupuesto de obra (en nuevos soles) elaborado para la implementación de las alternativas de interconexión se presenta resumido en el siguiente cuadro:

CUADRO N° 5.8
RESUMEN PRESUPUESTO GENERAL

Descripción	Alternativa 01	Alternativa 02	Alternativa 03
Líneas Primarias y S.S.E.E. de Interconexión	1 851 097.00	1 977 521.00	2 037 587.00
Redes Proyectadas de Localidades sin servicio.	2 253 567.00	2 180 280.00	2 180 280.00
Proyecto Integral	4 104 664.00	4 157 802.00	4 217 867.00

En el cual se observa que el costo de las 03 alternativas como Proyecto Integral no se diferencian esencialmente.

Los costos de las Líneas Primarias y S.S.E.E. de Interconexión, y de las Redes Proyectadas de Localidades son también similares.

Es importante señalar que el costo de la Línea Primaria 1 de interconexión, que enlaza las CC.HH. de Canta y Baños 4 de 26.8 km representa el 43 % del costo de todas las Líneas Primarias a implementarse y el 21 % del costo total como Proyecto Integral, representando así el trabajo de mayor envergadura y por ende el de mayor costo en todo el proyecto, a su vez indispensable porque de esta forma se incorpora la energía suministrada de la C.H. Baños 4 al sistema interconectado.

Los índices de costos unitarios en la Línea Primaria y Subestaciones de Interconexión no son favorables, obteniéndose valores del orden de los 10 000 US\$/km, reduciéndose a 8500 US\$/km de no considerarse las subestaciones de interconexión.

Los índices de costos unitarios en las Redes Proyectadas para las 15 localidades sin servicio, son del orden de los 450 US\$/lote. Costos relativamente altos debido a que se incluyen en este valor los costos de las Ampliaciones de Líneas Primarias y Redes Primarias, siendo los valores óptimos estándares de 300 a 350 US\$/lote.

Evaluación Económica y Financiera

5.4.2 Del resultado del Balance de Oferta y Demanda efectuado en el Capítulo III, es que se propone la interconexión del SER Canta, es decir la interconexión de los 05 Pequeños Sistemas Eléctricos con la C.H. de Baños 4, que conjuntamente con la C.H. de Canta, resultarán finalmente como las fuentes principales de energía del sistema.

Otra alternativa que debe tomarse en cuenta necesariamente, a fin de solucionar el problema del déficit de potencia, es la de incorporar el SER Canta al Sistema

Interconectado Centro Norte. Esta alternativa se implementaría a través de una Línea de transmisión proveniente de la Subestación más cercana al sistema, que es la S.E. de Huaral, 60/10 kV.

La incorporación del SER Canta al SICN, por tanto requeriría de la implementación de:

- Una Línea de Transmisión en 60kV de 45 km aproximadamente, desde la S.E. de Huaral a la localidad de Huandaro (PSE Canta – Barra 20 kV).
- Una Subestación de Transformación de 60/20/10 kV de 3 MVA ubicado en la localidad de Huandaro.
- La Ampliación en la Subestación de Salida (S.E. Huaral).
- Líneas Primarias de Interconexión: Línea 2 (en 10 kV), Líneas 3 y 6.
- SS.EE. de Interconexión: T8: 20/10 kV-500 kVA y T4: 20/13,2 kV-350 kVA
- Redes Proyectadas de localidades sin servicio o con servicio restringido.

Los costos referenciales se presentan en el presente cuadro:

CUADRO N° 5.10

PRESUPUESTO REFERENCIAL – INCORPORACION DEL SER CANTA AL SICN

Item	Descripción	Longitud	Costo Unitario	Sub-Total
01	L.T. 60kV (45 km)			1 939 500 US\$
	a. Con Estructura de Madera	18 km	38 000 US\$/km	684 000 US\$
	b. Con Torres de Acero	27 km	46 500 US\$/km	1 255 500 US\$
02	S.E.T. 60/20/10 kV – 3 MVA			500 000 US\$
03	Ampliación S.E. Huaral			220 000 US\$
04	Líneas Primarias y Subestaciones de Interconexión			194 700 US\$
05	Redes Proyectadas			622 937 US\$
	Total Incorporación del SER CANTA al SICN:			3 477 137 US\$

01	Implementación del Proyecto Integral Integral (Alternativa N° 03)			1 205 105 US\$
----	---	--	--	-----------------------

Este cuadro nos muestra, desde el punto de vista económico, lo inconveniente de la incorporación del SER Canta al SICN, a pesar de ser esta alternativa,

técnicamente de un grado de confiabilidad mucho mayor que la interconexión del SER Canta con la C.H. de Baños 4.

La selección de la alternativa óptima de interconexión, como se ha señalado reiteradamente, es finalmente consecuencia del análisis técnico y económico, entre las diferentes alternativas de Interconexión del SER Canta con la C.H. de Baños 4.

5.4.3 Según los indicadores presentados en el cuadro resumen de las evaluaciones realizadas, se observa que la ejecución de obras del Proyecto Integral no es rentable económica ni financieramente.

5.4.4 En cuanto a la ejecución de obras de las Líneas Primarias y Subestaciones de Interconexión por parte de la empresa EDELNOR S.A.A., por ser de su responsabilidad, se desprende según estos indicadores que tendría una rentabilidad económicamente desfavorable en las tres alternativas de interconexión, pero financieramente rentable en las alternativas 01 y 02 y con indicadores ligeramente desfavorables en la alternativa 03: VANF = -7.74 mil S/., B/C F = 0.99, TIRF = 11.85 %.

En otras palabras la empresa concesionaria a fin de viabilizar el proyecto podría acceder a un financiamiento, en el cual solicite préstamos con tasas de interés anuales atractivos, como es el caso del asumido en este informe, del 9%, tanto para el periodo de gracia (periodos de ejecución y liquidación de obra) como para el periodo de repago (12 años).

5.4.5 En cuanto a la ejecución de obras de las Redes Proyectadas de localidades sin servicio ó con servicio restringido, se observa que tanto económica como financieramente el proyecto nó es rentable, a no ser que los costos de inversión se

reduzcan a los márgenes que se han obtenido de la sensibilidad realizada. En cuanto a la sensibilidad al consumo y al precio de venta de la energía, a fin de conseguir la rentabilidad económica y financiera, se concluye que obtener dichos márgenes no responde a la realidad socio-económica en esta zona del proyecto.

5.4.6 La nó rentabilidad económica y financiera en la ejecución de obras de las Redes Proyectadas de localidades sin servicio ó con servicio restringido, nos conlleva a considerar la participación del Estado con el 100% de las inversiones en la ejecución de estas obras, para luego ser el Estado quién convenga con la empresa concesionaria para que se encargue de la operación y mantenimiento de las instalaciones y la comercialización del servicio, toda vez que la evaluación económica de la ejecución de obras de las Redes Proyectadas de localidades sin servicio ó con servicio restringido, desde la perspectiva de la empresa concesionaria, con el costo de inversión a cargo del estado, dá como resultado indicadores económicos favorables, cubriendo de esta forma los gastos en que incurra la empresa concesionaria en lo que administración del servicio se refiere.

5.4.7 La evaluación económica del Proyecto Integral, desde la perspectiva de la empresa concesionaria, invirtiendo en la ejecución de obras de las Líneas Primarias y Subestaciones de Interconexión, con el costo de inversión en la ejecución de obras de las Redes Proyectadas a cargo del Estado y asumiendo los costos por operación y mantenimiento tanto de las redes existentes como del Proyecto Integral, resulta económicamente rentable, siendo ésta la estructura de inversiones a recomendar, justificando por el lado del Estado, en el objetivo nacional de desarrollo mediante el incremento de la cobertura eléctrica en las zonas aisladas del país.

CUADRO N° 5.11

RESUMEN COSTO TOTAL DE REDES EXISTENTES

DESCRIPCION	LONGITUD TOTAL (km)	N° TOTAL DE SUBESTACIONES	N° TOTAL DE LOCALIDADES	N° TOTAL DE USUARIOS	TOTAL (US\$)	VALOR RESIDUAL	
						(US\$)	(S/.)
LINEAS PRIMARIAS	191,826	-	-	-	991 062,35	758 770,50	2655 696,74
REDES PRIMARIAS	14,959	-	-	-	99 006,78	75 228,21	263 298,72
SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION	-	90	-	-	325 030,00	244 337,33	855 180,67
REDES SECUNDARIAS	-	-	64	5 114	1082 314,00	766 804,87	2683 817,03
TOTAL GENERAL:	206,79	90	64	5 114	2 497 413,13	1 845 140,90	6 457 993,16

CUADRO N° 5.12

COSTO TOTAL DE REDES EXISTENTES (Desagregado)

LINEAS PRIMARIAS

TENSION NOMINAL (KV)	SISTEMA	CONDUCTOR		LONGITUD DE LINEA (km)	COSTO UNITARIO (US\$/km Línea)	COSTO TOTAL DE LA LINEA
		MATERIAL	CONFIGURACION			
10	Trifásico, Neutro Aislado	AAAC	3 - 1 x 16 mm2	13,005	4 000,00	52 020,00
10	Trifásico, Neutro Aislado	AAAC	3 - 1 x 50 mm2	12,200	6 100,00	74 420,00
10	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 10 mm2	15,380	4 000,00	61 520,00
10	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 16 mm2	45,814	4 200,00	192 418,80
13,2	Trifásico, Neutro Aislado	AAAC	3 - 1 x 35 mm2	0,030	5 100,00	153,00
13,2	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 16 mm2	1,500	5 100,00	7 650,00
13,2	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 25 mm2	9,220	5 600,00	51 632,00
13,2	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 35 mm2	3,000	6 000,00	18 000,00
20	Bifásico, Neutro Aislado	AAAC	2 - 1 x 25 mm2	4,454	4 600,00	20 488,40
20	Trifásico, Neutro Aislado	AAAC	3 - 1 x 25 mm2	40,212	5 480,00	219 557,52
20	Trifásico, Neutro Aislado	AAAC	3 - 1 x 35 mm2	17,335	5 850,00	101 409,75
20	Trifásico, Neutro Aislado	AAAC	3 - 1 x 50 mm2	9,176	6 380,00	58 542,88
20	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 35 mm2	20,500	6 500,00	133 250,00
				191,828		

COSTO TOTAL DE LAS LL.PP. EXISTENTES (US\$): **991 062,35**

VALOR RESIDUAL DE LAS LL.PP. EXISTENTES (71,19 km y 120,65 km con 02 y 10 años de operación respectivamente) (US\$): **758 770,50**

REDES PRIMARIAS

TENSION NOMINAL (KV)	SISTEMA	CONDUCTOR		LONGITUD DE RED (km)	COSTO UNITARIO (US\$/km RED PRIM.)	COSTO TOTAL DE LAS REDES PRIM.
		MATERIAL	CONFIGURACION			
10	Bifásico, Neutro Aislado	AAAC	2 - 1 x 16 mm2	0,015	3 400,00	51,00
10	Trifásico, Neutro Aislado	AAAC	3 - 1 x 16 mm2	0,164	4 100,00	672,40
10	Bifásico, Neutro Aislado	Cobre	2 - 1 x 16 mm2	0,357	6 100,00	2 177,70
10	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 10 mm2	3,220	5 125,00	16 502,50
10	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 16 mm2	2,425	6 800,00	16 490,00
13,2	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 10 mm2	0,086	5 125,00	440,75
13,2	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 16 mm2	1,876	6 800,00	12 756,80
13,2	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 35 mm2	0,450	7 000,00	3 150,00
20	Bifásico, Neutro Aislado	AAAC	2 - 1 x 25 mm2	0,872	5 300,00	4 621,60
20	Trifásico, Neutro Aislado	AAAC	3 - 1 x 25 mm2	2,213	7 350,00	16 265,55
20	Trifásico, Neutro Aislado	AAAC	3 - 1 x 35 mm2	1,661	7 680,00	12 756,48
20	Trifásico, Neutro Aislado	Cobre	3 - 1 x 35 mm2	1,620	8 100,00	13 122,00
				14,959		

COSTO TOTAL DE LAS RR.PP. EXISTENTES (US\$): **99 006,78**

VALOR RESIDUAL DE LAS RR.PP. EXISTENTES (5,24 km y 9,71 km con 02 y 10 años de operación respectivamente) (US\$): **75 228,21**

SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION

TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION					ARMADO DE LA S.E.	TOTAL
CAPACIDAD (KVA)	RELACION DE TRANSFORMACION	SISTEMA	CANTIDAD	PRECIO UNIT. (US\$)	PRECIO UNIT. (US\$)	
10	10 / 0,23 kV	bifasico	7	1 050,00	1 420,00	17 290,00
17	10 / 0,23 kV	trifasico	1	1 100,00	1 510,00	2 610,00
20	10 / 0,23 kV	trifasico	1	1 100,00	1 510,00	2 610,00
25	10 / 0,23 kV	bifasico	1	1 120,00	1 510,00	2 630,00
37,5	10 / 0,23 kV	trifasico	2	1 250,00	1 650,00	5 800,00
50	10 / 0,23 kV	trifasico	23	1 420,00	2 050,00	79 810,00
100	10 / 0,23 kV	trifasico	6	2 300,00	2 200,00	27 000,00
160	10 / 0,23 kV	trifasico	1	3 200,00	2 200,00	5 400,00
2 x 10	10 / 0,23 kV	trifasico	1	1 500,00	1 510,00	3 010,00
2 x 25	10 / 0,23 kV	trifasico	1	1 750,00	1 510,00	3 260,00
2 x 75	10 / 0,23 kV	trifasico	1	2 500,00	2 200,00	4 700,00
40	13,2 / 0,23 kV	trifasico	1	1 350,00	1 650,00	3 000,00
50	13,2 / 0,23 kV	trifasico	7	1 510,00	2 050,00	24 920,00
80	13,2 / 0,23 kV	trifasico	3	1 750,00	2 050,00	11 400,00
15	20 / 0,23 kV	bifasico	6	1 450,00	1 510,00	17 760,00
25	20 / 0,23 kV	bifasico	3	1 650,00	1 510,00	9 480,00
50	20 / 0,23 kV	trifasico	11	1 800,00	2 050,00	42 350,00
75	20 / 0,23 kV	trifasico	8	1 950,00	2 200,00	33 200,00
100	20 / 0,23 kV	trifasico	6	2 600,00	2 200,00	28 800,00
				90		

COSTO TOTAL DE LAS SS.EE.DD. EXISTENTES (US\$): **325 030,00**

VALOR RESIDUAL DE LAS SS.EE.DD. EXISTENTES (27 y 63 SS.EE.DD. con 02 y 10 años de operación respectivamente) (US\$): **244 337,33**

REDES SECUNDARIAS

SISTEMA ELECTRICO	N° DE LOCALIDADES	N° TOTAL DE USUARIOS	PROMEDIO DE USUARIOS / LOCALIDAD	COSTO UNITARIO (US\$ / USUARIO)	TOTAL
P.S.E. CANTA	30	2 609	87	211,00	550 499,00
P.S.E. YASO	14	686	49	219,00	150 234,00
P.S.E. HOYOS - ACOS	15	1 262	84	211,00	266 282,00
P.S.E. RAVIRA - PACARAOS	5	557	111	207,00	115 299,00
				80	

COSTO TOTAL DE LAS RR.SS. EXISTENTES (US\$): **1 082 314,00**

VALOR RESIDUAL DE LAS RR.SS. EXISTENTES (28 y 62 SS.EE.DD. con 02 y 10 años de operación respectivamente) (US\$): **788 804,87**

CUADRO N° 5.13

PLIEGO TARIFARIO 04 DE OCTUBRE DE 1999

Sistema : AISLADO_B4-EDLN		EMPRESA :	EDLN-A
		SECTOR :	4
MEDIA TENSIÓN		UNIDAD	TARIFA Sin IGV
TARIFA MT2:	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P		
	Cargo Fijo Mensual	\$/cliente	4,77
	Cargo por Energía Activa en Punta	Cent.\$/kWh	24,87
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	Cent.\$/kWh	24,87
	Cargo por Potencia Contratada o Máxima Demanda en HP	\$/kW-mes	32,98
	Cargo por Exceso de Potencia Contratada o Máxima Demanda en HFP	\$/kW-mes	15,52
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	Cent.\$/kVarh	4,26
TARIFA MT3:	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 2E1P		
	Cargo Fijo Mensual	\$/cliente	3,10
	Cargo por Energía Activa en Punta	Cent.\$/kWh	24,87
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	Cent.\$/kWh	24,87
	Cargo por Potencia Contratada o Máxima Demanda para Clientes: Presentes en Punta	\$/kW-mes	37,43
	Presentes Fuera de Punta	\$/kW-mes	26,33
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	Cent.\$/kVarh	4,26
TARIFA MT4:	TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 1E1P		
	Cargo Fijo Mensual	\$/cliente	3,10
	Cargo por Energía Activa	Cent.\$/kWh	24,87
	Cargo por Potencia Contratada o Máxima Demanda para Clientes: Presentes en Punta	\$/kW-mes	37,43
	Presentes Fuera de Punta	\$/kW-mes	26,33
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	Cent.\$/kVarh	4,26
BAJA TENSIÓN		UNIDAD	TARIFA Sin IGV
TARIFA BT2:	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P		
	Cargo Fijo Mensual	\$/cliente	4,77
	Cargo por Energía Activa en Punta	Cent.\$/kWh	29,02
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	Cent.\$/kWh	29,02
	Cargo por Potencia Contratada o Máxima Demanda en HP	\$/kW-mes	73,32
	Cargo por Exceso de Potencia Contratada o Máxima Demanda en HFP	\$/kW-mes	24,69
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	Cent.\$/kVarh	4,26
TARIFA BT3:	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 2E1P		
	Cargo Fijo Mensual	\$/cliente	3,10
	Cargo por Energía Activa en Punta	Cent.\$/kWh	29,02
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	Cent.\$/kWh	29,02
	Cargo por Potencia Contratada o Máxima Demanda para Clientes: Presentes en Punta	\$/kW-mes	72,74
	Presentes Fuera de Punta	\$/kW-mes	45,07
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	Cent.\$/kVarh	4,26
TARIFA BT4:	TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 1E1P		
	Cargo Fijo Mensual	\$/cliente	3,10
	Cargo por Energía Activa	Cent.\$/kWh	29,02
	Cargo por Potencia Contratada o Máxima Demanda para Clientes: Presentes en Punta	\$/kW-mes	72,74
	Presentes Fuera de Punta	\$/kW-mes	45,07
	Alumbrado Público	\$/kW-mes	97,50
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	Cent.\$/kVarh	4,26
TARIFA BT5:	TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E		
	Cargo Fijo Mensual	\$/cliente	1,99
	Cargo por Energía Activa	Cent.\$/kWh	64,48
TARIFA BT6:	TARIFA A PENSIÓN FIJA DE POTENCIA 1P		
	Cargo Fijo Mensual	\$/cliente	1,99
	Cargo por Potencia	Cent.\$/W	17,73

CUADRO N° 5.14
PRESUPUESTO DE OBRA

IMPLEMENTACION DE ALTERNATIVAS DE INTERCONEXION
SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA
(PROYECTO INTEGRAL)

RESUMEN GENERAL

FECHA : JULIO 2 000
T.C.(S/US\$) : 3.50

ITEM	DESCRIPCION	COSTO DE ALTERNATIVAS EN NUEVOS SOLES (S/.)				
		N° 01	N° 02	N° 03		
I	COSTOS DIRECTOS (C.D.)					
	01	LINEAS PRIMARIAS	1.369.528	1.387.389	1.428.111	
		A.- LINEAS PRIMARIAS DE INTERCONEXION	947.405	965.265	1.005.988	
		B.- AMPLIACION DE LINEAS PRIMARIAS	422.124	422.124	422.124	
	02	SUBESTACIONES DE INTERCONEXION	168.490	186.655	186.655	
	03	REDES PRIMARIAS				
			A.- SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION	226.380	226.380	226.380
			B.- REDES DE DISTRIBUCION	87.341	87.341	87.341
	04	REDES SECUNDARIAS	931.084	931.084	931.084	
		TOTAL COSTOS DIRECTOS:	2.782.823	2.818.849	2.859.571	
II	COSTOS INDIRECTOS (C.I.)					
	01	GASTOS GENERALES (10% C.D.)	278.282	281.885	285.957	
	02	UTILIDADES (15% C.D.)	417.423	422.827	428.936	
		TOTAL COSTOS INDIRECTOS:	695.706	704.712	714.893	
III	SUB-TOTAL: (C.D.) + (C.I.)	3.478.529	3.523.561	3.574.464		
	I.G.V.: (18% SUB-TOTAL)	626.135	634.241	643.403		
IV	TOTAL GENERAL (S/.)	4.104.664	4.157.802	4.217.867		

NOTA:

1.- LOS COSTOS DIRECTOS COMPREDEN EL SUMINISTRO Y TRANSPORTE A LOS ALMACENES EN OBRA DE EQUIPOS Y MATERIALES Y EL MONTAJE ELECTROMECHANICO.

CUADRO N° 5.15
ESTRUCTURA DEL PRESTAMO A OTORGARSE

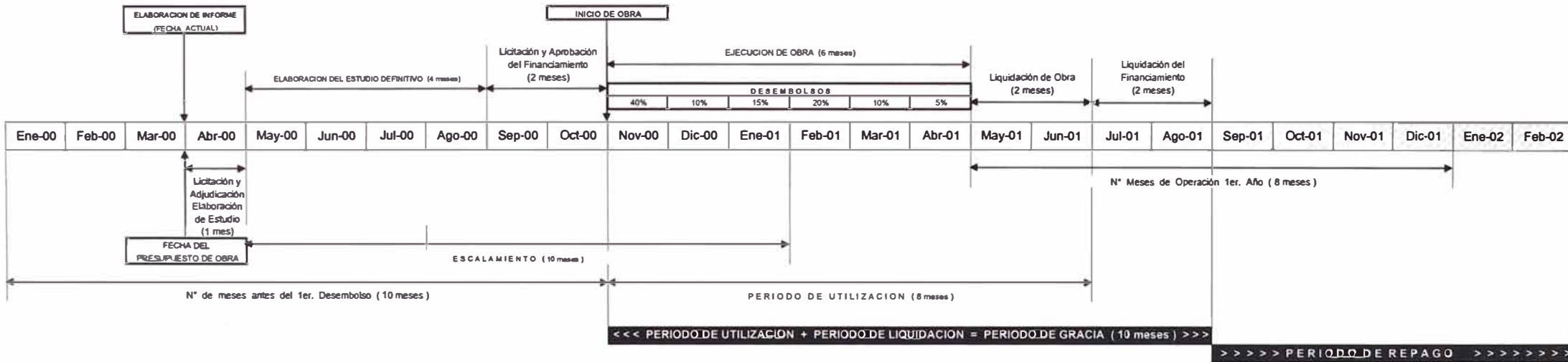
IMPLEMENTACION DE ALTERNATIVAS DE INTERCONEXION
SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA
(PROYECTO INTEGRAL)

FECHA : JULIO 2 000
T.C.(S./US\$) : 3,50

ITEM	DESCRIPCION	COSTO DE ALTERNATIVAS EN NUEVOS SOLES (S/.)		
		N° 01	N° 02	N° 03
I	COSTOS DIRECTOS (C.D.)			
01	PRESUPUESTO DE OBRA	3.478.529	3.523.561	3.574.464
	A.- SUMINISTRO y TRANSPORTE DE MATERIALES, MONTAJE ELECTROMECHANICO	2.782.823	2.818.849	2.859.571
	B.- GASTOS GENERALES y UTILIDADES	695.706	704.712	714.893
02	I.G.V. (18% DE 01)	626.135	634.241	643.403
	SUB-TOTAL I (01 + 02)	4.104.664	4.157.802	4.217.867
03	REAJUSTE DE PRECIOS (10 MESES, 0,8% MENSUAL)	340.450	344.858	349.840
04	ADICIONALES DE OBRA (10% DE SUB-TOTAL I)	410.466	415.780	421.787
05	COSTO DE ELABORACION DE ESTUDIO DEFINITIVO	215.000	215.000	215.000
	TOTAL COSTOS DIRECTOS	5.070.581	5.133.439	5.204.494
II	COSTOS INDIRECTOS (C.I.)			
06	INTERESES DEL PROCESO	275.196	278.607	282.464
	TOTAL COSTOS INDIRECTOS	275.196	278.607	282.464
	TOTAL DEL PRESTAMO (S/.)	5.345.777	5.412.047	5.486.957

FIGURA N° 5.1

**CRONOGRAMA EVALUACION ECONOMICA - FINANCIERA
(PROYECTO INTEGRAL)**



IMPLEMENTACION DE ALTERNATIVA DE INTERCONEXION N° 01

SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA

(Miles de Nuevos Soles)

P R E S U P U E S T O	TOTAL	LP	SS.EE.	RP	RS
COSTO DIRECTO	3.478,53	1.711,91	210,61	392,15	1.163,86
ESCALAMIENTO (0,8% mes)	288,52	141,99	17,47	32,53	96,53
ADICIONALES DE OBRA (10% DE CD)	347,85	171,19	21,06	39,22	116,39
A. COSTO DEL PROYECTO	4.114,90				
B. I.G.V.	740,68				
SUB TOTAL	4.855,58				
ELABORACION ESTUDIO DEFINIT.	215,00				
INVERSION TOTAL	5.070,58				

PERIODO DE EJECUCION (Meses)

06

COSTO TOTAL REDES EXISTENTES

6.457,99

ESCALAMIENTO (Meses)

10

CUADRO No. A

PARAMETROS DE EVALUACION ECONOMICA

SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA

TARIFAS DE VENTA DE ENERGIA			RUBRO	VIGENTE	SENSIBILIDAD (%)	TARIFA DE COMPRA DE ENERGIA (CONCESIONARIO)		CARGO	EN BARRAS EQUIVALENTE	
SECTOR	VIGENTE (S./KWh)	SENSIBILIDAD (%)				CARGO	MT2			
AP	0,6448	100%	COMBUSTIBLE (S./Gal)		100%	FIJO	4,77	S./cliente-mes	Potencia (S./kW-año)	263,76
SD	0,6448	100%	COM. ENERG (S./Kwh)		100%	ENERGIA HP	248,70	S./MWh	Energia HP (S./Mwh)	89,2
SC	0,6448	100%	TASA DCTO (%)	12%	100%	ENERGIA HFP	248,70	S./MWh	Energia HFP (S./Mwh)	78,5
SI	0,6448	100%	AÑO CERO	2000	100%	POTENCIA	395,76	S./ kW-año	Ep	0,35
UG	0,6448	100%	CONSUMO (MWh)		100%	N° LOCALIDADES	1		Efp	0,65
OTRO	0,6448	100%	LUBRICANTE (S./Gal.)							
			N° MESES DE OPERACION 1er. AÑO	8	0,6667	Ep	0,35			
FIJO MES	1,9900	100%	VIDA UTIL (AÑOS)	30		Efp	0,65			
			PERIODO DE CONSTRUC. (AÑOS)	0,50						
									SENSIBILIDAD INVERSION	DESEMBOLSOS
									100,00%	40%
										10%
										15%
									INTERESES PROCESO	20%
									275.195,89	10%
									275.195,89	5%

CUADRO No. B

PARAMETROS DE EVALUACION FINANCIERA

SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA

MONTO (Mil S/.)	5.070,58	TASA DESCUENTO-AÑO (%)	12,00%
PERIODO UTILI + LIQUID. (Meses)	10	TASA DESCUENTO-MES (%)	0,95%
PERIODO REPAGO (Meses)	144	AÑO CERO	2000
INTERES GRACIA (%)	0,72%	N° Meses / Antes 1er. DESEMBOLSO	10
INTERES REPAGO (%)	0,72%	TASA DE INTERES-AÑO (%)	9,00%
INTERES MAXIMO (%)	0,72%	TASA DE INTERES-MES (%)	0,72%
SENSIBILIDAD (%IM)	100%	FECHA	31.03.00

OJO =====>

OJO =====>

**CUADRO BASE
PROYECCIONES DE DEMANDA Y CONSUMO**

SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA

N°	AÑO	MAXIMA DEMANDA DISTRIBUIDA (KW)	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA TRANSMISION (KW)	POTENCIA TOTAL REQUERIDA (KW)	CONSUMO DE ENERGIA DE VENTA (MWh)					ENERGIA A VENDERSE (MWh)	ENERGIA DISTRIBUIDA (MWh)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA TRANSMISION (MWh)	ENERGIA A COMPRARSE (TOTAL REQUERIDA) (MWh)	ABONADOS
					A. PUBLICO	DOMESTICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	U. GENERAL					
0	2.000	1.001,82	42,12	1.043,94	355,94	1.447,63	70,03	40,86	69,82	1.984,29	2.103,34	40,74	2.144,08	4.196
1	2.001	1.041,60	50,00	1.091,60	359,98	1.519,66	73,27	42,88	73,27	2.069,05	2.193,19	48,62	2.241,82	4.431
2	2.002	1.079,30	58,17	1.137,47	363,94	1.589,80	76,63	44,84	76,63	2.151,83	2.280,94	56,92	2.337,86	4.552
3	2.003	1.114,80	66,33	1.181,13	368,20	1.657,47	79,86	46,71	79,86	2.232,09	2.366,02	65,35	2.431,36	4.666
4	2.004	1.148,00	74,50	1.222,50	372,15	1.722,83	83,00	48,54	83,00	2.309,52	2.448,10	73,95	2.522,04	4.770
5	2.005	1.184,10	82,67	1.266,77	376,69	1.792,90	86,32	50,46	86,32	2.392,70	2.536,26	82,62	2.618,88	4.885
6	2.006	1.259,60	90,83	1.350,43	380,78	1.851,64	126,19	70,64	122,77	2.552,02	2.705,14	91,27	2.796,42	4.977
7	2.007	1.293,40	99,00	1.392,40	385,13	1.918,93	130,75	73,19	127,19	2.635,20	2.793,31	100,31	2.893,62	5.078
8	2.008	1.322,90	103,17	1.426,07	389,51	1.979,01	134,85	75,48	131,17	2.710,01	2.872,61	105,37	2.977,98	5.171
9	2.009	1.352,60	107,33	1.459,93	393,60	2.041,07	139,06	77,83	135,25	2.786,81	2.954,02	110,56	3.064,57	5.261
10	2.010	1.379,90	111,50	1.491,40	398,08	2.099,14	143,00	80,03	139,07	2.859,32	3.030,88	115,81	3.146,69	5.348
11	2.011	1.412,00	115,67	1.527,67	402,75	2.167,54	147,65	82,63	143,59	2.944,17	3.120,82	121,24	3.242,06	5.446
12	2.012	1.440,20	119,83	1.560,03	407,24	2.229,69	151,88	84,99	147,68	3.021,48	3.202,77	126,72	3.329,49	5.535
13	2.013	1.470,60	124,00	1.594,60	411,98	2.296,19	156,41	87,52	152,08	3.104,18	3.290,44	132,31	3.422,74	5.628
14	2.014	1.566,90	124,29	1.691,19	416,51	2.356,67	226,80	113,39	203,22	3.316,59	3.515,58	133,31	3.648,90	5.711
15	2.015	1.595,70	124,57	1.720,27	421,09	2.420,63	232,89	116,44	208,68	3.399,72	3.603,70	134,88	3.738,58	5.797
16	2.016	1.626,20	124,86	1.751,06	426,17	2.487,22	239,35	119,67	214,47	3.486,88	3.696,09	136,44	3.832,53	5.888
17	2.017	1.656,30	125,14	1.781,44	431,01	2.552,67	245,63	122,82	220,11	3.572,23	3.786,57	137,91	3.924,48	5.975
18	2.018	1.686,40	125,43	1.811,83	436,02	2.619,44	252,05	126,03	225,86	3.659,40	3.878,97	139,45	4.018,42	6.062
19	2.019	1.716,80	125,71	1.842,51	440,83	2.688,59	258,71	129,35	231,82	3.749,31	3.974,27	141,05	4.115,32	6.153
20	2.020	1.745,10	126,00	1.871,10	445,97	2.753,50	264,95	132,47	237,43	3.834,32	4.064,38	142,61	4.206,99	6.236

