

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN  
SAN GABAN – PUERTO MALDONADO Y SUBESTACIONES**

**TESIS**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**ELMER GONZALO SULLCA ZAPATA**

**PROMOCIÓN  
2005-I**

**LIMA-PERÚ  
2008**

A mi Padre Valentín por sus consejos, a mi Madre y  
Hermanos, por sus ánimos, a Yaneth por su apoyo, al  
Ing. Luis Prieto y a todas las personas que contribuyeron  
a la realización de esta tesis.

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN  
SAN GABÁN – PUERTO MALDONADO Y SUBESTACIONES**

## **SUMARIO**

El presente volumen de Tesis desarrolla el Estudio De Factibilidad de la Línea de Transmisión San Gabán – Puerto Maldonado y Subestaciones”, con la finalidad de proporcionar un suministro de energía eléctrica confiable, mejorar la calidad de servicio eléctrico, atender la demanda proyectada de Mazuko, Puerto Maldonado, sus pequeños sistemas eléctricos rurales, cargas mineras, productivas y reducir la tarifa al usuario final, al pasar de la tarifa por generación térmica a la del Sistema Interconectado Nacional.



## ÍNDICE

	<b>Página</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	
<b>CAPÍTULO I</b>	
<b>ASPECTOS GENERALES</b>	
1.1 Antecedentes	9
1.2 Entidades Involucradas y Beneficiarios	10
1.3 Diagnóstico de la Situación Actual	10
1.3.1 Sector Eléctrico	10
1.3.2 Zona y Población Beneficiadas	12
1.3.3 Planteamientos de Soluciones Anteriores	14
1.4 Objetivos del Proyecto	15
1.4.1 Definición del Problema y sus Causas	15
1.4.2 Causas y Efectos del Problema	15
1.4.3 Objetivo Central	16
<b>CAPÍTULO II</b>	
<b>MERCADO ELÉCTRICO</b>	
2.1 Análisis de la Demanda	18
2.1.1 Generalidades	18
2.1.2 Consumos de Clientes con Servicio	19
2.1.3 Metodología de la Proyección de la Demanda	21
2.1.4 Premisas del Cálculo	25
2.1.5 Determinación de la Energía en Horas de Punta y Fuera de Punta	27
2.2 Análisis de la Demanda de Cargas Especiales	28
2.2.1 Fuentes de Información	28
2.2.2 Premisas de Cálculo	29
2.2.3 Proyección de la Demanda	29
2.3 Análisis de la Demanda de Cargas Mineras de Mazuko	31
2.3.1 Fuentes de Información	31
2.3.2 Premisas de Cálculo	31
2.3.3 Proyección de la Demanda	32
2.4 Resumen General de la Proyección de la Demanda	33

2.4.1	Resumen de Proyección de la Demanda para la Evaluación Económica	33
2.4.2	Proyección de la Demanda para la Definición del Sistema Eléctrico	35
2.5	Análisis de la Oferta	36
2.6	Balance Oferta Demanda	37

### **CAPÍTULO III**

#### **EVALUACIÓN Y MEJORA TÉCNICA**

3.1	Generalidades	38
3.1.1	Criterios Técnicos para Mejorar el Diseño en las Línea de Transmisión	38
3.1.2	Criterios Técnicos para Mejorar el Diseño en las Subestaciones	43
3.2	Evaluación de Instalaciones Existentes	44
3.2.1	Subestación San Gaban II 138 Kv	44
3.2.2	Centrál Termica de Puerto Maldonado	44
3.2.3	Centrál Termica de Mazuko	44
3.3	Alternativas de Solución	45
3.3.1	Alternativa I – “Con Proyecto”.- Línea de Transmisión para la interconexión del Sistema Aislado al Sistema Interconectado Nacional.	45
3.3.2	Alternativa II – “Sin Proyecto”.- Adquisición de Nuevos Grupos Térmicos.	45
3.4	Comparación con Otras Tesis Anteriores	46
3.4.1	Tesis Analizada Nro 1	46
3.4.2	Tesis Analizada Nro 2	47
3.4.3	Tesis Analizada Nro 3	48
3.4.4	Tesis Analizada Nro 4	49
3.4.5	Tesis Analizada Nro 5	50
3.4.6	Conclusión	51
3.5	Diseños Convencionales y Avances Tecnológicos en líneas de transmisión	51
3.6	Análisis del Sistema Eléctrico	54
3.6.1	Parámetros Eléctricos para el Análisis	54
3.6.2	Capacidad Térmica de Conductores	54
3.6.3	Análisis de flujo de Carga	55
3.6.4	Cálculo por Pérdidas del Efecto Corona	59
3.7	Resumen y Conclusiones de la Evaluación Técnica	60

### **CAPÍTULO IV**

#### **DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO**

4.1	Criterios de Diseño de la Línea de Transmisión	62
4.2	Criterios de Diseño de las Subestaciones	66
4.2.1	Normas Aplicables	66

4.2.2	Características del Sistema	66
4.2.3	Distancias de Seguridad	67
4.2.4	Selección del Nivel de Aislamiento	67
4.2.5	Selección de Conductores y Barras	67
4.2.6	Selección de Aisladores	68
4.2.7	Selección de Equipos de Patio	68
4.3	Descripción del Proyecto	68
4.3.1	Línea de Transmisión en 138kV San Gabán Mazuko - 68Km	68
4.3.2	Línea de Transmisión Mazuko-Puerto Maldonado 66 KV-Tramo I	68
4.3.3	Línea de Transmisión Mazuko-Puerto Maldonado 66 KV-Tramo II	69
4.3.4	Línea de Transmisión Mazuko-Puerto Maldonado 66 KV-Tramo III	69
4.3.5	Ampliación 138 kV Subestación San Gabán	69
4.3.6	Subestación Mazuko 138/66/22,9kV	70
4.3.7	Subestación Puerto Maldonado 66/22,9/10kV	71
4.3.8	Sistema de Telecomunicaciones	72
4.4	Beneficios en las Tarifas al Cliente Final	72

## **CAPÍTULO V**

### **EVALUACIÓN ECONÓMICA**

5.1	Metodología y Premisas del Cálculo	73
5.2	Análisis de los Costos “Con Proyecto” y “Sin Proyecto”	73
5.2.1	Costos con Proyecto	73
5.2.2	Costos Sin Proyecto “Situación Actual Optimizada”	78
5.3	Beneficios Considerados para la de la Evaluación Económica	82
5.4	Evaluación Social	83
5.4.1	Beneficios	83
5.4.2	Costos	84
5.4.3	Conclusiones de la Evaluación Social	84
5.5	Evaluación Privada	84
5.5.1	Premisas de Cálculo	84
5.5.2	Tarifas y Costos a Considerar para la Evaluación Económica	84
5.5.3	Beneficios	84
5.5.4	Resultados de la Evaluación Económica del Proyecto	85
5.6	Análisis de Sensibilidad	85
5.6.1	Sensibilidad del Proyecto	85
5.7	Análisis de Sostenibilidad	87
5.7.1	Capacidad de gestión	87

5.7.2	Disponibilidad de Recursos	87
5.7.3	Financiamiento de los Costos de Operación y Mantenimiento	87

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **ANEXOS**

- Anexo A: Mercado Eléctrico
- Anexo B: Análisis del Sistema Eléctrico
- Anexo C: Inversiones con Proyecto y Sin Proyecto
- Anexo D: Tarifas Eléctricas
- Anexo E: Evaluación Económica
- Anexo F: Cronograma de Ejecución de Obra
- Anexo G: Cálculo de la Reducción de Emisión del CO<sub>2</sub>
- Anexo H: Cálculos Justificativos
- Anexo I: Láminas

### **BIBLIOGRAFÍA**

- Electrical Transmission and Distribution –Reference Book-Westing House Electric Corporation.
- Desing Guide for Rural Substations –RUS Bulletin –1724-300
- Análisis de Sistemas de Potencia- John Grainger y Willian Stevenson.
- REA Bulletin 62-1 “Desing Manual for High Voltage Transmission Lines”
- NESC C2-1997 “Nacional Electrical Safety Code” NESC Handbook
- Manual de diseño “Redes Energía Eléctrica” Parte II: Líneas de Transmisión ENDESA-Departamento Eléctrico
- Manual de diseño “Projetos Mecánicos das Linhas Aéreas de Transmissao”
- Transmission Products “Maclean Power System”
- Manual de diseño “Diseño de Lineas de Transmisión Aereas a Altas Tensiones” Ing. Hernan Untiveros Zaldivar

## INTRODUCCIÓN

### A. Objetivo del Proyecto

Tiene como objetivo el desarrollo del “Estudio de Factibilidad de la Línea de Transmisión San Gaban – Puerto Maldonado y Subestaciones” con la finalidad de reducir la inversión y mejorar la rentabilidad del proyecto, para determinar la mejor alternativa de solución al problema de suministro de energía confiable a la población urbana y rural de Puerto Maldonado y Mazuko, reduciendo así la tarifa al usuario final y mejora de la calidad y continuidad del servicio eléctrico.

### B. Antecedentes

La ciudad de Puerto Maldonado, las localidades rurales de Mazuko, Iberia, Iñapari, así como la pequeña minería que se ubica en Huepetúe(Mazuko), cuentan con energía proveniente de generación térmica existente, donde se identificó los siguientes problemas de energía eléctrica:

- Altos costos de la tarifa eléctrica, según los cuadros de tarifas de Osinerg, el Departamento de Madre de Dios presenta los más altos costos de energía eléctrica en Mazuko y Puerto Maldonado (Generación eléctrica netamente térmica).
- Falta de Oferta de energía eléctrica para satisfacer la creciente demanda de energía de Mazuko, Puerto Maldonado, y pequeños sistemas eléctricos que se encuentran alrededor de estas ciudades.
- Mala calidad de servicio eléctrico por constantes cortes de suministro de energía a consecuencia de la antigüedad del esquema de protección existente.
- Alto grado de contaminación debido a la generación de energía eléctrica con grupos térmicos, de donde emanan gases contaminantes.

Para tal efecto, en 1998 el Ministerio de Energía y Minas encargó el Estudio de la Línea de Transmisión en 138 kV – 222 km San Gabán-Mazuko-Puerto Maldonado, proyecto que tenía un costo actualizado de unos 19 millones de Dólares, monto que no se cubría con la tarifa a cobrarse, motivo por el cual se postergó la implementación del proyecto.

El presente tema de tesis permitirá reducir la inversiones y mejorar la ingeniería del proyecto, estableciendo así como mejor alternativa de solución al problema de suministro de energía una línea de transmisión para atender la demanda de potencia y energía.

### **C. Alcances**

El presente volumen de Tesis presenta los siguientes alcances:

- Se analizó la problemática del suministro de energía eléctrica, mala calidad de servicio de energía y altos costos de tarifas en el Departamento de Madre de Dios.
- Se evalúa los intentos de soluciones anteriores y plantea alternativas de solución a la problema identificado que permita dotar un suministro de energía técnico-económico más conveniente.
- Mejora el análisis del sistema eléctrico y la ingeniería del proyecto, con la finalidad de reducir la inversión y mejorar la rentabilidad del proyecto.
- El presente tema de tesis presenta los contenidos mínimos de una factibilidad de acuerdo a lo indicado en el Sistema Nacional de Inversión Pública - Anexo SNIP - 07- "Contenido Mínimo - Factibilidad".
- El nivel de tensión seleccionado para la alternativa de la línea de transmisión es 138kV, el cual se encuentra definido por la barra existente en el patio de llaves de la CH de San Gabán, el cual posee tres(03) grupos de generación hidroeléctrica y transformadores de potencia que elevan la tensión de 13,8kV a 138kV.
- El volumen de tesis desarrolla los siguientes capítulos:
  - Capítulo I: Aspectos Generales
  - Capítulo II: Mercado Eléctrico
  - Capítulo III: Evaluación y Mejora Técnica
  - Capítulo IV: Descripción del Proyecto
  - Capítulo V: Evaluación Económica
  - Conclusiones y recomendaciones
  - Anexos
  - Bibliografía.

### **D. Alternativas de Configuración**

Se plantean dos soluciones para los problemas presentados en la zona del Departamento de Madre de Dios, las alternativas de solución se muestran a continuación:

#### **Alternativa I – “Con Proyecto”.- Línea de Transmisión para la interconexión del Sistema Aislado al Sistema Interconectado Nacional.**

Con la nueva línea de transmisión en 138kV y 66kV se logrará lo siguiente:

**a. Ventajas Con Proyecto:**

- Disminución de los cortes de servicio por contar con mayor generación.
- Se logra satisfacer la demanda eléctrica creciente de las zonas de Mazuko y Puerto Maldonado.
- Se reducen los altos costos de energía al contar con una oferta predominante de generación hidráulica y de menor costo
- Se reducen las emanaciones de gas contaminante al dejar de funcionar los grupos térmicos.

**b. Desventajas Con Proyecto:**

- Mayor inversión inicial, que es recuperado en el transcurso de los años.
- Se consideran los costos adicionales por servidumbre de la línea.

**Alternativa II – “Sin Proyecto”.- Adquisición de Nuevos Grupos Térmicos.**

Con la adquisición de nuevos grupos térmicos se logrará lo siguiente:

**a. Ventajas Sin Proyecto:**

- Disminución de los cortes de servicio por contar con mayor generación.
- Se resuelve la falta de oferta de generación eléctrica, con lo cual se logra satisfacer la demanda eléctrica.

**b. Desventajas Sin Proyecto:**

- Siguen los altos costos de energía eléctrica.
- Siguen las emanaciones de gas contaminante.

**E. Mejora del Análisis para la reducción de las Inversiones**

En el presente tema de tesis se ha tenido como meta mejorar el análisis del sistema eléctrico y la ingeniería del proyecto, con la finalidad de reducir la inversión al 80%, para un horizonte de 20 años, lográndose los siguientes objetivos:

- Reducir el nivel de tensión de la línea Mazuko-Puerto Maldonado de 154 km de 138 a 66 kV, reduciendo el costo unitario de la línea de 62 a 45 mil US \$/km.
- Eliminación del sistema de compensación reactiva en la SE. Puerto Maldonado, reduciendo el costo de dicha subestación de 3 200 a 1 300 miles US\$.
- Lograr la rentabilidad del proyecto, sin recurrir a la subvención del estado
- Lograr reducir la tarifa térmica actual al 40% con el suministro de la línea de transmisión San Gabán-Mazuko-Puerto Maldonado

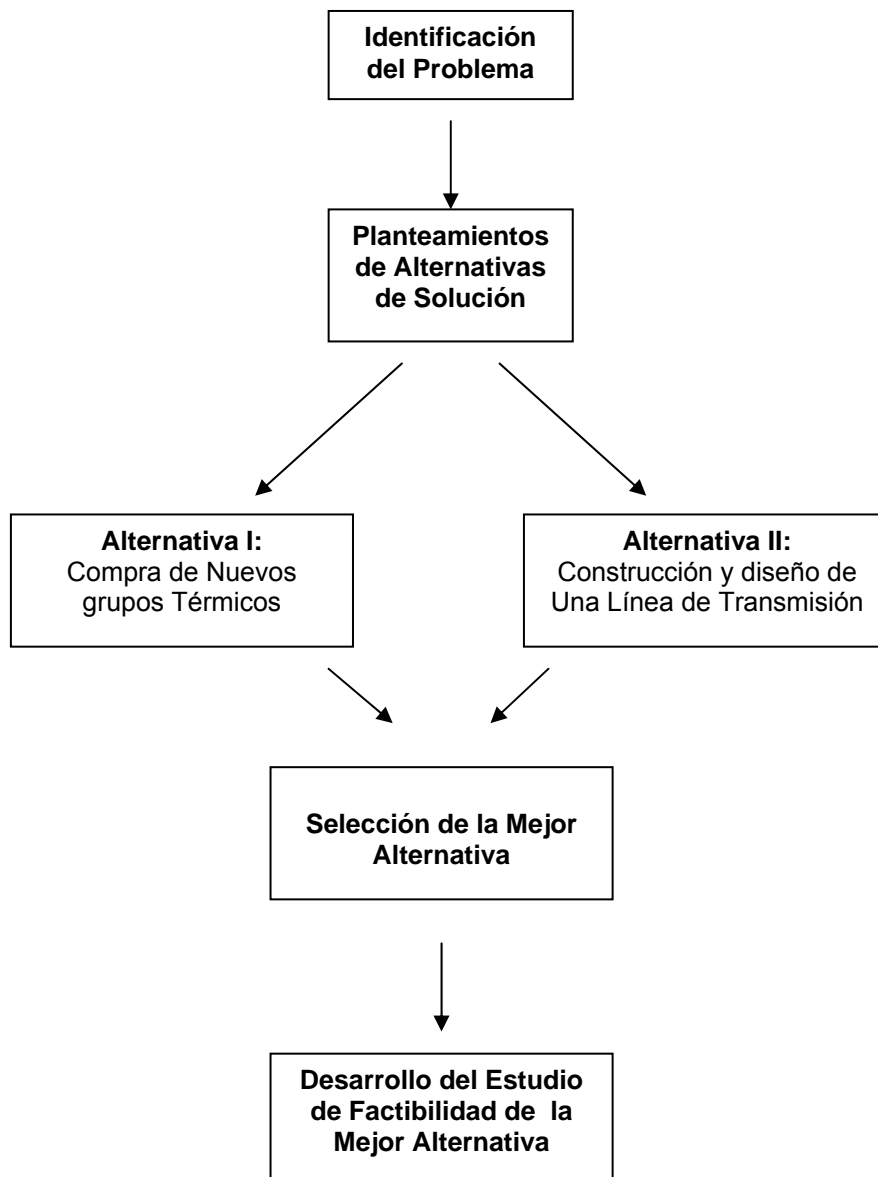
### **E. Selección de la Mejor Alternativa.**

Una vez identificado el problema y habiendo planteado las alternativas de solución se busca el mecanismo que lleve una solución adecuada y posteriormente a la selección de la Mejor Alternativa.

El presente tema de tesis permitirá seleccionar la mejor alternativa de solución al problema identificado en base a los indicadores económicos de la evaluación económica.

A continuación se muestra el cuadro de la aplicación de la metodología seguida para el desarrollo del estudio y presente tema de tesis.

**Cuadro de Aplicación de Metodología**





## **CAPÍTULO I**

### **ASPECTOS GENERALES**

#### **1.1 Antecedentes**

En el departamento de Madre de Dios, la ciudad de Puerto Maldonado (capital del departamento) y las localidades de Iñapari e Iberia (capitales distritales) son atendidas mediante generación térmica aislada. La energía eléctrica suministrada tiene tarifa alta, debido no solo a los costos del combustible sino también a los elevados costos de transporte del combustible hacia Puerto Maldonado, agravado por el estado de la carretera Cusco-Puerto Maldonado, que en el mejor de los casos sólo permite trasladar cisternas de hasta 3.500 galones de capacidad para el transporte de petróleo.

La energía eléctrica es esencial para el desarrollo de los pueblos principalmente rurales con potencialidad de sus recursos naturales y ubicados en puntos estratégicos de frontera. Existe una relación directa entre la falta de desarrollo con la fuente de energía eléctrica. Entre San Gabán - Mazuco - Puerto Maldonado, existen poblados que posibilitan actividades productivas como la minería aurífera Sector Huepetuhe y Laberinto, circuitos turísticos en Tambopata, Manu, Candamo y Amara-Kaeri, la pesquería, ganadería, potencial forestal y agroforestal.

Los precios elevados de transporte de combustible, la alta tarifa de energía (267% de la tarifa interconectada) y la falta de un servicio eléctrico confiable no permiten incentivar el desarrollo de la actividad productiva de este departamento, que cuenta con ingentes recursos que deben ser aprovechados para activar la economía regional.

Los servicios a la población como infraestructura de saneamiento básico ambiental, energía eléctrica, siguen siendo las debilidades más críticas en la región; tienen un servicio termoeléctrico con el costo de energía más caro del país (S/. 0,95 kWh), según la regulación tarifaria a junio del 2005 para el sistema de Pto. Maldonado, lo cual contribuye a limitar la inversión productiva y el desarrollo agroindustrial.

## 1.2 Entidades Involucradas y Beneficiarios

**Instituto Nacional de Desarrollo-Proyecto Especial de Madre de Dios – PEMD/INADE:** El INADE ha venido gestionando ante el Ministerios de Energía y Minas y de Economía y Finanzas, la revisión y aprobación de los Estudios de Perfil y Prefactibilidad de la Interconexión Energética C.H. de San Gabán – Puerto Maldonado.

**Electro Sur Este S.A.A.-ELSE:** Empresa de distribución eléctrica que tiene la concesión de la distribución y del sistema secundario de transmisión en los departamentos de Madre de Dios, Cusco y Apurímac. En Madre de Dios se atiende con generación térmica aislada a los usuarios de las Provincias de Tambopata y Tahuamanu.

**Beneficiarios:** Los usuarios del sistema eléctrico de Madre de Dios se verán beneficiados con la reducción de la tarifa. Asimismo se beneficiará ELSE, cuya generación de energía pasará de deficitaria con generación térmica a rentable con la línea de transmisión.

## 1.3 Diagnóstico de la Situación Actual

### 1.3.1 Sector Eléctrico

Puerto Maldonado se caracteriza por tener un servicio eléctrico basado en generación térmica de baja cobertura, pues no abastece de energía eléctrica a la totalidad de los usuarios en forma permanente, llevando a ELSE a realizar sectorizaciones en horas de punta ante alguna falla de un grupo grande. Asimismo los costos de combustible y lubricantes son bastantes caros con respecto al usado por otros sistemas aislados. Así por ejemplo en el cuadro siguiente se presenta una comparación de los costos reconocidos por el Osinerg para Sistemas Aislados y el costo en barras de la C.H. San Gabán (SINAC-generación hidroeléctrica), en donde se ve que el costo de generación reconocido por el Osinerg es el más caro del país y representa el 599% y 716 % de la tarifa en horas de punta y fuera de punta respectivamente con respecto al SINAC.

**Cuadro N° 1.1**

### **Comparación de Precios en Barra (Generación Aislada vs Sistema Interconectado)**

Sistema	Item	TENSION	PPB		PEBP		PEBF	
			S/kw-mes	comp	cS/kw-h	comp	cS/kw-h	Comp..
Sistema Aislado	Típico A	MT	33,48	114%	46,17	464%	46,17	554%
	Típico B	MT	23,65	80%	21,40	215%	21,40	257%
	Típico E	MT	24,89	84%	26,21	263%	26,21	315%
	Típico F (*)	MT	35,30	120%	59,62	599%	59,62	716%
	Típico H	MT	22,44	76%	26,79	269%	26,79	322%
	Típico G	MT	21,45	73%	19,47	195%	19,47	234%
	Típico I	MT	31,54	107%	52,91	531%	52,91	635%
SINAC	San Gabán	AT	29,47	100%	9,96	100%	8,33	100%

Notas:

SEB Típico A: Aplicable a Sistemas Aislados con generación térmica (combustible diesel N° 2) con predominio de potencia efectiva diesel mayor al 50%, no precisados en los Sistemas Típicos E, F, G, H e I siguientes.

SEB Típico B: Otros Sistemas Aislados distintos al Típico A, no precisados en los Sistemas Típicos E, F, G, H e I siguientes.

SEB Típico E: Sistema Aislado de generación Iquitos, aplicable al sistema de distribución eléctrica de Iquitos.

(\*)SEB Típico F: Sistema Aislado con generación térmica (combustible diesel N° 2) del departamento de Madre de Dios, aplicable a los sistemas de distribución eléctrica de Puerto Maldonado, Iberia e Iñapari.

SEB Típico G: Sistema Aislado de generación Moyobamba–Tarapoto–Bellavista, aplicable a los sistemas de distribución eléctrica de Tarapoto, Tabalosos y Rioja.

SEB Típico H: Sistema Aislado de generación Bagua–Jaén, aplicable a los sistemas de distribución eléctrica de Bagua – Jaén y Utcubamba.

SEB Típico I: Aplicable a Sistemas Aislados con generación térmica (combustible diesel N° 2) con predominio de potencia efectiva diesel mayor al 50%, pertenecientes o atendidos por las empresas Electro Ucayali o Electro Oriente, no precisados en los Sistemas Típicos E, F, G y H.

Tarifas según resolución OSINERG N° 066-2005-OS/CD.

Por otro lado la generación térmica implica altos costos en la tarifa al Cliente Final, es así que para un cliente domestico–BT5, su tarifa comparada respecto al sistema interconectado es alta, con costos que varían entre 267% y 438% respecto al costo de la energía del Cusco (SINAC). En el cuadro siguiente se presenta la comparación:

**Cuadro N° 1.2**

**Comparación de Tarifas al Cliente Final Sistema Aislado Vs Interconectado**

Opción tarifaria	Cargos Tarifarios	Unidad	SINAC	Sistema Aislado			
			Cusco	Pto. Maldonado	Iberia	Huepetuhe	Mazuko
BT5B NR	Cargo por Energía Activa	ctm.S/.kWh	35,58	95,15	95,15	155,85	110
Comparación (Aislado/Sinac)			100%	267%	267%	438%	309%

Notas:

En Huepetuhe y Mazuko las CC.TT son administradas por sus Municipios.

Tarifas publicadas por el OSINERG-GART a junio del 2005.

El alto precio de la energía eléctrica es una de las causas directas del poco desarrollo sostenible del departamento de Madre de Dios; asimismo la confiabilidad y la calidad de servicio con respecto a la tensión no son buenos, viéndose la población perjudicada en todas sus actividades poniendo en riesgo su capacidad productiva.

Desde 1995 al 2005 la cantidad de clientes ha crecido en promedio al 10% anual, tal y como se puede verificar en el Cuadro y Figura siguientes:

### Cuadro N° 1.3

#### Crecimiento de la Cantidad de Abonados en Madre de Dios de ELSE

Descripción / Años	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
N° Clientes Totales	4 499	5 127	6 551	7 189	7 859	8 382	9 122	9 814	10 231	10 781	11 391
Tasa de crecimiento año a año		14%	28%	10%	9%	7%	9%	8%	4%	5%	6%
Facturación de Energía (MWh)	10369	10904	11372	11682	12076	12583	12845	13948	14703	15096	15625
Producción de Energía (MWh)	13614	13195	13678	13718	14344	14746	15440	16723	17209	17903	18530

Fuente: ELSE - Clientes de Madre de Dios: Puerto Maldonado, Iberia, Iñapari

Este crecimiento de clientes debe incrementarse con la construcción de la carretera Interoceánica, y no se podrá abastecer la demanda futura que se genere.

En Mazuko y Huetuhe existen actualmente 96 mineras artesanales de extracción de oro con costos de generación elevados de 117,25 cS/kWh versus el costo del precio del Sistema Interconectado de 16,00 cS/kWh en promedio (15% de 117,25 cS/kWh)

#### 1.3.2 Zona y Población Beneficiadas

##### a. Ubicación del Proyecto

La zona del proyecto se ubica entre los departamentos de Madre de Dios y Puno en la región selva, en las provincias de Carabaya en Puno y Tambopata en Madre de Dios.

El proyecto se ubica entre las coordenadas UTM (WGS84) 17M: 341 691E, 8 490 823N; 17M: 341 691E, 8 606 937N; 17M: 479 581E, 8 606 937N y 17M: 479 581E, 8 490 823N.

##### b. Condiciones Climáticas

La zona del proyecto se ubica en una zona sometida a constantes tormentas de lluvia con descargas atmosféricas, y ambiente no corrosivo, con las siguientes características:

- Temperatura mínima/máxima : 20° C / 35° C
- Temperatura media : 25° C
- Velocidad media/máxima del viento: 94 km/h
- Altura msnm : 1460(S.E. San Gabán) y 400(S.E. Mazuko), 200(S.E. Puerto Maldonado).

##### c. Medios de Transporte y Comunicación

Los medios de comunicación a la zona del proyecto son los siguientes:

- Transporte Vía Terrestre:

- Ruta Lima-Cusco -Mazuko-Puerto Maldonado: Esta ruta es asfaltada hasta Cusco, en adelante es una carretera afirmada por donde circulan camiones hasta de 25 TN, los puentes en la zona son de especificación de 18 TN.
- Ruta Lima-Arequipa-Juliaca-Ayaviri-San Gabán-Mazuko-Puerto Maldonado: Esta ruta es asfaltada hasta Ayaviri, en adelante es una carretera afirmada por donde circulan camiones hasta de 25 TN.
- Transporte Vía Aérea: Para acceder a la zona por vía aérea se cuenta con el aeropuerto de Puerto Maldonado con vuelos diarios Lima-Cusco-Puerto Maldonado.
- Medios de Comunicación: con respecto a los medios de tenemos, comunicación telefónica domiciliaria/publica, radio, televisión e internet(Puerto Maldonado) y comunicación telefónica pública, radio, televisión e internet (Mazuko y San Gabán)

**d. Beneficiarios**

- Cargas con servicio eléctrico de ELSE: En la provincia de Tambopata se atenderá a la ciudad de Puerto Maldonado y dos circuitos de distribución rural: Planchón ( poblados de El Triunfo, Sudadero y Planchón) y Laberinto (poblados de La Pastora, El Castañal, Las Mercedes, San Bernardo, Santo Domingo, Florida Baja, Florida Alta y Laberinto), así como a 23 cargas especiales (EMAPAT-Agua Potable, Hospitales, Hoteles y Pequeños Industriales)
- Cargas con servicio eléctrico de Autoproductores: En la zona Mazuko se alimentará a las localidades de Huepetuhe y Mazuko, que cuentan con sus centrales térmicas administradas por sus respectivos municipios. Asimismo existe en la zona de Huepetuhe 96 pequeños mineros censados y 194 mineros inscritos en el Inventario de Derechos Mineros del Instituto Nacional de Concesiones y Catastro Minero
- Cargas sin servicio eléctrico: Se tiene en la actualidad 17 AA.HH, UPIS y Asociaciones de Vivienda en la expansión de la ciudad de puerto Maldonado, las cuales se verán beneficiadas paulatinamente del 2007 al 2009 de acuerdo al siguiente detalle
  - II Etapa-2009: Entrada de la línea en 22,9 KV Puerto Maldonado-Iberia de157 km y el PSE Iberia con 12 localidades incluidas Iberia e Iñapari.
  - III Etapa-2010: Se beneficiará el PSE Puerto Maldonado con 58 localidades.
  - IV Etapa-2011: Se beneficiará el PSE Mazuko con 22 localidades.

En el cuadro siguiente se presenta en resumen la cantidad de población para los años 2007, 2011, 2021 y 2026, que beneficiará el proyecto.

**Cuadro N° 1.4**

**Proyección de la Población y Viviendas en el Área del Proyecto**

Descripción /Años	2 007	2 011	2 016	2 021	2 026
	1	5	10	15	20
<b>Con Proyecto</b>					
<b>Puerto Maldonado</b>					
Ciudad de Puerto Maldonado					
-Domésticos, comerciales, uso general	<b>31 218</b>	<b>34 594</b>	<b>39 331</b>	<b>44 717</b>	<b>50 840</b>
-Cargas Especiales	20	20	20	20	20
Circuito Laberinto					
-Domésticos, comerciales, uso general	2 543	2 775	3 094	3 449	3 846
-Cargas Especiales	3	3	3	3	3
Circuito Planchón	2 543	2 775	3 094	3 449	3 846
AA.HH, UPIS , Asociación de Viviendas					
-I Etapa	2 117	2 317	2 597	2 909	3 259
-II Etapa		1 225	1 374	1 538	1 724
-III Etapa		677	759	850	952
<b>Mazuko y Huapetuhe</b>					
Mazuko Pueblo	<b>2 438</b>	<b>2 660</b>	<b>2 965</b>	<b>3 306</b>	<b>3 686</b>
Huapetuhe	4 102	4 475	4 989	5 563	6 202
Cargas Mineras sector Huapetuhe	42	105	122	140	159
<b>TOTALES DE HABITANTES BENEFICIADOS</b>					
<b>TOTAL CON PROYECTO</b>	<b>45 006</b>	<b>51 623</b>	<b>58 341</b>	<b>65 934</b>	<b>74 522</b>

Notas:

I Etapa: Es la población que se incorporará al sistema interconectado, la cual cuenta con servicio aislado.

II Etapa: Es la población que se incorporará al sistema interconectado, paulatinamente

### 1.3.3 Planteamientos de Soluciones Anteriores

La integración del Sistema Aislado de Madre Dios al SINAC se ha venido ha tenido los planteamientos siguientes:

A través del Convenio N° 034-97-EM/DEP suscrito en octubre de 1997, las municipalidades provinciales de Tambopata, Tahuamanu y Manú, las distritales de Iberia, San Lorenzo, Las Piedras, Laberinto, Inambari, Madre de Dios, y la Región y el Proyecto Especial de Madre de Dios, encargan a la DEP/MEM las actividades de selección, contratación y administración del Estudio de Ingeniería para la Electrificación de Madre de Dios, desarrollandose en el año de 1999.

El presupuesto de obra del proyecto desarrollado, correspondiente a la interconexión San Gabán Puerto Maldonado se muestra en el Cuadro siguiente:

**Cuadro Nº 1.5**  
**Inversiones Previstas del Proyecto Original –1999**

		Estudio 1999
ITEM	DESCRIPCION	Precios Privados US \$
1.0	<b>Intangibles</b>	47 656
2.0	<b>Línea de Transmisión</b>	
	San Gaban - Mazuko Mazuko - Pto Maldonado	11 160 593
3.0	<b>SSEE</b>	
	San Gaban	339 584
	Mazuko	632 417
	Pto Maldonado	2 003 307
4.0	<b>Sistemas de Telecomunicaciones</b>	662 178
5.0	<b>Gastos Preoperativos</b>	873 087
6.0	<b>Imprevistos ( 2% )</b>	113 466
<b>Total</b>		<b>15 832 288</b>
<b>Total Con IGV</b>		<b>18 840 423</b>

## 1.4 Objetivos del Proyecto

### 1.4.1 Definición del Problema y sus Causas

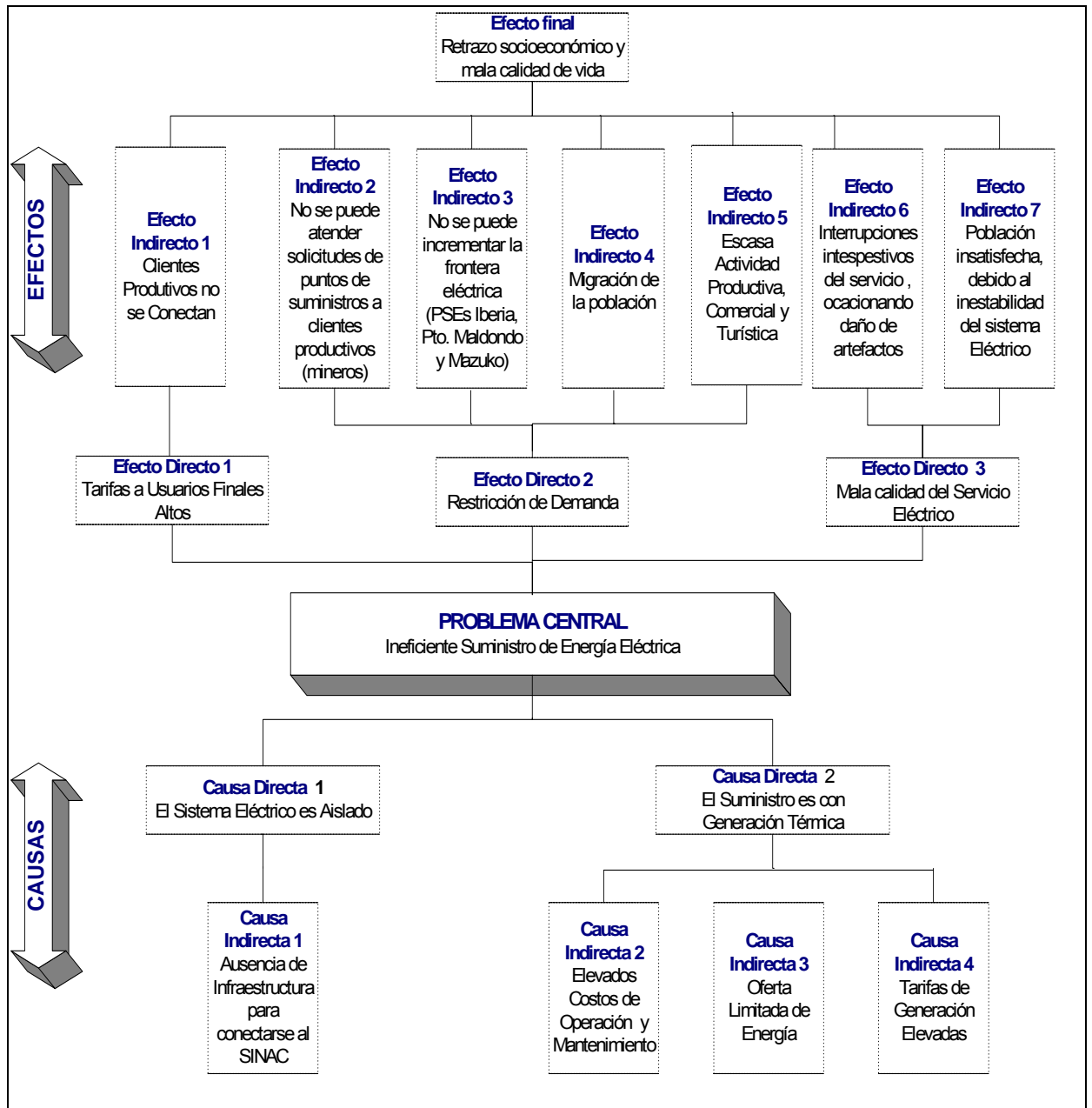
De lo descrito en los puntos anteriores se establece que el problema central del sistema eléctrico de Madre de Dios es el Ineficiente Suministro de Energía Eléctrica:



El Ineficiente Suministro de Energía Eléctrica se caracteriza por la insuficiente cobertura, pues no se cuenta con la oferta disponible, mala calidad del servicio eléctrico, pues hay cortes intempestivos ante variaciones bruscas en la carga, así como el elevado costo del suministro de energía 95 cS/./kWh en comparación al SINAC 35,58 cS/./kWh.

### 1.4.2 Causas y Efectos del Problema

Las causas y efectos principales del problema central “Ineficiente Suministro de Energía Eléctrica”, se muestran en detalle en la Fig. 1.2.



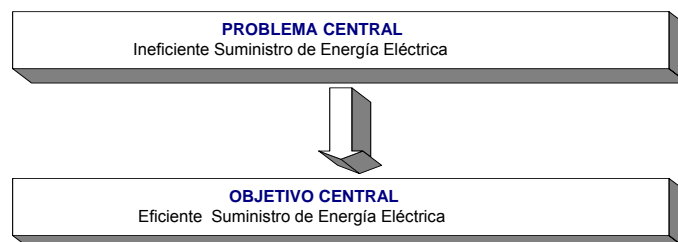
**Fig.1.2: Árbol de Causas y Efectos (Árbol de Problemas)**

Notas:

SINAC: Sistema Interconectado Nacional

### 1.4.3 Objetivo Central

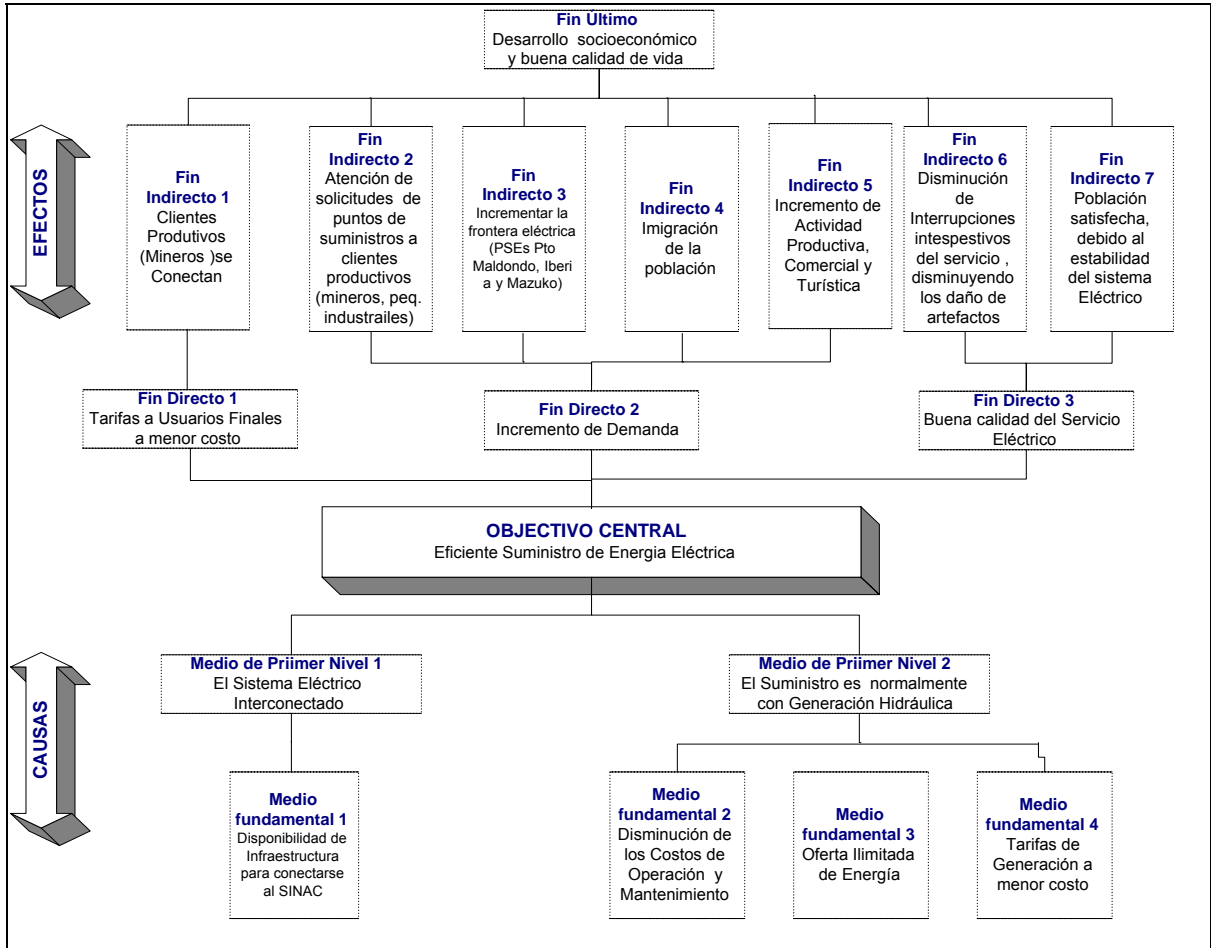
El Objetivo Central del Proyecto esta asociado con la solución del problema central, ver Fig. 1.3, el cual se construye sobre la base del árbol de Causas y Efectos.





**Fig.1.3: Problema y Objetivo Central**

En la Fig.1.4 se presenta el árbol de objetivos, en donde se presenta en forma detallada los objetivos del proyecto:



**Fig.1.4: Árbol de Medios y Fines - (Árbol de Objetivos)**

Adicionalmente a estos objetivos, la ejecución del proyecto va permitir que las centrales térmicas dejen de operar, con lo cual la contaminación al medio ambiente se vera reducida, debido a que se deja de quemar petróleo.

## **CAPÍTULO II**

### **MERCADO ELÉCTRICO**

#### **2.1 Análisis de la Demanda**

##### **2.1.1 Generalidades**

El análisis de la demanda del proyecto se ha desarrollado en forma separada, con la finalidad de obtener un mercado con mejores aproximaciones a lo real, clasificándolos según rangos de consumo de energía de acuerdo al siguiente detalle:

- Proyección de Abonados Domésticos, Comerciales y Pequeños Industriales: éstos representan el mayor porcentaje de consumo 85% del total y tienen tarifas en baja tensión; en este grupo se proyectan las siguientes cargas:
  - Localidades en I Etapa-2007:  
Cargas con servicio eléctrico: Ciudad de Puerto Maldonado y dos circuitos de distribución rural: Planchón(poblados de El Triunfo, Sudadero y Planchón) y Laberinto (poblados de La Pastora, El Castañal, Las Mercedes, San Bernardo, Santo Domingo, Florida Baja, Florida Alta y Laberinto).  
Cargas con servicio eléctrico de autoprodutores: Localidades de Huepetuhe y Mazuko con centrales térmicas administradas por sus respectivos municipios.  
Cargas sin servicio eléctrico: Se tiene en la actualidad 17 Asentamientos Humanos-AA.HH, Urbanizaciones Populares de Interés Social-UPIS y Asociaciones de Vivienda, ubicadas en la expansión de la ciudad de Puerto Maldonado, beneficiadas paulatinamente del 2007 al 2009
  - Localidades en II Etapa-2009: Conformado por el PSE Iberia(12 localidades pertenecientes a Iberia e Iñapari).
  - Localidades en III Etapa-2010: Conformado por el PSE Puerto Maldonado(58 localidades rurales).
  - Localidades en IV Etapa-2011: Entrando el PSE Mazuko(22 localidades rurales)
- Proyección de cargas Especiales: Se proyecta individualmente a las cargas especiales con servicio eléctrico y consumos superiores o iguales a 3000 kWh-mes separadas de la siguiente manera:

- (I Etapa-2007) 20 cargas especiales - Puerto Maldonado y 3 - Sector Laberinto.
- (II Etapa-2009 ) 2 cargas especiales en Iberia(Pequeños Industriales)
- Proyección de cargas Mineras: (I Etapa): En la zona de Huepetuhe se tienen 96 pequeños mineros censados y 194 mineros inscritos en el Inventario de Derechos Mineros del Instituto Nacional de Concesiones y Catastro Minero.

Nota: Las demandas posteriores a la I Etapa solo se considera para la definición del sistema y no para la evaluación económica.

### 2.1.2 Consumos de Clientes con Servicio

Se ha obtenido los consumos unitarios de energía de las localidades que son atendidas por ELSE en Madre de Dios, así como el de las localidades de Mazuko y Huepetuhe actualmente atendidas por sus municipios.

En el Cuadro siguiente se presenta el resultado de los consumos unitarios, cantidad de clientes por opción tarifaria a junio del 2005 de los clientes atendidos por ELSE, con consumos menores a 3000 kWh-mes:

**Cuadro Nº 2.1**

**Energía facturada por ELSE por tipo de Clientes en Pto. Maldonado, Circ. Laberinto, Circ. Planchón, Iberia e Iñapari a Junio del 2005.**

Zona	Descripción	A Junio del 2005						
		Opción Tarifaria						
		BT5R	BT5NR	BT6	BT4	BT2	MT2	MT4
Puerto Maldonado	Clientes	735,00	8 795,00	77,00	1,00	1,00	3,00	13,00
	Energía (KWh-mes)	260 313	664 099	3 174	1 507	1 393	2 471	14 140
	CUD (kWh-mes)	354,17	75,51	41,21	1 507,43	1 392,98	823,59	1 087,70
Circuito Laberinto	Clientes	41	496	0	0	0	0	12
	Energía (KWh-mes)	12 435	<b>36 580</b>	0	0	0	0	8 722
	CUD (kWh-mes)	303,29	<b>73,75</b>	0	0	0	0	727
Circuito Planchón	Clientes	17	286	0	0	0	0	0
	Energía (KWh-mes)	2 000	11 098	0	0	0	0	0
	CUD (kWh-mes)	117,63	<b>38,80</b>	0	0	0	0	0
Localidad Iberia	Clientes	56	775	0	0	0	0	0
	Energía (KWh-mes)	11 500	35 973	0	0	0	0	0
	CUD (kWh-mes)	205,37	<b>46,42</b>	0	0	0	0	0
Iñapari	Clientes	12	168	0	0	0	0	0
	Energía (KWh-mes)	1 734	11 398	0	0	0	0	0
	CUD (kWh-mes)	145	<b>68</b>	0	0	0	0	0

Notas:

- Fuente: ELSE
- Puerto -Maldonado solo representa la ciudad
- El Circuito laberinto y planchón representa al sector rural del departamento, y son alimentados en 22,9 kV desde la C.T. de Puerto Maldonado.

Con esta información se clasificó a los clientes de ELSE en Madre Dios en tres grandes tipos de usuarios; A, B o C, diferenciados por su consumo, con los siguientes criterios:

- Abonados Domésticos Tipo A: Abonados con un consumo alto de energía (mayor a 100 kWh-mes y menor a 500 kWh-mes); son los clientes de la Tarifa BT5R residencial, con un consumo promedio de 354 kWh-mes.
- Abonados Domésticos Tipo B: Abonados con consumo medio de energía (entre 60 y 100kWh-mes); son los clientes de la Tarifa BT5NR no residencial, con un consumo promedio de 75,5 kWh-mes.
- Abonados Domésticos Tipo C: Abonados con consumo bajo de energía (menor a 60 kWh-mes - clientes de la Tarifa BT6), con un consumo promedio de 41 kWh-mes.
- Abonados comerciales, pequeños industriales y de uso general, numero de usuarios en las tarifas BT2, BT3,BT4 y MT2, MT3 y MT4 y serán en % de estos, como sigue:
  - Los abonados comerciales se considerarán el 32% de los clientes en BT2, BT3,BT4 y MT2, MT3 y MT4, y el 40% de los clientes en BT5R respectivamente.
  - Los abonados de uso general y abonados agroindustriales se considerarán el 37% y 31% respectivamente de los clientes en BT2, BT3,BT4, MT2, MT3 y MT4.

En el Cuadro siguiente muestra la clasificación de clientes por sus consumos:

**Cuadro Nº 2.2**

**Clasificación de Clientes Con servicio Eléctrico por su Consumo**

Zona	Descripción	Tipo de Abonado					
		A	B	C	Comer.	Us. Gen	Peq. Ind.
Puerto Maldonado	Cientes	441,00	8 795,00	77,00	300,00	7,00	6,00
	Energía (KWh-mes)	156 187,81	664 098,50	3 173,51	110 368,80	7 180,15	6 048,49
	CUD (kWh-mes)	354,17	75,51	41,21	367,90	1 025,74	1 008,08
Circuito Laberinto	Cientes	25,00	471,00	-	20,00	29,00	4,00
	Energía (KWh-mes)	7 461,03	36 579,85	-	7 764,99	5 039,00	2 703,76
	CUD (kWh-mes)	298,44	77,66	-	388,25	173,76	675,94
Circuito Planchón	Cientes	10,00	272,00	-	7,00	14,00	-
	Energía (KWh-mes)	1 199,81	10 542,63	-	799,88	555,00	-
	CUD (kWh-mes)	119,98	38,76	-	114,27	39,64	-
Localidad Iberia	Cientes	34,00	736,00	-	22,00	39,00	-
	Energía (KWh-mes)	6 900,29	34 174,40	-	4 600,19	1 799,00	-
	CUD (kWh-mes)	202,95	46,43	-	209,10	46,13	-
Iñapari	Cientes	7,20	168,00	-	5,00	-	-
	Energía (KWh-mes)	1 040,40	11 397,53	-	693,60	-	-
	CUD (kWh-mes)	144,50	67,84	-	138,72	-	-

Notas:

- Fuente: ELSE
- Puerto -Maldonado solo representa la ciudad
- El Circuito laberinto y planchón representa al sector rural del departamento, y son alimentados en 22,9 kV desde la C.T. de Puerto Maldonado.

Asimismo con los datos comerciales y de generación de las localidades de Mazuko y Huepetuhe, los cuales han sido proporcionados por los municipios, quienes son los que administran la comercialización y generación en sus localidades. Los resultados de la información procesada se presenta en el Cuadro siguiente:

**Cuadro N° 2.3**

**Energía Facturada por los Municipios de Mazuko y Huepetuhe**

Zona	Descripción	Consumo
<b>Localidad Huepetuhe</b>	Clientes	726
	Energía (KWh-mes)	25206
	CUD (kWh-mes)	43
<b>Localidad Mazuko</b>	Clientes	389
	Energía (KWh-mes)	14766
	CUD (kWh-mes)	57

Fuente: Electrosur Este - ELSE

**2.1.3 Metodología de la Proyección de la Demanda**

Para el análisis de la demanda se han asumido las siguientes premisas:

**a. Determinación de los Consumos Unitarios**

Para la proyección de la demanda se ha tomado los consumos unitarios existentes mostrados en el punto anterior a junio del 2005 con los siguientes criterios, y cuyos resultados se muestran en el cuadro siguientes Criterios:

- Para el CUD para las localidades con servicio eléctrico, para el caso sin proyecto se ha utilizado el existente (A es el tipo I, B es el tipo II y C es el tipo III); para el caso con proyecto, dicho consumo unitario se incrementa en 10%
- Para el CUD para las localidades sin servicio eléctrico, se ha utilizado lo siguientes criterios:
- Para los AA.HH, UPIS y Asociaciones de Vivienda se ha asumido el consumo unitario para las localidades Tipos I y II, el consumo existente de Puerto Maldonado para los clientes tipo B y C respectivamente.
- Para el PSE Puerto Maldonado se ha asumido el consumo unitario para las localidades Tipos I y II, el consumo existente de tipo B del sector Laberinto, y tipo B del sector Planchón respectivamente.
- Para el PSE Iberia se ha asumido el consumo unitario para las localidades Tipos I y II, el consumo existente de tipo B de Iberia, y tipo B del sector Planchón respectivamente.

- Para el PSE Mazuko se ha asumido el consumo unitario para las localidades Tipos I y II, el consumo existente de tipo A de Hupetuhe, y tipo B del sector Planchón respectivamente.