**CUADRO N° 01
PROYECCIONES DE DEMANDA Y CONSUMO**

SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA

FECHA: 31.03.00

N°	AÑO	MAXIMA DEMANDA DISTRIBUIDA (KW)	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA TRANSMISION (KW)	POTENCIA TOTAL REQUERIDA (KW)	CONSUMO DE ENERGIA DE VENTA (MWh)					ENERGIA A VENDERSE (MWh)	ENERGIA DISTRIBUIDA (MWh)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA TRANSMISION (MWh)	ENERGIA A COMPRARSE (TOTAL REQUERIDA) (MWh)	ABONADOS
					A. PUBLICO	DOMESTICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	U. GENERAL					
0	2.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	2.001	1.041,60	50,00	1.091,60	239,98	1.013,10	48,85	28,59	48,85	1.379,37	1.462,13	32,42	1.494,54	4.431
2	2.002	1.079,30	58,17	1.137,47	363,94	1.589,80	76,63	44,84	76,63	2.151,83	2.280,94	56,92	2.337,86	4.552
3	2.003	1.114,80	66,33	1.181,13	368,20	1.657,47	79,86	46,71	79,86	2.232,09	2.366,02	65,35	2.431,36	4.666
4	2.004	1.148,00	74,50	1.222,50	372,15	1.722,83	83,00	48,54	83,00	2.309,52	2.448,10	73,95	2.522,04	4.770
5	2.005	1.184,10	82,67	1.266,77	376,69	1.792,90	86,32	50,46	86,32	2.392,70	2.536,26	82,62	2.618,88	4.885
6	2.006	1.259,60	90,83	1.350,43	380,78	1.851,64	126,19	70,64	122,77	2.552,02	2.705,14	91,27	2.796,42	4.977
7	2.007	1.293,40	99,00	1.392,40	385,13	1.918,93	130,75	73,19	127,19	2.635,20	2.793,31	100,31	2.893,62	5.078
8	2.008	1.322,90	103,17	1.426,07	389,51	1.979,01	134,85	75,48	131,17	2.710,01	2.872,61	105,37	2.977,98	5.171
9	2.009	1.352,60	107,33	1.459,93	393,60	2.041,07	139,06	77,83	135,25	2.786,81	2.954,02	110,56	3.064,57	5.261
10	2.010	1.379,90	111,50	1.491,40	398,08	2.099,14	143,00	80,03	139,07	2.859,32	3.030,88	115,81	3.146,69	5.348
11	2.011	1.412,00	115,67	1.527,67	402,75	2.167,54	147,65	82,63	143,59	2.944,17	3.120,82	121,24	3.242,06	5.446
12	2.012	1.440,20	119,83	1.560,03	407,24	2.229,69	151,88	84,99	147,68	3.021,48	3.202,77	126,72	3.329,49	5.535
13	2.013	1.470,60	124,00	1.594,60	411,98	2.296,19	156,41	87,52	152,08	3.104,18	3.290,44	132,31	3.422,74	5.628
14	2.014	1.566,90	124,29	1.691,19	416,51	2.356,67	226,80	113,39	203,22	3.316,59	3.515,58	133,31	3.648,90	5.711
15	2.015	1.595,70	124,57	1.720,27	421,09	2.420,63	232,89	116,44	208,68	3.399,72	3.603,70	134,88	3.738,58	5.797
16	2.016	1.626,20	124,86	1.751,06	426,17	2.487,22	239,35	119,67	214,47	3.486,88	3.696,09	136,44	3.832,53	5.888
17	2.017	1.656,30	125,14	1.781,44	431,01	2.552,67	245,63	122,82	220,11	3.572,23	3.786,57	137,91	3.924,48	5.975
18	2.018	1.686,40	125,43	1.811,83	436,02	2.619,44	252,05	126,03	225,86	3.659,40	3.878,97	139,45	4.018,42	6.062
19	2.019	1.716,80	125,71	1.842,51	440,83	2.688,59	258,71	129,35	231,82	3.749,31	3.974,27	141,05	4.115,32	6.153
20	2.020	1.745,10	126,00	1.871,10	445,97	2.753,50	264,95	132,47	237,43	3.834,32	4.064,38	142,61	4.206,99	6.236

CUADRO N° 02 COSTOS DEL PROYECTO

SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA

(Miles de Nuevos Soles)

FECHA: 31.03.00

N°	AÑO	INVERSION Y RE-INVERS	O & M	COMBUSTIBLES		LUBRICANTES		COMPRA DE ENERGIA		TOTAL
				Gals.	COSTO	Gals.	COSTO	MWH	COSTO	
0	2000	2.535,29	-		-		-	-	-	2.535,29
1	2001	2.535,29	113,14		-		-	1.494,54	803,76	3.452,19
2	2002	-	119,09		-		-	2.337,86	1.031,65	1.150,74
3	2003	-	125,04		-		-	2.431,36	1.072,18	1.197,23
4	2004	-	131,00		-		-	2.522,04	1.111,11	1.242,10
5	2005	-	136,95		-		-	2.618,88	1.152,71	1.289,66
6	2006	-	142,91		-		-	2.796,42	1.229,97	1.372,88
7	2007	-	148,86		-		-	2.893,62	1.270,76	1.419,62
8	2008	-	154,82		-		-	2.977,98	1.305,06	1.459,88
9	2009	-	160,77		-		-	3.064,57	1.340,00	1.500,77
10	2010	-	166,73		-		-	3.146,69	1.372,88	1.539,60
11	2011	-	172,68		-		-	3.242,06	1.410,95	1.583,63
12	2012	-	178,64		-		-	3.329,49	1.445,50	1.624,13
13	2013	-	184,59		-		-	3.422,74	1.482,37	1.666,96
14	2014	-	190,54		-		-	3.648,90	1.576,84	1.767,39
15	2015	-	196,50		-		-	3.738,58	1.610,66	1.807,16
16	2016	-	202,45		-		-	3.832,53	1.646,21	1.848,66
17	2017	-	208,41		-		-	3.924,48	1.681,10	1.889,51
18	2018	-	214,36		-		-	4.018,42	1.716,49	1.930,85
19	2019	-	220,32		-		-	4.115,32	1.752,73	1.973,05
20	2020	-	226,27		-		-	4.206,99	1.786,84	2.013,11

CUADRO N° 03 INGRESOS DEL PROYECTO

SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA

(Miles de Nuevos Soles)

FECHA: 31.03.00

N°	AÑO	VENTA DE ENERGIA					CARGO FIJO	VALOR RESIDUAL	TOTAL
		A.PUBLICO	DOMESTICO	COMERCIAL	INDUSTRIA	U.GENERAL			
0	2000	-	-	-	-	-	-	-	-
1	2001	154,74	653,25	31,50	18,43	31,50	105,81		995,23
2	2002	234,67	1.025,10	49,41	28,91	49,41	108,70		1.496,20
3	2003	237,41	1.068,74	51,49	30,12	51,49	111,42		1.550,68
4	2004	239,96	1.110,88	53,52	31,30	53,52	113,91		1.603,09
5	2005	242,89	1.156,06	55,66	32,54	55,66	116,65		1.659,46
6	2006	245,53	1.193,94	81,37	45,55	79,16	118,85		1.764,39
7	2007	248,33	1.237,33	84,31	47,19	82,01	121,26		1.820,44
8	2008	251,15	1.276,07	86,95	48,67	84,58	123,48		1.870,90
9	2009	253,79	1.316,08	89,67	50,19	87,21	125,63		1.922,57
10	2010	256,68	1.353,52	92,21	51,60	89,67	127,71		1.971,40
11	2011	259,70	1.397,63	95,21	53,28	92,58	130,05		2.028,45
12	2012	262,59	1.437,70	97,93	54,80	95,22	132,18		2.080,42
13	2013	265,65	1.480,58	100,85	56,43	98,06	134,40		2.135,97
14	2014	268,57	1.519,58	146,24	73,11	131,04	136,38		2.274,91
15	2015	271,52	1.560,82	150,17	75,08	134,55	138,43		2.330,57
16	2016	274,80	1.603,76	154,33	77,16	138,29	140,61		2.388,94
17	2017	277,92	1.645,96	158,38	79,19	141,92	142,68		2.446,06
18	2018	281,15	1.689,02	162,52	81,26	145,63	144,76		2.504,34
19	2019	284,25	1.733,60	166,82	83,41	149,48	146,93		2.564,49
20	2020	287,56	1.775,46	170,84	85,42	153,09	148,92	1.618,53	4.239,81

CUADRO N° 04 RESUMEN DE EVALUACION ECONOMICA

SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA

(Miles de Nuevos Soles)

FECHA: 31.03.00

N°	AÑO	CONSUMO TOTAL (MWH)	COSTOS				BENEFICIOS			TOTAL (Bi)-(Ci)
			INVERSION RE-INVERS	O & M	COMPRA DE ENERGIA	TOTAL (Ci)	VENTA DE ENERGIA	VALOR RESIDUAL (i)	TOTAL (Bi)	
0	2000	-	2.535,29	-	-	2.535,29	-	-	-	(2.535,29)
1	2001	1.379,37	2.535,29	113,14	803,76	3.452,19	995,23	356,50	1.351,73	(2.100,46)
2	2002	2.151,83	-	119,09	1.031,65	1.150,74	1.496,20	-	1.496,20	345,46
3	2003	2.232,09	-	125,04	1.072,18	1.197,23	1.550,68	-	1.550,68	353,45
4	2004	2.309,52	-	131,00	1.111,11	1.242,10	1.603,09	-	1.603,09	360,98
5	2005	2.392,70	-	136,95	1.152,71	1.289,66	1.659,46	-	1.659,46	369,80
6	2006	2.552,02	-	142,91	1.229,97	1.372,88	1.764,39	-	1.764,39	391,51
7	2007	2.635,20	-	148,86	1.270,76	1.419,62	1.820,44	-	1.820,44	400,82
8	2008	2.710,01	-	154,82	1.305,06	1.459,88	1.870,90	-	1.870,90	411,02
9	2009	2.786,81	-	160,77	1.340,00	1.500,77	1.922,57	-	1.922,57	421,80
10	2010	2.859,32	-	166,73	1.372,88	1.539,60	1.971,40	-	1.971,40	431,80
11	2011	2.944,17	-	172,68	1.410,95	1.583,63	2.028,45	-	2.028,45	444,82
12	2012	3.021,48	-	178,64	1.445,50	1.624,13	2.080,42	-	2.080,42	456,29
13	2013	3.104,18	-	184,59	1.482,37	1.666,96	2.135,97	-	2.135,97	469,01
14	2014	3.316,59	-	190,54	1.576,84	1.767,39	2.274,91	-	2.274,91	507,53
15	2015	3.399,72	-	196,50	1.610,66	1.807,16	2.330,57	-	2.330,57	523,41
16	2016	3.486,88	-	202,45	1.646,21	1.848,66	2.388,94	-	2.388,94	540,28
17	2017	3.572,23	-	208,41	1.681,10	1.889,51	2.446,06	-	2.446,06	556,55
18	2018	3.659,40	-	214,36	1.716,49	1.930,85	2.504,34	-	2.504,34	573,49
19	2019	3.749,31	-	220,32	1.752,73	1.973,05	2.564,49	-	2.564,49	591,44
20	2020	3.834,32	-	226,27	1.786,84	2.013,11	2.621,28	1.618,53	4.239,81	2.226,70

(i) Los valores sombreados corresponden al pago de los usuarios a la Empresa Regional por concepto de las Conexiones Domiciliarias.

INDICADORES ECONOMICOS

VALOR PRESENTE NETO	:	-1512,45	Miles de Soles
RELACION (BENEFICIO / COSTO)	:	0,90	
TASA INTERNA DE RETORNO	:	7,21%	
PERIODO DE RECUPERO	:	Mayor de 20 Años	

CUADRO N° 05 RESUMEN DE EVALUACIÓN FINANCIERA

SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA

(Miles de Nuevos Soles)

FECHA: 31.03.00

N°	AÑO	CONSUMO TOTAL (MWH)	COSTO						BENEFICIOS			TOTAL (Bi) - (Ci)	
			INTERES	AMORTIZACION	SERVICIO DE LA DEUDA (i)	O & M	COMPRA DE ENERGIA	TOTAL (Ci)	VENTA DE ENERGIA	VALOR RESIDUAL (i)	TOTAL (Bi)		
0	2000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	2001	1.379,37	140,06	78,57	218,63	113,14	803,76	1.135,53	995,23	356,50	1.351,73	216,20	
2	2002	2.151,83	422,20	259,26	681,46	119,09	1.031,65	1.832,20	1.496,20	-	1.496,20	(335,99)	
3	2003	2.232,09	398,87	282,59	681,46	125,04	1.072,18	1.878,68	1.550,68	-	1.550,68	(328,01)	
4	2004	2.309,52	373,43	308,02	681,46	131,00	1.111,11	1.923,56	1.603,09	-	1.603,09	(320,48)	
5	2005	2.392,70	345,71	335,75	681,46	136,95	1.152,71	1.971,12	1.659,46	-	1.659,46	(311,66)	
6	2006	2.552,02	315,49	365,96	681,46	142,91	1.229,97	2.054,34	1.764,39	-	1.764,39	(289,94)	
7	2007	2.635,20	282,56	398,90	681,46	148,86	1.270,76	2.101,08	1.820,44	-	1.820,44	(280,64)	
8	2008	2.710,01	246,66	434,80	681,46	154,82	1.305,06	2.141,34	1.870,90	-	1.870,90	(270,44)	
9	2009	2.786,81	207,52	473,93	681,46	160,77	1.340,00	2.182,23	1.922,57	-	1.922,57	(259,66)	
10	2010	2.859,32	164,87	516,59	681,46	166,73	1.372,88	2.221,06	1.971,40	-	1.971,40	(249,66)	
11	2011	2.944,17	118,38	563,08	681,46	172,68	1.410,95	2.265,09	2.028,45	-	2.028,45	(236,64)	
12	2012	3.021,48	67,70	613,76	681,46	178,64	1.445,50	2.305,59	2.080,42	-	2.080,42	(225,17)	
13	2013	3.104,18	14,82	448,01	462,83	184,59	1.482,37	2.129,79	2.135,97	-	2.135,97	6,18	
14	2014	3.316,59				190,54	1.576,84	1.767,39	2.274,91	-	2.274,91	507,53	
15	2015	3.399,72				196,50	1.610,66	1.807,16	2.330,57	-	2.330,57	523,41	
16	2016	3.486,88				202,45	1.646,21	1.848,66	2.388,94	-	2.388,94	540,28	
17	2017	3.572,23				208,41	1.681,10	1.889,51	2.446,06	-	2.446,06	556,55	
18	2018	3.659,40				214,36	1.716,49	1.930,85	2.504,34	-	2.504,34	573,49	
19	2019	3.749,31				220,32	1.752,73	1.973,05	2.564,49	-	2.564,49	591,44	
20	2020	3.834,32				226,27	1.786,84	2.013,11	2.621,28	1.618,53	4.239,81	2.226,70	

(i) Los valores sombreados corresponden al pago de los usuarios a la Empresa Regional por concepto de las Conexiones Domiciliarias.

INDICADORES FINANCIEROS

VALOR PRESENTE NETO	:	-627,54 Miles de Soles
RELACION (BENEFICIO / COSTO)	:	0,96
TASA INTERNA DE RETORNO	:	6,04%
PERIODO DE RECUPERO	:	Mayor de 20 Años

CUADRO N° 07

Nombre : SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA
Monto del Préstamo : 5070,58 Miles de Soles
Tasa de Descuento : 12,00%
Periodo de Repago : 12 Años

VARIABLES INDICADORES	INTERES MENSUAL										
	0,00%	0,07%	0,14%	0,22%	0,29%	0,36%	0,43%	0,50%	0,58%	0,65%	0,72%
R mes (Mi S/.)	36,53	38,63	40,82	43,09	45,45	47,89	50,42	53,03	55,73	58,51	59,78
VAN (Mi I S/.)	1927,7	1799,9	1667,0	1529,1	1386,0	1237,8	1084,5	925,9	762,2	593,4	-627,5
B/C	1,20	1,19	1,17	1,16	1,14	1,12	1,11	1,09	1,07	1,06	0,96
TIRF	59,42%	53,26%	47,20%	41,44%	36,17%	31,49%	27,45%	23,99%	21,02%	18,45%	6,04%
Periodo de Recupero (Años)	3	3	4	5	6	8	11	13	14	15	Mayor de 20

FIN DEL PROGRAMA

IMPLEMENTACION DE ALTERNATIVA DE INTERCONEXION N° 02

SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA

(Miles de Nuevos Soles)

PRESUPUESTO	TOTAL	LP	SS.EE.	RP	RS
COSTO DIRECTO	3.523,56	1.734,24	233,32	392,15	1.163,86
ESCALAMIENTO (0,8% mes)	292,25	143,84	19,35	32,53	96,53
ADICIONALES DE OBRA (10% DE CD)	352,36	173,42	23,33	39,22	116,39
A. COSTO DEL PROYECTO	4.168,17				
B. I.G.V.	750,27				
SUB TOTAL	4.918,44				
ELABORACION ESTUDIO DEFINIT.	215,00				
INVERSION TOTAL	5.133,44				
PERIODO DE EJECUCION (Meses)	06				
ESCALAMIENTO (Meses)	10				
				COSTO TOTAL REDES EXISTENTES	6.457,99

CUADRO No. A

PARAMETROS DE EVALUACION ECONOMICA

SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA

TARIFAS DE VENTA DE ENERGIA			RUBRO	VIGENTE	SENSIBILIDAD (%)	TARIFA DE COMPRA DE ENERGIA (CONCESIONARIO)		CARGO	EN BARRAS EQUIVALENTE	
SECTOR	VIGENTE (S./KWh)	SENSIBILIDAD (%)				CARGO	MT2			
AP	0,6448	100%	COMBUSTIBLE (S/JGal)		100%	FIJO	4,77	S./cliente-mes	Potencia (S./kW-año)	263,76
SD	0,6448	100%	COM. ENERG (S./Kwh)		100%	ENERGIA HP	248,70	S./MWh	Energia HP (S./Mwh)	89,2
SC	0,6448	100%	TASA DCTO (%)	12%	100%	ENERGIA HFP	248,70	S./MWh	Energia HFP (S./Mwh)	78,5
SI	0,6448	100%	AÑO CERO	2000	100%	POTENCIA	395,76	S./kW-año	Ep	0,35
UG	0,6448	100%	CONSUMO (MWh)		100%	N° LOCALIDADES	1		Efp	0,65
OTRO	0,6448	100%	LUBRICANTE (S/JGal.)							
FIJO MES	1,9900	100%	N° MESES DE OPERACION 1er. AÑO	8	0,6667	Ep	0,35			
			VIDA UTIL (AÑOS)	30		Efp	0,65			
			PERIODO DE CONSTRUC. (AÑOS)	0,50					SENSIBILIDAD INVERSION	DESEMBOLSOS
									100%	40%
										10%
										15%
										20%
									INTERESES PROCESO	278.607,42
										10%
										5%

CUADRO No. B

PARAMETROS DE EVALUACION FINANCIERA

SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA

MONTO (Mil S/.)	5.133,44	TASA DESCUENTO-AÑO (%)	12,00%
PERIODO UTILI + LIQUID. (Meses)	10	TASA DESCUENTO-MES (%)	0,95%
PERIODO REPAGO (Meses)	144	AÑO CERO	2000
INTERES GRACIA (%)	0,72%	N° Meses / Antes 1er. DESEMBOLSO	10
INTERES REPAGO (%)	0,72%	TASA DE INTERES-AÑO (%)	9,00%
INTERES MAXIMO (%)	0,72%	TASA DE INTERES-MES (%)	0,72%
SENSIBILIDAD (%IM)	100%	FECHA	31.03.00

OJO =====>

OJO =====>

INTERESES PROCESO	278.607,42	10%
	278.607,42	5%

**CUADRO BASE
PROYECCIONES DE DEMANDA Y CONSUMO**

SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA

N°	AÑO	MAXIMA DEMANDA DISTRIBUIDA (KW)	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA TRANSMISION (KW)	POTENCIA TOTAL REQUERIDA (KW)	CONSUMO DE ENERGIA DE VENTA (MWh)					ENERGIA A VENDERSE (MWh)	ENERGIA DISTRIBUIDA (MWh)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA TRANSMISION (MWh)	ENERGIA A COMPRARSE (TOTAL REQUERIDA) (MWh)	ABONADOS
					A. PUBLICO	DOMESTICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	U. GENERAL					
0	2.000	1.001,82	36,50	1.038,32	355,94	1.447,63	70,03	40,86	69,82	1.984,29	2.103,34	35,30	2.138,65	4.196
1	2.001	1.041,60	38,00	1.079,60	359,98	1.519,66	73,27	42,88	73,27	2.069,05	2.193,19	36,95	2.230,15	4.431
2	2.002	1.079,30	39,50	1.118,80	363,94	1.589,80	76,63	44,84	76,63	2.151,83	2.280,94	38,65	2.319,59	4.552
3	2.003	1.114,80	41,00	1.155,80	368,20	1.657,47	79,86	46,71	79,86	2.232,09	2.366,02	40,39	2.406,41	4.666
4	2.004	1.148,00	42,50	1.190,50	372,15	1.722,83	83,00	48,54	83,00	2.309,52	2.448,10	42,18	2.490,28	4.770
5	2.005	1.184,10	44,00	1.228,10	376,69	1.792,90	86,32	50,46	86,32	2.392,70	2.536,26	43,98	2.580,23	4.885
6	2.006	1.259,60	45,50	1.305,10	380,78	1.851,64	126,19	70,64	122,77	2.552,02	2.705,14	45,72	2.750,87	4.977
7	2.007	1.293,40	47,00	1.340,40	385,13	1.918,93	130,75	73,19	127,19	2.635,20	2.793,31	47,62	2.840,93	5.078
8	2.008	1.322,90	48,67	1.371,57	389,51	1.979,01	134,85	75,48	131,17	2.710,01	2.872,61	49,71	2.922,32	5.171
9	2.009	1.352,60	50,33	1.402,93	393,60	2.041,07	139,06	77,83	135,25	2.786,81	2.954,02	51,84	3.005,86	5.261
10	2.010	1.379,90	52,00	1.431,90	398,08	2.099,14	143,00	80,03	139,07	2.859,32	3.030,88	54,01	3.084,89	5.348
11	2.011	1.412,00	53,67	1.465,67	402,75	2.167,54	147,65	82,63	143,59	2.944,17	3.120,82	56,25	3.177,07	5.446
12	2.012	1.440,20	55,33	1.495,53	407,24	2.229,69	151,88	84,99	147,68	3.021,48	3.202,77	58,51	3.261,28	5.535
13	2.013	1.470,60	57,00	1.527,60	411,98	2.296,19	156,41	87,52	152,08	3.104,18	3.290,44	60,82	3.351,25	5.628
14	2.014	1.566,90	62,29	1.629,19	416,51	2.356,67	226,80	113,39	203,22	3.316,59	3.515,58	66,81	3.582,39	5.711
15	2.015	1.595,70	67,57	1.663,27	421,09	2.420,63	232,89	116,44	208,68	3.399,72	3.603,70	73,16	3.676,86	5.797
16	2.016	1.626,20	72,86	1.699,06	426,17	2.487,22	239,35	119,67	214,47	3.486,88	3.696,09	79,62	3.775,71	5.888
17	2.017	1.656,30	78,14	1.734,44	431,01	2.552,67	245,63	122,82	220,11	3.572,23	3.786,57	86,12	3.872,68	5.975
18	2.018	1.686,40	83,43	1.769,83	436,02	2.619,44	252,05	126,03	225,86	3.659,40	3.878,97	92,76	3.971,73	6.062
19	2.019	1.716,80	88,71	1.805,51	440,83	2.688,59	258,71	129,35	231,82	3.749,31	3.974,27	99,54	4.073,80	6.153
20	2.020	1.745,10	94,00	1.839,10	445,97	2.753,50	264,95	132,47	237,43	3.834,32	4.064,38	106,39	4.170,77	6.236

CUADRO N° 01 PROYECCIONES DE DEMANDA Y CONSUMO

SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA

FECHA: 31.03.00

N°	AÑO	MAXIMA DEMANDA DISTRIBUIDA (KW)	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA TRANSMISION (KW)	POTENCIA TOTAL REQUERIDA (KW)	CONSUMO DE ENERGIA DE VENTA (MWh)					ENERGIA A VENDERSE (MWh)	ENERGIA DISTRIBUIDA (MWh)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA TRANSMISION (MWh)	ENERGIA A COMPRARSE (TOTAL REQUERIDA) (MWh)	ABONADOS
					A. PUBLICO	DOMESTICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	U. GENERAL					
					0	2.000	-	-	-					
1	2.001	1.041,60	38,00	1.079,60	239,98	1.013,10	48,85	28,59	48,85	1.379,37	1.462,13	24,64	1.486,76	4.431
2	2.002	1.079,30	39,50	1.118,80	363,94	1.589,80	76,63	44,84	76,63	2.151,83	2.280,94	38,65	2.319,59	4.552
3	2.003	1.114,80	41,00	1.155,80	368,20	1.657,47	79,86	46,71	79,86	2.232,09	2.366,02	40,39	2.406,41	4.666
4	2.004	1.148,00	42,50	1.190,50	372,15	1.722,83	83,00	48,54	83,00	2.309,52	2.448,10	42,18	2.490,28	4.770
5	2.005	1.184,10	44,00	1.228,10	376,69	1.792,90	86,32	50,46	86,32	2.392,70	2.536,26	43,98	2.580,23	4.885
6	2.006	1.259,60	45,50	1.305,10	380,78	1.851,64	126,19	70,64	122,77	2.552,02	2.705,14	45,72	2.750,87	4.977
7	2.007	1.293,40	47,00	1.340,40	385,13	1.918,93	130,75	73,19	127,19	2.635,20	2.793,31	47,62	2.840,93	5.078
8	2.008	1.322,90	48,67	1.371,57	389,51	1.979,01	134,85	75,48	131,17	2.710,01	2.872,61	49,71	2.922,32	5.171
9	2.009	1.352,60	50,33	1.402,93	393,60	2.041,07	139,06	77,83	135,25	2.786,81	2.954,02	51,84	3.005,86	5.261
10	2.010	1.379,90	52,00	1.431,90	398,08	2.099,14	143,00	80,03	139,07	2.859,32	3.030,88	54,01	3.084,89	5.348
11	2.011	1.412,00	53,67	1.465,67	402,75	2.167,54	147,65	82,63	143,59	2.944,17	3.120,82	56,25	3.177,07	5.446
12	2.012	1.440,20	55,33	1.495,53	407,24	2.229,69	151,88	84,99	147,68	3.021,48	3.202,77	58,51	3.261,28	5.535
13	2.013	1.470,60	57,00	1.527,60	411,98	2.296,19	156,41	87,52	152,08	3.104,18	3.290,44	60,82	3.351,25	5.628
14	2.014	1.566,90	62,29	1.629,19	416,51	2.356,67	226,80	113,39	203,22	3.316,59	3.515,58	66,81	3.582,39	5.711
15	2.015	1.595,70	67,57	1.663,27	421,09	2.420,63	232,89	116,44	208,68	3.399,72	3.603,70	73,16	3.676,86	5.797
16	2.016	1.626,20	72,86	1.699,06	426,17	2.487,22	239,35	119,67	214,47	3.486,88	3.696,09	79,62	3.775,71	5.888
17	2.017	1.656,30	78,14	1.734,44	431,01	2.552,67	245,63	122,82	220,11	3.572,23	3.786,57	86,12	3.872,68	5.975
18	2.018	1.686,40	83,43	1.769,83	436,02	2.619,44	252,05	126,03	225,86	3.659,40	3.878,97	92,76	3.971,73	6.062
19	2.019	1.716,80	88,71	1.805,51	440,83	2.688,59	258,71	129,35	231,82	3.749,31	3.974,27	99,54	4.073,80	6.153
20	2.020	1.745,10	94,00	1.839,10	445,97	2.753,50	264,95	132,47	237,43	3.834,32	4.064,38	106,39	4.170,77	6.236

CUADRO N° 02 COSTOS DEL PROYECTO

SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA

(Miles de Nuevos Soles)

FECHA: 31.03.00

N°	AÑO	INVERSION Y RE-INVERS	O & M	COMBUSTIBLES		LUBRICANTES		COMPRA DE ENERGIA		TOTAL
				Gals.	COSTO	Gals.	COSTO	MWH	COSTO	
0	2000	2.566,72	-		-		-	-	-	2.566,72
1	2001	2.566,72	113,76		-		-	1.486,76	797,08	3.477,56
2	2002	-	119,75		-		-	2.319,59	1.019,72	1.139,47
3	2003	-	125,74		-		-	2.406,41	1.055,95	1.181,69
4	2004	-	131,73		-		-	2.490,28	1.090,54	1.222,27
5	2005	-	137,71		-		-	2.580,23	1.127,79	1.265,51
6	2006	-	143,70		-		-	2.750,87	1.200,70	1.344,41
7	2007	-	149,69		-		-	2.840,93	1.237,07	1.386,76
8	2008	-	155,68		-		-	2.922,32	1.269,65	1.425,33
9	2009	-	161,67		-		-	3.005,86	1.302,84	1.464,50
10	2010	-	167,65		-		-	3.084,89	1.333,96	1.501,61
11	2011	-	173,64		-		-	3.177,07	1.370,25	1.543,89
12	2012	-	179,63		-		-	3.261,28	1.403,01	1.582,64
13	2013	-	185,62		-		-	3.351,25	1.438,08	1.623,69
14	2014	-	191,60		-		-	3.582,39	1.535,77	1.727,37
15	2015	-	197,59		-		-	3.676,86	1.572,75	1.770,34
16	2016	-	203,58		-		-	3.775,71	1.611,50	1.815,07
17	2017	-	209,57		-		-	3.872,68	1.649,62	1.859,18
18	2018	-	215,55		-		-	3.971,73	1.688,25	1.903,81
19	2019	-	221,54		-		-	4.073,80	1.727,76	1.949,30
20	2020	-	227,53		-		-	4.170,77	1.765,17	1.992,70

CUADRO N° 03 INGRESOS DEL PROYECTO

SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA

(Miles de Nuevos Soles)

FECHA: 31.03.00

N°	AÑO	VENTA DE ENERGIA					CARGO FIJO	VALOR RESIDUAL	TOTAL
		A.PUBLICO	DOMESTICO	COMERCIAL	INDUSTRIA	U.GENERAL			
0	2000	-	-	-	-	-	-	-	-
1	2001	154,74	653,25	31,50	18,43	31,50	105,81		995,23
2	2002	234,67	1.025,10	49,41	28,91	49,41	108,70		1.496,20
3	2003	237,41	1.068,74	51,49	30,12	51,49	111,42		1.550,68
4	2004	239,96	1.110,88	53,52	31,30	53,52	113,91		1.603,09
5	2005	242,89	1.156,06	55,66	32,54	55,66	116,65		1.659,46
6	2006	245,53	1.193,94	81,37	45,55	79,16	118,85		1.764,39
7	2007	248,33	1.237,33	84,31	47,19	82,01	121,26		1.820,44
8	2008	251,15	1.276,07	86,95	48,67	84,58	123,48		1.870,90
9	2009	253,79	1.316,08	89,67	50,19	87,21	125,63		1.922,57
10	2010	256,68	1.353,52	92,21	51,60	89,67	127,71		1.971,40
11	2011	259,70	1.397,63	95,21	53,28	92,58	130,05		2.028,45
12	2012	262,59	1.437,70	97,93	54,80	95,22	132,18		2.080,42
13	2013	265,65	1.480,58	100,85	56,43	98,06	134,40		2.135,97
14	2014	268,57	1.519,58	146,24	73,11	131,04	136,38		2.274,91
15	2015	271,52	1.560,82	150,17	75,08	134,55	138,43		2.330,57
16	2016	274,80	1.603,76	154,33	77,16	138,29	140,61		2.388,94
17	2017	277,92	1.645,96	158,38	79,19	141,92	142,68		2.446,06
18	2018	281,15	1.689,02	162,52	81,26	145,63	144,76		2.504,34
19	2019	284,25	1.733,60	166,82	83,41	149,48	146,93		2.564,49
20	2020	287,56	1.775,46	170,84	85,42	153,09	148,92	1.639,48	4.260,76

CUADRO N° 04 RESUMEN DE EVALUACION ECONOMICA

SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA

(Miles de Nuevos Soles)

FECHA: 31.03.00

N°	AÑO	CONSUMO TOTAL (MWH)	COSTOS				BENEFICIOS			TOTAL (Bi)-(Ci)
			INVERSION RE-INVERS	O & M	COMPRA DE ENERGIA	TOTAL (Ci)	VENTA DE ENERGIA	VALOR RESIDUAL (i)	TOTAL (Bi)	
0	2000	-	2.566,72	-	-	2.566,72	-	-	-	(2.566,72)
1	2001	1.379,37	2.566,72	113,76	797,08	3.477,56	995,23	356,50	1.351,73	(2.125,83)
2	2002	2.151,83	-	119,75	1.019,72	1.139,47	1.496,20	-	1.496,20	356,74
3	2003	2.232,09	-	125,74	1.055,95	1.181,69	1.550,68	-	1.550,68	368,99
4	2004	2.309,52	-	131,73	1.090,54	1.222,27	1.603,09	-	1.603,09	380,82
5	2005	2.392,70	-	137,71	1.127,79	1.265,51	1.659,46	-	1.659,46	393,95
6	2006	2.552,02	-	143,70	1.200,70	1.344,41	1.764,39	-	1.764,39	419,99
7	2007	2.635,20	-	149,69	1.237,07	1.386,76	1.820,44	-	1.820,44	433,67
8	2008	2.710,01	-	155,68	1.269,65	1.425,33	1.870,90	-	1.870,90	445,57
9	2009	2.786,81	-	161,67	1.302,84	1.464,50	1.922,57	-	1.922,57	458,06
10	2010	2.859,32	-	167,65	1.333,96	1.501,61	1.971,40	-	1.971,40	469,79
11	2011	2.944,17	-	173,64	1.370,25	1.543,89	2.028,45	-	2.028,45	484,56
12	2012	3.021,48	-	179,63	1.403,01	1.582,64	2.080,42	-	2.080,42	497,79
13	2013	3.104,18	-	185,62	1.438,08	1.623,69	2.135,97	-	2.135,97	512,28
14	2014	3.316,59	-	191,60	1.535,77	1.727,37	2.274,91	-	2.274,91	547,54
15	2015	3.399,72	-	197,59	1.572,75	1.770,34	2.330,57	-	2.330,57	560,23
16	2016	3.486,88	-	203,58	1.611,50	1.815,07	2.388,94	-	2.388,94	573,87
17	2017	3.572,23	-	209,57	1.649,62	1.859,18	2.446,06	-	2.446,06	586,88
18	2018	3.659,40	-	215,55	1.688,25	1.903,81	2.504,34	-	2.504,34	600,54
19	2019	3.749,31	-	221,54	1.727,76	1.949,30	2.564,49	-	2.564,49	615,18
20	2020	3.834,32	-	227,53	1.765,17	1.992,70	2.621,28	1.639,48	4.260,76	2.268,07

(i) Los valores sombreados corresponden al pago de los usuarios a la Empresa Regional por concepto de las Conexiones Domiciliarias.