El resumen de los consumos unitarios determinados para la proyección de la demanda se presenta en el cuadro siguiente:

**Cuadro Nº 2.4**  
**Consumos Unitarios Asumidos para la Proyección de la Demanda**

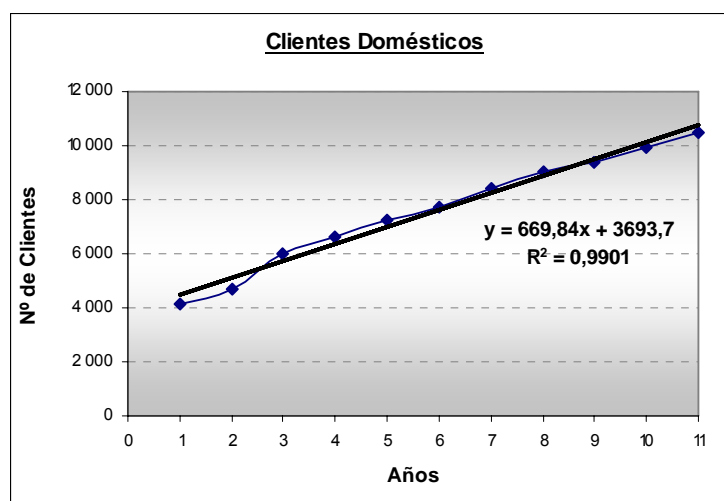
Descripción	Zona	Consumo Unitario			
		Domestico kWh-mes	Tipo I	Tipo II	Tipo III
<b>Localidades con Servicio Eléctrico</b>	Puerto Maldonado	CUD Inicial	354	76	41
		CUD Final	436	94	51
	Circuito Laberinto	CUD Inicial	298	78	
		CUD Final	367	96	
	Circuito Planchón	CUD Inicial	120	39	
		CUD Final	148	48	
	Iberia	CUD Inicial	203	46	
		CUD Final	250	57	
	Iñapari	CUD Inicial	145	68	
		CUD Final	178	84	
<b>Localidades sin Servicio Eléctrico</b>	Localidad Mazuko	CUD Inicial	57		
		CUD Final	70		
	Localidad Huepetuhe	CUD Inicial	43		
		CUD Final	53		
	AAHH, UPIS y Asoc. Viv	CUD Inicial	76	41	
		CUD Final	94	51	
	PSE Pto Maldonado	CUD Inicial	78	39	
		CUD Final	95	48	
	PSE Mazuko	CUD Inicial	78	39	
		CUD Final	95	48	
PSE Iberia	CUD Inicial	68	39		
	CUD Final	83	47		

**b. Determinación de la Tasa de Crecimiento**

La cantidad de clientes de ELSE en el sistema eléctrico de Madre Dios ha crecido del 1995 a la fecha a una tasa promedio del 10% anual, tal como se verifica en la Figura y Cuadro siguientes:

**Cuadro Nº 2.5**

**Crecimiento del Nº de Clientes con Servicio Eléctrico-Madre de Dios**



**Cuadro Nº 2.6**

**Crecimiento del Nº de Clientes con Servicio Eléctrico –Madre de Dios**

Descripción / Años	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Nº Clientes Totales	4 499	5 127	6 551	7 189	7 859	8 382	9 122	9 814	10 231	10 781	11 391
Tasa de crecimiento año a año		14%	28%	10%	9%	7%	9%	8%	4%	5%	6%
Número de clientes domésticos	4 139	4 717	6 027	6 614	7 230	7 711	8 392	9 029	9 413	9 919	10 480
Número de clientes comerciales	324	369	472	518	566	604	657	707	737	776	820
Número de clientes peq. Industria	49	56	72	79	86	92	100	108	113	119	125
Facturación de Energía (MWh)	10 369	10 904	11 372	11 682	12 076	12 583	12 845	13 948	14 703	15 096	15 625
Producción de Energía (MWh)	13 614	13 195	13 678	13 718	14 344	14 746	15 440	16 723	17 209	17 903	18 530

Fuente : ELSE.

En el Cuadro siguiente se presenta el crecimiento de los abonados de ELSE por sectores del 2003 al 2005, en donde el circuito de Planchón e Iberia representa el sector rural de Madre de Dios.

**Cuadro Nº 2.7**

**Tasa de Crecimiento Desagrada por Zonas**

Localidad	Año			TC %	
	2003	2004	2005	2004	2005
Ciudad Pto Maldonado	8 338	8 984	9 488	7,70%	5,60%
Circuito Laberinto	421	482	543	14,50%	12,70%
Circuito Planchón	270	288	301	6,70%	4,50%
Iberia	788	799	824	1,40%	3,10%
Iñapari	157	171	178	9,20%	4,30%
<b>Total</b>	<b>9 974</b>	<b>10 436</b>	<b>11 033</b>	<b>4,60%</b>	<b>5,70%</b>

Se puede notar que en la ciudad de Puerto Maldonado la cantidad de clientes ha crecido en 5,6%, en el sector rural ha crecido al 4,5%, mientras que en Iberia se creció al 3,1%, siendo esta la tasa mas baja del último año. Por otro lado el INEI menciona en su página web que la población en Madre Dios crece a una tasa del 3%.

Para la proyección del mercado eléctrico se ha asumido la entrada por etapas de nuevas localidades de acuerdo a lo siguiente detalle:

- Localidades en I Etapa-2007:
  - Cargas con servicio eléctrico de ELSE: Ciudad de Puerto Maldonado y dos circuitos de distribución rural; Planchón (con los poblados de El Triunfo, Sudadero y Planchón) y Laberinto (con los poblados de La Pastora, El Castañal, Las Mercedes, San Bernardo, Santo Domingo, Florida Baja, Florida Alta y Laberinto)
  - Cargas con servicio eléctrico de Autoprodutores: las localidades de Huepetuhe y Mazuko, las cuales cuentan con sus centrales térmicas administradas por sus respectivos municipios.
  - Cargas sin servicio eléctrico: Se tiene en la actualidad 17 AA.HH, Upis y Asociaciones de Vivienda en la expansión de la ciudad de Puerto Maldonado, las cuales se verán beneficiadas paulatinamente del 2007 al 2009.
- Localidades en II Etapa-2009: Se considera la entrada de la línea en 22,9 KV-157 km Puerto Maldonado-Iberia, entrando el PSE Iberia con 12 localidades incluidas Iberia e Iñapari.
- Localidades en III Etapa-2010: Se beneficiará el PSE Puerto Maldonado conformado por 58 localidades rurales.
- Localidades en IV Etapa-2011: el PSE Mazuko conformado por 22 localidades rurales

Asimismo para el crecimiento vegetativo de la demanda se tiene las siguientes tasas:

**Cuadro Nº 2.8**

**Tasas de Crecimiento Vegetativo para la Proyección de la Demanda**

Zona	TC
Puerto Maldonado	2,6%
Iberia	2,0%
Mazuko	2,2%
Iñapari	2,0%
Huepetuhe	2,2%
AA.HH, UPIS, Asoc. de Viv.	2,3%
PSEs Futuros	1,8%



### 2.1.4 Premisas del Cálculo

De acuerdo a lo descrito anteriormente se proyecta el Mercado Eléctrico para los abonados con servicio eléctrico y sin servicio eléctrico de Puerto Maldonado, Iberia, Mazuko, Iñapari y Huepetuhe con los siguientes criterios:

**Cuadro Nº 2.9**

#### Criterios para la Proyección de la Demanda Puerto Maldonado

Parámetros Eléctricos	Abonados	Abonados sin Suministro Eléctrico				Sin Servicio Eléctrico	
	con Servicio Total	AA.HH, UPIS, Asoc. De Viv.				PSEs Futuros	
		Sin Proyecto		Con Proyecto		Tipo I	Tipo II
		Tipo I	Tipo II	Tipo I	Tipo II		
% Tasa de Crecimiento	2,6%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	1,8%	1,8%
CUD Inicial (kWh-mes)	98	76	41	84	45	78	39
CUD Final (kWh-mes)	121	94	51	102	55	95	48
CUC/CUD	1	1	1	1	1	1	1
%AP	9%	9%	9%	9%	9%	(*)	(*)
%CI	1%	1%	1%	1%	1%	7%	7%
% CUG	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
AC/AD	3%	3%	3%	3%	3%	7%	7%
Factor de Carga C.D.	0,41	0,41	0,39	0,41	0,39	0,40	0,32
Factor de Carga C.C.	0,50	0,50	0,48	0,50	0,48	0,49	0,39
Factor de Carga E.B.	0,42	0,42	0,40	0,42	0,40	0,41	0,33
Incremento H.U.A-E.B.	41	41	39	41	39	40	32
Incremento H.U.A-C.D.	39	39	37	39	37	38	31
Incremento H.U.A-C.C.	49	49	46	49	46	47	38

**Cuadro Nº 2.10**

#### Criterios para la Proyección de la Demanda Iberia y Mazuko

Parámetros Eléctricos	IBERIA			MAZUKO		
	Abonados con Servicio Total	Sin Servicio Eléctrico PSEs Futuros		Abonados con Servicio Total	Sin Servicio Eléctrico PSEs Futuros	
		Tipo I	Tipo II		Tipo I	Tipo II
% Tasa de Crecimiento	2,0%	1,8%	1,8%	2,2%	1,8%	1,8%
CUD Inicial (kWh-mes)	57,00	67,84	38,76	57,00	78,00	39,00
CUD Final (kWh-mes)	70	83,00	47,00	70	95,00	48,00
CUC/CUD	1	1,10	1,00	2	1,03	0,72
%AP	15%	(*)	(*)	8%	(*)	(*)
%CI	0%	7%	7%	0%	7%	7%
% CUG	4%	1%	1%	8%	1%	1%
AC/AD	3%	7%	7%	3%	7%	7%
Factor de Carga C.D.	0,26	0,21	0,2	0,32	0,40	0,32
Factor de Carga C.C.	0,33	0,23	0,22	0,39	0,49	0,39
Factor de Carga E.B.	0,27	0,22	0,21	0,33	0,41	0,33
Incremento H.U.A-E.B.	26	21	20	32	40	32
Incremento H.U.A-C.D.	25	20	19	31	39	31
Incremento H.U.A-C.C.	32	22	21	38	48	38

### Cuadro N° 2.11

#### Criterios para la Proyección de la Demanda Iñapari y Huapetuhe

Abonados con Servicio Eléctrico		
Parámetros Eléctricos	Iñapari	Huapetuhe
% Tasa de Crecimiento	2,0%	2,2%
CUD Inicial (kWh-mes)	72,87	43,00
CUD Final (kWh-mes)	90	53
CUC/CUD	1	2
%AP	5%	8%
%CI	0%	0%
% CUG	0%	8%
AC/AD	3%	3%
Factor de Carga C.D.	0,28	0,32
Factor de Carga C.C.	0,35	0,39
Factor de Carga E.B.	0,29	0,08
Incremento H.U.A-E.B.	28	7
Incremento H.U.A-C.D.	27	31
Incremento H.U.A-C.C.	34	38

Notas:

CUD Inicial: Consumo Unitario Domestico Inicial

CUD Final: Consumo Unitario Domestico Final

%AP: Porcentaje de Alumbrado Publico

%CI : Porcentaje de Cargas Industriales

CUG: Porcentaje de Cargas de Uso General

AC/AD: Relación de Abonados Comerciales y Abonados Domésticos

Factor de Carga C.D. : Factor de Carga Domestica

Factor de Carga C.C. : Factor de Carga Comercial

Factor de Carga E.B. : Factor de Carga de la Energia Bruta.

Incremento H.U.A.-E.B. : Incremente de Horas de utilización Anuales de Energia Bruta

Incremento H.U.A.-C.D. : Incremente de Horas de utilización Anuales de Consumo Domestico

Incremento H.U.A.-C.C. : Incremente de Horas de utilización Anuales de Consumo Comercial

E.B. : Energía Básica

AA HH. : Asentamientos Humanos

UPIS: Urbanización Popular de Interés Social

Asoc Viv. : Asociaciones de Viviendas.

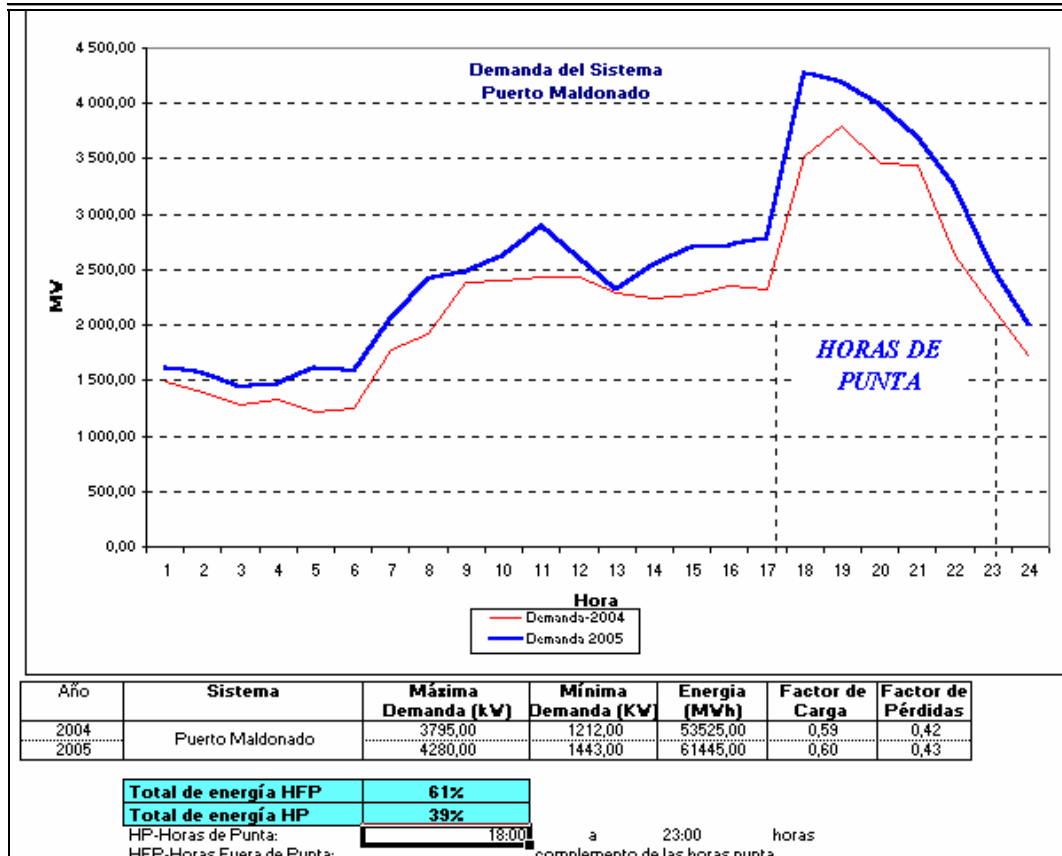
Los detalles de la determinación de los criterios utilizados para la proyección de la demanda para el caso "Con Proyecto" y "Sin Proyecto", así como las premisas y definición de los criterios utilizados en la proyección de la demanda se muestran en el Anexo N° A-2.1.1.

### 2.1.5 Determinación de la Energía en Horas de Punta y Fuera de Punta

Para determinar la energía en horas de punta y fuera de punta se ha utilizado los datos de medición de los circuitos alimentadores en la C.T. de Puerto Maldonado, los mismos que se adjuntan en detalle en el Anexo N° A.2.1.4, y cuyo resumen se presenta a continuación:

**Cuadro N° 2.12**

**Diagrama de carga de Puerto Maldonado Junio 2005 y Junio 2004**



HP: horas de punta, de las 18 a las 23 horas

HFP: horas fuera de punta (el complemento de las HP).

Los porcentajes que utilizaremos para la determinación de la energía en HFP y HP son los siguientes; 61% y 39 % de la energía total. Así por ejemplo para la determinación de la energía en horas de punta se multiplica la energía total por 39%.

## 2.2 Análisis de la Demanda de Cargas Especiales

### 2.2.1 Fuentes de Información

La empresa Electrosur Este facilitó la información comercial de sus clientes tanto en media como en baja tensión de la ciudad de Puerto Maldonado, Laberinto, Planchón, Iberia e Iñapari.

Se discriminaron como clientes especiales a aquellos usuarios con consumos mensuales mayores o iguales a 3000 kWh-mes, la lista de cargas especiales se muestra en el siguiente Cuadro:

**Cuadro N° 2.13**  
**Cargas Especiales Existentes en Puerto Maldonado**

Ciudad	Clientes	Fact. Carg.	KWh-mes	Max Dem (kW)
Puerto Maldonado	EMAPAT 01 Tarifa- MT4P (UG)	0,79	44 615,18	78
	EMAPAT 02 Tarifa- MT4P (UG)	0,74	59 266,53	110
	Mision San Jacinto Tarifa- MT4P (UG)	0,35	3 770,63	15
	CBCF Fitzcarrald Tarifa- MT4 (PI)	0,14	1 805,71	18
	CMAC Tacna SA Tarifa- BT4 (PI)	0,20	3 024,78	21
	Embot. Pto. Maldonado Tarifa- MT4 (PI)	0,14	3 788,40	38
	Hospital Santa Rosa Tarifa- MT4P (UG)	0,49	18 555,58	52
	Cadena Hotelera Turistica Tarifa- MT4 (PI)	0,22	4 759,42	30
	Corpac S.A. Tarifa- MT4 (PI)	0,33	17 304,05	71
	UNAMAD Tarifa- MT4P (PI)	0,26	3 981,44	21
	CRAS Tarifa- MT4 (PI)	0,36	5 153,37	20
	Telefonica del Peru S.AA Tarifa- MT4P (UG)	0,64	33 786,05	72
	Telmex Peru S A Tarifa- BT3P (UG)	0,42	6 100,07	20
	Aserradero Espinoza Tarifa- MT2 (PI)	0,18	3 938,05	30
	Aserradero Espinoza Tarifa- MT2 (PI)	0,18	1 305,85	10
	LA selva inversiones SAC Tarifa- BT3P (PI)	0,24	4 295,75	25
	Banco de Credito del Peru Tarifa- BT3 (UG)	0,27	7 263,00	38
	ESSALUD Tarifa- MT3 (PI)	0,29	11 266,80	54
	Forestal Rio Piedras SAC, Tarifa- MT4 (PI)	0,25	29 432,88	164
	Forestal Rio Piedras SAC, Tarifa- MT4P (PI)	0,57	42 939,30	103
Laberinto	turbina SAC. Tarifa- MT2 (PI)	0,21	9 225,00	60
	Roca Cerámicas S.R.L Tarifa- MT2 (UG)	0,22	3 171,35	20
	Transforestal CCC SAC Tarifa- MT2 (UG)	0,19	1 743,87	13
Iberia	Planta Bombeo 1- MUNIC. IBERIA Tarifa- MT4 (UG)	0,21	3 132,40	20
	Planta de Tratamiento Iberia Tarifa- MT4 (UG)	0,16	1 480,16	13

Nota:

UG: Cargas de uso general

PI: Pequeños Industriales.

### 2.2.2 Premisas de Cálculo

Para el análisis de la demanda se ha considerado las siguientes premisas:

- El suministro será permanente y confiable sin restricción de orden técnico y a costo razonable, de tal manera que cubra la demanda de las cargas existentes y futuras.
- Para la evaluación se considera las cargas especiales de Puerto Maldonado con consumos superiores a 3000 kWh-mes.
- Se ha clasificado los clientes en 2 tipos de usuarios: clientes de uso general (UG) y pequeños industriales y comerciales (PI).
- Se proyectan con los consumos de energía y factores de carga actuales
- 

La proyección de la demanda se realiza para dos escenarios:

- **Clientes especiales con proyecto:** Donde las tasas de crecimiento se consideran de la siguiente manera:
  - ~ Los clientes pequeños industriales se proyectan con una tasa de crecimiento de 4% los primeros 5 años, y 2,6 % los demás años del periodo de análisis; esto se justifica debido a que los primeros años por la reducción de la tarifa el consumo se incrementará y en adelante crecerá una tasa vegetativa conforme al crecimiento de la población.
  - ~ Los clientes de uso general se proyectan con una tasa de crecimiento de 4 % los primeros 5 años, y 2,6 % los demás años del periodo de análisis.
- **Clientes especiales sin proyecto:** La tasa de crecimiento considerada para la proyección de la demanda de las clientes de Uso General y Pequeños Industriales y Comerciales será variable y de la siguiente manera:
  - ~ Si la tasa real de crecimiento de la carga especial es negativa entonces se proyecta a una tasa de crecimiento de 1 %.
  - ~ Si la tasa de crecimiento real se encuentra en el intervalo de 0 a 3% se proyecta a su tasa de crecimiento.
  - ~ Si la tasa de crecimiento real es mayor 3% se proyecta a una tasa de 2.6% que es la tasa de crecimiento poblacional

### 2.2.3 Proyección de la Demanda

Se presenta a continuación los Cuadros resumen de la proyección de la demanda de potencia y energía para las cargas especiales, para la situación con proyecto y sin proyecto:

**Cuadro N° 2.14**

**Resumen de Proyección de la Demanda Con Proyecto**

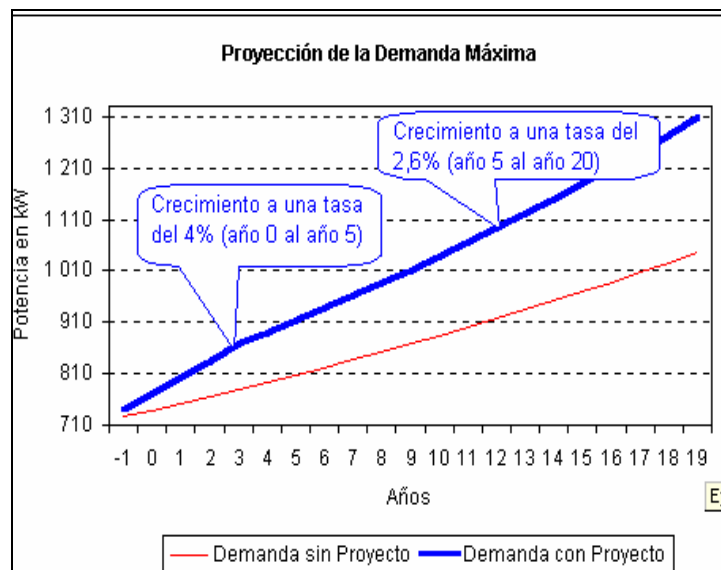
Ciudad	Clientes	2007	2011	2016	2021	2026
		1	5	10	15	20
<b>Energía en MWh-año</b>						
Puerto Maldonado	20	3 976	4 589	5 217	5 932	6 744
Laberinto	3	184	212	241	274	311
Iberia	2	60	69	79	89	102
<b>Máxima Demanda-kW</b>						
Puerto Maldonado	20	771	890	1 012	1 151	1 308
Laberinto	3	93	108	122	139	158
Iberia	2	27	31	35	40	45

**Cuadro N° 2.15**

**Resumen de Proyección de la Demanda Sin proyecto**

Ciudad	Clientes	2007	2011	2016	2021	2026
		1	5	10	15	20
<b>Energía MWh-año</b>						
Puerto Maldonado	20	3 814	4 109	4 517	4 973	5 483
Laberinto	3	178	196	221	249	281
Iberia	2	58	65	73	83	95
<b>Máxima demanda-kW</b>						
Puerto Maldonado	20	739	793	868	952	1 046
Laberinto	3	90	99	111	125	140
Iberia	2	26	29	33	37	42

En la Figura se presenta la evolución de la demanda con y sin proyecto para las cargas especiales:



**Figura N° 3.1: Evolución de la Demanda para Cargas Especiales –Puerto Maldonado**

## 2.3 Análisis de la Demanda de Cargas Mineras de Mazuko

### 2.3.1 Fuentes de Información

Se cuenta con censos de los centros mineros del año 2004 realizado por ELSE donde se identificó 96 centros mineros en la zona de Huepetuhe; también se ha obtenido información del Instituto Nacional de Concesiones y Catastro Minero donde se tiene registrado 194 denuncios mineros en el Inventario del sector Huepetuhe, información actualizada al 2005.

### 2.3.2 Premisas de Cálculo

- La demanda promedio de una carga minera es de 32,8 kW, calculada con los datos del censo minero y los siguientes criterios:
  - ~ Demanda Máxima: calculada como :  $D_{max} = P_i \times F_U \times F_S$
  - $P_i$  (Potencia instalada): es la potencia instalada de los motores
  - $F_U$  (Factor de Utilización): Este factor representa el sobredimensionamiento de los motores, y es igual a: 80%
  - $F_S$  (Factor de simultaneidad): Este factor representa la simultaneidad de operación de los motores, y es igual a: 75%
  - La relación Demanda Máxima /Potencia Instalada es 60%.
  - ~ Se determina con esos criterios el total de la demanda minera y se saca el promedio de consumo por minero 32.8 kW

Para el análisis de la proyección de la demanda se considera el consumo promedio por minero además de las siguientes premisas:

- El suministro será permanente y confiable sin restricción de orden técnico y a costo razonable, de tal manera que cubra la demanda de cada carga existente y futura.
- Se considera que la construcción del proyecto se iniciará en el 2006 y será puesta en servicio en el año 2007.
- Para el evaluación se considera la demanda inicial de las cargas mineras existentes y el equivalente promedio de consumo en kW.
- Se consideran las siguientes variables importantes:
- ~ Inventario minero del sector Huepetuhe: 194 denuncios mineros (fuente: Instituto Nacional de Concesiones y Catastros Mineros).
- ~ 96 mineros operativos: (fuente: Censo de Mineros realizado en trabajos de campo).
- Se considera que la demanda crecerá de 96 a 159 mineros de un total de 194 catastros mineros registrados (Instituto Nacional de Catastros Mineros), dado que algunas betas se acabarán, lo cual representa el ingreso de 3 nuevas cargas mineras por año.

- La conexión de las cargas mineras crecerá de acuerdo a los siguientes porcentajes: año 1: 40% del total, año 2: 60% del total, año 3: 80% del total, año 4: 90% del total, año 5: 100%, es decir en 5 años a partir de la conexión con el SINAC se logrará conectar a todos los mineros.
- El incremento de la demanda de cargas mineras existentes será equivalente a 2 cargas mineras por año de 65,56 kW.
- El incremento de la demanda máxima a partir del año 5 al año 20 será el equivalente al ingreso de 2 cargas mineras cada 3 años de 65,56 kW.
- Se considera un % de pérdidas de 8% y un factor de carga de 94,3 %.

### 2.3.3 Proyección de la Demanda

Se presenta a continuación los cuadros resumen de la proyección de la demanda de potencia y energía para las cargas mineras, para la situación con proyecto y sin proyecto:

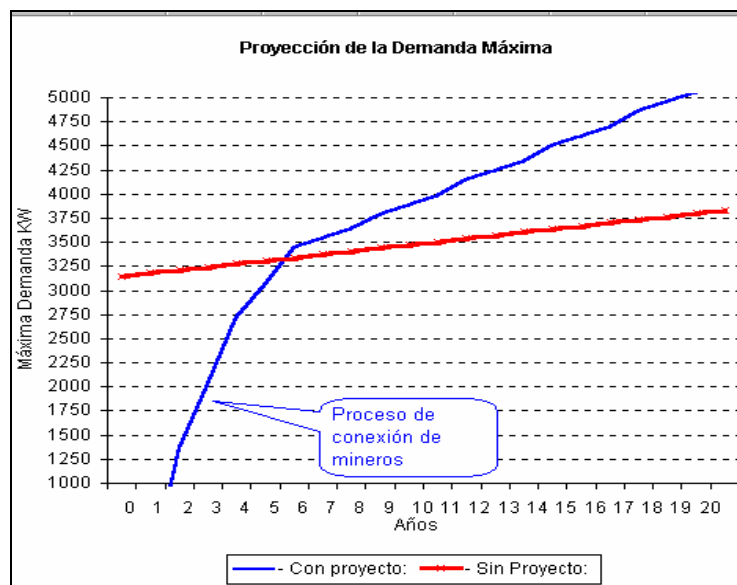
**Cuadro N° 2.16**

**Resumen de la Proyección de la Demanda de la Cargas Mineras**

Descripción /Años	2007	2011	2016	2021	2026
	1	5	10	15	20
<b>NÚMERO DE CARGAS MINERAS</b>					
Mineros sin proyecto	98	102	107	112	117
Mineros con proyecto	42	105	122	140	159
<b>CONSUMO DE ENERGIA EN KWH-AÑO</b>					
Consumo total (MWh) sin proyecto	26 527	27 609	28 963	30 316	31 670
Consumo total (MWh) con proyecto	11 355	28 408	32 942	38 017	43 092
<b>ENERGÍA Y POTENCIA DE INGRESO AL SISTEMA</b>					
<b>Sin Proyecto</b>					
Energía al ingreso del sistema (MWh)	26 527	27 609	28 963	30 316	31 670
Energía en horas de punta	5 571	5 798	6 082	6 366	6 651
Energía en horas fuera de punta	20 956	21 811	22 881	23 950	25 019
Potencia al ingreso del sistema (kW)	3 212	3 344	3 507	3 671	3 835
<b>Con Proyecto</b>					
Energía al ingreso del sistema (MWh)	11 355	28 408	32 942	38 017	43 092
Energía en horas de punta	2 385	5 966	6 918	7 984	9 049
Energía en horas fuera de punta	8 970	22 442	26 024	30 033	34 043
Potencia al ingreso del sistema (kW)	1 375	3 440	3 989	4 604	5 218

En la figura siguiente se presenta la evolución de la demanda con proyecto y sin proyecto para las cargas mineras





**Figura N° 3.2: Evolución de la Demanda para Cargas Mineras–Mazuko**

## 2.4 Resumen General de la Proyección de la Demanda

### 2.4.1 Resumen de Proyección de la Demanda para la Evaluación Económica

Se presenta a continuación los Cuadros resumen de la proyección de la demanda de potencia y energía para la situación con y sin proyecto, las cuales se utilizan para la evaluación económica, en donde sólo se considera a las siguientes cargas:

- Cargas con servicio eléctrico de ELSE: Ciudad de Puerto Maldonado y dos circuitos de distribución rural; Planchón (con los poblados de El Triunfo, Sudadero y Planchón) y Laberinto (con los poblados de La Pastora, El Castañal, Las Mercedes, San Bernardo, Santo Domingo, Florida Baja, Florida Alta y Laberinto), así como las 23 cargas especiales existentes.
- Cargas con servicio eléctrico de Autoprodutores: las localidades de Huepetuhe y Mazuko, las cuales cuentan con sus centrales térmicas. administradas por sus respectivos municipios.
- Cargas sin servicio eléctrico: Se tiene en la actualidad 17 Asentamientos Humanos-AA.HH, Urbanizaciones Populares de Interés Social-UPIS y Asociaciones de Vivienda, las cuales se ubican en la expansión de la ciudad de Puerto Maldonado, las cuales se verán beneficiadas paulatinamente del 2007 al 2009.
- Cargas Mineras de Mazuko sector Huepetuhe.

Cuadro N° 2.17

## Resumen de la Proyección de Demanda para Evaluación Económica del Proyecto

Descripción /Años	2007	2011	2016	2021	2026
	1	5	10	15	20
<b>Sin Proyecto</b>					
<b>Puerto Maldonado</b>					
Domésticos, comerciales, uso general					
Energía de ingreso del sistema (MWh)	19 041	22 757	27 956	34 225	41 770
Potencia al ingreso del sistema (KW)	5 135	5 884	6 870	8 013	9 338
Cargas Especiales					
Energía de ingreso del sistema (MWh)	3 992	4 305	4 737	5 221	5 764
Potencia al ingreso del sistema (KW)	829	892	980	1 077	1 186
Total					
Energía de ingreso del sistema (MWh)	23 033	27 062	32 693	39 447	47 533
Potencia al ingreso del sistema (KW)	5 964	6 776	7 850	9 091	10 525
<b>Con Proyecto</b>					
<b>Puerto Maldonado</b>					
Domésticos, comerciales, uso general					
Energía de ingreso del sistema (MWh)	20 945	24762	30423	37251	45467
Potencia al ingreso del sistema (KW)	5 649	6400	7473	8718	10161
Cargas Especiales					
Energía de ingreso del sistema (MWh)	4 160	4 801	5 458	6 206	7 055
Potencia al ingreso del sistema (KW)	865	998	1 135	1 290	1 467
<b>Total Puerto Maldonado</b>					
Energía de ingreso del sistema (MWh)	25 105	29 563	35 881	43 457	52 522
Potencia al ingreso del sistema (KW)	6 514	7 398	8 608	10 008	11 628
<b>Mazuko</b>					
Domésticos, comerciales, uso general					
Energía al ingreso del sistema (MWh)	2 077	4 118	5 045	6 181	7 592
Potencia al ingreso del sistema (KW)	1 991	2 724	3 133	3 597	4 129
Cargas Mineras sector Huapetuhe					
Energía al ingreso del sistema (MWh)	11 355	28 408	32 942	38 017	43 092
Potencia al ingreso del sistema (KW)	1 375	3 440	3 989	4 604	5 218
<b>Total S.E Mazuko</b>					
Energía de ingreso del sistema (MWh)	13 432	32 526	37 987	44 198	50 684
Potencia al ingreso del sistema (KW)	3 366	6 165	7 122	8 200	9 348
<b>Total Con Proyecto</b>					
Energía de ingreso del sistema (MWh)	38 322	61 662	72 785	85 779	100 308
Potencia al ingreso del sistema (KW)	9 880	13 635	15 814	18 305	21 087
Factor de carga	0,41	0,52	0,52	0,53	0,53
<b>Total Sin Proyecto</b>					
Energía de ingreso del sistema (MWh)	23 033	27 062	32 693	39 447	47 533
Potencia al ingreso del sistema (KW)	5964	6776,194	7849,61	9090,569	10524,74
Factor de carga	0,44	0,52	0,53	0,53	0,54

## 2.4.2 Proyección de la Demanda para la Definición del Sistema Eléctrico

Se presenta a continuación el Cuadro resumen de la proyección de la demanda de potencia y energía para la situación con proyecto, la cual se ha utilizado para la definición del sistema eléctrico. En donde se considera además de las cargas listadas en el punto anterior, los PSEs Puerto Maldonado, Iberia y Mazuko y sus respectivas cargas agroindustriales.

**Cuadro N° 2.18**  
**Resumen de la Proyección de la Demanda con Proyecto**

Descripción /Años	2007	2011	2016	2021	2026
	1	5	10	15	20
<b>Con Proyecto</b>					
<b>Puerto Maldonado</b>					
Domésticos, comerciales, uso general					
Energía de ingreso del sistema (MWh)	20 945	24762	30423	37251	45467
Potencia al ingreso del sistema (KW)	5 649	6400	7473	8718	10161
Cargas Especiales					
Energía de ingreso del sistema (MWh)	4 160	4 801	5 458	6 206	7 055
Potencia al ingreso del sistema (KW)	865	998	1 135	1 290	1 467
<b>PSE Puerto</b>					
Energía al ingreso del sistema (MWh)	0	2839	3824	5149	6995
Potencia al ingreso del sistema (KW)	0	614	731	859	1023
<b>PSE Iberia</b>					
Energía al ingreso del sistema (MWh)	0	2646	3454	4529	6010
Potencia al ingreso del sistema (KW)	0	706	821	953	1112
<b>Total Puerto Maldonado</b>					
Energía de ingreso del sistema (MWh)	25 105	35 048	43 159	53 135	65 527
Potencia al ingreso del sistema (KW)	6 514	8 718	10 160	11 820	13 763
<b>Mazuko</b>					
Domésticos, comerciales, uso general					
Energía al ingreso del sistema (MWh)	2 077	4 118	5 045	6 181	7 592
Potencia al ingreso del sistema (KW)	1 991	2 724	3 133	3 597	4 129
Cargas Mineras sector Huapetuhe					
Energía al ingreso del sistema (MWh)	11 355	28 408	32 942	38 017	43 092
Potencia al ingreso del sistema (KW)	1 375	3 440	3 989	4 604	5 218
<b>PSE Mazuko</b>					
Energía al ingreso del sistema (MWh)	0	1698,861	2127,842	2673,794	3386,9
Potencia al ingreso del sistema (KW)	0	493,4879	564,0194	642,2331	735,0106
<b>Total S.E Mazuko</b>					
Energía de ingreso del sistema (MWh)	13 432	34 225	40 115	46 872	54 071
Potencia al ingreso del sistema (KW)	3 366	6 657	7 686	8 843	10 082
<b>Total Con Proyecto</b>					
Energía de ingreso del sistema (MWh)	38 322	68 847	82 192	98 132	116 773
Potencia al ingreso del sistema (KW)	9 879	15 448	17 930	20 760	23 956
Factor de carga	0,44	0,51	0,52	0,54	0,56

## 2.5 Análisis de la Oferta

Premisas para el cálculo de la oferta:

- La fuente actual para el suministro de energía eléctrica para el proyecto será el Sistema Interconectado Nacional -SINAC, en la barra Infinita de San Gabán 138 kV con energía proveniente de la C.H. San Gabán y el Sistema Interconectado Nacional.
- El suministro de energía será permanente y confiable, sin restricciones de orden técnico y a costo razonable, de tal manera que cubra la demanda de cada localidad y carga minera existente y futura.

En el Cuadro siguiente se presenta el resumen de la oferta disponible en un horizonte de 20 años:

**Cuadro N° 2.19**  
**Resumen de la Oferta Disponible**

Época del Año	DESCRIPCIÓN	2007	2011	2017	2021	2026
		1	5	10	15	20
Todo el año	Oferta S.E. Mazuko (1)	10,29	10,29	10,29	10,29	10,29
Todo el año	Oferta S.E. Puerto Maldonado (2)	15,68	15,68	15,68	15,68	15,68

Nota:

(1) La oferta está limitada por la potencia del transformador de Mazuko 138/66/22,9kV - 20-26/12,3-16/8-10,5 MVA (ONAN/ONAF), el cual en su devanado en 22,9 kV puede ofrecer hasta 10,29 MW

(2) La oferta está limitada por la potencia del transformador de Puerto Maldonado 66/22,9/10kV- 16-12,3/3,9-5/12,3-16 MVA (Onan/Onaf), equivalente a 15,68 MW, que es la capacidad de transmisión de la línea en 66 kV Mazuko - Puerto Maldonado

(3) Las líneas como las subestaciones se han diseñado para suministrar energía a los PSE de Puerto Maldonado, Iberia y Mazuko, para el crecimiento vegetativo de las ciudades con servicio (Puerto Maldonado, Iberia Iñapari, Mazuko y Huapetuhe), así como las cargas mineras en el sector Mazuko.

(4) La oferta en la S.E Mazuko puede incrementarse de 23,4 MW totales (devanado en 138 kV) hasta 30,1 MW, que es la capacidad de transmisión de la línea en 138 kV San Gabán – Mazuko.

## 2.6 Balance Oferta Demanda

En los Cuadros siguientes se presentan el Balance Oferta/Demanda del proyecto, para el caso considerado en la evaluación económica y para la definición del Sistema Eléctrico, el cual ha sido elaborado bajo las siguientes consideraciones:

- Las demandas consideradas para la evaluación económica son:
  - S.E. Puerto Maldonado: Ciudad de Puerto Maldonado, Circuito Laberinto y Planchón, AA.HH, UPIS y Asociaciones de Vivienda de Pto, Maldonado, que entrarán por etapas los años 2007, 2008 y 2009.
  - ~ S.E. Mazuko : Mazuko Pueblo, Huapetuhe y las cargas mineras del sector Huapetuhe y su crecimiento
- Las demandas consideradas para la definición del Sistema son: Además de las cargas descritas en el caso anterior, la entrada de los PSEs Futuros Pto. Maldonado, Iberia y Mazuko entre los años 2009 al 2011.
- La oferta esta limitada por la potencia de los transformadores de potencia:
  - ~ Transf..de Mazuko 138/66/33 kV - 20-26/12,3-16/8-10,5 MVA (ONAN/ONAF)
  - ~ Transf. de Pto Maldonado 66/33/10kV - 16-12,3/3,9-5/12,3-16MVA (ONAN/ONAF)
- Las pérdidas consideradas son las de la Línea en 138 y 66 kV San Gabán -Pto. Maldonado y los Transformadores de Mazuko y Pto. Maldonado.

**Cuadro Nº 2.20**

### Resumen del Balance Oferta Demanda para la Definición del Sistema

AÑO		Demanda –Kw				Oferta-kW			Superhabit o Deficit (kW)		
		S.E. Mazuko	S.E. Puerto	Pérdidas de LT y Transf.	Total	S.E. Mazuko	S.E. Puerto	Total	S.E. Mazuko	S.E. Puerto	Total
1	2007	3 366	6 513	65	9 945	10 290	15 680	25 970	6 859	9 167	16 025
5	2011	6 165	8 719	87	14 970	10 290	15 680	25 970	4 038	6 961	11 000
10	2016	7 122	10 160	102	17 384	10 290	15 680	25 970	3 066	5 520	8 586
15	2021	8 200	11 820	118	20 139	10 290	15 680	25 970	1 971	3 860	5 831
20	2026	9 348	13 763	138	23 248	10 290	15 680	25 970	804	1 917	2 722

## **CAPÍTULO III**

### **EVALUACIÓN Y MEJORA TÉCNICA**

#### **3.1 Generalidades**

##### **3.1.1 Criterios Técnicos para Mejorar el Diseño en las Línea de Transmisión**

Para la determinación de las inversiones eficientes de las líneas de transmisión se ha considerado el equipamiento óptimo que satisfaga los requerimientos de la demanda durante un periodo de 20 años, de la manera más económica posible; para tal fin se ha considerado el costo óptimo de inversión y pérdidas de energía de la línea, con el criterio de un Sistema Económicamente Adaptado.

##### **a. Normas de Referencia**

Se aplicaron las siguientes normas y manuales de diseño:

- VDE 0210/5.69 “Determinaciones para la construcción de líneas aéreas de energía eléctrica mayores de 1 kV”
- RUS Bulletin 1724E-200 “Design Manual for High Voltage Transmission Lines”
- NESC C2-1997 “National Electrical Safety Code” NESC Handbook
- IEEE Std 977-1991 “IEEE Guide to installation of foundations for Transmission Line Structures”
- Manual de Diseño “Redes Energía Eléctrica”-Parte II:Líneas Transmisión - ENDESA – Departamento Eléctrico
- Manual de Diseño “Projetos Mecanicos das Linhas Aéreas de Transmissao” - Centrais Eléctricas Brasileiras S/A - Escola Federal de Engenharia de Itajuráa

##### **b. Distancias de Seguridad Verticales**

Las distancias verticales de seguridad se encuentran especificadas en la Tabla 232-1 y la Tabla 232-2 del Código Nacional de Electricidad Suministro 2001 (CNE) las cuales han sido corregidas por nivel de tensión y por altura, tal como describe en el numeral 232.C.1.b:

**Cuadro N° 3.1**  
**Distancias Verticales**

Descripción	Obtenido		Considerado	
	138kV (m)	66kV (m)	138kV (m)	66kV (m)
Vías férreas de ferrocarriles	9,87	8,5		
Carreteras, avenidas sujetas a tráfico camiones	8,80	7,5		
Caminos, calle y otras áreas a tráfico camiones	8,26	7,0		
Calzadas, zona de parqueo, y callejones	8,26	7,0		
Otros terrenos recorridos por vehículos	8,26	7,0		
Espacios y vías peatonales no transitables (nota 1)	6,66	5,5	7,5	6,0
Calles y caminos en zonas rurales	8,26	7,0	9,0	7,5
Aguas no navegables	8,8	7,5		
Áreas navegables menos de 8 Ha	9,33	8,0		
de 8 a 80 Ha	10,94	9,5		
Áreas navegables 80 a 800 Ha	13,08	11,5		
Áreas navegables mayores de 800 Ha	14,68	13,0		
A lo largo y dentro de la franja de servidumbre				
Carreteras y avenidas	8,26	7		
Caminos calles o callejones	7,73	6,5		
Espacios y vías no transitables x vehículos	6,66	5,5	7,5	6
Calles y caminos en zonas rurales	6,66	5,5	7,5	6

Nota 1: Donde el tránsito de jinetes a caballo, vehículos u otras unidades rodantes que sobrepasen los 2.5 m están prohibidas o la configuración permanente del terreno no lo permite.

Además se considera un adicional de 0,5m más el redondeo, para tomar en cuenta el crecimiento de la vegetación.

**c. Distancias de Seguridad Horizontales**

Distancias de Seguridad Horizontal entre conductores que se cruzan o adyacentes en diferentes estructuras. Tensión entre conductores menor a 129 kV (m) según la regla 233.B.1

**Cuadro N° 3.2**  
**Distancias Horizontales**

Segundo Conductor de Suministro	Primer Conductor Suministro	
	138kV (m)	66kV (m)
Conductores desnudos 33V	1,5	1,5
Conductores desnudos 66kV	1,5	1,5
Conductores desnudos 138kV	1,8	1,5
Conductores desnudos 220kV	2,28	1,86

**d. Distancias Horizontales a Edificaciones**

Distancia de seguridad a edificaciones, puentes, vagones y otras instalaciones según la regla 234.B.1

**Cuadro Nº 3.3**

**Distancia de seguridad edificaciones, puentes, vagones y otras instalaciones**

Descripción	Obtenido	
	138kV	66kV
Distancias de Seguridad Horizontal sin viento a otras estructuras de soporte para tensiones menores 50 kV ( m )	2,91	2
Distancias de Seguridad Vertical sin viento a otras estructuras de soporte para tensiones menores a 23 kV ( m )	-	-
Distancias de Seguridad Vertical sin viento a otras estructuras de soporte para tensiones entre 23 kV y 50kV ( m )	3,12	2,2

**e. Distancias de seguridad vertical/horizontal de conductores a instalaciones**

Distancia de seguridad verticales y horizontales a conductores y instalaciones.

**Cuadro Nº 3.4**

**Distancia de seguridad vertical/horizontal de conductores a instalaciones**

Naturaleza de la superficie	Nivel superior: conductor de suministro			
	Sin viento		Con viento	
	138kV (m)	66kV (m)	138kV (m)	66kV (m)
Edificaciones				
Horizontal: paredes, balcones, ventanas	3,98	3	3,45	2,5
Vertical : techos, balcones, barandas accesibles o no	5,59	4,5	-	-
Vertical: sobre techos accesibles a vehículos	8,26	7	-	-
Letreros, chimeneas, carteles, antenas de radio y TV, etc.				
Horizontal:	3,98	3	3,45	2,5
Vertical: sobre pasillos y otros donde transite personal	5,59	4,5	-	-
Vertical: sobre otros no accesibles a peatones	5,05	4	-	-



**f. Distancias de los conductores a elementos de la estructura**

De acuerdo al RUS Bulletin 1724E-200 Design Manual for High Voltage Transmission Lines (Tabla 7-1) son: Distancias mínimas entre el conductor y superficies de estructuras o cables de retenida

**Cuadro N° 3.5**

**Distancias mínimas entre conductor y superficies de estructuras o cables retenida**

Naturaleza de la superficie	138kV (mm)	66kV (mm)
Distancia sin viento		
Mínima distancia de la estructura o retenida	1219	635
Viento moderado		
Mínima distancia a la estructura a 6psf de viento	800	406
Mín. Dist. a estructuras usadas de manera conjunta y 6psf de viento	853	457
Mín. Dist. a retenidas de anclaje a 6psf	1081	559
Distancia con viento máximo		
Mínima distancia a la estructura o retenida en viento máximo	305	127

Distancias de seguridad de acuerdo a las flechas (separación horizontal en los soportes para cumplir distancia a medio vano según regla 235.B.1.b)

Ángulo: 60°

Longitud de cadena: 1,35m

**Cuadro N° 3.6**

**Distancias de seguridad de acuerdo a las flechas**

Vano (m)	Flecha (m)	138kV (m)	66kV (m)
150	1,08	2,84	1,73
180	1,55	2,92	1,73
200	1,91	2,98	1,74
220	2,31	3,03	1,74
240	2,75	3,09	1,74
280	3,75	3,2	1,74
320	4,89	3,31	1,75
360	6,2	3,42	1,75
400	7,65	3,53	1,75
440	9,26	3,63	1,76

De acuerdo al RUS Bulletin 1724E-200 Design Manual for High Voltage Transmission Lines (Tabla 6-1):

Separación vertical recomendada entre fases del mismo circuito o diferentes circuitos ubicados en la misma estructura. Valores ajustados de acuerdo a la Tabla 6.1

**Cuadro Nº 3.7**

**Separación vertical recomendada entre fases del mismo circuito o diferentes circuitos ubicados en la misma estructura**

Naturaleza de la superficie	Nivel superior: conductor de suministro	
	En 138kV( m )	En 66kV (m)
Mínima separación vertical en el soporte		
Fases del mismo circuito	2,04	1,22
Fases de diferentes circuitos	2,31	1,31
Conductor de fase y cable de guarda	1,4	0,88
Mínima separación vertical a medio vano		
Fases del mismo circuito	1,87	1
Fases de diferentes circuitos	2,09	1,13
Conductor de fase y cable de guarda	1,07	0,64

**g. Distancias de la Línea de Transmisión a Otra Línea**

De acuerdo al CNE Suministro 2001:

Distancias seguridad vertical entre conductores en diferentes estructuras en metros.

Valores ajustados a partir de la tabla 233-1

**Cuadro Nº 3.8**

**Distancias seguridad vertical entre conductores en diferentes estructuras**

Nivel Inferior	Nivel superior: conductor de suministro	
	138kV (m)	66kV (m)
Retenidas, alambres neutros, cables de guarda	2,59	1,7
Comunicaciones: retenidas, conductores y cables	3,23	2,3
Cables, autoportantes BT y MT	2,59	1,7
Conductores desnudos hasta 750 V	2,59	1,7
Conductores desnudos hasta 23 kV	2,59	1,7
Conductores desnudos 33 kV	2,73	1,83
Conductores desnudos 66 kV	3,12	2,19
Conductores desnudos 138 kV	3,89	2,92
Conductores desnudos 220 kV	4,8	3,77

Las distancias son de acuerdo al nivel de tensión y la altitud como lo indica el CNE.

### 3.1.2 Criterios Técnicos para Mejorar el Diseño en las Subestaciones

Para la determinación de las inversiones eficientes en las subestaciones de potencia se ha considerado el equipamiento adecuado y económico, con la aplicación de la tecnología actual y los precios actuales del mercado internacional; asimismo se ha considerado el costo óptimo de inversión y pérdidas en los transformadores, definidos por los módulos de subestaciones del OSINERG que definen los costos óptimos de peaje de los Sistemas Secundarios de Transmisión de las Empresas de Distribución Eléctrica.

En los módulos de subestaciones se definen la áreas requeridas para el buen funcionamiento de la subestación con el área óptima del edificio de control, y equipamiento rural para subestaciones no atendidas.

El equipamiento óptimo considerado por los módulos se basa en la aplicación de las siguientes normas y manuales de diseño:

- ~ RUS Bulletin 1724E-300 "Design Guide for Rural Substations"
- ~ NESC C2-1997 "National Electrical Safety Code"
- ~ IEC.71-1-1993

#### a. Distancias de Seguridad

Las distancias de seguridad de acuerdo a las norma IEC 60071 y 60072 son :

Tensión (kV)	138	66	22,9	10
Fase – Fase (m)	3,5	2,3	1,1	0,9
Fase - Tierra (m)	2	0,95	0,38	0,25
Fase - Personal (m)	3,96	3,35	3,05	2,74
Fase - Terreno (m)	8	7	7	6

#### b. Selección del Nivel de Aislamiento

- Nivel de 138kV: La tensión máxima de servicio es 145kV, le corresponde una tensión de resistencia a la onda de impulso de 650kV (BIL),
- Nivel de 66kV: La tensión máxima de servicio es 72,5kV, le corresponde una tensión de resistencia a la onda de impulso de 325kV (BIL)
- Nivel de 22,9kV: La tensión máxima de servicio es 24kV, le corresponde una tensión de resistencia a la onda de impulso de 125kV (BIL)
- Nivel de 10kV: La tensión máxima de servicio es 12kV, le corresponde una tensión de resistencia a la onda de impulso de 75kV (BIL).

#### c. Efecto de la Contaminación Ambiental

En la zona del proyecto el grado de polución es ligero, entonces no se tiene contaminación ambiental significativa, por tanto no se aplicará ningún factor de corrección por este concepto.

#### **d. Efecto de las descargas Atmosféricas**

En la zona del proyecto se tiene un nivel ceraunico promedio de 60 días por año, por lo cual se ha previsto la instalación de pararrayos considerando estas características.

### **3.2 Evaluación de Instalaciones Existentes**

Dentro de la evaluación de las instalaciones existentes se considerará las instalaciones existentes de la SE San Gabán en 138kV, y las instalaciones existentes de la Central Térmica de Puerto Maldonado..

#### **3.2.1 Subestación San Gaban II 138 Kv**

La subestación San Gabán II se encuentra en el departamento de Puno cercana a la localidad de San Gabán, esta subestación evacua 110 MW de la potencia generada.

La tensión de generación es de 13,8kV, y la tensión de transmisión en 138 kV, la subestación de transmisión en el patio de llaves se configura una en simple barra con el siguiente equipamiento:

- 02 Celdas de Línea, con destino a la S.E. Azángaro, con equipamiento de maniobra y medida del tipo convencional (seccionador de línea y de barra, pararrayos interruptor, transformadores de medida), los equipos son en 145 kV –650 kV-BIL.
- 02 Celdas de Línea-Transformador, con destino a la a los transformadores de potencia, con equipamiento de maniobra y medida del tipo convencional (seccionador de línea y de barra, pararrayos interruptor, transformadores de medida), los equipos son en 145 kV –650 kV-BIL.
- 01 celda de transformación 138/13,8kV, para protección y maniobra del transformador de SS.AA.

En el patio de llaves 138kV, existe una celda libre para la implementación de una celda de línea, la cual usará para equipar la celda de salida a Mazuko - Puerto Maldonado.

#### **3.2.2 Centrál Termica de Puerto Maldonado**

Se encuentra ubicada en la ciudad de puerto maldonado y cuenta con grupos de generación térmica que proporcionan energía eléctrica a la ciudad de puerto maldonado.

La centrál termica tiene un espacio previsto para la nueva SE. Puerto maldonado.

#### **3.2.3 Centrál Termica de Mazuko**

Se encuentra ubicada en la ciudad de Mazuko y cuenta con grupos de generación térmica que proporcionan energía eléctrica a la ciudad de Mazuko.

### **3.3 Alternativas de Solución**

Se plantean dos soluciones para los problemas presentados en la zona del Departamento de Madre de Dios, las alternativas de solución se muestran a continuación:

#### **3.3.1 Alternativa I – “Con Proyecto”.- Línea de Transmisión para la interconexión del Sistema Aislado al Sistema Interconectado Nacional.**

Con la nueva línea de transmisión en 138kV y 66kV se logrará lo siguiente:

##### **a. Ventajas Con Proyecto:**

- Disminución de los cortes de servicio por contar con mayor generación.
- Se logra satisfacer la demanda eléctrica creciente de las zonas de Mazuko y Puerto Maldonado.
- Se reducen los altos costos de energía al contar con una oferta predominante de generación hidráulica y de menor costo
- Se reducen las emanaciones de gas contaminante al dejar de funcionar los grupos térmicos.

##### **b. Desventajas Con Proyecto:**

- Mayor inversión inicial, que es recuperado en el transcurso de los años.

#### **3.3.2 Alternativa II – “Sin Proyecto”.- Adquisición de Nuevos Grupos Térmicos.**

Con la adquisición de nuevos grupos termicos se logrará lo siguiente:

##### **a. Ventajas Sin Proyecto:**

- Disminución de los cortes de servicio por contar con mayor generación.
- Se resuelve la falta de oferta de generación eléctrica, con lo cual se logra satisfacer la demanda eléctrica.

##### **b. Desventajas Sin Proyecto:**

- Siguen los altos costos de energía eléctrica.
- Siguen las emanaciones de gas contaminante.
- Siguen el poco abastecimiento de combustible por contar con accesos inapropiados
- Inversiones necesarias.

### 3.4 Comparación con Otras Tesis Anteriores

Se ha recurrido a la biblioteca de la FIEE para la búsqueda de tesis similares presentadas anteriormente y establecer las diferencias que existen entre el perfil de tesis planteado y las tesis desarrolladas anteriormente.

#### 3.4.1 Tesis Analizada Nro 1

**a. Título: Estudio de Factibilidad de la Línea de Interconexión en 138kV Tocache – Bellavista.**

- Graduado: Johnny Mario Cuevas Campos.
- Código de Tesis: 000494-CCJ - 200010016
- Promoción 98-2

**b. Objetivo:**

Integrar el sistema interconectado del departamento de San Martín – SISM al sistema interconectado Centro Norte.

**c. Descripción:**

El tema de tesis analizado presenta un análisis de mercado detallado por la presencia de cargas productivas en el departamento, así como para la proyección de la demanda de las cargas de las localidades.

**d. Características del proyecto:**

Las principales características de la línea se listan a continuación:

- Ubicación : Ceja de selva – Tocache y Aucayacu
- Tensión Nominal : 138 kV
- Número de Ternas : Una
- Longitud : 149 km
- Conductor : 240 mm<sup>2</sup> AAAC
- Cable de guarda : EHS 50 mm<sup>2</sup>
- Estructuras : Torres y Postes Metálicas de acero galvanizado
- Aisladores : Poliméricos (suspensión, anclaje y line post)

**e. Diferencia con otras tesis**

- Primera Diferencia: esta tesis presenta un análisis de torres metálicas y postes tubulares metálicos, en cambio el presente perfil solo presenta el análisis de torres metálicas y postes de concreto.
- Segunda Diferencia: El requerimiento de la línea de interconexión es distinto, la tesis muestra un análisis para interconectar un sistema aislado del departamento de San Martín, y la presente tesis desarrolla un análisis para

interconectar cargas de localidades y de futuras cargas mineras ubicadas en la zona de Mazuko.

- Tercera Diferencia: La sección del conductor es distinta, 240mm<sup>2</sup> y la tesis presenta una sección de 200mm<sup>2</sup>, con lo cual los criterios para los cálculos de las estructuras se optimizan y las hipótesis a la que es sometido el conductor varían.
- Cuarta Diferencia: Este tema de tesis tiene por objetivo la interconexión del Sistema Aislado Sur Medio-SASM, el mismo que cuenta con instalaciones de generación, transmisión y distribución. Además la presente tesis muestra el análisis de los casos con proyecto y sin proyecto para evaluar los ingresos de grupos térmicos para caso sin proyecto con lo cual se determina una mayor exactitud para la selección de la mejor alternativa.

### **3.4.2 Tesis Analizada Nro 2**

**a. Título: Estudio Definitivo de la línea de Transmisión Majes Camana en 138kV.**

- Graduado: Victor Rocha Zavaleta.
- Código de Tesis: 000965-RZV - 200060093
- Promoción 2002-I

**b. Objetivo:**

Tiene por objetivo el desarrollo de los criterios y metodología para el diseño definitivo a nivel de ejecución del "Estudio Definitivo de la Línea de Transmisión Majes-Camaná en 138 kV", con la finalidad de atender la demanda proyectada de Camaná, de sus pequeños sistemas eléctricos rurales Ocoña-Atico y Caravelí, y de sus cargas productivas, así como de reducir la tarifa al usuario final.

**c. Descripción:**

Este proyecto está desarrollado a nivel de ejecución de obra.

**d. Características del proyecto:**

Las principales características de la línea se listan a continuación:

- Ubicación : Arequipa
- Tensión Nominal : 138 kV
- Número de Ternas : Una
- Longitud : 66 km
- Conductor : 185 mm<sup>2</sup> AAAC
- Estructuras : Postes de Madera
- Aisladores : Poliméricos (suspensión, anclaje y line post)

**e. Diferencia con otras tesis**

- Primera Diferencia: Ubicación del Proyecto, (Costa y Sierra versus Selva)
- Segunda Diferencia: La metodología aplicada es para los cálculos debido al nivel de ejecución y no para el desarrollo de la tesis.
- Tercera Diferencia: Se utiliza postes de madera y la presente tesis presenta un desarrollo del estudio con la utilización de torres metálicas y postes de concreto.
- Cuarta Diferencia: Utilización del cable de guarda por estar expuesto a descargas atmosféricas en la selva.
- Quinta Diferencia: Nivel de Estudio presentado es de Ejecución, la tesis es Factibilidad.

**3.4.3 Tesis Analizada Nro 3**

**a. Título: Estudio de Factibilidad de la Línea de transmisión Rural Majes Camaná en 138kV y Subestaciones.**

- Graduado: José Luis de la Cruz.
- Promoción: 2002 -2

**b. Objetivo:**

Tiene por objetivo el desarrollo del “Estudio de Factibilidad de la Línea de Transmisión Rural Majes-Camaná en 138 kV”, con la finalidad de atender la demanda proyectada al año 2025 de Camaná, de sus pequeños sistemas eléctricos rurales Ocoña-Atico y Caravelí, y de sus cargas productivas, así como de reducir la tarifa al usuario final, al pasar de tarifa térmica a la del Sistema Interconectado Nacional, introduciendo una línea de transmisión de costos económicos.

**c. Descripción:**

Este proyecto esta desarrollado a nivel de ejecución de obra.

**d. Características del proyecto:**

Las principales características de la línea se listan a a continuación:

- Ubicación : Puno y Moquegua(Sierra)
- Tensión Nominal : 138 kV
- Número de Ternas : Una
- Longitud : 65,58km
- Conductor : 185 mm<sup>2</sup> AAAC
- Cable de guarda : EHS 50 mm<sup>2</sup>
- Estructuras : Poste CAC 18 y 16m; crucetas CA 4,3; 4,6; 6,3;y 8,8m.
- Aisladores : Poliméricos (suspensión, anclaje y line post)
- Cota máxima/mínima : 1 431 / 66 msnm



**e. Diferencia con otras tesis**

- Primera Diferencia: El Proyecto se ubica en Arequipa y es a nivel de Costa con una ligera introducción al clima de sierra, en cambio la tesis se presenta a nivel de selva por lo que se nota la diferencia de ambos proyectos.
- Segunda Diferencia: la composición de las estructuras de la línea de transmisión es concreto y las utilizadas en la tesis son torres metálicas y postes de concreto, por lo que es diferente.
- Tercera Diferencia: En este tema de tesis no se desarrolló un cálculo detallado del ingreso de grupos térmicos como segunda alternativa, sin embargo, en el presente tema de tesis se presenta un cálculo detallado del ingreso de nuevos grupos térmicos para satisfacer la demanda creciente o proyectada para el Caso Sin proyecto.

**3.4.4 Tesis Analizada Nro 4**

**a. Título: Línea de Transmisión 220kV Chimbote 1 Sider Perú.**

- Graduado: Perlacios Sulca Ricardo.
- Código de Tesis: 00991-PSR - 200060119
- Promoción 96-2

**b. Objetivo:**

Mejorar la calidad de servicio, permitiendo buena regulación de tensiones y reducir pérdidas en transmisión.

**c. Descripción:**

Este proyecto está desarrollado a nivel de ejecución de obra.

**d. Características del proyecto:**

Las principales características de la línea se listan a continuación:

- Ubicación : Ciudad de Chimbote - Costa
- Tensión Nominal : 220 kV
- Número de Ternas : Doble
- Longitud : 8 km
- Conductor : 507 mm<sup>2</sup> ACAR
- Estructuras : Postes de Madera Bipostes y tripostes
- Aisladores : Poliméricos (suspensión, anclaje y line post)

**e. Diferencia con otras tesis**

- Primera Diferencia: Ubicación del Proyecto, (Costa versus Selva)
- Segunda Diferencia: Nivel de tensión ( 220kV versus 138kV)

- Tercera Diferencia: Nivel de Estudio presentado es de Ejecución, la presente tesis es Factibilidad.
- Cuarta Diferencia: Alimentar a una carga de una empresa privada.(El presente tema de tesis es para alimentar cargas de localidades y distritos que no cuentan con energía del sistema interconectado)

### **3.4.5 Tesis Analizada Nro 5**

**a. Título: Estudio Definitivo de la Línea de Transmisión 220kV Puno-Toquepala.**

- Graduado: lozano Chavez Pablo.
- Código de Tesis: 000535-LCPH - 200020022
- Promoción 77-1

**b. Objetivo:**

Realizar la segunda vía de interconexión entre el sistema sur este(SISE) y el Sistema interconectado Sur Oeste(SISO) y suministrar potencia y energía a las regiones Inca, Jose Carlos Mariategui, y Arequipa, y su confiabilidad que son producidas por las entradas de centrales de generación hidráulica.

**c. Descripción:**

Este proyecto está desarrollado a nivel de ejecución de obra.

**d. Características del proyecto:**

Las principales características de la línea se listan a continuación:

- Ubicación : Puno y Moquegua(Sierra)
- Tensión Nominal : 220 kV
- Número de Ternas : Una
- Longitud : 175 km
- Conductor : 300 mm<sup>2</sup> AAAC
- Cable de guarda : EHS 50 mm<sup>2</sup>
- Estructuras : Torres Metálicas de perfiles angulares de acero galvanizado
- Aisladores : Poliméricos (suspensión, anclaje y line post)
- Cota máxima : 3431 msnm

**e. Diferencia con otras tesis**

- Primera Diferencia: Ubicación del Proyecto, (Sierra versus Selva)
- Segunda Diferencia: Nivel de tensión ( 220kV versus 138kV)
- Tercera Diferencia: Nivel de Estudio presentado es de Ejecución, la tesis presentada es Factibilidad.

- Cuarta Diferencia: Interconectar departamentos para conformar el SEIN.( La tesis presentada es para alimentar cargas de localidades y distritos que no cuentan con energía del sistema interconectado)

### **3.4.6 Conclusión**

Con la descripción de lo objetivos de cada tesis analizada y establecidas las diferencias con otras tesis presentadas anteriormente se muestra que la presente tema de tesis es unico, diferente y de criterios distintos.

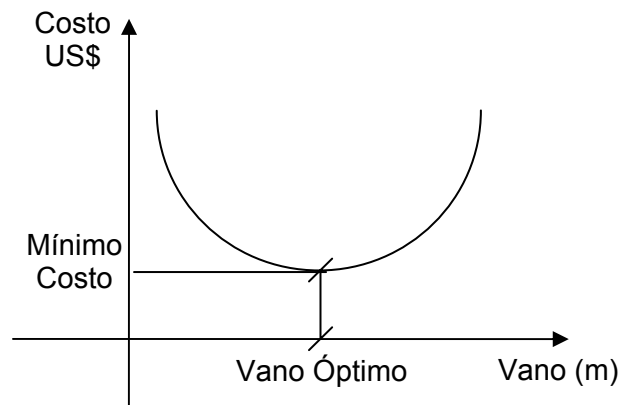
### **3.5 Diseños Convencionales y Avances Tecnologicos en líneas de transmisión**

En el Perú se ha utilizado diferentes tecnologías para el diseño de una línea en 138kV predominando principalmente la tecnología norteamericana, es decir siguiendo los mismos armados normalizados por el REA (Rural Electrification Administration) que actualmente se conoce como RUS (Rural Utilities Service). Estos armados han sido optimizados técnica y economicamente, respetando siempre el Código de Electricidad Norteamericano NESC (National Electric Safety Code), el cual es un estandar internacional y compatible con el Código Nacional de Electricidad Suministro 2001 (Perú). Para optimizar el costo de una línea de transmisión hay que actualizar simultaneamente los costos del suministro, montaje y transporte. Los suministros principales y los que representan el mayor porcentaje de los costos son: estructuras, conductor, cable de guarda (si se requiere) y cadenas de aisladores, se debe pensar en minimizar simultaneamente los metrados y sus precios unitarios.

- Para optimizar el conductor a usar para la línea de transmisión se debe evaluar el flujo de carga del sistema eléctrico y seleccionar el conductor que produzca menos pérdidas, caída de tensión y además esfuerce mecánicamente lo menos posible a la estructura que lo soporta. Tratar en lo posible de usar una sola terna en lugar de dos, aunque esto depende de la potencia a transmitir, pero siempre se debe evaluar que pasar de una terna a dos incrementará el costo de la estructura de soporte. Asi mismo también se debe evaluar las pérdidas por el efecto corona y capacidad de transmisión (capacidad térmica).
- Las cadenas de aisladores deben ser las óptimas para mantener el aislamiento de la línea por encima de las sobretensiones a frecuencia industrial y transitorias, así como mantener una línea de fuga adecuada para el nivel de tensión de 138kV y la altura sobre el nivel del mar a la cual se está instalando la línea. Por otro lado existen diversos materiales y ensambles de cadenas de aisladores que pueden se considerados. Entre ellos destacan las cadenas de aisladores de suspensión de porcelana o vidrio templado y el aislador polimérico de suspensión. La ventaja del

primero sobre el segundo es que es mas económico y la ventaja del segundo sobre el primero es que es mas liviano, fácil de instalar y es mas resistente a los golpes, es decir, que es mas difícil de que se rompa o raje.

- Para optimizar las estructuras se debe comenzar por seleccionar la altura óptima de la estructura a usar, esta optimización parte por lo que se conoce como cálculo del vano óptimo de una línea de transmisión, es decir, incrementar el vano promedio es equivalente a disminuir la cantidad de estructuras pero esto conlleva a aumentar la altura de la estructura con un consecuentemente aumento de su costo. Lo anterior nos hace pensar inmediatamente en que en una curva costo vs vano, donde la parte mas baja correspondería al vano óptimo el cual minimiza el costo de la estructura, tal como se aprecia en la Fig 3.1.



**Fig. 3.1: Costo de la línea de transmisión vs vano promedio**

- Una vez determinado el vano óptimo y la altura óptima de la estructura es necesario también reducir al mínimo el costo unitario de la estructura tanto en suministro, montaje y transporte, es decir, se debe buscar la estructura mas económica del mercado, que cumpla con los requerimientos de transporte de la zona y facilite el montaje a la hora de construir la obra. Entre las alternativas de estructuras tenemos:
  - **Torres metálicas de celosía:** Se usan torres metálicas cuando la geografía de la ruta de la línea es abrupta, ya que es una estructura facil de transportar porque se transporta desarmada. Su transporte es relativamente económico, aunque su montaje y suministro es caro. Estas estructuras no se fabrican en el país y adicionalmente se requiere que se le haga pruebas de rotura a cada tipo de estructura usado, que cuesta aproximadamente 20 000 US \$ por estructura. Las cimentaciones de estas estructuras son costosas, debido a que se requiere

una cimentación por pata, requiriendo un total de 4 cimentaciones por estructura.

- **Estructuras biposte de madera o metal (Estructuras HX):** Estructura compuesta por dos postes de madera o metal unidos por dos diagonales de acero dispuestas en forma de X, para brindarle mayor estabilidad y resistencia a la estructura. Esta estructura es mas económica que la torre metálica y es conveniente cuando el calibre del conductor a usar es menor a los 200mm<sup>2</sup>, en otro caso no es recomendable usarlo ya que el vano promedio podría reducirse por debajo del vano óptimo, incrementando el costo de la línea El montaje y transporte es mas económico que la torre metálica.
- **Estructuras monoposte de concreto:** Esta estructura consta de un poste de concreto de concreto armado centrifugado o pretensado de concreto (el poste de concreto pretensado es mas ligero que el centrifugado), crucetas y cimentaciones troncocónicas prefabricadas de concreto. Esta es una estructura mas pesada que la torre metálica y los postes de madera. Su transporte requiere de camiones con un tonelaje alto y una plataforma larga. En zonas inaccesibles donde no entran los camiones plataforma, se requerirá obligatoriamente seccionar el poste en dos o mas cuerpos para facilitar el transporte. Igualmente su montaje es costoso. Su transporte es costoso, pudiendo llegar a costar casi igual que el suministro.
- **Estructuras monoposte metálicas autosoportadas:** Estas estructuras son de acero de alta resistencia, sección poligonal, normalmente dodecagonal con espesores de acero que varían entre 4 a 7mm, diámetros en la punta que varían en el rango 0,15-0,6m y diámetros en la base que varían en el rango 0,5-1,5m. Dependiendo de la accesibilidad del terreno estas estructuras se pueden especificar embonables de dos o mas cuerpos para facilitar el transporte. El peso de estas estructuras es menor que las estructuras de concreto y torres metálicas. Estas estructuras son caras en suministro y fáciles de transportar a zonas inaccesibles en camiones plataforma y/o de doble eje, por lo cual el transporte es relativamente económico y el montaje es relativamente económico debido al bajo peso.

Los armados optimizados propuestos para el presente proyecto se muestran en las láminas [L-201 al L-208 del Anexo 10.4](#).

### 3.6 Análisis del Sistema Eléctrico

#### 3.6.1 Parámetros Eléctricos para el Análisis

##### a. Generadores:

Para el Análisis del Sistema Eléctrico, la barra infinita es la barra de San Gabán en 138 kV, la cual se encuentra conectada al SINAC, y cuenta con energía predominante hidráulica de la C.H. San Gabán.

##### b. Líneas:

Se han calculado los parámetros eléctricos de las líneas del sistema de transmisión en 138, 66 y 33 kV, las cuales se presentan en resumen en el Cuadro siguiente:

**Cuadro N° 3.9**  
**Parámetros de Líneas de Transmisión**

Identificación de la Línea		Características Principales LT							Impedancias Unitarias reales (ohm/km)		
Extremos de Línea		Nivel de Tensión	N° de Ternas	Tipo de Cond.	Secc. Nomin. mm <sup>2</sup>	Capacidad Térmica		Long. (km)	Sec. Positiva/Negat		
C.Carga o Gener. (1)	C. Carga o Gener. (2)					(Amp)	(MVA)		r ohm/km	x ohm/km	b nF/km
CH. San Gaban	SE Mazuko 138 KV	138	1	AAAC	200	434	104	67,6	0,1830	0,4898	9,2344
SE Mazuko 66 KV	SE de Pto. 66 KV	66	1	AAAC	200	434	50	158,0	0,1830	0,4250	9,6511
SE Mazuko 33 KV	Deriv. Sector Minero 1	23	1	AAAC	120	326	19	19,8	0,2925	0,4181	10,5366
Deriv. Sector Minero 1	Choque	23	1	AAAC	95	274	16	11,0	0,3796	0,4246	10,5623
Deriv. Sector Minero 1	Sector Minero 1	23	1	AAAC	50	184	11	5,1	0,7214	0,4423	10,1053
Huepetuhe	Sector Minero 2	23	1	AAAC	50	184	11	4,5	0,7214	0,4423	10,1053
Deriv.Sector Minero 3	Sector Minero 3	23	1	AAAC	50	184	11	4,0	0,7214	0,4423	10,1053
SE de Pto. 66 KV	Laberinto	23	1	AAAC	50	184	11	40,0	0,7214	0,4423	10,1053
SE de Pto. 66 KV	Iberia	23	1	AAAC	95	274	16	157,5	0,3796	0,4246	10,5623
Iberia	Iñapari	23	1	AAAC	50	184	11	57,2	0,7214	0,4423	10,1053

En el Anexo N° B-2 se presenta el cálculo detallado para la capacidad térmica del conductor.

##### c. Parámetros Eléctricos de Transformadores:

Los parámetros eléctricos de transformadores han sido extraídos de tablas características del fabricante y son los siguientes:

- Transformador de Mazuko: 20/16/5 MVA; 138/66/23 kV; Ydy; Vcc: 8%
- Transformador de Puerto Maldonado: 15/4/12 MVA; 66/23/10 kV; Yyd; Vcc: 8%

#### 3.6.2 Capacidad Térmica de Conductores

La potencia de transmisión de las líneas por capacidad térmica se clasifican por su nivel de tensión, tipo de material, sección del conductor, altitud de instalación, condiciones ambientales y su ubicación geográfica. El cálculo de la capacidad térmica de un

conductor se fundamenta en su balance térmico, el cual debe de existir bajo las condiciones del equilibrio y se representa de acuerdo a la siguiente ecuación:

Calor ganado = Calor Perdido

$$PJ + PgIS = PC + PpIS$$

$$I = \sqrt{\frac{P_C + P_{pIS} - P_{gIS}}{R}}$$

Donde:

PJ : Pérdidas por efecto Joule ( $I^2 \times R$ )

PgIS : Calor ganado debido a la irradiación solar

PC : Potencia calorífica disipada por convección

PpIS : Potencia calorífica disipada por radiación solar

R : Resistencia eléctrica

Este cálculo se realizará para las condiciones más desfavorables, para nuestro caso en la noche y con máxima demanda, para una temperatura del conductor de 40° C, el cálculo se presenta en forma detallada en el Anexo N° B-2 y cuyos resultados obtenidos se muestran en el Cuadro siguiente:

**Cuadro N° 3.10**

**Capacidad Térmica de Conductores**

kV	Cond.	mm <sup>2</sup>	(Amp)	(MVA)
138	AAAC	200	434	104
66	AAAC	200	434	50
33	AAAC	120	326	19
33	AAAC	95	274	16
33	AAAC	50	184	11

La selección del conductor entonces no es por capacidad de transmisión del conductor, sino que se seleccionará por los niveles de caída de tensión y pérdidas, criterios que se tomarán en cuenta en análisis de flujo de carga siguiente.

**3.6.3 Análisis de flujo de Carga**

Se ha efectuado la simulación del sistema eléctrico, con el programa Digsilent V.13.1.257 para la condición de carga máxima y mínima (Horas de Punta y Fuera de Punta) para las condiciones hidrológicas promedio de avenida y estiaje.

En el Anexo N° B se presentan los resultados detallados de tensiones, despachos y flujos de potencia para los años 2007(año 1), 2011(año 5), 2021(año 15) y 2026 (año 20) resaltando los siguientes puntos:

- El punto de entrega de potencia y energía será el Sistema Interconectado Nacional-SINAC, en barras 138 kV de Machupicchu con energía proveniente principalmente de la C.H: San Gabán y entregará para el año 20 en máxima demanda 26 MW, la entrega de potencia y perfiles de tensión en la barra de generación son las que se muestran en el Cuadro siguiente:

**Cuadro N° 3.11**

**Potencia y Tensiones en la Barra de Generación San Gabán 138 kV**

Hora	Año	Tensión		Potencia Generada		fdp
		KV	PU	MW	MVAR	
HP	Año 1 – 2007	140,76	1,02	7,38	5,05	0,83
	Año 5– 2011	140,76	1,02	16,30	7,30	0,91
	Año 15 – 2021	140,76	1,02	22,53	6,23	0,96
	Año 20 – 2026	140,76	1,02	26,53	7,15	0,97
HFP	Año 1 – 2007	140,76	1,02	2,37	0,22	1,00
	Año 2 – 2011	140,76	1,02	7,64	2,11	0,97
	Año 3 – 2021	140,76	1,02	10,35	-3,36	0,95
	Año 4 – 2026	140,76	1,02	11,99	0,86	1,00

Nota:

Fdp: Factor de potencia; HP: Horas de Punta ; HFP; Horas fuera de punta.

Del cuadro anterior se verifica que los reactivos que consume el sistema eléctrico de Madre de Dios se mantienen en márgenes óptimos de factor de potencia, lo cual se ha logrado con la instalación de dos reactores de regulación en vacío de 3 MVAR en barra 33 kV de la S.E Mazuko y un banco de compensación reactiva automática en barras 10 kV de la S.E. Pto. Maldonado a partir del año 2011 de 3 MVAR incrementándose su potencia a 9 MVAR el 2026, este condensador sólo opera en horas de punta.

- **Compensación Reactiva**
  - ~ Reactor en Mazuko: A lo largo del periodo de análisis se requiere implementar dos reactores en la barra de Mazuko 33 KV de 3MVAR, puesto que en horas de mínima demanda los reactivos de la líneas en 66 kV y 138 KV superan los reactivos de la carga, potencia reactiva inductiva que se entregaría al sistema de no implementar el reactor, los 6 MVAR operarían hasta el año 15 (2021), época en la cual la demanda crece y solo se requeriría un banco (3 MVAR) desconectándose el otro
  - Reactor en Alerta: Cuando se interconecte Puerto Maldonado con Iberia, se requerirá implementar dos reactores de 350 kVAR en Alerta 33 kV, puesto que



en horas de mínima demanda los reactivos de la líneas en 33 kV (157 km Iberia-Puerto) superan los reactivos de la carga, potencia reactiva inductiva que se entregaría al sistema de no implementar el reactor, los 700 kVAR operarían hasta el año 15 (2021), época en la cual la demanda crece y solo se requeriría un banco (350 kVAR) desconectándose el otro.

- En los primeros 5 años el factor de potencia bajo de las cargas de 0,85 compensan los reactivos inductivos de la línea de transmisión, necesarios para llegar con buenos perfiles de tensión a la barra de Puerto Maldonado en Horas de Punta, sin embargo con el incremento de la demanda se requerirá implementar un banco de condensadores automático a partir del año 5 de 3 MVAR(2011) creciendo paulatinamente y por etapas hasta el año 20 (2026) a 9 MVAR y que operará a su potencia máxima en horas de punta. Asimismo conforme las cargas mineras van entrando al sistema se tendrá que realizar compensación reactiva en las redes de distribución del sector minero, siempre manteniendo factores de potencia en la barra de Mazuko de 0.95, con la finalidad de que en horas fuera de punta el reactor no quede subdimensionado.

➤ **Perfiles de Tensión**

- ~ Los transformadores de potencia en Mazuko y Puerto Maldonado serán de regulación automática, por lo que estas barras serán reguladas, permitiendo salir con tensiones en por unidad de 1.045 en Mazuko 66 kV, lo cual permitirá que la línea en 66 kV llegué a Puerto Maldonado con perfiles de tensión adecuados para las redes de distribución de Puerto Maldonado, considerando una tensión regulada de 1.025 pu para salida en barras de 10 kV, para el sistema de subtransmisión en 33 kV hacia Iberia e Iñapari se saldrá con tensiones de 1.04 pu.
- ~ En la barra en 33 kV de Alerta distante a 110 km de Puerto Maldonado en el año 15 (2021)se requerirá implementar un regulador de tensión el cual elevará la tensión a 1.025 pu, lográndose llegar con perfiles de tensión buenos a la cola del circuito en Iñapari.
- ~ En el Cuadro siguiente se presenta los resultados de la simulación de flujo de potencia en cuanto a perfiles de tensión para los años 2007, 2011, 2021 y 2026, obteniéndose una buena calidad de producto en cuanto a la tensión:

**Cuadro N° 3.12**

**Perfiles de Tensión en Horas Punta**

Centro de carga Generación	Código de Barra	Tensión							
		2007				2026			
		HP		FP		HP		FP	
		Pu	kV	Pu	kV	pu	KV	pu	KV
Central San Gaban	SG138	1,020	140,76	1,020	140,76	1,020	140,76	1,020	140,76
SE Mazuko 138 KV	MAZ138	1,003	138,41	1,014	139,93	0,988	136,34	1,007	138,97
SE Mazuko 66 KV	MAZ66	1,045	68,97	1,045	68,97	1,045	68,97	1,045	68,97
SE de Pto. Maldonado 66 KV	PTO66	0,935	61,71	1,030	67,98	0,918	60,59	0,987	65,14
SSEE Mazuko 33 KV	MAZ33	1,045	34,49	1,030	33,99	1,041	34,35	1,036	34,19
Deriv. Sector Minero 1	MA1- 33	-	-	-	-	0,973	32,11	0,992	32,74
Huepetuhe	MA2-33	-	-	-	-	0,947	31,25	0,976	32,21
Deriv. Sector Minero 3	MAZ3-33	-	-	-	-	0,945	31,19	0,974	32,14
Choque	CHOQUE	-	-	-	-	0,945	31,19	0,974	32,14
Sector Minero 1	CM1	-	-	-	-	0,967	31,91	0,985	32,51
Sector Minero 2	CM2	-	-	-	-	0,941	31,05	0,970	32,01
Sector Minero 3	CM3	-	-	-	-	0,940	31,02	0,970	32,01
SE Pto. Maldonado 33 KV	PTO33	1,040	34,32	1,051	34,68	1,044	34,45	1,045	34,49
Laberinto	LAB33	0,975	22,33	1,013	23,20	0,987	32,57	1,028	33,92
Planchon	PL 33	0,992	22,72	1,018	23,31	1,000	33,00	1,036	34,19
Alerta	AL 33					1,031	34,02	1,036	34,19
Iberia	IB 33					1,009	33,30	1,033	34,09
Iñapari	IÑAP_33					1,002	33,07	1,032	34,06
Alerta antes del regulador	R1					0,954	31,48	1,027	33,89

- Las Perdidas de potencia y energía de la línea de transmisión y transformadores se resumen en el cuadro siguiente:

**Cuadro N° 3.13**

**Perdidas de Energía**

Descripción	Pérdidas Totales			
	2007 (MW)	2011 (MW)	2021 (MW)	2026 (MW)
LT 138 KV-68,7 km 200mm2 San Gabán -Mazuko	0,07	0,23	0,37	0,52
Transformador S.E. Mazuko	0,02	0,06	0,08	0,10
LT 66 KV –158,2 km 177mm2 Mazuko-Puerto	0,36	0,70	1,33	1,82
Transformador S.E. Pto. Maldonado	0,01	0,02	0,02	0,04
<b>Pérdidas Totales</b>	<b>0,46</b>	<b>1,01</b>	<b>1,80</b>	<b>2,48</b>
<b>Demanda Máxima</b>	<b>6,83</b>	<b>15,29</b>	<b>20,73</b>	<b>24,05</b>
Factor de Carga	<b>0,41</b>	<b>0,51</b>	<b>0,53</b>	<b>0,53</b>
Factor de pérdidas	0,241	0,335	0,356	0,356
% Pérdidas de potencia	6,31%	6,20%	7,99%	9,35%
% Pérdidas de energía	3,81%	4,16%	5,51%	6,48%

Nota: Las pérdidas de energía es de 3,6%.

### 3.6.4 Cálculo por Pérdidas del Efecto Corona

Cuando el potencial de los conductores sobrepasa la rigidez dieléctrica del aire se producen pérdidas de energía debido a la ionización del medio circundante alrededor de los conductores como si el aire se hiciera conductor.

Tal efecto de los conductores aéreos es visible (sobre todo en la oscuridad) que tiene la forma de un aro luminoso, azulado de sección transversal circular (como una corona) por lo que se le denomina "Efecto Corona". Este fenómeno se puede apreciar de noche cuando nos encontramos próximos a una línea de transmisión larga y cuando haya humedad en el ambiente.

Las pérdidas corona empiezan entonces cuando "la tensión crítica disruptiva"  $U_C$  es menor que la tensión máxima de la línea. La  $U_C$  se calcula según la fórmula de Peek, el cual aumenta con la tensión y depende de la distancia entre conductores y del diámetro del mismo.

**Tensión crítica disruptiva:**

$$U_C = 21,1\sqrt{3}m_c m_t r \delta \ln \frac{D}{r} \text{ kV}$$

Donde:

- $m_C$  : coeficiente de rugosidad (0,85)
- $m_t$  : coeficiente de lluvia (tiempo seco 1,0 y tiempo húmedo 0,8)
- $\delta$  : densidad relativa del aire (0,88)
- $r$  : radio del conductor (1,8 cm)
- $D$  : distancia media geométrica (460 cm)

Por lo tanto para tiempo seco:

$$U_C = 155,7 \text{ kV}$$

Y para tiempo húmedo:

$$U_C = 124,6 \text{ kV}$$

**Pérdidas por efecto Corona 138 kV:**

$$P_C = \frac{241}{\delta} (f + 25) \sqrt{\frac{r}{D}} \left( \frac{U_{\text{máx}} - U_C}{\sqrt{3}} \right)^2 \cdot 10^{-5} \text{ kW/km / fase}$$

- Donde:  $f$  : frecuencia industrial (60 Hz)
- $U_{\text{máx}}$  : tensión máxima de la línea (145kV)

Pérdida por efecto corona en cada fase es: 1,97 kW/km

Longitud de línea (67.6km)

Nº de fases (3)

Por lo tanto las pérdidas totales por efecto corona son: **Pec=399.516 kW**, el cual representa el 1,332 % de la capacidad de transmisión de la línea, indicador que se considera aceptable.

El efecto corona en las líneas menores al nivel de tensión de 138 KV no se consideran debido a que no son representativas.

### **3.7 Resumen y Conclusiones de la Evaluación Técnica**

El resumen de la evaluación técnica de la mejora o selección adecuada de los parámetros de las líneas de transmisión, se muestra a continuación:

- Líneas de Transmisión
  - En la Línea de Transmisión en 138kV - 67,6km San Gabán-Mazuko se ha cambiado la sección del conductor de 240 mm<sup>2</sup> a 200 mm<sup>3</sup> de AAAC.
  - En la Línea de Transmisión en 66kV - 26,8km Mazuko-Pto Maldonado-Tramo I, este tramo se ha pasado de 138 kV-240mm<sup>3</sup>-AAAC con torres a 66 kV -200mm<sup>3</sup>-AAAC con torres debido a lo accidentado del terreno.
  - En la Línea de Transmisión en 66kV - 125,9km Mazuko-Pto Maldonado-Tramo II, este tramo se ha pasado de 138 kV-240mm<sup>3</sup>-AAAC con torres a 66 kV-200mm<sup>3</sup>-AAAC con estructuras monoposte de concreto, y se desarrolla en selva baja paralela a la carretera Mazuko-Pto. Maldonado.
  - En la Línea de Transmisión en 66kV - 5,3 km Mazuko-Pto Maldonado-Tramo III: Este tramo se ha pasado de 138 kV-240mm<sup>3</sup>-AAAC con torres a 66 kV-200mm<sup>3</sup>-AAAC con estructuras monoposte de concreto y autosoportadas biposte, este tramo se desarrolla en la zona urbana de Puerto Maldonado
- Subestaciones y Sistemas de Comunicación
  - Ampliación de la Subestación San Gabán 138 kV
  - En la Subestación Mazuko 138/66/23 kV 20-26/12,3-16/8-10,5 MVA (Onan/Onaf), se ha mejorado la salida de la subestación en el nivel de tensión de 138kV a 66kV, esto permite reducir los costos de inversión en equipamiento electromecánico .
  - En la Subestación Puerto Maldonado 66/33/10kV 12,3-16/3,9-5/12,3-16 MVA (Onan/Onaf) se ha mejorado la llegada de la subestación en el nivel de tensión de 138kV a 66kV, esto permite reducir los costos de inversión en equipamiento electromecánico .
  - En el Sistema de Control y de Comunicaciones se ha mejorado con respecto a las últimas tecnologías aplicadas para subestaciones.

Todas las mejoras en el diseño se pueden resumir en el siguiente cuadro comparativo:

**Cuadro N° 3.14**

**Mejoras en el Diseño del Sistema Analizado para la Línea de transmisión**

<b>Descripción</b>	<b>Antes</b>	<b>Ahora</b>
<b>A.- Línea Transmisión San Gaban - Mazuko 67,6 km</b>		
Nivel de Tensión kV	138	138
Conductor AAAC mm <sup>2</sup>	<b>240</b>	<b>200</b>
Estructuras	Torres Metalicas	Torres Metálicas
<b>B.- Línea Transmisión Mazuko - Puerto Maldonado - I - 26,8 km</b>		
Nivel de Tensión kV	<b>138</b>	<b>66</b>
Conductor AAAC mm <sup>2</sup>	<b>240</b>	<b>200</b>
Estructuras	Torres Metalicas	Torres Metálicas
<b>C.- Línea Transmisión Mazuko - Puerto Maldonado - II - 125,9 km</b>		
Nivel de Tensión kV	<b>138</b>	<b>66</b>
Conductor AAAC mm <sup>2</sup>	<b>240</b>	<b>200</b>
Estructuras	<b>Torres Metalicas</b>	<b>Monoposte Concreto</b>
<b>D.- Línea Transmisión Mazuko - Puerto Maldonado - III - 5,3 km</b>		
Nivel de Tensión kV	<b>138</b>	<b>66</b>
Conductor AAAC mm <sup>2</sup>	<b>240</b>	<b>200</b>
Estructuras	<b>Torres Metalicas</b>	<b>Monoposte Concreto</b>

## CAPÍTULO IV

### DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

#### 4.1 Criterios de Diseño de la Línea de Transmisión

Los criterios técnicos para el diseño de la línea de transmisión se muestran a continuación:

##### a. Sección del Conductor

Los criterios tomados en cuenta para la selección del conductor de aleación de aluminio de 200mm<sup>2</sup> para 138 kV y de 200 mm<sup>2</sup> para 66 kV fueron los siguientes:

- Es más económico que el cobre. Además este último no es recomendable para líneas de transmisión debido al requerimiento de mayor cantidad de estructuras por las características de su catenaria.
- Según las recomendaciones del RUS Bulletin 1724E-200 la sección mínima a utilizar para el nivel de 138 kV es de 394,5 MCM, es decir 200 mm<sup>2</sup>.
- Según los análisis de flujos de potencia efectuados, se concluye que en 138 kV es suficiente mantener la sección mínima de 200 mm<sup>2</sup> de AAAC, y en 66 kV se requiere de una sección de 200 mm<sup>2</sup> de AAAC.
- Económicamente, con estos conductores los niveles de pérdidas en energía que se obtienen llegan a estar por debajo del 3% actualizado al año inicial, valor que se encuentra dentro de lo exigido por el OSINERG.
- Por lo mencionado anteriormente se definió el conductor de 200 mm<sup>2</sup> de aleación de aluminio de las siguientes características:
  - Sección Nominal : 200 mm<sup>2</sup>
  - Peso teórico unitario (kg/m) 0,54 kg/m
  - Carga de rotura (kg) 6000 kg

##### b. Selección del Cable de Guarda

Se ha seleccionado como material, el acero galvanizado grado EHS de 50 mm<sup>2</sup> sección para 138kV y 38 mm<sup>2</sup> sección para 66 kV..

Estas secciones permiten coordinar las relaciones de flechas entre los conductores de aleación de aluminio y el cable de guarda.

### **c. Selección y Descripción del Aislamiento**

Actualmente existen en el mercado pocas variedades en cuanto a materiales a ser utilizados. Las alternativas comunes son los aisladores de porcelana, de vidrio y los aisladores poliméricos de goma de silicón.

Económicamente como monto de inversión, resulta cuasi indiferente la selección entre éstos, sin embargo los aisladores de goma de silicón presentan mejores características, como son:

- Menor Peso (del orden del 20% de las cadenas estándares)
- Mayor facilidad de montaje, debido al bajo peso y menores requerimientos para los ensambles, ya que tanto para 138 y 66 kV están conformados por una sola unidad.
- Los periodos de mantenimiento son mayores, debido a su característica de hidrofobicidad.
- Son antivandálicos, debido a su flexibilidad en el diseño y la superficie expuesta.
- Los aisladores Line post permiten ganar altura , permitiendo reducir la longitud del poste

### **d. Selección y Descripción de la Estructura Soporte**

Debido a las condiciones topográficas que se presentan en la zona del proyecto se considera la utilización de estructuras de celosía (torres) y postes de concreto, las cuales presentan ventajas tanto en suministro, montaje, vida útil, seguridad de las instalaciones y costos.

- LT 138 kV – San Gabán – Mazuko 67,6 km
  - En el tramo de San Gabán hasta Mazuko, debido a la naturaleza accidentada de la zona y las dificultades de acceso, las alternativas de llevar postes de fierro, concreto o estructuras de madera se descartaron debido a los requerimientos de grandes vanos y las dificultades que estas causarían en el montaje, en especial al trasladar estos postes en las zonas altas y los requerimientos de grúa para el izaje de los postes.
  - La ventaja del uso de estructuras de celosía radican en su facilidad para trasladarlos a los puntos de instalación, la ventaja de poder lograr alturas especiales en las zonas de rupa rupa o selva alta en las cuales se tiene vegetación alta que superan los 20 metros.
- LT 66 kV – Mazuko – Puerto Maldonado 158 km
  - Tramo I: Este tramo es de 26.8 km donde se puede apreciar una topografía accidentada, con dificultades de acceso, es por esa razón se ha considerado la utilización de estructuras de celosía.

- Tramo II: Este tramo es de desde el km 26.8 hasta la llegada al casco urbano de la ciudad de Puerto Maldonado, este tramo se caracteriza por ser una zona ondulada a plana, donde la ruta de la línea se desarrolla a lo largo de la carretera, siendo propicio la utilización de los postes de concreto con vanos sugeridos para zonas rurales.
- Tramo III: Este tramo se desarrolla dentro de la ciudad de Puerto Maldonado, con una longitud de 5,3 km, con la utilización de los postes de concreto con vanos sugeridos para zonas urbanas.

**e. Silueta de las Estructuras**

Para definir la silueta de la estructura así como la cabeza de la torre, se tomarán en cuenta las distancias mínimas de seguridad de fase a tierra para diferentes condiciones de oscilación de la cadena de aisladores, distancia mínima entre fases a medio vano y el nivel de apantallamiento requerido (30°), así como también las separaciones horizontales y vertical entre conductores limitada por el máximo vano.

**f. Selección de la Ruta de la Línea**

El trazo de la línea fue seleccionado en base ha análisis de las cartas geográficas 1/100 000, fotografías satelitales y el reconocimiento en campo en la zona del proyecto, tomado en consideración los siguientes criterios y normas de seguridad:

Los criterios principales que se ha utilizado para la selección de la ruta de línea son los siguientes:

- Se escogió la menor cantidad de ángulos por la zona geográfica, obteniéndose una distancia mínima, respetando los demás criterios.
- Se tomaron en cuenta los posibles impactos ambientales que afecten la línea.
- Se tomo en cuenta que la ruta de línea no afecte al patrimonio cultural de la nación.
- Evitar el paso por zonas protegidas por el Estado Peruano (Decreto Supremo N° 010-90-AG), siendo las más cercanas las siguientes:
- Se evitó el paso de terrenos inundables y suelos hidromórficos (aguajales)
- La ruta se desarrolló en forma adyacente a la carretera que une San Gabán – Mazuko, Puerto Maldonado, aprovechando accesos existentes, tales como trochas comunales, evitando en lo posible interferir con centros poblados, áreas de cultivo, zonas reservadas, parques nacionales, etc.

**g. Capacidad Térmica del Conductor**

La potencia de transmisión de las líneas, por capacidad térmica, depende de su nivel de tensión, tipo de material, sección del conductor, altitud de instalación, condiciones ambientales y su ubicación geográfica. El cálculo de la capacidad térmica de un



conductor se fundamenta en su balance térmico, el cual debe de existir bajo las condiciones del equilibrio y se representa de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\text{Calor ganado} = \text{Calor Perdido}$$

$$PJ + PgIS = PC + PpIS$$

Donde:

PJ : Pérdidas por efecto Joule ( $I^2 \times R$ )

PgIS: Calor ganado debido a la irradiación solar

PC : Potencia calorífica disipada por convección

PpIS: Potencia calorífica disipada por radiación solar

R: Resistencia eléctrica

Este cálculo se ha realizado para las condiciones más desfavorables, para nuestro caso en la noche y con máxima demanda, para una temperatura del conductor de 60 °C, el cálculo se presenta en forma detallada en el [Anexo N° 2.0](#).

Como resultado se ha obtenido que la capacidad térmica del conductor 138 kV podría soportar alrededor de 150% más de potencia respecto a la línea en 60 kV.

#### **h. Capacidad del Conductor por Caída de Tensión:**

La potencia que puede fluir por la línea 138 kV, depende del perfil de tensión a la salida de la línea, y la demanda a la llegada de la misma, habiéndose seguido el siguiente procedimiento:

- Se ha cargado para la simulación, el sistema completo, desde la barra infinita de San Gaban-138 kV, barra en la cual empieza la caída de tensión del sistema, hasta la barra de Mazuko y Puerto Maldonado y los PSE's Iberia y Ñapari en 10 kV. Esto se ha hecho con el objetivo de obtener el efecto capacitivo de las líneas y su caída de tensión en todo el tramo de 222 km de la línea de transmisión.
- Se ha ido agregando la demanda según su proyección en cada centro de carga (Mazuko, Cargas Minera, Puerto Maldonado, Planchon, Iberia y Ñapari y sus PSE's).

Como resultado se ha obtenido que la capacidad del conductor por caída de tensión en 138 kV, podría soportar alrededor de 75% mas de potencia con respecto a la línea en 60 kV, es decir alrededor de 12 MW mas.

#### **i. Capacidad de Transmisión**

La capacidad de transmisión de la línea en 138 kV se define como la intersección de la capacidad térmica y la capacidad por caída de tensión, así con respecto a la línea en 60 kV es mayor en 75%, lo cual representa transportar 12MW adicionales. Asimismo la línea en 138 KV podrá abastecer la proyección de la demanda hasta al año 20 (2 026)-28,5 MW, mientras que la línea en 60 KV hasta el año 22 (2027) –16,8 MW.



### 4.2.3 Distancias de Seguridad

Las distancias de seguridad de acuerdo a las norma IEC 60071 y 60072 son :

**Cuadro N° 4.2**

#### **Distancias de Seguridad**

<b>Tensión asignada Ur, kV (valor eficaz)</b>	<b>138</b>	<b>66</b>	<b>22,9</b>
Tensión soportada al impulso tipo rayo Up kV (valor pico)	650	325	75
Distancia fase-fase y sfase- tierra, mm			
Para conductor rigido	1300	630	220
Para conductor flexible	1950	945	330
Distancia de Trabajo Horizontal	3180	2450	1990
Distancia de trabajo vertical	2680	1950	1490
Zona de seguridad para circulación de personas, mm	2300	2300	2300
Ancho de pasadizo	1000	1000	1000

### 4.2.4 Selección del Nivel de Aislamiento

El nivel de aislamiento considerado para el seleccionamiento de los equipos en las subestaciones se muestra a continuación:

**Cuadro N° 4.3**

#### **Niveles de Aislamiento**

<b>Tensión asignada Ur, kV</b>	<b>138</b>	<b>66</b>	<b>22,9</b>	<b>10</b>
Altura sobre el nivel del mar, m	1460	400	400	200
Tensión soportada asignada de corta duración a frecuencia industrial Ud, kV Entre fase y tierra, y entre fases	650	325	125	75
Tensión soportada asignada al impulso tipo rayo Up, kV pico entre fase y tierra, y entre fases	275	140	50	28

### 4.2.5 Selección de Conductores y Barras

En la subestación San Gabán para la selección de los conductores y barras se consideró la uniformidad de suministro, es decir la utilización del mismo tipo y calibre de conductor utilizado en la LT 138 kV San Gabán –Mazuko y LT 66kV Mazuko – Puerto Maldonado, para el sistema de barras en 22,9 kV se esta considerando conductor de 120mm<sup>2</sup>.

- Nivel 138 kV
  - Barrajes: 3xAAAC 200 mm<sup>2</sup>
  - Conexiones entre equipos: 3xAAAC 200 mm<sup>2</sup>
- Nivel 66 kV
  - Barrajes: 3xAAAC 185 mm<sup>2</sup>
  - Conexiones entre equipos: 3xAAAC 185 mm<sup>2</sup>
  - Conexiones entre equipos: Conductor rigido tubular de aluminio 30mm diámetro exterior.; 4mm de espesor 800 A.

#### **4.2.6 Selección de Aisladores**

En la subestaciones se seleccionó el mismo tipo de aislador que para las líneas de transmisión tanto en 138 kV como en 66 kV , para el caso de los aisladores en 22,9 KV se hace uso de los aisladores tipo pin ANSI 56-2 y cadena ANSI 2X52-3.

#### **4.2.7 Selección de Equipos de Patio**

Los criterios para la selección y especificación de los equipos se basaron en las en las normas internacionales IEC correspondientes.

Teniendo en cuenta además los niveles de aislamiento obtenidos anteriormente y de los flujos de carga.

### **4.3 Descripción del Proyecto**

El proyecto seleccionado es el resultado de la mejora del diseño y selección adecuada del equipamiento previsto en el estudio definitivo para ejecución de obra del proyecto original realizado en el año 1999 por la DEP/MEM. El Proyecto Comprende:

#### **4.3.1 Línea de Transmisión en 138kV San Gabán Mazuko - 68Km**

Las principales características de este tramo de línea son las siguientes:

- ~ Tensión Nominal : 138 kV
- ~ Número de Ternas : Una
- ~ Longitud : 68 km
- ~ Conductor : 200 mm<sup>2</sup> Al Aluminio
- ~ Cable de Guarda : 50 mm<sup>2</sup> Acero EHS
- ~ Estructuras : Torres Metálicas
- ~ Aisladores : Poliméricos

#### **4.3.2 Línea de Transmisión Mazuko-Puerto Maldonado 66 KV-Tramo I**

Las principales características de este tramo de línea son las siguientes:

- ~ Tensión Nominal : 66 kV
- ~ Número de Ternas : Una
- ~ Longitud : 26.7 km
- ~ Conductor : 200 mm<sup>2</sup> Al Aluminio
- ~ Cable de Guarda : 38 mm<sup>2</sup> Acero EHS
- ~ Estructuras : Torres Metálicas
- ~ Aisladores : Poliméricos y Cadena aisladores de porcelana
- ~ Geografía : Accidentada

#### **4.3.3 Línea de Transmisión Mazuko-Puerto Maldonado 66 KV-Tramo II**

Las principales características de este tramo de línea son las siguientes:

- ~ Tensión Nominal : 66 kV
- ~ Número de Ternas : Una
- ~ Longitud : 125,9 km
- ~ Conductor : 200 mm<sup>2</sup> Al Aluminio
- ~ Cable de Guarda : 38 mm<sup>2</sup> Acero EHS
- ~ Estructuras : Monoposte de concreto
- ~ Aisladores : Line post y Cadena aisladores de porcelana
- Geografía : Semi Plana

#### **4.3.4 Línea de Transmisión Mazuko-Puerto Maldonado 66 KV-Tramo III**

Las principales características de este tramo de línea son las siguientes:

- ~ Tensión Nominal : 66 kV
- ~ Número de Ternas : Una
- ~ Longitud : 5,3 km
- ~ Conductor : 200 mm<sup>2</sup> Al Aluminio
- ~ Cable de Guarda : 38 mm<sup>2</sup> Acero EHS
- ~ Estructuras : Monoposte de concreto, biposte Autosoportado
- ~ Aisladores : Line post y Cadena aisladores de porcelana
- Geografía : Ciudad

#### **4.3.5 Ampliación 138 kV Subestación San Gabán**

En la SE San Gabán sólo se considera la ampliación de una celda de línea en 138 kV del tipo convencional, en el área disponible en el patio de llaves 138 kV existente. La S.E. tiene configuración en simple barra, por lo que la celda a implementar estará conformada por el siguiente equipamiento y trabajos complementarios:

- 01 Seccionador de Barras y 01 Seccionador de Línea
- 01 Interruptor de potencia tripolar de accionamiento unipolar
- 03 Transformadores de corriente
- 01 Seccionador de línea con cuchilla de puesta a tierra
- 03 Transformadores de tensión
- 03 Pararrayos clase estación
- 01 Tablero de Control y Mando y 01 Tablero de Protección y Medición
- 01 Sistema de Red de Tierra Superficial
- 01 Tablero de Comunicaciones
- ~ Obras Civiles asociadas a las cimentaciones de los equipos en el patio de llaves

#### 4.3.6 Subestación Mazuko 138/66/22,9kV

La subestación Mazuko se ubicará cerca a la localidad de Mazuko, y se ha configurado en base a criterios de seguridad, confiabilidad de operación y pensando en minimizar las inversiones, dada la demanda del PSE asociado y las cargas mineras que se conectarán.

- El transformador de potencia será de regulación bajo carga, 138/66/33 kV – 22-28/13-17/11-14 MVA; (ONAN/ONAF); Vcc% 9.5/6/3%
- La configuración de la subestación en el lado 138 KV será de llegada, solo con una celda línea transformador y tendrá el siguiente equipamiento:
  - 01 Interruptor en 138 kV
  - 01 Seccionador de Línea en 138 kV
  - 01 Seccionador de Barra en 138 kV
  - 03 Transformadores de corriente 138 kV
  - 03 Transformadores de tensión 138 kV
  - 06 Pararrayos clase estación 120 kV
- En el lado 66 KV solo se implementará una celda línea transformador, pero será diseñada para una configuración en simple barra para dos salidas de línea en 66 kV, en esta etapa solo se tendrá el siguiente equipamiento:
  - 01 Interruptor en 72.5 kV
  - 01 Seccionador de Línea en 72.5 kV
  - 01 Seccionador de Barra en 72.5 kV
  - 03 Transformadores de corriente 72.5 kV
  - 03 Transformadores de tensión 72.5 kV
  - 06 Pararrayos clase estación 60 kV
- En el lado 33 KV se dejará el pórtico preparado para dos circuitos independientes de línea en 33 kV, implementándose solo en el proyecto la celda del transformador, las celdas de los reactores y una celda de línea, teniéndose el siguiente equipamiento:
  - 01 Celda de barra con interruptor 33 kV para protección del transformador
  - 01 Celda de línea en 33 kV.
  - 02 Celdas de protección para los Reactores de 3 MVAR.
  - 02 Reactores 3 MVAR en 33 kV
  - Pórticos, Barras y Obras Civiles
  - 02 Tableros de Servicios Auxiliares para baterías en 110 y 48 Vcc.
  - 01 Tablero de protección de distancia y diferencial para el transformador
  - Obras civiles en el patio de llaves, cerco perimétrico con ladrillos y edificio de control de ladrillos y concreto.

#### 4.3.7 Subestación Puerto Maldonado 66/22,9/10kV

La subestación Puerto Maldonado se ubicara en el área de la central térmica, centro de carga de la ciudad, diseñado en base a criterios de seguridad, confiabilidad y operación.

Asimismo se considera que la central térmica no operara, y se reubicarán los tanques de combustible.

- El transformador de potencia será de regulación bajo carga, 66/33/10 kV – 16-12,5/5-4/14-11 MVA; (ONAN/ONAF); Vcc% 9.8/4,5/3% .
- En el lado 66 KV solo se implementará una celda línea transformador, pero será diseñada para una configuración en simple barra para dos salidas de línea en 66 kV, en esta etapa solo se tendrá el siguiente equipamiento:
  - 01 Interruptor en 72.5 kV
  - 01 Seccionador de Línea en 72.5 kV
  - 01 Seccionador de Barra en 72.5 kV
  - 03 Transformadores de corriente 72.5 kV
  - 03 Transformadores de tensión 72.5 kV
  - 06 Pararrayos clase estación 60 kV
  - 01 Tablero de protección con relé de protección diferencial y de sobrecorriente
- En el lado 33 KV se dejará el pórtico preparado para dos circuitos independientes de línea en 33 kV, implementándose solo en el proyecto los siguientes equipos:
  - 01 Celda de barra con seccionador, pero prevista para la inclusión de un interruptor cuando se implemente dos circuitos de línea en 33 kV.
  - 01 Celda de línea en 33 kV equipada con recloser y pararrayos y seccionadores de línea y barras.
- En el lado 10 KV se implementará nuevas celdas del tipo Metal Clad
  - 01 Celda de barra con protección, control y medición
  - 02 alimentadores en 10 kV con protección, control y medición
  - 02 Tableros de servicios auxiliares para baterías en 110 y 48 Vcc.
  - El sistema en delta existente en 10 KV se cambiará a neutro aterrado para solucionar el problema de fallas a tierra.
- Los pórticos y barras en 66 kV será de celosía y en 33 kV serán de concreto con crucetas de madera y postes de 12 metros.
- Las obras civiles en el patio de llaves para las fundaciones del transformador de potencia, de los equipos de maniobra del patio de llaves, los pórticos, se adecuara la parte techada de la central térmica para albergar las celdas en 10 kV y el banco de baterías y cargador rectificador.

#### 4.3.8 Sistema de Telecomunicaciones

Conformado por un sistema de onda portadora y sistema de telefonía con el siguiente equipamiento:

- Equipo de onda portadora
- ~ Trampa de onda
- ~ Unidad de acoplamiento fase a fase
- ~ Filtro "bypass" de alta frecuencia
- ~ Sistema de telefonía. con central telefónica

#### 4.4 Beneficios en las Tarifas al Cliente Final

Se ha evaluado el impacto tarifario en el usuario final de Madre de Dios, para las tarifas en Media tensión y en Baja tensión existentes a junio del 2005

En Madre de Dios por ejemplo al 2005 el consumo de energía total domestico en BT, representa el 85% del total del consumo de energía en MT, esto quiere decir que el impacto tarifario será eminentemente social.