INDICADORES ECONOMICOS

VALOR PRESENTE NETO	:	-1384,26 Miles de Soles
RELACION (BENEFICIO / COSTO)	:	0,91
TASA INTERNA DE RETORNO	:	7,71%
PERIODO DE RECUPERO	:	Mayor de 20 Años

CUADRO N° 05 RESUMEN DE EVALUACIÓN FINANCIERA

SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA

(Miles de Nuevos Soles)

FECHA: 31.03.00

N°	AÑO	CONSUMO TOTAL (MWH)	COSTO					BENEFICIOS			TOTAL (Bi) - (Ci)		
			INTERES	AMORTIZACION	SERVICIO DE LA DEUDA (i)	O & M	COMPRA DE ENERGIA	TOTAL (Ci)	VENTA DE ENERGIA	VALOR RESIDUAL (ii)		TOTAL (Bi)	
0	2000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	2001	1.379,37	141,80	79,54	221,34	113,76	797,08	1.132,18	995,23	356,50	1.351,73	219,55	
2	2002	2.151,83	427,43	262,47	689,91	119,75	1.019,72	1.829,37	1.496,20	-	1.496,20	(333,17)	
3	2003	2.232,09	403,81	286,09	689,91	125,74	1.055,95	1.871,60	1.550,68	-	1.550,68	(320,92)	
4	2004	2.309,52	378,06	311,84	689,91	131,73	1.090,54	1.912,18	1.603,09	-	1.603,09	(309,09)	
5	2005	2.392,70	350,00	339,91	689,91	137,71	1.127,79	1.955,41	1.659,46	-	1.659,46	(295,95)	
6	2006	2.552,02	319,40	370,50	689,91	143,70	1.200,70	2.034,31	1.764,39	-	1.764,39	(269,92)	
7	2007	2.635,20	286,06	403,85	689,91	149,69	1.237,07	2.076,67	1.820,44	-	1.820,44	(256,23)	
8	2008	2.710,01	249,71	440,19	689,91	155,68	1.269,65	2.115,23	1.870,90	-	1.870,90	(244,34)	
9	2009	2.786,81	210,10	479,81	689,91	161,67	1.302,84	2.154,41	1.922,57	-	1.922,57	(231,84)	
10	2010	2.859,32	166,91	522,99	689,91	167,65	1.333,96	2.191,52	1.971,40	-	1.971,40	(220,12)	
11	2011	2.944,17	119,84	570,06	689,91	173,64	1.370,25	2.233,79	2.028,45	-	2.028,45	(205,34)	
12	2012	3.021,48	68,54	621,37	689,91	179,63	1.403,01	2.272,54	2.080,42	-	2.080,42	(192,12)	
13	2013	3.104,18	15,00	453,57	468,57	185,62	1.438,08	2.092,26	2.135,97	-	2.135,97	43,71	
14	2014	3.316,59				191,60	1.535,77	1.727,37	2.274,91	-	2.274,91	547,54	
15	2015	3.399,72				197,59	1.572,75	1.770,34	2.330,57	-	2.330,57	560,23	
16	2016	3.486,88				203,58	1.611,50	1.815,07	2.388,94	-	2.388,94	573,87	
17	2017	3.572,23				209,57	1.649,62	1.859,18	2.446,06	-	2.446,06	586,88	
18	2018	3.659,40				215,55	1.688,25	1.903,81	2.504,34	-	2.504,34	600,54	
19	2019	3.749,31				221,54	1.727,76	1.949,30	2.564,49	-	2.564,49	615,18	
20	2020	3.834,32				227,53	1.765,17	1.992,70	2.621,28	1.639,48	4.260,76	2.268,07	

(i) Los valores sombreados corresponden al pago de los usuarios a la Empresa Regional por concepto de las Conexiones Domiciliarias.

INDICADORES FINANCIEROS

VALOR PRESENTE NETO	:	-488,38 Miles de Soles
RELACION (BENEFICIO / COSTO)	:	0,97
TASA INTERNA DE RETORNO	:	7,28%
PERIODO DE RECUPERO	:	Mayor de 20 Años

CUADRO N° 07

Nombre : SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA
Monto del Préstamo : 5133,44 Miles de Soles
Tasa de Descuento : 12,00%
Periodo de Repago : 12 Años

VARIABLES INDICADORES	INTERES MENSUAL										
	0,00%	0,07%	0,14%	0,22%	0,29%	0,36%	0,43%	0,50%	0,58%	0,65%	0,72%
R mes (Mil S/.)	36,53	38,63	40,82	43,09	45,45	47,89	50,42	53,03	55,73	58,51	60,53
VAN (Mil S/.)	1927,7	1799,9	1667,0	1529,1	1386,0	1237,8	1084,5	925,9	762,2	593,4	-488,4
B/C	1,20	1,19	1,17	1,16	1,14	1,12	1,11	1,09	1,07	1,06	0,97
TIRF	59,42%	53,26%	47,20%	41,44%	36,17%	31,49%	27,45%	23,99%	21,02%	18,45%	7,28%
Periodo de Recupero (Años)	3	3	4	5	6	8	11	13	14	15	Mayor de 20

FIN DEL PROGRAMA

IMPLEMENTACION DE ALTERNATIVA DE INTERCONEXION N° 03
SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA

(Miles de Nuevos Soles)

PRESUPUESTO	TOTAL	LP	SS.EE.	RP	RS
COSTO DIRECTO	3.574,46	1.785,14	233,32	392,15	1.163,86
ESCALAMIENTO (0,8% mes)	296,47	148,06	19,35	32,53	96,53
ADICIONALES DE OBRA (10% DE CD)	357,45	178,51	23,33	39,22	116,39
A. COSTO DEL PROYECTO	4.228,38				
B. I.G.V.	761,11				
SUB TOTAL	4.989,49				
ELABORACION ESTUDIO DEFINIT.	215,00				
INVERSION TOTAL	5.204,49				

PERIODO DE EJECUCION (Meses)	06
ESCALAMIENTO (Meses)	10

COSTO TOTAL REDES EXISTENTES	6.457,99
-------------------------------------	-----------------

CUADRO No. A

PARAMETROS DE EVALUACION ECONOMICA

SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA

TARIFAS DE VENTA DE ENERGIA			RUBRO	VIGENTE	SENSIBILIDAD (%)	TARIFA DE COMPRA DE ENERGIA (CONCESIONARIO)			CARGO	EN BARRAS EQUIVALENTE
SECTOR	VIGENTE (S/JKWh)	SENSIBILIDAD (%)				CARGO	MT2			
AP	0,6448	100%	COMBUSTIBLE (S/JGal)		100%	FIJO	4,77	SJ/ciente-mes	Potencia (S/JkW-año)	263,76
SD	0,6448	100%	COM. ENERG (S/JKwh)		100%	ENERGIA HP	248,70	SJ/MWh	Energía HP (S/JMwh)	89,2
SC	0,6448	100%	TASA DCTO (%)	12%	100%	ENERGIA HFP	248,70	SJ/MWh	Energía HFP (S/JMwh)	78,5
SI	0,6448	100%	AÑO CERO	2000	100%	POTENCIA	395,76	S/. kW-año	Ep	0,35
UG	0,6448	100%	CONSUMO (MWh)		100%	N° LOCALIDADES	1		Efp	0,65
OTRO	0,6448	100%	LUBRICANTE (S/JGal.)							
			N° MESES DE OPERACION 1er. AÑO	8	0,6667	Ep	0,35			
FIJO MES	1,9900	100%	VIDA UTIL (AÑOS)	30		Efp	0,65			
			PERIODO DE CONSTRUC. (AÑOS)	0,50						
									SENSIBILIDAD INVERSION	DESEMBOLSOS
									100%	40%
										10%
										15%
										20%

CUADRO No. B

PARAMETROS DE EVALUACION FINANCIERA

SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA

MONTO (Mil S/.)	5.204,49	TASA DESCUENTO-AÑO (%)	12,00%
PERIODO UTILI + LIQUID. (Meses)	10	TASA DESCUENTO-MES (%)	0,95%
PERIODO REPAGO (Meses)	144	AÑO CERO	2000
INTERES GRACIA (%)	0,72%	N° Meses / Antes 1er. DESEMBOLSO	10
INTERES REPAGO (%)	0,72%	TASA DE INTERES-AÑO (%)	9,00%
INTERES MAXIMO (%)	0,72%	TASA DE INTERES-MES (%)	0,72%
SENSIBILIDAD (%IM)	100%	FECHA	31.03.00

OJO =====>

OJO =====>

INTERESES PROCESO	
282.463,75	10%
282.463,75	5%

**CUADRO BASE
PROYECCIONES DE DEMANDA Y CONSUMO**

SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA

N°	AÑO	MAXIMA DEMANDA DISTRIBUIDA (KW)	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA TRANSMISION (KW)	POTENCIA TOTAL REQUERIDA (KW)	CONSUMO DE ENERGIA DE VENTA (MWh)					ENERGIA A VENDERSE (MWh)	ENERGIA DISTRIBUIDA (MWh)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA TRANSMISION (MWh)	ENERGIA A COMPRARSE (TOTAL REQUERIDA) (MWh)	ABONADOS
					A. PUBLICO	DOMESTICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	U. GENERAL					
0	2.000	1.001,82	33,19	1.035,01	355,94	1.447,63	70,03	40,86	69,82	1.984,29	2.103,34	32,10	2.135,45	4.196
1	2.001	1.041,60	35,00	1.076,60	359,98	1.519,66	73,27	42,88	73,27	2.069,05	2.193,19	34,04	2.227,23	4.431
2	2.002	1.079,30	36,83	1.116,13	363,94	1.589,80	76,63	44,84	76,63	2.151,83	2.280,94	36,04	2.316,98	4.552
3	2.003	1.114,80	38,67	1.153,47	368,20	1.657,47	79,86	46,71	79,86	2.232,09	2.366,02	38,10	2.404,11	4.666
4	2.004	1.148,00	40,50	1.188,50	372,15	1.722,83	83,00	48,54	83,00	2.309,52	2.448,10	40,20	2.488,29	4.770
5	2.005	1.184,10	42,33	1.226,43	376,69	1.792,90	86,32	50,46	86,32	2.392,70	2.536,26	42,31	2.578,57	4.885
6	2.006	1.259,60	44,17	1.303,77	380,78	1.851,64	126,19	70,64	122,77	2.552,02	2.705,14	44,39	2.749,53	4.977
7	2.007	1.293,40	46,00	1.339,40	385,13	1.918,93	130,75	73,19	127,19	2.635,20	2.793,31	46,61	2.839,92	5.078
8	2.008	1.322,90	47,83	1.370,73	389,51	1.979,01	134,85	75,48	131,17	2.710,01	2.872,61	48,85	2.921,46	5.171
9	2.009	1.352,60	49,67	1.402,27	393,60	2.041,07	139,06	77,83	135,25	2.786,81	2.954,02	51,16	3.005,18	5.261
10	2.010	1.379,90	51,50	1.431,40	398,08	2.099,14	143,00	80,03	139,07	2.859,32	3.030,88	53,49	3.084,37	5.348
11	2.011	1.412,00	53,33	1.465,33	402,75	2.167,54	147,65	82,63	143,59	2.944,17	3.120,82	55,90	3.176,71	5.446
12	2.012	1.440,20	55,17	1.495,37	407,24	2.229,69	151,88	84,99	147,68	3.021,48	3.202,77	58,34	3.261,11	5.535
13	2.013	1.470,60	57,00	1.527,60	411,98	2.296,19	156,41	87,52	152,08	3.104,18	3.290,44	60,82	3.351,25	5.628
14	2.014	1.566,90	61,29	1.628,19	416,51	2.356,67	226,80	113,39	203,22	3.316,59	3.515,58	65,74	3.581,32	5.711
15	2.015	1.595,70	65,57	1.661,27	421,09	2.420,63	232,89	116,44	208,68	3.399,72	3.603,70	71,00	3.674,70	5.797
16	2.016	1.626,20	69,86	1.696,06	426,17	2.487,22	239,35	119,67	214,47	3.486,88	3.696,09	76,34	3.772,43	5.888
17	2.017	1.656,30	74,14	1.730,44	431,01	2.552,67	245,63	122,82	220,11	3.572,23	3.786,57	81,71	3.868,27	5.975
18	2.018	1.686,40	78,43	1.764,83	436,02	2.619,44	252,05	126,03	225,86	3.659,40	3.878,97	87,20	3.966,17	6.062
19	2.019	1.716,80	82,71	1.799,51	440,83	2.688,59	258,71	129,35	231,82	3.749,31	3.974,27	92,80	4.067,07	6.153
20	2.020	1.745,10	87,00	1.832,10	445,97	2.753,50	264,95	132,47	237,43	3.834,32	4.064,38	98,47	4.162,85	6.236

CUADRO N° 01 PROYECCIONES DE DEMANDA Y CONSUMO

SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA

N°	AÑO	MAXIMA DEMANDA DISTRIBUIDA (KW)	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA TRANSMISION (KW)	POTENCIA TOTAL REQUERIDA (KW)	CONSUMO DE ENERGIA DE VENTA (MWh)					ENERGIA A VENDERSE (MWh)	ENERGIA DISTRIBUIDA (MWh)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA TRANSMISION (MWh)	ENERGIA A COMPRARSE (TOTAL REQUERIDA) (MWh)	ABONADOS
					A. PUBLICO	DOMESTICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	U. GENERAL					
0	2.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	2.001	1.041,60	35,00	1.076,60	239,98	1.013,10	48,85	28,59	48,85	1.379,37	1.462,13	22,69	1.484,82	4.431
2	2.002	1.079,30	36,83	1.116,13	363,94	1.589,80	76,63	44,84	76,63	2.151,83	2.280,94	36,04	2.316,98	4.552
3	2.003	1.114,80	38,67	1.153,47	368,20	1.657,47	79,86	46,71	79,86	2.232,09	2.366,02	38,10	2.404,11	4.666
4	2.004	1.148,00	40,50	1.188,50	372,15	1.722,83	83,00	48,54	83,00	2.309,52	2.448,10	40,20	2.488,29	4.770
5	2.005	1.184,10	42,33	1.226,43	376,69	1.792,90	86,32	50,46	86,32	2.392,70	2.536,26	42,31	2.578,57	4.885
6	2.006	1.259,60	44,17	1.303,77	380,78	1.851,64	126,19	70,64	122,77	2.552,02	2.705,14	44,39	2.749,53	4.977
7	2.007	1.293,40	46,00	1.339,40	385,13	1.918,93	130,75	73,19	127,19	2.635,20	2.793,31	46,61	2.839,92	5.078
8	2.008	1.322,90	47,83	1.370,73	389,51	1.979,01	134,85	75,48	131,17	2.710,01	2.872,61	48,85	2.921,46	5.171
9	2.009	1.352,60	49,67	1.402,27	393,60	2.041,07	139,06	77,83	135,25	2.786,81	2.954,02	51,16	3.005,18	5.261
10	2.010	1.379,90	51,50	1.431,40	398,08	2.099,14	143,00	80,03	139,07	2.859,32	3.030,88	53,49	3.084,37	5.348
11	2.011	1.412,00	53,33	1.465,33	402,75	2.167,54	147,65	82,63	143,59	2.944,17	3.120,82	55,90	3.176,71	5.446
12	2.012	1.440,20	55,17	1.495,37	407,24	2.229,69	151,88	84,99	147,68	3.021,48	3.202,77	58,34	3.261,11	5.535
13	2.013	1.470,60	57,00	1.527,60	411,98	2.296,19	156,41	87,52	152,08	3.104,18	3.290,44	60,82	3.351,25	5.628
14	2.014	1.566,90	61,29	1.628,19	416,51	2.356,67	226,80	113,39	203,22	3.316,59	3.515,58	65,74	3.581,32	5.711
15	2.015	1.595,70	65,57	1.661,27	421,09	2.420,63	232,89	116,44	208,68	3.399,72	3.603,70	71,00	3.674,70	5.797
16	2.016	1.626,20	69,86	1.696,06	426,17	2.487,22	239,35	119,67	214,47	3.486,88	3.696,09	76,34	3.772,43	5.888
17	2.017	1.656,30	74,14	1.730,44	431,01	2.552,67	245,63	122,82	220,11	3.572,23	3.786,57	81,71	3.868,27	5.975
18	2.018	1.686,40	78,43	1.764,83	436,02	2.619,44	252,05	126,03	225,86	3.659,40	3.878,97	87,20	3.966,17	6.062
19	2.019	1.716,80	82,71	1.799,51	440,83	2.688,59	258,71	129,35	231,82	3.749,31	3.974,27	92,80	4.067,07	6.153
20	2.020	1.745,10	87,00	1.832,10	445,97	2.753,50	264,95	132,47	237,43	3.834,32	4.064,38	98,47	4.162,85	6.236

FECHA: 31.03.00

CUADRO N° 02 COSTOS DEL PROYECTO

SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA

(Miles de Nuevos Soles)

FECHA:

31.03.00

N°	AÑO	INVERSION Y RE-INVERS	O & M	COMBUSTIBLES		LUBRICANTES		COMPRA DE ENERGIA		TOTAL
				Gals.	COSTO	Gals.	COSTO	MWH	COSTO	
0	2000	2.602,25	-		-		-	-	-	2.602,25
1	2001	2.602,25	114,47		-		-	1.484,82	795,41	3.512,13
2	2002	-	120,50		-		-	2.316,98	1.018,01	1.138,51
3	2003	-	126,52		-		-	2.404,11	1.054,46	1.180,98
4	2004	-	132,55		-		-	2.488,29	1.089,26	1.221,81
5	2005	-	138,57		-		-	2.578,57	1.126,72	1.265,29
6	2006	-	144,60		-		-	2.749,53	1.199,85	1.344,44
7	2007	-	150,62		-		-	2.839,92	1.236,43	1.387,05
8	2008	-	156,65		-		-	2.921,46	1.269,11	1.425,76
9	2009	-	162,67		-		-	3.005,18	1.302,41	1.465,08
10	2010	-	168,70		-		-	3.084,37	1.333,63	1.502,33
11	2011	-	174,72		-		-	3.176,71	1.370,02	1.544,75
12	2012	-	180,75		-		-	3.261,11	1.402,90	1.583,65
13	2013	-	186,77		-		-	3.351,25	1.438,08	1.624,85
14	2014	-	192,80		-		-	3.581,32	1.535,10	1.727,90
15	2015	-	198,82		-		-	3.674,70	1.571,42	1.770,24
16	2016	-	204,85		-		-	3.772,43	1.609,49	1.814,34
17	2017	-	210,87		-		-	3.868,27	1.646,94	1.857,81
18	2018	-	216,90		-		-	3.966,17	1.684,89	1.901,79
19	2019	-	222,92		-		-	4.067,07	1.723,71	1.946,64
20	2020	-	228,95		-		-	4.162,85	1.760,43	1.989,38

CUADRO N° 03 INGRESOS DEL PROYECTO

SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA

(Miles de Nuevos Soles)

FECHA: 31.03.00

N°	AÑO	VENTA DE ENERGIA					CARGO FIJO	VALOR RESIDUAL	TOTAL
		A.PUBLICO	DOMESTICO	COMERCIAL	INDUSTRIA	U.GENERAL			
0	2000	-	-	-	-	-	-	-	-
1	2001	154,74	653,25	31,50	18,43	31,50	105,81		995,23
2	2002	234,67	1.025,10	49,41	28,91	49,41	108,70		1.496,20
3	2003	237,41	1.068,74	51,49	30,12	51,49	111,42		1.550,68
4	2004	239,96	1.110,88	53,52	31,30	53,52	113,91		1.603,09
5	2005	242,89	1.156,06	55,66	32,54	55,66	116,65		1.659,46
6	2006	245,53	1.193,94	81,37	45,55	79,16	118,85		1.764,39
7	2007	248,33	1.237,33	84,31	47,19	82,01	121,26		1.820,44
8	2008	251,15	1.276,07	86,95	48,67	84,58	123,48		1.870,90
9	2009	253,79	1.316,08	89,67	50,19	87,21	125,63		1.922,57
10	2010	256,68	1.353,52	92,21	51,60	89,67	127,71		1.971,40
11	2011	259,70	1.397,63	95,21	53,28	92,58	130,05		2.028,45
12	2012	262,59	1.437,70	97,93	54,80	95,22	132,18		2.080,42
13	2013	265,65	1.480,58	100,85	56,43	98,06	134,40		2.135,97
14	2014	268,57	1.519,58	146,24	73,11	131,04	136,38		2.274,91
15	2015	271,52	1.560,82	150,17	75,08	134,55	138,43		2.330,57
16	2016	274,80	1.603,76	154,33	77,16	138,29	140,61		2.388,94
17	2017	277,92	1.645,96	158,38	79,19	141,92	142,68		2.446,06
18	2018	281,15	1.689,02	162,52	81,26	145,63	144,76		2.504,34
19	2019	284,25	1.733,60	166,82	83,41	149,48	146,93		2.564,49
20	2020	287,56	1.775,46	170,84	85,42	153,09	148,92	1.663,16	4.284,45

CUADRO N° 04 RESUMEN DE EVALUACION ECONOMICA

SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA

(Miles de Nuevos Soles)

FECHA: 31.03.00

N°	AÑO	CONSUMO TOTAL (MWH)	COSTOS				BENEFICIOS			TOTAL (Bi)-(Ci)
			INVERSION RE-INVERS	O & M	COMPRA DE ENERGIA	TOTAL (Ci)	VENTA DE ENERGIA	VALOR RESIDUAL (i)	TOTAL (Bi)	
0	2000	-	2.602,25	-	-	2.602,25	-	-	-	(2.602,25)
1	2001	1.379,37	2.602,25	114,47	795,41	3.512,13	995,23	356,50	1.351,73	(2.160,40)
2	2002	2.151,83	-	120,50	1.018,01	1.138,51	1.496,20	-	1.496,20	357,69
3	2003	2.232,09	-	126,52	1.054,46	1.180,98	1.550,68	-	1.550,68	369,69
4	2004	2.309,52	-	132,55	1.089,26	1.221,81	1.603,09	-	1.603,09	381,28
5	2005	2.392,70	-	138,57	1.126,72	1.265,29	1.659,46	-	1.659,46	394,17
6	2006	2.552,02	-	144,60	1.199,85	1.344,44	1.764,39	-	1.764,39	419,95
7	2007	2.635,20	-	150,62	1.236,43	1.387,05	1.820,44	-	1.820,44	433,39
8	2008	2.710,01	-	156,65	1.269,11	1.425,76	1.870,90	-	1.870,90	445,14
9	2009	2.786,81	-	162,67	1.302,41	1.465,08	1.922,57	-	1.922,57	457,49
10	2010	2.859,32	-	168,70	1.333,63	1.502,33	1.971,40	-	1.971,40	469,07
11	2011	2.944,17	-	174,72	1.370,02	1.544,75	2.028,45	-	2.028,45	483,70
12	2012	3.021,48	-	180,75	1.402,90	1.583,65	2.080,42	-	2.080,42	496,77
13	2013	3.104,18	-	186,77	1.438,08	1.624,85	2.135,97	-	2.135,97	511,12
14	2014	3.316,59	-	192,80	1.535,10	1.727,90	2.274,91	-	2.274,91	547,01
15	2015	3.399,72	-	198,82	1.571,42	1.770,24	2.330,57	-	2.330,57	560,33
16	2016	3.486,88	-	204,85	1.609,49	1.814,34	2.388,94	-	2.388,94	574,60
17	2017	3.572,23	-	210,87	1.646,94	1.857,81	2.446,06	-	2.446,06	588,25
18	2018	3.659,40	-	216,90	1.684,89	1.901,79	2.504,34	-	2.504,34	602,55
19	2019	3.749,31	-	222,92	1.723,71	1.946,64	2.564,49	-	2.564,49	617,85
20	2020	3.834,32	-	228,95	1.760,43	1.989,38	2.621,28	1.663,16	4.284,45	2.295,07

(i) Los valores sombreados corresponden al pago de los usuarios a la Empresa Regional por concepto de las Conexiones Domiciliarias.

INDICADORES ECONOMICOS

VALOR PRESENTE NETO	:	-1446,91	Miles de Soles
RELACION (BENEFICIO / COSTO)	:	0,90	
TASA INTERNA DE RETORNO	:	7,57%	
PERIODO DE RECUPERO	:	Mayor de 20 Años	

CUADRO N° 05 RESUMEN DE EVALUACIÓN FINANCIERA

SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA

(Miles de Nuevos Soles)
FECHA: 31.03.00

N°	AÑO	CONSUMO TOTAL (MWH)	COSTO					BENEFICIOS			TOTAL (Bi) - (Ci)		
			INTERES	AMORTIZACION	SERVICIO DE LA DEUDA (i)	O & M	COMPRA DE ENERGIA	TOTAL (Ci)	VENTA DE ENERGIA	VALOR RESIDUAL (i)		TOTAL (Bi)	
0	2000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	2001	1.379,37	143,76	80,64	224,40	114,47	795,41	1.134,28	995,23	356,50	1.351,73	217,45	
2	2002	2.151,83	433,35	266,11	699,46	120,50	1.018,01	1.837,96	1.496,20	-	1.496,20	(341,76)	
3	2003	2.232,09	409,40	290,05	699,46	126,52	1.054,46	1.880,44	1.550,68	-	1.550,68	(329,76)	
4	2004	2.309,52	383,30	316,16	699,46	132,55	1.089,26	1.921,26	1.603,09	-	1.603,09	(318,17)	
5	2005	2.392,70	354,84	344,61	699,46	138,57	1.126,72	1.964,75	1.659,46	-	1.659,46	(305,28)	
6	2006	2.552,02	323,83	375,63	699,46	144,60	1.199,85	2.043,90	1.764,39	-	1.764,39	(279,51)	
7	2007	2.635,20	290,02	409,44	699,46	150,62	1.236,43	2.086,51	1.820,44	-	1.820,44	(266,07)	
8	2008	2.710,01	253,17	446,29	699,46	156,65	1.269,11	2.125,21	1.870,90	-	1.870,90	(254,31)	
9	2009	2.786,81	213,00	486,45	699,46	162,67	1.302,41	2.164,54	1.922,57	-	1.922,57	(241,97)	
10	2010	2.859,32	169,22	530,23	699,46	168,70	1.333,63	2.201,79	1.971,40	-	1.971,40	(230,39)	
11	2011	2.944,17	121,50	577,95	699,46	174,72	1.370,02	2.244,20	2.028,45	-	2.028,45	(215,76)	
12	2012	3.021,48	69,49	629,97	699,46	180,75	1.402,90	2.283,11	2.080,42	-	2.080,42	(202,68)	
13	2013	3.104,18	15,21	459,85	475,05	186,77	1.438,08	2.099,91	2.135,97	-	2.135,97	36,07	
14	2014	3.316,59				192,80	1.535,10	1.727,90	2.274,91	-	2.274,91	547,01	
15	2015	3.399,72				198,82	1.571,42	1.770,24	2.330,57	-	2.330,57	560,33	
16	2016	3.486,88				204,85	1.609,49	1.814,34	2.388,94	-	2.388,94	574,60	
17	2017	3.572,23				210,87	1.646,94	1.857,81	2.446,06	-	2.446,06	588,25	
18	2018	3.659,40				216,90	1.684,89	1.901,79	2.504,34	-	2.504,34	602,55	
19	2019	3.749,31				222,92	1.723,71	1.946,64	2.564,49	-	2.564,49	617,85	
20	2020	3.834,32				228,95	1.760,43	1.989,38	2.621,28	1.663,16	4.284,45	2.295,07	

(i) Los valores sombreados corresponden al pago de los usuarios a la Empresa Regional por concepto de las Conexiones Domiciliarias.

INDICADORES FINANCIEROS

VALOR PRESENTE NETO	:	-538,63 Miles de Soles
RELACION (BENEFICIO / COSTO)	:	0,96
TASA INTERNA DE RETORNO	:	6,93%
PERIODO DE RECUPERO	:	Mayor de 20 Años

CUADRO N° 07

Nombre : SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA
Monto del Préstamo : 5204,49 Miles de Soles
Tasa de Descuento : 12,00%
Periodo de Repago : 12 Años

VARIABLES INDICADORES	INTERES MENSUAL										
	0,00%	0,07%	0,14%	0,22%	0,29%	0,36%	0,43%	0,50%	0,58%	0,65%	0,72%
R mes (Mil S/.)	36,53	38,63	40,82	43,09	45,45	47,89	50,42	53,03	55,73	58,51	61,36
VAN (Mil S/.)	1927,7	1799,9	1667,0	1529,1	1386,0	1237,8	1084,5	925,9	762,2	593,4	-538,6
B/C	1,20	1,19	1,17	1,16	1,14	1,12	1,11	1,09	1,07	1,06	0,96
TIRF	59,42%	53,26%	47,20%	41,44%	36,17%	31,49%	27,45%	23,99%	21,02%	18,45%	6,93%
Periodo de Recupero (Años)	3	3	4	5	6	8	11	13	14	15	Mayor de 20

FIN DEL PROGRAMA

CUADRO N° 5.16
PRESUPUESTO DE OBRA

IMPLEMENTACION DE ALTERNATIVAS DE INTERCONEXION
SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA

LINEAS PRIMARIAS y SUBESTACIONES DE INTERCONEXION

RESUMEN GENERAL

FECHA : JULIO 2 000
T.C (S//US\$) : 3,50

ITEM	DESCRIPCION	COSTO DE ALTERNATIVAS EN NUEVOS SOLES (S/.)		
		N° 01	N° 02	N° 03
I	COSTOS DIRECTOS (C.D.)			
01	LINEAS PRIMARIAS	1.086.491	1.154.038	1.194.760
	A.- LINEAS PRIMARIAS DE INTERCONEXION	947.405	965.265	1.005.988
	B.- AMPLIACION DE LINEAS PRIMARIAS	139.087	188.773	188.773
02	SUBESTACIONES DE INTERCONEXION	168.490	186.655	186.655
03	REDES PRIMARIAS	-	-	-
	A.- SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION	-	-	-
	B.- REDES DE DISTRIBUCION	-	-	-
04	REDES SECUNDARIAS	-	-	-
	TOTAL COSTOS DIRECTOS:	1.254.981	1.340.693	1.381.415
II	COSTOS INDIRECTOS (C.I.)			
01	GASTOS GENERALES (10% C.D.)	125.498	134.069	138.142
02	UTILIDADES (15% C.D.)	188.247	201.104	207.212
	TOTAL COSTOS INDIRECTOS:	313.745	335.173	345.354
III	SUB-TOTAL: (C.D.) + (C.I.)	1.568.726	1.675.866	1.726.769
	I.G.V.: (18% SUB-TOTAL)	282.371	301.656	310.818
IV	TOTAL GENERAL (S/.)	1.851.097	1.977.521	2.037.587

NOTA:

- 1.- LOS COSTOS DIRECTOS COMPRENEN EL SUMINISTRO Y TRANSPORTE A LOS ALMACENES EN OBRA DE EQUIPOS Y MATERIALES Y EL MONTAJE ELECTROMECHANICO.