En el Anexo N° D 3.0 se presenta el detalle de las tarifas reguladas al cliente final, en donde se puede apreciar su impacto una vez que Madre de Dios se Interconecte.

**Cuadro N° 4.4**

#### Comparación de Tarifas Sistema Aislados Vs Sistema Interconectado

Sistema Eléctrico	Tarifaria	Precio Medio		Comparación	
		Aislado	SINAC (Cusco)	Aislado/Sinac	Sinac/Aislado
Puerto	MT HP	60,74	11,76	516%	19%
	MT HFP	60,74	9,97	609%	16%
	BT	95,15	35,58	267%	<b>37%</b>
Iberia	MT HP	60,74	11,76	516%	19%
	MT HFP	60,74	9,97	609%	16%
	BT	95,15	35,58	267%	37%
Mazuko	BT	110,02	35,58	309%	32%
Huepetuhe	BT	155,85	35,58	438%	23%
<b>Promedio</b>	<b>BT</b>	<b>114,04</b>	<b>35,58</b>	<b>321%</b>	<b>31%</b>
	<b>MT HP</b>	<b>60,74</b>	<b>11,76</b>	<b>516%</b>	<b>19%</b>
	<b>MT HFP</b>	<b>60,74</b>	<b>9,97</b>	<b>609%</b>	<b>16%</b>



## **CAPÍTULO V**

### **EVALUACIÓN ECONÓMICA**

#### **5.1 Metodología y Premisas del Cálculo**

Para la evaluación económica del proyecto se sigue la metodología aplicada descrita a continuación:

- Se ha analiza desde el año 2006 al 2026 (20 años)
- Se evaluán los costos de inversion para el caso con proyecto y caso sin proyecto.
- Para el caso sin proyecto se analizá el ingreso de grupos térmicos y las inversiones asociadas a la demanda creciente analizada para el periodo de analisis(20 años)
- Para el caso con proyecto se analizá las inversiones en la línea de transmisión y subestaciones.
- Se analiza el precio de compra y venta de venta de energía para la evaluación
- Se establecen los beneficiós de la interconexión. Por ejemplo, la reducción de las emisiones de CO2 y la reducción de la tarifa de energía.
- El suministro de energía será permanente y confiable, sin restricciones de orden técnico y a costo razonable, de tal manera que cubra la demanda de cada localidad y carga minera existente y futura.

#### **5.2 Análisis de los Costos “Con Proyecto” y “Sin Proyecto”**

##### **5.2.1 Costos con Proyecto**

###### **a. Criterios para la Determinación de los Costos del Proyecto**

Las inversiones de Activos del Proyecto se han valorizado con los siguientes criterios:

- Los suministros utilizados se valorizaron empleando la base de datos de costos de suministros, que fueron obtenido del promedio de las obras ejecutadas por el Ministerio de Energía y Minas en las últimas obras.
- Se valoriza el suministro de los materiales importado y nacional y se calcula los gastos de aranceles, seguros y desaduanaje.
- La tasa de arancelarias seguros y desaduanaje utilizadas han sido consideradas según lo prescrito por las Aduanas del Perú y seleccionadas de la pagina web de “Aduanas del Perú” obteniéndose lo siguiente:

**Cuadro N° 5.1**

**Arancel e Impuestos Líneas de Transmisión**

<b>Artículo</b>	<b>Código (Aduana)</b>	<b>Arancel (%)</b>	<b>Impuesto de promoción municipal (%)</b>	<b>Seguro (%)</b>	<b>Sobretasa (%)</b>	<b>Total (%)</b>
Postes de Madera	4403.00	4%	2%	1,75%	0%	<b>8%</b>
Torres (perfiles de hierro)	7216.00	7%	2%	0,75%	5%	<b>15%</b>
Conductores	8544.60	12%	2%	1,75%	0%	<b>16%</b>
Accesorios de Conductor	8544.60	12%	2%	1,75%	0%	<b>16%</b>
Aisladores	8546.00	4%	2%	1,75%	0%	<b>8%</b>
Accesorios del aislador	8546.00	4%	2%	1,75%	0%	<b>8%</b>
PAT	7407.10	12%	2%	1%	0%	<b>15%</b>

**Cuadro N° 5.2**

**Arancel e Impuestos para las Subestaciones**

<b>Descripción</b>	<b>SS.EE</b>	<b>COMUNICA</b>
Aranceles DE importación ( % ) :	7,00%	12,00%
Gastos de Aduanas ( % ) (Impuesto de Promoción Municipal)	2,00%	4,50%
Seguro ( % ) :	1,75%	1,50%
<b>Total</b>	<b>10,75%</b>	<b>18,00%</b>
<b>Total Incluido Impuestos</b>	<b>10,75%</b>	<b>18,00%</b>

- Todas las actividades definidas para obtener el montaje presentan un costo unitario el cual ha sido definido tomando como referencia obras realizadas en zonas similares.
- Para la determinación de los costos sociales se ha utilizado la siguiente formulación a los suministros-Costos Directos
 
$$CIF \times 1.08 + 0(\text{Arancel}) \approx \text{Costos.Sociales}$$
- La valorización no incluye el IGV para el caso de los costos sociales.
- La valorización detallada ha precios sociales y privados se adjunta en el Anexo C, y su resumen se muestra en el cuadro siguiente:

**Cuadro N° 5.3**  
**Resumen de Inversiones**

ITEM	DESCRIPCIÓN	Inversiones	
		A precios Privados	
		Mil US \$	Mil S/.
<b>1</b>	<b>INTANGIBLES</b>	<b>106,40</b>	<b>363,04</b>
1,1	Actualización Estudio de Ingeniería Definitiva	80,00	272,96
1,2	Supervisión de los Estudios y Gastos Administrativos (8% de A)	6,40	21,8368
1,3	Gestión y Expediente Técnico de Servidumbre	20,00	68,24
<b>2</b>	<b>INVERSIÓN EN ACTIVOS</b>	<b>10 789,06</b>	<b>36812,2834</b>
2,1	Línea 138 kV San Gabán-Mazuko-67,6 km-200 mm <sup>2</sup> AAAC	3 383,96	11546,0784
2,2	LT-66kV Mazk-Pto Mald-Tramo I- 26,8 km 200 mm <sup>2</sup> AAAC	1 072,72	3660,13719
2,3	LT-66kV Mazk-Pto Mald-Tramo II- 125,9 km 200 mm <sup>2</sup> AAAC	3 424,63	11684,8211
2,4	LT-66kV Mazk-Pto Mald-Tramo III- 5,3 km 200 mm <sup>2</sup> AAAC	226,33	772,23841
2,5	Ampliación de la Subestación San Gabán 138 kV	229,4829	782,99579
2,6	Subestación Mazuko 138/60/33 kV-20-26/12,3-16/8-10,5 MVA (ONAN/ONAF)	1 261,44	4304,03791
2,7	Subestación Puerto Maldonado 138/60/33 kV-12,3-16/3,9-5/12,3-16 MVA (ONAN/ONAF)	829,31	2829,60074
2,8	Sistema de Comunicaciones	361,19	1232,37387
<b>3</b>	<b>GASTOS PREOPERATIVOS</b>	<b>253,95</b>	<b>866,46142</b>
3,1	Gastos financieros y de administración (0,5% de 2)	53,95	184,06142
3,2	Supervisión de obra	200,00	682,4
<b>4</b>	<b>CAPITAL DE TRABAJO INICIAL</b>	<b>0,00</b>	<b>0</b>
<b>5</b>	<b>IMPREVISTOS (5% de 2)</b>	<b>107,89</b>	<b>368,122834</b>
<b>6</b>	<b>TOTAL DE INVERSIONES sin IGV</b>	<b>11 257,30</b>	<b>38409,9045</b>
	I.G.V. (19% Costo Total)	2 138,89	7297,88185
<b>7</b>	<b>COSTO TOTAL incluido I.G.V.</b>	<b>13 396,19</b>	<b>45707,7863</b>
	<b>COMPARACIÓN - SOC/PRIV</b>	<b>82%</b>	

**b. Comparación de Costos**

Con la utilización adecuada de postes de concreto y torres metálicas, selección adecuada del conductor de AAAC, y configuración adecuada del diseño de las subestaciones se ha reducido al 71% el costo total del proyecto, detallándose a continuación:

- En el tramo de línea San Gabán-Mazuko 138 kV fue optimizado al cambiar la sección del conductor de AAAC-240 mm<sup>2</sup> a 200mm<sup>2</sup>, con lo cual se logra transmitir hasta 30 MW sin limitar a la demanda.
- La mayor parte del tramo Mazuko-Puerto Maldonado de 131,2 km en 66 kV se utiliza postes de concreto centrifugados y conductor de 200 mm<sup>2</sup> de AAAC.
- Mejora del diseño de las Subestaciones Mazuko y Puerto Maldonado
- La SE Mazuko será 138/66/33 kV - 15/13/4 MVA, del tipo convencional

- La SE Puerto Maldonado en 66/33/10 kV a ubicarse en la central térmica existente, disminuyendo los costos de servidumbre del terreno, caminos de acceso , etc.

En el cuadro siguiente se presenta la reducción de las inversiones:

**Cuadro Nº 5.4**  
**Comparación de Inversiones**

ITEM	DESCRIPCION	Antes	Ahora
		Precios Privados US \$	Precios Privados US \$
1.0	<b>Intangibles</b>	<b>47 656</b>	<b>106 400</b>
2.0	<b>Línea de Transmisión</b>	<b>11 160 593</b>	<b>8 107 642</b>
	Reducción	100%	73%
	San Gaban - Mazuko	11 160 593	3 383 962
	Mazuko - Pto Maldonado		4 723 680
3.0	<b>SSEE</b>	<b>2 975 308</b>	<b>2 320 233</b>
	Reducción	100%	78%
	San Gaban	339 584	229 483
	Mazuko	632 417	1 261 441
	Pto Maldonado	2 003 307	829 309
4.0	<b>Sistemas de Telecomunicaciones</b>	<b>662 178</b>	<b>361 188</b>
5.0	<b>Gastos Preoperativos</b>	<b>873 087</b>	<b>253 945</b>
6.0	<b>Inprevistos ( 2% )</b>	<b>113 466</b>	<b>107 891</b>
	<b>Total</b>	<b>15 832 288</b>	<b>11 257 299</b>
	<b>Total Con IGV</b>	<b>18 840 423</b>	<b>13 396 186</b>
	<b>Reducción</b>	<b>100%</b>	<b>71%</b>

**c. Determinación de los Costos de Operación y Mantenimiento-COyM**

Para la determinación del CO&M correspondiente a la Línea de Transmisión San Gabán–Puerto Maldonado y las SS.EE de Mazuko y Puerto Maldonado se ha valorizado en forma detallada las actividades estándares de operación y mantenimiento para las celdas de las subestaciones, así como las líneas en 138 kV y 66 kV con los formatos del OSINERG-GART.

Estos costos se dividen de la siguiente manera:

- Costo de Mantenimiento
- Costo de Operación
- Costo de Seguridad
- Costo de Seguros de Infraestructuras
- Gestión y Seguridad.

A continuación se presentan los resultados finales obtenidos para la determinación de los Costos de Operación y Mantenimiento:

### Cuadro N° 5.5

#### Resumen de Costos de Operación y Mantenimiento

No	RUBRO	LÍNEAS US\$	SUBESTACIONES US\$	TOTAL US\$
1	Operación	-	131 779,26	131 779,26
2	Mantenimiento	128 922,31	39 566,13	168 488,44
3	Gestión	-	-	9 008,03
4	Seguridad	-	1 501,34	1 501,34
5	Seguro			33 771,90
6	Total General			<b>344 548,97</b>
7	Valor Nuevo fe Reemplazo			11 257 299,09
8	% respecto al VNR			<b>3,06%</b>

#### d. Precio de Compra de Energía

El precio de compra de energía y potencia se realizará en la barra Base de Machupicchu 138 kV en la S.E: San Gabán, y es la siguiente:

Los cálculos detallados de las tarifas así como los precios en Barras Base del SINAC se presentan en los anexos N° D.1 y D.2

### Cuadro N° 5.6

#### Tarifas en Barra de Compra de Energía y Potencia

Item	Tarifas de Venta en Barra 10 kV	PPB	PEBP	PEBF
		S/kw-mes	cS/kw-h	cS/kw-h
1	Tarifa en la S.E. San Gabán 138 kV (Barra base de Machupicchu) sin IGV	29,47	9,96	8,33

PEBP: Precio de barra de la energía en horas de punta

PEBF: Precio de barra de la energía fuera de punta

PPB: Precio de barra de la potencia.

En el anexo N° D.2 se presenta los precios en Barra del SINAC, publicadas por el Osinerg-Gart a junio del 2005.

#### e. Pérdidas

Los costos de las pérdidas de potencia y energía se valorizarán para la evaluación económica como costos, a las tarifa de compra de energía, las cuales se obtienen del análisis de flujo de potencia, y serán las siguientes pérdidas:

- Pérdidas en la LT 138 KV San Gabán –Mazuko
- Pérdidas en el transformador de Mazuko 138/6/33 kV
- Pérdidas en la LT 66 KV Mazuko –Puerto Maldonado
- Pérdidas en el transformador de Puerto Maldonado 66/33/10 kV

#### f. Depreciación de las Instalaciones

La vida útil de las instalaciones consideradas es 30 años, de acuerdo al artículo 79 de la ley de concesiones eléctricas, depreciándose anualmente en forma lineal y determinando su valor depreciado al último año del período de análisis como valor negativo.

El flujo de Costos del proyecto se presenta en forma detallada en el Anexo E.

#### 5.2.2 Costos Sin Proyecto “Situación Actual Optimizada”

Para determinar las inversiones de los grupos térmicos de la central térmica de Puerto Maldonado se utilizó información de los costos de operación y mantenimiento, costos de combustible, etc. Asimismo se recopiló información similar de las centrales térmicas de Mazuko y Huepetuhe

A continuación se detalla el procedimiento realizado para la valorización de las inversiones bajo la situación sin proyecto.

##### a. Costos de Combustible

ELSE compra el petróleo en la sede de Petro Perú de Cuzco, transportándolo a Puerto Maldonado por una carretera en mal estado y con una distancia mayor a 250 km, haciendo su transporte caro.

A continuación se presenta los costos de combustible y transporte por galón de petróleo:

**Cuadro N° 5.7**

#### Costos de Combustible C.T. Puerto Maldonado

<b>Costo de Combustible</b>	S/.	
Diesel D2-Petro Perú Cuzco	6,95	Gal
Transporte	0,85	Gal
Costo Total en almacenes de la C.T. sin IGV	<b>7,80</b>	<b>Gal</b>
<b>Con IGV</b>	<b>9,28</b>	<b>Gal</b>

En el cuadro siguiente se presenta los costos sin IGV comparados para las CC.TT. de Puerto Maldonado, Mazuko y Huepetuhe.

**Cuadro N° 5.8**

#### Comparación de Costos de Combustible por Central Térmica

Central Térmica	Precio Combust. - S / Gal Sin IGV
Puerto Maldonado	9,28
Huepetuhe	9,80
Mazuko pueblo	9,50

El resumen de los costos de operación y mantenimiento de las centrales térmicas se muestra en el Anexo N° C 2.0

Para la evaluación económica se considera los precios de ELSE.

**b. Costos de Operación y Mantenimiento**

Se han obtenido los indicadores de costos de operación en \$/MWh de las centrales de Puerto Maldonado Mazuko y Huapetuhe, con el flujo de caja del área de negocios de cada central y los datos de generación de cada grupo, obteniéndose los siguientes resultados

**Cuadro N° 5.9**

**Costo de Operación y Mantenimiento**

Subestación	Costo
Puerto Maldonado	40,83\$ /MWh
Mazuko	50,38 \$/MWh
Huepetuhe	55,33 \$/MWh

Los costos que se han considerado para cada indicador, así como el detalle de los mismos se presenta en el Anexo N° C.2.3 y C.2.4 y 2.5

Estos costos consideran los siguientes principales rubros:

- Accesorios: filtros de petróleo, filtro de aceite, filtro de aire
- Lubricantes: aceite monogrado, aditivos, grasa refrigerante, etc.
- Mantenimiento mecánico: Lavado y sondeo de radiador, engrase, ajuste de piezas
- Personal; Operador de planta, administrativo, Técnicos electricistas, mecánicos e ingenieros.
- Servicios : Costos de Luz , agua teléfono, etc

**c. Valorización de las Inversiones Sin Proyecto**

Para la valorización sin proyecto se ha considerado la demanda inicial de la C.T: Puerto Maldonado, que cuenta con los siguientes grupos para satisfacer dicha demanda

**Cuadro N° 5.10**

**Grupos Térmicos de la C.T de Puerto Maldonado**

N°	Grupo Térmico	Potencia Efectiva	Energía MWH	RPM	Eficiencia kWh/gln	Combustible	Horas de Utilización Nominales	Horas de Operación	N° de Overhaul
1	CUMMINS 01	1100	15400	1 800	13.50	Diesel	14,000.00	16,733.00	1
2	CUMMINS 02	900	16200	1 800	13.20	Diesel	18,000.00	9,388.00	0
3	CUMMINS 03	900	12600	1 800	13.50	Diesel	14,000.00	704.00	0
4	CAT 02	800	20000	1,200	13.10	Diesel	25,000.00	49,912.00	2
5	CAT 03	800	17600	1 200	12.70	Diesel	22,000.00	30,403.00	1
6	CAT 04	400	12000	900	12.00	Diesel	30,000.00	16,980.00	0

Los costos en que se incurren para la valorización año a año conforme el crecimiento de la demanda y conforme los grupos térmicos se dan de baja, son los siguientes:

➤ Costos en Combustible:

Los costos de combustible se valorizan con el precio del galón del petróleo de compra de ELSE puesto en los almacenes de la C.T. Térmica y se calculan con el rendimiento promedio de todos los grupos de la C.T. Térmica:

**Cuadro N° 5.11**

**Rendimiento Promedio Mensual de C.T. de Puerto Maldonado**

Mes	kWH/Gln	kWH/Gln
	2 004	2 005
Enero	13,69	13,85
Febrero	13,29	13,37
Marzo	13,42	13,90
Abril	13,97	13,34
Mayo	13,08	13,70
Junio	13,46	13,67
Julio	13,61	-
Agosto	13,64	-
Septiembre	13,63	-
Octubre	13,84	-
Noviembre	14,07	-
Diciembre	13,59	-
<b>Promedio</b>	<b>13,61</b>	<b>13,64</b>

Fuente : Else

El rendimiento utilizado para la determinación del número de galones en la evaluación económica es de 13,6 kWH/Gln

En el cuadro siguiente se presenta en forma comparativa los resultados promedios de eficiencia de las CC.TT de Pto. Maldonado, Mazuko y Huepetuhe:

**Cuadro N° 5.12**

**Rendimiento Promedio Mensual de Centrales Térmicas**

Central Térmica	Eficiencia-Grupos kWh/gal
Puerto Maldonado	13,64
Huepetuhe	10,61
Mazuko pueblo	8,08

Fuente : Else

➤ Costos de Operación y Mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento se determinan con el indicador obtenido de la C.T. de Puerto Maldonado de 41,00\$ /MWh

➤ Costos de Inversión

Los costos de inversión se valorizan por la adquisición de grupos nuevos, debido a las siguientes razones :



- Grupos Nuevos por crecimiento de la demanda
- Grupos Nuevos por reemplazo de existentes que cumplieron su ciclo de vida
- El tiempo de vida de un grupo térmico esta asociado a sus horas de utilización nominales, que generalmente dependen del fabricante y velocidad, y puede variar entre 10 000 a 40 000 horas.

El número horas de utilización de la C.T de Puerto Maldonado al 2004 y por grupo es el que se muestra en el cuadro siguiente:

**Cuadro N° 5.13**  
**Operación Anual de los Grupos Térmicos 2004**

GRUPO	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
CUMMINS 01	13	13	4	7	7	7	7	7	7	7	19	19
CUMMINS 02	18	18	8	19	7	18	18	18	18	18	0	0
CAT 02	16	16	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
CAT 03	4	4	16	6	16	16	0	16	16	16	16	17
CAT 04	0	0	0	0	11	0	16	0	0	0	5	5
CKD 04	12	12	16	17	7	7	7	7	7	7	7	12
ISOTTA	0	24	0	0	0	0	0	24	24	24	24	24
<b>Total horas diarias</b>	<b>63</b>	<b>87</b>	<b>68</b>	<b>73</b>	<b>72</b>	<b>72</b>	<b>72</b>	<b>96</b>	<b>96</b>	<b>96</b>	<b>95</b>	<b>101</b>
<b>días del mes</b>	<b>31</b>	<b>28</b>	<b>31</b>	<b>30</b>	<b>31</b>	<b>30</b>	<b>31</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>31</b>
<b>Total de horas mensuales</b>	<b>1 953</b>	<b>2 436</b>	<b>2 108</b>	<b>2 190</b>	<b>2 232</b>	<b>2 160</b>	<b>2 232</b>	<b>2 880</b>	<b>2 880</b>	<b>2 880</b>	<b>2 850</b>	<b>3 131</b>

Fuente: Elctrosureste - ELSE

El indicador que se obtiene es 1,38 Horas/MWH-año, con esta información se determina el número de horas totales requeridas para cada año y se realiza el despacho en forma proporcional al número de horas nominales de cada grupo.

Las horas de utilización nominales para los grupos nuevos se asume en 18000 Horas de acuerdo y se le puede realizar un máximo de dos over hall en su periodo de vida, de acuerdo a lo especificado por el fabricante.

Los costos utilizados para la valorización de cada grupo son los siguientes:

- Costo de los grupos térmicos instalados por incremento de demanda 352 \$ /kW
- Costo de los grupos termicos por reemplazo de existentes 330 \$/kW

El detalle de los costos de inversión en grupos nuevos, incluyendo sus cotizaciones; se presenta en el anexo N° C.2.2

En el cuadro siguiente se presenta un resumen de la valorización de la Situación sin proyecto:

**Cuadro N° 5.14**  
**Costos Sin Proyecto**

DESCRIPCIÓN	2 007	2 011	2 016	2 021	2 026
TOTAL DE COSTOS DE INVERSIÓN - Mil US-\$	317	317	0	0	614
TOTAL DE COSTOS DE INVERSIÓN - Mil S/.	1 081	1 081	0	0	2 094
TOTAL COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO - Mil US-\$	4 853	5 898	6 665	8 168	10 604
TOTAL COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO - Mil S/.	16 557	20 124	22 741	27 869	36 182
<b>COSTO TOTAL</b>	<b>5 169</b>	<b>6 215</b>	<b>6 665</b>	<b>8 168</b>	<b>11 218</b>
<b>COSTO TOTAL SIN PROYECTO -MIL S/.</b>	<b>17 638</b>	<b>21 205</b>	<b>22 741</b>	<b>27 869</b>	<b>38 277</b>

La valorización detallada se presenta en el anexo N° C.2.1

### **5.3 Beneficios Considerados para la de la Evaluación Económica**

Para la evaluación económica en la situación con proyecto considera como beneficio la venta de la energía en las siguientes barras:

- Barra de Mazuko en 22,9 kV para las cargas mineras y las localidades de Mazuko y Huepetuhe
- Barra de Puerto Maldonado en 10 kV para la ciudad de Puerto Maldonado

Los costos de venta de energía han sido calculados a partir de la barra base de Machupicchu ( C.H. de San Gabán) a través del procedimiento establecido por el OSINERG-GART en la resolución de Peajes de Sistemas Secundarios de Transmisión-OSINERG N° 065-2005-OS/CD, la cual se adjunta en el Anexo N° D.3.

Para la evaluación económica a precios privados se considerará como beneficio sólo el pago por las siguientes instalaciones:

- Peaje de transmisión de la línea San Gabán –Mazuko 138 kV
- Peaje de transformación de la S.E. Mazuko
- Peaje de transmisión de la línea Mazuko-Puerto Maldonado 66 kV
- Peaje de transformación de la S.E. Puerto Maldonado

No se considera como beneficio el precio de venta al usuario final que considera el Valor Agregado de Distribución-VAD y remunera dichas instalaciones.

Los precios utilizados para la venta de energía en barra se resume en el cuadro siguiente:

**Cuadro N° 5.15**

**Tarifas en Barra de Venta de Energía y Potencia**

Tarifas de Venta en Barra 10 kV	PPB	PEBP	PEBF
	S/kw-mes	cS/kw-h	cS/kw-h
<b>Sistema Aislado</b>			
Tarifa en Barra para sistemas aislados Térmicos tipo F (Sin Proyecto-Actual) sin IGV	35,30	59,62	59,62
Tarifa en Barra para sistemas aislados Térmicos tipo F (Sin Proyecto-Actual) con IGV	42,01	70,95	70,95
<b>Sistema Interconectado</b>			
Tarifa en Barra Cálculada para Mazuko-33 kV –SINAC (Con Proyecto) sin IGV	31,04	11,51	9,81
Tarifa en Barra Cálculada para Mazuko-33 kV –SINAC (Con Proyecto) con IGV	36,94	13,70	11,68
Tarifa en Barra Cálculada para Pto Maldonado -10 kV–SINAC (Con Proyecto)-sin IGV	36,84	17,15	15,05
Tarifa en Barra Cálculada para Pto Maldonado -10 kV–SINAC (Con Proyecto)-con IGV	43,84	20,41	17,91

Notas:

PEBP: Precio de barra de la energía en horas de punta

PEBF: Precio de barra de la energía fuera de punta

PPB: Precio de barra de la potencia.

Los cálculos detallados de las tarifas así como los precios en Barras Base del SINAC se presentan en los anexos N° D.1 y D.2

**5.4 Evaluación Social**

**5.4.1 Beneficios**

El beneficio del proyecto es el ahorro de los usuarios de Puerto Maldonado, Mazuko Pueblo y Huepetuhe por reducción de la tarifa, tal como se muestra en el cuadro siguiente:

**Cuadro N° 5.16**

**Comparación de Tarifas Sistema Aislados Vs Sistema Interconectado**

Sistema Eléctrico	Tarifaria	Precio Medio		Comparación	
		Aislado	SINAC (Cusco)	Aislado/Sinac	Sinac/Aislado
Puerto	MT HP	60,74	11,76	516%	19%
	MT HFP	60,74	9,97	609%	16%
	BT	95,15	35,58	267%	37%
Mazuko	BT	110,02	35,58	309%	32%
Huepetuhe	BT	155,85	35,58	438%	23%
<b>Promedio</b>	<b>BT</b>	<b>114,04</b>	<b>35,58</b>	<b>321%</b>	<b>31%</b>
	<b>MT HP</b>	<b>60,74</b>	<b>11,76</b>	<b>516%</b>	<b>19%</b>
	<b>MT HFP</b>	<b>60,74</b>	<b>9,97</b>	<b>609%</b>	<b>16%</b>

Notas:

Fuente: Pagina web del Osinerg – www.Osinerg.org.pe

BT: Tarifas a usuarios finales en Baja Tensión.

MT: Tarifas a usuarios finales en Media Tensión (MT3)

Del cuadro anterior se concluye que la reducción al cliente final (usuario en baja tensión), será el 37% de la tarifa actual par Puerto Maldonado(reducción del 63% de la tarifa).

## 5.4.2 Costos

Los costos del proyecto son los determinados sin aranceles, impuestos ni IGV

Se ha efectuado la Evaluación Social, cuyos detalles se presentan en los FORMATOS 6 y 7 (Ver Anexo N° E) adjunto, obteneindose los siguientes indicadores económicos:

**Cuadro N° 5.17**

### **Resultados de la Evaluación Social del Proyecto**

<b>Indicadores Económicos</b>	
Tasa de Descuento %	14%
VAN (14%) mil S/.	188 598,11
TIR (%)	126,48%
Relación beneficio Costo (pu)	10,02
Tiempo de Repago (años)	1,15

En el cuadro anterior se observa que el proyecto recupera las inversiones en 1.15 años.

## 5.4.3 Conclusiones de la Evaluación Social

- La Evaluación Social determina que bajo cualquier consideración económica, el proyecto de la Interconesción de Puerto Maldonado termina beneficiando al Usuario Final de manera significativa. El precio que pagaría el usuario final sería el 37% del precio térmico actual.
- La explicación que se podría dar a la presente Evaluación Social positiva sin recurrir a sub-vención estatal radica en los siguientes aspectos :
- La energía térmica de Puerto es la más cara del Perú
- Los costos incrementales diferenciales son negativos, esto es principalmnete por el ahorro que se tiene al dejar de generar con la central térmica.

## 5.5 Evaluación Privada

### 5.5.1 Premisas de Cálculo

### 5.5.2 Tarifas y Costos a Considerar para la Evaluación Económica

Los costos considerados son los siguientes:

- Precio de compra en barra de Machupiccu 138 kV
- Costos de inversión en líneas, subestaciones y el sistema de comunicaciones
- Costos de operación y mantenimiento del poryecto
- Costos de las pérdidas de potencia y energía de las líneas y transformadores

### 5.5.3 Beneficios

Para el presente análisis se está considerando como beneficios la venta de energía y potencia al precio en MT calculado según los procedimientos de la GART, para la S.E. Puerto Maldonado en 10 KV y Mazuko en 22,9 kV , Asimismo se toma en cuenta los

beneficios por la venta de reducción de emisiones de CO2 al medio ambiente, cuyo detalle de cálculo se presenta en el Anexo G.

#### 5.5.4 Resultados de la Evaluación Económica del Proyecto

Con los conceptos establecidos anteriormente se ha efectuado la Evaluación Económica del Proyecto, cuyos detalles se presentan en el Anexo N° E Formato 5-6-7-9, y el resumen del mismo se presenta en el cuadro siguiente:

**Cuadro N° 5.18**

#### **Evaluación Económica del Proyecto**

<b>Indicadores Económicos</b>	
Tasa de Descuento %	12%
VAN (12%) mil S/.	12 395,86
TIR (%)	17,56%
Relación beneficio Costo (pu)	1,48
Tiempo de Repago (años)	12,10

La rentabilidad del proyecto está asociada directamente al ahorro que se consigue por dejar generar energía con las centrales térmicas a alto costo variable (Ver Anexo C.2.1). Asimismo para un inversionista privado sólo cuantifica el beneficio por peaje de las líneas y subestaciones también resulta rentable, obteniéndose un TIR de 17,56% y un VAN de 12 395,86 Mil S/., donde el tiempo de recuperación de inversión es en 12,10 años.

### 5.6 Análisis de Sensibilidad

#### 5.6.1 Sensibilidad del Proyecto

Se ha realizado el análisis de sensibilidad, considerando las siguientes variaciones:

- (0): Caso Base (1): Considera las demandas de la Ciudad de Puerto Maldonado y sus circuitos Planchón y Laberinto, Mazuko Pueblo, Huepetuhe y las demandas de sector minero de Mazuko
- (1): Caso 2: Indicadores Económicos considerando que se conecta solo el 50% de las cargas mineras, con respecto al caso base.
- (2): Caso 3: Indicadores Económicos considerando que adicionalmente a las demandas del caso base se conectarán el 2009 el PSE Iberia, el 2010 el PSE Puerto Maldonado y el 2011 el PSE Mazuko
- (3): Caso 4: Caso base, considerando la variación de la inversión en -10%
- (4): Caso 4: Caso base, considerando la variación de la inversión en +10%
- (5): Caso base, considerando la variación del costo del petróleo en - 5%.
- (6): Caso base, considerando la variación del costo del petróleo en + 5%.
- (7): Sensibilidad Variando la Tarifa de Venta de Energía en + 7,55%
- (8): Sensibilidad sin considerar los beneficios por CERs.

En el cuadro siguiente se presentan los resultados obtenidos:

**Cuadro N° 5.19**

**Análisis de Sensibilidad a Precios Privados**

		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
Tasa de Descuento	%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%
Valor Actual Neto del Beneficio Neto - VAN	mil S/.	10 951,40	2 780,35	16 593,08	8 126,64	4 246,07	20 545,65	20 477,98	10 919,45
Tasa Interna de Retorno – TIR	%	16,92%	13,39%	20,79%	15,17%	13,91%	21,25%	21,14%	16,81%
Relación Beneficio/Costo – B/C	pu	1,42	1,11	1,77	1,27	1,16	1,81	1,79	1,42
Período de Repago (años)	años	12,69	16,78	9,69	14,50	16,12	9,40	9,44	12,82

**Cuadro N° 5.20**

**Análisis de Sensibilidad a Precios Sociales**

		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
Tasa de Descuento	%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%
Valor Actual Neto del Beneficio Neto - VAN	mil S/.	196 708,49	181 563,76	188 671,23	188 525,00	182 553,59	194 642,63	188 598,11	187 224,11
Tasa Interna de Retorno – TIR	%	129,78%	125,79%	126,92%	126,05%	119,80%	133,58%	126,48%	125,20%
Relación Beneficio/Costo - B/C	pu	10,41	9,69	10,06	9,99	9,48	10,60	10,02	9,96
Período de Repago (años)	años	1,13	1,14	1,09	1,20	1,21	1,09	1,15	1,16

De los cuadros anteriores se verifica que el proyecto es sensible ante las variaciones del precio del combustible y las inversiones.

Se puede verificar que ante la disminución del precio del petróleo en 5 % el proyecto obtiene una TIR de 13,91%, poniendo al proyecto cerca del límite de la rentabilidad.

Se observa que sin considerar los beneficios por venta de emisión de CO2 al medio ambiente para precios privados el proyecto también es rentable, y su detalle de cálculo se presenta en el Anexo G

Asimismo, variando en 7,55% el precio de la energía en MT, el proyecto se vuelve más rentable.

Este incremento del precio en barra MT en Mazuko y Pto. Maldonado se podría gestionar al OSINERG-GART, para que en la determinación del peaje se cubra íntegramente la inversión, sin recurrir a la redistribución del mismo entre todos los usuarios finales, para lo cual electro Sur Este debería comprometerse a realizar dichas gestiones.

El proyecto es rentable socialmente ante cualquier sensibilidad con tiempos de repago de 1 año, esto es debido a que el precio actual del sistema aislado de Madre de Dios es el más caro de todo el Perú. Asimismo a precios privados el proyecto es rentable ante cualquier sensibilidad con tiempos de repago dentro del periodo de análisis.

## 5.7 Análisis de Sostenibilidad

### 5.7.1 Capacidad de gestión

Las etapas de inversión, ejecución de obra, operación, mantenimiento y administración estarán a cargo de la empresa de distribución eléctrica Electro Sur Este S.A.A. "ELSE", quién es la empresa de distribución que tiene concesión de la zona del proyecto y cuenta con infraestructura y capacidad de gestión y administración

### 5.7.2 Disponibilidad de Recursos

Los recursos para la etapa de inversión provendrán de los recursos propios de ELSE provenientes de la venta de energía eléctrica, con autorización del FONAFE (luego de la obtención de la Viabilidad del Proyecto), los mismos que tendrán un financiamiento por parte del contratista que ejecutará la obra.

### 5.7.3 Financiamiento de los Costos de Operación y Mantenimiento

Los costos operativos y de mantenimiento se financian con los beneficios obtenidos por la venta de energía a los beneficiarios del proyecto, como se detalla en el Anexo N° E-Formato 8 y se muestra en resumen en el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 5.21**  
**Sostenibilidad del Proyecto**

COSTOS Y FUENTES Con IGV	Años				
	2 007	2 011	2 016	2 021	2 026
	1	5	10	15	20
Compra de Energía (mil S)	8 479	12 241	14 386	16 868	19 643
Costos de Oper. y Mant. mil S	1 337	1 337	1 337	1 337	1 337
Tarifas o Cuotas -(Venta de energía)	11 334	15 831	18 681	21 997	25 748
Cobertura %	115%	117%	119%	121%	123%

Del cuadro anterior se verifica que el proyecto no requerirá subvención para cubrir los costos de operación y mantenimiento.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Para la evaluación se ha considerado la demanda de Puerto Maldonado, Mazuko, Huepetuhe y de las cargas mineras del sector Huepetuhe-Mazuko, mientras que para la definición del sistema eléctrico se ha agregado las demandas de los PSEs futuros de Pto. Maldonado, Mazuko e Iberia.
- Las inversiones del proyecto se han reducido al 71%, el detalle de la mejora se muestra a continuación:

### a) Líneas

- Línea 138 kV-67,6 km San Gabán-Mazuko: se ha cambiado la sección del conductor de 240 mm<sup>2</sup> a 200 mm<sup>3</sup> de AAAC
- LT-66kV-26,8 km Mazuko-Pto Maldonado-Tramo I: Este tramo se ha pasado de 138 kV-240mm<sup>3</sup>-AAAC con torres a 66 kV -200mm<sup>3</sup>-AAAC con torres debido a lo accidentado del terreno.
- LT-66kV-125,9 km Mazuko-Pto Maldonado-Tramo II: Este tramo se ha pasado de 138 kV-240mm<sup>3</sup>-AAAC con torres a 66 kV-200mm<sup>3</sup>-AAAC con estructuras monoposte de concreto, y se desarrolla en selva baja paralela a la carretera Mazuko-Pto. Maldonado.
- LT-66kV-5,3 km Mazuko-Pto Maldonado-Tramo III: Este tramo se ha pasado de 138 kV-240mm<sup>3</sup>-AAAC con torres a 66 kV-200mm<sup>3</sup>-AAAC con estructuras monoposte de concreto y autosoportadas biposte, este tramo se desarrolla en la zona urbana de Puerto Maldonado

### b) Subestaciones

- En la Ampliación de la Subestación San Gabán 138 kV se ha seleccionado adecuadamente el nivel de aislamiento obteniendo una reducción.
- En la Subestación Mazuko 138/66/33 kV 20-26/12,3-16/8-10,5 MVA (Onan/Onaf) se ha realizado una configuración del equipamiento de 138kV por equipos en 66kV obteniendo una disminución del proyecto.
- En la Subestación Puerto Maldonado 66/33/10kV 12,3-16/3,9-5/12,3-16 MVA (Onan/Onaf) se ha seleccionado adecuadamente el transformador de potencia y los equipos en el patio de llaves.



- Los resultados de la evaluación económica social determinan que bajo cualquier consideración económica, sin recurrir a ninguna subvención estatal, se termina beneficiando al Usuario Final de manera significativa. El precio que pagaría el usuario final sería el 37% del precio térmico actual, reduciendo su pago actual por consumo de energía eléctrica al Usuario Final en 63%. Este proyecto socialmente se pagaría en menos de 1 año con una TIR de 126,48% y un VAN de 188 598.11 Mil S/. La explicación de la presente Evaluación Social positiva radica en los siguientes aspectos :
  - La energía térmica en Puerto Maldonado es la más cara de todos los sistemas aislados del país.
  - Los costos incrementales diferenciales son negativos, esto es principalmente por el ahorro que se tiene al dejar de generar con la central térmica.
- Los resultados de la evaluación económica privada están al límite de la rentabilidad, y está asociada directamente al ahorro que se consigue por dejar de generar energía con las centrales térmicas a un alto costo variable. Asimismo para un inversionista privado que sólo cuantifica el beneficio por el peaje de las líneas y subestaciones también resulta rentable, obteniéndose un TIR de 17,56% y un VAN de 12 395,86 Mil S/., donde el tiempo de recuperación de la inversión se realiza en 12,10 años, esta rentabilidad está asociada directamente al ahorro que se consigue por dejar generar energía con las centrales térmicas a un alto costo variable.
- Los resultados de la evaluación económica toma en cuenta los beneficios por dejar de emitir CO<sub>2</sub> al medio ambiente. El detalle del cálculo se presenta en el Anexo G.

## **ANEXOS**

**ANEXO A: Mercado Eléctrico**

**ANEXO B: Análisis del Sistema Eléctrico**

**ANEXO C: Inversiones con Proyecto y Sin Proyecto**

**ANEXO D: Tarifas Eléctricas**

**ANEXO E: Evaluación Económica**

**ANEXO F: Cronograma de Ejecución de Obra**

**ANEXO G: Cálculo de la Reducción de Emisión del CO2**

**ANEXO H: Cálculos Justificativos**

**ANEXO I: Láminas**

## **CONTENIDO DE ANEXOS**

### **ANEXO A: MERCADO ELÉCTRICO**

- 1.0 Resultados de la Proyección de la Demanda de Potencia y Energía
- 2.0 Proyección de la Demanda de cargas domesticas, comerciales, uso general y pequeños industriales
  - 2.1 Criterios Aplicados en el Análisis de la Demanda para localidades
    - 2.1.1 Criterios Aplicados para la Proyección de la Demanda de Localidades
    - 2.1.2 Tasa de Crecimiento de Clientes de ELSE del 1995 al 2005 de Madre de Dios
    - 2.1.3 Crecimiento de Clientes de Madre de Dios 1995 al 2005 de EISE
    - 2.1.4 Diagrama de Carga de la C.T. de Puerto Maldonado –Junio 2005
  - 2.2 Proyección de la Demanda de Cargas Productivas Agroindustriales
    - 2.2.1 Criterios aplicados para la proyeccion de la demanda de las cargas productivas
    - 2.2.2 Resumen de Proyección de la Demanda
- 3.0 Proyección de la Demanda de Cargas Especiales del Sistema Eléctrico de Madre de Dios
  - 3.1 Resumen General
  - 3.2 Proyección de la demanda de las Cargas Especiales de Puerto Maldonado - Ciudad
  - 3.3 Proyección de la demanda de las Cargas Especiales del Circuito Laberinto e Iberia
  - 3.4 Datos Históricos de Consumo de Energía (2003-2005) Clientes Especiales de Madre de Dios
- 4.0 Proyección de la Demanda de Cargas Mineras de Mazuko 2005 - 2026

ANEXO 1.1  
RESULTADOS DE LA PROYECCION DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGIA DEL SISTEMA ELECTRICO DE MADRE DE DIOS - SIN PROYECTO  
RESUMEN DE LA PROYECCION DE LA MÁXIMA DEMANDA DE POTENCIA (kW)

Localidad	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
<b>PUERTO MALDONADO</b>																							
Ciudad de Puerto Maldonado	4,089	4,218	4,360	4,487	4,637	4,772	4,922	5,076	5,235	5,398	5,567	5,740	5,919	6,103	6,293	6,489	6,690	6,898	7,112	7,332	7,559	7,793	
* Domésticos, comerciales, uso general																							
* Cargas Especiales	713	726	739	752	765	779	793	808	822	837	853	868	884	901	918	935	952	970	989	1,007	1,026	1,046	
<b>CIRCUITO LABERINTO</b>																							
* Domésticos, comerciales, uso general	357	369	382	396	410	424	439	454	470	486	503	520	538	556	575	594	614	635	656	677	700	723	
* Cargas Especiales	86	90	92	95	97	101	104	108	112	116	120	124	128	132	136	140	144	148	152	156	160	164	
<b>CIRCUITO PLANCHON</b>																							
AA.HH.-UPIS-Asoc. Viviendas	267	276	286	295	305	315	326	336	347	359	370	382	394	407	420	433	447	461	475	490	505	521	
* I Etapa 2007																							
* II Etapa 2008																							
* III Etapa 2009																							
<b>Sub Total (kW)</b>	<b>5,512</b>	<b>5,677</b>	<b>5,964</b>	<b>6,180</b>	<b>6,389</b>	<b>6,580</b>	<b>6,776</b>	<b>6,979</b>	<b>7,187</b>	<b>7,401</b>	<b>7,622</b>	<b>7,850</b>	<b>8,084</b>	<b>8,325</b>	<b>8,573</b>	<b>8,828</b>	<b>9,091</b>	<b>9,361</b>	<b>9,639</b>	<b>9,928</b>	<b>10,221</b>	<b>10,525</b>	
<b>MAZUKO</b>																							
Ciudad de Mazuko	251	268	273	280	288	296	304	313	321	330	339	348	358	368	378	388	399	410	421	433	444	454	
* Domésticos, comerciales, uso general																							
* Cargas Especiales	1,458	1,501	1,545	1,590	1,636	1,683	1,732	1,782	1,833	1,886	1,940	1,996	2,053	2,112	2,172	2,234	2,297	2,363	2,430	2,498	2,569	2,641	
<b>Sub Total (kW)</b>	<b>1,458</b>	<b>1,501</b>	<b>1,545</b>	<b>1,590</b>	<b>1,636</b>	<b>1,683</b>	<b>1,732</b>	<b>1,782</b>	<b>1,833</b>	<b>1,886</b>	<b>1,940</b>	<b>1,996</b>	<b>2,053</b>	<b>2,112</b>	<b>2,172</b>	<b>2,234</b>	<b>2,297</b>	<b>2,363</b>	<b>2,430</b>	<b>2,498</b>	<b>2,569</b>	<b>2,641</b>	
<b>PSE IBERIA - INAPARI</b>																							
* PSE Iberia	488	503	518	533	549	565	581	598	616	634	653	672	691	711	732	753	775	797	821	844	869	894	
* II Etapa 2008																							
* III Etapa 2009																							
<b>Sub Total (kW)</b>	<b>513</b>	<b>528</b>	<b>544</b>	<b>560</b>	<b>576</b>	<b>593</b>	<b>610</b>	<b>628</b>	<b>646</b>	<b>665</b>	<b>685</b>	<b>704</b>	<b>725</b>	<b>746</b>	<b>767</b>	<b>790</b>	<b>812</b>	<b>836</b>	<b>860</b>	<b>885</b>	<b>910</b>	<b>936</b>	
<b>Total</b>	<b>7,484</b>	<b>7,706</b>	<b>8,053</b>	<b>8,329</b>	<b>8,601</b>	<b>8,856</b>	<b>9,119</b>	<b>9,389</b>	<b>9,667</b>	<b>9,953</b>	<b>10,247</b>	<b>10,550</b>	<b>10,862</b>	<b>11,182</b>	<b>11,512</b>	<b>11,851</b>	<b>12,200</b>	<b>12,559</b>	<b>12,929</b>	<b>13,309</b>	<b>13,700</b>	<b>14,102</b>	
<b>RESULTADOS DE LA PROYECCION DE LA DEMANDA DE ENERGIA (MWh-año)</b>																							
<b>Localidad</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	
<b>PUERTO MALDONADO</b>																							
Ciudad de Puerto Maldonado	15,044	15,690	16,361	17,059	17,784	18,537	19,320	20,132	20,976	21,853	22,763	23,708	24,689	25,708	26,766	27,864	29,003	30,186	31,413	32,687	34,009	35,380	
* Domésticos, comerciales, uso general																							
* Cargas Especiales	3,676	3,745	3,814	3,886	3,959	4,033	4,109	4,187	4,267	4,348	4,432	4,517	4,604	4,693	4,784	4,877	4,973	5,070	5,170	5,272	5,376	5,483	
<b>CIRCUITO LABERINTO</b>																							
* Domésticos, comerciales, uso general	1,281	1,341	1,404	1,470	1,538	1,609	1,683	1,759	1,839	1,922	2,008	2,097	2,190	2,287	2,387	2,491	2,599	2,711	2,827	2,948	3,073	3,203	
* Cargas Especiales	170	174	178	182	187	191	196	200	205	210	215	221	226	231	237	243	249	255	261	268	274	281	
<b>CIRCUITO PLANCHON</b>																							
AA.HH.-UPIS-Asoc. Viviendas	773	808	844	882	921	962	1,004	1,048	1,093	1,140	1,189	1,239	1,291	1,346	1,402	1,460	1,520	1,583	1,648	1,715	1,784	1,856	
* I Etapa 2007																							
* II Etapa 2008																							
* III Etapa 2009																							
<b>Sub Total (MWh-año)</b>	<b>20,943</b>	<b>21,757</b>	<b>23,033</b>	<b>24,062</b>	<b>25,082</b>	<b>26,054</b>	<b>27,062</b>	<b>28,107</b>	<b>29,192</b>	<b>30,317</b>	<b>31,484</b>	<b>32,693</b>	<b>33,948</b>	<b>35,249</b>	<b>36,598</b>	<b>37,997</b>	<b>39,447</b>	<b>40,950</b>	<b>42,508</b>	<b>44,124</b>	<b>45,798</b>	<b>47,533</b>	
<b>MAZUKO</b>																							
Ciudad de Mazuko	726	754	784	814	846	879	912	947	984	1,021	1,060	1,100	1,141	1,184	1,228	1,274	1,321	1,370	1,421	1,473	1,527	1,583	
* Domésticos, comerciales, uso general																							
* Cargas Especiales	1,022	1,062	1,104	1,147	1,192	1,239	1,287	1,336	1,388	1,441	1,496	1,552	1,611	1,672	1,735	1,800	1,867	1,937	2,009	2,083	2,160	2,239	
<b>Sub Total (MWh-año)</b>	<b>1,022</b>	<b>1,062</b>	<b>1,104</b>	<b>1,147</b>	<b>1,192</b>	<b>1,239</b>	<b>1,287</b>	<b>1,336</b>	<b>1,388</b>	<b>1,441</b>	<b>1,496</b>	<b>1,552</b>	<b>1,611</b>	<b>1,672</b>	<b>1,735</b>	<b>1,800</b>	<b>1,867</b>	<b>1,937</b>	<b>2,009</b>	<b>2,083</b>	<b>2,160</b>	<b>2,239</b>	
<b>PSE IBERIA - INAPARI</b>																							
* PSE Iberia	1,205	1,254	1,306	1,359	1,415	1,472	1,531	1,593	1,657	1,723	1,792	1,863	1,936	2,012	2,091	2,173	2,258	2,345	2,436	2,530	2,627	2,728	
* II Etapa 2008																							
* III Etapa 2009																							
<b>Sub Total (MWh-año)</b>	<b>1,260</b>	<b>1,311</b>	<b>1,364</b>	<b>1,419</b>	<b>1,476</b>	<b>1,535</b>	<b>1,596</b>	<b>1,659</b>	<b>1,725</b>	<b>1,793</b>	<b>1,863</b>	<b>1,936</b>	<b>2,011</b>	<b>2,090</b>	<b>2,170</b>	<b>2,254</b>	<b>2,341</b>	<b>2,431</b>	<b>2,524</b>	<b>2,620</b>	<b>2,720</b>	<b>2,823</b>	
<b>Total</b>	<b>23,225</b>	<b>24,131</b>	<b>25,502</b>	<b>26,629</b>	<b>27,750</b>	<b>28,827</b>	<b>29,944</b>	<b>31,103</b>	<b>32,304</b>	<b>33,550</b>	<b>34,842</b>	<b>36,182</b>	<b>37,571</b>	<b>39,011</b>	<b>40,504</b>	<b>42,051</b>	<b>43,655</b>	<b>45,318</b>	<b>47,041</b>	<b>48,827</b>	<b>50,678</b>	<b>52,596</b>	

**ANEXO 1.2  
RESULTADOS DE LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE MADRE DE DIOS - CON PROYECTO**

**RESULTADOS DE LA PROYECCIÓN DE LA MÁXIMA DEMANDA DE POTENCIA (kW)**

Localidad	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
<b>PUERTO MALDONADO</b>																							
<b>Ciudad de Puerto Maldonado</b>																							
* Domésticos, comerciales, uso general			4,785	4,935	5,090	5,250	5,414	5,584	5,758	5,938	6,123	6,314	6,511	6,714	6,922	7,138	7,359	7,587	7,823	8,065	8,315	8,572	8,838
* Cargas Especiales			771	802	834	868	899	933	967	1,002	1,037	1,072	1,107	1,142	1,177	1,212	1,247	1,282	1,317	1,352	1,387	1,422	1,457
<b>CIRCUITO LABERINTO</b>																							
* Domésticos, comerciales, uso general			421	436	451	467	483	500	517	535	553	572	592	612	632	654	676	698	721	745	770	795	821
* Cargas Especiales			93	97	101	105	110	113	116	119	122	126	129	132	136	139	143	146	150	154	158	163	168
<b>CIRCUITO PLANCHON</b>																							
* Domésticos, comerciales, uso general			314	325	336	347	358	370	382	394	407	420	434	448	462	476	491	507	523	539	556	573	591
<b>AA.HH.-UPIS-Asoc. Viviendas</b>																							
* I Etapa 2007			129	132	136	140	144	148	153	157	162	166	171	176	181	186	192	197	203	209	215	221	227
* II Etapa 2008			41	42	44	45	46	48	49	50	52	53	55	56	58	60	61	63	65	67	69	71	73
* III Etapa 2009			26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	47
<b>PSE IBERIA</b>																							
* Iberia			407	418	430	442	454	466	479	493	506	520	535	549	564	580	596	612	629	646	664	682	701
* Itapari			96	98	101	103	106	109	112	115	118	121	124	127	131	134	137	140	143	146	149	152	155
* Cargas Especiales			28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	49
* Otras Localidades			98	101	104	108	111	115	118	122	125	129	133	137	141	146	150	154	159	164	169	174	179
* Cargas Productivas Agroindustriales			33	37	42	45	48	52	55	59	64	69	74	79	84	89	94	99	104	109	114	119	124
<b>PSE PTO MALDONADO</b>																							
* PSE Puerto Maldonado			530	546	563	581	599	617	636	655	675	695	715	737	758	781	804	827	851	875	900	925	950
* Cargas Productivas Agroindustriales			61	64	68	73	78	84	89	95	101	108	114	121	128	135	143	150	158	166	174	182	191
<b>Sub Total (kW)</b>			<b>6,513</b>	<b>6,769</b>	<b>7,038</b>	<b>7,319</b>	<b>7,614</b>	<b>7,924</b>	<b>8,249</b>	<b>8,590</b>	<b>8,947</b>	<b>9,320</b>	<b>9,710</b>	<b>10,117</b>	<b>10,542</b>	<b>10,985</b>	<b>11,447</b>	<b>11,928</b>	<b>12,428</b>	<b>12,947</b>	<b>13,485</b>	<b>14,042</b>	<b>14,618</b>
<b>MAZUKO</b>																							
* Mazuko			292	300	308	317	326	335	344	353	363	373	383	394	405	416	427	439	451	463	476	489	502
* HUEPETUHE			1699	1749	1800	1852	1905	1960	2017	2075	2134	2196	2262	2330	2399	2457	2527	2599	2673	2748	2826	2906	2988
* Cargas Mineras sector Huapetuhe			1375	2031	2719	3080	3440	3837	4263	4728	5233	5778	6363	6988	7653	8358	9103	9888	10713	11578	12483	13428	14413
<b>PSE MAZUKO</b>																							
* PSE Mazuko			3,366	4,079	4,827	5,248	6,165	6,339	6,515	6,759	6,939	7,122	7,313	7,560	7,750	8,006	8,200	8,398	8,664	8,967	9,075	9,348	9,689
* Cargas Productivas Agroindustriales																							
<b>Sub Total (kW)</b>			<b>9,980</b>	<b>10,948</b>	<b>12,505</b>	<b>13,789</b>	<b>14,956</b>	<b>15,404</b>	<b>15,862</b>	<b>16,396</b>	<b>16,876</b>	<b>17,366</b>	<b>17,934</b>	<b>18,447</b>	<b>18,973</b>	<b>19,584</b>	<b>20,117</b>	<b>20,684</b>	<b>21,330</b>	<b>21,924</b>	<b>22,541</b>	<b>23,222</b>	<b>23,928</b>
<b>Total</b>																							

**RESULTADOS DE LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA (MWh/año)**

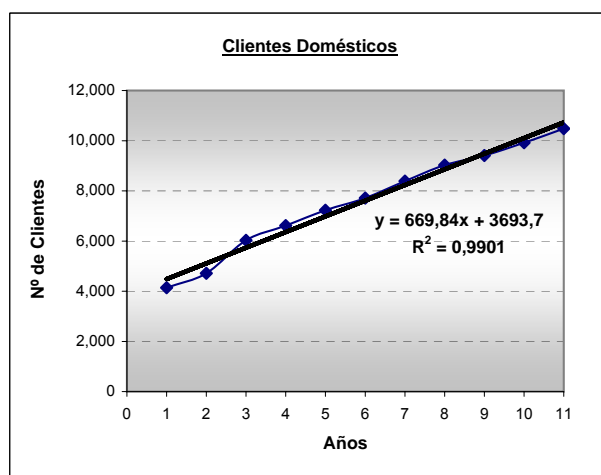
Localidad	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
<b>PUERTO MALDONADO</b>																							
<b>Ciudad de Puerto Maldonado</b>																							
* Domésticos, comerciales, uso general			17,998	18,765	19,563	20,391	21,252	22,145	23,074	24,038	25,039	26,079	27,158	28,279	29,442	30,650	31,903	33,204	34,555	35,956	37,410	38,918	40,480
* Cargas Especiales			3,978	4,136	4,301	4,473	4,659	4,708	4,831	4,956	5,085	5,217	5,353	5,492	5,635	5,782	5,932	6,086	6,244	6,407	6,573	6,744	6,920
<b>CIRCUITO LABERINTO</b>																							
* Domésticos, comerciales, uso general			1,945	1,617	1,682	1,770	1,851	1,935	2,023	2,114	2,209	2,307	2,409	2,515	2,626	2,740	2,859	2,982	3,110	3,243	3,380	3,523	3,671
* Cargas Especiales			184	191	199	206	212	217	223	229	235	241	247	254	260	267	274	281	288	296	303	311	319
<b>CIRCUITO PLANCHON</b>																							
* Domésticos, comerciales, uso general			850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850
<b>AA.HH.-UPIS-Asoc. Viviendas</b>																							
* I Etapa 2007			474	494	513	534	555	578	600	624	649	674	701	728	756	786	816	847	880	913	948	984	1,021
* II Etapa 2008			148	154	160	167	173	180	188	195	203	211	219	227	236	245	255	265	275	285	296	307	318
* III Etapa 2009			95	99	103	107	112	116	121	126	131	136	141	146	152	158	164	170	177	184	191	198	205
<b>PSE IBERIA</b>																							
* Iberia			1,004	1,043	1,083	1,125	1,168	1,212	1,258	1,306	1,355	1,406	1,459	1,513	1,570	1,628	1,688	1,750	1,814	1,881	1,950	2,020	2,091
* Itapari			254	263	273	283	293	304	315	327	338	350	363	376	389	403	417	432	447	462	477	492	507
* Cargas Especiales			62	65	67	69	71	73	75	77	79	81	83	85	87	89	92	94	96	99	102	105	108
* Otras Localidades			289	301	313	326	340	354	368	383	399	415	431	448	466	484	503	522	542	563	584	605	627
* Cargas Productivas Agroindustriales			697	798	909	988	1,074	1,164	1,259	1,362	1,469	1,584	1,704	1,833	1,969	2,113	2,264	2,422	2,588	2,762	2,944	3,135	3,334
<b>PSE PTO MALDONADO</b>																							
* PSE Puerto Maldonado			1,420	1,480	1,542	1,605	1,671	1,740	1,810	1,884	1,959	2,037	2,118	2,201	2,288	2,377	2,469	2,564	2,662	2,762	2,864	2,969	3,076
* Cargas Productivas Agroindustriales			1,199	1,359	1,476	1,599	1,730	1,868	2,014	2,167	2,329	2,502	2,683	2,874	3,074	3,284	3,504	3,734	3,974	4,224	4,484	4,754	5,034
<b>Sub Total (MWh/año)</b>			<b>25,026</b>	<b>26,200</b>	<b>26,673</b>	<b>28,573</b>	<b>30,064</b>	<b>31,524</b>	<b>33,044</b>	<b>34,624</b>	<b>36,264</b>	<b>37,964</b>	<b>39,724</b>	<b>41,544</b>	<b>43,424</b>	<b>45,364</b>	<b>47,364</b>	<b>49,424</b>	<b>51,544</b>	<b>53,724</b>	<b>55,964</b>	<b>58,264</b>	<b>60,624</b>
<b>MAZUKO</b>																							
* Mazuko			862	886	931	966	1,004	1,042</															



**ANEXO N° 2.1.2**  
**TASA DE CRECIMIENTO DE CLIENTES DE ELSE (1995-2005) DE MADRE DE DIOS**

Descripción / Años	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
N° Clientes Totales	4,499	5,127	6,551	7,189	7,859	8,382	9,122	9,814	10,231	10,781	11,391
Tasa de crecimiento año a año		14%	28%	10%	9%	7%	9%	8%	4%	5%	6%
Número de clientes domésticos	4,139	4,717	6,027	6,614	7,230	7,711	8,392	9,029	9,413	9,919	10,480
Número de clientes comerciales	324	369	472	518	566	604	657	707	737	776	820
Número de clientes peq. Industria	49	56	72	79	86	92	100	108	113	119	125
Facturación de Energía (MWh)	10369	10904	11372	11682	12076	12583	12845	13948	14703	15096	15625
Producción de Energía (MWh)	13614	13195	13678	13718	14344	14746	15440	16723	17209	17903	18530

Fuente: ELECTRO SUR ESTE - Gerencia Sub Regional de Madre de Dios



**DESGLOSE DE CLIENTES POR SECTOR EN EL AREA DE CONCESIÓN DE ELSE -MADRE DE DIOS**

Localidad	N° Cliente	Año		
		2003	2004	2005
Ciudad	N° Cliente	8,338	8,984	9,488
Puerto Maldonado	TC		7.7%	5.6%
Circuito Laberinto	N° Cliente	421	482	543
	TC		14.5%	12.7%
Circuito Planchón	N° Cliente	270	288	301
	TC		6.7%	4.5%
Iberia	N° Cliente	788	799	824
	TC		1.4%	3.1%
Inapari	N° Cliente	157	171	178
	TC		9.2%	4.3%
<b>Total</b>	<b>N° Cliente</b>	<b>9,974</b>	<b>10,436</b>	<b>11,033</b>
	<b>TC</b>		<b>4.6%</b>	<b>5.7%</b>

## ANEXO N° 2.1.3

## CRECIMIENTO DE CLIENTES DE MADRE DE DIOS 1995 AL 2005 DE MADRE DE DIOS

Mes y Año	Clientes Totales	Facturación de Energía (MWh)		Producción de Energía (MWh)		Max. Demanda (kW)
Ene-95	3,581	842.750		1,226.58		2,924
Feb-95	3,598	836.709		1,197.04		2,924
Mar-95	3,604	767.550		916.02		2,924
Abr-95	3,724	851.363		1,095.02		2,924
May-95	3,668	818.830		1,250.81		2,924
Jun-95	4,304	909.310		1,328.86		2,924
Jul-95	4,380	882.876		1,073.58		2,924
Ago-95	4,410	857.794		1,051.65		2,924
Sep-95	4,428	942.616		1,134.34		2,924
Oct-95	4,428	898.952		1,083.50		2,924
Nov-95	4,458	901.014		1,127.40		2,924
Dic-95	4,499	858.977	10,368.741	1,128.83	13,613.627	2,924
Ene-96	4,512	1,089.928		1,021.83		2,924
Feb-96	4,543	885.875		977.64		2,924
Mar-96	4,555	804.431		1,144.21		2,924
Abr-96	4,570	881.709		1,049.58		3,022
May-96	4,600	889.965		1,045.98		3,184
Jun-96	4,621	853.201		1,041.56		3,184
Jul-96	4,638	880.246		1,114.73		2,947
Ago-96	4,645	942.651		1,148.80		3,076
Sep-96	4,655	952.307		1,132.78		3,267
Oct-96	4,663	918.294		1,227.20		3,122
Nov-96	4,930	960.399		1,128.17		2,965
Dic-96	5,127	845.484	10,904.490	1,162.52	13,194.994	3,045
Ene-97	5,601	931.665		1,145.19		3,045
Feb-97	6,032	836.621		995.12		3,035
Mar-97	6,052	849.934		1,094.31		3,069
Abr-97	6,190	880.750		1,126.30		3,156
May-97	6,262	845.313		1,129.06		3,236
Jun-97	6,345	960.945		1,092.42		3,194
Jul-97	6,361	928.326		1,141.83		3,225
Ago-97	6,365	972.485		1,155.25		3,379
Sep-97	6,461	1,038.527		1,201.28		3,479
Oct-97	6,494	998.004		1,212.93		3,418
Nov-97	6,533	1,030.899		1,175.21		3,420
Dic-97	6,551	1,098.663	11,372.132	1,208.88	13,677.770	3,500
Ene-98	6,595	974.910		1,199.09		3,272
Feb-98	6,610	989.976		1,079.73		3,295
Mar-98	6,696	969.867		1,170.16		3,335
Abr-98	6,817	1,033.245		1,125.77		3,290
May-98	6,824	845.107		1,095.76		3,080
Jun-98	6,813	925.272		1,064.09		3,300
Jul-98	6,816	965.436		1,154.11		3,301
Ago-98	6,844	960.264		1,145.12		3,111
Sep-98	6,869	988.012		1,118.15		3,125
Oct-98	7,143	1,022.400		1,219.85		3,245
Nov-98	7,172	1,014.887		1,158.72		3,255
Dic-98	7,189	992.904	11,682.280	1,187.06	13,717.596	3,320
Ene-99	7,207	990.481		1,160.84		3,185
Feb-99	7,240	941.447		1,035.93		3,340
Mar-99	7,282	1,006.166		1,172.64		3,395
Abr-99	7,306	952.007		1,164.93		3,475
May-99	7,340	998.646		1,204.58		3,485
Jun-99	7,376	967.760		1,174.18		3,495
Jul-99	7,511	969.328		1,182.73		3,495
Ago-99	7,628	1,050.229		1,237.76		3,575
Sep-99	7,662	1,048.210		1,277.42		3,846
Oct-99	7,738	1,071.125		1,283.13		3,576
Nov-99	7,817	1,031.934		1,199.03		3,536
Dic-99	7,859	1,048.694	12,076.027	1,250.94	14,344.115	3,590



## ANEXO N° 2.1.3

## CRECIMIENTO DE CLIENTES DE MADRE DE DIOS 1995 AL 2005 DE MADRE DE DIOS

Mes y Año	Clientes Totales	Facturación de Energía (MWh)		Producción de Energía (MWh)		Max. Demanda (kW)
Ene-00	7,917	1,059.422		1,199.60		3,375
Feb-00	7,959	953.833		1,097.57		3,330
Mar-00	7,979	976.642		1,194.71		3,405
Abr-00	8,010	1,053.840		1,231.37		3,444
May-00	8,069	1,058.643		1,237.63		3,445
Jun-00	8,105	988.111		1,158.66		3,461
Jul-00	8,185	985.188		1,182.55		3,365
Ago-00	8,195	1,093.494		1,281.04		3,405
Sep-00	8,231	1,074.822		1,222.86		3,367
Oct-00	8,266	1,128.507		1,352.74		3,787
Nov-00	8,316	1,106.368		1,269.01		3,627
Dic-00	8,382	1,104.574	12,583.444	1,318.30	14,746.034	3,627
Ene-01	8,423	1,020.559		1,220.83		3,298
Feb-01	8,458	930.555		1,102.99		3,407
Mar-01	8,592	1,015.733		1,240.99		3,528
Abr-01	8,696	1,067.688		1,275.59		3,640
May-01	8,732	1,042.618		1,283.69		3,780
Jun-01	8,780	1,074.198		1,238.80		3,724
Jul-01	8,831	1,059.196		1,292.31		3,725
Ago-01	8,872	1,103.774		1,359.36		3,775
Sep-01	8,922	1,160.253		1,341.40		3,712
Oct-01	8,978	1,145.402		1,421.76		3,836
Nov-01	9,035	1,116.974		1,322.15		3,654
Dic-01	9,122	1,108.133	12,845.083	1,340.33	15,440.198	3,645
Ene-02	9,187	1,123.957		1,331.18		3,353
Feb-02	9,233	1,073.360		1,190.02		3,426
Mar-02	9,294	1,041.520		1,367.71		3,576
Abr-02	9,354	1,193.337		1,415.07		3,635
May-02	9,406	1,159.341		1,465.67		3,521
Jun-02	9,461	1,182.815		1,336.34		3,837
Jul-02	9,535	1,104.808		1,384.59		3,884
Ago-02	9,608	1,193.179		1,449.98		3,652
Sep-02	9,653	1,229.255		1,429.64		3,861
Oct-02	9,719	1,229.297		1,489.75		3,855
Nov-02	9,751	1,236.500		1,416.91		3,848
Dic-02	9,814	1,180.718	13,948.087	1,446.22	16,723.079	3,578
Ene-03	9,869	1,136.333		1,362.91		3,398
Feb-03	9,914	1,131.415		1,227.29		3,273
Mar-03	9,925	1,067.497		1,377.02		3,523
Abr-03	9,973	1,222.240		1,392.61		3,743
May-03	10,023	1,235.597		1,469.05		3,635
Jun-03	10,100	1,252.915		1,399.21		3,558
Jul-03	10,152	1,199.877		1,424.82		3,713
Ago-03	10,235	1,257.641		1,464.80		3,786
Sep-03	10,312	1,283.325		1,509.96		3,829
Oct-03	10,368	1,282.589		1,552.32		4,037
Nov-03	10,441	1,336.983		1,520.47		4,011
Dic-03	10,490	1,296.389	14,702.801	1,508.52	17,208.983	3,956
Ene-04	10,553	1,243.618		1,478.25		3,870
Feb-04	10,615	1,342.690		1,416.16		3,867
Mar-04	10,696	1,329.737		1,607.98		4,024
Abr-04	10,771	1,375.921		1,551.12		4,055
May-04	10,814	1,312.081		1,512.72		3,951
Jun-04	10,874	1,375.859		1,559.29		4,093
Jul-04	10,939	1,376.638		1,638.80		4,195
Ago-04	10,991	1,425.078		1,691.71		4,250
Sep-04	11,055	1,561.591		1,765.41		4,379
Oct-04	11,092	1,376.638		1,840.86		4,379
Nov-04	11,161	1,376.638		1,840.86		4,379
Dic-04	11,208		15,096.489		17,903.154	
Ene-05	11,243	1,414.751		1,681.67		4,403
Feb-05	11,291	1,307.607		1,379.16		3,766
Mar-05	11,310	1,284.953		1,553.82		3,888
May-05	11,333	1,454.966		1,640.23		4,288
May-05	11,453	1,377.649		1,588.31		4,148
Jun-05	11,514	1,451.407		1,644.91		4,318

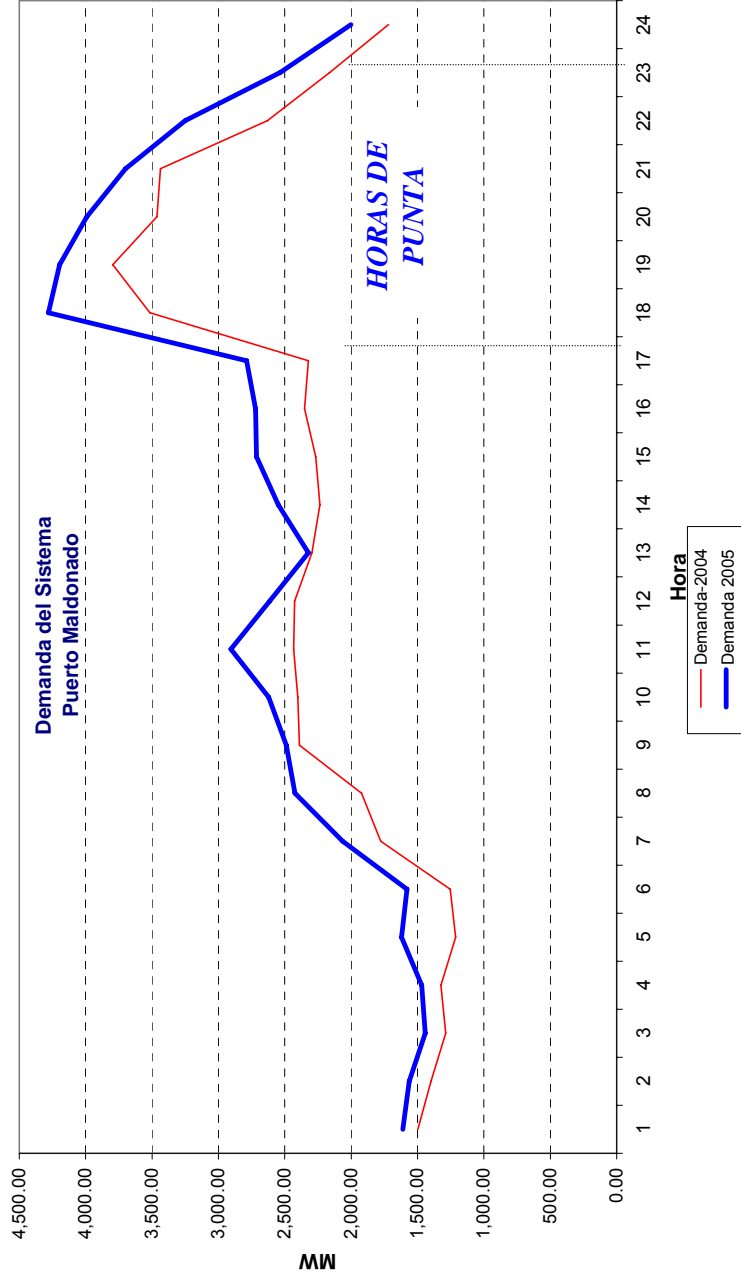
Fuente: Gerencia Sub Regional de Electro Sur Este- Madre de Dios

ANEXO Nº 2.1.4

DIAGRAMA DE CARGA DE DE LA C.T. DE PUERTO MALDONADO - JUNIO 2005

Determinación de la Energía en Horas de Punta y Fuera Punta

DIAGRAMA DE CARGA DEL SISTEMA ELÉCTRICO  
GENERACION DE LA CT. DE PUERTO MALDONADO



Día Típico

Hora	Potencia (MW) (2004)	Potencia (MW) (2005)
1	1,497.00	1,610.00
2	1,398.00	1,563.00
3	1,288.00	1,443.00
4	1,325.00	1,468.00
5	1,212.00	1,621.00
6	1,255.00	1,579.00
7	1,778.00	2,064.00
8	1,921.00	2,424.00
9	2,390.00	2,489.00
10	2,402.00	2,622.00
11	2,434.00	2,905.00
12	2,427.00	2,613.00
13	2,295.00	2,322.00
14	2,236.00	2,548.00
15	2,267.00	2,712.00
16	2,351.00	2,720.00
17	2,323.00	2,787.00
18	3,517.00	4,280.00
19	3,795.00	4,196.00
20	3,464.00	3,991.00
21	3,437.00	3,700.00
22	2,631.00	3,250.00
23	2,163.00	2,537.00
24	1,719.00	2,001.00

Año	Sistema	Máxima Demanda (kW)	Mínima Demanda (KW)	Energía (MWh)	Factor de Carga	Factor de Pérdidas
2004	Puerto Maldonado	3795.00	1212.00	53525.00	0.59	0.42
2005		4280.00	1443.00	61445.00	0.60	0.43

<b>Total de energía HFP</b>	<b>61%</b>
<b>Total de energía HP</b>	<b>39%</b>

HP-Horas de Punta: 18:00 a 23:00 horas  
HFP-Horas Fuera de Punta: complemento de las horas punta

**ANEXO Nº 2.2.1**  
**CRITERIOS APLICADOS PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA EN CARGAS PRODUCTIVAS AGROINDUSTRIALES**

INDICADORES	AÑOS	ESCENARIOS	CARGAS PRODUCTIVAS AGROINDUSTRIALES						CAMALES (6)
			PRODUCC. DE HARINAS (1)	PROCESO DE GRANOS (2)	PRODUCCIÓN DE ENLATADOS (3)	PROCESO DE LÁCTEOS (4)	ASERRADEROS (5)		
Tasa de Crecimiento de la Producción (%)	1998-2005	Bajo, Medio y Alto	2.0%	2.0%	2.0%	3.0%	8.0%	3.0%	
	2006-2010		4.0%	4.0%	4.0%	5.0%	5.0%	5.0%	
	2011-2020		5.0%	5.0%	5.0%	6.0%	3.0%	6.0%	
Coeficiente de Electrificación de la Producción	2005	Bajo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
		Medio	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	
		Alto	0.15	0.15	0.15	0.15	0.20	0.15	
	2010	Bajo	0.30	0.40	0.30	0.40	0.20	0.40	
		Medio	0.35	0.45	0.35	0.45	0.30	0.45	
		Alto	0.40	0.50	0.40	0.50	0.40	0.50	
	2015	Bajo	0.40	0.65	0.40	0.65	0.40	0.65	
		Medio	0.45	0.70	0.45	0.70	0.50	0.70	
		Alto	0.50	0.75	0.50	0.75	0.60	0.75	
	2025	Bajo	0.50	0.75	0.50	0.75	0.60	0.75	
		Medio	0.55	0.80	0.55	0.80	0.70	0.80	
		Alto	0.60	0.85	0.60	0.85	0.80	0.85	
Relación Consumo/ Producción	Constante	Bajo, Medio y Alto	0.042 MWh / Ton.	0.373 MWh / Ton.	0.150 MWh / Ton.	0.104 MWh / Ton.	0.078 MWh / miles pie Tablares	MWh / unid. de ovino 0.020 MWh / unid. de porcino 0.035 MWh / unid. de vacuno	
		2005	1760	1760	1760	1760	2112	1760	
Horas de Utilización anual	2025	Bajo, Medio y Alto	2190	2190	2190	2190	2630	2630	
		Maxima Demanda(*)	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	
Factor de Simultaneidad	Constante	Bajo (**)	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	
		Medio (**)	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	
		Alto (**)	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	

(1) Producción de Harinas de Maíz, Yuca, Plátano y Soya

(2) Proceso de Granos -Molinos: Batir, Limpiar, Clasificar y Ensacar: Arroz Cascara y Frijol.

(3) Producción de Enlatados de Fruta y Frescos: Papaya, Naranja, Piña y Tomate

(4) Proceso de Lácteos: Ordeñador Eléctrico, Proceso de Mantequilla, Quesos y Refrigeración

(5) Aserraderos

(6) Camales: Cortadora de Carne y Refrigeración.

(\*) Factor de Simultaneidad en horas de Máxima Demanda

(\*\*) Factor de Simultaneidad en horas de punta

**Para la presente edición solo se presenta la Proyección de Demanda del Escenario Medio**

ANEXO Nº 2.2.2  
PROYECCIÓN DE POTENCIA Y ENERGÍA DE CARGAS PRODUCTIVAS

Proyección de la Energía (MWh-año)

Cargas \ Años	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Cargas Productivas zona Puerto Maldonado	0	371	443	519	600	686	779	846	918	993	1.073	1.157	1.246	1.340	1.440	1.545	1.699	1.862	2.036	2.219	2.413	2.502
Cargas Productivas zona Labeirito	0	93	110	129	149	171	193	210	227	246	265	286	307	330	355	380	417	457	499	543	590	612
Cargas Productivas zona Planchon	0	187	222	260	300	342	387	420	454	491	530	571	614	659	707	758	832	911	994	1.082	1.176	1.219
Cargas Productivas zona Mazuko-Inambari	0	91	106	123	140	158	178	194	210	228	246	266	287	309	332	357	392	431	471	514	559	580
Cargas Productivas zona Huepetehue	0	91	108	125	144	163	185	200	216	234	252	271	291	313	335	359	394	431	470	511	555	574
Cargas Productivas zona Iberia	0	34	40	47	54	61	69	75	82	88	95	103	111	119	128	137	151	165	181	197	214	222
Cargas Productivas zona Aleria	0	26	31	37	43	49	56	60	65	71	76	82	88	95	101	109	119	130	142	154	168	174
Cargas Productivas zona Inapari	0	367	439	517	600	688	784	853	927	1.005	1.088	1.177	1.270	1.370	1.475	1.587	1.748	1.920	2.103	2.298	2.506	2.609
<b>Total (MWh-año)</b>	<b>0</b>	<b>1.260</b>	<b>1.499</b>	<b>1.757</b>	<b>2.030</b>	<b>2.318</b>	<b>2.631</b>	<b>2.858</b>	<b>3.099</b>	<b>3.356</b>	<b>3.625</b>	<b>3.913</b>	<b>4.214</b>	<b>4.535</b>	<b>4.873</b>	<b>5.232</b>	<b>5.752</b>	<b>6.307</b>	<b>6.896</b>	<b>7.518</b>	<b>8.181</b>	<b>8.492</b>

Proyección de la Máxima Demanda de Potencia (kW) en horas fuera de punta

Cargas \ Años	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Cargas Productivas zona Puerto Maldonado	0	203	239	276	315	356	399	429	459	491	524	559	595	633	672	714	721	770	821	874	976	1.012
Cargas Productivas zona Labeirito	0	47	56	65	74	84	94	101	108	115	123	131	139	148	157	159	170	183	196	209	229	238
Cargas Productivas zona Planchon	0	96	112	130	148	166	186	200	214	229	244	260	276	294	312	314	337	362	387	413	454	471
Cargas Productivas zona Mazuko-Inambari	0	46	53	60	68	76	84	90	97	104	111	119	127	135	144	145	156	168	180	193	213	221
Cargas Productivas zona Huepetehue	0	51	60	69	78	87	97	104	112	119	127	135	144	152	162	161	171	181	192	203	231	239
Cargas Productivas zona Iberia	0	17	20	23	26	29	33	35	38	41	43	46	49	52	56	56	60	65	69	74	82	85
Cargas Productivas zona Aleria	0	13	16	19	22	24	28	30	32	34	36	38	41	43	46	46	49	53	56	60	66	69
Cargas Productivas zona Inapari	0	176	209	243	278	316	356	383	411	440	471	503	537	573	610	618	671	727	786	848	913	951
<b>Total (kW)</b>	<b>0</b>	<b>487</b>	<b>574</b>	<b>664</b>	<b>757</b>	<b>854</b>	<b>958</b>	<b>1.029</b>	<b>1.103</b>	<b>1.180</b>	<b>1.259</b>	<b>1.343</b>	<b>1.431</b>	<b>1.523</b>	<b>1.619</b>	<b>1.630</b>	<b>1.751</b>	<b>1.882</b>	<b>2.015</b>	<b>2.156</b>	<b>2.373</b>	<b>2.465</b>

Se considera un factor de simultaneidad de

**75%**

para la Máxima Demanda del Cargas Agroindustriales

Proyección de la Máxima Demanda de Potencia (kW) en horas punta

Cargas \ Años	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Cargas Productivas zona Puerto Maldonado	0	20.3	23.9	27.6	31.5	35.6	39.9	42.9	45.9	49.1	52.4	55.9	59.5	63.3	67.2	67.4	72.1	77	82.1	87.4	97.6	101.2
Cargas Productivas zona Labeirito	0	4.7	5.6	6.5	7.4	8.4	9.4	10.1	10.8	11.5	12.3	13.1	13.9	14.8	15.7	15.9	17	18.3	19.6	20.9	22.9	23.8
Cargas Productivas zona Planchon	0	9.6	11.2	13	14.8	16.6	18.6	20	21.4	22.9	24.4	26	27.6	29.4	31.2	31.4	33.7	36.2	38.7	41.3	45.4	47.1
Cargas Productivas zona Mazuko-Inambari	0	4.6	5.3	6	6.8	7.6	8.4	9	9.7	10.4	11.1	11.9	12.7	13.5	14.4	14.5	15.6	16.8	18	19.3	21.3	22.1
Cargas Productivas zona Huepetehue	0	5.1	6	6.9	7.8	8.7	9.7	10.4	11.2	11.9	12.7	13.5	14.4	15.2	16.2	16.1	17.1	18.1	19.2	20.3	23.1	23.9
Cargas Productivas zona Iberia	0	1.7	2	2.3	2.6	2.9	3.3	3.5	3.8	4.1	4.3	4.6	4.9	5.2	5.6	5.6	6	6.5	6.9	7.4	8.2	8.5
Cargas Productivas zona Aleria	0	1.3	1.6	1.9	2.2	2.4	2.8	3	3.2	3.4	3.6	3.8	4.1	4.3	4.6	4.6	4.9	5.3	5.6	6	6.6	6.9
Cargas Productivas zona Inapari	0	17.6	20.9	24.3	27.8	31.6	35.6	38.3	41.1	44	47.1	50.3	53.7	57.3	61	61.8	67.1	72.7	78.6	84.8	91.3	95.1
<b>Total (kW)</b>	<b>0</b>	<b>65</b>	<b>77</b>	<b>89</b>	<b>101</b>	<b>114</b>	<b>128</b>	<b>137</b>	<b>147</b>	<b>157</b>	<b>168</b>	<b>179</b>	<b>191</b>	<b>203</b>	<b>216</b>	<b>217</b>	<b>234</b>	<b>251</b>	<b>269</b>	<b>287</b>	<b>316</b>	<b>329</b>

ANEXO 3.1  
PROYECCION DE LA DEMANDA DE CARGAS ESPECIALES DEL SISTEMA ELECTRICO DE MADRE DE DIOS  
RESUMEN GENERAL

Proyección de Energía (Mwh - Año) con Proyecto

Ciudad	Clientes	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Puerto Maldonado	20	3,676	3,823	3,976	4,135	4,301	4,473	4,589	4,708	4,831	4,956	5,085	5,217	5,353	5,492	5,635	5,782	5,932	6,086	6,244	6,407	6,573	6,744
Laberinto	3	170	176	184	191	199	206	212	217	223	229	235	241	247	254	260	267	274	281	288	296	303	311
Iberia	2	55	58	60	62	65	67	69	71	73	75	77	79	81	83	85	87	89	92	94	96	99	102

Proyección de la Máxima Demanda (kW) con Proyecto

Ciudad	Clientes	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Puerto Maldonado	20	713	742	771	802	834	868	890	913	937	962	987	1,012	1,039	1,066	1,093	1,122	1,151	1,181	1,211	1,243	1,275	1,308
Laberinto	3	86	90	93	97	101	105	108	110	113	116	119	122	126	129	132	136	139	143	146	150	154	158
Iberia	2	25	26	27	28	29	30	31	32	33	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45

Proyección de Energía (Mwh - Año) sin Proyecto

Ciudad	Clientes	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Puerto Maldonado	20	3,676	3,745	3,814	3,886	3,959	4,033	4,109	4,187	4,267	4,348	4,432	4,517	4,604	4,693	4,784	4,877	4,973	5,070	5,170	5,272	5,376	5,483
Laberinto	3	170	174	178	182	187	191	196	200	205	210	215	221	226	231	237	243	249	255	261	268	274	281
Iberia	2	55	57	58	60	61	63	65	66	68	70	72	73	75	77	79	81	83	86	88	90	92	95

Proyección de la Máxima Demanda (kW) sin Proyecto

ciudad	Clientes	2,005	2,006	2,007	2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016	2,017	2,018	2,019	2,020	2,021	2,022	2,023	2,024	2,025	2,026
Puerto Maldonado	20	713	726	739	752	765	779	793	808	822	837	853	868	884	901	918	935	952	970	989	1,007	1,026	1,046
Laberinto	3	86	88	90	92	95	97	99	101	104	106	109	111	114	116	119	122	125	128	131	134	137	140
Iberia	2	25	25	26	27	27	28	29	30	30	31	32	33	34	35	35	36	37	38	39	40	41	42

ANEXO Nº 3.2

PROYECCION DE LA DEMANDA DE LAS CARGAS ESPECIALES DE PUERTO MALDONADO - CIUDAD

A PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO, VARIABLES IMPORTANTES Y SUPUESTOS UTILIZADOS PARA LA ESTIMACION DE LA DEMANDA

Para el Análisis de la Demanda se han considerado las siguientes premisas:  
- El suministro de energía será permanente y confiable, sin restricciones de orden técnico y a costo razonable, de tal manera que cubra la demanda de cada carga existente y futura  
- Se considera que la construcción del proyecto se iniciará en el 2006 y será puesta en servicio en el año 2007  
- Para la evaluación se considera las cargas especiales de Puerto Maldonado, seleccionadas con consumos superiores a 3000 kWh-mes actuales

B VARIABLES IMPORTANTES

para el analisis de la demanda se han considerado las siguientes premisas:  
Se ha clasificado los clientes en 2 tipos de usuarios, Clientes de Uso General (UG) y Pequeños Industriales y Comerciales (PI)  
**Esta clasificación se aplica en dos escenarios**

- Clientes especiales con proyecto  
Los clientes Pequeños Industriales y comerciales se proyectará a una tasa de crecimiento de **4.0%** los primeros 5 años, debido a la reducción del precio de la energía  
**2.6%** A partir del 2006 se proyecta a la tasa de crecimiento poblacional  
**4.0%** los primeros 5 años  
**2.6%** A partir del 2006 se proyecta a la tasa de crecimiento poblacional  
  
- Clientes especiales sin proyecto  
Los clientes Pequeños Industriales y comerciales, así como los de Uso General se proyectará a una tasa de crecimiento variable de acuerdo al siguiente detalle:  
- Si la tasa de crecimiento real de la carga es negativa, entonces se proyecta a una tasa de **1.0%**  
- Si la tasa de crecimiento real de la carga esta entre 0 y 3% , entonces se proyecta a su tasa  
- Si la tasa de crecimiento real de la carga es mayor a 3% , entonces se proyecta a su tasa **2.6%**

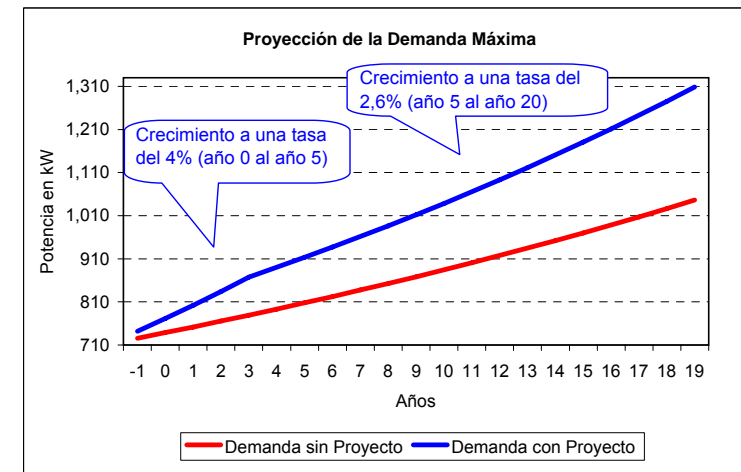
Fc: Factor de carga de cada cliente especial

TC: Tasa de crecimiento considerada para la proyección de cada cliente

Factores de simultaneidad (FS):

-FS para cargas de uso general **75%**  
-FS para pequeños industriales **70%**

C.- PROYECCIÓN



ITEM	Descripción /Años	TC	Fc	Años																					
				2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	<b>CONSUMO DE CARGAS ESPECIALES-CON PROYECTO EN MWh-AÑO</b>																								
1.1	EMAPAT 01 Tarifa- MT4P (UG)	2.6%	0.79	535	557	579	602	626	651	668	686	704	722	741	760	780	800	821	842	864	886	909	933	957	982
1.2	EMAPAT 02 Tarifa- MT4P (UG)	4.0%	0.74	711	740	769	800	832	865	888	911	935	959	984	1009	1036	1063	1090	1118	1148	1177	1208	1239	1272	1305
1.3	Mision San Jacinto Tarifa- MT4P (UG)	2.6%	0.35	45	47	49	51	53	55	56	58	59	61	63	64	66	68	69	71	73	75	77	79	81	83
1.4	CBCF Fitzcarrald Tarifa- MT4 (PI)	2.6%	0.14	22	23	23	24	25	26	27	28	28	29	30	31	32	32	33	34	35	36	37	38	39	40
1.5	CMAC Tacna SA Tarifa- BT4 (PI)	2.6%	0.20	36	38	39	41	42	44	45	46	48	49	50	52	53	54	56	57	59	60	62	63	65	67
1.6	Embot. Pto. Maldonado Tarifa- MT4 (PI)	2.6%	0.14	45	47	49	51	53	55	57	58	60	61	63	65	66	68	70	71	73	75	77	79	81	83
1.7	Hospital Santa Rosa Tarifa- MT4P (UG)	4.0%	0.49	223	232	241	250	260	271	278	285	293	300	308	316	324	333	341	350	359	369	378	388	398	408
1.8	Cadena Hotelera Turistica Tarifa- MT4 (PI)	2.6%	0.22	57	59	62	64	67	69	71	73	75	77	79	81	83	85	88	90	92	95	97	100	102	105
1.9	Corpac S.A. Tarifa- MT4 (PI)	2.6%	0.33	208	216	225	234	243	253	259	266	273	280	287	295	302	310	318	327	335	344	353	362	371	381
1.1	UNAMAD Tarifa- MT4P (PI)	4.0%	0.26	48	50	52	54	56	58	60	61	63	64	66	68	70	71	73	75	77	79	81	83	85	88
1.11	CRAS Tarifa- MT4 (PI)	4.0%	0.36	62	64	67	70	72	75	77	79	81	83	86	88	90	92	95	97	100	102	105	108	111	113
1.12	Telefonica del Peru S.AA Tarifa- MT4P (UG)	2.6%	0.64	405	422	439	456	474	493	506	519	533	547	561	575	590	606	621	638	654	671	689	707	725	744
1.13	Telmex Peru S A Tarifa- BT3P (UG)	4.0%	0.42	73	76	79	82	86	89	91	94	96	99	101	104	107	109	112	115	118	121	124	128	131	134
1.14	Aserradero Espinoza Tarifa- MT2 (PI)	4.0%	0.18	47	49	51	53	55	57	59	61	62	64	65	67	69	71	72	74	76	78	80	82	84	87
1.15	Aserradero Espinoza Tarifa- MT2 (PI)	2.6%	0.18	16	16	17	18	19	20	20	21	21	22	22	23	23	24	25	26	27	27	28	29	29	29
1.16	LA selva inversiones SAC Tarifa- BT3P (PI)	4.0%	0.24	52	54	56	58	60	63	64	66	68	69	71	73	75	77	79	81	83	85	88	90	92	95
1.17	Banco de Credito del Peru Tarifa- BT3 (UG)	4.0%	0.27	87	91	94	98	102	106	109	112	115	118	121	124	127	130	134	137	141	144	148	152	156	160
1.18	ESSALUD Tarifa- MT3 (PI)	2.6%	0.29	135	141	146	152	158	164	169	173	178	182	187	192	197	202	207	213	218	224	230	236	242	248
1.19	Forestal Rio Piedras SAC, Tarifa- MT4 (PI)	2.6%	0.25	353	367	382	397	413	430	441	452	464	476	489	501	514	528	541	555	570	585	600	616	632	648
1.20	Forestal Rio Piedras SAC, Tarifa- MT4P (PI)	4.0%	0.57	515	536	557	580	603	627	643	660	677	695	713	731	750	770	790	810	831	853	875	898	921	945
2	<b>DEMANDA MAXIMA DE CARGAS ESPECIALES-CON PROYECTO EN kW</b>																								
2.1	EMAPAT 01 Tarifa- MT4P (UG)			78	81	84	88	91	95	97	100	102	105	108	110	113	116	119	122	126	129	132	136	139	143
2.2	EMAPAT 02 Tarifa- MT4P (UG)			110	114	119	124	129	134	137	141	145	148	152	156	160	164	169	173	178	182	187	192	197	202
2.3	Mision San Jacinto Tarifa- MT4P (UG)			15	15	16	17	17	18	18	19	19	20	20	21	21	22	23	23	24	25	26	26	27	27
2.4	CBCF Fitzcarrald Tarifa- MT4 (PI)			18	19	19	20	21	22	22	23	24	24	25	26	26	27	28	28	29	30	31	31	32	33
2.5	CMAC Tacna SA Tarifa- BT4 (PI)			21	22	23	24	25	26	26	27	28	29	29	30	31	32	33	33	34	35	36	37	38	39
2.6	Embot. Pto. Maldonado Tarifa- MT4 (PI)			38	39	41	42	44	46	47	48	49	51	52	53	55	56	58	59	61	62	64	65	67	69
2.7	Hospital Santa Rosa Tarifa- MT4P (UG)			52	54	56	58	60	63	64	66	68	70	71	73	75	77	79	81	83	86	88	90	92	95
2.8	Cadena Hotelera Turistica Tarifa- MT4 (PI)			30	31	32	34	35	36	37	38	39	40	41	42	44	45	46	47	48	50	51	52	54	55
2.9	Corpac S.A. Tarifa- MT4 (PI)			71	74	77	80	83	86	89	91	93	96	98	101	103	106	109	112	115	118	121	124	127	130
2.1	UNAMAD Tarifa- MT4P (PI)			21	22	22	23	24	25	26	27	27	28	29	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	38
2.11	CRAS Tarifa- MT4 (PI)			20	20	21	22	23	24	25	25	26	27	27	28	29	29	30	31	32	33	33	34	35	36
2.12	Telefonica del Peru S.AA Tarifa- MT4P (UG)			72	75	78	81	84	88	90	92	95	97	100	102	105	108	110	113	116	119	122	125	129	132
2.13	Telmex Peru S A Tarifa- BT3P (UG)			20	21	22	22	23	24	25	26	26	27	28	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	37
2.14	Aserradero Espinoza Tarifa- MT2 (PI)			30	31	32	34	35	36	37	38	39	40	41	43	44	45	46	47	48	50	51	52	54	55
2.15	Aserradero Espinoza Tarifa- MT2 (PI)			10	10	11	12	12	12	13	13	13	14	14	15	15	16	16	17	17	18	18	19	19	18
2.16	LA selva inversiones SAC Tarifa- BT3P (PI)			25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	35	36	37	38	39	40	41	42	44	45	46
2.17	Banco de Credito del Peru Tarifa- BT3 (UG)			38	39	41	42	44	46	47	48	49	51	52	53	55	56	57	59	61	62	64	65	67	69
2.18	ESSALUD Tarifa- MT3 (PI)			54	56	58	61	63	65	67	69	71	73	74	76	78	80	82	85	87	89	91	94	96	99
2.19	Forestal Rio Piedras SAC, Tarifa- MT4 (PI)			164	170	177	184	191	199	204	210	215	221	226	232	238	244	251	257	264	271	278	285	293	300
2.20	Forestal Rio Piedras SAC, Tarifa- MT4P (PI)			103	107	112	116	121	126	129	132	136	139	143	147	150	154	158	162	167	171	175	180	185	190
3	<b>CONSUMO DE CARGAS ESPECIALES-SIN PROYECTO EN MWh-AÑO</b>																								
3.1	EMAPAT 01 Tarifa- MT4P (UG)	1.0%	0.79	535	541	546	552	557	563	568	574	580	586	591	597	603	609	615	622	628	634	640	647	653	660
3.2	EMAPAT 02 Tarifa- MT4P (UG)	2.6%	0.74	711	730	749	768	788	809	830	851	873	896	919	943	968	993	1,019	1,045	1,072	1,100	1,129	1,158	1,188	1,219
3.3	Mision San Jacinto Tarifa- MT4P (UG)	0.8%	0.35	45	46	46	47	47	47	48	48	49	49	49	50	50	50	51	51	52	52	52	53	53	53
3.4	CBCF Fitzcarrald Tarifa- MT4 (PI)	1.0%	0.14	22	22	22	22	23	23	23	23	23	24	24	24	24	25	25	25	26	26	26	26	27	27
3.5	CMAC Tacna SA Tarifa- BT4 (PI)	1.0%	0.20	36	37	37	37	38	38	39	39	39	40	40	40	41	41	42	42	43	43	43	44	44	45
3.6	Embot. Pto. Maldonado Tarifa- MT4 (PI)	1.0%	0.14	45	46	46	47	47	48	48	49	49	50	50	51	51	52	52	53	53	54	54	55	55	56
3.7	Hospital Santa Rosa Tarifa- MT4P (UG)	2.6%	0.49	223	228	234	240	247	253	260	266	273	281	288	295	303	311	319	327	336	344	353	363	372	382
3.8	Cadena Hotelera Turistica Tarifa- MT4 (PI)	2.7%	0.22	57	59	60	62	64	65	67	69	71	73	75	77	79	81	83	86	88	90	93	95	98	101
3.9	Corpac S.A. Tarifa- MT4 (PI)	2.2%	0.33	208	212	217	221	226	231	236	241	247	252	257	263	269	275	281	287	293	299	306	312	319	326
3.1	UNAMAD Tarifa- MT4P (PI)	2.6%	0.26	48	49	50	52	53	54	56	57	59	60	62	63	65	67	68	70	72	74	76	78	80	82
3.11	CRAS Tarifa- MT4 (PI)	2.6%	0.36	62	63	65	67	69	70	72	74	76	78	80	82	84	86	89	91	93	96	98	101	103	106









ANEXO Nº 4.0

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA CARGAS MINERAS DE MAZUKO 2005-2026

**A PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO, VARIABLES IMPORTANTES Y SUPUESTOS UTILIZADOS PARA LA ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA**

Para el análisis de la demanda se han considerado las siguientes premisas:

- El suministro de energía será permanente y contable, sin restricciones de orden técnico y a costo razonable, de tal manera que cubra la demanda de cada localidad y carga minera existente y futura
- Se considera que la construcción del proyecto se iniciará en el 2006 y será puesta en servicio en el año 2007
- Para la evaluación se considera la demanda de las Cargas Mineras en Mazuko

**B VARIABLES IMPORTANTES**

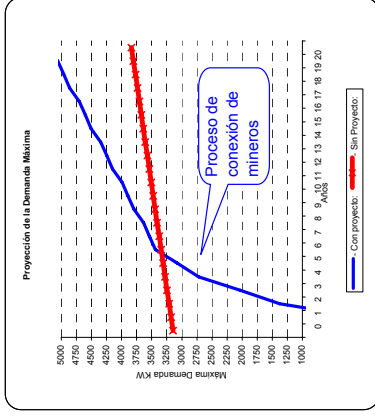
**Variables importantes**

- Inventario Minero del sector Huaypetuhe: 194 fuente: Instituto Nacional de Concesiones y Catastro Minero- Sector Energía y Minas
  - Censo Minero 96 fuente: Trabajo de Campo
  - Se asume que la demanda crecerá hasta 155 cargas mineras, dado que algunas hejas se acabarán 39
  - Nuevas cargas mineras que entrarán 59 equivalente al ingreso c 3.0 mineros cada año
  - Demanda promedio de una carga minera 32.8 KW
- 5.1 - Con proyecto: año 1: 40% , año 2: 60% , año 3: 80% , año 4: 90% , año 5: 100%  
 - La conexión de mineros crecerá de acuerdo a los siguientes porcentajes: 3.0 Cargas mineras cada año 96.70 KW  
 - El incremento de la demanda máxima, debido a la entrada nuevos usuarios será el equivalente a 2 Cargas mineras cada año 65.56 KW  
 - El incremento de la demanda máxima del año 5 al 20, debido a la entrada nuevos motores (industrialización), será el equivalente a 8.0%  
 - Porcentaje de pérdidas de energía 94.3%  
 - Factor de carga :

- 5.2 - Sin Proyecto: 32.78 KW  
 - El incremento de la demanda máxima en los próximos 20 años, debido a la entrada de motores o nuevos usuarios será el equivalente a: 1 Carga minera cada año  
 - Factor de carga : 94.3%

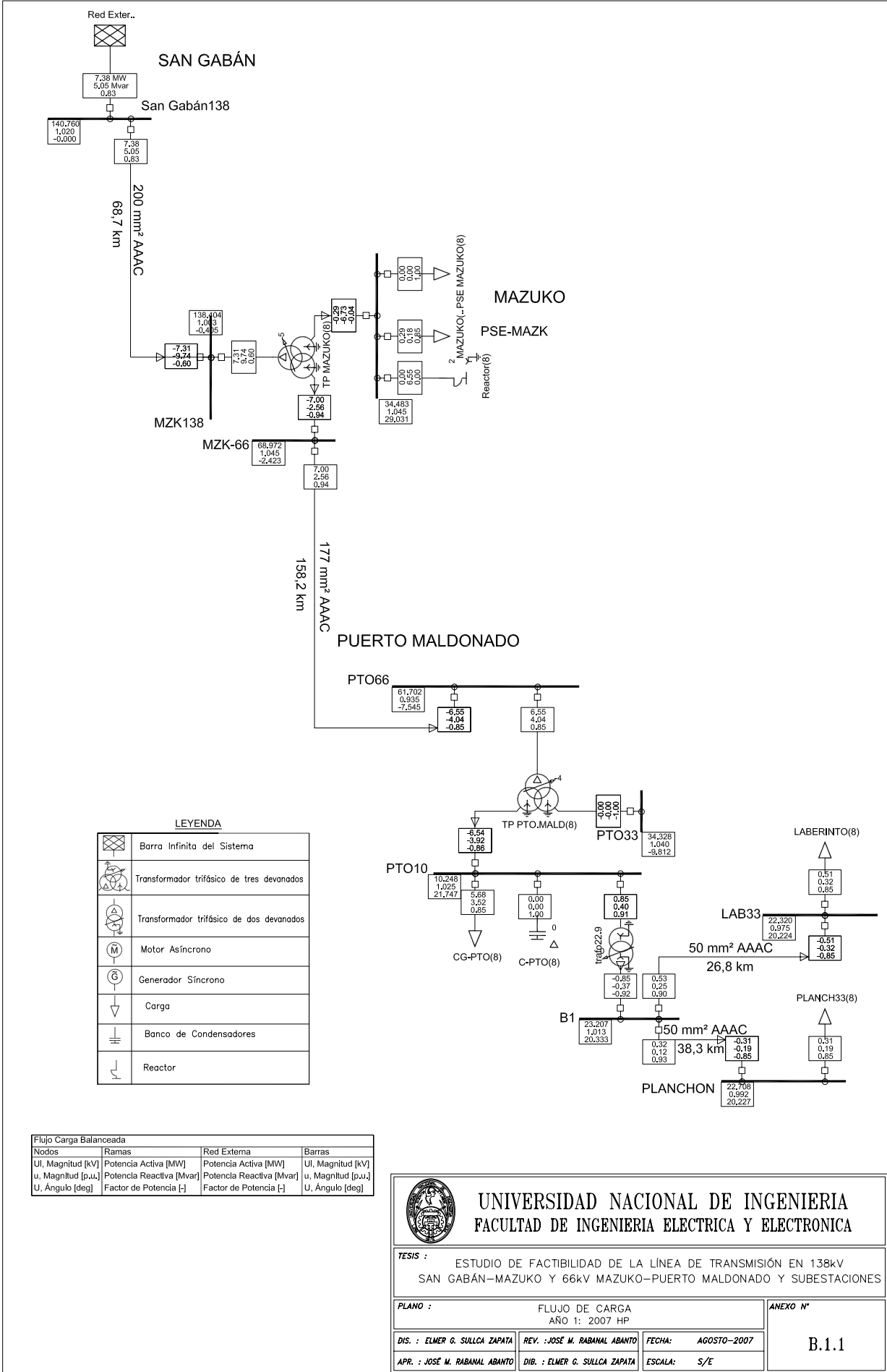
**C PROYECCIÓN**

ITEM	Descripción/Años	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
1	<b>NUMERO DE CARGAS MINERAS</b>																							
	Mineros sin proyecto	96	97	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110	111	112	113	114	115	116	117	
	Mineros con proyecto	0	0	42	62	83	94	105	108	111	116	119	122	127	130	133	138	140	143	148	151	154	159	
2	<b>CONSUMO DE ENERGIA EN KWH-AÑO</b>																							
	2.1 Consumo total (MWh) sin proyecto	25,985	26,256	26,527	26,797	27,068	27,339	27,609	27,880	28,151	28,421	28,692	28,963	29,233	29,504	29,775	30,045	30,316	30,587	30,858	31,128	31,399	31,670	
	2.2 Consumo total (MWh) con proyecto	0	0	11,355	16,769	22,453	25,430	28,408	29,206	30,005	31,345	32,143	32,942	34,282	35,080	35,879	37,219	38,017	38,816	40,155	40,954	41,752	43,092	
3	<b>ENERGIA Y POTENCIA DE INGRESO AL SISTEMA</b>																							
	3.1 Sin Proyecto	25,985	26,256	26,527	26,797	27,068	27,339	27,609	27,880	28,151	28,421	28,692	28,963	29,233	29,504	29,775	30,045	30,316	30,587	30,858	31,128	31,399	31,670	
	Energía al ingreso del sistema (MWh)	5,457	5,514	5,571	5,627	5,684	5,741	5,798	5,855	5,912	5,968	6,025	6,082	6,139	6,196	6,253	6,310	6,366	6,423	6,480	6,537	6,594	6,651	
	Energía en horas de punta	20,528	20,742	20,956	21,170	21,384	21,598	21,811	22,025	22,239	22,453	22,667	22,881	23,094	23,308	23,522	23,736	23,950	24,164	24,377	24,591	24,805	25,019	
	Potencia al ingreso del sistema (KW)	3,147	3,180	3,212	3,245	3,278	3,311	3,344	3,376	3,409	3,442	3,475	3,507	3,540	3,573	3,606	3,639	3,671	3,704	3,737	3,770	3,802	3,835	
	3.2 Con Proyecto	0	0	11,355	16,769	22,453	25,430	28,408	29,206	30,005	31,345	32,143	32,942	34,282	35,080	35,879	37,219	38,017	38,816	40,155	40,954	41,752	43,092	
	Energía al ingreso del sistema (MWh)	0	0	2,385	3,521	4,715	5,340	5,966	6,133	6,301	6,582	6,750	6,918	7,199	7,367	7,535	7,616	7,884	8,151	8,433	8,600	8,768	9,049	
	Energía en horas de punta	0	0	8,970	13,247	17,738	20,090	22,442	23,073	23,704	24,762	25,393	26,024	27,082	27,713	28,344	29,403	30,033	30,664	31,723	32,354	32,984	34,043	
	Potencia al ingreso del sistema (KW)	0	0	1,375	2,031	2,719	3,080	3,440	3,537	3,634	3,796	3,893	3,989	4,152	4,248	4,345	4,507	4,604	4,701	4,863	4,960	5,056	5,218	



## **ANEXO B. ANÁLISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO**

- 1.0 Análisis de Flujo de Carga
  - 1.1 Reporte de Flujo de Potencia del Sistema Eléctrico de Madre Dios Año 1
    - 1.1.1 Año 1 – 2007 - Hora Punta.
    - 1.1.2 Año 1 – 2007 - Hora Fuera de Punta.
  - 1.2 Reporte de Flujo de Potencia del Sistema Eléctrico de Madre Dios año 5
    - 1.2.1 Año 1 – 2011 - Hora Punta.
    - 1.2.2 Año 1 – 2011 - Hora Fuera de Punta.
  - 1.3 Reporte de Flujo de Potencia del Sistema Eléctrico de Madre Dios año 15
    - 1.3.1 Año 1 – 2021 - Hora Punta.
    - 1.3.2 Año 1 – 2021 - Hora Fuera de Punta.
  - 1.4 Reporte de Flujo de Potencia del Sistema Eléctrico de Madre Dios año 20
    - 1.4.1 Año 1 – 2026 - Hora Punta.
    - 1.4.2 Año 1 – 2026 - Hora Fuera de Punta.
- 2.0 Cálculo de la Capacidad Térmica de Conductores
- 3.0 Pérdidas por Efecto Corona



**LEYENDA**

	Barra Infinita del Sistema
	Transformador trifásico de tres devanados
	Transformador trifásico de dos devanados
	Motor Asíncrono
	Generador Síncrono
	Carga
	Banco de Condensadores
	Reactor

**Flujo Carga Balanceada**

Nodos	Ramas	Red Externa	Barras
U <sub>i</sub> Magnitud [kV]	Potencia Activa [MW]	Potencia Activa [MW]	U <sub>i</sub> Magnitud [kV]
u <sub>i</sub> Magnitud [p.u.]	Potencia Reactiva [Mvar]	Potencia Reactiva [Mvar]	u <sub>i</sub> Magnitud [p.u.]
U <sub>i</sub> Ángulo [deg]	Factor de Potencia [-]	Factor de Potencia [-]	U <sub>i</sub> Ángulo [deg]



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
**FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA**

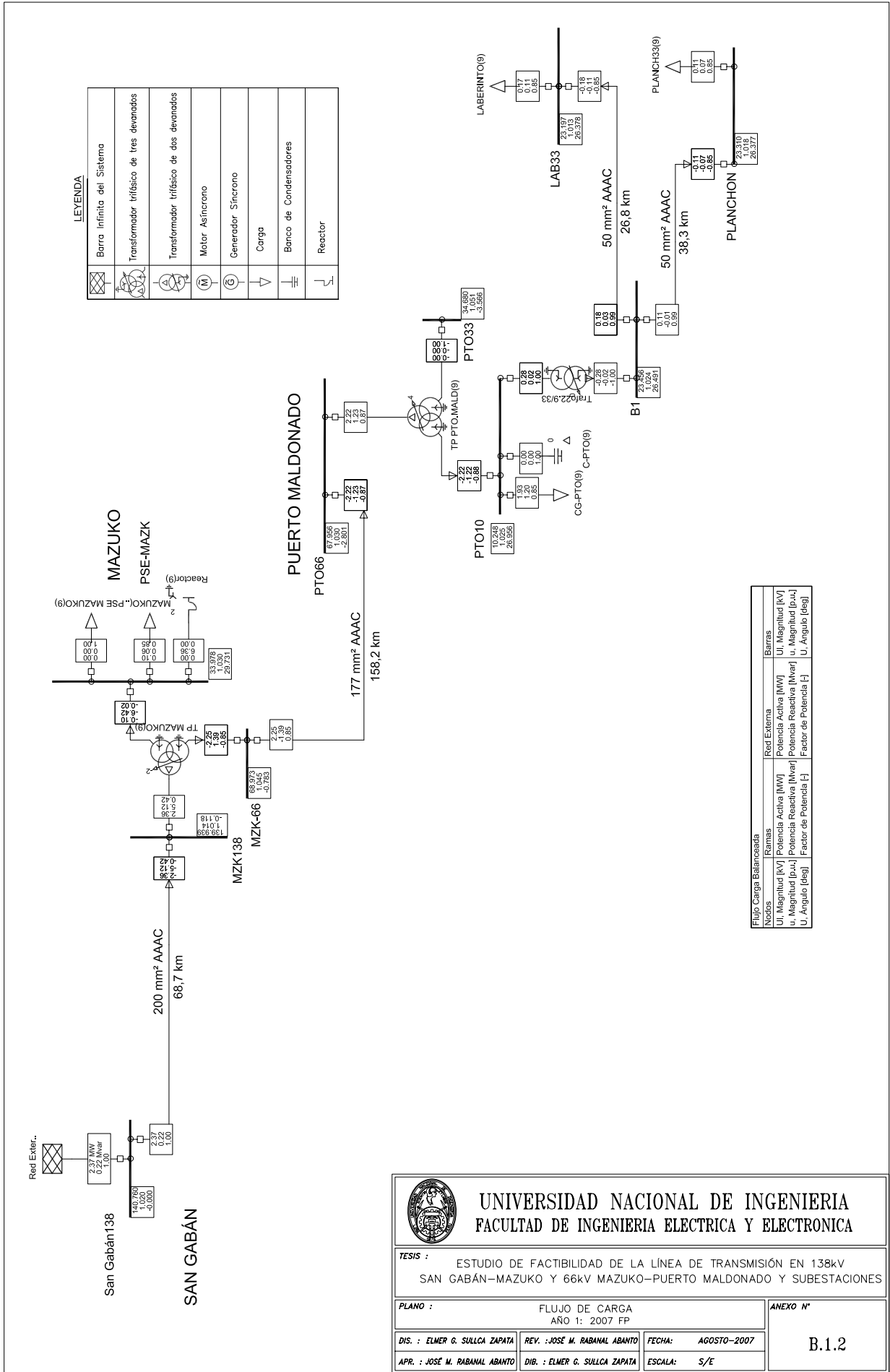
**TESIS :** ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 138kV SAN GABÁN–MAZUKO Y 66kV MAZUKO–PUERTO MALDONADO Y SUBESTACIONES

**PLANO :** FLUJO DE CARGA AÑO 1: 2007 HP

**ANEXO N°**

<b>DIS. :</b> ELMER G. SULLCA ZAPATA	<b>REV. :</b> JOSÉ M. RABANAL ABANTO	<b>FECHA:</b> AGOSTO-2007
<b>APR. :</b> JOSÉ M. RABANAL ABANTO	<b>DIB. :</b> ELMER G. SULLCA ZAPATA	<b>ESCALA:</b> S/E

**B.1.1**



**LEYENDA**

	Barra Infinita del Sistema
	Transformador trifásico de tres devanados
	Transformador trifásico de dos devanados
	Motor Asincrono
	Generador Sincrono
	Carga
	Banco de Condensadores
	Reactor

Flujo Carga	Balancedada	Red Externa	Barras
U <sub>i</sub> Magnitud [kV]	Potencia Activa [MW]	U <sub>i</sub> Magnitud [kV]	
U <sub>r</sub> Magnitud [p.u.]	Potencia Reactiva [Mvar]	U <sub>r</sub> Magnitud [p.u.]	
U <sub>a</sub> Angulo [deg.]	Factor de Potencia [ ]	U <sub>a</sub> Angulo [deg.]	