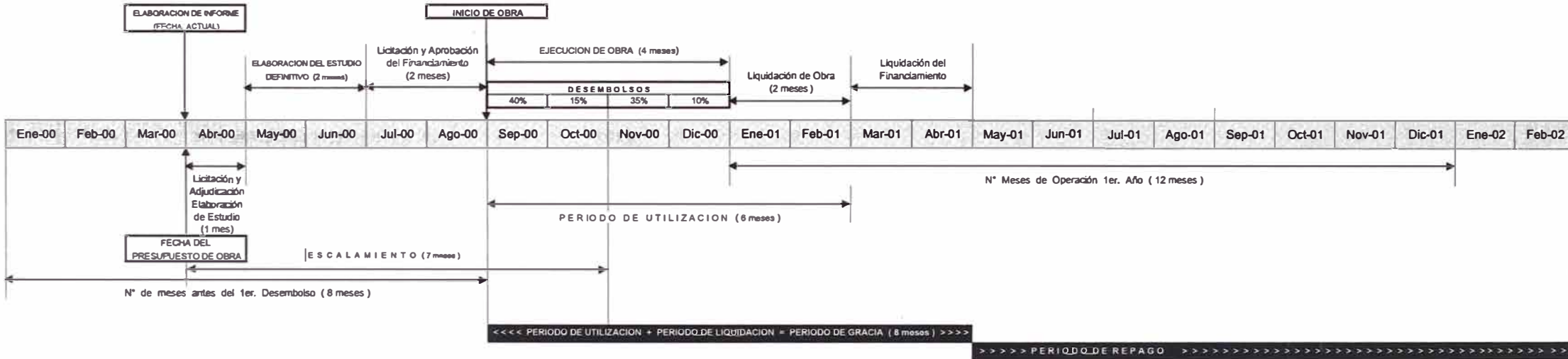
CUADRO N° 5.17
ESTRUCTURA DEL PRESTAMO A OTORGARSE
IMPLEMENTACION DE ALTERNATIVAS DE INTERCONEXION
SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA
(LINEAS PRIMARIAS Y SUBESTACIONES DE INTERCONEXION)

FECHA : JULIO 2 000
T.C.(S/./US\$) : 3,50

ITEM	DESCRIPCION	COSTO DE ALTERNATIVAS EN NUEVOS SOLES (S/.)			
		N° 01	N° 02	N° 03	
I	COSTOS DIRECTOS (C.D.)				
	01	PRESUPUESTO DE OBRA	1.568.726	1.675.866	1.726.769
		A.- SUMINISTRO y TRANSPORTE DE MATERIALES, MONTAJE ELECTROMECHANICO	1.254.981	1.340.693	1.381.415
		B.- GASTOS GENERALES y UTILIDADES	313.745	335.173	345.354
	02	I.G.V. (18% DE 01)	282.371	301.656	310.818
		SUB-TOTAL I (01 + 02)	1.851.097	1.977.521	2.037.587
	03	REAJUSTE DE PRECIOS (07 MESES, 0,8% MENSUAL)	106.183	113.435	116.880
	04	ADICIONALES DE OBRA (10% DE SUB-TOTAL I)	185.110	197.752	203.759
	05	COSTO DE ELABORACION DE ESTUDIO DEFINITIVO	105.000	105.000	105.000
	TOTAL COSTOS DIRECTOS	2.247.389	2.393.708	2.463.226	
II	COSTOS INDIRECTOS (C.I.)				
	06	INTERESES DEL PROCESO	96.496	102.778	105.763
		TOTAL COSTOS INDIRECTOS	96.496	102.778	105.763
TOTAL DEL PRESTAMO (S/.)		2.343.885	2.496.487	2.568.989	

FIGURA N° 5.2

**CRONOGRAMA EVALUACION ECONOMICA - FINANCIERA
(LINEAS PRIMARIAS Y SUBESTACIONES DE INTERCONEXION)**



IMPLEMENTACION DE ALTERNATIVA DE INTERCONEXION N° 01

LINEAS PRIMARIAS Y SUBESTACIONES DE INTERCONEXION

(Miles de Nuevos Soles)

PRESUPUESTO	TOTAL	LP	SS.EE.	RP	RS
COSTO DIRECTO	1.568,73	1.358,11	210,61	-	-
ESCALAMIENTO (0,8% mes)	89,99	77,90	12,08	-	-
ADICIONALES DE OBRA (10% DE CD)	156,87	135,81	21,06	-	-
A. COSTO DEL PROYECTO	1.815,58				
B. I.G.V.	326,81				
SUB TOTAL	2.142,39				
ELABORACION ESTUDIO DEFINIT.	105,00				
INVERSION TOTAL	2.247,39				

PERIODO DE EJECUCION (Meses)

04

ESCALAMIENTO (Meses)

07

COSTO TOTAL REDES EXISTENTES

6.457,99

CUADRO No. A

PARAMETROS DE EVALUACION ECONOMICA

LINEAS PRIMARIAS Y SUBESTACIONES DE INTERCONEXION

TARIFAS DE VENTA DE ENERGIA			RUBRO	VIGENTE	SENSIBILIDAD (%)	TARIFA DE COMPRA DE ENERGIA (CONCESIONARIO)			CARGO	EN BARRAS EQUIVALENTE
SECTOR	VIGENTE (S./KWh)	SENSIBILIDAD (%)				CARGO	MT2	SI./cliente-mes		
AP	0,6448	100%	COMBUSTIBLE (S./Gal)		100%	FIJO	4,77	SI./cliente-mes	Potencia (S./kW-año)	263,76
SD	0,6448	100%	COM. ENERG (S./Kwh)		100%	ENERGIA HP	248,70	SI./MWh	Energía HP (S./Mwh)	89,2
SC	0,6448	100%	TASA DCTO (%)	12%	100%	ENERGIA HFP	248,70	SI./MWh	Energía HFP (S./Mwh)	78,5
SI	0,6448	100%	AÑO CERO	2000	100%	POTENCIA	395,76	SI./kW-año	Ep	0,35
UG	0,6448	100%	CONSUMO (MWh)		100%	N° LOCALIDADES	1		Efp	0,65
OTRO	0,6448	100%	LUBRICANTE (S./Gal.)							
FIJO MES	1,9900	100%	N° MESES DE OPERACION 1er. AÑO	12	1,0000	Ep	0,35			
			VIDA UTIL (AÑOS)	30		Efp	0,65			
			PERIODO DE CONSTRUC. (AÑOS)	0,33						
									SENSIBILIDAD INVERSION	DESEMBOLSOS
									100,00%	40%
										15%
										35%
										10%

CUADRO No. B

PARAMETROS DE EVALUACION FINANCIERA

LINEAS PRIMARIAS Y SUBESTACIONES DE INTERCONEXION

MONTO (Mil S/.)	2.247,39	TASA DESCUENTO-AÑO (%)	12,00%
PERIODO UTILI + LIQUID. (Meses)	8	TASA DESCUENTO-MES (%)	0,95%
PERIODO REPAGO (Meses)	144	AÑO CERO	2000
INTERES GRACIA (%)	0,72%	N° Meses / Antes 1er. DESEMBOLSO	8
INTERES REPAGO (%)	0,72%	TASA DE INTERES-AÑO (%)	9,00%
INTERES MAXIMO (%)	0,72%	TASA DE INTERES-MES (%)	0,72%
SENSIBILIDAD (%IM)	100%	FECHA	31.03.00

OJO =====>

OJO =====>

INTERESES PROCESO	
	96.495,96
	96.495,96

**CUADRO BASE
PROYECCIONES DE DEMANDA Y CONSUMO**

LINEAS PRIMARIAS Y SUBESTACIONES DE INTERCONEXION

N°	AÑO	MAXIMA DEMANDA DISTRIBUIDA (KW)	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA TRANSMISION (KW)	POTENCIA TOTAL REQUERIDA (KW)	CONSUMO DE ENERGIA DE VENTA (MWh)					ENERGIA A VENDERSE (MWh)	ENERGIA DISTRIBUIDA (MWh)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA TRANSMISION (MWh)	ENERGIA A COMPRARSE (TOTAL REQUERIDA) (MWh)	ABONADOS
					A. PUBLICO	DOMESTICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	U. GENERAL					
0	2.000	863,30	32,38	895,68	264,31	1.074,98	52,00	30,34	51,85	1.473,48	1.561,89	26,99	1.588,88	2.770
1	2.001	896,57	38,44	935,00	267,01	1.127,19	54,35	31,81	54,35	1.534,70	1.626,78	32,21	1.658,99	3.005
2	2.002	927,53	44,72	972,25	269,52	1.177,34	56,75	33,20	56,75	1.593,55	1.689,17	37,70	1.726,87	3.126
3	2.003	956,20	50,99	1.007,19	272,15	1.225,10	59,02	34,53	59,02	1.649,82	1.748,81	43,29	1.792,09	3.240
4	2.004	984,06	57,27	1.041,32	274,89	1.272,60	61,31	35,86	61,31	1.705,97	1.808,33	48,98	1.857,31	3.344
5	2.005	1.012,73	63,55	1.076,28	277,63	1.321,39	63,62	37,19	63,62	1.763,46	1.869,26	54,73	1.923,99	3.459
6	2.006	1.077,44	69,82	1.147,26	280,68	1.364,86	93,02	52,07	90,49	1.881,12	1.993,99	60,46	2.054,45	3.551
7	2.007	1.104,71	76,10	1.180,81	283,46	1.412,36	96,24	53,87	93,61	1.939,54	2.055,91	66,45	2.122,36	3.652
8	2.008	1.128,76	79,31	1.208,07	286,39	1.455,11	99,15	55,50	96,44	1.992,59	2.112,14	69,80	2.181,94	3.745
9	2.009	1.153,61	82,50	1.236,11	289,28	1.500,10	102,20	57,20	99,40	2.048,18	2.171,07	73,23	2.244,31	3.835
10	2.010	1.174,87	85,71	1.260,58	292,07	1.540,12	104,92	58,72	102,03	2.097,86	2.223,73	76,72	2.300,45	3.922
11	2.011	1.202,32	88,92	1.291,23	295,53	1.590,46	108,34	60,63	105,36	2.160,32	2.289,94	80,31	2.370,25	4.020
12	2.012	1.225,27	92,11	1.317,38	298,56	1.634,65	111,34	62,31	108,27	2.215,13	2.348,04	83,94	2.431,98	4.109
13	2.013	1.251,02	95,32	1.346,34	302,01	1.683,25	114,66	64,16	111,48	2.275,55	2.412,09	87,64	2.499,73	4.202
14	2.014	1.332,07	95,54	1.427,61	305,13	1.726,46	166,15	83,07	148,88	2.429,68	2.575,46	88,31	2.663,77	4.285
15	2.015	1.357,11	95,76	1.452,87	308,61	1.774,04	170,68	85,33	152,94	2.491,60	2.641,09	89,35	2.730,44	4.371
16	2.016	1.381,67	95,98	1.477,65	312,02	1.821,03	175,24	87,62	157,02	2.552,93	2.706,10	90,38	2.796,48	4.462
17	2.017	1.406,62	96,20	1.502,82	315,43	1.868,12	179,76	89,88	161,08	2.614,27	2.771,12	91,36	2.862,48	4.549
18	2.018	1.431,28	96,42	1.527,70	318,89	1.915,77	184,34	92,17	165,19	2.676,36	2.836,94	92,37	2.929,32	4.636
19	2.019	1.457,12	96,63	1.553,76	322,42	1.966,40	189,22	94,61	169,55	2.742,20	2.906,73	93,43	3.000,17	4.727
20	2.020	1.480,18	96,86	1.577,03	325,97	2.012,56	193,66	96,82	173,54	2.802,55	2.970,70	94,47	3.065,17	4.810

**CUADRO N° 01
PROYECCIONES DE DEMANDA Y CONSUMO**

LINEAS PRIMARIAS Y SUBESTACIONES DE INTERCONEXION

FECHA: 31.03.00

N°	AÑO	MAXIMA DEMANDA DISTRIBUIDA (KW)	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA TRANSMISION (KW)	POTENCIA TOTAL REQUERIDA (KW)	CONSUMO DE ENERGIA DE VENTA (MWh)					ENERGIA A VENDERSE (MWh)	ENERGIA DISTRIBUIDA (MWh)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA TRANSMISION (MWh)	ENERGIA A COMPRARSE (TOTAL REQUERIDA) (MWh)	ABONADOS
					A. PUBLICO	DOMESTICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	U. GENERAL					
0	2.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	2.001	896,57	38,44	935,00	267,01	1.127,19	54,35	31,81	54,35	1.534,70	1.626,78	32,21	1.658,99	3.005
2	2.002	927,53	44,72	972,25	269,52	1.177,34	56,75	33,20	56,75	1.593,55	1.689,17	37,70	1.726,87	3.126
3	2.003	956,20	50,99	1.007,19	272,15	1.225,10	59,02	34,53	59,02	1.649,82	1.748,81	43,29	1.792,09	3.240
4	2.004	984,06	57,27	1.041,32	274,89	1.272,60	61,31	35,86	61,31	1.705,97	1.808,33	48,98	1.857,31	3.344
5	2.005	1.012,73	63,55	1.076,28	277,63	1.321,39	63,62	37,19	63,62	1.763,46	1.869,26	54,73	1.923,99	3.459
6	2.006	1.077,44	69,82	1.147,26	280,68	1.364,86	93,02	52,07	90,49	1.881,12	1.993,99	60,46	2.054,45	3.551
7	2.007	1.104,71	76,10	1.180,81	283,46	1.412,36	96,24	53,87	93,61	1.939,54	2.055,91	66,45	2.122,36	3.652
8	2.008	1.128,76	79,31	1.208,07	286,39	1.455,11	99,15	55,50	96,44	1.992,59	2.112,14	69,80	2.181,94	3.745
9	2.009	1.153,61	82,50	1.236,11	289,28	1.500,10	102,20	57,20	99,40	2.048,18	2.171,07	73,23	2.244,31	3.835
10	2.010	1.174,87	85,71	1.260,58	292,07	1.540,12	104,92	58,72	102,03	2.097,86	2.223,73	76,72	2.300,45	3.922
11	2.011	1.202,32	88,92	1.291,23	295,53	1.590,46	108,34	60,63	105,36	2.160,32	2.289,94	80,31	2.370,25	4.020
12	2.012	1.225,27	92,11	1.317,38	298,56	1.634,65	111,34	62,31	108,27	2.215,13	2.348,04	83,94	2.431,98	4.109
13	2.013	1.251,02	95,32	1.346,34	302,01	1.683,25	114,66	64,16	111,48	2.275,55	2.412,09	87,64	2.499,73	4.202
14	2.014	1.332,07	95,54	1.427,61	305,13	1.726,46	166,15	83,07	148,88	2.429,68	2.575,46	88,31	2.663,77	4.285
15	2.015	1.357,11	95,76	1.452,87	308,61	1.774,04	170,68	85,33	152,94	2.491,60	2.641,09	89,35	2.730,44	4.371
16	2.016	1.381,67	95,98	1.477,65	312,02	1.821,03	175,24	87,62	157,02	2.552,93	2.706,10	90,38	2.796,48	4.462
17	2.017	1.406,62	96,20	1.502,82	315,43	1.868,12	179,76	89,88	161,08	2.614,27	2.771,12	91,36	2.862,48	4.549
18	2.018	1.431,28	96,42	1.527,70	318,89	1.915,77	184,34	92,17	165,19	2.676,36	2.836,94	92,37	2.929,32	4.636
19	2.019	1.457,12	96,63	1.553,76	322,42	1.966,40	189,22	94,61	169,55	2.742,20	2.906,73	93,43	3.000,17	4.727
20	2.020	1.480,18	96,86	1.577,03	325,97	2.012,56	193,66	96,82	173,54	2.802,55	2.970,70	94,47	3.065,17	4.810

CUADRO N° 02 COSTOS DEL PROYECTO

LINEAS PRIMARIAS Y SUBESTACIONES DE INTERCONEXION

(Miles de Nuevos Soles)

FECHA: 31.03.00

N°	AÑO	INVERSION Y RE-INVERS	O & M	COMBUSTIBLES		LUBRICANTES		COMPRA DE ENERGIA		TOTAL
				Gals.	COSTO	Gals.	COSTO	MWH	COSTO	
0	2000	2.247,39	-		-		-	-	-	2.247,39
1	2001	-	86,00		-		-	1.658,99	782,68	868,69
2	2002	-	90,53		-		-	1.726,87	814,31	904,84
3	2003	-	95,06		-		-	1.792,09	844,36	939,41
4	2004	-	99,58		-		-	1.857,31	874,09	973,67
5	2005	-	104,11		-		-	1.923,99	904,50	1.008,61
6	2006	-	108,64		-		-	2.054,45	965,04	1.073,67
7	2007	-	113,16		-		-	2.122,36	995,20	1.108,37
8	2008	-	117,69		-		-	2.181,94	1.020,81	1.138,50
9	2009	-	122,22		-		-	2.244,31	1.047,42	1.169,64
10	2010	-	126,74		-		-	2.300,45	1.071,07	1.197,81
11	2011	-	131,27		-		-	2.370,25	1.100,56	1.231,83
12	2012	-	135,80		-		-	2.431,98	1.126,26	1.262,06
13	2013	-	140,32		-		-	2.499,73	1.154,57	1.294,89
14	2014	-	144,85		-		-	2.663,77	1.227,53	1.372,38
15	2015	-	149,38		-		-	2.730,44	1.254,10	1.403,48
16	2016	-	153,90		-		-	2.796,48	1.280,34	1.434,24
17	2017	-	158,43		-		-	2.862,48	1.306,71	1.465,14
18	2018	-	162,95		-		-	2.929,32	1.333,18	1.496,13
19	2019	-	167,48		-		-	3.000,17	1.361,11	1.528,59
20	2020	-	172,01		-		-	3.065,17	1.386,49	1.558,50

CUADRO N° 03 INGRESOS DEL PROYECTO

LINEAS PRIMARIAS Y SUBESTACIONES DE INTERCONEXION

(Miles de Nuevos Soles)

FECHA: 31.03.00

N°	AÑO	VENTA DE ENERGIA					CARGO FIJO	VALOR RESIDUAL	TOTAL
		A.PUBLICO	DOMESTICO	COMERCIAL	INDUSTRIA	U.GENERAL			
0	2000	-	-	-	-	-	-	-	-
1	2001	172,17	726,81	35,04	20,51	35,04	71,76		1.061,33
2	2002	173,79	759,15	36,59	21,41	36,59	74,65		1.102,17
3	2003	175,48	789,94	38,06	22,26	38,06	77,37		1.141,17
4	2004	177,25	820,57	39,53	23,12	39,53	79,85		1.179,86
5	2005	179,01	852,04	41,02	23,98	41,02	82,60		1.219,68
6	2006	180,98	880,06	59,98	33,57	58,35	84,80		1.297,74
7	2007	182,78	910,69	62,05	34,74	60,36	87,21		1.337,82
8	2008	184,67	938,25	63,93	35,79	62,19	89,43		1.374,25
9	2009	186,53	967,26	65,90	36,89	64,09	91,58		1.412,25
10	2010	188,33	993,07	67,65	37,86	65,79	93,66		1.446,36
11	2011	190,55	1.025,53	69,86	39,10	67,93	96,00		1.488,97
12	2012	192,51	1.054,02	71,79	40,18	69,81	98,12		1.526,44
13	2013	194,73	1.085,36	73,93	41,37	71,88	100,34		1.567,62
14	2014	196,75	1.113,22	107,13	53,56	96,00	102,33		1.668,98
15	2015	198,99	1.143,90	110,06	55,02	98,61	104,38		1.710,96
16	2016	201,19	1.174,20	112,99	56,50	101,25	106,55		1.752,68
17	2017	203,39	1.204,56	115,91	57,95	103,86	108,63		1.794,31
18	2018	205,62	1.235,29	118,86	59,43	106,51	110,71		1.836,43
19	2019	207,90	1.267,94	122,01	61,00	109,33	112,88		1.881,05
20	2020	210,18	1.297,70	124,87	62,43	111,90	114,86	714,13	2.636,07

CUADRO N° 04 RESUMEN DE EVALUACION ECONOMICA

LINEAS PRIMARIAS Y SUBESTACIONES DE INTERCONEXION

(Miles de Nuevos Soles)

FECHA: 31.03.00

N°	AÑO	CONSUMO TOTAL (MWH)	COSTOS				BENEFICIOS			TOTAL (Bi)-(Ci)
			INVERSION RE-INVERS	O & M	COMPRA DE ENERGIA	TOTAL (Ci)	VENTA DE ENERGIA	VALOR RESIDUAL (i)	TOTAL (Bi)	
0	2000	-	2.247,39	-	-	2.247,39	-	-	-	(2.247,39)
1	2001	1.534,70	-	86,00	782,68	868,69	1.061,33	-	1.061,33	192,65
2	2002	1.593,55	-	90,53	814,31	904,84	1.102,17	-	1.102,17	197,34
3	2003	1.649,82	-	95,06	844,36	939,41	1.141,17	-	1.141,17	201,76
4	2004	1.705,97	-	99,58	874,09	973,67	1.179,86	-	1.179,86	206,20
5	2005	1.763,46	-	104,11	904,50	1.008,61	1.219,68	-	1.219,68	211,06
6	2006	1.881,12	-	108,64	965,04	1.073,67	1.297,74	-	1.297,74	224,07
7	2007	1.939,54	-	113,16	995,20	1.108,37	1.337,82	-	1.337,82	229,46
8	2008	1.992,59	-	117,69	1.020,81	1.138,50	1.374,25	-	1.374,25	235,75
9	2009	2.048,18	-	122,22	1.047,42	1.169,64	1.412,25	-	1.412,25	242,61
10	2010	2.097,86	-	126,74	1.071,07	1.197,81	1.446,36	-	1.446,36	248,55
11	2011	2.160,32	-	131,27	1.100,56	1.231,83	1.488,97	-	1.488,97	257,15
12	2012	2.215,13	-	135,80	1.126,26	1.262,06	1.526,44	-	1.526,44	264,39
13	2013	2.275,55	-	140,32	1.154,57	1.294,89	1.567,62	-	1.567,62	272,73
14	2014	2.429,68	-	144,85	1.227,53	1.372,38	1.668,98	-	1.668,98	296,61
15	2015	2.491,60	-	149,38	1.254,10	1.403,48	1.710,96	-	1.710,96	307,48
16	2016	2.552,93	-	153,90	1.280,34	1.434,24	1.752,68	-	1.752,68	318,44
17	2017	2.614,27	-	158,43	1.306,71	1.465,14	1.794,31	-	1.794,31	329,17
18	2018	2.676,36	-	162,95	1.333,18	1.496,13	1.836,43	-	1.836,43	340,29
19	2019	2.742,20	-	167,48	1.361,11	1.528,59	1.881,05	-	1.881,05	352,46
20	2020	2.802,55	-	172,01	1.386,49	1.558,50	1.921,94	714,13	2.636,07	1.077,58

INDICADORES ECONOMICOS

VALOR PRESENTE NETO	:	-425,68 Miles de Soles
RELACION (BENEFICIO / COSTO)	:	0,96
TASA INTERNA DE RETORNO	:	9,38%
PERIODO DE RECUPERO	:	Mayor de 20 Años

CUADRO N° 05 RESUMEN DE EVALUACIÓN FINANCIERA

LINEAS PRIMARIAS Y SUBESTACIONES DE INTERCONEXION

(Miles de Nuevos Soles)

FECHA: 31.03.00

N°	AÑO	CONSUMO TOTAL (MWH)	COSTO					BENEFICIOS			TOTAL (Bi) - (Ci)	
			INTERES	AMORTIZACION	SERVICIO DE LA DEUDA (i)	O & M	COMPRA DE ENERGIA	TOTAL (Ci)	VENTA DE ENERGIA	VALOR RESIDUAL (i)		TOTAL (Bi)
0	2000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	2001	1.534,70	124,18	71,23	195,41	86,00	782,68	1.064,10	1.061,33	-	1.061,33	(2,76)
2	2002	1.593,55	181,80	116,99	298,79	90,53	814,31	1.203,63	1.102,17	-	1.102,17	(101,45)
3	2003	1.649,82	171,27	127,51	298,79	95,06	844,36	1.238,20	1.141,17	-	1.141,17	(97,03)
4	2004	1.705,97	159,80	138,99	298,79	99,58	874,09	1.272,46	1.179,86	-	1.179,86	(92,59)
5	2005	1.763,46	147,29	151,50	298,79	104,11	904,50	1.307,40	1.219,68	-	1.219,68	(87,72)
6	2006	1.881,12	133,65	165,14	298,79	108,64	965,04	1.372,46	1.297,74	-	1.297,74	(74,72)
7	2007	1.939,54	118,79	180,00	298,79	113,16	995,20	1.407,16	1.337,82	-	1.337,82	(69,33)
8	2008	1.992,59	102,59	196,20	298,79	117,69	1.020,81	1.437,29	1.374,25	-	1.374,25	(63,04)
9	2009	2.048,18	84,93	213,85	298,79	122,22	1.047,42	1.468,43	1.412,25	-	1.412,25	(56,18)
10	2010	2.097,86	65,69	233,10	298,79	126,74	1.071,07	1.496,60	1.446,36	-	1.446,36	(50,24)
11	2011	2.160,32	44,71	254,08	298,79	131,27	1.100,56	1.530,62	1.488,97	-	1.488,97	(41,64)
12	2012	2.215,13	21,84	276,95	298,79	135,80	1.126,26	1.560,84	1.526,44	-	1.526,44	(34,40)
13	2013	2.275,55	1,84	101,54	103,38	140,32	1.154,57	1.398,27	1.567,62	-	1.567,62	169,35
14	2014	2.429,68				144,85	1.227,53	1.372,38	1.668,98	-	1.668,98	296,61
15	2015	2.491,60				149,38	1.254,10	1.403,48	1.710,96	-	1.710,96	307,48
16	2016	2.552,93				153,90	1.280,34	1.434,24	1.752,68	-	1.752,68	318,44
17	2017	2.614,27				158,43	1.306,71	1.465,14	1.794,31	-	1.794,31	329,17
18	2018	2.676,36				162,95	1.333,18	1.496,13	1.836,43	-	1.836,43	340,29
19	2019	2.742,20				167,48	1.361,11	1.528,59	1.881,05	-	1.881,05	352,46
20	2020	2.802,55				172,01	1.386,49	1.558,50	1.921,94	714,13	2.636,07	1.077,58

INDICADORES FINANCIEROS

VALOR PRESENTE NETO	:	39,51 Miles de Soles
RELACION (BENEFICIO / COSTO)	:	1,00
TASA INTERNA DE RETORNO	:	12,87%
PERIODO DE RECUPERO	:	20 Años

SENSIBILIDAD

CUADRO N° 06

Nombre	LINEAS PRIMARIAS Y SUBESTACIONES DE INTERCONEXION												
Monto del Préstamo	2.247,39	+	96,50	=									2.343,89 Miles de Nuevos Soles
Tasa de Descuento	12,00%												
Interés Mensual	0,72%												
Interés Anual	9,00%												
Financiamiento	100%												
VARIABLES INDICADORES	PERIODO DE REPAGO (AÑOS)												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
R mes (Mil S/.)					48,257	41,842	37,295	33,913	31,308	29,248	27,582	26,213	
VAN (Mil S/)					-87,64	-66,52	-46,46	-27,40	-9,32	7,84	24,10	39,51	
B/C					0,99	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	
TIRF					11,05%	11,21%	11,40%	11,61%	11,85%	12,14%	12,47%	12,87%	
Periodo de Recupero (Años)					Mayor de 20	Mayor de 20	Mayor de 20	Mayor de 20	Mayor de 20	20	20	20	

CUADRO N° 07

Nombre : LINEAS PRIMARIAS Y SUBESTACIONES DE INTERCONEXION
Monto del Préstamo : 2247,39 Miles de Soles
Tasa de Descuento : 12,00%
Periodo de Repago : 12 Años

VARIABLES INDICADORES	INTERES MENSUAL										
	0,00%	0,07%	0,14%	0,22%	0,29%	0,36%	0,43%	0,50%	0,58%	0,65%	0,72%
R mes (Mil S/.)	36,53	38,63	40,82	43,09	45,45	47,89	50,42	53,03	55,73	58,51	26,21
VAN (Mil S/.)	1927,7	1799,9	1667,0	1529,1	1386,0	1237,8	1084,5	925,9	762,2	593,4	39,5
B/C	1,20	1,19	1,17	1,16	1,14	1,12	1,11	1,09	1,07	1,06	1,00
TIRF	59,42%	53,26%	47,20%	41,44%	36,17%	31,49%	27,45%	23,99%	21,02%	18,45%	12,87%
Periodo de Recupero (Años)	3	3	4	5	6	8	11	13	14	15	20

FIN DEL PROGRAMA

IMPLEMENTACION DE ALTERNATIVA DE INTERCONEXION N° 02

LINEAS PRIMARIAS Y SUBESTACIONES DE INTERCONEXION

(Miles de Nuevos Soles)

PRESUPUESTO	TOTAL	LP	SS.EE.	RP	RS
COSTO DIRECTO	1.675,87	1.442,55	233,32	-	-
ESCALAMIENTO (0,8% mes)	96,13	82,75	13,38	-	-
ADICIONALES DE OBRA (10% DE CD)	167,59	144,25	23,33	-	-
A. COSTO DEL PROYECTO	1.939,58				
B. I.G.V.	349,12				
SUB TOTAL	2.288,71				
ELABORACION ESTUDIO DEFINIT.	105,00				
INVERSION TOTAL	2.393,71				

PERIODO DE EJECUCION (Meses)

04

COSTO TOTAL REDES EXISTENTES

6.457,99

ESCALAMIENTO (Meses)

07

CUADRO No. A

PARAMETROS DE EVALUACION ECONOMICA

LINEAS PRIMARIAS Y SUBESTACIONES DE INTERCONEXION

TARIFAS DE VENTA DE ENERGIA			RUBRO	VIGENTE	SENSIBILIDAD (%)	TARIFA DE COMPRA DE ENERGIA (CONCESIONARIO)			CARGO	EN BARRAS EQUIVALENTE
SECTOR	VIGENTE (S//KWh)	SENSIBILIDAD (%)				CARGO	MT2	S//cliente-mes		
AP	0,6448	100%	COMBUSTIBLE (S//Gal)		100%	FIJO	4,77	S//cliente-mes	Potencia (S//kW-año)	263,76
SD	0,6448	100%	COM. ENERG (S//Kwh)		100%	ENERGIA HP	248,70	S//MWh	Energia HP (S//Mwh)	89,2
SC	0,6448	100%	TASA DCTO (%)	12%	100%	ENERGIA HFP	248,70	S//MWh	Energia HFP (S//Mwh)	78,5
SI	0,6448	100%	AÑO CERO	2000	100%	POTENCIA	395,76	S/. kW-año	Ep	0,35
UG	0,6448	100%	CONSUMO (MWh)		100%	N° LOCALIDADES	1		Efp	0,65
OTRO	0,6448	100%	LUBRICANTE (S//Gal.)							
			N° MESES DE OPERACION 1er. AÑO	12	1,0000	Ep	0,35			
FIJO MES	1,9900	100%	VIDA UTIL (AÑOS)	30		Efp	0,65			
			PERIODO DE CONSTRUC. (AÑOS)	0,33						
									SENSIBILIDAD INVERSION	DESEMBOLSOS
									100%	40%
										15%
										35%
										10%

CUADRO No. B

PARAMETROS DE EVALUACION FINANCIERA

LINEAS PRIMARIAS Y SUBESTACIONES DE INTERCONEXION

MONTO (Mil S/.)	2.393,71	TASA DESCUENTO-AÑO (%)	12,00%
PERIODO UTILI + LIQUID. (Meses)	8	TASA DESCUENTO-MES (%)	0,95%
PERIODO REPAGO (Meses)	144	AÑO CERO	2000
INTERES GRACIA (%)	0,72%	N° Meses / Antes 1er. DESEMBOLSO	8
INTERES REPAGO (%)	0,72%	TASA DE INTERES-AÑO (%)	9,00%
INTERES MAXIMO (%)	0,72%	TASA DE INTERES-MES (%)	0,72%
SENSIBILIDAD (%IM)	100%	FECHA	31.03.00

OJO =====>

OJO =====>

INTERESES PROCESO

102.778,44

102.778,44

**CUADRO BASE
PROYECCIONES DE DEMANDA Y CONSUMO**

LINEAS PRIMARIAS Y SUBESTACIONES DE INTERCONEXION

N°	AÑO	MAXIMA DEMANDA DISTRIBUIDA (KW)	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA TRANSMISION (KW)	POTENCIA TOTAL REQUERIDA (KW)	CONSUMO DE ENERGIA DE VENTA (MWh)					ENERGIA A VENDERSE (MWh)	ENERGIA DISTRIBUIDA (MWh)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA TRANSMISION (MWh)	ENERGIA A COMPRARSE (TOTAL REQUERIDA) (MWh)	ABONADOS
					A. PUBLICO	DOMESTICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	U. GENERAL					
0	2.000	863,30	29,58	892,88	264,31	1.074,98	52,00	30,34	51,85	1.473,48	1.561,89	24,66	1.586,55	2.770
1	2.001	896,57	30,80	927,36	267,01	1.127,19	54,35	31,81	54,35	1.534,70	1.626,78	25,81	1.652,59	3.005
2	2.002	927,53	32,01	959,55	269,52	1.177,34	56,75	33,20	56,75	1.593,55	1.689,17	26,99	1.716,16	3.126
3	2.003	956,20	33,23	989,43	272,15	1.225,10	59,02	34,53	59,02	1.649,82	1.748,81	28,21	1.777,02	3.240
4	2.004	984,06	34,45	1.018,50	274,89	1.272,60	61,31	35,86	61,31	1.705,97	1.808,33	29,46	1.837,79	3.344
5	2.005	1.012,73	35,66	1.048,39	277,63	1.321,39	63,62	37,19	63,62	1.763,46	1.869,26	30,71	1.899,98	3.459
6	2.006	1.077,44	36,88	1.114,32	280,68	1.364,86	93,02	52,07	90,49	1.881,12	1.993,99	31,93	2.025,92	3.551
7	2.007	1.104,71	38,09	1.142,80	283,46	1.412,36	96,24	53,87	93,61	1.939,54	2.055,91	33,26	2.089,17	3.652
8	2.008	1.128,76	39,45	1.168,21	286,39	1.455,11	99,15	55,50	96,44	1.992,59	2.112,14	34,72	2.146,86	3.745
9	2.009	1.153,61	40,79	1.194,40	289,28	1.500,10	102,20	57,20	99,40	2.048,18	2.171,07	36,21	2.207,28	3.835
10	2.010	1.174,87	42,15	1.217,02	292,07	1.540,12	104,92	58,72	102,03	2.097,86	2.223,73	37,72	2.261,46	3.922
11	2.011	1.202,32	43,50	1.245,82	295,53	1.590,46	108,34	60,63	105,36	2.160,32	2.289,94	39,29	2.329,23	4.020
12	2.012	1.225,27	44,84	1.270,12	298,56	1.634,65	111,34	62,31	108,27	2.215,13	2.348,04	40,87	2.388,91	4.109
13	2.013	1.251,02	46,20	1.297,22	302,01	1.683,25	114,66	64,16	111,48	2.275,55	2.412,09	42,48	2.454,56	4.202
14	2.014	1.332,07	50,49	1.382,56	305,13	1.726,46	166,15	83,07	148,88	2.429,68	2.575,46	46,66	2.622,13	4.285
15	2.015	1.357,11	54,77	1.411,88	308,61	1.774,04	170,68	85,33	152,94	2.491,60	2.641,09	51,10	2.692,19	4.371
16	2.016	1.381,67	59,05	1.440,72	312,02	1.821,03	175,24	87,62	157,02	2.552,93	2.706,10	55,61	2.761,71	4.462
17	2.017	1.406,62	63,33	1.469,95	315,43	1.868,12	179,76	89,88	161,08	2.614,27	2.771,12	60,15	2.831,27	4.549
18	2.018	1.431,28	67,62	1.498,90	318,89	1.915,77	184,34	92,17	165,19	2.676,36	2.836,94	64,78	2.901,73	4.636
19	2.019	1.457,12	71,90	1.529,02	322,42	1.966,40	189,22	94,61	169,55	2.742,20	2.906,73	69,52	2.976,25	4.727
20	2.020	1.480,18	76,19	1.556,36	325,97	2.012,56	193,66	96,82	173,54	2.802,55	2.970,70	74,31	3.045,01	4.810