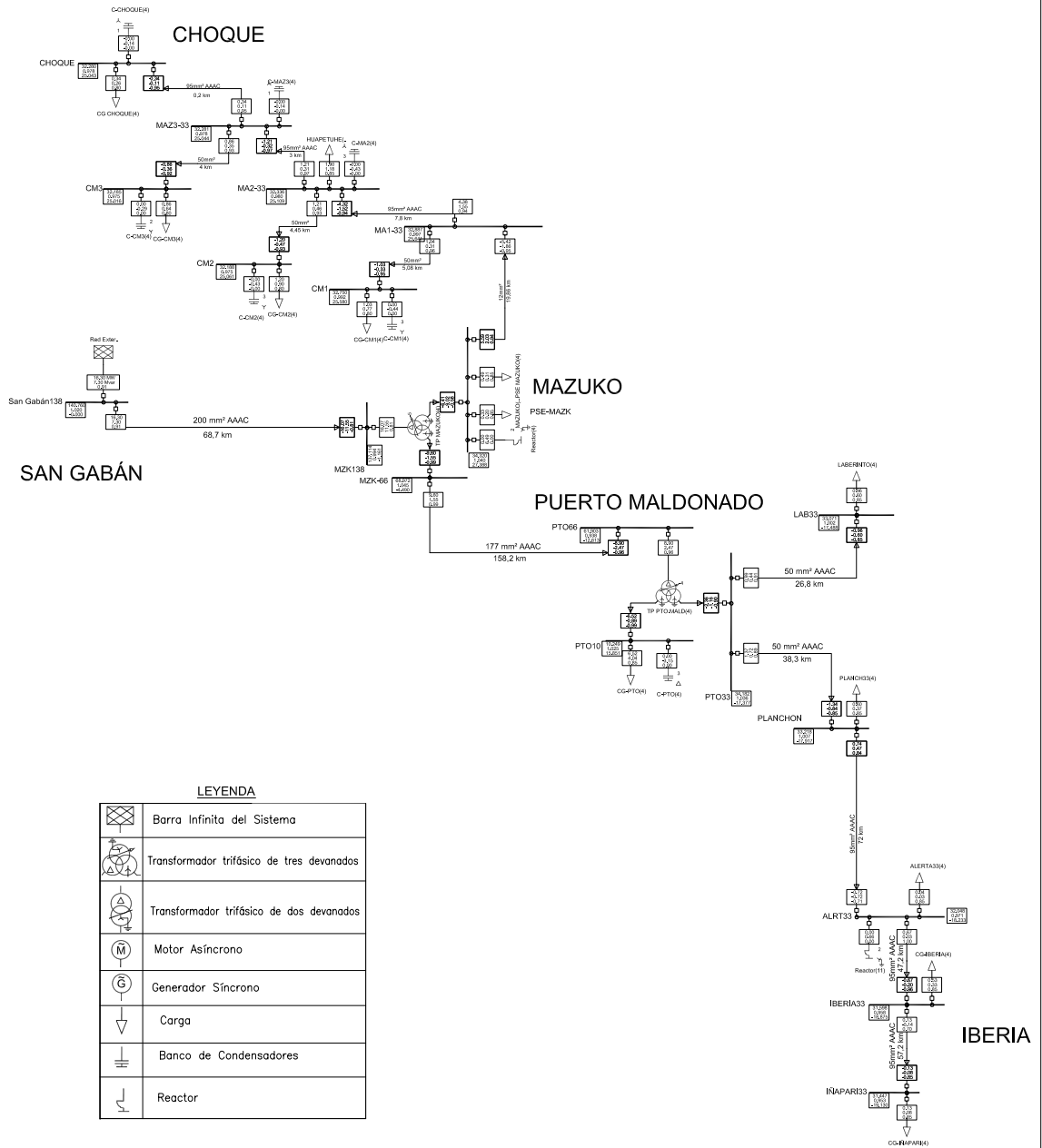
**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
**FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA**

**TESIS :** ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 138kV SAN GABÁN–MAZUKO Y 66kV MAZUKO–PUERTO MALDONADO Y SUBESTACIONES

**PLANO :** FLUJO DE CARGA AÑO 1: 2007 FP

<b>DIS. :</b> ELMER G. SULLCA ZAPATA	<b>REV. :</b> JOSÉ M. RABANAL ABAYTO	<b>FECHA:</b> AGOSTO–2007
<b>APR. :</b> JOSÉ M. RABANAL ABAYTO	<b>DIB. :</b> ELMER G. SULLCA ZAPATA	<b>ESCALA:</b> S/E

**ANEXO N°**  
  
**B.1.2**



SAN GABÁN

MAZUKO

PUERTO MALDONADO

IBERIA

LEYENDA

	Barra Infinita del Sistema
	Transformador trifásico de tres devanados
	Transformador trifásico de dos devanados
	Motor Asíncrono
	Generador Síncrono
	Carga
	Banco de Condensadores
	Reactor

Flujo Carga Balanceada			
Nodos	Ramas	Red Externa	Barras
U <sub>i</sub> , Magnitud [kV]	Potencia Activa [MW]	Potencia Activa [MW]	U <sub>i</sub> , Magnitud [kV]
u <sub>i</sub> , Magnitud [p.u.]	Potencia Reactiva [Mvar]	Potencia Reactiva [Mvar]	u <sub>i</sub> , Magnitud [p.u.]
U <sub>i</sub> , Ángulo [deg]	Factor de Potencia [-]	Factor de Potencia [-]	U <sub>i</sub> , Ángulo [deg]



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

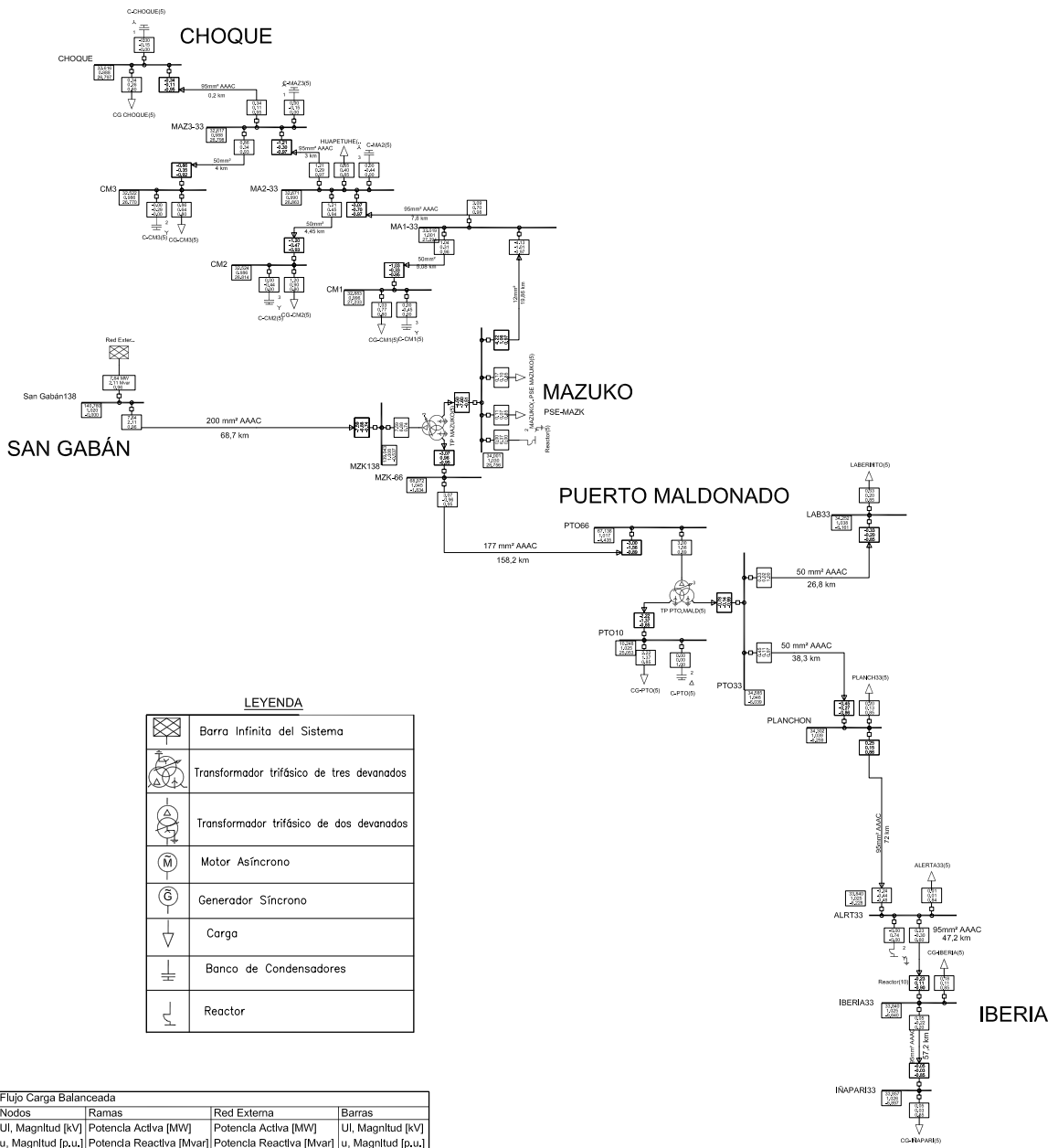
TESIS : ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 138kV  
SAN GABÁN–MAZUKO Y 66kV MAZUKO–PUERTO MALDONADO Y SUBESTACIONES

PLANO : FLUJO DE CARGA  
AÑO 2: 2011 HP

ANEXO N°

DIS. : ELMER G. SULLCA ZAPATA    REV. : JOSÉ M. RABANAL ABANTO    FECHA: AGOSTO-2007  
APR. : JOSÉ M. RABANAL ABANTO    DIB. : ELMER G. SULLCA ZAPATA    ESCALA: S/E

B.2.1

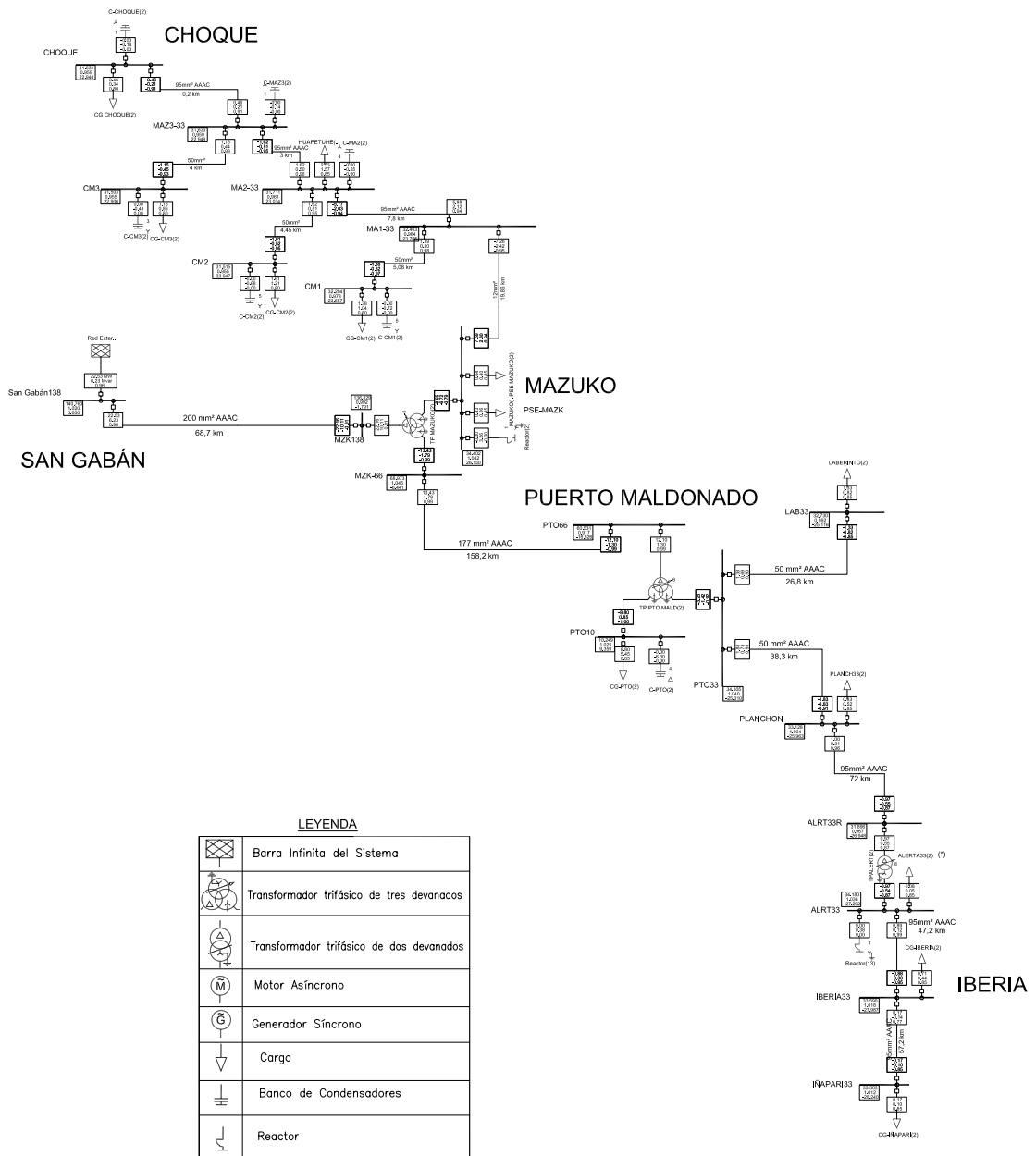


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA**

**TESIS :** ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 138kV SAN GABÁN–MAZUKO Y 66kV MAZUKO–PUERTO MALDONADO Y SUBESTACIONES

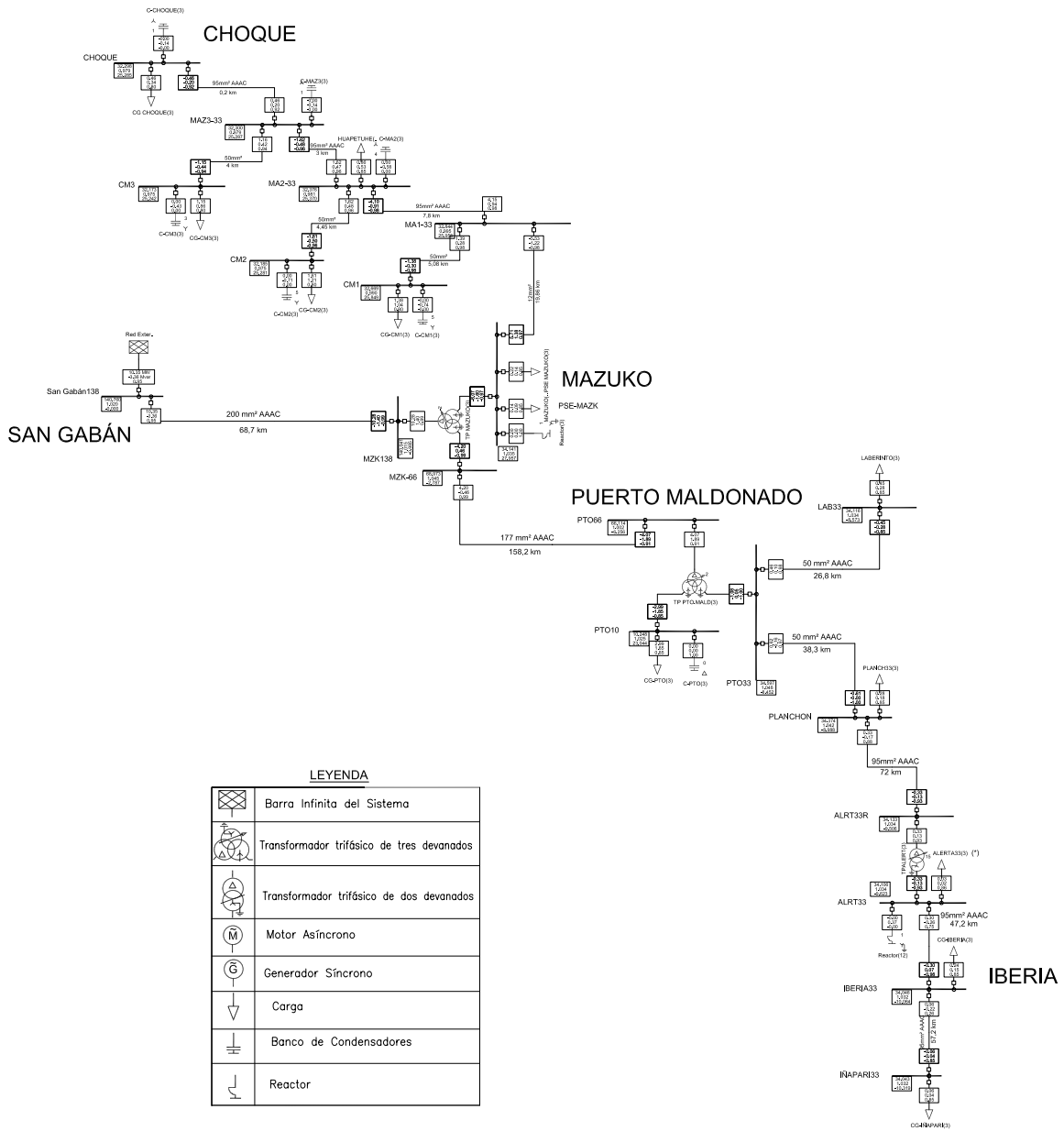
<b>PLANO :</b> FLUJO DE CARGA AÑO 2: 2011 FP		<b>ANEXO N°</b>
<b>DIS. :</b> ELMER G. SULLCA ZAPATA	<b>REV. :</b> JOSÉ M. RABANAL ABANTO	<b>FECHA:</b> AGOSTO–2007
<b>APR. :</b> JOSÉ M. RABANAL ABANTO	<b>DIB. :</b> ELMER G. SULLCA ZAPATA	<b>ESCALA:</b> S/E

B.2.2



	<b>UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA</b> <b>FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA</b>	
<b>TESIS :</b> ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 138kV SAN GABÁN–MAZUKO Y 66kV MAZUKO–PUERTO MALDONADO Y SUBESTACIONES		
<b>PLANO :</b>	FLUJO DE CARGA AÑO 3: 2021 HP	
<b>DIS. :</b> ELMER G. SULLCA ZAPATA	<b>REV. :</b> JOSÉ M. RABANAL ABANTO	<b>FECHA:</b> AGOSTO–2007
<b>APR. :</b> JOSÉ M. RABANAL ABANTO	<b>DIB. :</b> ELMER G. SULLCA ZAPATA	<b>ESCALA:</b> S/E
		<b>B.3.1</b>





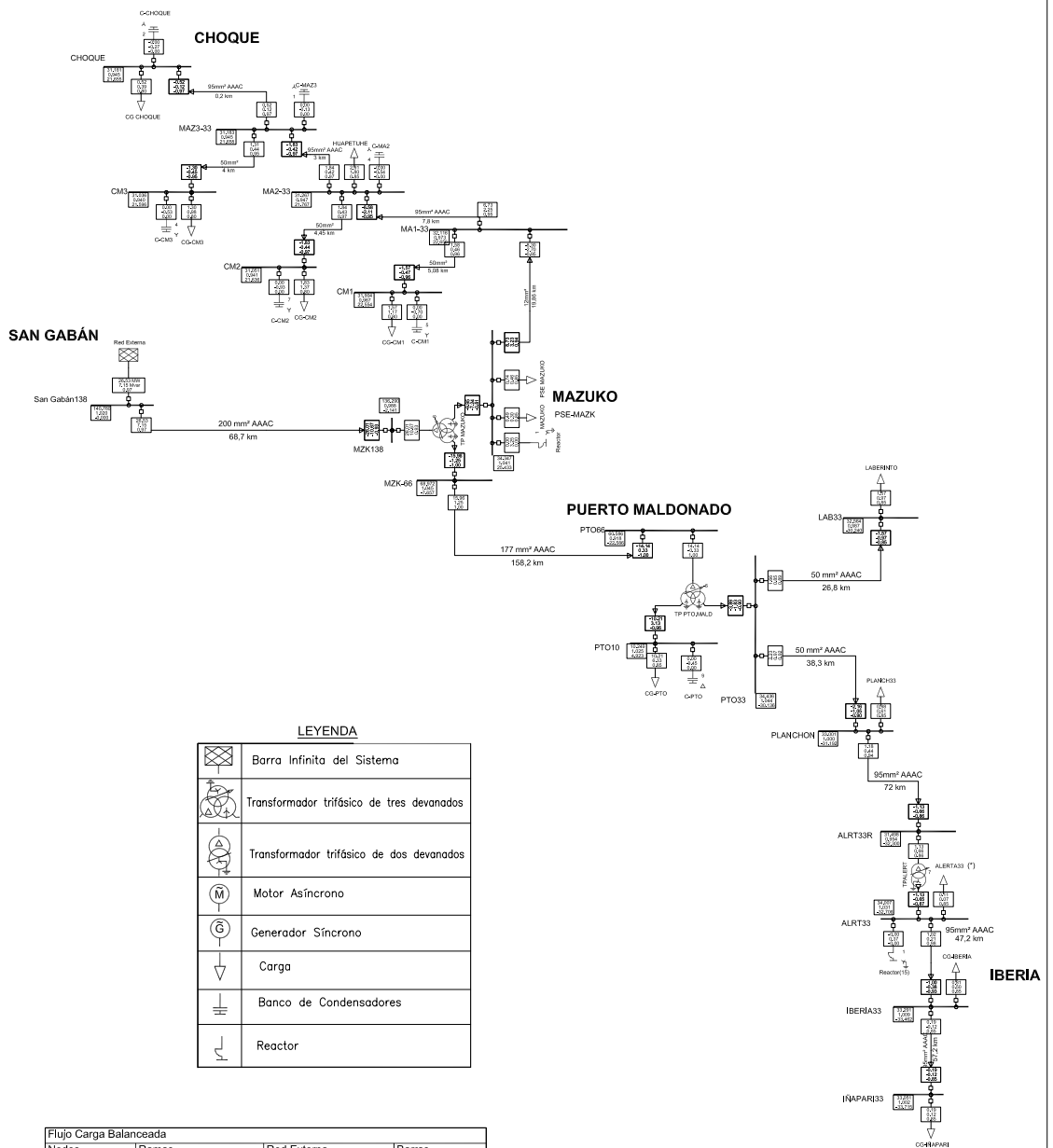
**LEYENDA**

	Barra Infinita del Sistema
	Transformador trifásico de tres devanados
	Transformador trifásico de dos devanados
	Motor Asíncrono
	Generador Síncrono
	Carga
	Banco de Condensadores
	Reactor

Flujo Carga Balanceada			
Nodos	Ramas	Red Externa	Barra
U, Magnitud [kV]	Potencia Activa [MW]	Potencia Activa [MW]	U, Magnitud [kV]
u, Magnitud [p.u.]	Potencia Reactiva [Mvar]	Potencia Reactiva [Mvar]	u, Magnitud [p.u.]
U, Ángulo [deg]	Factor de Potencia [-]	Factor de Potencia [-]	U, Ángulo [deg]

(\*) Regulador de Tensión

 <b>UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA</b> <b>FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA</b>			
<b>TESIS :</b> ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 138kV SAN GABÁN–MAZUKO Y 66kV MAZUKO–PUERTO MALDONADO Y SUBESTACIONES			
<b>PLANO :</b>		FLUJO DE CARGA AÑO 3: 2021 FP	<b>ANEXO N°</b>
<b>DIS. :</b> ELMER G. SULLCA ZAPATA	<b>REV. :</b> JOSE M. RABANAL ABANTO	<b>FECHA:</b> AGOSTO-2007	<b>B.3.2</b>
<b>APR. :</b> JOSÉ M. RABANAL ABANTO	<b>DIB. :</b> ELMER G. SULLCA ZAPATA	<b>ESCALA:</b> S/E	



**LEYENDA**

	Barra Infinita del Sistema
	Transformador trifásico de tres devanados
	Transformador trifásico de dos devanados
	Motor Asíncrono
	Generador Síncrono
	Carga
	Banco de Condensadores
	Reactor

Flujo Carga Balanceada			
Nodos	Ramas	Red Externa	Barras
U <sub>i</sub> , Magnitud [kV]	Potencia Activa [MW]	Potencia Activa [MW]	U <sub>i</sub> , Magnitud [kV]
u <sub>i</sub> , Magnitud [p.u.]	Potencia Reactiva [Mvar]	Potencia Reactiva [Mvar]	u <sub>i</sub> , Magnitud [p.u.]
U <sub>i</sub> , Ángulo [deg]	Factor de Potencia [-]	Factor de Potencia [-]	U <sub>i</sub> , Ángulo [deg]

(\*) Regulador de Tensión

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
**FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA**

---

**TESIS :** ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 138kV SAN GABÁN–MAZUKO Y 66kV MAZUKO–PUERTO MALDONADO Y SUBESTACIONES

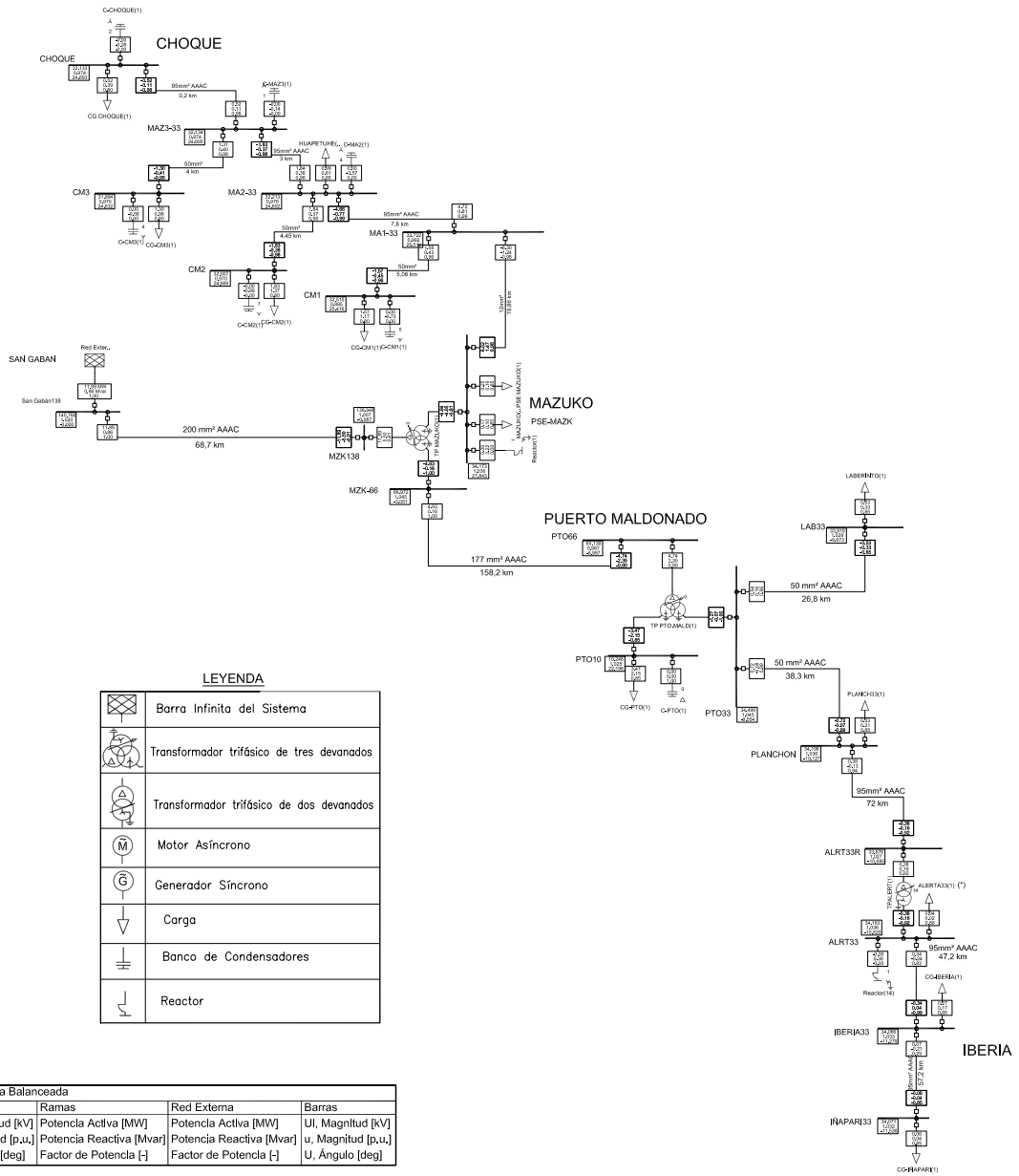
---

<b>FLANO :</b>	FLUJO DE CARGA AÑO 4: 2026 HP	<b>ANEXO N°</b>
----------------	----------------------------------	-----------------

---

<b>DIS. :</b> ELMER G. SULLCA ZAPATA	<b>REV. :</b> JOSÉ M. RABANAL ABANTO	<b>FECHA:</b> AGOSTO–2007
<b>APR. :</b> JOSÉ M. RABANAL ABANTO	<b>DIB. :</b> ELMER G. SULLCA ZAPATA	<b>ESCALA:</b> S/E

B.4.1



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
**FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA**

**TESIS :** ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 138kV SAN GABÁN–MAZUKO Y 66kV MAZUKO–PUERTO MALDONADO Y SUBESTACIONES

**PLANO :** FLUJO DE CARGA  
 AÑO 4: 2026 FP

**ANEXO N°**

**DIS. :** ELMER G. SULLCA ZAPATA **REV. :** JOSÉ M. RABANAL ABANTO **FECHA:** AGOSTO-2007  
**APR. :** JOSÉ M. RABANAL ABANTO **DIB. :** ELMER G. SULLCA ZAPATA **ESCALA:** S/E

**B.4.2**

### ANEXO 3.0

#### Cálculo por Pérdidas del Efecto Corona

Cuando el potencial de los conductores sobrepasa la rigidez dieléctrica del aire se producen pérdidas de energía debido a la ionización del medio circundante alrededor de los conductores como si el aire se hiciera conductor.

Tal efecto de los conductores aéreos es visible (sobre todo en la oscuridad) que tiene la forma de un aro luminoso, azulado de sección transversal circular (como una corona) por lo que se le denomina "Efecto Corona". Este fenómeno se puede apreciar de noche cuando nos encontramos próximos a una línea de transmisión larga y sobre todo cuando haya humedad en el ambiente.

Las pérdidas corona empiezan entonces cuando "la tensión crítica disruptiva"  $U_C$  es menor que la tensión máxima de la línea. La  $U_C$  se calcula según la fórmula de Peek, el cual aumenta con la tensión y depende asimismo de la distancia entre conductores y del diámetro del mismo.

#### Tensión crítica disruptiva:

$$U_C = 21,1\sqrt{3}m_c m_t r \delta \ln \frac{D}{r} \text{ kV}$$

Donde:

$m_c$	:	coeficiente de rugosidad (0,85)
$m_t$	:	coeficiente de lluvia (tiempo seco 1,0 y tiempo húmedo 0,8)
$\delta$	:	densidad relativa del aire (0,88)
$r$	:	radio del conductor (1,8 cm)
$D$	:	distancia media geométrica (460 cm)

Por lo tanto para tiempo seco:

$$U_C = 155,7 \text{ kV}$$

Y para tiempo húmedo:

$$U_C = 124,6 \text{ kV}$$

#### Pérdidas por efecto Corona 138 kV:

$$P_c = \frac{241}{\delta} (f + 25) \sqrt{\frac{r}{D} \left( \frac{U_{\max} - U_C}{\sqrt{3}} \right)^2} \cdot 10^{-5} \text{ kW/km / fase}$$

Donde:	$f$	:	frecuencia industrial (60 Hz)
	$U_{\max}$	:	tensión máxima de la línea (145kV)

Pérdida por efecto corona en cada fase es: 1,97 kW/km

Longitud de línea (67.6km)

Nº de fases (3)

Por lo tanto las perdidas totales por efecto corona son: **Pec = 399.516 kW**, el cual representa el 1,332 % de la capacidad de transmisión de la línea, indicador que se considera aceptable.

**ANEXO 2.4**  
**CÁLCULO DE CAPACIDAD TÉRMICA DE CÓNDUCTORES**  
**CONDUCTOR DE AAAC - 200 mm<sup>2</sup>**

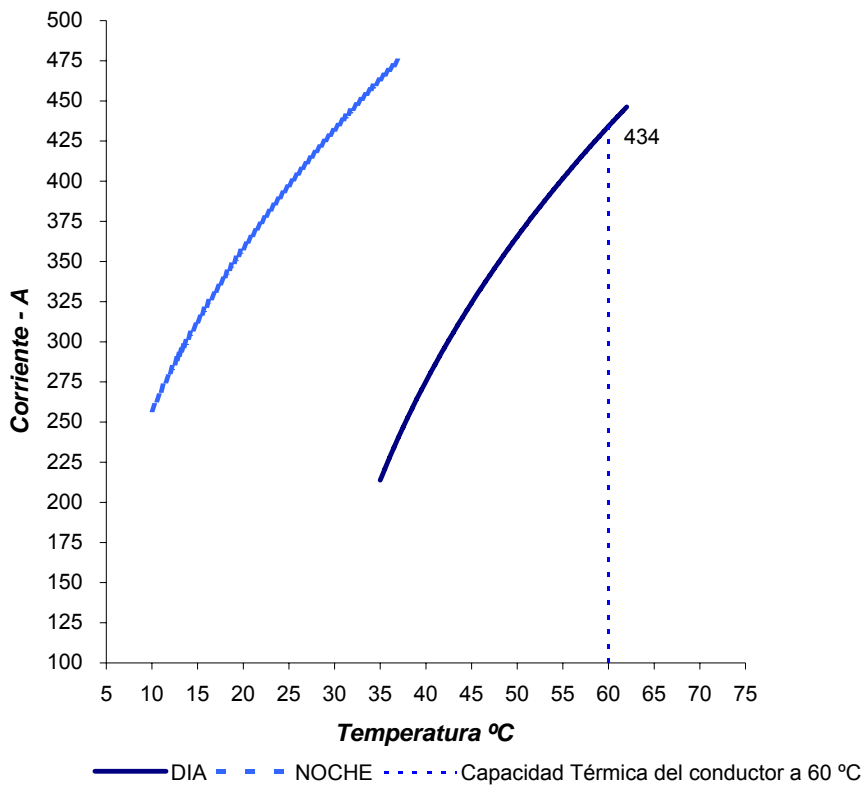
ITEM	DATOS GENERALES	UNIDAD	DIA	NOCHE
1	TIPO DE CONDUCTOR		AAAC	AAAC
2	SECCIÓN DEL CONDUCTOR	mm <sup>2</sup>	200	200
3	DIAMETRO DEL CONDUCTOR	mm	16,7958	16,7958
4	EMISITIVIDAD DEL CONDUCTOR		0,4	0,4
	0.23 CONDUCTOR NUEVO		0,4	
	0.91 CONDUCTOR NEGRO			
4	TEMP. INICIAL CONDUCTOR	°C	35,00	10
5	RESIST CONDUCTOR ( 20°C)	Ohm/km	0,1652	0,1652
6	COEF. ABSORCION SOLAR		0,3	0,3
	0.23 CONDUCTOR NUEVO			
	0.95 CONDUCTOR NEGRO			
7	ALTURA SOBRE EL NIVEL DEL MAR	m	1 600	1 600
8	VELOCIDAD TRANS. DEL VIENTO	km/hr	2,16	2,16
9	TEMPERATURA AMBIENTE	°C	25	0
10	AZIMUTH DE LA LINEA	Grados	330	330
11	LATITUD DE LA LINEA	Grados	133	13
12	HEMISFERIO (Norte=1, Sur=0)		0	0
13	FECHA	Mes-Dia	15-Jul	15-Jul
14	HORA DEL DIA (horas)		12	19
15	ALBEDO		0,8	0,1
	0.1 Para tierra			
	0.2 Para arena y hierba			
	0.8 Para hielo			
16	TIPO DE ATMOSFERA		4	4
	1=Excepcionalmente claro y seco			
	2=Excepcionalmente claro			
	3=Muy claro			
	4=Claro			
	5=Industrial			
<b>RESULTADOS PARCIALES</b>				
			DIA	NOCHE
(A)	DECLINACION SOLAR	Grados	23,4	
(B)	ALTITUD SOLAR ( H )	Grados	-18,9	
(C)	AZIMUTH DEL SOL	Grados	11,2	
(D)	ANGULO DE INCIDENCIA DEL SOL	Grados	44,6	
(E)	INTENSIDAD DE LA RADIACION			
	Por altitud ( ID )	W/M	900	
	Por tipo de dia ( Id )	W/M	100	
(F)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR ( R )	ohm/km	0,174	0,159
(G)	NUMERO DE REINOLDS ( Re )		519	603
(H)	PERDIDAS CONVECTIVAS ( Qc )	W/M	9,504	
(I)	CALOR RADIADO CONDUCTOR. ( Qr )	W/M	1,333	
(J)	CALOR IRRADIADO P/SOL ( Qs )		2,875	
(K)	<b>CORRIENTE CIRCULANTE ( I )</b>	<b>AMP</b>	<b>213,6</b>	<b>0,0</b>

**ANEXO 2.4**  
**CÁLCULO DE CAPACIDAD TÉRMICA DE CONDUCTORES**  
**CONDUCTOR DE AAAC - 200 mm<sup>2</sup>**  
**TEMPERATURA DEL CONDUCTOR VERSUS CORRIENTE CIRCULANTE**

DURANTE EL DIA							DURANTE LA NOCHE					
TEMP °C	R Ohm/km	Re Reinolds	Qc W/m	Qr W/m	Qs W/m	I A	TEMP °C	R Ohm/km	Re Reinolds	Qc W/m	Qr W/m	I A
35,00	0,174	519	9,50	1,33	2,88	214	10,00	0,159	603,35	9,53	1,03	258
35,50	0,174	518	9,98	1,40	2,88	221	10,50	0,160	602,41	10,01	1,08	264
36,00	0,175	518	10,45	1,47	2,88	228	11,00	0,160	601,47	10,49	1,14	270
36,50	0,175	517	10,93	1,54	2,88	234	11,50	0,160	600,53	10,96	1,19	276
37,00	0,175	516	11,40	1,62	2,88	241	12,00	0,160	599,60	11,44	1,25	281
37,50	0,176	515	11,88	1,69	2,88	247	12,50	0,161	598,67	11,91	1,30	287
38,00	0,176	515	12,35	1,76	2,88	253	13,00	0,161	597,74	12,39	1,36	292
38,50	0,176	514	12,83	1,83	2,88	259	13,50	0,161	596,81	12,87	1,42	298
39,00	0,176	513	13,30	1,90	2,88	264	14,00	0,162	595,88	13,34	1,47	303
39,50	0,177	513	13,78	1,98	2,88	270	14,50	0,162	594,96	13,82	1,53	308
40,00	0,177	512	14,25	2,05	2,88	275	15,00	0,162	594,04	14,30	1,59	313
40,50	0,177	511	14,73	2,12	2,88	281	15,50	0,163	593,12	14,77	1,64	318
41,00	0,178	510	15,20	2,20	2,88	286	16,00	0,163	592,20	15,25	1,70	323
41,50	0,178	510	15,68	2,27	2,88	291	16,50	0,163	591,29	15,72	1,76	327
42,00	0,178	509	16,15	2,35	2,88	296	17,00	0,163	590,38	16,20	1,82	332
42,50	0,179	508	16,63	2,42	2,88	301	17,50	0,164	589,47	16,68	1,88	337
43,00	0,179	507	17,10	2,50	2,88	306	18,00	0,164	588,56	17,15	1,94	341
43,50	0,179	507	17,57	2,57	2,88	310	18,50	0,164	587,65	17,63	1,99	346
44,00	0,179	506	18,05	2,65	2,88	315	19,00	0,165	586,75	18,10	2,05	350
44,50	0,180	505	18,52	2,73	2,88	320	19,50	0,165	585,85	18,58	2,11	354
45,00	0,180	505	19,00	2,80	2,88	324	20,00	0,165	584,95	19,05	2,17	358
45,50	0,180	504	19,47	2,88	2,88	329	20,50	0,165	584,05	19,53	2,23	363
46,00	0,181	503	19,95	2,96	2,88	333	21,00	0,166	583,15	20,01	2,30	367
46,50	0,181	502	20,42	3,03	2,88	337	21,50	0,166	582,26	20,48	2,36	371
47,00	0,181	502	20,90	3,11	2,88	341	22,00	0,166	581,37	20,96	2,42	375
47,50	0,182	501	21,37	3,19	2,88	346	22,50	0,167	580,48	21,43	2,48	379
48,00	0,182	500	21,84	3,27	2,88	350	23,00	0,167	579,59	21,91	2,54	383
48,50	0,182	500	22,32	3,35	2,88	354	23,50	0,167	578,71	22,38	2,60	386
49,00	0,182	499	22,79	3,43	2,88	358	24,00	0,168	577,82	22,86	2,67	390
49,50	0,183	498	23,27	3,51	2,88	362	24,50	0,168	576,94	23,33	2,73	394
50,00	0,183	497	23,74	3,59	2,88	366	25,00	0,168	576,06	23,81	2,79	398
50,50	0,183	497	24,22	3,67	2,88	369	25,50	0,168	575,19	24,29	2,86	401
51,00	0,184	496	24,69	3,75	2,88	373	26,00	0,169	574,31	24,76	2,92	405
51,50	0,184	495	25,16	3,83	2,88	377	26,50	0,169	573,44	25,24	2,98	409
52,00	0,184	495	25,64	3,92	2,88	381	27,00	0,169	572,57	25,71	3,05	412
52,50	0,185	494	26,11	4,00	2,88	384	27,50	0,170	571,70	26,19	3,11	416
53,00	0,185	493	26,59	4,08	2,88	388	28,00	0,170	570,83	26,66	3,18	419
53,50	0,185	493	27,06	4,16	2,88	391	28,50	0,170	569,97	27,14	3,24	422
54,00	0,185	492	27,53	4,25	2,88	395	29,00	0,171	569,10	27,61	3,31	426
54,50	0,186	491	28,01	4,33	2,88	398	29,50	0,171	568,24	28,09	3,38	429
55,00	0,186	490	28,48	4,42	2,88	402	30,00	0,171	567,38	28,56	3,44	432
55,50	0,186	490	28,96	4,50	2,88	405	30,50	0,171	566,52	29,04	3,51	436
56,00	0,187	489	29,43	4,59	2,88	409	31,00	0,172	565,67	29,51	3,58	439
56,50	0,187	488	29,90	4,67	2,88	412	31,50	0,172	564,82	29,99	3,64	442
57,00	0,187	488	30,38	4,76	2,88	415	32,00	0,172	563,96	30,46	3,71	445
57,50	0,188	487	30,85	4,84	2,88	418	32,50	0,173	563,11	30,94	3,78	448
58,00	0,188	486	31,33	4,93	2,88	422	33,00	0,173	562,27	31,41	3,85	452
58,50	0,188	486	31,80	5,02	2,88	425	33,50	0,173	561,42	31,89	3,92	455
59,00	0,188	485	32,27	5,11	2,88	428	34,00	0,174	560,58	32,36	3,99	458
59,50	0,189	484	32,75	5,19	2,88	431	34,50	0,174	559,74	32,84	4,06	461
60,00	0,189	484	33,22	5,28	2,88	434	35,00	0,174	558,90	33,31	4,13	464
60,50	0,189	483	33,70	5,37	2,88	437	35,50	0,174	558,06	33,79	4,20	467
61,00	0,190	482	34,17	5,46	2,88	440	36,00	0,175	557,22	34,26	4,27	470
61,50	0,190	482	34,64	5,55	2,88	443	36,50	0,175	556,39	34,74	4,34	473
62,00	0,190	481	35,12	5,64	2,88	446	37,00	0,175	555,56	35,21	4,41	475

**ANEXO 2.4  
CÁLCULO DE CAPACIDAD TÉRMICA DE CÓNDUCTORES  
CONDUCTOR DE AAAC - 200 mm<sup>2</sup>**

**GRÁFICA DE TEMPERATURA DEL CONDUCTOR VERSUS CORRIENTE CIRCULANTE  
EN EL DIA Y EN LA NOCHE**



Capacidad térmica del conductor a	60,00 °C =	434 A ; altura de 1600 msnm
-----------------------------------	------------	-----------------------------

**ANEXO 2.3**  
**CÁLCULO DE CAPACIDAD TÉRMICA DE CÓNDUCTORES**  
**CONDUCTOR DE AAAC - 120 mm<sup>2</sup>**

ITEM	DATOS GENERALES	UNIDAD	DIA	NOCHE
1	TIPO DE CONDUCTOR		AAAC	AAAC
2	SECCIÓN DEL CONDUCTOR	mm <sup>2</sup>	120	120
3	DIAMETRO DEL CONDUCTOR	mm	13,7669	13,7669
4	EMISITIVIDAD DEL CONDUCTOR		0,4	0,4
	0.23 CONDUCTOR NUEVO		0,4	
	0.91 CONDUCTOR NEGRO			
4	TEMP. INICIAL CONDUCTOR	°C	35,00	10
5	RESIST CONDUCTOR ( 20°C)	Ohm/km	0,264	0,264
6	COEF. ABSORCION SOLAR		0,3	0,3
	0.23 CONDUCTOR NUEVO			
	0.95 CONDUCTOR NEGRO			
7	ALTURA SOBRE EL NIVEL DEL MAR	m	1 600	1 600
8	VELOCIDAD TRANS. DEL VIENTO	km/hr	2,16	2,16
9	TEMPERATURA AMBIENTE	°C	25	0
10	AZIMUTH DE LA LINEA	Grados	330	330
11	LATITUD DE LA LINEA	Grados	133	13
12	HEMISFERIO (Norte=1,Sur=0)		0	0
13	FECHA	Mes-Dia	15-Jul	15-Jul
14	HORA DEL DIA (horas)		12	19
15	ALBEDO		0,8	0,1
	0.1 Para tierra			
	0.2 Para arena y hierba			
	0.8 Para hielo			
16	TIPO DE ATMOSFERA		4	4
	1=Excepcionalmente claro y seco			
	2=Excepcionalmente claro			
	3=Muy claro			
	4=Claro			
	5=Industrial			
<b>RESULTADOS PARCIALES</b>				
(A)	DECLINACION SOLAR	Grados	23,4	
(B)	ALTITUD SOLAR ( H )	Grados	-18,9	
(C)	AZIMUTH DEL SOL	Grados	11,2	
(D)	ANGULO DE INCIDENCIA DEL SOL	Grados	44,6	
(E)	INTENSIDAD DE LA RADIACION			
	Por altitud ( ID )	W/M	900	
	Por tipo de dia ( Id )	W/M	100	
(F)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR ( R )	ohm/km	0,279	0,254
(G)	NUMERO DE REINOLDS ( Re )		426	495
(H)	PERDIDAS CONVECTIVAS ( Qc )	W/M	8,597	
(I)	CALOR RADIADO CONDUCTOR. ( Qr )	W/M	1,093	
(J)	CALOR IRRADIADO P/SOL ( Qs )		2,357	
(K)	<b>CORRIENTE CIRCULANTE ( I )</b>	<b>AMP</b>	<b>162,2</b>	<b>0,0</b>

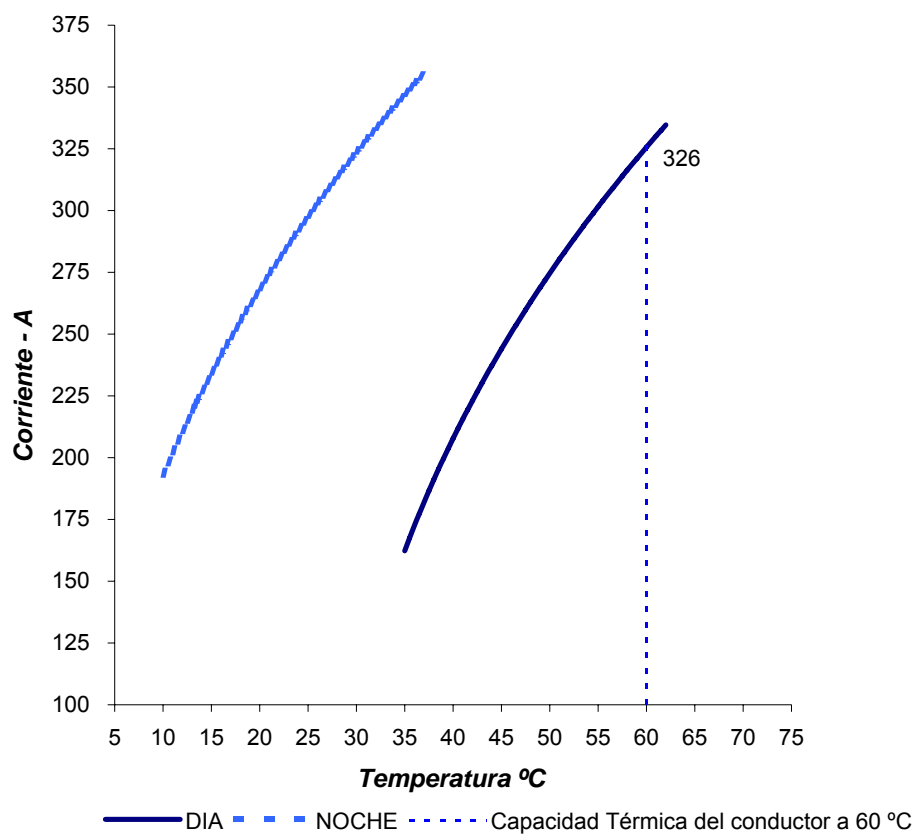


**ANEXO 2.3**  
**CÁLCULO DE CAPACIDAD TÉRMICA DE CÓNDUCTORES**  
**CONDUCTOR DE AAAC - 120 mm<sup>2</sup>**  
**TEMPERATURA DEL CONDUCTOR VERSUS CORRIENTE CIRCULANTE**