CUADRO N° 01 PROYECCIONES DE DEMANDA Y CONSUMO

LÍNEAS PRIMARIAS Y SUBESTACIONES DE INTERCONEXION

FECHA: 31.03.00

N°	AÑO	MAXIMA DEMANDA DISTRIBUIDA (KW)	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA TRANSMISION (KW)	POTENCIA TOTAL REQUERIDA (KW)	CONSUMO DE ENERGIA DE VENTA (MWh)					ENERGIA A VENDERSE (MWh)	ENERGIA DISTRIBUIDA (MWh)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA TRANSMISION (MWh)	ENERGIA A COMPRARSE (TOTAL REQUERIDA) (MWh)	ABONADOS
					A. PUBLICO	DOMESTICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	U. GENERAL					
					0	2.000	-	-	-					
1	2.001	896,57	30,80	927,36	267,01	1.127,19	54,35	31,81	54,35	1.534,70	1.626,78	25,81	1.652,59	3.005
2	2.002	927,53	32,01	959,55	269,52	1.177,34	56,75	33,20	56,75	1.593,55	1.689,17	26,99	1.716,16	3.126
3	2.003	956,20	33,23	989,43	272,15	1.225,10	59,02	34,53	59,02	1.649,82	1.748,81	28,21	1.777,02	3.240
4	2.004	984,06	34,45	1.018,50	274,89	1.272,60	61,31	35,86	61,31	1.705,97	1.808,33	29,46	1.837,79	3.344
5	2.005	1.012,73	35,66	1.048,39	277,63	1.321,39	63,62	37,19	63,62	1.763,46	1.869,26	30,71	1.899,98	3.459
6	2.006	1.077,44	36,88	1.114,32	280,68	1.364,86	93,02	52,07	90,49	1.881,12	1.993,99	31,93	2.025,92	3.551
7	2.007	1.104,71	38,09	1.142,80	283,46	1.412,36	96,24	53,87	93,61	1.939,54	2.055,91	33,26	2.089,17	3.652
8	2.008	1.128,76	39,45	1.168,21	286,39	1.455,11	99,15	55,50	96,44	1.992,59	2.112,14	34,72	2.146,86	3.745
9	2.009	1.153,61	40,79	1.194,40	289,28	1.500,10	102,20	57,20	99,40	2.048,18	2.171,07	36,21	2.207,28	3.835
10	2.010	1.174,87	42,15	1.217,02	292,07	1.540,12	104,92	58,72	102,03	2.097,86	2.223,73	37,72	2.261,46	3.922
11	2.011	1.202,32	43,50	1.245,82	295,53	1.590,46	108,34	60,63	105,36	2.160,32	2.289,94	39,29	2.329,23	4.020
12	2.012	1.225,27	44,84	1.270,12	298,56	1.634,65	111,34	62,31	108,27	2.215,13	2.348,04	40,87	2.388,91	4.109
13	2.013	1.251,02	46,20	1.297,22	302,01	1.683,25	114,66	64,16	111,48	2.275,55	2.412,09	42,48	2.454,56	4.202
14	2.014	1.332,07	50,49	1.382,56	305,13	1.726,46	166,15	83,07	148,88	2.429,68	2.575,46	46,66	2.622,13	4.285
15	2.015	1.357,11	54,77	1.411,88	308,61	1.774,04	170,68	85,33	152,94	2.491,60	2.641,09	51,10	2.692,19	4.371
16	2.016	1.381,67	59,05	1.440,72	312,02	1.821,03	175,24	87,62	157,02	2.552,93	2.706,10	55,61	2.761,71	4.462
17	2.017	1.406,62	63,33	1.469,95	315,43	1.868,12	179,76	89,88	161,08	2.614,27	2.771,12	60,15	2.831,27	4.549
18	2.018	1.431,28	67,62	1.498,90	318,89	1.915,77	184,34	92,17	165,19	2.676,36	2.836,94	64,78	2.901,73	4.636
19	2.019	1.457,12	71,90	1.529,02	322,42	1.966,40	189,22	94,61	169,55	2.742,20	2.906,73	69,52	2.976,25	4.727
20	2.020	1.480,18	76,19	1.556,36	325,97	2.012,56	193,66	96,82	173,54	2.802,55	2.970,70	74,31	3.045,01	4.810

CUADRO N° 02 COSTOS DEL PROYECTO

LÍNEAS PRIMARIAS Y SUBESTACIONES DE INTERCONEXION

(Miles de Nuevos Soles)

FECHA:

31.03.00

N°	AÑO	INVERSION Y RE-INVERS	O & M	COMBUSTIBLES		LUBRICANTES		COMPRA DE ENERGIA		TOTAL
				Gals.	COSTO	Gals.	COSTO	MWH	COSTO	
0	2000	2.393,71	-		-		-	-	-	2.393,71
1	2001	-	87,47		-		-	1.652,59	778,07	865,54
2	2002	-	92,07		-		-	1.716,16	806,62	898,69
3	2003	-	96,67		-		-	1.777,02	833,58	930,25
4	2004	-	101,28		-		-	1.837,79	860,20	961,48
5	2005	-	105,88		-		-	1.899,98	887,49	993,37
6	2006	-	110,48		-		-	2.025,92	944,91	1.055,39
7	2007	-	115,09		-		-	2.089,17	971,91	1.087,00
8	2008	-	119,69		-		-	2.146,86	996,31	1.116,00
9	2009	-	124,30		-		-	2.207,28	1.021,71	1.146,00
10	2010	-	128,90		-		-	2.261,46	1.044,13	1.173,03
11	2011	-	133,50		-		-	2.329,23	1.072,38	1.205,88
12	2012	-	138,11		-		-	2.388,91	1.096,84	1.234,95
13	2013	-	142,71		-		-	2.454,56	1.123,89	1.266,60
14	2014	-	147,31		-		-	2.622,13	1.199,34	1.346,65
15	2015	-	151,92		-		-	2.692,19	1.228,37	1.380,29
16	2016	-	156,52		-		-	2.761,71	1.257,08	1.413,60
17	2017	-	161,12		-		-	2.831,27	1.285,94	1.447,07
18	2018	-	165,73		-		-	2.901,73	1.314,92	1.480,65
19	2019	-	170,33		-		-	2.976,25	1.345,38	1.515,71
20	2020	-	174,93		-		-	3.045,01	1.373,30	1.548,23

CUADRO N° 03 INGRESOS DEL PROYECTO

LINEAS PRIMARIAS Y SUBESTACIONES DE INTERCONEXION

(Miles de Nuevos Soles)

FECHA: 31.03.00

N°	AÑO	VENTA DE ENERGIA					CARGO FIJO	VALOR RESIDUAL	TOTAL
		A.PUBLICO	DOMESTICO	COMERCIAL	INDUSTRIA	U.GENERAL			
0	2000	-	-	-	-	-	-	-	-
1	2001	172,17	726,81	35,04	20,51	35,04	71,76		1.061,33
2	2002	173,79	759,15	36,59	21,41	36,59	74,65		1.102,17
3	2003	175,48	789,94	38,06	22,26	38,06	77,37		1.141,17
4	2004	177,25	820,57	39,53	23,12	39,53	79,85		1.179,86
5	2005	179,01	852,04	41,02	23,98	41,02	82,60		1.219,68
6	2006	180,98	880,06	59,98	33,57	58,35	84,80		1.297,74
7	2007	182,78	910,69	62,05	34,74	60,36	87,21		1.337,82
8	2008	184,67	938,25	63,93	35,79	62,19	89,43		1.374,25
9	2009	186,53	967,26	65,90	36,89	64,09	91,58		1.412,25
10	2010	188,33	993,07	67,65	37,86	65,79	93,66		1.446,36
11	2011	190,55	1.025,53	69,86	39,10	67,93	96,00		1.488,97
12	2012	192,51	1.054,02	71,79	40,18	69,81	98,12		1.526,44
13	2013	194,73	1.085,36	73,93	41,37	71,88	100,34		1.567,62
14	2014	196,75	1.113,22	107,13	53,56	96,00	102,33		1.668,98
15	2015	198,99	1.143,90	110,06	55,02	98,61	104,38		1.710,96
16	2016	201,19	1.174,20	112,99	56,50	101,25	106,55		1.752,68
17	2017	203,39	1.204,56	115,91	57,95	103,86	108,63		1.794,31
18	2018	205,62	1.235,29	118,86	59,43	106,51	110,71		1.836,43
19	2019	207,90	1.267,94	122,01	61,00	109,33	112,88		1.881,05
20	2020	210,18	1.297,70	124,87	62,43	111,90	114,86	762,90	2.684,85

CUADRO N° 04 RESUMEN DE EVALUACION ECONOMICA

LINEAS PRIMARIAS Y SUBESTACIONES DE INTERCONEXION

(Miles de Nuevos Soles)

FECHA: 31.03.00

N°	AÑO	CONSUMO TOTAL (MWH)	COSTOS				BENEFICIOS			TOTAL (Bi)-(Ci)
			INVERSION RE-INVERS	O & M	COMPRA DE ENERGIA	TOTAL (Ci)	VENTA DE ENERGIA	VALOR RESIDUAL (i)	TOTAL (Bi)	
0	2000	-	2.393,71	-	-	2.393,71	-	-	-	(2.393,71)
1	2001	1.534,70	-	87,47	778,07	865,54	1.061,33	-	1.061,33	195,80
2	2002	1.593,55	-	92,07	806,62	898,69	1.102,17	-	1.102,17	203,48
3	2003	1.649,82	-	96,67	833,58	930,25	1.141,17	-	1.141,17	210,92
4	2004	1.705,97	-	101,28	860,20	961,48	1.179,86	-	1.179,86	218,39
5	2005	1.763,46	-	105,88	887,49	993,37	1.219,68	-	1.219,68	226,30
6	2006	1.881,12	-	110,48	944,91	1.055,39	1.297,74	-	1.297,74	242,35
7	2007	1.939,54	-	115,09	971,91	1.087,00	1.337,82	-	1.337,82	250,83
8	2008	1.992,59	-	119,69	996,31	1.116,00	1.374,25	-	1.374,25	258,25
9	2009	2.048,18	-	124,30	1.021,71	1.146,00	1.412,25	-	1.412,25	266,25
10	2010	2.097,86	-	128,90	1.044,13	1.173,03	1.446,36	-	1.446,36	273,33
11	2011	2.160,32	-	133,50	1.072,38	1.205,88	1.488,97	-	1.488,97	283,09
12	2012	2.215,13	-	138,11	1.096,84	1.234,95	1.526,44	-	1.526,44	291,50
13	2013	2.275,55	-	142,71	1.123,89	1.266,60	1.567,62	-	1.567,62	301,02
14	2014	2.429,68	-	147,31	1.199,34	1.346,65	1.668,98	-	1.668,98	322,33
15	2015	2.491,60	-	151,92	1.228,37	1.380,29	1.710,96	-	1.710,96	330,68
16	2016	2.552,93	-	156,52	1.257,08	1.413,60	1.752,68	-	1.752,68	339,08
17	2017	2.614,27	-	161,12	1.285,94	1.447,07	1.794,31	-	1.794,31	347,24
18	2018	2.676,36	-	165,73	1.314,92	1.480,65	1.836,43	-	1.836,43	355,78
19	2019	2.742,20	-	170,33	1.345,38	1.515,71	1.881,05	-	1.881,05	365,34
20	2020	2.802,55	-	174,93	1.373,30	1.548,23	1.921,94	762,90	2.684,85	1.136,62

INDICADORES ECONOMICOS

VALOR PRESENTE NETO	:	-450,82	Miles de Soles
RELACION (BENEFICIO / COSTO)	:	0,96	
TASA INTERNA DE RETORNO	:	9,41%	
PERIODO DE RECUPERO	:	Mayor de 20 Años	

CUADRO N° 05 RESUMEN DE EVALUACIÓN FINANCIERA

LÍNEAS PRIMARIAS Y SUBESTACIONES DE INTERCONEXION

(Miles de Nuevos Soles)

FECHA: 31.03.00

N°	AÑO	CONSUMO TOTAL (MWH)	COSTO					BENEFICIOS			TOTAL (Bi) - (Ci)		
			INTERES	AMORTIZACION	SERVICIO DE LA DEUDA (i)	O & M	COMPRA DE ENERGIA	TOTAL (Ci)	VENTA DE ENERGIA	VALOR RESIDUAL (ii)		TOTAL (Bi)	
0	2000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	2001	1.534,70	132,27	75,86	208,13	87,47	778,07	1.073,67	1.061,33	-	1.061,33	(12,33)	
2	2002	1.593,55	193,64	124,60	318,24	92,07	806,62	1.216,93	1.102,17	-	1.102,17	(114,76)	
3	2003	1.649,82	182,43	135,82	318,24	96,67	833,58	1.248,50	1.141,17	-	1.141,17	(107,32)	
4	2004	1.705,97	170,20	148,04	318,24	101,28	860,20	1.279,72	1.179,86	-	1.179,86	(99,85)	
5	2005	1.763,46	156,88	161,36	318,24	105,88	887,49	1.311,62	1.219,68	-	1.219,68	(91,94)	
6	2006	1.881,12	142,36	175,89	318,24	110,48	944,91	1.373,63	1.297,74	-	1.297,74	(75,89)	
7	2007	1.939,54	126,53	191,72	318,24	115,09	971,91	1.405,24	1.337,82	-	1.337,82	(67,41)	
8	2008	1.992,59	109,27	208,97	318,24	119,69	996,31	1.434,25	1.374,25	-	1.374,25	(59,99)	
9	2009	2.048,18	90,46	227,78	318,24	124,30	1.021,71	1.464,24	1.412,25	-	1.412,25	(51,99)	
10	2010	2.097,86	69,96	248,28	318,24	128,90	1.044,13	1.491,27	1.446,36	-	1.446,36	(44,91)	
11	2011	2.160,32	47,62	270,62	318,24	133,50	1.072,38	1.524,13	1.488,97	-	1.488,97	(35,15)	
12	2012	2.215,13	23,26	294,98	318,24	138,11	1.096,84	1.553,19	1.526,44	-	1.526,44	(26,75)	
13	2013	2.275,55	1,96	108,15	110,11	142,71	1.123,89	1.376,72	1.567,62	-	1.567,62	190,91	
14	2014	2.429,68				147,31	1.199,34	1.346,65	1.668,98	-	1.668,98	322,33	
15	2015	2.491,60				151,92	1.228,37	1.380,29	1.710,96	-	1.710,96	330,68	
16	2016	2.552,93				156,52	1.257,08	1.413,60	1.752,68	-	1.752,68	339,08	
17	2017	2.614,27				161,12	1.285,94	1.447,07	1.794,31	-	1.794,31	347,24	
18	2018	2.676,36				165,73	1.314,92	1.480,65	1.836,43	-	1.836,43	355,78	
19	2019	2.742,20				170,33	1.345,38	1.515,71	1.881,05	-	1.881,05	365,34	
20	2020	2.802,55				174,93	1.373,30	1.548,23	1.921,94	762,90	2.684,85	1.136,62	

INDICADORES FINANCIEROS

VALOR PRESENTE NETO	:	44,65 Miles de Soles
RELACION (BENEFICIO / COSTO)	:	1,00
TASA INTERNA DE RETORNO	:	12,90%
PERIODO DE RECUPERO	:	Mayor de 20 Años

CUADRO N° 07

Nombre : LINEAS PRIMARIAS Y SUBESTACIONES DE INTERCONEXION
Monto del Préstamo : 2393,71 Miles de Soles
Tasa de Descuento : 12,00%
Periodo de Repago : 12 Años

VARIABLES INDICADORES	INTERES MENSUAL										
	0,00%	0,07%	0,14%	0,22%	0,29%	0,36%	0,43%	0,50%	0,58%	0,65%	0,72%
R mes (Mil S/.)	36,53	38,63	40,82	43,09	45,45	47,89	50,42	53,03	55,73	58,51	27,92
VAN (Mil S/.)	1927,7	1799,9	1667,0	1529,1	1386,0	1237,8	1084,5	925,9	762,2	593,4	44,7
B/C	1,20	1,19	1,17	1,16	1,14	1,12	1,11	1,09	1,07	1,06	1,00
TIRF	59,42%	53,26%	47,20%	41,44%	36,17%	31,49%	27,45%	23,99%	21,02%	18,45%	12,90%
Periodo de Recupero (Años)	3	3	4	5	6	8	11	13	14	15	Mayor de 20

FIN DEL PROGRAMA

IMPLEMENTACION DE ALTERNATIVA DE INTERCONEXION N° 03

LINEAS PRIMARIAS Y SUBESTACIONES DE INTERCONEXION

(Miles de Nuevos Soles)

PRESUPUESTO	TOTAL	LP	SS.EE.	RP	RS
COSTO DIRECTO	1.726,77	1.493,45	233,32	-	-
ESCALAMIENTO (0,8% mes)	99,05	85,67	13,38	-	-
ADICIONALES DE OBRA (10% DE CD)	172,68	149,35	23,33	-	-
A. COSTO DEL PROYECTO	1.998,50				
B. I.G.V.	359,73				
SUB TOTAL	2.358,23				
ELABORACION ESTUDIO DEFINIT.	105,00				
INVERSION TOTAL	2.463,23				

PERIODO DE EJECUCION (Meses)

04

COSTO TOTAL REDES EXISTENTES

6.457,99

ESCALAMIENTO (Meses)

07

CUADRO No. A

PARAMETROS DE EVALUACION ECONOMICA

LINEAS PRIMARIAS Y SUBESTACIONES DE INTERCONEXION

TARIFAS DE VENTA DE ENERGIA			RUBRO	VIGENTE	SENSIBILIDAD (%)	TARIFA DE COMPRA DE ENERGIA (CONCESIONARIO)		CARGO	EN BARRAS EQUIVALENTE	
SECTOR	VIGENTE (S./Kwh)	SENSIBILIDAD (%)				CARGO	MT2			
AP	0,6448	100%	COMBUSTIBLE (S./Gal)		100%	FIJO	4,77	S./cliente-mes	Potencia (S./kW-año)	263,76
SD	0,6448	100%	COM. ENERG (S./Kwh)		100%	ENERGIA HP	248,70	S./MWh	Energía HP (S./Mwh)	89,2
SC	0,6448	100%	TASA DCTO (%)	12%	100%	ENERGIA HFP	248,70	S./MWh	Energía HFP (S./Mwh)	78,5
SI	0,6448	100%	AÑO CERO	2000	100%	POTENCIA	395,76	S./ kW-año	Ep	0,35
UG	0,6448	100%	CONSUMO (MWh)		100%	N° LOCALIDADES	1		Efp	0,65
OTRO	0,6448	100%	LUBRICANTE (S./Gal.)							
			N° MESES DE OPERACION 1er. AÑO	12	1,0000	Ep	0,35			
FIJO MES	1,9900	100%	VIDA UTIL (AÑOS)	30		Efp	0,65			
			PERIODO DE CONSTRUC. (AÑOS)	0,33						
									SENSIBILIDAD INVERSION	DESEMBOLSOS
									100%	40%
										15%
										35%
										10%

CUADRO No. B

PARAMETROS DE EVALUACION FINANCIERA

LINEAS PRIMARIAS Y SUBESTACIONES DE INTERCONEXION

MONTO (Mil S/.)	2.463,23	TASA DESCUENTO-AÑO (%)	12,00%
PERIODO UTILI + LIQUID. (Meses)	8	TASA DESCUENTO-MES (%)	0,95%
PERIODO REPAGO (Meses)	144	AÑO CERO	2000
INTERES GRACIA (%)	0,72%	N° Meses / Antes 1er. DESEMBOLSO	8
INTERES REPAGO (%)	0,72%	TASA DE INTERES-AÑO (%)	9,00%
INTERES MAXIMO (%)	0,72%	TASA DE INTERES-MES (%)	0,72%
SENSIBILIDAD (%IM)	100%	FECHA	31.03.00

OJO =====>

OJO =====>

INTERESES PROCESO	
	105.763,32
	105.763,32

**CUADRO BASE
PROYECCIONES DE DEMANDA Y CONSUMO**

LINEAS PRIMARIAS Y SUBESTACIONES DE INTERCONEXION

N°	AÑO	MAXIMA DEMANDA DISTRIBUIDA (KW)	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA TRANSMISION (KW)	POTENCIA TOTAL REQUERIDA (KW)	CONSUMO DE ENERGIA DE VENTA (MWh)					ENERGIA A VENDERSE (MWh)	ENERGIA DISTRIBUIDA (MWh)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA TRANSMISION (MWh)	ENERGIA A COMPRARSE (TOTAL REQUERIDA) (MWh)	ABONADOS
					A. PUBLICO	DOMESTICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	U. GENERAL					
0	2.000	863,30	26,90	890,20	264,31	1.074,98	52,00	30,34	51,85	1.473,48	1.561,89	22,42	1.584,31	2.770
1	2.001	896,57	28,37	924,93	267,01	1.127,19	54,35	31,81	54,35	1.534,70	1.626,78	23,77	1.650,56	3.005
2	2.002	927,53	29,85	957,38	269,52	1.177,34	56,75	33,20	56,75	1.593,55	1.689,17	25,17	1.714,34	3.126
3	2.003	956,20	31,34	987,54	272,15	1.225,10	59,02	34,53	59,02	1.649,82	1.748,81	26,61	1.775,42	3.240
4	2.004	984,06	32,83	1.016,88	274,89	1.272,60	61,31	35,86	61,31	1.705,97	1.808,33	28,08	1.836,41	3.344
5	2.005	1.012,73	34,31	1.047,04	277,63	1.321,39	63,62	37,19	63,62	1.763,46	1.869,26	29,55	1.898,81	3.459
6	2.006	1.077,44	35,80	1.113,24	280,68	1.364,86	93,02	52,07	90,49	1.881,12	1.993,99	31,00	2.024,99	3.551
7	2.007	1.104,71	37,28	1.141,99	283,46	1.412,36	96,24	53,87	93,61	1.939,54	2.055,91	32,55	2.088,47	3.652
8	2.008	1.128,76	38,77	1.167,53	286,39	1.455,11	99,15	55,50	96,44	1.992,59	2.112,14	34,12	2.146,26	3.745
9	2.009	1.153,61	40,26	1.193,87	289,28	1.500,10	102,20	57,20	99,40	2.048,18	2.171,07	35,73	2.206,81	3.835
10	2.010	1.174,87	41,74	1.216,61	292,07	1.540,12	104,92	58,72	102,03	2.097,86	2.223,73	37,36	2.261,09	3.922
11	2.011	1.202,32	43,22	1.245,54	295,53	1.590,46	108,34	60,63	105,36	2.160,32	2.289,94	39,04	2.328,98	4.020
12	2.012	1.225,27	44,72	1.269,99	298,56	1.634,65	111,34	62,31	108,27	2.215,13	2.348,04	40,75	2.388,79	4.109
13	2.013	1.251,02	46,20	1.297,22	302,01	1.683,25	114,66	64,16	111,48	2.275,55	2.412,09	42,48	2.454,56	4.202
14	2.014	1.332,07	49,68	1.381,75	305,13	1.726,46	166,15	83,07	148,88	2.429,68	2.575,46	45,91	2.621,38	4.285
15	2.015	1.357,11	53,14	1.410,25	308,61	1.774,04	170,68	85,33	152,94	2.491,60	2.641,09	49,59	2.690,68	4.371
16	2.016	1.381,67	56,62	1.438,29	312,02	1.821,03	175,24	87,62	157,02	2.552,93	2.706,10	53,32	2.759,42	4.462
17	2.017	1.406,62	60,09	1.466,71	315,43	1.868,12	179,76	89,88	161,08	2.614,27	2.771,12	57,07	2.828,19	4.549
18	2.018	1.431,28	63,57	1.494,84	318,89	1.915,77	184,34	92,17	165,19	2.676,36	2.836,94	60,90	2.897,84	4.636
19	2.019	1.457,12	67,04	1.524,16	322,42	1.966,40	189,22	94,61	169,55	2.742,20	2.906,73	64,82	2.971,55	4.727
20	2.020	1.480,18	70,51	1.550,69	325,97	2.012,56	193,66	96,82	173,54	2.802,55	2.970,70	68,78	3.039,47	4.810

CUADRO N° 01 PROYECCIONES DE DEMANDA Y CONSUMO

LÍNEAS PRIMARIAS Y SUBESTACIONES DE INTERCONEXION

FECHA: 31.03.00

N°	AÑO	MAXIMA DEMANDA DISTRIBUIDA (KW)	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA TRANSMISION (KW)	POTENCIA TOTAL REQUERIDA (KW)	CONSUMO DE ENERGIA DE VENTA (MWh)					ENERGIA A VENDERSE (MWh)	ENERGIA DISTRIBUIDA (MWh)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA TRANSMISION (MWh)	ENERGIA A COMPRARSE (TOTAL REQUERIDA) (MWh)	ABONADOS
					A. PUBLICO	DOMESTICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	U. GENERAL					
					0	2.000	-	-	-					
1	2.001	896,57	28,37	924,93	267,01	1.127,19	54,35	31,81	54,35	1.534,70	1.626,78	23,77	1.650,56	3.005
2	2.002	927,53	29,85	957,38	269,52	1.177,34	56,75	33,20	56,75	1.593,55	1.689,17	25,17	1.714,34	3.126
3	2.003	956,20	31,34	987,54	272,15	1.225,10	59,02	34,53	59,02	1.649,82	1.748,81	26,61	1.775,42	3.240
4	2.004	984,06	32,83	1.016,88	274,89	1.272,60	61,31	35,86	61,31	1.705,97	1.808,33	28,08	1.836,41	3.344
5	2.005	1.012,73	34,31	1.047,04	277,63	1.321,39	63,62	37,19	63,62	1.763,46	1.869,26	29,55	1.898,81	3.459
6	2.006	1.077,44	35,80	1.113,24	280,68	1.364,86	93,02	52,07	90,49	1.881,12	1.993,99	31,00	2.024,99	3.551
7	2.007	1.104,71	37,28	1.141,99	283,46	1.412,36	96,24	53,87	93,61	1.939,54	2.055,91	32,55	2.088,47	3.652
8	2.008	1.128,76	38,77	1.167,53	286,39	1.455,11	99,15	55,50	96,44	1.992,59	2.112,14	34,12	2.146,26	3.745
9	2.009	1.153,61	40,26	1.193,87	289,28	1.500,10	102,20	57,20	99,40	2.048,18	2.171,07	35,73	2.206,81	3.835
10	2.010	1.174,87	41,74	1.216,61	292,07	1.540,12	104,92	58,72	102,03	2.097,86	2.223,73	37,36	2.261,09	3.922
11	2.011	1.202,32	43,22	1.245,54	295,53	1.590,46	108,34	60,63	105,36	2.160,32	2.289,94	39,04	2.328,98	4.020
12	2.012	1.225,27	44,72	1.269,99	298,56	1.634,65	111,34	62,31	108,27	2.215,13	2.348,04	40,75	2.388,79	4.109
13	2.013	1.251,02	46,20	1.297,22	302,01	1.683,25	114,66	64,16	111,48	2.275,55	2.412,09	42,48	2.454,56	4.202
14	2.014	1.332,07	49,68	1.381,75	305,13	1.726,46	166,15	83,07	148,88	2.429,68	2.575,46	45,91	2.621,38	4.285
15	2.015	1.357,11	53,14	1.410,25	308,61	1.774,04	170,68	85,33	152,94	2.491,60	2.641,09	49,59	2.690,68	4.371
16	2.016	1.381,67	56,62	1.438,29	312,02	1.821,03	175,24	87,62	157,02	2.552,93	2.706,10	53,32	2.759,42	4.462
17	2.017	1.406,62	60,09	1.466,71	315,43	1.868,12	179,76	89,88	161,08	2.614,27	2.771,12	57,07	2.828,19	4.549
18	2.018	1.431,28	63,57	1.494,84	318,89	1.915,77	184,34	92,17	165,19	2.676,36	2.836,94	60,90	2.897,84	4.636
19	2.019	1.457,12	67,04	1.524,16	322,42	1.966,40	189,22	94,61	169,55	2.742,20	2.906,73	64,82	2.971,55	4.727
20	2.020	1.480,18	70,51	1.550,69	325,97	2.012,56	193,66	96,82	173,54	2.802,55	2.970,70	68,78	3.039,47	4.810

CUADRO N° 02 COSTOS DEL PROYECTO

LINEAS PRIMARIAS Y SUBESTACIONES DE INTERCONEXION

(Miles de Nuevos Soles)

FECHA: 31.03.00

N°	AÑO	INVERSION Y RE-INVERS	O & M	COMBUSTIBLES		LUBRICANTES		COMPRA DE ENERGIA		TOTAL
				Gals.	COSTO	Gals.	COSTO	MWH	COSTO	
0	2000	2.463,23	-		-		-	-	-	2.463,23
1	2001	-	88,16		-		-	1.650,56	776,60	864,76
2	2002	-	92,80		-		-	1.714,34	805,31	898,11
3	2003	-	97,44		-		-	1.775,42	832,43	929,88
4	2004	-	102,08		-		-	1.836,41	859,21	961,29
5	2005	-	106,72		-		-	1.898,81	886,67	993,39
6	2006	-	111,36		-		-	2.024,99	944,25	1.055,61
7	2007	-	116,00		-		-	2.088,47	971,41	1.087,42
8	2008	-	120,64		-		-	2.146,26	995,89	1.116,54
9	2009	-	125,28		-		-	2.206,81	1.021,38	1.146,66
10	2010	-	129,92		-		-	2.261,09	1.043,88	1.173,80
11	2011	-	134,56		-		-	2.328,98	1.072,21	1.206,77
12	2012	-	139,20		-		-	2.388,79	1.096,76	1.235,96
13	2013	-	143,84		-		-	2.454,56	1.123,89	1.267,74
14	2014	-	148,48		-		-	2.621,38	1.198,83	1.347,32
15	2015	-	153,12		-		-	2.690,68	1.227,35	1.380,48
16	2016	-	157,76		-		-	2.759,42	1.255,54	1.413,31
17	2017	-	162,40		-		-	2.828,19	1.283,89	1.446,30
18	2018	-	167,04		-		-	2.897,84	1.312,35	1.479,39
19	2019	-	171,68		-		-	2.971,55	1.342,28	1.513,97
20	2020	-	176,32		-		-	3.039,47	1.369,68	1.546,00

CUADRO N° 03 INGRESOS DEL PROYECTO

LINEAS PRIMARIAS Y SUBESTACIONES DE INTERCONEXION

(Miles de Nuevos Soles)

FECHA: 31.03.00

N°	AÑO	VENTA DE ENERGIA					CARGO FIJO	VALOR RESIDUAL	TOTAL
		A.PUBLICO	DOMESTICO	COMERCIAL	INDUSTRIA	U.GENERAL			
0	2000	-	-	-	-	-	-	-	-
1	2001	172,17	726,81	35,04	20,51	35,04	71,76		1.061,33
2	2002	173,79	759,15	36,59	21,41	36,59	74,65		1.102,17
3	2003	175,48	789,94	38,06	22,26	38,06	77,37		1.141,17
4	2004	177,25	820,57	39,53	23,12	39,53	79,85		1.179,86
5	2005	179,01	852,04	41,02	23,98	41,02	82,60		1.219,68
6	2006	180,98	880,06	59,98	33,57	58,35	84,80		1.297,74
7	2007	182,78	910,69	62,05	34,74	60,36	87,21		1.337,82
8	2008	184,67	938,25	63,93	35,79	62,19	89,43		1.374,25
9	2009	186,53	967,26	65,90	36,89	64,09	91,58		1.412,25
10	2010	188,33	993,07	67,65	37,86	65,79	93,66		1.446,36
11	2011	190,55	1.025,53	69,86	39,10	67,93	96,00		1.488,97
12	2012	192,51	1.054,02	71,79	40,18	69,81	98,12		1.526,44
13	2013	194,73	1.085,36	73,93	41,37	71,88	100,34		1.567,62
14	2014	196,75	1.113,22	107,13	53,56	96,00	102,33		1.668,98
15	2015	198,99	1.143,90	110,06	55,02	98,61	104,38		1.710,96
16	2016	201,19	1.174,20	112,99	56,50	101,25	106,55		1.752,68
17	2017	203,39	1.204,56	115,91	57,95	103,86	108,63		1.794,31
18	2018	205,62	1.235,29	118,86	59,43	106,51	110,71		1.836,43
19	2019	207,90	1.267,94	122,01	61,00	109,33	112,88		1.881,05
20	2020	210,18	1.297,70	124,87	62,43	111,90	114,86	786,08	2.708,02

CUADRO N° 04 RESUMEN DE EVALUACION ECONOMICA

LINEAS PRIMARIAS Y SUBESTACIONES DE INTERCONEXION

(Miles de Nuevos Soles)

FECHA: 31.03.00

N°	AÑO	CONSUMO TOTAL (MWH)	COSTOS				BENEFICIOS			TOTAL (Bi)-(Ci)
			INVERSION RE-INVERS	O & M	COMPRA DE ENERGIA	TOTAL (Ci)	VENTA DE ENERGIA	VALOR RESIDUAL (i)	TOTAL (Bi)	
0	2000	-	2.463,23	-	-	2.463,23	-	-	-	(2.463,23)
1	2001	1.534,70	-	88,16	776,60	864,76	1.061,33	-	1.061,33	196,57
2	2002	1.593,55	-	92,80	805,31	898,11	1.102,17	-	1.102,17	204,06
3	2003	1.649,82	-	97,44	832,43	929,88	1.141,17	-	1.141,17	211,30
4	2004	1.705,97	-	102,08	859,21	961,29	1.179,86	-	1.179,86	218,57
5	2005	1.763,46	-	106,72	886,67	993,39	1.219,68	-	1.219,68	226,29
6	2006	1.881,12	-	111,36	944,25	1.055,61	1.297,74	-	1.297,74	242,13
7	2007	1.939,54	-	116,00	971,41	1.087,42	1.337,82	-	1.337,82	250,41
8	2008	1.992,59	-	120,64	995,89	1.116,54	1.374,25	-	1.374,25	257,72
9	2009	2.048,18	-	125,28	1.021,38	1.146,66	1.412,25	-	1.412,25	265,59
10	2010	2.097,86	-	129,92	1.043,88	1.173,80	1.446,36	-	1.446,36	272,56
11	2011	2.160,32	-	134,56	1.072,21	1.206,77	1.488,97	-	1.488,97	282,20
12	2012	2.215,13	-	139,20	1.096,76	1.235,96	1.526,44	-	1.526,44	290,48
13	2013	2.275,55	-	143,84	1.123,89	1.267,74	1.567,62	-	1.567,62	299,88
14	2014	2.429,68	-	148,48	1.198,83	1.347,32	1.668,98	-	1.668,98	321,67
15	2015	2.491,60	-	153,12	1.227,35	1.380,48	1.710,96	-	1.710,96	330,49
16	2016	2.552,93	-	157,76	1.255,54	1.413,31	1.752,68	-	1.752,68	339,37
17	2017	2.614,27	-	162,40	1.283,89	1.446,30	1.794,31	-	1.794,31	348,01
18	2018	2.676,36	-	167,04	1.312,35	1.479,39	1.836,43	-	1.836,43	357,03
19	2019	2.742,20	-	171,68	1.342,28	1.513,97	1.881,05	-	1.881,05	367,08
20	2020	2.802,55	-	176,32	1.369,68	1.546,00	1.921,94	786,08	2.708,02	1.162,02

INDICADORES ECONOMICOS

VALOR PRESENTE NETO	:	-517,61	Miles de Soles
RELACION (BENEFICIO / COSTO)	:	0,95	
TASA INTERNA DE RETORNO	:	9,09%	
PERIODO DE RECUPERO	:	Mayor de 20 Años	

CUADRO N° 05 RESUMEN DE EVALUACIÓN FINANCIERA

LÍNEAS PRIMARIAS Y SUBESTACIONES DE INTERCONEXION

(Miles de Nuevos Soles)

FECHA: 31.03.00

N°	AÑO	CONSUMO TOTAL (MWH)	COSTO					BENEFICIOS			TOTAL (Bi) - (Ci)	
			INTERES	AMORTIZACION	SERVICIO DE LA DEUDA (i)	O & M	COMPRA DE ENERGIA	TOTAL (Ci)	VENTA DE ENERGIA	VALOR RESIDUAL (i)		TOTAL (Bi)
0	2000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	2001	1.534,70	136,11	78,07	214,17	88,16	776,60	1.078,94	1.061,33	-	1.061,33	(17,60)
2	2002	1.593,55	199,26	128,22	327,48	92,80	805,31	1.225,59	1.102,17	-	1.102,17	(123,42)
3	2003	1.649,82	187,72	139,76	327,48	97,44	832,43	1.257,36	1.141,17	-	1.141,17	(116,19)
4	2004	1.705,97	175,14	152,34	327,48	102,08	859,21	1.288,78	1.179,86	-	1.179,86	(108,91)
5	2005	1.763,46	161,43	166,05	327,48	106,72	886,67	1.320,88	1.219,68	-	1.219,68	(101,20)
6	2006	1.881,12	146,49	180,99	327,48	111,36	944,25	1.383,09	1.297,74	-	1.297,74	(85,35)
7	2007	1.939,54	130,20	197,28	327,48	116,00	971,41	1.414,90	1.337,82	-	1.337,82	(77,07)
8	2008	1.992,59	112,44	215,04	327,48	120,64	995,89	1.444,02	1.374,25	-	1.374,25	(69,77)
9	2009	2.048,18	93,09	234,39	327,48	125,28	1.021,38	1.474,14	1.412,25	-	1.412,25	(61,89)
10	2010	2.097,86	72,00	255,49	327,48	129,92	1.043,88	1.501,29	1.446,36	-	1.446,36	(54,93)
11	2011	2.160,32	49,00	278,48	327,48	134,56	1.072,21	1.534,26	1.488,97	-	1.488,97	(45,29)
12	2012	2.215,13	23,94	303,55	327,48	139,20	1.096,76	1.563,45	1.526,44	-	1.526,44	(37,01)
13	2013	2.275,55	2,02	111,29	113,31	143,84	1.123,89	1.381,05	1.567,62	-	1.567,62	186,57
14	2014	2.429,68				148,48	1.198,83	1.347,32	1.668,98	-	1.668,98	321,67
15	2015	2.491,60				153,12	1.227,35	1.380,48	1.710,96	-	1.710,96	330,49
16	2016	2.552,93				157,76	1.255,54	1.413,31	1.752,68	-	1.752,68	339,37
17	2017	2.614,27				162,40	1.283,89	1.446,30	1.794,31	-	1.794,31	348,01
18	2018	2.676,36				167,04	1.312,35	1.479,39	1.836,43	-	1.836,43	357,03
19	2019	2.742,20				171,68	1.342,28	1.513,97	1.881,05	-	1.881,05	367,08
20	2020	2.802,55				176,32	1.369,68	1.546,00	1.921,94	786,08	2.708,02	1.162,02

INDICADORES FINANCIEROS

VALOR PRESENTE NETO	:	-7,74 Miles de Soles
RELACION (BENEFICIO / COSTO)	:	1,00
TASA INTERNA DE RETORNO	:	11,85%
PERIODO DE RECUPERO	:	Mayor de 20 Años

CUADRO N° 07

Nombre : LINEAS PRIMARIAS Y SUBESTACIONES DE INTERCONEXION
Monto del Préstamo : 2463,23 Miles de Soles
Tasa de Descuento : 12,00%
Periodo de Repago : 12 Años

VARIABLES INDICADORES	INTERES MENSUAL										
	0,00%	0,07%	0,14%	0,22%	0,29%	0,36%	0,43%	0,50%	0,58%	0,65%	0,72%
R mes (Mil S/.)	36,53	38,63	40,82	43,09	45,45	47,89	50,42	53,03	55,73	58,51	28,73
VAN (Mil S/.)	1927,7	1799,9	1667,0	1529,1	1386,0	1237,8	1084,5	925,9	762,2	593,4	-7,7
B/C	1,20	1,19	1,17	1,16	1,14	1,12	1,11	1,09	1,07	1,06	1,00
TTRF	59,42%	53,26%	47,20%	41,44%	36,17%	31,49%	27,45%	23,99%	21,02%	18,45%	11,85%
Periodo de Recupero (Años)	3	3	4	5	6	8	11	13	14	15	Mayor de 20

FIN DEL PROGRAMA

CUADRO N° 5.18
PRESUPUESTO DE OBRA

IMPLEMENTACION DE ALTERNATIVAS DE INTERCONEXION
SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA
(REDES PROYECTADAS DE LOCALIDADES SIN SERVICIO o CON SERVICIO RESTRINGIDO)

RESUMEN GENERAL

FECHA : JULIO 2 000
T.C (S/ /US\$) : 3,50

ITEM	DESCRIPCION	COSTO DE ALTERNATIVAS EN NUEVOS SOLES (S/.)			
		N° 01	N° 02	N° 03	
I	COSTOS DIRECTOS (C.D.)				
	01 LINEAS PRIMARIAS	283.037	233.351	233.351	
	A.- LINEAS PRIMARIAS DE INTERCONEXION	-	-	-	
	B.- AMPLIACION DE LINEAS PRIMARIAS	283.037	233.351	233.351	
	02 SUBESTACIONES DE INTERCONEXION	-	-	-	
	03 REDES PRIMARIAS	313.721	313.721	313.721	
	A.- SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION	226.380	226.380	226.380	
	B.- REDES DE DISTRIBUCION	87.341	87.341	87.341	
	04 REDES SECUNDARIAS	931.084	931.084	931.084	
	TOTAL COSTOS DIRECTOS:		1.527.842	1.478.156	1.478.156
II	COSTOS INDIRECTOS (C.I.)				
	01 GASTOS GENERALES (10% C.D.)	152.784	147.816	147.816	
	02 UTILIDADES (15% C.D.)	229.176	221.723	221.723	
	TOTAL COSTOS INDIRECTOS:		381.961	369.539	369.539
III	SUB-TOTAL: (C.D.) + (C.I.)	1.909.803	1.847.695	1.847.695	
	I.G.V.: (18% SUB-TOTAL)		343.764	332.585	332.585
IV	TOTAL GENERAL (S/.)	2.253.567	2.180.280	2.180.280	

NOTA:

- 1.- LOS COSTOS DIRECTOS COMPRENEN EL SUMINISTRO Y TRANSPORTE A LOS ALMACENES EN OBRA DE EQUIPOS Y MATERIALES Y EL MONTAJE ELECTROMECHANICO.

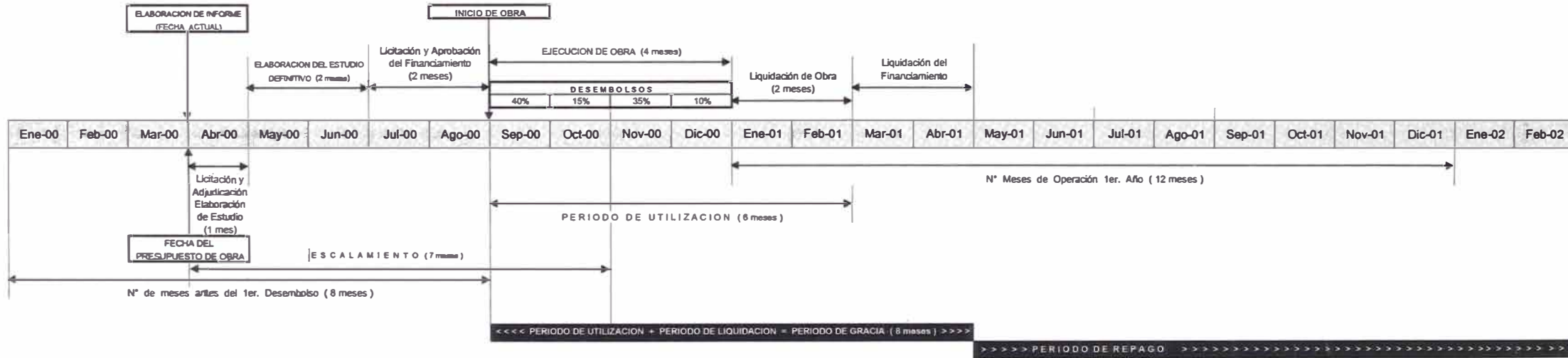
CUADRO N° 5.19
ESTRUCTURA DEL PRESTAMO A OTORGARSE
IMPLEMENTACION DE ALTERNATIVAS DE INTERCONEXION
SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA
(REDES PROYECTADAS DE LOCALIDADES SIN SERVICIO o CON SERVICIO RESTRINGIDO)

FECHA : JULIO 2 000
T.C.(S/ /US\$) : 3,50

ITEM	DESCRIPCION	COSTO DE ALTERNATIVAS EN NUEVOS SOLES (S/.)			
		N° 01	N° 02	N° 03	
I	COSTOS DIRECTOS (C.D.)				
	01	PRESUPUESTO DE OBRA	1.909.803	1.847.695	1.847.695
		A.- SUMINISTRO y TRANSPORTE DE MATERIALES, MONTAJE ELECTROMECHANICO	1.527.842	1.478.156	1.478.156
		B.- GASTOS GENERALES y UTILIDADES	381.961	369.539	369.539
	02	I.G.V. (18% DE 01)	343.764	332.585	332.585
		SUB-TOTAL I (01 + 02)	2.253.567	2.180.280	2.180.280
	03	REAJUSTE DE PRECIOS (07 MESES, 0,8% MENSUAL)	129.269	125.065	125.065
	04	ADICIONALES DE OBRA (10% DE SUB-TOTAL I)	225.357	218.028	218.028
05	COSTO DE ELABORACION DE ESTUDIO DEFINITIVO	95.000	95.000	95.000	
	TOTAL COSTOS DIRECTOS	2.703.193	2.618.374	2.618.374	
II	COSTOS INDIRECTOS (C.I.)				
	06	INTERESES DEL PROCESO	116.067	112.425	112.425
	TOTAL COSTOS INDIRECTOS	116.067	112.425	112.425	
TOTAL DEL PRESTAMO (S/.)		2.819.260	2.730.798	2.730.798	

FIGURA N° 5.3

**CRONOGRAMA EVALUACION ECONOMICA - FINANCIERA
(REDES PROYECTADAS)**



IMPLEMENTACION DE ALTERNATIVA DE INTERCONEXION N° 01
REDES PROYECTADAS DE LOCALIDADES SIN SERVICIO o CON SERVICIO RESTRINGIDO

(Miles de Nuevos Soles)

PRESUPUESTO	TOTAL	LP	SS.EE.	RP	RS
COSTO DIRECTO	1.909,80	353,80	-	392,15	1.163,86
ESCALAMIENTO (0,8% mes)	109,55	20,29	-	22,49	66,76
ADICIONALES DE OBRA (10% DE CD)	190,98	35,38	-	39,22	116,39
A. COSTO DEL PROYECTO	2.210,33				
B. I.G.V.	397,86				
SUB TOTAL	2.608,19				
ELABORACION ESTUDIO DEFINIT.	95,00				
INVERSION TOTAL	2.703,19				

PERIODO DE EJECUCION (Meses)	04
ESCALAMIENTO (Meses)	07

CUADRO No. A

PARAMETROS DE EVALUACION ECONOMICA

REDES PROYECTADAS DE LOCALIDADES SIN SERVICIO o CON SERVICIO RESTRINGIDO

TARIFAS DE VENTA DE ENERGIA			RUBRO	VIGENTE	SENSIBILIDAD (%)	TARIFA DE COMPRA DE ENERGIA (CONCESIONARIO)		CARGO	EN BARRAS EQUIVALENTE	
SECTOR	VIGENTE (S./KWh)	SENSIBILIDAD (%)				CARGO	MT2			
AP	0,6448	100%	COMBUSTIBLE (S./Gal)		100%	FIJO	4,77	S./cliente-mes	Potencia (S./kW-año)	263,76
SD	0,6448	100%	COM. ENERG (S./Kwh)		100%	ENERGIA HP	248,70	S./MWh	Energia HP (S./Mwh)	89,2
SC	0,6448	100%	TASA DCTO (%)	12%	100%	ENERGIA HFP	248,70	S./MWh	Energia HFP (S./Mwh)	78,5
SI	0,6448	100%	AÑO CERO	2000	100%	POTENCIA	395,76	S./kW-año	Ep	0,35
UG	0,6448	100%	CONSUMO (MWh)		100%	N° LOCALIDADES	1		Efp	0,65
OTRO	0,6448	100%	LUBRICANTE (S./Gal.)							
			N° MESES DE OPERACION 1er. AÑO	12	1,0000	Ep	0,35			
FIJO MES	1,9900	100%	VIDA UTIL (AÑOS)	30		Efp	0,65			
			PERIODO DE CONSTRUC. (AÑOS)	0,33						
									SENSIBILIDAD INVERSION	DESEMBOLSOS
									100,00%	40%
										15%
										35%

CUADRO No. B

PARAMETROS DE EVALUACION FINANCIERA

REDES PROYECTADAS DE LOCALIDADES SIN SERVICIO o CON SERVICIO RESTRINGIDO

MONTO (Mil S./)	2.703,19	TASA DESCUENTO-AÑO (%)	12,00%
PERIODO UTILI + LIQUID. (Meses)	8	TASA DESCUENTO-MES (%)	0,95%
PERIODO REPAGO (Meses)	144	AÑO CERO	2000
INTERES GRACIA (%)	0,72%	N° Meses / Antes 1er. DESEMBOLSO	8
INTERES REPAGO (%)	0,72%	TASA DE INTERES-AÑO (%)	9,00%
INTERES MAXIMO (%)	0,72%	TASA DE INTERES-MES (%)	0,72%
SENSIBILIDAD (%IM)	100%	FECHA	31.03.00

OJO =====>

OJO =====>

INTERESES PROCESO

116.066,76

116.066,76

**CUADRO BASE
PROYECCIONES DE DEMANDA Y CONSUMO**

REDES PROYECTADAS DE LOCALIDADES SIN SERVICIO o CON SERVICIO RESTRINGIDO

N°	AÑO	MAXIMA DEMANDA DISTRIBUIDA (KW)	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA TRANSMISION (KW)	POTENCIA TOTAL REQUERIDA (KW)	CONSUMO DE ENERGIA DE VENTA (MWh)					ENERGIA A VENDERSE (MWh)	ENERGIA DISTRIBUIDA (MWh)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA TRANSMISION (MWh)	ENERGIA A COMPRARSE (TOTAL REQUERIDA) (MWh)	ABONADOS
					A. PUBLICO	DOMESTICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	U. GENERAL					
0	2.000	138,52	9,74	148,26	91,63	372,65	18,03	10,52	17,97	510,79	541,44	17,54	558,98	1.426
1	2.001	145,04	11,57	156,60	92,97	392,46	18,92	11,07	18,92	534,35	566,41	20,86	587,27	1.506
2	2.002	151,77	13,45	165,22	94,42	412,46	19,88	11,63	19,88	558,28	591,77	24,29	616,06	1.547
3	2.003	158,60	15,34	173,94	96,05	432,37	20,83	12,19	20,83	582,27	617,21	27,71	644,92	1.586
4	2.004	163,94	17,23	181,18	97,25	450,23	21,69	12,69	21,69	603,55	639,76	31,30	671,06	1.621
5	2.005	171,37	19,12	190,49	99,06	471,50	22,70	13,27	22,70	629,24	666,99	34,73	701,72	1.660
6	2.006	182,16	21,01	203,17	100,10	486,78	33,17	18,57	32,27	670,90	711,16	38,38	749,53	1.691
7	2.007	188,69	22,90	211,59	101,67	506,57	34,52	19,32	33,58	695,66	737,40	41,98	779,38	1.726
8	2.008	194,14	23,86	218,00	103,11	523,90	35,70	19,98	34,72	717,42	760,47	43,97	804,43	1.757
9	2.009	198,99	24,83	223,82	104,32	540,97	36,86	20,63	35,85	738,63	782,95	46,07	829,02	1.788
10	2.010	205,03	25,79	230,82	106,01	559,02	38,08	21,31	37,04	761,46	807,15	48,01	855,16	1.818
11	2.011	209,68	26,75	236,44	107,23	577,08	39,31	22,00	38,23	783,84	830,87	50,28	881,15	1.851
12	2.012	214,93	27,72	242,65	108,68	595,04	40,53	22,68	39,41	806,34	854,72	52,42	907,14	1.881
13	2.013	219,58	28,68	248,26	109,97	612,94	41,75	23,36	40,60	828,62	878,34	54,71	933,05	1.913
14	2.014	234,83	28,75	263,58	111,38	630,21	60,65	30,32	54,34	886,91	940,12	55,02	995,14	1.941
15	2.015	238,59	28,81	267,40	112,48	646,59	62,21	31,10	55,74	908,12	962,61	55,74	1.018,34	1.970
16	2.016	244,53	28,88	273,41	114,15	666,19	64,11	32,05	57,44	933,95	989,99	56,22	1.046,20	2.001
17	2.017	249,68	28,94	278,62	115,58	684,55	65,87	32,94	59,03	957,97	1.015,45	56,75	1.072,19	2.031
18	2.018	255,12	29,01	284,13	117,13	703,67	67,71	33,85	60,67	983,04	1.042,02	57,28	1.099,30	2.060
19	2.019	259,68	29,08	288,75	118,41	722,19	69,49	34,75	62,27	1.007,11	1.067,53	57,94	1.125,47	2.091
20	2.020	264,92	29,14	294,07	120,01	740,94	71,30	35,65	63,89	1.031,77	1.093,68	58,47	1.152,15	2.119

CUADRO N° 01 PROYECCIONES DE DEMANDA Y CONSUMO

REDES PROYECTADAS DE LOCALIDADES SIN SERVICIO o CON SERVICIO RESTRINGIDO

FECHA: 31.03.00

N°	AÑO	MAXIMA DEMANDA DISTRIBUIDA (KW)	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA TRANSMISION (KW)	POTENCIA TOTAL REQUERIDA (KW)	CONSUMO DE ENERGIA DE VENTA (MWh)					ENERGIA A VENDERSE (MWh)	ENERGIA DISTRIBUIDA (MWh)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA TRANSMISION (MWh)	ENERGIA A COMPRARSE (TOTAL REQUERIDA) (MWh)	ABONADOS
					A. PUBLICO	DOMESTICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	U. GENERAL					
0	2.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	2.001	145,04	11,57	156,60	92,97	392,46	18,92	11,07	18,92	534,35	566,41	20,86	587,27	1.506
2	2.002	151,77	13,45	165,22	94,42	412,46	19,88	11,63	19,88	558,28	591,77	24,29	616,06	1.547
3	2.003	158,60	15,34	173,94	96,05	432,37	20,83	12,19	20,83	582,27	617,21	27,71	644,92	1.586
4	2.004	163,94	17,23	181,18	97,25	450,23	21,69	12,69	21,69	603,55	639,76	31,30	671,06	1.621
5	2.005	171,37	19,12	190,49	99,06	471,50	22,70	13,27	22,70	629,24	666,99	34,73	701,72	1.660
6	2.006	182,16	21,01	203,17	100,10	486,78	33,17	18,57	32,27	670,90	711,16	38,38	749,53	1.691
7	2.007	188,69	22,90	211,59	101,67	506,57	34,52	19,32	33,58	695,66	737,40	41,98	779,38	1.726
8	2.008	194,14	23,86	218,00	103,11	523,90	35,70	19,98	34,72	717,42	760,47	43,97	804,43	1.757
9	2.009	198,99	24,83	223,82	104,32	540,97	36,86	20,63	35,85	738,63	782,95	46,07	829,02	1.788
10	2.010	205,03	25,79	230,82	106,01	559,02	38,08	21,31	37,04	761,46	807,15	48,01	855,16	1.818
11	2.011	209,68	26,75	236,44	107,23	577,08	39,31	22,00	38,23	783,84	830,87	50,28	881,15	1.851
12	2.012	214,93	27,72	242,65	108,68	595,04	40,53	22,68	39,41	806,34	854,72	52,42	907,14	1.881
13	2.013	219,58	28,68	248,26	109,97	612,94	41,75	23,36	40,60	828,62	878,34	54,71	933,05	1.913
14	2.014	234,83	28,75	263,58	111,38	630,21	60,65	30,32	54,34	886,91	940,12	55,02	995,14	1.941
15	2.015	238,59	28,81	267,40	112,48	646,59	62,21	31,10	55,74	908,12	962,61	55,74	1.018,34	1.970
16	2.016	244,53	28,88	273,41	114,15	666,19	64,11	32,05	57,44	933,95	989,99	56,22	1.046,20	2.001
17	2.017	249,68	28,94	278,62	115,58	684,55	65,87	32,94	59,03	957,97	1.015,45	56,75	1.072,19	2.031
18	2.018	255,12	29,01	284,13	117,13	703,67	67,71	33,85	60,67	983,04	1.042,02	57,28	1.099,30	2.060
19	2.019	259,68	29,08	288,75	118,41	722,19	69,49	34,75	62,27	1.007,11	1.067,53	57,94	1.125,47	2.091
20	2.020	264,92	29,14	294,07	120,01	740,94	71,30	35,65	63,89	1.031,77	1.093,68	58,47	1.152,15	2.119

CUADRO N° 02 COSTOS DEL PROYECTO

REDES PROYECTADAS DE LOCALIDADES SIN SERVICIO o CON SERVICIO RESTRINGIDO

(Miles de Nuevos Soles)

FECHA: 31.03.00

N°	AÑO	INVERSION Y RE-INVERS	O & M	COMBUSTIBLES		LUBRICANTES		COMPRA DE ENERGIA		TOTAL
				Gals.	COSTO	Gals.	COSTO	MWH	COSTO	
0	2000	2.703,19	-		-		-		-	2.703,19
1	2001	-	26,08		-		-	587,27	208,09	234,17
2	2002	-	27,45		-		-	616,06	218,66	246,11
3	2003	-	28,83		-		-	644,92	229,29	258,12
4	2004	-	30,20		-		-	671,06	238,65	268,85
5	2005	-	31,57		-		-	701,72	249,96	281,54
6	2006	-	32,95		-		-	749,53	266,87	299,82
7	2007	-	34,32		-		-	779,38	277,63	311,95
8	2008	-	35,69		-		-	804,43	286,40	322,09
9	2009	-	37,06		-		-	829,02	294,81	331,87
10	2010	-	38,44		-		-	855,16	304,08	342,52
11	2011	-	39,81		-		-	881,15	312,77	352,58
12	2012	-	41,18		-		-	907,14	321,69	362,87
13	2013	-	42,55		-		-	933,05	330,36	372,91
14	2014	-	43,93		-		-	995,14	351,86	395,79
15	2015	-	45,30		-		-	1.018,34	359,15	404,45
16	2016	-	46,67		-		-	1.046,20	368,45	415,13
17	2017	-	48,05		-		-	1.072,19	376,98	425,03
18	2018	-	49,42		-		-	1.099,30	385,90	435,32
19	2019	-	50,79		-		-	1.125,47	394,24	445,03
20	2020	-	52,16		-		-	1.152,15	402,98	455,14

CUADRO N° 03 INGRESOS DEL PROYECTO

REDES PROYECTADAS DE LOCALIDADES SIN SERVICIO o CON SERVICIO RESTRINGIDO

(Miles de Nuevos Soles)

FECHA: 31.03.00

N°	AÑO	VENTA DE ENERGIA					CARGO FIJO	VALOR RESIDUAL	TOTAL
		A.PUBLICO	DOMESTICO	COMERCIAL	INDUSTRIA	U.GENERAL			
0	2000	-	-	-	-	-	-	-	-
1	2001	59,95	253,06	12,20	7,14	12,20	35,96		380,51
2	2002	60,88	265,96	12,82	7,50	12,82	36,94		396,92
3	2003	61,93	278,80	13,43	7,86	13,43	37,87		413,32
4	2004	62,71	290,31	13,99	8,18	13,99	38,71		427,88
5	2005	63,88	304,02	14,64	8,56	14,64	39,64		445,37
6	2006	64,55	313,88	21,39	11,97	20,81	40,38		472,98
7	2007	65,56	326,64	22,26	12,46	21,65	41,22		489,78
8	2008	66,49	337,81	23,02	12,88	22,39	41,96		504,55
9	2009	67,27	348,82	23,77	13,30	23,11	42,70		518,96
10	2010	68,36	360,45	24,56	13,74	23,88	43,41		534,40
11	2011	69,14	372,10	25,35	14,19	24,65	44,20		549,62
12	2012	70,08	383,68	26,13	14,62	25,41	44,92		564,85
13	2013	70,91	395,22	26,92	15,06	26,18	45,68		579,98
14	2014	71,82	406,36	39,11	19,55	35,04	46,35		618,23
15	2015	72,53	416,92	40,11	20,05	35,94	47,04		632,60
16	2016	73,60	429,56	41,34	20,67	37,04	47,78		649,99
17	2017	74,53	441,40	42,47	21,24	38,06	48,50		666,20
18	2018	75,53	453,73	43,66	21,83	39,12	49,19		683,06
19	2019	76,35	465,67	44,81	22,40	40,15	49,93		699,32
20	2020	77,38	477,76	45,97	22,98	41,20	50,60	869,40	1.585,29

CUADRO N° 04 RESUMEN DE EVALUACION ECONOMICA

REDES PROYECTADAS DE LOCALIDADES SIN SERVICIO o CON SERVICIO RESTRINGIDO

(Miles de Nuevos Soles)

FECHA: 31.03.00

N°	AÑO	CONSUMO TOTAL (MWH)	COSTOS				BENEFICIOS			TOTAL (Bi)-(Ci)
			INVERSION RE-INVERS	O & M	COMPRA DE ENERGIA	TOTAL (Ci)	VENTA DE ENERGIA	VALOR RESIDUAL (i)	TOTAL (Bi)	
0	2000	-	2.703,19	-	-	2.703,19	-	-	-	(2.703,19)
1	2001	534,35	-	26,08	208,09	234,17	380,51	356,50	737,01	502,84
2	2002	558,28	-	27,45	218,66	246,11	396,92	-	396,92	150,80
3	2003	582,27	-	28,83	229,29	258,12	413,32	-	413,32	155,21
4	2004	603,55	-	30,20	238,65	268,85	427,88	-	427,88	159,03
5	2005	629,24	-	31,57	249,96	281,54	445,37	-	445,37	163,84
6	2006	670,90	-	32,95	266,87	299,82	472,98	-	472,98	173,16
7	2007	695,66	-	34,32	277,63	311,95	489,78	-	489,78	177,83
8	2008	717,42	-	35,69	286,40	322,09	504,55	-	504,55	182,46
9	2009	738,63	-	37,06	294,81	331,87	518,96	-	518,96	187,09
10	2010	761,46	-	38,44	304,08	342,52	534,40	-	534,40	191,88
11	2011	783,84	-	39,81	312,77	352,58	549,62	-	549,62	197,04
12	2012	806,34	-	41,18	321,69	362,87	564,85	-	564,85	201,97
13	2013	828,62	-	42,55	330,36	372,91	579,98	-	579,98	207,06
14	2014	886,91	-	43,93	351,86	395,79	618,23	-	618,23	222,44
15	2015	908,12	-	45,30	359,15	404,45	632,60	-	632,60	228,15
16	2016	933,95	-	46,67	368,45	415,13	649,99	-	649,99	234,87
17	2017	957,97	-	48,05	376,98	425,03	666,20	-	666,20	241,17
18	2018	983,04	-	49,42	385,90	435,32	683,06	-	683,06	247,74
19	2019	1.007,11	-	50,79	394,24	445,03	699,32	-	699,32	254,29
20	2020	1.031,77	-	52,16	402,98	455,14	715,89	869,40	1.585,29	1.130,15

(i) Los valores sombreados corresponden al pago de los usuarios a la Empresa Regional por concepto de las Conexiones Domiciliarias.

INDICADORES ECONOMICOS

VALOR PRESENTE NETO	:	-962,92	Miles de Soles
RELACION (BENEFICIO / COSTO)	:	0,81	
TASA INTERNA DE RETORNO	:	6,23%	
PERIODO DE RECUPERO	:	Mayor de 20 Años	

CUADRO N° 05 RESUMEN DE EVALUACIÓN FINANCIERA

REDES PROYECTADAS DE LOCALIDADES SIN SERVICIO o CON SERVICIO RESTRINGIDO

(Miles de Nuevos Soles)

FECHA: 31.03.00

N°	AÑO	CONSUMO TOTAL (MWH)	COSTO					BENEFICIOS			TOTAL (Bi) - (Ci)		
			INTERES	AMORTIZACION	SERVICIO DE LA DEUDA (i)	O & M	COMPRA DE ENERGIA	TOTAL (Ci)	VENTA DE ENERGIA	VALOR RESIDUAL (i)		TOTAL (Bi)	
0	2000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	2001	534,35	149,37	85,67	235,04	26,08	208,09	469,21	380,51	356,50	737,01	267,80	
2	2002	558,28	218,68	140,71	359,39	27,45	218,66	605,50	396,92	-	396,92	(208,58)	
3	2003	582,27	206,01	153,38	359,39	28,83	229,29	617,50	413,32	-	413,32	(204,18)	
4	2004	603,55	192,21	167,18	359,39	30,20	238,65	628,24	427,88	-	427,88	(200,36)	
5	2005	629,24	177,16	182,23	359,39	31,57	249,96	640,92	445,37	-	445,37	(195,55)	
6	2006	670,90	160,76	198,63	359,39	32,95	266,87	659,21	472,98	-	472,98	(186,23)	
7	2007	695,66	142,88	216,50	359,39	34,32	277,63	671,34	489,78	-	489,78	(181,56)	
8	2008	717,42	123,40	235,99	359,39	35,69	286,40	681,48	504,55	-	504,55	(176,92)	
9	2009	738,63	102,16	257,23	359,39	37,06	294,81	691,26	518,96	-	518,96	(172,30)	
10	2010	761,46	79,01	280,38	359,39	38,44	304,08	701,91	534,40	-	534,40	(167,51)	
11	2011	783,84	53,78	305,61	359,39	39,81	312,77	711,97	549,62	-	549,62	(162,34)	
12	2012	806,34	26,27	333,12	359,39	41,18	321,69	722,26	564,85	-	564,85	(157,41)	
13	2013	828,62	2,22	122,13	124,35	42,55	330,36	497,26	579,98	-	579,98	82,72	
14	2014	886,91				43,93	351,86	395,79	618,23	-	618,23	222,44	
15	2015	908,12				45,30	359,15	404,45	632,60	-	632,60	228,15	
16	2016	933,95				46,67	368,45	415,13	649,99	-	649,99	234,87	
17	2017	957,97				48,05	376,98	425,03	666,20	-	666,20	241,17	
18	2018	983,04				49,42	385,90	435,32	683,06	-	683,06	247,74	
19	2019	1.007,11				50,79	394,24	445,03	699,32	-	699,32	254,29	
20	2020	1.031,77				52,16	402,98	455,14	715,89	869,40	1.585,29	1.130,15	

(i) Los valores sombreados corresponden al pago de los usuarios a la Empresa Regional por concepto de las Conexiones Domiciliarias.