DURANTE EL DIA							DURANTE LA NOCHE					
TEMP °C	R Ohm/km	Re Reinolds	Qc W/m	Qr W/m	Qs W/m	I A	TEMP °C	R Ohm/km	Re Reinolds	Qc W/m	Qr W/m	I A
35,00	0,278	426	8,60	1,09	2,36	162	10,00	0,254	494,54	8,62	0,84	193
35,50	0,279	425	9,03	1,15	2,36	167	10,50	0,255	493,77	9,05	0,89	197
36,00	0,279	424	9,46	1,21	2,36	172	11,00	0,255	493,00	9,48	0,93	202
36,50	0,280	424	9,89	1,27	2,36	177	11,50	0,256	492,24	9,91	0,98	206
37,00	0,280	423	10,32	1,32	2,36	182	12,00	0,256	491,47	10,34	1,02	211
37,50	0,281	423	10,74	1,38	2,36	187	12,50	0,257	490,71	10,77	1,07	215
38,00	0,281	422	11,17	1,44	2,36	191	13,00	0,257	489,94	11,21	1,12	219
38,50	0,282	421	11,60	1,50	2,36	195	13,50	0,258	489,18	11,64	1,16	223
39,00	0,282	421	12,03	1,56	2,36	200	14,00	0,258	488,43	12,07	1,21	227
39,50	0,283	420	12,46	1,62	2,36	204	14,50	0,259	487,67	12,50	1,25	231
40,00	0,283	419	12,89	1,68	2,36	208	15,00	0,259	486,91	12,93	1,30	234
40,50	0,283	419	13,32	1,74	2,36	212	15,50	0,260	486,16	13,36	1,35	238
41,00	0,284	418	13,75	1,80	2,36	216	16,00	0,260	485,41	13,79	1,40	242
41,50	0,284	418	14,18	1,86	2,36	219	16,50	0,261	484,66	14,22	1,44	245
42,00	0,285	417	14,61	1,92	2,36	223	17,00	0,261	483,91	14,65	1,49	249
42,50	0,285	416	15,04	1,98	2,36	227	17,50	0,262	483,17	15,08	1,54	252
43,00	0,286	416	15,47	2,05	2,36	230	18,00	0,262	482,42	15,51	1,59	255
43,50	0,286	415	15,90	2,11	2,36	234	18,50	0,263	481,68	15,94	1,64	259
44,00	0,287	415	16,33	2,17	2,36	237	19,00	0,263	480,94	16,37	1,68	262
44,50	0,287	414	16,76	2,23	2,36	241	19,50	0,264	480,20	16,80	1,73	265
45,00	0,288	414	17,19	2,30	2,36	244	20,00	0,264	479,46	17,23	1,78	268
45,50	0,288	413	17,61	2,36	2,36	247	20,50	0,264	478,72	17,66	1,83	271
46,00	0,289	412	18,04	2,42	2,36	250	21,00	0,265	477,99	18,09	1,88	275
46,50	0,289	412	18,47	2,49	2,36	254	21,50	0,265	477,26	18,52	1,93	278
47,00	0,290	411	18,90	2,55	2,36	257	22,00	0,266	476,53	18,95	1,98	281
47,50	0,290	411	19,33	2,62	2,36	260	22,50	0,266	475,80	19,38	2,03	284
48,00	0,291	410	19,76	2,68	2,36	263	23,00	0,267	475,07	19,81	2,08	286
48,50	0,291	409	20,19	2,75	2,36	266	23,50	0,267	474,35	20,24	2,13	289
49,00	0,292	409	20,62	2,81	2,36	269	24,00	0,268	473,62	20,67	2,19	292
49,50	0,292	408	21,05	2,88	2,36	272	24,50	0,268	472,90	21,10	2,24	295
50,00	0,293	408	21,48	2,94	2,36	275	25,00	0,269	472,18	21,53	2,29	298
50,50	0,293	407	21,91	3,01	2,36	277	25,50	0,269	471,46	21,96	2,34	300
51,00	0,293	407	22,33	3,08	2,36	280	26,00	0,270	470,74	22,39	2,39	303
51,50	0,294	406	22,76	3,14	2,36	283	26,50	0,270	470,03	22,82	2,45	306
52,00	0,294	405	23,19	3,21	2,36	286	27,00	0,271	469,31	23,25	2,50	308
52,50	0,295	405	23,62	3,28	2,36	288	27,50	0,271	468,60	23,68	2,55	311
53,00	0,295	404	24,05	3,35	2,36	291	28,00	0,272	467,89	24,11	2,61	314
53,50	0,296	404	24,48	3,41	2,36	294	28,50	0,272	467,18	24,54	2,66	316
54,00	0,296	403	24,91	3,48	2,36	296	29,00	0,273	466,47	24,97	2,71	319
54,50	0,297	403	25,34	3,55	2,36	299	29,50	0,273	465,77	25,40	2,77	321
55,00	0,297	402	25,77	3,62	2,36	302	30,00	0,274	465,06	25,83	2,82	324
55,50	0,298	401	26,19	3,69	2,36	304	30,50	0,274	464,36	26,26	2,88	326
56,00	0,298	401	26,62	3,76	2,36	307	31,00	0,274	463,66	26,69	2,93	329
56,50	0,299	400	27,05	3,83	2,36	309	31,50	0,275	462,96	27,12	2,99	331
57,00	0,299	400	27,48	3,90	2,36	311	32,00	0,275	462,26	27,55	3,04	333
57,50	0,300	399	27,91	3,97	2,36	314	32,50	0,276	461,57	27,98	3,10	336
58,00	0,300	399	28,34	4,04	2,36	316	33,00	0,276	460,87	28,41	3,15	338
58,50	0,301	398	28,77	4,11	2,36	319	33,50	0,277	460,18	28,84	3,21	340
59,00	0,301	398	29,20	4,18	2,36	321	34,00	0,277	459,49	29,27	3,27	343
59,50	0,302	397	29,62	4,26	2,36	323	34,50	0,278	458,80	29,70	3,32	345
60,00	0,302	396	30,05	4,33	2,36	326	35,00	0,278	458,11	30,13	3,38	347
60,50	0,302	396	30,48	4,40	2,36	328	35,50	0,279	457,42	30,56	3,44	349
61,00	0,303	395	30,91	4,47	2,36	330	36,00	0,279	456,74	30,99	3,50	351
61,50	0,303	395	31,34	4,55	2,36	332	36,50	0,280	456,05	31,42	3,55	354
62,00	0,304	394	31,77	4,62	2,36	335	37,00	0,280	455,37	31,85	3,61	356

**ANEXO 2.3  
CÁLCULO DE CAPACIDAD TÉRMICA DE CÓNDUCTORES  
CONDUCTOR DE AAAC - 120 mm<sup>2</sup>**

**GRÁFICA DE TEMPERATURA DEL CONDUCTOR VERSUS CORRIENTE CIRCULANTE  
EN EL DIA Y EN LA NOCHE**



Capacidad térmica del conductor a	60,00 °C =	326 A ;	altura de 1600 msnm
-----------------------------------	------------	---------	---------------------

**ANEXO 2.2**  
**CÁLCULO DE CAPACIDAD TÉRMICA DE CÓNDUCTORES**  
**CONDUCTOR DE AAAC - 95 mm<sup>2</sup>**

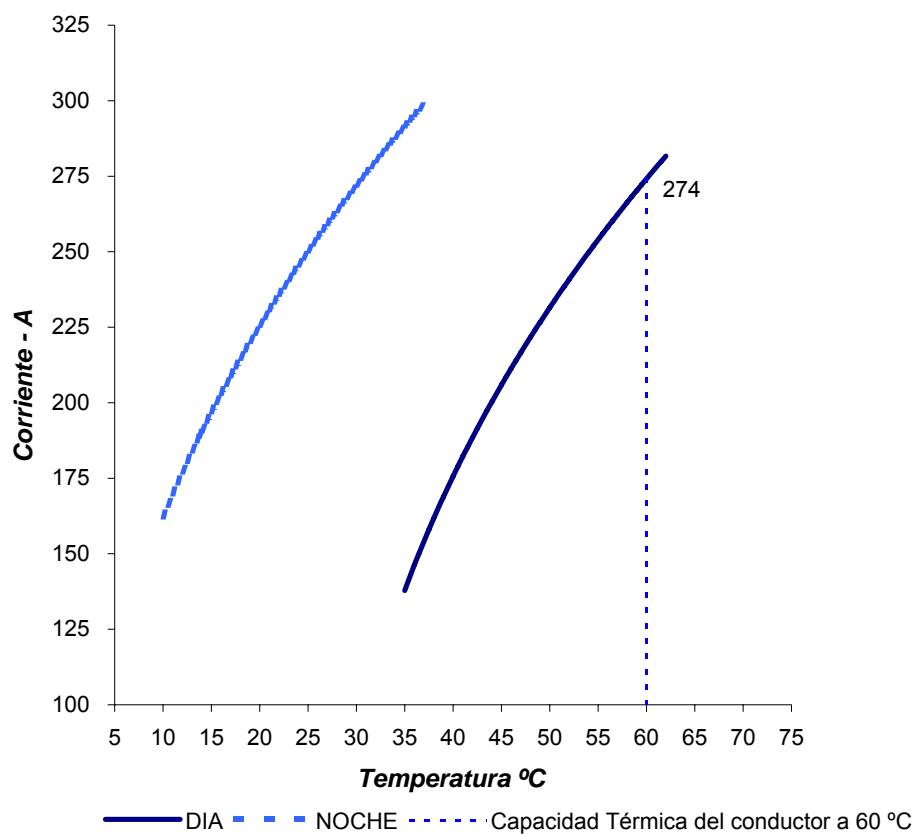
ITEM	DATOS GENERALES	UNIDAD	DIA	NOCHE
1	TIPO DE CONDUCTOR		AAAC	AAAC
2	SECCIÓN DEL CONDUCTOR	mm <sup>2</sup>	95	95
3	DIAMETRO DEL CONDUCTOR	mm	11,764	11,764
4	EMISITIVIDAD DEL CONDUCTOR		0,4	0,4
	0.23 CONDUCTOR NUEVO		0,4	
	0.91 CONDUCTOR NEGRO			
4	TEMP. INICIAL CONDUCTOR	°C	35,00	10
5	RESIST CONDUCTOR ( 20°C)	Ohm/km	0,3426	0,3426
6	COEF. ABSORCION SOLAR		0,3	0,3
	0.23 CONDUCTOR NUEVO			
	0.95 CONDUCTOR NEGRO			
7	ALTURA SOBRE EL NIVEL DEL MAR	m	1 600	1 600
8	VELOCIDAD TRANS. DEL VIENTO	km/hr	2,16	2,16
9	TEMPERATURA AMBIENTE	°C	25	0
10	AZIMUTH DE LA LINEA	Grados	330	330
11	LATITUD DE LA LINEA	Grados	133	13
12	HEMISFERIO (Norte=1, Sur=0)		0	0
13	FECHA	Mes-Dia	15-Jul	15-Jul
14	HORA DEL DIA (horas)		12	19
15	ALBEDO		0,8	0,1
	0.1 Para tierra			
	0.2 Para arena y hierba			
	0.8 Para hielo			
16	TIPO DE ATMOSFERA		4	4
	1=Excepcionalmente claro y seco			
	2=Excepcionalmente claro			
	3=Muy claro			
	4=Claro			
	5=Industrial			
<b>RESULTADOS PARCIALES</b>				
(A)	DECLINACION SOLAR	Grados	23,4	
(B)	ALTITUD SOLAR ( H )	Grados	-18,9	
(C)	AZIMUTH DEL SOL	Grados	11,2	
(D)	ANGULO DE INCIDENCIA DEL SOL	Grados	44,6	
(E)	INTENSIDAD DE LA RADIACION			
	Por altitud ( ID )	W/M	900	
	Por tipo de dia ( Id )	W/M	100	
(F)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR ( R )	ohm/km	0,362	0,330
(G)	NUMERO DE REINOLDS ( Re )		364	423
(H)	PERDIDAS CONVECTIVAS ( Qc )	W/M	7,943	
(I)	CALOR RADIADO CONDUCTOR. ( Qr )	W/M	0,934	
(J)	CALOR IRRADIADO P/SOL ( Qs )		2,014	
(K)	<b>CORRIENTE CIRCULANTE ( I )</b>	<b>AMP</b>	<b>137,7</b>	<b>0,0</b>

**ANEXO 2.2**  
**CÁLCULO DE CAPACIDAD TÉRMICA DE CÓNDUCTORES**  
**CONDUCTOR DE AAAC - 95 mm<sup>2</sup>**  
**TEMPERATURA DEL CONDUCTOR VERSUS CORRIENTE CIRCULANTE**

DURANTE EL DIA							DURANTE LA NOCHE					
TEMP °C	R Ohm/km	Re Reinolds	Qc W/m	Qr W/m	Qs W/m	I A	TEMP °C	R Ohm/km	Re Reinolds	Qc W/m	Qr W/m	I A
35,00	0,361	364	7,94	0,93	2,01	138	10,00	0,330	422,59	7,96	0,72	162
35,50	0,362	363	8,34	0,98	2,01	142	10,50	0,331	421,93	8,36	0,76	166
36,00	0,362	363	8,74	1,03	2,01	146	11,00	0,331	421,28	8,76	0,80	170
36,50	0,363	362	9,13	1,08	2,01	150	11,50	0,332	420,62	9,16	0,84	173
37,00	0,364	362	9,53	1,13	2,01	154	12,00	0,333	419,97	9,56	0,87	177
37,50	0,364	361	9,93	1,18	2,01	158	12,50	0,333	419,31	9,95	0,91	181
38,00	0,365	361	10,32	1,23	2,01	162	13,00	0,334	418,66	10,35	0,95	184
38,50	0,365	360	10,72	1,28	2,01	165	13,50	0,335	418,01	10,75	0,99	187
39,00	0,366	359	11,12	1,33	2,01	169	14,00	0,335	417,37	11,15	1,03	191
39,50	0,367	359	11,51	1,38	2,01	172	14,50	0,336	416,72	11,54	1,07	194
40,00	0,367	358	11,91	1,44	2,01	176	15,00	0,336	416,07	11,94	1,11	197
40,50	0,368	358	12,31	1,49	2,01	179	15,50	0,337	415,43	12,34	1,15	200
41,00	0,369	357	12,71	1,54	2,01	182	16,00	0,338	414,79	12,74	1,19	203
41,50	0,369	357	13,10	1,59	2,01	185	16,50	0,338	414,15	13,14	1,23	206
42,00	0,370	356	13,50	1,64	2,01	188	17,00	0,339	413,51	13,53	1,27	209
42,50	0,370	356	13,90	1,70	2,01	191	17,50	0,340	412,87	13,93	1,31	212
43,00	0,371	355	14,29	1,75	2,01	194	18,00	0,340	412,24	14,33	1,36	215
43,50	0,372	355	14,69	1,80	2,01	197	18,50	0,341	411,60	14,73	1,40	218
44,00	0,372	354	15,09	1,86	2,01	200	19,00	0,341	410,97	15,12	1,44	220
44,50	0,373	354	15,48	1,91	2,01	203	19,50	0,342	410,34	15,52	1,48	223
45,00	0,373	353	15,88	1,96	2,01	206	20,00	0,343	409,71	15,92	1,52	226
45,50	0,374	353	16,28	2,02	2,01	209	20,50	0,343	409,08	16,32	1,57	228
46,00	0,375	352	16,67	2,07	2,01	211	21,00	0,344	408,45	16,71	1,61	231
46,50	0,375	352	17,07	2,13	2,01	214	21,50	0,344	407,82	17,11	1,65	233
47,00	0,376	351	17,46	2,18	2,01	217	22,00	0,345	407,20	17,51	1,69	236
47,50	0,377	351	17,86	2,24	2,01	219	22,50	0,346	406,58	17,91	1,74	238
48,00	0,377	350	18,26	2,29	2,01	222	23,00	0,346	405,95	18,30	1,78	241
48,50	0,378	350	18,65	2,35	2,01	224	23,50	0,347	405,33	18,70	1,82	243
49,00	0,378	349	19,05	2,40	2,01	227	24,00	0,348	404,72	19,10	1,87	246
49,50	0,379	349	19,45	2,46	2,01	229	24,50	0,348	404,10	19,50	1,91	248
50,00	0,380	348	19,84	2,51	2,01	232	25,00	0,349	403,48	19,89	1,96	250
50,50	0,380	348	20,24	2,57	2,01	234	25,50	0,349	402,87	20,29	2,00	253
51,00	0,381	347	20,64	2,63	2,01	236	26,00	0,350	402,26	20,69	2,04	255
51,50	0,381	347	21,03	2,69	2,01	239	26,50	0,351	401,64	21,08	2,09	257
52,00	0,382	346	21,43	2,74	2,01	241	27,00	0,351	401,03	21,48	2,14	259
52,50	0,383	346	21,83	2,80	2,01	243	27,50	0,352	400,43	21,88	2,18	261
53,00	0,383	345	22,22	2,86	2,01	245	28,00	0,352	399,82	22,28	2,23	264
53,50	0,384	345	22,62	2,92	2,01	248	28,50	0,353	399,21	22,67	2,27	266
54,00	0,385	344	23,01	2,98	2,01	250	29,00	0,354	398,61	23,07	2,32	268
54,50	0,385	344	23,41	3,03	2,01	252	29,50	0,354	398,00	23,47	2,36	270
55,00	0,386	344	23,81	3,09	2,01	254	30,00	0,355	397,40	23,86	2,41	272
55,50	0,386	343	24,20	3,15	2,01	256	30,50	0,356	396,80	24,26	2,46	274
56,00	0,387	343	24,60	3,21	2,01	258	31,00	0,356	396,20	24,66	2,50	276
56,50	0,388	342	25,00	3,27	2,01	260	31,50	0,357	395,60	25,06	2,55	278
57,00	0,388	342	25,39	3,33	2,01	262	32,00	0,357	395,01	25,45	2,60	280
57,50	0,389	341	25,79	3,39	2,01	264	32,50	0,358	394,41	25,85	2,65	282
58,00	0,389	341	26,19	3,45	2,01	266	33,00	0,359	393,82	26,25	2,70	284
58,50	0,390	340	26,58	3,51	2,01	268	33,50	0,359	393,23	26,64	2,74	286
59,00	0,391	340	26,98	3,58	2,01	270	34,00	0,360	392,64	27,04	2,79	288
59,50	0,391	339	27,37	3,64	2,01	272	34,50	0,360	392,05	27,44	2,84	290
60,00	0,392	339	27,77	3,70	2,01	274	35,00	0,361	391,46	27,83	2,89	292
60,50	0,393	338	28,17	3,76	2,01	276	35,50	0,362	390,87	28,23	2,94	294
61,00	0,393	338	28,56	3,82	2,01	278	36,00	0,362	390,29	28,63	2,99	295
61,50	0,394	337	28,96	3,89	2,01	280	36,50	0,363	389,70	29,03	3,04	297
62,00	0,394	337	29,35	3,95	2,01	282	37,00	0,364	389,12	29,42	3,09	299

**ANEXO 2.2  
CÁLCULO DE CAPACIDAD TÉRMICA DE CÓNDUCTORES  
CONDUCTOR DE AAAC - 95 mm<sup>2</sup>**

**GRÁFICA DE TEMPERATURA DEL CONDUCTOR VERSUS CORRIENTE CIRCULANTE  
EN EL DIA Y EN LA NOCHE**



Capacidad térmica del conductor a	60,00 °C =	274 A ; altura de 1600 msnm
-----------------------------------	------------	-----------------------------

**ANEXO 2.1**  
**CÁLCULO DE CAPACIDAD TÉRMICA DE CÓNDUCTORES**  
**CONDUCTOR DE AAAC - 50 mm<sup>2</sup>**

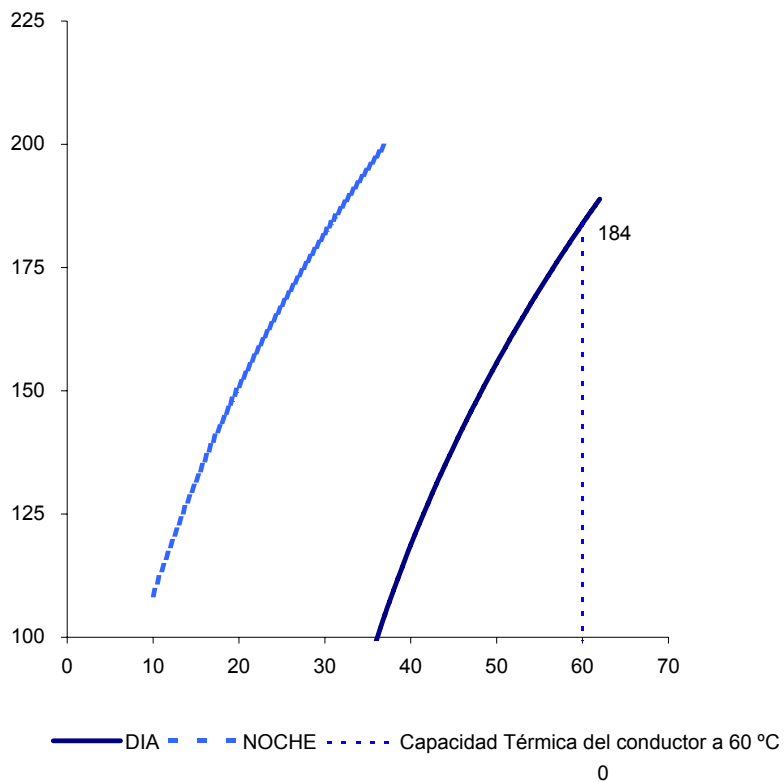
ITEM	DATOS GENERALES	UNIDAD	DIA	NOCHE
1	TIPO DE CONDUCTOR		AAAC	AAAC
2	SECCIÓN DEL CONDUCTOR	mm <sup>2</sup>	50	50
3	DIAMETRO DEL CONDUCTOR	mm	8,74603	8,74603
4	EMISITIVIDAD DEL CONDUCTOR		0,4	0,4
	0.23 CONDUCTOR NUEVO		0,4	
	0.91 CONDUCTOR NEGRO			
4	TEMP. INICIAL CONDUCTOR	°C	35,00	10
5	RESIST CONDUCTOR ( 20°C)	Ohm/km	0,6511	0,6511
6	COEF. ABSORCION SOLAR		0,3	0,3
	0.23 CONDUCTOR NUEVO			
	0.95 CONDUCTOR NEGRO			
7	ALTURA SOBRE EL NIVEL DEL MAR	m	1 600	1 600
8	VELOCIDAD TRANS. DEL VIENTO	km/hr	2,16	2,16
9	TEMPERATURA AMBIENTE	°C	25	0
10	AZIMUTH DE LA LINEA	Grados	330	330
11	LATITUD DE LA LINEA	Grados	133	13
12	HEMISFERIO (Norte=1, Sur=0)		0	0
13	FECHA	Mes-Dia	15-Jul	15-Jul
14	HORA DEL DIA (horas)		12	19
15	ALBEDO		0,8	0,1
	0.1 Para tierra			
	0.2 Para arena y hierba			
	0.8 Para hielo			
16	TIPO DE ATMOSFERA		4	4
	1=Excepcionalmente claro y seco			
	2=Excepcionalmente claro			
	3=Muy claro			
	4=Claro			
	5=Industrial			
<b>RESULTADOS PARCIALES</b>				
(A)	DECLINACION SOLAR	Grados	DIA 23,4	NOCHE
(B)	ALTITUD SOLAR ( H )	Grados	-18,9	
(C)	AZIMUTH DEL SOL	Grados	11,2	
(D)	ANGULO DE INCIDENCIA DEL SOL	Grados	44,6	
(E)	INTENSIDAD DE LA RADIACION			
	Por altitud ( ID )	W/M	900	
	Por tipo de dia ( Id )	W/M	100	
(F)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR ( R )	ohm/km	0,688	0,627
(G)	NUMERO DE REINOLDS ( Re )		270	314
(H)	PERDIDAS CONVECTIVAS ( Qc )	W/M	6,846	
(I)	CALOR RADIADO CONDUCTOR. ( Qr )	W/M	0,694	
(J)	CALOR IRRADIADO P/SOL ( Qs )		1,497	
(K)	<b>CORRIENTE CIRCULANTE ( I )</b>	<b>AMP</b>	<b>93,7</b>	<b>0,0</b>

**ANEXO 2.1**  
**CÁLCULO DE CAPACIDAD TÉRMICA DE CÓNDUCTORES**  
**CONDUCTOR DE AAAC - 50 mm<sup>2</sup>**  
**TEMPERATURA DEL CONDUCTOR VERSUS CORRIENTE CIRCULANTE**

DURANTE EL DIA							DURANTE LA NOCHE					
TEMP °C	R Ohm/km	Re Reinolds	Qc W/m	Qr W/m	Qs W/m	I A	TEMP °C	R Ohm/km	Re Reinolds	Qc W/m	Qr W/m	I A
35,00	0,686	270	6,85	0,69	1,50	94	10,00	0,628	314,18	6,86	0,54	109
35,50	0,687	270	7,19	0,73	1,50	97	10,50	0,629	313,69	7,20	0,56	111
36,00	0,689	270	7,53	0,77	1,50	99	11,00	0,630	313,20	7,55	0,59	114
36,50	0,690	269	7,87	0,80	1,50	102	11,50	0,631	312,71	7,89	0,62	116
37,00	0,691	269	8,22	0,84	1,50	105	12,00	0,632	312,23	8,23	0,65	119
37,50	0,692	268	8,56	0,88	1,50	107	12,50	0,634	311,74	8,58	0,68	121
38,00	0,693	268	8,90	0,92	1,50	110	13,00	0,635	311,26	8,92	0,71	123
38,50	0,694	268	9,24	0,95	1,50	112	13,50	0,636	310,77	9,26	0,74	125
39,00	0,696	267	9,58	0,99	1,50	114	14,00	0,637	310,29	9,60	0,77	128
39,50	0,697	267	9,93	1,03	1,50	117	14,50	0,638	309,81	9,95	0,80	130
40,00	0,698	267	10,27	1,07	1,50	119	15,00	0,639	309,33	10,29	0,83	132
40,50	0,699	266	10,61	1,11	1,50	121	15,50	0,641	308,85	10,63	0,86	134
41,00	0,700	266	10,95	1,14	1,50	123	16,00	0,642	308,38	10,98	0,89	136
41,50	0,701	265	11,29	1,18	1,50	125	16,50	0,643	307,90	11,32	0,92	138
42,00	0,703	265	11,64	1,22	1,50	127	17,00	0,644	307,43	11,66	0,95	140
42,50	0,704	265	11,98	1,26	1,50	129	17,50	0,645	306,95	12,00	0,98	142
43,00	0,705	264	12,32	1,30	1,50	131	18,00	0,646	306,48	12,35	1,01	144
43,50	0,706	264	12,66	1,34	1,50	133	18,50	0,648	306,01	12,69	1,04	146
44,00	0,707	263	13,00	1,38	1,50	135	19,00	0,649	305,54	13,03	1,07	147
44,50	0,709	263	13,35	1,42	1,50	137	19,50	0,650	305,07	13,37	1,10	149
45,00	0,710	263	13,69	1,46	1,50	139	20,00	0,651	304,60	13,72	1,13	151
45,50	0,711	262	14,03	1,50	1,50	140	20,50	0,652	304,13	14,06	1,16	153
46,00	0,712	262	14,37	1,54	1,50	142	21,00	0,653	303,66	14,40	1,20	154
46,50	0,713	262	14,71	1,58	1,50	144	21,50	0,655	303,20	14,74	1,23	156
47,00	0,714	261	15,06	1,62	1,50	146	22,00	0,656	302,73	15,09	1,26	158
47,50	0,716	261	15,40	1,66	1,50	147	22,50	0,657	302,27	15,43	1,29	160
48,00	0,717	260	15,74	1,70	1,50	149	23,00	0,658	301,81	15,77	1,32	161
48,50	0,718	260	16,08	1,74	1,50	151	23,50	0,659	301,35	16,11	1,36	163
49,00	0,719	260	16,42	1,79	1,50	152	24,00	0,660	300,89	16,46	1,39	164
49,50	0,720	259	16,76	1,83	1,50	154	24,50	0,662	300,43	16,80	1,42	166
50,00	0,721	259	17,11	1,87	1,50	156	25,00	0,663	299,97	17,14	1,45	167
50,50	0,723	259	17,45	1,91	1,50	157	25,50	0,664	299,51	17,48	1,49	169
51,00	0,724	258	17,79	1,95	1,50	159	26,00	0,665	299,06	17,83	1,52	171
51,50	0,725	258	18,13	2,00	1,50	160	26,50	0,666	298,60	18,17	1,55	172
52,00	0,726	258	18,47	2,04	1,50	162	27,00	0,668	298,15	18,51	1,59	174
52,50	0,727	257	18,82	2,08	1,50	163	27,50	0,669	297,70	18,85	1,62	175
53,00	0,728	257	19,16	2,13	1,50	165	28,00	0,670	297,25	19,20	1,65	176
53,50	0,730	256	19,50	2,17	1,50	166	28,50	0,671	296,80	19,54	1,69	178
54,00	0,731	256	19,84	2,21	1,50	168	29,00	0,672	296,35	19,88	1,72	179
54,50	0,732	256	20,18	2,26	1,50	169	29,50	0,673	295,90	20,22	1,76	181
55,00	0,733	255	20,52	2,30	1,50	171	30,00	0,675	295,45	20,57	1,79	182
55,50	0,734	255	20,87	2,34	1,50	172	30,50	0,676	295,00	20,91	1,83	183
56,00	0,735	255	21,21	2,39	1,50	173	31,00	0,677	294,56	21,25	1,86	185
56,50	0,737	254	21,55	2,43	1,50	175	31,50	0,678	294,11	21,59	1,90	186
57,00	0,738	254	21,89	2,48	1,50	176	32,00	0,679	293,67	21,93	1,93	187
57,50	0,739	254	22,23	2,52	1,50	177	32,50	0,680	293,23	22,28	1,97	189
58,00	0,740	253	22,57	2,57	1,50	179	33,00	0,682	292,79	22,62	2,00	190
58,50	0,741	253	22,92	2,61	1,50	180	33,50	0,683	292,35	22,96	2,04	191
59,00	0,743	253	23,26	2,66	1,50	181	34,00	0,684	291,91	23,30	2,08	193
59,50	0,744	252	23,60	2,70	1,50	183	34,50	0,685	291,47	23,65	2,11	194
60,00	0,745	252	23,94	2,75	1,50	184	35,00	0,686	291,03	23,99	2,15	195
60,50	0,746	251	24,28	2,80	1,50	185	35,50	0,687	290,60	24,33	2,18	196
61,00	0,747	251	24,62	2,84	1,50	186	36,00	0,689	290,16	24,67	2,22	198
61,50	0,748	251	24,97	2,89	1,50	188	36,50	0,690	289,73	25,01	2,26	199
62,00	0,750	250	25,31	2,94	1,50	189	37,00	0,691	289,29	25,36	2,30	200

**ANEXO 2.1  
CÁLCULO DE CAPACIDAD TÉRMICA DE CÓNDUCTORES  
CONDUCTOR DE AAAC - 50 mm<sup>2</sup>**

**GRÁFICA DE TEMPERATURA DEL CONDUCTOR VERSUS CORRIENTE CIRCULANTE  
EN EL DÍA Y EN LA NOCHE**



Capacidad térmica del conductor a	60,00 °C =	184 A ; altura de 1600 msnm
-----------------------------------	------------	-----------------------------



**ANEXO B.1.2  
PARAMETROS ELECTRICOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO  
LINEAS DE TRANSMISION**

Identificación de la Línea			Características Principales LT					Impedancias Unitarias reales (ohm/km)		
Extremos de Línea		C. Carga o Gener. (2)	Nº de Tensión	Tipo de Cond.	Secc. Nomin. mm²/AWG	Capacidad Térmica (Amp) (MVA)	Long. (km)	r ohm/km	x ohm/km	b nF/km
C.Carga o Gener. (1)	Tensión									
Central San Gaban	SE Mazuko 138 KV		138	AAAC	200	434	67.6	0,1830	0,4898	9,2344
SE Mazuko 66 KV	SE de Pto. Maldonado 66 KV		66	AAAC	200	434	158,0	0,1830	0,4250	9,6511
SSEE Mazuko 33 KV	Deriv. Sector Minero 1		33	AAAC	120	326	19,8	0,2925	0,4181	10,5366
Deriv. Sector Minero 1	Choque		33	AAAC	95	274	11,0	0,3796	0,4246	10,5623
Deriv. Sector Minero 1	Sector Minero 1		33	AAAC	50	184	5,1	0,7214	0,4423	10,1053
Huepetuhe	Sector Minero 2		33	AAAC	50	184	4,5	0,7214	0,4423	10,1053
Derivación Sector Minero 3	Sector Minero 3		33	AAAC	50	184	4,0	0,7214	0,4423	10,1053
SE de Pto. Maldonado 66 KV	Laberinto		33	AAAC	50	184	40,0	0,7214	0,4423	10,1053
SE de Pto. Maldonado 66 KV	Iberia		33	AAAC	95	274	157,5	0,3796	0,4246	10,5623
Iberia	Itapari		33	AAAC	50	184	57,2	0,7214	0,4423	10,1053

## **ANEXO C: INVERSIONES CON PROYECTO Y SIN PROYECTO**

### 1.0 Inversiones con Proyecto

- 1.1 Resumen General de Inversiones
- 1.2 Valor Referencial de Subestaciones de Potencia
  - 1.2.1 Ampliación de la S.E. San Gabán 138 kV
  - 1.2.2 Subestación Mazuko 138/66/33 kV-20/16/5 MVA
  - 1.2.3 Subestación Puerto Maldonado 66/33/10 kV-15/4/12 MVA
  - 1.2.4 Sistema de Comunicaciones
- 1.3 Valor Referencial de Líneas de Transmisión
  - 1.3.1 Línea de Transmisión San Gabán- Mazuko 138 kV-67,6 Km
  - 1.3.2 Línea de Transmisión Mazuko- Puerto Maldonado –Tramo I 66kV –26,8 km
  - 1.3.3 Línea de Transmisión Mazuko- Puerto Maldonado –Tramo II 66 kV –125,9 km
  - 1.3.4 Línea de Transmisión Mazuko- Puerto Maldonado –Tramo III 66 kV –5,3 km
- 1.4 Costos de Operación y Mantenimiento de Líneas y Subestaciones

### 2.0 Inversiones sin Proyecto

- 2.1 Inversiones Desagregadas de la Situación sin Proyecto “Generación Térmica Aislada”
- 2.2 Valor Referencial de Inversiones en Grupos Térmicos Nuevos – 2100kW
- 2.3 Resumen de Costos de Operación y Mantenimiento de La C.T. Puerto Maldonado
- 2.4 Resumen de Costos de Operación y Mantenimiento de La CT. Mazuko
- 2.5 Resumen de Costos de Operación y Mantenimiento de la CT. Huaypetuhe.

ANEXO Nº 1.1  
RESUMEN GENERAL DE INVERSIONES

ITEM	DESCRIPCIÓN	INVERSIONES			
		A precios Privados		A precios Sociales	
		US \$	S/.	US \$	S/.
<b>1</b>	<b>INTANGIBLES</b>	<b>106 400,00</b>	<b>346 864,00</b>	<b>106 400,00</b>	<b>346 864,00</b>
1,1	Actualización Estudio de Ingeniería Definitiva	80 000,00	260 800,00	80 000,00	260 800,00
1,2	Supervisión de los Estudios y Gastos Administrativos (8% de A)	6 400,00	20 864,00	6 400,00	20 864,00
1,3	Gestión y Expediente Técnico de Servidumbre	20 000,00	65 200,00	20 000,00	65 200,00
<b>2</b>	<b>INVERSIÓN EN ACTIVOS</b>	<b>10 789 063,14</b>	<b>35 172 345,84</b>	<b>10 512 359,16</b>	<b>34 270 290,85</b>
2,1	Línea 138 kV San Gabán-Mazuko-67,6 km-200 mm² AAAC	3 383 962,02	11 031 716,19	3 303 041,24	10 767 914,44
2,1,1	<b>Costos Directos</b>	<b>2 883 614,97</b>	<b>9 400 584,80</b>	<b>2 802 694,19</b>	<b>9 136 783,06</b>
	Suministro de Equipos y Materiales	1 452 081,16	4 733 784,56	1 371 160,38	4 469 982,84
	Montaje Electromecánico y Obras Civiles	1 315 367,32	4 288 097,46	1 315 367,32	4 288 097,46
	Transporte de Equipos y Materiales	116 166,49	378 702,76	116 166,49	378 702,77
2,1,2	<b>Costos Indirectos</b>	<b>500 347,05</b>	<b>1 631 131,38</b>	<b>500 347,05</b>	<b>1 631 131,38</b>
	Servidumbre (costo del terreno)	10 132,50	33 031,95	10 132,50	33 031,95
	Gastos Generales	288 361,50	940 058,49	288 361,50	940 058,49
	Utilidades	201 853,05	658 040,94	201 853,05	658 040,94
2,2	LT-66kV Mazk-Pto Mald-Tramo I- 26,8 km 200 mm² AAAC	1 072 724,85	3 497 083,02	1 046 923,83	3 412 971,67
2,2,1	<b>Costos Directos</b>	<b>913 652,01</b>	<b>2 978 505,56</b>	<b>887 850,99</b>	<b>2 894 394,21</b>
	Suministro de Equipos y Materiales	444 664,03	1 449 604,74	418 863,00	1 365 493,39
	Montaje Electromecánico y Obras Civiles	433 414,86	1 412 932,44	433 414,86	1 412 932,44
	Transporte de Equipos y Materiales	35 573,12	115 968,38	35 573,12	115 968,38
2,2,2	<b>Costos Indirectos</b>	<b>159 072,84</b>	<b>518 577,46</b>	<b>159 072,84</b>	<b>518 577,46</b>
	Servidumbre (costo del terreno)	3 752,00	12 231,52	3 752,00	12 231,52
	Gastos Generales	91 365,20	297 850,55	91 365,20	297 850,55
	Utilidades	63 955,64	208 495,39	63 955,64	208 495,39
2,3	LT-66kV Mazk-Pto Mald-Tramo II- 125,9 km 200 mm² AAAC	3 424 625,18	11 164 278,08	3 315 239,60	10 807 681,09
2,3,1	<b>Costos Directos</b>	<b>2 911 965,11</b>	<b>9 493 006,25</b>	<b>2 802 579,53</b>	<b>9 136 409,26</b>
	Suministro de Equipos y Materiales	1 564 217,10	5 099 347,75	1 454 831,52	4 742 750,76
	Montaje Electromecánico y Obras Civiles	1 245 442,01	4 060 140,94	1 245 442,01	4 060 140,94
	Transporte de Equipos y Materiales	102 306,00	333 517,56	102 306,00	333 517,56
2,3,2	<b>Costos Indirectos</b>	<b>512 660,07</b>	<b>1 671 271,83</b>	<b>512 660,07</b>	<b>1 671 271,83</b>
	Servidumbre (costo del terreno)	17 626,00	57 460,76	17 626,00	57 460,76
	Gastos Generales	291 196,51	949 300,62	291 196,51	949 300,62
	Utilidades	203 837,56	664 510,45	203 837,56	664 510,45
2,4	LT-66kV Mazk-Pto Mald-Tramo III- 5,3 km 200 mm² AAAC	226 330,13	737 836,21	220 796,80	719 797,57
2,4,1	<b>Costos Directos</b>	<b>190 726,61</b>	<b>621 768,74</b>	<b>185 193,28</b>	<b>603 730,10</b>
	Suministro de Equipos y Materiales	108 571,02	353 941,53	103 037,70	335 902,89
	Montaje Electromecánico y Obras Civiles	73 469,91	239 511,89	73 469,91	239 511,89
	Transporte de Equipos y Materiales	8 685,68	28 315,32	8 685,68	28 315,32
2,4,2	<b>Costos Indirectos</b>	<b>35 603,52</b>	<b>116 067,47</b>	<b>35 603,52</b>	<b>116 067,47</b>
	Servidumbre (costo del terreno)	3 180,00	10 366,80	3 180,00	10 366,80
	Gastos Generales	19 072,66	62 176,87	19 072,66	62 176,87
	Utilidades	13 350,86	43 523,80	13 350,86	43 523,80
2,5	Ampliación de la Subestación San Gabán 138 kV	229 482,9400	748 114,3900	226 228,9500	737 506,3800
2,5,1	<b>Costos Directos</b>	<b>183 318,75</b>	<b>597 619,13</b>	<b>180 064,76</b>	<b>587 011,12</b>
	Suministro de Equipos y Materiales	134 813,46	439 491,88	131 559,47	428 883,87
	Montaje Electromecánico	14 893,80	48 553,79	14 893,80	48 553,79
	Obras Civiles	22 826,41	74 414,10	22 826,41	74 414,10
	Transporte de Equipos y Materiales	10 785,08	35 159,36	10 785,08	35 159,36
2,5,2	<b>Costos Indirectos</b>	<b>46 164,19</b>	<b>150 495,26</b>	<b>46 164,19</b>	<b>150 495,26</b>
	Servidumbre (costo del terreno)	15 000,00	48 900,00	15 000,00	48 900,00
	Gastos Generales	18 331,88	59 761,93	18 331,88	59 761,93
	Utilidades	12 832,31	41 833,33	12 832,31	41 833,33
2,6	Subestación Mazuko 138/66/33 kV-20-26/12,3-16/8-10,5 MVA (ONAN/ONAF)	1 261 441,36	4 112 298,83	1 241 445,45	4 047 112,17
2,6,1	<b>Costos Directos</b>	<b>1 070 462,70</b>	<b>3 489 708,40</b>	<b>1 050 466,79</b>	<b>3 424 521,74</b>
	Suministro de Equipos y Materiales	849 528,21	2 769 461,96	829 532,30	2 704 275,30
	Montaje Electromecánico	55 541,12	181 064,05	55 541,12	181 064,05
	Obras Civiles	97 431,11	317 625,42	97 431,11	317 625,42
	Transporte de Equipos y Materiales	67 962,26	221 556,97	67 962,26	221 556,97
2,6,2	<b>Costos Indirectos</b>	<b>190 978,66</b>	<b>622 590,43</b>	<b>190 978,66</b>	<b>622 590,43</b>
	Servidumbre (costo del terreno)	9 000,00	29 340,00	9 000,00	29 340,00
	Gastos Generales	107 046,27	348 970,84	107 046,27	348 970,84
	Utilidades	74 932,39	244 279,59	74 932,39	244 279,59
2,7	Subestación Puerto Maldonado 66/33/10 kV-12,3-16/3,9-5/12,3-16 MVA (ONAN/ONAF)	829 308,54	2 703 545,85	816 058,12	2 660 349,48
2,7,1	<b>Costos Directos</b>	<b>708 810,72</b>	<b>2 310 722,95</b>	<b>695 560,30</b>	<b>2 267 526,58</b>
	Suministro de Equipos y Materiales	574 133,41	1 871 674,92	560 882,99	1 828 478,55
	Montaje Electromecánico	47 504,31	154 864,05	47 504,31	154 864,05
	Obras Civiles	41 242,33	134 450,00	41 242,33	134 450,00
	Transporte de Equipos y Materiales	45 930,67	149 733,98	45 930,67	149 733,98
2,7,2	<b>Costos Indirectos</b>	<b>120 497,82</b>	<b>392 822,90</b>	<b>120 497,82</b>	<b>392 822,90</b>
	Servidumbre (costo del terreno)	0,00	0,00	0,00	0,00
	Gastos Generales	70 881,07	231 072,29	70 881,07	231 072,29
	Utilidades	49 616,75	161 750,61	49 616,75	161 750,61
2,8	<b>Sistema de Comunicaciones</b>	<b>361 188,12</b>	<b>1 177 473,27</b>	<b>342 625,17</b>	<b>1 116 958,05</b>
2,8,1	<b>Costos Directos</b>	<b>308 707,79</b>	<b>1 006 387,40</b>	<b>290 144,84</b>	<b>945 872,18</b>
	Suministro de Equipos y Materiales	219 042,81	714 079,56	200 479,86	653 564,34
	Montaje de Equipos y Materiales	78 712,84	256 603,86	78 712,84	256 603,86
	Transporte de Equipos y Materiales	10 952,14	35 703,98	10 952,14	35 703,98
2,8,2	<b>Costos Indirectos</b>	<b>52 480,33</b>	<b>171 085,88</b>	<b>52 480,33</b>	<b>171 085,88</b>
	Gastos Generales	30 870,78	100 638,74	30 870,78	100 638,74
	Utilidades	21 609,55	70 447,13	21 609,55	70 447,13
3	<b>GASTOS PREOPERATIVOS</b>	<b>253 945,32</b>	<b>827 861,73</b>	<b>253 945,32</b>	<b>827 861,73</b>
3,1	Gastos financieros y de administración (0,5% de 2)	53 945,32	175 861,73	53 945,32	175 861,73
3,2	Supervisión de obra	200 000,00	652 000,00	200 000,00	652 000,00
4	<b>CAPITAL DE TRABAJO INICIAL</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
5	<b>IMPREVISTOS (5% de 2)</b>	<b>107 890,63</b>	<b>351 723,45</b>	<b>107 890,63</b>	<b>351 723,45</b>
6	<b>TOTAL DE INVERSIONES sin IGV</b>	<b>11 257 299,09</b>	<b>36 698 795,02</b>	<b>10 980 595,11</b>	<b>35 796 740,03</b>
	I.G.V. (19% Costo Total)	2 138 886,83	6 972 771,05	0,00	0,00
7	<b>COSTO TOTAL incluido I.G.V.</b>	<b>13 396 185,92</b>	<b>43 671 566,07</b>	<b>10 980 595,11</b>	<b>35 796 740,03</b>
	<b>COMPARACIÓN - SOC/PRIV</b>			<b>82%</b>	

**ANEXO N° 1.2.1**  
**VALOR REFERENCIAL SUBESTACIONES DE POTENCIA**  
**AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN SAN GABÁN 138 kV**

**PARTE 0 : RESUMEN DE INVERSIONES**

ITEM	DESCRIPCIÓN	INVERSIONES			
		A precios Privados		A precios Sociales	
		US \$	S/.	US \$	S/.
<b>1</b>	<b>Costos Directos</b>	<b>183 318,75</b>	<b>597 619,13</b>	<b>180 064,76</b>	<b>587 011,12</b>
1.1	Suministro de Equipos y Materiales	134 813,46	439 491,88	131 559,47	428 883,87
1.2	Montaje Electromecánico	14 893,80	48 553,79	14 893,80	48 553,79
1.3	Obras Civiles	22 826,41	74 414,10	22 826,41	74 414,10
1.4	Transporte de Equipos y Materiales	10 785,08	35 159,36	10 785,08	35 159,36
<b>2</b>	<b>Costos Indirectos</b>	<b>46 164,19</b>	<b>150 495,26</b>	<b>46 164,19</b>	<b>150 495,26</b>
2.1	Servidumbre (costo del terreno)	15 000,00	48 900,00	15 000,00	48 900,00
2.2	Gastos Generales	18 331,88	59 761,93	18 331,88	59 761,93
2.3	Utilidades	12 832,31	41 833,33	12 832,31	41 833,33
	<b>TOTAL</b>	<b>229 482,94</b>	<b>748 114,39</b>	<b>226 228,95</b>	<b>737 506,38</b>
	<b>INDICADORES TOTAL SIN IGV</b>	<b>\$/MVA</b>	<b>11 474,15</b>	<b>11 311,45</b>	
	<b>INDICADOR TOTAL CON IGV</b>	<b>\$/MVA</b>	<b>13 654,23</b>	<b>13 460,62</b>	

**ANEXO N° 1.2.1**  
**VALOR REFERENCIAL SUBESTACIONES DE POTENCIA**  
**AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN SAN GABÁN 138 kV**

**PARTE I : SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE EQUIPOS Y MATERIALES**

ITEM. N°	DESCRIPCIÓN	METRADO		C O S T O - U S \$			TOTAL	
		Unid.	Cant.	UNITARIO		Impuestos		Precios Sociales
				FOB o Local	CIF	Arancel + Desaduanaje	Privados	
<b>A</b>	<b>SUMINISTRO DE EQUIPOS Y MATERIALES</b>						<b>134 813,5</b>	<b>131 559,5</b>
<b>1.0</b>	<b>EQUIPOS PRINCIPALES</b>						<b>110 930,8</b>	<b>108 176,3</b>
1.1	Interruptor, 145 kV, 750 kV - BIL, 800 A, 25 kA, operación tripolar, incluye estructura soporte	u	1	35 500,0	37 807,5	4 064,3	41 871,8	40 832,1
1.2	Seccionador de línea, 145 kV, 750 kV - BIL, 800 A, incluye estructura soporte	u	1	9 000,0	9 585,0	1 030,4	10 615,4	10 351,8
1.3	Seccionador de Barra, 145 kV, 750 kV - BIL, 800 A, incluye estructura soporte	u	1	8 000,0	8 520,0	915,9	9 435,9	9 201,6
1.4	Transformador de corriente, 145 kV, 750 KVp (BIL), 300-100/1/1/1A, 2x30 VA-5P20,1x30 VA-cl.0.2, incluye estructura soporte	u	3	6 880,0	7 327,2	787,7	24 344,6	23 740,1
1.5	Transformador de tensión capacitivo, 145 kV, 750 kVp - BIL, 138 / √3 / 0,1 / √3 / 0,1 / √3 kV, 30 VA - 3P, 30 VA - Cl 0.2 incluye estructura soporte	u	3	5 170,0	5 506,1	591,9	18 293,9	17 839,6
1.6	Pararrayos 120 kV, 10 kA, clase 3, incluye estructura soporte y contador de descargas.	u	3	1 800,0	1 917,0	206,1	6 369,2	6 211,1
<b>2.0</b>	<b>EQUIPOS COMPLEMENTARIOS</b>		<b>12,60</b>				<b>23 882,7</b>	<b>23 383,2</b>
2.1	Control, Protección y Medición						16 748,7	16 332,8
2.1.1	Relé de Protección de Distancia (incluye funciones de protección y control)	u	1,00	12 000,00	12 780,0	1 373,9	14 153,9	13 802,4
2.1.2	Medidor Electrónico	u	1,00	1 200,00	1 278,0	137,4	1 415,4	1 380,2
2.1.3	Tablero Metálico para relés de protección y medidores	u	1,00	1 000,00	1 065,0	114,5	1 179,5	1 150,2
2.2	Cables de control	Cjto.	1	2 000,0	2 000,0	0,0	2 000,0	2 000,0
2.3	Conductor de AAAC, conectores aisladores						1 349,3	1 315,8
2.3.1	Cadena de Aisladores en Anclaje, 138 KV	Cjto.	3	110,00	117,2	12,6	389,2	379,6
2.3.2	Cadena de Aisladores en Suspensión, 138 KV	Cjto.	3	105,00	111,8	12,0	371,5	362,3
2.3.3	Conector conductor - conductor, para AAAC	u	6	28,00	29,8	3,2	198,2	193,2
2.3.4	Conectores para los equipos y conductor, para AAAC	u	30	40,00	42,6	4,6	1 415,4	1 380,2
2.3.5	Conductor de Aleación de Aluminio - 200 mm2	m	110	2,50	2,7	0,3	324,4	316,3
2.4	Red de tierra superficial						1 181,1	1 181,1
2.4.1	Interruptor en AT	Cjto.	2	99,6	99,6	0,0	199,3	199,3
2.4.2	Seccionador de línea en AT	Cjto.	2	91,1	91,1	0,0	182,3	182,3
2.4.3	Seccionador de Barra en AT	Cjto.	2	65,7	65,7	0,0	131,4	131,4
2.4.4	Transformador de medida en AT	Cjto.	6	64,2	64,2	0,0	385,3	385,3
2.4.5	Pararrayos en AT	Cjto.	6	38,8	38,8	0,0	232,9	232,9
2.4.6	Instalaciones Eléctricas	Cjto.	1	50,0	50,0	0,0	50,0	50,0
2.5	Pórticos y Estructuras						2 018,1	1 968,0
2.5.1	Columna de Acero Estructural, 11 m	u	2	1 134,94	1 208,7	129,9	2 677,3	2 610,8
2.5.2	Mástil para cable de guarda, 3 m	u	2	122,24	130,2	14,0	288,4	281,2
2.5.3	Viga de Acero Estructural, 12 m	u	1	907,64	966,6	103,9	1 070,6	1 040,0
2.6	Cable de Guarda						285,4	285,4
2.6.1	Cable de Acero Galvanizado de 51 mm2 tipo EHS	m	100	0,53	0,5	0,0	53,0	53,0
2.6.2	Grilete	u	8	11,52	11,5	0,0	92,2	92,2
2.6.3	Grapa de Anclaje	u	8	14,17	14,2	0,0	113,4	113,4
2.6.4	Clema de Puesta a Tierra	u	6	1,14	1,1	0,0	6,8	6,8
2.6.5	Plancha de acero galvanizado de 20 mm de espesor	u	4	5,00	5,0	0,0	20,0	20,0
2.7	Instalaciones Eléctricas	Cjto.	1	300,0	300,0	0,0	300,0	300,0
<b>B</b>	<b>TRANSPORTE DE EQUIPOS Y MATERIALES A LA ZONA DEL PROYECT</b>						<b>10 785,1</b>	<b>10 785,1</b>
	8% DE LOS COSTOS A PRECIOS PRIVADOS			8%	Privados		10 785,1	10 785,1
<b>TOTAL</b>							<b>145 598,54</b>	<b>142 344,55</b>