INDICADORES FINANCIEROS

VALOR PRESENTE NETO	:	-403,38 Miles de Soles
RELACION (BENEFICIO / COSTO)	:	0,91
TASA INTERNA DE RETORNO	:	4,09%
PERIODO DE RECUPERO	:	Mayor de 20 Años

CUADRO N° 07

Nombre : REDES PROYECTADAS DE LOCALIDADES SIN SERVICIO o CON SERVICIO RESTRINGIDO
Monto del Préstamo : 2703,19 Miles de Soles
Tasa de Descuento : 12,00%
Periodo de Repago : 12 Años

VARIABLES INDICADORES	INTERES MENSUAL										
	0,00%	0,07%	0,14%	0,22%	0,29%	0,36%	0,43%	0,50%	0,58%	0,65%	0,72%
R mes (Mil S/.)	36,53	38,63	40,82	43,09	45,45	47,89	50,42	53,03	55,73	58,51	31,53
VAN (Mil S/.)	1927,7	1799,9	1667,0	1529,1	1386,0	1237,8	1084,5	925,9	762,2	593,4	-403,4
B/C	1,20	1,19	1,17	1,16	1,14	1,12	1,11	1,09	1,07	1,06	0,91
TIRF	59,42%	53,26%	47,20%	41,44%	36,17%	31,49%	27,45%	23,99%	21,02%	18,45%	4,09%
Periodo de Recupero (Años)	3	3	4	5	6	8	11	13	14	15	Mayor de 20

FIN DEL PROGRAMA

IMPLEMENTACION DE ALTERNATIVA DE INTERCONEXION N° 02
REDES PROYECTADAS DE LOCALIDADES SIN SERVICIO o CON SERVICIO RESTRINGIDO

(Miles de Nuevos Soles)

PRESUPUESTO	TOTAL	LP	SS.EE.	RP	RS
COSTO DIRECTO	1.847,70	291,69	-	392,15	1.163,86
ESCALAMIENTO (0,8% mes)	105,99	16,73	-	22,49	66,76
ADICIONALES DE OBRA (10% DE CD)	184,77	29,17	-	39,22	116,39
A. COSTO DEL PROYECTO	2.138,45				
B. I.G.V.	384,92				
SUB TOTAL	2.523,37				
ELABORACION ESTUDIO DEFINIT.	95,00				
INVERSION TOTAL	2.618,37				

PERIODO DE EJECUCION (Meses)	04
ESCALAMIENTO (Meses)	07

CUADRO No. A

PARAMETROS DE EVALUACION ECONOMICA

REDES PROYECTADAS DE LOCALIDADES SIN SERVICIO o CON SERVICIO RESTRINGIDO

TARIFAS DE VENTA DE ENERGIA			RUBRO	VIGENTE	SENSIBILIDAD (%)	TARIFA DE COMPRA DE ENERGIA (CONCESIONARIO)			CARGO	EN BARRAS EQUIVALENTE
SECTOR	VIGENTE (S/JKWh)	SENSIBILIDAD (%)				CARGO	MT2			
AP	0,6448	100%	COMBUSTIBLE (S/JGal)		100%	FIJO	4,77	S/Jcliente-mes	Potencia (S./kW-año)	263,76
SD	0,6448	100%	COM. ENERG (S/JKwh)		100%	ENERGIA HP	248,70	S/JMWh	Energia HP (S/JMwh)	89,2
SC	0,6448	100%	TASA DCTO (%)	12%	100%	ENERGIA HFP	248,70	S/JMWh	Energia HFP (S/JMwh)	78,5
SI	0,6448	100%	AÑO CERO	2000	100%	POTENCIA	395,76	S./kW-año	Ep	0,35
UG	0,6448	100%	CONSUMO (MWh)		100%	N* LOCALIDADES	1		Efp	0,65
OTRO	0,6448	100%	LUBRICANTE (S/JGal.)							
			N* MESES DE OPERACION 1er. AÑO	12	1,0000	Ep	0,35			
FIJO MES	1,9900	100%	VIDA UTIL (AÑOS)	30		Efp	0,65			
			PERIODO DE CONSTRUC. (AÑOS)	0,33						
									SENSIBILIDAD INVERSION	DESEMBOLSOS
									100%	40%
										15%
										35%
										10%

CUADRO No. B

PARAMETROS DE EVALUACION FINANCIERA

REDES PROYECTADAS DE LOCALIDADES SIN SERVICIO o CON SERVICIO RESTRINGIDO

MONTO (Mil S/.)	2.618,37	TASA DESCUENTO-AÑO (%)	12,00%
PERIODO UTILI + LIQUID. (Meses)	8	TASA DESCUENTO-MES (%)	0,95%
PERIODO REPAGO (Meses)	144	AÑO CERO	2000
INTERES GRACIA (%)	0,72%	N* Meses / Antes 1er. DESEMBOLSO	8
INTERES REPAGO (%)	0,72%	TASA DE INTERES-AÑO (%)	9,00%
INTERES MAXIMO (%)	0,72%	TASA DE INTERES-MES (%)	0,72%
SENSIBILIDAD (%IM)	100%	FECHA	31.03.00

OJO =====>

OJO =====>

INTERESES PROCESO	
	112.424,87
	112.424,87

**CUADRO BASE
PROYECCIONES DE DEMANDA Y CONSUMO**

REDES PROYECTADAS DE LOCALIDADES SIN SERVICIO o CON SERVICIO RESTRINGIDO

N°	AÑO	MAXIMA DEMANDA DISTRIBUIDA (KW)	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA TRANSMISION (KW)	POTENCIA TOTAL REQUERIDA (KW)	CONSUMO DE ENERGIA DE VENTA (MWh)					ENERGIA A VENDERSE (MWh)	ENERGIA DISTRIBUIDA (MWh)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA TRANSMISION (MWh)	ENERGIA A COMPRARSE (TOTAL REQUERIDA) (MWh)	ABONADOS
					A. PUBLICO	DOMESTICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	U. GENERAL					
0	2.000	138,52	6,92	145,44	91,63	372,65	18,03	10,52	17,97	510,79	541,44	12,45	553,90	1.426
1	2.001	145,04	7,20	152,24	92,97	392,46	18,92	11,07	18,92	534,35	566,41	12,99	579,40	1.506
2	2.002	151,77	7,49	159,25	94,42	412,46	19,88	11,63	19,88	558,28	591,77	13,51	605,29	1.547
3	2.003	158,60	7,77	166,37	96,05	432,37	20,83	12,19	20,83	582,27	617,21	14,04	631,24	1.586
4	2.004	163,94	8,05	172,00	97,25	450,23	21,69	12,69	21,69	603,55	639,76	14,63	654,39	1.621
5	2.005	171,37	8,34	179,71	99,06	471,50	22,70	13,27	22,70	629,24	666,99	15,14	682,14	1.660
6	2.006	182,16	8,62	190,78	100,10	486,78	33,17	18,57	32,27	670,90	711,16	15,75	726,91	1.691
7	2.007	188,69	8,91	197,60	101,67	506,57	34,52	19,32	33,58	695,66	737,40	16,33	753,73	1.726
8	2.008	194,14	9,22	203,36	103,11	523,90	35,70	19,98	34,72	717,42	760,47	16,99	777,46	1.757
9	2.009	198,99	9,54	208,53	104,32	540,97	36,86	20,63	35,85	738,63	782,95	17,70	800,65	1.788
10	2.010	205,03	9,85	214,88	106,01	559,02	38,08	21,31	37,04	761,46	807,15	18,34	825,49	1.818
11	2.011	209,68	10,17	219,85	107,23	577,08	39,31	22,00	38,23	783,84	830,87	19,11	849,99	1.851
12	2.012	214,93	10,49	225,41	108,68	595,04	40,53	22,68	39,41	806,34	854,72	19,83	874,55	1.881
13	2.013	219,58	10,80	230,38	109,97	612,94	41,75	23,36	40,60	828,62	878,34	20,60	898,95	1.913
14	2.014	234,83	11,80	246,63	111,38	630,21	60,65	30,32	54,34	886,91	940,12	22,59	962,71	1.941
15	2.015	238,59	12,80	251,39	112,48	646,59	62,21	31,10	55,74	908,12	962,61	24,77	987,37	1.970
16	2.016	244,53	13,81	258,34	114,15	666,19	64,11	32,05	57,44	933,95	989,99	26,88	1.016,86	2.001
17	2.017	249,68	14,81	264,49	115,58	684,55	65,87	32,94	59,03	957,97	1.015,45	29,03	1.044,48	2.031
18	2.018	255,12	15,81	270,93	117,13	703,67	67,71	33,85	60,67	983,04	1.042,02	31,21	1.073,23	2.060
19	2.019	259,68	16,81	276,49	118,41	722,19	69,49	34,75	62,27	1.007,11	1.067,53	33,50	1.101,03	2.091
20	2.020	264,92	17,81	282,74	120,01	740,94	71,30	35,65	63,89	1.031,77	1.093,68	35,74	1.129,42	2.119

CUADRO N° 01
PROYECCIONES DE DEMANDA Y CONSUMO

REDES PROYECTADAS DE LOCALIDADES SIN SERVICIO o CON SERVICIO RESTRINGIDO

FECHA: 31.03.00

N°	AÑO	MAXIMA DEMANDA DISTRIBUIDA (KW)	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA TRANSMISION (KW)	POTENCIA TOTAL REQUERIDA (KW)	CONSUMO DE ENERGIA DE VENTA (MWh)					ENERGIA A VENDERSE (MWh)	ENERGIA DISTRIBUIDA (MWh)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA TRANSMISION (MWh)	ENERGIA A COMPRARSE (TOTAL REQUERIDA) (MWh)	ABONADOS
					A. PUBLICO	DOMESTICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	U. GENERAL					
0	2.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	2.001	145,04	7,20	152,24	92,97	392,46	18,92	11,07	18,92	534,35	566,41	12,99	579,40	1.506
2	2.002	151,77	7,49	159,25	94,42	412,46	19,88	11,63	19,88	558,28	591,77	13,51	605,29	1.547
3	2.003	158,60	7,77	166,37	96,05	432,37	20,83	12,19	20,83	582,27	617,21	14,04	631,24	1.586
4	2.004	163,94	8,05	172,00	97,25	450,23	21,69	12,69	21,69	603,55	639,76	14,63	654,39	1.621
5	2.005	171,37	8,34	179,71	99,06	471,50	22,70	13,27	22,70	629,24	666,99	15,14	682,14	1.660
6	2.006	182,16	8,62	190,78	100,10	486,78	33,17	18,57	32,27	670,90	711,16	15,75	726,91	1.691
7	2.007	188,69	8,91	197,60	101,67	506,57	34,52	19,32	33,58	695,66	737,40	16,33	753,73	1.726
8	2.008	194,14	9,22	203,36	103,11	523,90	35,70	19,98	34,72	717,42	760,47	16,99	777,46	1.757
9	2.009	198,99	9,54	208,53	104,32	540,97	36,86	20,63	35,85	738,63	782,95	17,70	800,65	1.788
10	2.010	205,03	9,85	214,88	106,01	559,02	38,08	21,31	37,04	761,46	807,15	18,34	825,49	1.818
11	2.011	209,68	10,17	219,85	107,23	577,08	39,31	22,00	38,23	783,84	830,87	19,11	849,99	1.851
12	2.012	214,93	10,49	225,41	108,68	595,04	40,53	22,68	39,41	806,34	854,72	19,83	874,55	1.881
13	2.013	219,58	10,80	230,38	109,97	612,94	41,75	23,36	40,60	828,62	878,34	20,60	898,95	1.913
14	2.014	234,83	11,80	246,63	111,38	630,21	60,65	30,32	54,34	886,91	940,12	22,59	962,71	1.941
15	2.015	238,59	12,80	251,39	112,48	646,59	62,21	31,10	55,74	908,12	962,61	24,77	987,37	1.970
16	2.016	244,53	13,81	258,34	114,15	666,19	64,11	32,05	57,44	933,95	989,99	26,88	1.016,86	2.001
17	2.017	249,68	14,81	264,49	115,58	684,55	65,87	32,94	59,03	957,97	1.015,45	29,03	1.044,48	2.031
18	2.018	255,12	15,81	270,93	117,13	703,67	67,71	33,85	60,67	983,04	1.042,02	31,21	1.073,23	2.060
19	2.019	259,68	16,81	276,49	118,41	722,19	69,49	34,75	62,27	1.007,11	1.067,53	33,50	1.101,03	2.091
20	2.020	264,92	17,81	282,74	120,01	740,94	71,30	35,65	63,89	1.031,77	1.093,68	35,74	1.129,42	2.119

CUADRO N° 02 COSTOS DEL PROYECTO

REDES PROYECTADAS DE LOCALIDADES SIN SERVICIO o CON SERVICIO RESTRINGIDO

(Miles de Nuevos Soles)

FECHA: 31.03.00

N°	AÑO	INVERSION Y RE-INVERS	O & M	COMBUSTIBLES		LUBRICANTES		COMPRA DE ENERGIA		TOTAL
				Gals.	COSTO	Gals.	COSTO	MWH	COSTO	
0	2000	2.618,37	-		-		-	-	-	2.618,37
1	2001	-	25,23		-		-	579,40	204,40	229,64
2	2002	-	26,56		-		-	605,29	213,62	240,18
3	2003	-	27,89		-		-	631,24	222,89	250,78
4	2004	-	29,22		-		-	654,39	230,87	260,09
5	2005	-	30,55		-		-	682,14	240,83	271,37
6	2006	-	31,87		-		-	726,91	256,34	288,22
7	2007	-	33,20		-		-	753,73	265,71	298,91
8	2008	-	34,53		-		-	777,46	273,89	308,42
9	2009	-	35,86		-		-	800,65	281,70	317,56
10	2010	-	37,19		-		-	825,49	290,40	327,59
11	2011	-	38,51		-		-	849,99	298,46	336,97
12	2012	-	39,84		-		-	874,55	306,77	346,61
13	2013	-	41,17		-		-	898,95	314,80	355,97
14	2014	-	42,50		-		-	962,71	337,09	379,59
15	2015	-	43,83		-		-	987,37	345,11	388,94
16	2016	-	45,16		-		-	1.016,86	355,19	400,35
17	2017	-	46,48		-		-	1.044,48	364,49	410,97
18	2018	-	47,81		-		-	1.073,23	374,20	422,01
19	2019	-	49,14		-		-	1.101,03	383,31	432,45
20	2020	-	50,47		-		-	1.129,42	392,84	443,31

CUADRO N° 03 INGRESOS DEL PROYECTO

REDES PROYECTADAS DE LOCALIDADES SIN SERVICIO o CON SERVICIO RESTRINGIDO

(Miles de Nuevos Soles)

FECHA: 31.03.00

N°	AÑO	VENTA DE ENERGIA					CARGO FIJO	VALOR RESIDUAL	TOTAL
		A.PUBLICO	DOMESTICO	COMERCIAL	INDUSTRIA	U.GENERAL			
0	2000	-	-	-	-	-	-	-	-
1	2001	59,95	253,06	12,20	7,14	12,20	35,96		380,51
2	2002	60,88	265,96	12,82	7,50	12,82	36,94		396,92
3	2003	61,93	278,80	13,43	7,86	13,43	37,87		413,32
4	2004	62,71	290,31	13,99	8,18	13,99	38,71		427,88
5	2005	63,88	304,02	14,64	8,56	14,64	39,64		445,37
6	2006	64,55	313,88	21,39	11,97	20,81	40,38		472,98
7	2007	65,56	326,64	22,26	12,46	21,65	41,22		489,78
8	2008	66,49	337,81	23,02	12,88	22,39	41,96		504,55
9	2009	67,27	348,82	23,77	13,30	23,11	42,70		518,96
10	2010	68,36	360,45	24,56	13,74	23,88	43,41		534,40
11	2011	69,14	372,10	25,35	14,19	24,65	44,20		549,62
12	2012	70,08	383,68	26,13	14,62	25,41	44,92		564,85
13	2013	70,91	395,22	26,92	15,06	26,18	45,68		579,98
14	2014	71,82	406,36	39,11	19,55	35,04	46,35		618,23
15	2015	72,53	416,92	40,11	20,05	35,94	47,04		632,60
16	2016	73,60	429,56	41,34	20,67	37,04	47,78		649,99
17	2017	74,53	441,40	42,47	21,24	38,06	48,50		666,20
18	2018	75,53	453,73	43,66	21,83	39,12	49,19		683,06
19	2019	76,35	465,67	44,81	22,40	40,15	49,93		699,32
20	2020	77,38	477,76	45,97	22,98	41,20	50,60	841,12	1.557,01

CUADRO N° 04 RESUMEN DE EVALUACION ECONOMICA

REDES PROYECTADAS DE LOCALIDADES SIN SERVICIO o CON SERVICIO RESTRINGIDO

(Miles de Nuevos Soles)

FECHA: 31.03.00

N°	AÑO	CONSUMO TOTAL (MWH)	COSTOS				BENEFICIOS			TOTAL (Bi)-(Ci)
			INVERSION RE-INVERS	O & M	COMPRA DE ENERGIA	TOTAL (Ci)	VENTA DE ENERGIA	VALOR RESIDUAL (i)	TOTAL (Bi)	
0	2000	-	2.618,37	-	-	2.618,37	-	-	-	(2.618,37)
1	2001	534,35	-	25,23	204,40	229,64	380,51	356,50	737,01	507,38
2	2002	558,28	-	26,56	213,62	240,18	396,92	-	396,92	156,74
3	2003	582,27	-	27,89	222,89	250,78	413,32	-	413,32	162,54
4	2004	603,55	-	29,22	230,87	260,09	427,88	-	427,88	167,79
5	2005	629,24	-	30,55	240,83	271,37	445,37	-	445,37	174,00
6	2006	670,90	-	31,87	256,34	288,22	472,98	-	472,98	184,76
7	2007	695,66	-	33,20	265,71	298,91	489,78	-	489,78	190,86
8	2008	717,42	-	34,53	273,89	308,42	504,55	-	504,55	196,13
9	2009	738,63	-	35,86	281,70	317,56	518,96	-	518,96	201,40
10	2010	761,46	-	37,19	290,40	327,59	534,40	-	534,40	206,82
11	2011	783,84	-	38,51	298,46	336,97	549,62	-	549,62	212,65
12	2012	806,34	-	39,84	306,77	346,61	564,85	-	564,85	218,24
13	2013	828,62	-	41,17	314,80	355,97	579,98	-	579,98	224,01
14	2014	886,91	-	42,50	337,09	379,59	618,23	-	618,23	238,64
15	2015	908,12	-	43,83	345,11	388,94	632,60	-	632,60	243,66
16	2016	933,95	-	45,16	355,19	400,35	649,99	-	649,99	249,65
17	2017	957,97	-	46,48	364,49	410,97	666,20	-	666,20	255,22
18	2018	983,04	-	47,81	374,20	422,01	683,06	-	683,06	261,05
19	2019	1.007,11	-	49,14	383,31	432,45	699,32	-	699,32	266,87
20	2020	1.031,77	-	50,47	392,84	443,31	715,89	841,12	1.557,01	1.113,71

(i) Los valores sombreados corresponden al pago de los usuarios a la Empresa Regional por concepto de las Conexiones Domiciliarias.

INDICADORES ECONOMICOS

VALOR PRESENTE NETO	:	-800,86	Miles de Soles
RELACION (BENEFICIO / COSTO)	:	0,83	
TASA INTERNA DE RETORNO	:	7,11%	
PERIODO DE RECUPERO	:	Mayor de 20 Años	

CUADRO N° 05 RESUMEN DE EVALUACIÓN FINANCIERA

REDES PROYECTADAS DE LOCALIDADES SIN SERVICIO o CON SERVICIO RESTRINGIDO

(Miles de Nuevos Soles)

FECHA: 31.03.00

N°	AÑO	CONSUMO TOTAL (MWH)	COSTO					BENEFICIOS			TOTAL (Bi) - (Ci)		
			INTERES	AMORTIZACION	SERVICIO DE LA DEUDA (i)	O & M	COMPRA DE ENERGIA	TOTAL (Ci)	VENTA DE ENERGIA	VALOR RESIDUAL (ii)		TOTAL (Bi)	
0	2000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	2001	534,35	144,68	82,98	227,66	25,23	204,40	457,30	380,51	356,50	737,01	279,71	
2	2002	558,28	211,81	136,30	348,11	26,56	213,62	588,29	396,92	-	396,92	(191,37)	
3	2003	582,27	199,55	148,56	348,11	27,89	222,89	598,89	413,32	-	413,32	(185,57)	
4	2004	603,55	186,18	161,93	348,11	29,22	230,87	608,20	427,88	-	427,88	(180,32)	
5	2005	629,24	171,60	176,51	348,11	30,55	240,83	619,48	445,37	-	445,37	(174,11)	
6	2006	670,90	155,72	192,39	348,11	31,87	256,34	636,33	472,98	-	472,98	(163,35)	
7	2007	695,66	138,40	209,71	348,11	33,20	265,71	647,03	489,78	-	489,78	(157,25)	
8	2008	717,42	119,53	228,58	348,11	34,53	273,89	656,54	504,55	-	504,55	(151,98)	
9	2009	738,63	98,95	249,16	348,11	35,86	281,70	665,67	518,96	-	518,96	(146,71)	
10	2010	761,46	76,53	271,58	348,11	37,19	290,40	675,70	534,40	-	534,40	(141,29)	
11	2011	783,84	52,09	296,02	348,11	38,51	298,46	685,08	549,62	-	549,62	(135,46)	
12	2012	806,34	25,45	322,67	348,11	39,84	306,77	694,72	564,85	-	564,85	(129,87)	
13	2013	828,62	2,15	118,30	120,45	41,17	314,80	476,42	579,98	-	579,98	103,56	
14	2014	886,91				42,50	337,09	379,59	618,23	-	618,23	238,64	
15	2015	908,12				43,83	345,11	388,94	632,60	-	632,60	243,66	
16	2016	933,95				45,16	355,19	400,35	649,99	-	649,99	249,65	
17	2017	957,97				46,48	364,49	410,97	666,20	-	666,20	255,22	
18	2018	983,04				47,81	374,20	422,01	683,06	-	683,06	261,05	
19	2019	1.007,11				49,14	383,31	432,45	699,32	-	699,32	266,87	
20	2020	1.031,77				50,47	392,84	443,31	715,89	841,12	1.557,01	1.113,71	

(i) Los valores sombreados corresponden al pago de los usuarios a la Empresa Regional por concepto de las Conexiones Domiciliarias.

INDICADORES FINANCIEROS

VALOR PRESENTE NETO	:	-258,88 Miles de Soles
RELACION (BENEFICIO / COSTO)	:	0,94
TASA INTERNA DE RETORNO	:	6,26%
PERIODO DE RECUPERO	:	Mayor de 20 Años

CUADRO N° 07

Nombre : REDES PROYECTADAS DE LOCALIDADES SIN SERVICIO o CON SERVICIO RESTRINGIDO
Monto del Préstamo : 2618,37 Miles de Soles
Tasa de Descuento : 12,00%
Periodo de Repago : 12 Años

VARIABLES INDICADORES	INTERES MENSUAL										
	0,00%	0,07%	0,14%	0,22%	0,29%	0,36%	0,43%	0,50%	0,58%	0,65%	0,72%
R mes (Mil S/.)	36,53	38,63	40,82	43,09	45,45	47,89	50,42	53,03	55,73	58,51	30,54
VAN (Mil S/.)	1927,7	1799,9	1667,0	1529,1	1386,0	1237,8	1084,5	925,9	762,2	593,4	-258,9
B/C	1,20	1,19	1,17	1,16	1,14	1,12	1,11	1,09	1,07	1,06	0,94
TIRF	59,42%	53,26%	47,20%	41,44%	36,17%	31,49%	27,45%	23,99%	21,02%	18,45%	6,26%
Periodo de Recupero (Años)	3	3	4	5	6	8	11	13	14	15	Mayor de 20

FIN DEL PROGRAMA

IMPLEMENTACION DE ALTERNATIVA DE INTERCONEXION N° 03
REDES PROYECTADAS DE LOCALIDADES SIN SERVICIO o CON SERVICIO RESTRINGIDO

(Miles de Nuevos Soles)

PRESUPUESTO	TOTAL	LP	SS.EE.	RP	RS
COSTO DIRECTO	1.847,70	291,69	-	392,15	1.163,86
ESCALAMIENTO (0,8% mes)	105,99	16,73	-	22,49	66,76
ADICIONALES DE OBRA (10% DE CD)	184,77	29,17	-	39,22	116,39
A. COSTO DEL PROYECTO	2.138,45				
B. I.G.V.	384,92				
SUB TOTAL	2.523,37				
ELABORACION ESTUDIO DEFINIT.	95,00				
INVERSION TOTAL	2.618,37				

PERIODO DE EJECUCION (Meses)

04

ESCALAMIENTO (Meses)

07

CUADRO No. A

PARAMETROS DE EVALUACION ECONOMICA

REDES PROYECTADAS DE LOCALIDADES SIN SERVICIO o CON SERVICIO RESTRINGIDO

TARIFAS DE VENTA DE ENERGIA			RUBRO	VIGENTE	SENSIBILIDAD (%)	TARIFA DE COMPRA DE ENERGIA (CONCESIONARIO)			CARGO	EN BARRAS EQUIVALENTE
SECTOR	VIGENTE (S./KWh)	SENSIBILIDAD (%)				CARGO	MT2	S./cliente-mes		
AP	0,6448	100%	COMBUSTIBLE (S./Gal)		100%	FIJO	4,77	S./cliente-mes	Potencia (S./kW-año)	263,76
SD	0,6448	100%	COM. ENERG (S./Kwh)		100%	ENERGIA HP	248,70	S./MWh	Energia HP (S./Mwh)	89,2
SC	0,6448	100%	TASA DCTO (%)	12%	100%	ENERGIA HFP	248,70	S./MWh	Energia HFP (S./Mwh)	78,5
SI	0,6448	100%	AÑO CERO	2000	100%	POTENCIA	395,76	S./ kW-año	Ep	0,35
UG	0,6448	100%	CONSUMO (MWh)		100%	N° LOCALIDADES	1		Efp	0,65
OTRO	0,6448	100%	LUBRICANTE (S./Gal.)							
FIJO MES	1,9900	100%	N° MESES DE OPERACION 1er. AÑO	12	1,0000	Ep	0,35			
			VIDA UTIL (AÑOS)	30		Efp	0,65			
			PERIODO DE CONSTRUC. (AÑOS)	0,33						
									SENSIBILIDAD INVERSION	DESEMBOLSOS
									100%	40%
										15%
										35%
									INTERESES PROCESO	10%

CUADRO No. B

PARAMETROS DE EVALUACION FINANCIERA

REDES PROYECTADAS DE LOCALIDADES SIN SERVICIO o CON SERVICIO RESTRINGIDO

MONTO (Mil S./)	2.618,37	TASA DESCUENTO-AÑO (%)	12,00%
PERIODO UTILI + LIQUID. (Meses)	8	TASA DESCUENTO-MES (%)	0,95%
PERIODO REPAGO (Meses)	144	AÑO CERO	2000
INTERES GRACIA (%)	0,72%	N° Meses / Antes 1er. DESEMBOLSO	8
INTERES REPAGO (%)	0,72%	TASA DE INTERES-AÑO (%)	9,00%
INTERES MAXIMO (%)	0,72%	TASA DE INTERES-MES (%)	0,72%
SENSIBILIDAD (%IM)	100%	FECHA	31.03.00

OJO =====>
OJO =====>

INTERESES PROCESO	
	112.424,87
	112.424,87

**CUADRO BASE
PROYECCIONES DE DEMANDA Y CONSUMO**

REDES PROYECTADAS DE LOCALIDADES SIN SERVICIO o CON SERVICIO RESTRINGIDO

N°	AÑO	MAXIMA DEMANDA DISTRIBUIDA (KW)	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA TRANSMISION (KW)	POTENCIA TOTAL REQUERIDA (KW)	CONSUMO DE ENERGIA DE VENTA (MWh)					ENERGIA A VENDERSE (MWh)	ENERGIA DISTRIBUIDA (MWh)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA TRANSMISION (MWh)	ENERGIA A COMPRARSE (TOTAL REQUERIDA) (MWh)	ABONADOS
					A. PUBLICO	DOMESTICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	U. GENERAL					
0	2.000	138,52	6,29	144,81	91,63	372,65	18,03	10,52	17,97	510,79	541,44	11,33	552,77	1.426
1	2.001	145,04	6,63	151,67	92,97	392,46	18,92	11,07	18,92	534,35	566,41	11,96	578,37	1.506
2	2.002	151,77	6,98	158,75	94,42	412,46	19,88	11,63	19,88	558,28	591,77	12,60	604,37	1.547
3	2.003	158,60	7,33	165,93	96,05	432,37	20,83	12,19	20,83	582,27	617,21	13,24	630,45	1.586
4	2.004	163,94	7,67	171,62	97,25	450,23	21,69	12,69	21,69	603,55	639,76	13,94	653,70	1.621
5	2.005	171,37	8,02	179,39	99,06	471,50	22,70	13,27	22,70	629,24	666,99	14,57	681,56	1.660
6	2.006	182,16	8,37	190,53	100,10	486,78	33,17	18,57	32,27	670,90	711,16	15,29	726,45	1.691
7	2.007	188,69	8,72	197,41	101,67	506,57	34,52	19,32	33,58	695,66	737,40	15,98	753,38	1.726
8	2.008	194,14	9,06	203,20	103,11	523,90	35,70	19,98	34,72	717,42	760,47	16,70	777,17	1.757
9	2.009	198,99	9,41	208,40	104,32	540,97	36,86	20,63	35,85	738,63	782,95	17,47	800,41	1.788
10	2.010	205,03	9,76	214,79	106,01	559,02	38,08	21,31	37,04	761,46	807,15	18,17	825,31	1.818
11	2.011	209,68	10,11	219,79	107,23	577,08	39,31	22,00	38,23	783,84	830,87	18,99	849,87	1.851
12	2.012	214,93	10,45	225,38	108,68	595,04	40,53	22,68	39,41	806,34	854,72	19,77	874,49	1.881
13	2.013	219,58	10,80	230,38	109,97	612,94	41,75	23,36	40,60	828,62	878,34	20,60	898,95	1.913
14	2.014	234,83	11,61	246,44	111,38	630,21	60,65	30,32	54,34	886,91	940,12	22,23	962,35	1.941
15	2.015	238,59	12,43	251,02	112,48	646,59	62,21	31,10	55,74	908,12	962,61	24,04	986,64	1.970
16	2.016	244,53	13,24	257,77	114,15	666,19	64,11	32,05	57,44	933,95	989,99	25,77	1.015,75	2.001
17	2.017	249,68	14,05	263,73	115,58	684,55	65,87	32,94	59,03	957,97	1.015,45	27,54	1.042,99	2.031
18	2.018	255,12	14,86	269,99	117,13	703,67	67,71	33,85	60,67	983,04	1.042,02	29,34	1.071,36	2.060
19	2.019	259,68	15,67	275,35	118,41	722,19	69,49	34,75	62,27	1.007,11	1.067,53	31,23	1.098,76	2.091
20	2.020	264,92	16,49	281,41	120,01	740,94	71,30	35,65	63,89	1.031,77	1.093,68	33,08	1.126,75	2.119

**CUADRO N° 01
PROYECCIONES DE DEMANDA Y CONSUMO**

REDES PROYECTADAS DE LOCALIDADES SIN SERVICIO o CON SERVICIO RESTRINGIDO

FECHA: 31.03.00

N°	AÑO	MAXIMA DEMANDA DISTRIBUIDA (KW)	PERDIDAS DE POTENCIA EN LA TRANSMISION (KW)	POTENCIA TOTAL REQUERIDA (KW)	CONSUMO DE ENERGIA DE VENTA (MWh)					ENERGIA A VENDERSE (MWh)	ENERGIA DISTRIBUIDA (MWh)	PERDIDAS DE ENERGIA EN LA TRANSMISION (MWh)	ENERGIA A COMPRARSE (TOTAL REQUERIDA) (MWh)	ABONADOS
					A. PUBLICO	DOMESTICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	U. GENERAL					
					0	2.000	-	-	-					
1	2.001	145,04	6,63	151,67	92,97	392,46	18,92	11,07	18,92	534,35	566,41	11,96	578,37	1.506
2	2.002	151,77	6,98	158,75	94,42	412,46	19,88	11,63	19,88	558,28	591,77	12,60	604,37	1.547
3	2.003	158,60	7,33	165,93	96,05	432,37	20,83	12,19	20,83	582,27	617,21	13,24	630,45	1.586
4	2.004	163,94	7,67	171,62	97,25	450,23	21,69	12,69	21,69	603,55	639,76	13,94	653,70	1.621
5	2.005	171,37	8,02	179,39	99,06	471,50	22,70	13,27	22,70	629,24	666,99	14,57	681,56	1.660
6	2.006	182,16	8,37	190,53	100,10	486,78	33,17	18,57	32,27	670,90	711,16	15,29	726,45	1.691
7	2.007	188,69	8,72	197,41	101,67	506,57	34,52	19,32	33,58	695,66	737,40	15,98	753,38	1.726
8	2.008	194,14	9,06	203,20	103,11	523,90	35,70	19,98	34,72	717,42	760,47	16,70	777,17	1.757
9	2.009	198,99	9,41	208,40	104,32	540,97	36,86	20,63	35,85	738,63	782,95	17,47	800,41	1.788
10	2.010	205,03	9,76	214,79	106,01	559,02	38,08	21,31	37,04	761,46	807,15	18,17	825,31	1.818
11	2.011	209,68	10,11	219,79	107,23	577,08	39,31	22,00	38,23	783,84	830,87	18,99	849,87	1.851
12	2.012	214,93	10,45	225,38	108,68	595,04	40,53	22,68	39,41	806,34	854,72	19,77	874,49	1.881
13	2.013	219,58	10,80	230,38	109,97	612,94	41,75	23,36	40,60	828,62	878,34	20,60	898,95	1.913
14	2.014	234,83	11,61	246,44	111,38	630,21	60,65	30,32	54,34	886,91	940,12	22,23	962,35	1.941
15	2.015	238,59	12,43	251,02	112,48	646,59	62,21	31,10	55,74	908,12	962,61	24,04	986,64	1.970
16	2.016	244,53	13,24	257,77	114,15	666,19	64,11	32,05	57,44	933,95	989,99	25,77	1.015,75	2.001
17	2.017	249,68	14,05	263,73	115,58	684,55	65,87	32,94	59,03	957,97	1.015,45	27,54	1.042,99	2.031
18	2.018	255,12	14,86	269,99	117,13	703,67	67,71	33,85	60,67	983,04	1.042,02	29,34	1.071,36	2.060
19	2.019	259,68	15,67	275,35	118,41	722,19	69,49	34,75	62,27	1.007,11	1.067,53	31,23	1.098,76	2.091
20	2.020	264,92	16,49	281,41	120,01	740,94	71,30	35,65	63,89	1.031,77	1.093,68	33,08	1.126,75	2.119

CUADRO N° 02 COSTOS DEL PROYECTO

REDES PROYECTADAS DE LOCALIDADES SIN SERVICIO o CON SERVICIO RESTRINGIDO

(Miles de Nuevos Soles)

FECHA: 31.03.00

N°	AÑO	INVERSION Y RE-INVERS	O & M	COMBUSTIBLES		LUBRICANTES		COMPRA DE ENERGIA		TOTAL
				Gals.	COSTO	Gals.	COSTO	MWH	COSTO	
0	2000	2.618,37	-		-		-	-	-	2.618,37
1	2001	-	25,23		-		-	578,37	203,92	229,16
2	2002	-	26,56		-		-	604,37	213,19	239,75
3	2003	-	27,89		-		-	630,45	222,52	250,41
4	2004	-	29,22		-		-	653,70	230,55	259,77
5	2005	-	30,55		-		-	681,56	240,56	271,10
6	2006	-	31,87		-		-	726,45	256,13	288,00
7	2007	-	33,20		-		-	753,38	265,55	298,75
8	2008	-	34,53		-		-	777,17	273,76	308,29
9	2009	-	35,86		-		-	800,41	281,60	317,46
10	2010	-	37,19		-		-	825,31	290,32	327,50
11	2011	-	38,51		-		-	849,87	298,40	336,92
12	2012	-	39,84		-		-	874,49	306,74	346,58
13	2013	-	41,17		-		-	898,95	314,80	355,97
14	2014	-	42,50		-		-	962,35	336,93	379,42
15	2015	-	43,83		-		-	986,64	344,78	388,60
16	2016	-	45,16		-		-	1.015,75	354,69	399,84
17	2017	-	46,48		-		-	1.042,99	363,82	410,30
18	2018	-	47,81		-		-	1.071,36	373,36	421,17
19	2019	-	49,14		-		-	1.098,76	382,29	431,43
20	2020	-	50,47		-		-	1.126,75	391,65	442,12

CUADRO N° 03 INGRESOS DEL PROYECTO

REDES PROYECTADAS DE LOCALIDADES SIN SERVICIO o CON SERVICIO RESTRINGIDO

(Miles de Nuevos Soles)

FECHA: 31.03.00

N°	AÑO	VENTA DE ENERGIA					CARGO FIJO	VALOR RESIDUAL	TOTAL
		A.PUBLICO	DOMESTICO	COMERCIAL	INDUSTRIA	U.GENERAL			
0	2000	-	-	-	-	-	-	-	-
1	2001	59,95	253,06	12,20	7,14	12,20	35,96		380,51
2	2002	60,88	265,96	12,82	7,50	12,82	36,94		396,92
3	2003	61,93	278,80	13,43	7,86	13,43	37,87		413,32
4	2004	62,71	290,31	13,99	8,18	13,99	38,71		427,88
5	2005	63,88	304,02	14,64	8,56	14,64	39,64		445,37
6	2006	64,55	313,88	21,39	11,97	20,81	40,38		472,98
7	2007	65,56	326,64	22,26	12,46	21,65	41,22		489,78
8	2008	66,49	337,81	23,02	12,88	22,39	41,96		504,55
9	2009	67,27	348,82	23,77	13,30	23,11	42,70		518,96
10	2010	68,36	360,45	24,56	13,74	23,88	43,41		534,40
11	2011	69,14	372,10	25,35	14,19	24,65	44,20		549,62
12	2012	70,08	383,68	26,13	14,62	25,41	44,92		564,85
13	2013	70,91	395,22	26,92	15,06	26,18	45,68		579,98
14	2014	71,82	406,36	39,11	19,55	35,04	46,35		618,23
15	2015	72,53	416,92	40,11	20,05	35,94	47,04		632,60
16	2016	73,60	429,56	41,34	20,67	37,04	47,78		649,99
17	2017	74,53	441,40	42,47	21,24	38,06	48,50		666,20
18	2018	75,53	453,73	43,66	21,83	39,12	49,19		683,06
19	2019	76,35	465,67	44,81	22,40	40,15	49,93		699,32
20	2020	77,38	477,76	45,97	22,98	41,20	50,60	841,12	1.557,01

CUADRO N° 04 RESUMEN DE EVALUACION ECONOMICA

REDES PROYECTADAS DE LOCALIDADES SIN SERVICIO o CON SERVICIO RESTRINGIDO

(Miles de Nuevos Soles)

FECHA: 31.03.00

N°	AÑO	CONSUMO TOTAL (MWH)	COSTOS				BENEFICIOS			TOTAL (Bi)-(Ci)
			INVERSION RE-INVERS	O & M	COMPRA DE ENERGIA	TOTAL (Ci)	VENTA DE ENERGIA	VALOR RESIDUAL (i)	TOTAL (Bi)	
0	2000	-	2.618,37	-	-	2.618,37	-	-	-	(2.618,37)
1	2001	534,35	-	25,23	203,92	229,16	380,51	356,50	737,01	507,86
2	2002	558,28	-	26,56	213,19	239,75	396,92	-	396,92	157,17
3	2003	582,27	-	27,89	222,52	250,41	413,32	-	413,32	162,92
4	2004	603,55	-	29,22	230,55	259,77	427,88	-	427,88	168,11
5	2005	629,24	-	30,55	240,56	271,10	445,37	-	445,37	174,27
6	2006	670,90	-	31,87	256,13	288,00	472,98	-	472,98	184,98
7	2007	695,66	-	33,20	265,55	298,75	489,78	-	489,78	191,02
8	2008	717,42	-	34,53	273,76	308,29	504,55	-	504,55	196,26
9	2009	738,63	-	35,86	281,60	317,46	518,96	-	518,96	201,51
10	2010	761,46	-	37,19	290,32	327,50	534,40	-	534,40	206,90
11	2011	783,84	-	38,51	298,40	336,92	549,62	-	549,62	212,71
12	2012	806,34	-	39,84	306,74	346,58	564,85	-	564,85	218,26
13	2013	828,62	-	41,17	314,80	355,97	579,98	-	579,98	224,01
14	2014	886,91	-	42,50	336,93	379,42	618,23	-	618,23	238,80
15	2015	908,12	-	43,83	344,78	388,60	632,60	-	632,60	243,99
16	2016	933,95	-	45,16	354,69	399,84	649,99	-	649,99	250,15
17	2017	957,97	-	46,48	363,82	410,30	666,20	-	666,20	255,89
18	2018	983,04	-	47,81	373,36	421,17	683,06	-	683,06	261,89
19	2019	1.007,11	-	49,14	382,29	431,43	699,32	-	699,32	267,88
20	2020	1.031,77	-	50,47	391,65	442,12	715,89	841,12	1.557,01	1.114,89

(i) Los valores sombreados corresponden al pago de los usuarios a la Empresa Regional por concepto de las Conexiones Domiciliarias.

INDICADORES ECONOMICOS

VALOR PRESENTE NETO	:	-798,52	Miles de Soles
RELACION (BENEFICIO / COSTO)	:	0,83	
TASA INTERNA DE RETORNO	:	7,12%	
PERIODO DE RECUPERO	:	Mayor de 20 Años	

CUADRO N° 05 RESUMEN DE EVALUACIÓN FINANCIERA

REDES PROYECTADAS DE LOCALIDADES SIN SERVICIO o CON SERVICIO RESTRINGIDO

(Miles de Nuevos Soles)

FECHA: 31.03.00

N°	AÑO	CONSUMO TOTAL (MWH)	COSTO					BENEFICIOS			TOTAL (Bi) - (Ci)	
			INTERES	AMORTIZACION	SERVICIO DE LA DEUDA (i)	O & M	COMPRA DE ENERGIA	TOTAL (Ci)	VENTA DE ENERGIA	VALOR RESIDUAL (i)		TOTAL (Bi)
0	2000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1	2001	534,35	144,68	82,98	227,66	25,23	203,92	456,82	380,51	356,50	737,01	280,19
2	2002	558,28	211,81	136,30	348,11	26,56	213,19	587,86	396,92	-	396,92	(190,94)
3	2003	582,27	199,55	148,56	348,11	27,89	222,52	598,52	413,32	-	413,32	(185,19)
4	2004	603,55	186,18	161,93	348,11	29,22	230,55	607,88	427,88	-	427,88	(180,00)
5	2005	629,24	171,60	176,51	348,11	30,55	240,56	619,21	445,37	-	445,37	(173,84)
6	2006	670,90	155,72	192,39	348,11	31,87	256,13	636,11	472,98	-	472,98	(163,14)
7	2007	695,66	138,40	209,71	348,11	33,20	265,55	646,86	489,78	-	489,78	(157,09)
8	2008	717,42	119,53	228,58	348,11	34,53	273,76	656,40	504,55	-	504,55	(151,85)
9	2009	738,63	98,95	249,16	348,11	35,86	281,60	665,57	518,96	-	518,96	(146,60)
10	2010	761,46	76,53	271,58	348,11	37,19	290,32	675,62	534,40	-	534,40	(141,21)
11	2011	783,84	52,09	296,02	348,11	38,51	298,40	685,03	549,62	-	549,62	(135,40)
12	2012	806,34	25,45	322,67	348,11	39,84	306,74	694,70	564,85	-	564,85	(129,85)
13	2013	828,62	2,15	118,30	120,45	41,17	314,80	476,42	579,98	-	579,98	103,56
14	2014	886,91				42,50	336,93	379,42	618,23	-	618,23	238,80
15	2015	908,12				43,83	344,78	388,60	632,60	-	632,60	243,99
16	2016	933,95				45,16	354,69	399,84	649,99	-	649,99	250,15
17	2017	957,97				46,48	363,82	410,30	666,20	-	666,20	255,89
18	2018	983,04				47,81	373,36	421,17	683,06	-	683,06	261,89
19	2019	1.007,11				49,14	382,29	431,43	699,32	-	699,32	267,88
20	2020	1.031,77				50,47	391,65	442,12	715,89	841,12	1.557,01	1.114,89

(i) Los valores sombreados corresponden al pago de los usuarios a la Empresa Regional por concepto de las Conexiones Domiciliarias.

INDICADORES FINANCIEROS

VALOR PRESENTE NETO	:	-256,54 Miles de Soles
RELACION (BENEFICIO / COSTO)	:	0,94
TASA INTERNA DE RETORNO	:	6,30%
PERIODO DE RECUPERO	:	Mayor de 20 Años

CUADRO N° 07

Nombre : REDES PROYECTADAS DE LOCALIDADES SIN SERVICIO o CON SERVICIO RESTRINGIDO
Monto del Préstamo : 2618,37 Miles de Soles
Tasa de Descuento : 12,00%
Periodo de Repago : 12 Años

VARIABLES INDICADORES	INTERES MENSUAL										
	0,00%	0,07%	0,14%	0,22%	0,29%	0,36%	0,43%	0,50%	0,58%	0,65%	0,72%
R mes (Mil S/.)	36,53	38,63	40,82	43,09	45,45	47,89	50,42	53,03	55,73	58,51	30,54
VAN (Mil S/.)	1927,7	1799,9	1667,0	1529,1	1386,0	1237,8	1084,5	925,9	762,2	593,4	-256,5
B/C	1,20	1,19	1,17	1,16	1,14	1,12	1,11	1,09	1,07	1,06	0,94
TIRF	59,42%	53,26%	47,20%	41,44%	36,17%	31,49%	27,45%	23,99%	21,02%	18,45%	6,30%
Periodo de Recupero (Años)	3	3	4	5	6	8	11	13	14	15	Mayor de 20

FIN DEL PROGRAMA

CONCLUSIONES

1. Desde el punto de vista económico, es inconveniente la incorporación del SER Canta al SICN, a pesar de ser esta alternativa, técnicamente de un grado de confiabilidad mucho mayor que la interconexión del SER Canta con la C.H. de Baños 4.

La selección de la alternativa óptima de interconexión, es finalmente consecuencia del análisis técnico y económico, entre las diferentes alternativas de Interconexión del SER Canta con la C.H. de Baños 4.

2. Con el fin de satisfacer la demanda requerida en el área de influencia al final del horizonte de planeamiento, suministrando energía eléctrica en forma continua y confiable a las 79 localidades ubicadas dentro del área de influencia del estudio, es que se recomienda la implementación de la alternativa N° 03, tanto para la Ejecución de Obras de las Líneas Primarias y Subestaciones de Interconexión a cargo de la empresa EDELNOR S.A.A. como para la Ejecución de Obras de las Redes Proyectadas de localidades sin servicio ó con servicio restringido con inversión a cargo del Estado.

3. Técnicamente al igual que la alternativa de interconexión N° 02, ambos garantizan la operatividad del sistema, ante salidas intempestivas de tramos de

líneas, pero generándose en la alternativa N° 03 menores pérdidas de energía y potencia en la línea, favoreciendo de esta manera económicamente al proyecto.

4. La evaluación económica del Proyecto Integral, desde la perspectiva de la empresa concesionaria, invirtiendo en la Ejecución de Obras de las Líneas Primarias y Subestaciones de Interconexión, con el costo de inversión en la Ejecución de Obras de las Redes Proyectadas a cargo del Estado y asumiendo los costos por operación y mantenimiento tanto de las redes existentes como del Proyecto Integral, resulta económicamente rentable, siendo ésta la estructura de inversiones a recomendar, justificando por el lado del Estado, en el objetivo nacional de desarrollo mediante el incremento de la cobertura eléctrica en las zonas aisladas del país

ANEXOS:

PLANO N° 01

CONFIGURACION GEOGRAFICA DEL SER CANTA

PLANO N° 02

DIAGRAMA UNIFILAR DEL SER CANTA

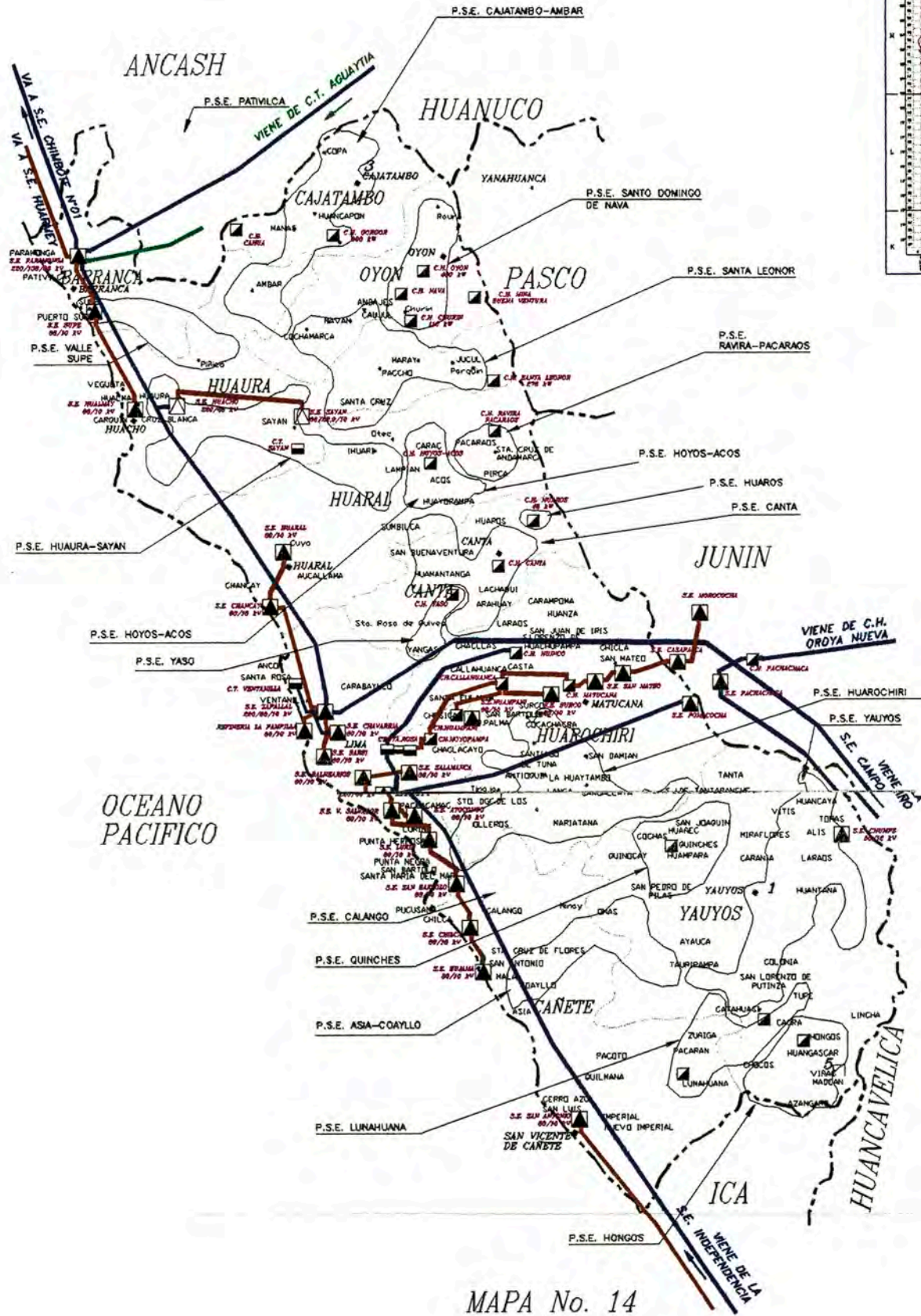
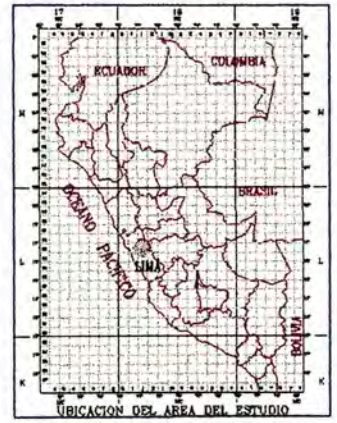
PLANO N° 03

**DIAGRAMA UNIFILAR DEL SER CANTA – FLUJO DE
POTENCIA**

BIBLIOGRAFIA

- (1). Informe Técnico Económico de Prefactibilidad Sistema Eléctrico Rio Pallanga.
CENTROMIN PERU – 1 998
- (2). Estudio de Mercado de Energía Eléctrica.
MONENCO – Febrero 1 980.
- (3). Plan Nacional de Expansión de la Frontera Eléctrica 1 989 - 1998.
ELECTROPERU S.A. – DEP/MEM.
- (4). Censos de Población y Vivienda 12 Julio de 1981, 11 de Julio de 1993.
INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICAS E INFORMÁTICA.
- (5). Compendio Estadístico Departamental 1995-96 , Lima-Callao.
INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICAS E INFORMÁTICA.
- (6). Tarifas Máximas Vigentes, 04 de octubre de 1 999.
COMISION DE TARIFAS ELÉCTRICAS.
- (7). Revista “Costos”, para la Industria de la Construcción.
OCTUBRE 1 999.

SISTEMA ELECTRICO DEL DEPARTAMENTO DE LIMA



MAPA No. 14

LEYENDA

DESCRIPCION	EXISTENTE	PROYECTADO
L.T. 220 kV		
L.T. 138 kV		
L.T. 60 kV		
SUB ESTACION		
CENTRAL HIDRAULICA		
CENTRAL TERMICA		



Universidad Nacional de Ingeniería

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA y ELECTRONICA

DISERO:	E. BADILLO C.	SISTEMA ELECTRICO DEL DEPARTAMENTO DE LIMA Y UBICACION GEOGRAFICA	DISTR.:	VIARIOS
Acod2000:	L. ARCE H.		PROV.:	CANTA HUARAL
REVISION:	E. BADILLO C.	PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTRICISTA POR EXAMEN PROFESIONAL	DPTO.:	LIMA
APROBACION:	E. BADILLO C.		ESCALA:	S/E
FECHA:	MARZO 2000	BACHILLER:	ERICK BADILLO CARRILLO	
			LAMNA No.	Q1



LEYENDA

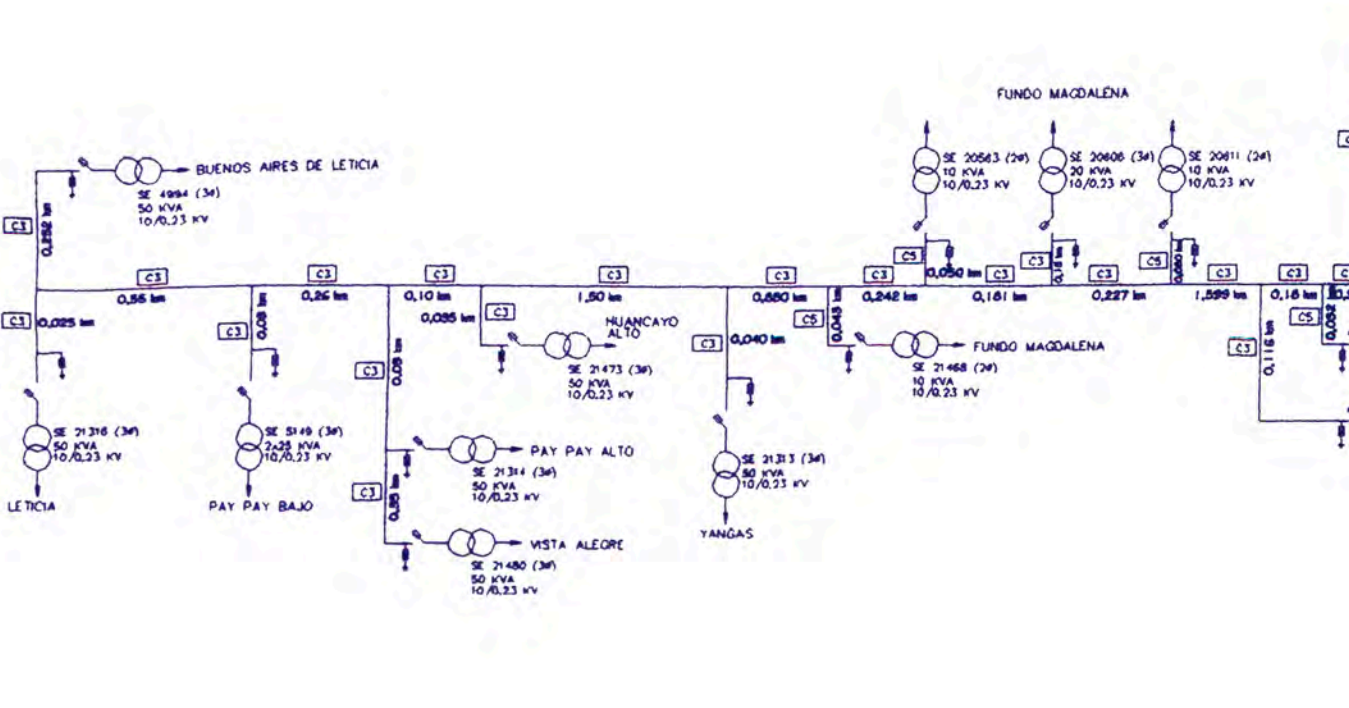
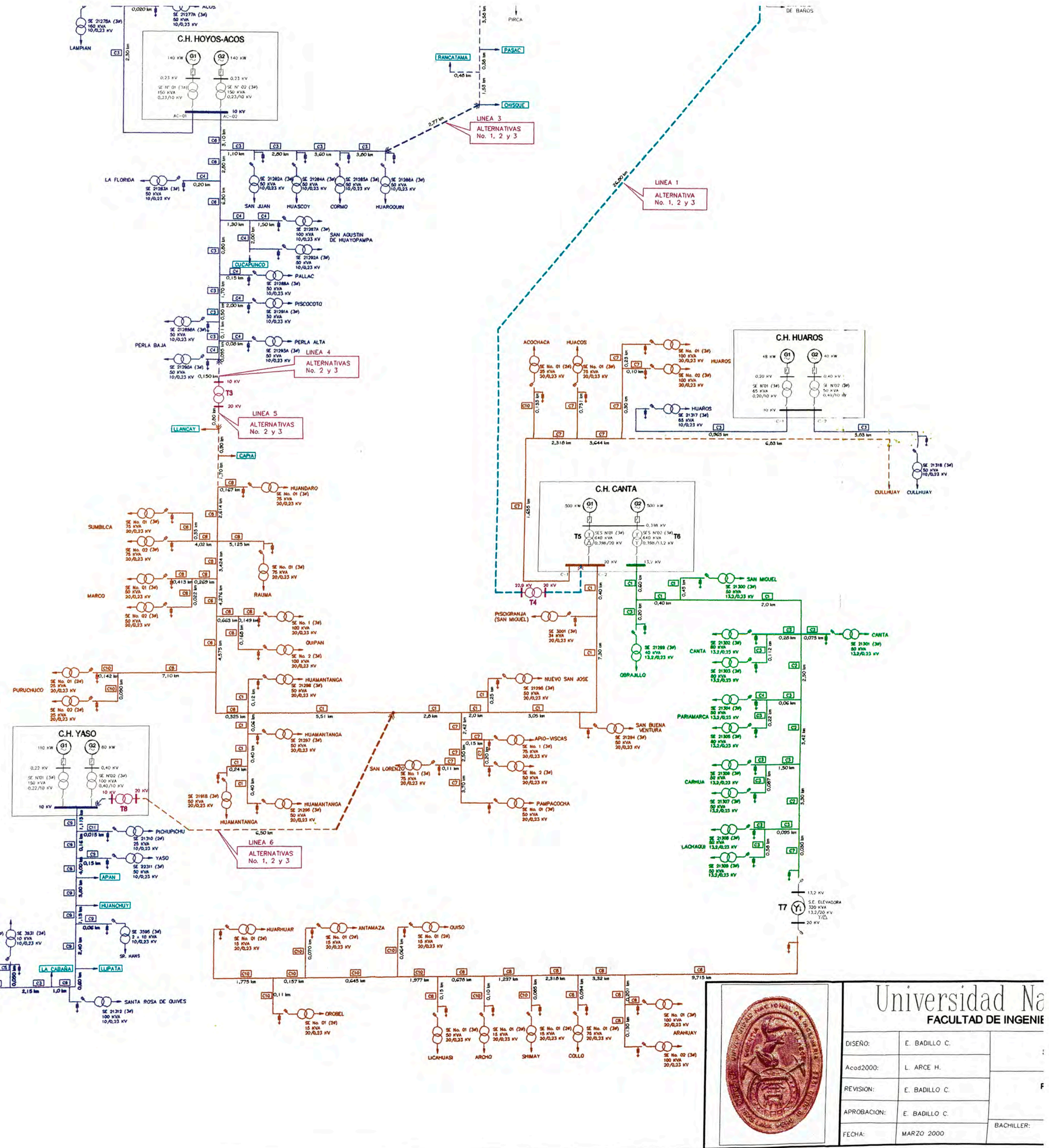
ITEM	DESCRIPCION	EXISTENTE	PROYECTADO
1	LÍNEA PRIMARIA 10 kV		
2	LÍNEA PRIMARIA 13.2 kV		
3	LÍNEA PRIMARIA 20 kV		
4	LÍNEA PRIMARIA 2.3 kV		
5	RED SECUNDARIA 0.23 kV		
6	CENTRAL HIDROELECTRICA		
7	SUB ESTACION ELEVADORA 13.2/20 kV - 320 kVA		
8	ALTERNATIVA DE INTERCONEXION		
9	LOCALIDAD CON SERVICIO		
10	LOCALIDAD SIN SERVICIO		



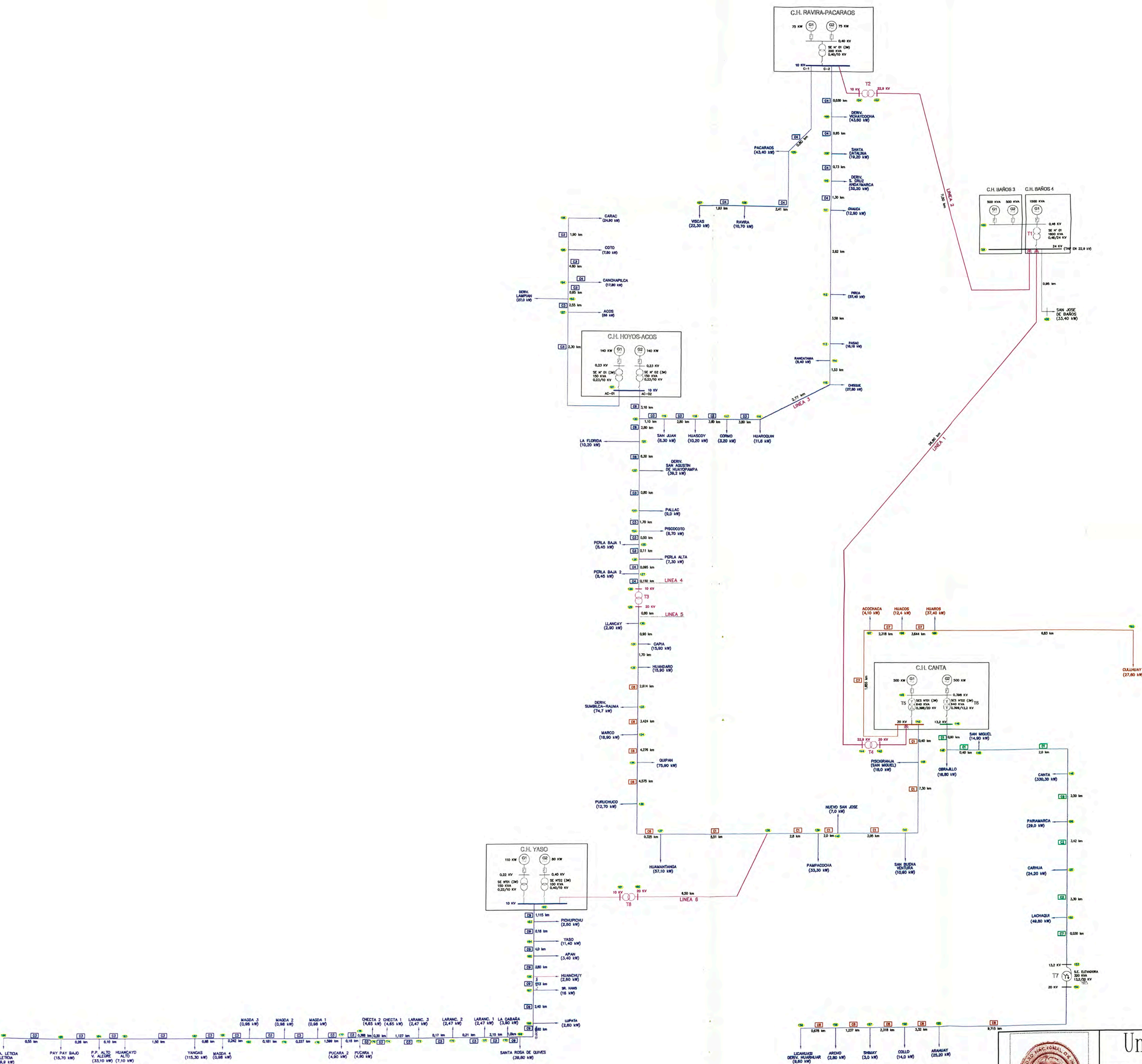
Universidad Nacional de Ingeniería
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA y ELECTRONICA

DISEÑO:	E. BADILLO C.	CONFIGURACION GEOGRAFICA DEL SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA	DISTR.:	VARIOS
Acod2000:	L. ARCE H.		PROV.:	CANTA HUARAL
REVISION:	E. BADILLO C.	PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTRICISTA POR EXAMEN PROFESIONAL	OPTO.:	LIMA
APROBACION:	J. KOC RUEDA		ESCALA:	S/E
FECHA:	MARZO 2000		BACHILLER:	ERICK BADILLO CARRILLO

ITEM	DESCRIPCION	EXISTENTE	PROYECTADO
01	LINEA PRIMARIA, 10 KV		
02	LINEA PRIMARIA, 13,2 KV		
03	LINEA PRIMARIA, 20 KV		
04	LINEA PRIMARIA, 22,9 KV		
05	CONDUCTOR DE COBRE DESNUDO: 3-1 x 35 mm ² Cu	C1	
06	CONDUCTOR DE COBRE DESNUDO: 3-1 x 25 mm ² Cu	C2	
07	CONDUCTOR DE COBRE DESNUDO: 3-1 x 16 mm ² Cu	C3	
08	CONDUCTOR DE COBRE DESNUDO: 3-1 x 10 mm ² Cu	C4	
09	CONDUCTOR DE COBRE DESNUDO: 2-1 x 16 mm ² Cu	C5	
10	CONDUCTOR DE ALEACION DE ALUMINIO: 3-1 x 50 mm ² AAAC	C6	
11	CONDUCTOR DE ALEACION DE ALUMINIO: 3-1 x 35 mm ² AAAC	C7	
12	CONDUCTOR DE ALEACION DE ALUMINIO: 3-1 x 25 mm ² AAAC	C8	
13	CONDUCTOR DE ALEACION DE ALUMINIO: 3-1 x 16 mm ² AAAC	C9	
14	CONDUCTOR DE ALEACION DE ALUMINIO: 2-1 x 25 mm ² AAAC	C10	
15	CONDUCTOR DE ALEACION DE ALUMINIO: 2-1 x 16 mm ² AAAC	C11	
16	TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION		
17	SECCIONADOR FUSIBLE TIPO CUT-OUT		
18	PAPARRAYOS		
19	AUTO TRANSFORMADOR TRIFASICO 13,2/20 KV, 500 KVA, CONEXION ESTRELLA-NEUTRO ACESIBLE		
20	TRANSFORMADOR DE INTERCONEXION ADECUADOR DE TENSION		
21	LOCALIDAD SIN SERVICIO ELECTRICO	LOCALIDAD	
22	GENERADOR No. 1	G1	
23	INTERRUPTOR TRIFASICO		
24	SECCIONADOR TRIFASICO		
25	PUENTA A TIERRA		
26	ALTERNATIVA DE INTERCONEXION		ALTERNATIVA



Universidad Nacional de Ingeniería	
FACULTAD DE INGENIERIA	
DISENYO:	E. BADILLO C.
Acad2000:	L. ARCE H.
REVISION:	E. BADILLO C.
APROBACION:	E. BADILLO C.
FECHA:	MARZO 2000
BACHILLER:	



Universidad Nacional de Ingeniería

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA y ELECTRONICA

DISEÑO:	E. BADILLO C.	DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ELECTRICO REGIONAL DE CANTA FLUJO DE POTENCIA	DISTR.:	VARIOS
Acod2000:	L. ARCE H.		PROV.:	CANTA HUARAL
REVISION:	E. BADILLO C.	PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTRICISTA POR EXAMEN PROFESIONAL	DPTO.:	LIMA
APROBACION:	E. BADILLO C.		ESCALA:	S/E
FECHA:	MARZO-2000	BACHILLER:	ERICK BADILLO CARRILLO	PLANO No. 03