**PARTE II : MONTAJE ELECTROMECAÁNICO**

ITEM. N°	DESCRIPCIÓN	METRADO		C O S T O - U S \$			TOTAL	
		Unid.	Cant.	UNITARIO		Aranceles Y Desaduanaje	Prec. Priv	Prec. Soc.
				FOBI/OC	CIF			
<b>1.0</b>	<b>TRABAJOS PRELIMINARES</b>						<b>1 300,0</b>	<b>1 300,0</b>
1.1	Movilización y Desmovilización	Cjto.	1	800,0	800,0	0,0	800,0	800,0
1.2	Obras Provisionales	Cjto.	1	500,0	500,0	0,0	500,0	500,0
<b>2.0</b>	<b>MONTAJE DE EQUIPOS PRINCIPALES</b>						<b>4 993,8</b>	<b>4 993,8</b>
2.2.1	Interruptor, 145 kV, 750 kV - BIL, 800 A, 25 kA, operación tripolar, incluye estructura soporte	u	1	1 190,0	1 190,0	0,0	1 190,0	1 190,0
2.2.2	Seccionador de línea, 145 kV, 750 kV - BIL, 800 A, incluye estructura soporte	u	1	510,5	510,5	0,0	510,5	510,5
2.2.3	Seccionador de Barra, 145 kV, 750 kV - BIL, 800 A, incluye estructura soporte	u	1	384,9	384,9	0,0	384,9	384,9
2.2.4	Transformador de corriente, 145 kV, 750 KVp (BIL), 300-600/1/1/1A, 2x30 VA-5P20,1x30 VA-cl.0.2, incluye estructura soporte	u	3	299,9	299,9	0,0	899,7	899,7
2.2.5	Transformador de tensión capacitivo, 145 kV, 750 kVp - BIL, 138 / √3 / 0,1 / √3 / 0,1 / √3 kV, 30 VA - 3P, 30 VA - Cl 0.2 incluye estructura soporte	u	3	299,9	299,9	0,0	899,7	899,7
2.2.6	Pararrayos 120 kV, 10 kA, clase 3, incluye estructura soporte y contador de descargas.	u	6	184,8	184,8	0,0	1 108,9	1 108,9
<b>3.0</b>	<b>MONTAJE DE EQUIPOS COMPLEMENTARIOS</b>						<b>5 600,0</b>	<b>5 600,0</b>
3.1	Control, Protección y Medición	Cjto.	1	3 500,0	3 500,0	0,0	3 500,0	3 500,0
3.2	Cables de control	Cjto.	1	100,0	100,0	0,0	100,0	100,0
3.3	Conductor de AAAC, conectores aisladores	Cjto.	1	1 000,0	1 000,0	0,0	1 000,0	1 000,0
3.4	Red de tierra superficial	Cjto.	1	100,0	100,0	0,0	100,0	100,0
3.5	Pórticos y Estructuras	Cjto.	1	500,0	500,0	0,0	500,0	500,0
3.6	Cable de Guarda	Cjto.	1	300,0	300,0	0,0	300,0	300,0
3.7	Instalaciones Eléctricas	Cjto.	1	100,0	100,0	0,0	100,0	100,0
<b>4.0</b>	<b>PRUEBAS DE PUESTA EN SERVICIO</b>	Cjto.	<b>1,00</b>	<b>3 000,0</b>	<b>3 000,0</b>	<b>0,0</b>	<b>3 000,0</b>	<b>3 000,0</b>
<b>TOTAL</b>							<b>14 893,80</b>	<b>14 893,80</b>

**PARTE III : OBRAS CIVILES**

ITEM. N°	DESCRIPCIÓN	METRADO		C O S T O - U S \$			TOTAL	
		Unid.	Cant.	UNITARIO		Aranceles Y Desaduanaje	Prec. Priv	Prec. Soc.
				FOBI/OC	CIF			
<b>1.0</b>	<b>OBRAS CIVILES GENERALES</b>						<b>4 300,0</b>	<b>4 300,0</b>
1.1	Trabajos preliminares						2 000,0	2 000,0
	Excavación a Nivel de Subrasante							
	Trazo, nivelación y replanteo							
	Eliminación de material excedente, D > 1 m							
1.2	Sistema de Drenaje	Gib	1,00	800,0	800,0	0,0	800,0	800,0
1.3	Esparcido de Enripiado	Gib	1,00	1 500,0	1 500,0	0,0	1 500,0	1 500,0
<b>2.0</b>	<b>BASES DE EQUIPOS Y PORTICOS</b>						<b>10 245,5</b>	<b>10 245,5</b>
2.1	Base del Interruptor en 138 kV	Gib	1,00	1 189,2	1 189,2	0,0	1 189,2	1 189,2
2.2	Base del seccionadores en 138 kV	Gib	2,00	2 651,0	2 651,0	0,0	5 302,0	5 302,0
2.3	Base del Transformador de tensión 138 kV	Gib	3,00	239,0	239,0	0,0	717,0	717,0
2.4	Base del Transformador de corriente 138 kV	Gib	3,00	239,0	239,0	0,0	717,0	717,0
2.5	Base de pararrayos 138 kV	Gib	3,00	239,0	239,0	0,0	717,0	717,0
2.6	Base de Pórticos en 138 kV	Gib	2,00	801,6	801,6	0,0	1 603,2	1 603,2
<b>3.0</b>	<b>CANALETAS</b>						<b>8 280,9</b>	<b>8 280,9</b>
3.1	Canaletas típicas de 60 x 60 cm	m	45,00	102,4	102,4	0,0	4 608,9	4 608,9
3.2	Canaletas típicas de 120 x 60 cm	m	26,00	141,2	141,2	0,0	3 672,0	3 672,0
<b>TOTAL</b>							<b>22 826,41</b>	<b>22 826,41</b>

ANEXO N° 1.2.2  
VALOR REFERENCIAL SUBESTACIONES DE POTENCIA  
SUBESTACIÓN MAZUKO 138/66/33 KV-20-26/12.3-16/8-10.5 MVA (ONAN/ONAF)

PARTE 0 : RESUMEN DE INVERSIONES

ITEM	DESCRIPCIÓN	INVERSIONES			
		A precios Privados		A precios Sociales	
		US \$	S/.	US \$	S/.
<b>1</b>	<b>Costos Directos</b>	<b>1 070 462,70</b>	<b>3 489 708,40</b>	<b>1 050 466,79</b>	<b>3 424 521,74</b>
1.1	Suministro de Equipos y Materiales	849 528,21	2 769 461,96	829 532,30	2 704 275,30
1.2	Montaje Electromecánico	55 541,12	181 064,05	55 541,12	181 064,05
1.3	Obras Civiles	97 431,11	317 625,42	97 431,11	317 625,42
1.4	Transporte de Equipos y Materiales	67 962,26	221 556,97	67 962,26	221 556,97
<b>2</b>	<b>Costos Indirectos</b>	<b>190 978,66</b>	<b>622 590,43</b>	<b>190 978,66</b>	<b>622 590,43</b>
2.1	Servidumbre (costo del terreno)	9 000,00	29 340,00	9 000,00	29 340,00
2.2	Gastos Generales	107 046,27	348 970,84	107 046,27	348 970,84
2.3	Utilidades	74 932,39	244 279,59	74 932,39	244 279,59
	<b>TOTAL</b>	<b>1 261 441,36</b>	<b>4 112 298,83</b>	<b>1 241 445,45</b>	<b>4 047 112,17</b>
	<b>INDICADORES</b>		<b>\$/MVA</b>		<b>62 072,27</b>
	<b>INDICADOR TOTAL CON IGV</b>		<b>\$/MVA</b>		<b>73 866,00</b>

**ANEXO N° 1.2.2**  
**VALOR REFERENCIAL SUBESTACIONES DE POTENCIA**  
**SUBESTACIÓN MAZUKO 138/66/33 KV-20-26/12.3-16/8-10.5 MVA (ONAN/ONAF)**

**PARTE I : SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE EQUIPOS Y MATERIALES**

ITEM.	DESCRIPCIÓN	METRADO		C O S T O S \$				
				UNITARIO		Impuestos		TOTAL
				Unid.	Cant.	FOB o Local	CIF	Arancel
<b>A</b>	<b>SUMINISTRO DE EQUIPOS Y MATERIALES</b>						<b>849 528,2</b>	<b>829 532,3</b>
<b>1.0</b>	<b>EQUIPOS PRINCIPALES</b>						<b>757 201,5</b>	<b>738 399,6</b>
1.1	Transformador de potencia 138/66/33 kv, 20-26/12.3-16/8-10.5 MVA (ONAN/ONAF), Con transformadores de corriente en el bushing, incluye equipo y elementos de fijación, con regulación bajo carga	u	1	310 000,0	330 150,0	35 491,1	365 641,1	356 562,0
1.2	Celda de Línea-Transformador 138 kv						83 519,5	81 445,7
1.2.1	Interruptor, 145 kv, 750 kv - BIL, 800 A, 25 kA, operación tripolar, incluye estructura soporte	u	1	35 500,0	37 807,5	4 064,3	41 871,8	40 832,1
1.2.2	Seccionador de línea, 145 kv, 750 kv - BIL, 800 A, incluye estructura soporte	u	1	9 000,0	9 585,0	1 030,4	10 615,4	10 351,8
1.2.3	Transformador de tensión capacitivo, 145 kv, 750 kvP - BIL, 138 / √3 / 0,1 / √3 / 0,1 / √3 kv, 30 VA - 3P, 30 VA - Cl 0,2 incluye estructura soporte	u	3	5 170,0	5 506,1	591,9	18 293,9	17 839,6
1.2.4	Pararrayos 120 kv, 10 kA, clase 3, incluye estructura soporte y contador de descargas.	u	6	1 800,0	1 917,0	206,1	12 738,5	12 422,2
1.3	Celda de Línea-Transformador 60 kv						65 980,5	64 342,2
1.3.1	Interruptor, 72.5 kv, 450 kv - BIL, 800 A, 20 kA, operación tripolar, incluye estructura soporte	u	1	27 000,0	28 755,0	3 091,2	31 846,2	31 055,4
1.3.2	Seccionador de línea, 72.5 kv, 450 kv - BIL, 800 A, incluye estructura soporte	u	1	6 200,0	6 603,0	709,8	7 312,8	7 131,2
1.3.3	Transformador de tensión capacitivo, 72.5 kv, 450 kv - BIL, 60 / √3 / 0,1 / √3 / 0,1 / √3 kv, 30 VA - 3P, 30 VA - Cl 0,2 incluye estructura soporte	u	3	4 780,0	5 090,7	547,3	16 913,9	16 493,9
1.3.4	Pararrayos 60 kv, 10 kA, clase 3, incluye estructura soporte y contador de descargas.	u	6	1 400,0	1 491,0	160,3	9 907,7	9 661,7
1.4	Celda de Línea-Transformador 33 kv						174 310,6	169 982,3
1.4.1	Recloser Trifásico, 38 kv, 170 kvP (BIL), 560 A, 12,5 kA, con estructura soporte	u	1	13 980,0	14 888,7	1 600,5	16 489,2	16 079,8
1.4.2	Seccionador tripolar 38 kv, 170 kvP (BIL), 630 A, para instalar sobre viga	u	1	4 000,0	4 260,0	458,0	4 718,0	4 600,8
1.4.3	Seccionador Unipolar tipo cut-out 38 kv, 170 kvP (BIL), 300 A, para instalar en cruceta	u	9	345,0	367,4	39,5	3 662,3	3 571,4
1.4.4	Pararrayos 30 kv, 10 kA, clase 2, 170 kv-BIL incluye contador de descargas	u	3	600,0	639,0	68,7	2 123,1	2 070,4
1.4.5	Transformador de tensión inductivo, 38 kv, 170 kvP (BIL), 33+√3/0,1/√3/0,1+√3 kv, 30 VA-3P,30 VA-cl.0,2.	u	3	3 000,0	3 195,0	343,5	10 615,4	10 351,8
1.4.6	Pararrayos 30 kv, 10 kA, clase 1, 170 kv-BIL	u	3	340,0	362,1	38,9	1 203,1	1 173,2
1.5	Reactor de Compensación Reactiva Inductiva						67 749,8	66 067,5
1.5.1	Seccionador Fusible de Potencia 38 kv, 170 kvP (BIL), 600 A,	u	1	2 100,0	2 236,5	240,4	2 476,9	2 415,4
1.5.2	Pararrayos 30 kv, 10 kA, clase 1, 170 kv-BIL	u	1	340,0	362,1	38,9	401,0	391,1
1.5.3	Reactor 5 MVAR - 33 kv ±10%	u	1	55 000,0	58 575,0	6 296,8	64 871,8	63 281,0
<b>2.0</b>	<b>EQUIPOS COMPLEMENTARIOS</b>						<b>92 326,7</b>	<b>91 132,7</b>
2.1	Servicios Auxiliares						20 184,6	19 762,9
2.1.1	Transformador de servicios auxiliares 33/0,38-0,23 kv, 15 kVA, Dyn11, incluye equipo y accesorios de fijación	U	1	3 200,00	3 200,0	0,0	3 200,0	3 200,0
2.1.2	Banco de baterías, 220 Vcc, 100 A - h	U	1	800,00	852,0	91,6	943,6	920,2
2.1.3	Cargador y rectificador, 380Vca/220 Vcc, incluye equipamiento y acces.	U	1	10 500,00	11 182,5	1 202,1	12 384,6	12 077,1
2.1.4	Tablero de SS.AA. de 380/220 Vca y 220 Vcc	U	1	3 100,00	3 301,5	354,9	3 656,4	3 565,6
2.2	Control, Protección y Medición						39 384,3	38 406,3
2.2.1	Relé de Protección de Distancia (incluye funciones de protección y control)	u	2,00	12 000,00	12 780,0	1 373,9	28 307,7	27 604,8
2.2.2	Relé de Protección de Diferencial (incluye funciones de protección y control)	u	1,00	3 791,00	4 037,4	434,0	4 471,4	4 360,4
2.2.3	Medidor Electrónico	u	3,00	1 200,00	1 278,0	137,4	4 246,2	4 140,7
2.2.4	Tablero Metálico para relés de protección y medidores	u	2,00	1 000,00	1 065,0	114,5	2 359,0	2 300,4
2.3	Cables de control	Cjto.	1	8 000,0	8 000,0	0,0	8 000,0	8 000,0
2.4	Conductor de AAAC, conectores aisladores						4 917,6	4 795,5
2.4.1	Celda en 138 kv						2 698,7	2 631,7
	Cadena de Aisladores en Anclaje, 138 KV	Cjto.	3	110,00	117,2	12,6	389,2	379,6
	Cadena de Aisladores en Suspensión, 138 KV	Cjto.	3	105,00	111,8	12,0	371,5	362,3
	Conector conductor - conductor, para AAAC	u	6	28,00	29,8	3,2	198,2	192,4
	Conectores para los equipos y conductor, para AAAC	u	30	40,00	42,6	4,6	1 415,4	1 380,2
	Conductor de Aleación de Aluminio - 200 mm2	m	110	2,50	2,7	0,3	324,4	316,3
2.4.2	Celda en 60 kv						1 862,4	1 816,2
	Cadena de Aisladores en Anclaje, 60 KV	Cjto.	3	73,00	77,7	8,4	258,3	251,9
	Conector conductor - conductor, para AAAC	u	3	28,00	29,8	3,2	99,8	96,1
	Conectores para los equipos y conductor, para AAAC	u	27	40,00	42,6	4,6	1 273,8	1 242,2
	Conductor de Aleación de Aluminio - 200 mm2	m	100	1,96	2,1	0,2	231,2	225,4
2.4.3	Celda en 33 kv						356,5	347,6
	Cadena de Aisladores en Anclaje, 33 KV	Cjto.	3	59,00	62,8	6,8	208,8	203,6
	Conector conductor - conductor	u	3	15,00	16,0	1,7	53,1	51,8
	Conectores para los equipos y conductor	u	6	10,00	10,7	1,1	70,8	69,0
	Conductor de Aleación de Aluminio - 50 mm2	m	45	0,45	0,5	0,1	23,9	23,3
2.5	Red de tierra superficial						1 499,7	1 499,7
2.5.1	Transformador de potencia	Cjto.	1	100,0	100,0	0,0	100,0	100,0
2.5.2	Interruptor en AT	Cjto.	2	99,6	99,6	0,0	199,3	199,3
2.5.3	Seccionador de línea en AT	Cjto.	2	91,1	91,1	0,0	182,3	182,3
2.5.4	Transformador de medida en AT	Cjto.	6	64,2	64,2	0,0	385,3	385,3
2.5.5	Pararrayos en AT	Cjto.	6	38,8	38,8	0,0	232,9	232,9
2.5.6	Celda en 23 kv	Cjto.	1	150,0	150,0	0,0	150,0	150,0
2.5.7	SS.AA	Cjto.	1	100,0	100,0	0,0	100,0	100,0
2.5.8	Instalaciones Eléctricas	Cjto.	1	150,0	150,0	0,0	150,0	150,0
2.6	Red de tierra profunda						7 413,5	7 323,5
2.6.1	Conductor de cobre desnudo de 70 mm2	m	1 600	1,70	1,7	0,0	2 720,0	2 720,0
2.6.2	Molde de Soldadura	u	5	135,00	143,8	15,5	796,2	776,4
2.6.3	Soldadura tipo Cadweld	u	300	8,00	8,5	0,9	2 830,8	2 760,5
2.6.4	Caja de Registro	u	10	30,00	30,0	0,0	300,0	300,0
2.6.5	Pozos de Tierra	u	10	50,00	50,0	0,0	500,0	500,0
2.6.6	Electrodo de puesta a tierra	u	20	5,83	5,8	0,0	116,6	116,6
2.6.7	Conectores, grapas de fijación	Glob.	1	150,00	150,0	0,0	150,0	150,0
2.7	Pórticos y Estructuras						7 519,3	7 341,5
2.7.1	Celda en 138 kv						4 036,2	3 936,0
	Columna de Acero Estructural, 11 m	u	2	1 134,94	1 208,7	129,9	2 677,3	2 610,8
	Mástil para cable de guarda, 3 m	u	2	122,24	130,2	14,0	288,4	281,2
	Viga de Acero Estructural, 12 m	u	1	907,64	966,6	103,9	1 070,6	1 044,0
2.7.2	Celda en 60 kv						2 875,4	2 804,0
	Columna de Acero Estructural, 8 m	u	2	818,69	871,9	93,7	1 931,3	1 883,3
	Mástil para cable de guarda, 2,5 m	u	2	101,04	107,6	11,6	238,4	232,4
	Viga de Acero Estructural, 8 m	u	1	598,36	637,3	68,5	705,8	688,2
2.7.3	Celda en 33 kv						607,7	601,5
	Poste de concreto de 12 m de altura	u	2	180,00	180,0	0,0	360,0	360,0
	Cruceleta de madera de 5 m de longitud	u	2	105,00	111,8	12,0	247,7	241,5
2.8	Cable de Guarda						570,7	570,7
2.8.1	Cable de Acero Galvanizado de 51 mm2 tipo EHS	m	200	0,53	0,5	0,0	106,0	106,0
2.8.2	Grillete	u	16	11,52	11,5	0,0	184,3	184,3
2.8.3	Grapa de Anclaje	u	16	14,17	14,2	0,0	226,7	226,7
2.8.4	Clema de Puesta a Tierra	u	12	1,14	1,1	0,0	13,7	13,7
2.8.5	Plancha de acero galvanizado de 20 mm de espesor	u	8	5,00	5,0	0,0	40,0	40,0
2.9	Instalaciones Eléctricas						2 837,0	3 432,6
2.9.1	Postes y Pastorales						820,0	2 038,4
	Postes de Concreto Centrifugado de 8 m	U	8	75,00	75,0	0,0	600,0	600,0
	Pastoral doble de Concreto 0,5/0,25/125	U	4	30,00	30,0	0,0	120,0	120,0
	Pastoral Simple de Concreto 1,3/0,9/165	U	4	25,00	25,0	0,0	100,0	100,0
2.9.2	Alumbrado Normal y de Emergencia						1 232,0	1 218,4
	Artefacto de alumbrado exterior con lampara de vapor de Na 250 W incluye equipo de encendido	U	12	56,87	56,9	0,0	682,4	682,4
	Reflectores con lampara de vapor de sodio de 250 W, a 7 m SNPT incluye equipo de encendido	U	6	38,83	41,4	4,4	274,8	268,0
	Artefacto de iluminación de emergencia con lampara de 100 W	U	6	38,83	41,4	4,4	274,8	268,0
2.9.3	Tomacorrientes	Glb	1	120,00	120,0	0,0	120,0	120,0
2.9.4	Cables de Fuerza	Glb	1	1 450,00	1 450,0	0,0	1 450,0	1 450,0
<b>B</b>	<b>TRANSPORTE DE EQUIPOS Y MATERIALES A LA ZONA DEL PROYECTO</b>						<b>67 962,3</b>	<b>67 962,3</b>
	8% DE LOS COSTOS A PRECIOS PRIVADOS			8%	Privados		<b>67 962,3</b>	<b>67 962,3</b>
	<b>TOTAL</b>						<b>917 490,46</b>	<b>897 494,55</b>

**ANEXO N° 1.2.2**  
**VALOR REFERENCIAL SUBESTACIONES DE POTENCIA**  
**SUBESTACIÓN MAZUKO 138/66/33 KV-20-26/12.3-16/8-10.5 MVA (ONAN/ONAF)**

**PARTE II : MONTAJE ELECTROMECHANICO**

ITEM. Nº	DESCRIPCIÓN	METRADO		C O S T O - U S \$					
		Unid.	Cant.	UNITARIO	UNITARIO	Aranceles Y		TOTAL	
				FOBI/LOC	CIF	Desaduanje	Prec. Priv	Prec. Soc	
<b>1.0</b>	<b>TRABAJOS PRELIMINARES</b>								
1.1	Movilización y Desmovilización	Cjto.	1	2 500,0	2 500,0	0,0	10 000,0	10 000,0	
1.2	Obras Provisionales	Cjto.	1	7 500,0	7 500,0	0,0	7 500,0	7 500,0	
<b>2.0</b>	<b>MONTAJE DE EQUIPOS PRINCIPALES</b>						<b>28 738,4</b>	<b>28 738,4</b>	
2.1	Transformador de potencia 138/66/33 kv, 20-26/12.3-16/8-10.5 MVA (ONAN/ONAF), Con transformadores de corriente en el bushing, incluye equipo y elementos de fijación, con regulación bajo carga	u	1	14 634,8	14 634,8	0,0	14 634,8	14 634,8	
2.2	Celda de Línea-Transformador 138 kv						3 709,2	3 709,2	
2.2.1	Interruptor, 145 kv, 750 kv - BIL, 800 A, 25 kA, operación tripolar, incluye estructura soporte	u	1	1 190,0	1 190,0	0,0	1 190,0	1 190,0	
2.2.2	Seccionador de línea, 145 kv, 750 kv - BIL, 800 A, incluye estructura soporte	u	1	510,5	510,5	0,0	510,5	510,5	
2.2.4	Transformador de tensión capacitivo, 145 kv, 750 kvP - BIL, 138 / √3 / 0,1 / √3 / 0,1 / √3 kv, 30 VA - 3P, 30 VA - CI 0,2 incluye estructura soporte	u	3	299,9	299,9	0,0	899,7	899,7	
2.2.5	Pararrayos 120 kv, 10 kA, clase 3, incluye estructura soporte y contador de descargas.	u	6	184,8	184,8	0,0	1 108,9	1 108,9	
2.3	Celda de Línea-Transformador 60 kv						3 102,8	3 102,8	
2.3.1	Interruptor, 72.5 kv, 450 kv - BIL, 800 A, 20 kA, operación tripolar, incluye estructura soporte	u	1	1 009,2	1 009,2	0,0	1 009,2	1 009,2	
2.3.2	Seccionador de línea, 72.5 kv, 450 kv - BIL, 800 A, incluye estructura soporte	u	1	384,9	384,9	0,0	384,9	384,9	
2.3.4	Transformador de tensión capacitivo, 72.5 kv, 450 kv - BIL, 60 / √3 / 0,1 / √3 / 0,1 / √3 kv, 30 VA - 3P, 30 VA - CI 0,2 incluye estructura soporte	u	3	249,9	249,9	0,0	749,7	749,7	
2.3.5	Pararrayos 60 kv, 10 kA, clase 3, incluye estructura soporte y contador de descargas.	u	6	159,8	159,8	0,0	959,0	959,0	
2.4	Celda de Línea-Transformador 33 kv						786,5	786,5	
2.4.1	Recloser Trifásico, 36 kv, 170 kvP (BIL), 560 A, 12,5 kA, con estructura soporte	u	1	266,0	266,0	0,0	266,0	266,0	
2.4.2	Seccionador tripolar 36 kv, 170 kvP (BIL), 630 A, para instalar sobre viga	u	1	127,7	127,7	0,0	127,7	127,7	
2.4.3	Seccionador Unipolar tipo cut-out 36 kv, 170 kvP (BIL), 300 A, para instalar sobre viga	u	6	26,5	26,5	0,0	158,8	158,8	
2.4.4	Pararrayos 30 kv, 10 kA, clase 2, 170 kv-BIL incluye contador de descargas	u	3	25,7	25,7	0,0	77,0	77,0	
2.4.5	Transformador de tensión inductivo, 36 kv, 170 kvP (BIL), 33+√3/0,1+√3/0,1+√3 kv, 30 VA-3P,30 VA-cl.0.2.	u	3	26,7	26,7	0,0	80,0	80,0	
2.4.6	Pararrayos 21 kv, 10 kA, clase 1, 170 kv-BIL	u	3	25,7	25,7	0,0	77,0	77,0	
2.5	Reactor de Compensación Reactiva Inductiva						6 505,0	6 505,0	
2.5.1	Seccionador Fusible de Potencia 38 kv, 170 kvP (BIL), 600 A,	u	1	266,0	266,0	0,0	266,0	266,0	
2.5.2	Pararrayos 30 kv, 10 kA, clase 1, 170 kv-BIL	u	3	25,7	25,7	0,0	77,0	77,0	
2.5.3	Reactor 5 MVAR -33 kv ±10%	u	1	6 162,0	6 162,0	0,0	6 162,0	6 162,0	
<b>3.0</b>	<b>MONTAJE DE EQUIPOS COMPLEMENTARIOS</b>						<b>11 802,7</b>	<b>11 802,7</b>	
3.1	Servicios Auxiliares	U	1	145,50	145,5	0,0	1 302,7	1 302,7	
3.3.1	Transformador de servicios auxiliares 33 /0,38-0,23 kv, 15 kVA, Dyn11, incluye equipo y accesorios de fijación	U	1	532,91	532,9	0,0	532,9	532,9	
3.3.2	Banco de baterías, 220 Vcc, 100 A - h	U	1	283,07	283,1	0,0	283,1	283,1	
3.3.3	Cargador y rectificador, 380Vca/220 Vcc, incluye equipamiento y acces.	U	1	341,21	341,2	0,0	341,2	341,2	
3.3.4	Tablero de SS.AA. de 380/220 Vca y 220 Vcc	U	1						
3.2	Control, Protección y Medición	Cjto.	1	5 500,0	5 500,0	0,0	5 500,0	5 500,0	
3.3	Cables de control	Cjto.	1	300,0	300,0	0,0	300,0	300,0	
3.4	Conductor de AAC, conectores aisladores	Cjto.	1	1 500,0	1 500,0	0,0	1 500,0	1 500,0	
3.5	Red de tierra superficial	Cjto.	1	200,0	200,0	0,0	200,0	200,0	
3.6	Red de tierra profunda	Cjto.	1	1 000,0	1 000,0	0,0	1 000,0	1 000,0	
3.7	Pórticos y Estructuras	Cjto.	1	1 000,0	1 000,0	0,0	1 000,0	1 000,0	
3.8	Cable de Guarda	Cjto.	1	600,0	600,0	0,0	600,0	600,0	
3.9	Instalaciones Eléctricas	Cjto.	1	400,0	400,0	0,0	400,0	400,0	
<b>4.0</b>	<b>PRUEBAS DE PUESTA EN SERVICIO</b>	Cjto.	<b>1,00</b>	<b>5 000,0</b>	<b>5 000,0</b>	<b>0,0</b>	<b>5 000,0</b>	<b>5 000,0</b>	
<b>TOTAL</b>								<b>55 541,12</b>	<b>55 541,12</b>

**PARTE III : OBRAS CIVILES**

ITEM. Nº	DESCRIPCIÓN	METRADO		C O S T O - U S \$					
		Unid.	Cant.	UNITARIO	UNITARIO	Aranceles Y		TOTAL	
				FOBI/LOC	CIF	Desaduanje	Prec. Priv	Prec. Soc	
<b>1.0</b>	<b>OBRAS CIVILES GENERALES</b>								
1.1	Trabajos preliminares	Glb	1,00	6 000,00	6 000,0	0,0	53 700,0	53 700,0	
	Roca y Limpieza						6 000,0	6 000,0	
	Excavación a Nivel de Subrasante								
	Trazo, nivelación y replanteo								
	Eliminación de material excedente, D > 1 km								
1.2	Cerco Perimétrico	Glb	1,00	30 000,0	30 000,0	0,0	30 000,0	30 000,0	
	Muro de Ladrillo KK Tipo I, con columnas y puerta metálica para ingreso vehicular y peatonal								
1.3	Sistema de Drenaje	Glb	1,00	5 000,0	5 000,0	0,0	5 000,0	5 000,0	
1.4	Instalaciones Sanitarias Exteriores	Glb	1,00	5 000,0	5 000,0	0,0	5 000,0	5 000,0	
	Cisterna, Pozo Séptico, Red de Agua y Desague, cajas de registro								
1.5	Acceso y Pistas Interiores	Glb	1,00	3 200,0	3 200,0	0,0	3 200,0	3 200,0	
	Afirmado para pistas interiores y para accesos								
1.6	Esparcido de Enripiado	Glb	1,00	4 500,0	4 500,0	0,0	4 500,0	4 500,0	
<b>2.0</b>	<b>EDIFICIO DE CONTROL</b>						<b>14 183,9</b>	<b>14 183,9</b>	
2.1	Trabajos preliminares								
	Trazo, nivelación y replanteo preliminar	m <sup>2</sup>	105,00	0,5	0,5	0,0	52,5	52,5	
2.2	Movimiento de tierra	Glb	1,00	150,0	150,0	0,0	150,0	150,0	
2.3	Concreto simple								
	Cimientos Corridos f'c=10 Mpa + 30% P.G.	m <sup>3</sup>	27,90	35,2	35,2	0,0	982,1	982,1	
	Sobrecimientos f'c=14 Mpa + 25% P.M.	m <sup>3</sup>	2,79	91,4	91,4	0,0	254,9	254,9	
	Falso piso f'c = 10Mpa, e = 100 mm.	m <sup>2</sup>	95,69	5,9	5,9	0,0	561,7	561,7	
	Veredas f'c=14 Mpa inc. Encofrado	m <sup>2</sup>	61,61	9,0	9,0	0,0	552,0	552,0	
2.4	Concreto armado								
	Columnas f'c=20 Mpa	m <sup>3</sup>	1,94	250,9	250,9	0,0	486,7	486,7	
	Vigas f'c=20 Mpa	m <sup>3</sup>	4,36	203,4	203,4	0,0	886,6	886,6	
	Losas aligeradas f'c=20 Mpa	m <sup>2</sup>	105,00	17,1	17,1	0,0	1 794,5	1 794,5	
	Canaletas f'c=20 Mpa	m <sup>3</sup>	4,70	221,9	221,9	0,0	1 043,0	1 043,0	
2.5	Acabados								
	Muro ladrillo de arcilla, Soga (inc. acabado)	m <sup>2</sup>	123,97	19,8	19,8	0,0	2 458,2	2 458,2	
	Cieloraso y cobertura con ladrillo pastelerero	m <sup>2</sup>	105,00	12,4	12,4	0,0	1 297,2	1 297,2	
	Piso de cemento pulido	m <sup>2</sup>	95,69	6,7	6,7	0,0	636,4	636,4	
	Puertas y ventanas de madera	m <sup>2</sup>	32,30	46,8	46,8	0,0	1 511,3	1 511,3	
2.6	Instalaciones electricas								
	Salida de luz y tomocorriente	Und.	8,00	19,0	19,0	0,0	151,6	151,6	
	Artefactos de iluminación	Und.	7,00	108,1	108,1	0,0	757,0	757,0	
	Electrobomba de 1/2 HP	Und.	1,00	368,2	368,2	0,0	368,2	368,2	
2.7	Instalaciones sanitarias								
	Aparatos sanitarios, incl. Salidas de Agua y Desague	Und.	2,00	120,0	120,0	0,0	240,0	240,0	
<b>3.0</b>	<b>BASES DE EQUIPOS Y PORTICOS</b>						<b>25 348,0</b>	<b>25 348,0</b>	
	Celda en 138 kv								
3.1	Base del Transformador de Potencia 138/60/22,9 kv	Glb	1,00	8 000,0	8 000,0	0,0	8 000,0	8 000,0	
3.2	Base del Interruptor en 138 kv	Glb	1,00	1 189,2	1 189,2	0,0	1 189,2	1 189,2	
3.3	Base del seccionadores en 138 kv	Glb	1,00	2 651,0	2 651,0	0,0	2 651,0	2 651,0	
3.4	Base del Transformador de tensión 138 kv	Glb	3,00	239,0	239,0	0,0	717,0	717,0	
3.5	Base de pararrayos 138 kv	Glb	3,00	239,0	239,0	0,0	717,0	717,0	
3.6	Base de Pórticos en 138 kv	Glb	2,00	801,6	801,6	0,0	1 603,2	1 603,2	
	Celda en 66 kv								
3.7	Base del Interruptor en 66 kv	Glb	1,00	658,1	658,1	0,0	658,1	658,1	
3.8	Base del seccionadores en 66 kv	Glb	1,00	1 696,3	1 696,3	0,0	1 696,3	1 696,3	
3.9	Base del Transformador de tensión 66 kv	Glb	3,00	230,6	230,6	0,0	691,7	691,7	
3.10	Base de pararrayos 66 kv	Glb	3,00	230,6	230,6	0,0	691,7	691,7	
3.11	Base de Pórticos en 66 kv	Glb	2,00	616,4	616,4	0,0	1 232,7	1 232,7	
	Base Reactor 5 MVAR -33 kv	Glb	1,00	5 500,0	5 500,0	0,0	5 500,0	5 500,0	
<b>4.0</b>	<b>CANALETAS</b>						<b>4 199,2</b>	<b>4 199,2</b>	
4.1	Canaletas típicas de 60 x 60 cm	m	41,00	102,4	102,4	0,0	4 199,2	4 199,2	
4.2									
<b>TOTAL</b>								<b>97 431,11</b>	<b>97 431,11</b>



**ANEXO N° 1.2.3**  
**VALOR REFERENCIAL SUBESTACIONES DE POTENCIA**  
**SUBESTACIÓN PUERTO MALDONADO 66/33/10 kV-12.3-16/3.9-5/12.3-16 MVA (ONAN/ONAF)**

**PARTE 0 : RESUMEN DE INVERSIONES**

ITEM	DESCRIPCIÓN	INVERSIONES			
		A precios Privados		A precios Sociales	
		US \$	S/.	US \$	S/.
<b>1</b>	<b>Costos Directos</b>	<b>708 810,72</b>	<b>2 310 722,95</b>	<b>695 560,30</b>	<b>2 267 526,58</b>
1.1	Suministro de Equipos y Materiales	574 133,41	1 871 674,92	560 882,99	1 828 478,55
1.2	Montaje Electromecánico	47 504,31	154 864,05	47 504,31	154 864,05
1.3	Obras Civiles	41 242,33	134 450,00	41 242,33	134 450,00
1.4	Transporte de Equipos y Materiales	45 930,67	149 733,98	45 930,67	149 733,98
<b>2</b>	<b>Costos Indirectos</b>	<b>120 497,82</b>	<b>392 822,90</b>	<b>120 497,82</b>	<b>392 822,90</b>
2.1	Servidumbre (costo del terreno)	0,00	0,00	0,00	0,00
2.2	Gastos Generales	70 881,07	231 072,29	70 881,07	231 072,29
2.3	Utilidades	49 616,75	161 750,61	49 616,75	161 750,61
	<b>TOTAL</b>	<b>829 308,54</b>	<b>2 703 545,85</b>	<b>816 058,12</b>	<b>2 660 349,48</b>
	INDICADORES \$/MVA	41 465,43		40 802,91	
	INDICADOR TOTAL CON IGV \$/MVA	49 343,86		48 555,46	

**ANEXO N° 1.2.3  
VALOR REFERENCIAL SUBESTACIONES DE POTENCIA  
SUBESTACIÓN PUERTO MALDONADO 66/33/10 kV-12.3-16/3.9-5/12.3-16 MVA (ONAN/ONAF)**

**PARTE I : SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE EQUIPOS Y MATERIALES**

ITEM. Nº	DESCRIPCIÓN	METRADO		UNITARIO			C O S T O - U S \$	
		Unid.	Cant.	FOB o		Impuestos Arancel + Desaduanje	TOTAL	
				Local	CIF		Privados	Sociales
<b>A</b>	<b>SUMINISTRO DE EQUIPOS Y MATERIALES</b>							
<b>1.0</b>	<b>EQUIPOS PRINCIPALES</b>						<b>574 133,4</b>	<b>560 883,0</b>
1.1	Transformador de potencia 66/33/10 kV, 16-12,3/3,9-5/12,3-16 MVA (ONAN/ONAF), Con transformadores de corriente en el bushing, incluye equipo y elementos de fijación con regulación bajo carga	u	1	195 000,0	207 675,0	22 325,1	230 000,1	224 289,0
1.2	Celda de Línea-Transformador 66 kV						65 980,5	64 342,2
1.2.1	Interruptor, 72,5 kV, 450 kV - BIL, 800 A, 20 kA, operación tripolar, incluye estructura soporte	u	1	27 000,0	28 755,0	3 091,2	31 846,2	31 055,4
1.2.2	Seccionador de línea, 72,5 kV, 450 kV - BIL, 800 A, incluye estructura soporte	u	1	6 200,0	6 603,0	709,8	7 312,8	7 131,2
1.2.3	Transformador de tensión capacitivo, 72,5 kV, 450 kV - BIL, 60 / V3 / 0,1 / V3 / 0,1 / V3 kV, 30 VA - 3P, 30 VA - CI 0,2 incluye estructura soporte	u	3	4 780,0	5 090,7	547,3	16 913,9	16 493,9
1.2.4	Pararrayos 60 kV, 10 kA, clase 3, incluye estructura soporte y contador de descargas.	u	6	1 400,0	1 491,0	160,3	9 907,7	9 661,7
1.3	Celda de Línea-Transformador 33 kV						227 198,8	221 557,3
1.3.1	Recluser Trifásico, 38 kV, 170 kVp (BIL), 560 A, 12,5 kA, con estructura soporte	u	1	13 980,0	14 888,7	1 600,5	16 489,2	16 079,8
1.3.2	Seccionador tripolar 38 kV, 170 kVp (BIL), 630 A, para instalar sobre viga	u	1	4 000,0	4 260,0	458,0	4 718,0	4 600,8
1.3.3	Seccionador Unipolar tipo cut-out 38 kV, 170 kVp (BIL), 300 A, para instalar en cruceta	u	9	345,0	367,4	39,5	3 662,3	3 571,4
1.3.4	Pararrayos 30 kV, 10 kA, clase 2, 170 kV-BIL incluye contador de descargas	u	3	600,0	639,0	68,7	2 123,1	2 070,4
1.3.5	Transformador de tensión inductivo, 38 kV, 170 kVp (BIL), 22,9-Ö3/0,1-Ö3/0,1-Ö3 kV, 30 VA-3P-30 VA-cl.0.2.	u	3	3 000,0	3 195,0	343,5	10 615,4	10 351,8
1.3.6	Pararrayos 30 kV, 10 kA, clase 1, 170 kV-BIL	u	3	340,0	362,1	38,9	1 203,1	1 173,2
1.4	Celda de Distribución en 10 kV						188 387,7	183 709,9
1.4.1	Celda de barra en 10kV, del tipo metalclad, con interruptor extraíble, tres transformadores de tensión, transformadores de corriente tipo toroidea relé de protección multifunción, medidor electrónico y multifunción, etc	Cjto	1	30 000	31 950,0	3 434,6	35 384,6	34 506,0
1.4.2	Celda de salida en 10kV, del tipo metalclad, con interruptor extraíble, tres transformadores de tensión, tres transformadores de corriente de fase, transformador de corriente toroidal, relé de protección multifunción, medidor electrónico y multifunción, etc	Cjto	4	28 000	29 820,0	3 205,7	132 102,6	128 822,4
1.4.3	Celda de Servicios Auxiliares, que incluye, base portafusibles unipolar, 10 kV, fusibles en 10 kV, pinta extractora de fusible, etc.	Cjto	1	12 000	12 780,0	1 373,9	14 153,9	13 802,4
1.4.4	Cable de Energía Cu N2XSJ 150mm2, 15/25 kv	m	500	10	10,7	1,1	5 897,4	5 751,0
1.4.5	Cable de Energía Cu N2XSJ 25mm2, 15/25 kv	m	100	3	3,2	0,3	353,8	345,1
1.4.6	Terminales tripolares contractiles y porcelana para cable 3x150mm2	U	6	50	53,3	5,7	353,8	345,1
1.4.7	Terminales tripolares contractiles y porcelana para cable 3x25mm2	U	6	20	21,3	2,3	141,5	138,0
<b>2.0</b>	<b>EQUIPOS COMPLEMENTARIOS</b>						<b>50 954,0</b>	<b>50 694,5</b>
2.1	Servicios Auxiliares						16 984,6	16 582,9
2.1.1	Banco de baterías, 220 Vcc, 100 A - h	U	1	800,00	852,0	91,6	943,6	920,2
2.1.2	Cargador y rectificador, 380Vca/220 Vcc, incluye equipamiento y acces	U	1	10 500,00	11 182,5	1 202,1	12 384,6	12 077,1
2.1.3	Tablero de SS.AA. de 380/220 Vca y 220 Vcc	U	1	3 100,00	3 301,5	354,9	3 656,4	3 565,6
2.2	Control, Protección y Medición						8 481,7	8 271,1
2.2.1	Relé de Protección de Diferencial (incluye funciones de protección y control)	u	1,00	3 791,00	4 037,4	434,0	4 471,4	4 360,4
2.2.2	Medidor Electrónico	u	2,00	1 200,00	1 278,0	137,4	2 830,8	2 760,5
2.2.3	Tablero Metálico para relés de protección y medidores	u	1,00	1 000,00	1 065,0	114,5	1 179,5	1 150,2
2.3	Cables de control	Cjto.	1	8 000,0	8 000,0	0,0	8 000,0	8 000,0
2.4	Conductor de AAAC, conectores aisladores						2 218,9	2 163,8
2.4.1	Celda en 60 kV						1 816,2	1 816,2
	Cadena de Aisladores en Anclaje, 60 KV	Cjto.	3	73,00	77,7	8,4	258,3	251,9
	Conector conductor - conductor, para AAAC	u	3	28,00	29,8	3,2	99,1	96,6
	Conectores para los equipos y conductor, para AAAC	u	27	40,00	42,6	4,6	1 273,8	1 242,2
	Conductor de Aleación de Aluminio - 240 mm2	m	100	1,96	2,1	0,2	231,2	225,4
2.4.2	Celda en 33 kV						356,5	347,6
	Cadena de Aisladores en Anclaje, 33 KV	Cjto.	3	59,00	62,8	6,8	208,8	203,6
	Conector conductor - conductor	u	3	15,00	16,0	1,7	53,1	51,8
	Conectores para los equipos y conductor	u	6	10,00	10,7	1,1	70,8	69,0
	Conductor de Aleación de Aluminio - 50 mm2	m	45	0,45	0,5	0,1	23,9	23,3
2.5	Red de tierra superficial						964,5	964,5
2.5.1	Transformador de potencia	Cjto.	1	100,0	100,0	0,0	100,0	100,0
2.5.2	Interruptor en AT	Cjto.	1	99,6	99,6	0,0	99,6	99,6
2.5.3	Seccionador de línea en AT	Cjto.	1	91,1	91,1	0,0	91,1	91,1
2.5.4	Transformador de medida en AT	Cjto.	3	64,2	64,2	0,0	192,7	192,7
2.5.5	Pararrayos en AT	Cjto.	3	38,8	38,8	0,0	116,4	116,4
2.5.6	Celda en 33 kV	Cjto.	1	114,6	114,6	0,0	114,6	114,6
2.5.7	SS AA	Cjto.	1	100,0	100,0	0,0	100,0	100,0
2.5.8	Instalaciones Eléctricas	Cjto.	1	150,0	150,0	0,0	150,0	150,0
2.6	Red de tierra profunda						7 413,5	7 323,5
2.6.1	Conductor de cobre desnudo de 70 mm2	m	1 600	1,70	1,7	0,0	2 720,0	2 720,0
2.6.2	Molde de Soldadura	u	5	135,00	143,8	15,5	796,2	776,4
2.6.3	Soldadura tipo Cadweld	u	300	8,00	8,00	0,9	2 830,8	2 760,5
2.6.4	Caja de Registro	u	10	30,00	30,0	0,0	300,0	300,0
2.6.5	Pozos de Tierra	u	10	50,00	50,0	0,0	500,0	500,0
2.6.6	Electrodo de puesta a tierra	u	20	5,83	5,8	0,0	116,6	116,6
2.6.7	Conectores, grapas de fijación	Glob.	1	150,00	150,0	0,0	150,0	150,0
2.7	Pórticos y Estructuras						3 483,1	3 405,5
2.7.1	Celda en 60 kV						2 875,4	2 804,0
	Columna de Acero Estructural, 8 m	u	2	818,69	871,9	93,7	1 931,3	1 883,3
	Mástil para cable de guarda, 2,5 m	u	2	101,04	107,6	11,6	238,4	232,4
	Viga de Acero Estructural, 8 m	u	1	598,36	637,3	68,5	705,8	688,2
2.7.2	Celda en 33 kV						607,7	601,5
	Poste de concreto de 12 m de altura	u	2	180,00	180,0	0,0	360,0	360,0
	Cruceta de madera de 5 m de longitud	u	2	105,00	111,8	12,0	247,7	241,5
2.8	Cable de Guarda						570,7	570,7
2.8.1	Cable de Acero Galvanizado de 51 mm2 tipo EHS	m	200	0,53	0,5	0,0	106,0	106,0
2.8.2	Grillete	u	16	11,52	11,5	0,0	184,3	184,3
2.8.3	Grapa de Anclaje	u	16	14,17	14,2	0,0	226,7	226,7
2.8.4	Clema de Puesta a Tierra	u	12	1,14	1,1	0,0	13,7	13,7
2.8.5	Plancha de acero galvanizado de 20 mm de espesor	u	8	5,00	5,0	0,0	40,0	40,0
2.9	Instalaciones Eléctricas						2 837,0	3 432,6
2.9.1	Postes y Pastorales						820,0	2 038,4
	Postes de Concreto Centrifugado de 8 m	U	8	75,00	75,0	0,0	600,0	600,0
	Pastoral doble de Concreto 0,5/0,25/125	U	4	30,00	30,0	0,0	120,0	120,0
	Pastoral Simple de Concreto 1,3/0,9/155	U	4	25,00	25,0	0,0	100,0	100,0
2.9.2	Alumbrado Normal y de Emergencia						1 232,0	1 218,4
	Artefacto de alumbrado exterior con lampara de vapor de Na 250 W incluye equipo de encendido	U	12	56,87	56,9	0,0	682,4	682,4
	Reflectores con lampara de vapor de sodio de 250 W, a 7 m SNPT incluye equipo de encendido	U	6	38,83	41,4	4,4	274,8	268,0
2.9.3	Artefacto de iluminación de emergencia con lampara de 100 W	U	6	38,83	41,4	4,4	274,8	268,0
2.9.4	Tomacorrientes	Glb	1	120,00	120,0	0,0	120,0	120,0
	Cables de Fuerza	Glb	1	1 450,00	1 450,0	0,0	1 450,0	1 450,0
<b>B</b>	<b>TRANSPORTE DE EQUIPOS Y MATERIALES A LA ZONA DEL PROYECTO</b>						<b>45 930,7</b>	<b>45 930,7</b>
	8% DE LOS COSTOS A PRECIOS PRIVADOS			8%	Privados		45 930,7	45 930,7
	<b>TOTAL</b>						<b>620 064,08</b>	<b>606 813,67</b>

**ANEXO N° 1.2.3**  
**VALOR REFERENCIAL SUBESTACIONES DE POTENCIA**  
**SUBESTACIÓN PUERTO MALDONADO 66/33/10 kV-12.3-16/3.9-5/12.3-16 MVA (ONAN/ONAF)**

**PARTE II : MONTAJE ELECTROMECÁNICO**

ITEM. Nº	DESCRIPCIÓN	METRADO		C O S T O - U S \$				
		Unid.	Cant.	UNITARIO FOB/LOC	UNITARIO CIF	Aranceles Y Desaduanje	TOTAL Prec. Priv      Prec. Soc	
<b>1.0</b>	<b>TRABAJOS PRELIMINARES</b>							
1.1	Movilización y Desmovilización	Cjto.	1	2 500,0	2 500,0	0,0	10 000,0	10 000,0
1.2	Obras Provisionales	Cjto.	1	7 500,0	7 500,0	0,0	7 500,0	7 500,0
<b>2.0</b>	<b>MONTAJE DE EQUIPOS PRINCIPALES</b>						<b>18 547,1</b>	<b>18 532,5</b>
2.1	Transformador de potencia 66/33/10 kV, 15/12/4 MVA, Con transformadores de corriente en el bushing, incluye equipo y elementos de fijación con regulación bajo carga	u	1	14 634,8	14 634,8	0,0	14 634,8	14 634,8
2.2	Celda de Línea-Transformador 60 kV						3 102,8	3 102,8
2.2.1	Interruptor, 72,5 kV, 450 kV - BIL, 800 A, 20 kA, operación tripolar, incluye estructura soporte	u	1	1 009,2	1 009,2	0,0	1 009,2	1 009,2
2.2.2	Seccionador de línea, 72,5 kV, 450 kV - BIL, 800 A, incluye estructura soporte	u	1	384,9	384,9	0,0	384,9	384,9
2.2.3	Transformador de tensión capacitivo, 72,5 kV, 450 kV - BIL, 60 / V3 / 0,1 / V3 / 0,1 / V3 kV, 30 VA - 3P, 30 VA - CI 0,2 incluye estructura soporte	u	3	249,9	249,9	0,0	749,7	749,7
2.2.4	Pararrayos 60 kV, 10 kA, clase 3, incluye estructura soporte y contador de descargas.	u	6	159,8	159,8	0,0	959,0	959,0
2.3	Celda de Línea-Transformador 33 kV						809,5	794,8
2.3.1	Recloser Trifásico, 38 kV, 170 kVp (BIL), 560 A, 12,5 kA, con estructura soporte	u	1	266,0	266,0	0,0	266,0	266,0
2.3.2	Seccionador tripolar 38 kV, 170 kVp (BIL), 630 A, para instalar sobre viga	u	1	127,7	136,1	14,6	150,7	136,1
2.3.3	Seccionador Unipolar tipo cut-out 38 kV, 170 kVp (BIL), 300 A, para instalar en cruceta	u	6	26,5	26,5	0,0	158,8	158,8
2.3.4	Pararrayos 30 kV, 10 kA, clase 2, 170 kV-BIL incluye contador de descargas	u	3	25,7	25,7	0,0	77,0	77,0
2.3.5	Transformador de tensión inductivo, 38 kV, 170 kVp (BIL), 22,9=Ö3/0,1+Ö3/0,1+Ö3 kV, 30 VA-3P,30 VA-cl.0,2.	u	3	26,7	26,7	0,0	80,0	80,0
2.3.6	Pararrayos 30 kV, 10 kA, clase 1, 170 kV-BIL	u	3	25,7	25,7	0,0	77,0	77,0
2.4	Celdas en 10 kV y Cables en Media Tensión							
2.4.1	Montaje electromecánico de Celda principal 10kV instalación en piso (autosoportado)	Cjto	5	1 173	1 173,0	0,0	5 865,0	5 865,0
2.4.2	Montaje electromecánico de Celda de SS.AA. instalación en piso (autosoportado)	Cjto	1	469,20	469,2	0,0	469,2	469,2
2.4.3	Montaje de cables de energía, terminales y accesorios	Glb.	1	1 788,80	1 788,8	0,0	1 788,8	1 788,8
<b>3.0</b>	<b>MONTAJE DE EQUIPOS COMPLEMENTARIOS</b>						<b>13 957,2</b>	<b>13 957,2</b>
3.1	Servicios Auxiliares						1 157,2	1 157,2
3.1.1	Banco de baterías, 220 Vcc, 100 A - h	U	1	532,91	532,9	0,0	532,9	532,9
3.1.2	Cargador y rectificador, 380Vca/220 Vcc, incluye equipamiento y acces	U	1	283,07	283,1	0,0	283,1	283,1
3.1.3	Tablero de SS.AA. de 380/220 Vca y 220 Vcc	U	1	341,21	341,2	0,0	341,2	341,2
3.2	Control, Protección y Medición	Cjto.	1	7 000,0	7 000,0	0,0	7 000,0	7 000,0
3.3	Cables de control	Cjto.	1	500,0	500,0	0,0	500,0	500,0
3.4	Conductor de AAAC, conectores aisladores	Cjto.	1	1 500,0	1 500,0	0,0	1 500,0	1 500,0
3.5	Red de tierra superficial	Cjto.	1	300,0	300,0	0,0	300,0	300,0
3.6	Red de tierra profunda	Cjto.	1	1 500,0	1 500,0	0,0	1 500,0	1 500,0
3.7	Pórticos y Estructuras	Cjto.	1	1 000,0	1 000,0	0,0	1 000,0	1 000,0
3.8	Cable de Guarda	Cjto.	1	600,0	600,0	0,0	600,0	600,0
3.9	Instalaciones Eléctricas	Cjto.	1	400,0	400,0	0,0	400,0	400,0
<b>4.0</b>	<b>PRUEBAS DE PUESTA EN SERVICIO</b>	<b>Cjto.</b>	<b>1,00</b>	<b>5 000,0</b>	<b>5 000,0</b>	<b>0,0</b>	<b>5 000,0</b>	<b>5 000,0</b>
<b>TOTAL</b>							<b>47 504,31</b>	<b>47 489,69</b>

**PARTE III : OBRAS CIVILES**

ITEM. Nº	DESCRIPCIÓN	METRADO		C O S T O - U S \$				
		Unid.	Cant.	UNITARIO FOB/LOC	UNITARIO CIF	Aranceles Y Desaduanje	TOTAL Prec. Priv      Prec. Soc	
<b>1.0</b>	<b>OBRAS CIVILES GENERALES</b>							
1.1	Trabajos preliminares Excavación a Nivel de Subrasante Trazo, nivelación y replanteo Eliminación de material excedente, D > 1 km	Glb	1,00	4 000,00	4 000,0	0,0	4 000,0	4 000,0
1.2	Sistema de Drenaje	Glb	1,00	4 000,0	4 000,0	0,0	4 000,0	4 000,0
1.3	Instalaciones Sanitarias Exteriores Cisterna, Pozo Séptico, Red de Agua y Desague, cajas de registr	Glb	1,00	5 000,0	5 000,0	0,0	5 000,0	5 000,0
1.4	Acceso y Pistas Interiores Afirmado para pistas interiores y para accesos	Glb	1,00	3 500,0	3 500,0	0,0	3 500,0	3 500,0
1.5	Esparcido de Enripiado	Glb	1,00	4 500,0	4 500,0	0,0	4 500,0	4 500,0
<b>2.0</b>	<b>BASES DE EQUIPOS Y PORTICOS</b>						<b>12 970,5</b>	<b>12 970,5</b>
2.1	Base del Transformador de Potencia 138/60/22,9 kV	Glb	1,00	8 000,0	8 000,0	0,0	8 000,0	8 000,0
2.2	Base del Interruptor en 66 kV	Glb	1,00	658,1	658,1	0,0	658,1	658,1
2.3	Base del seccionadores en 66 kV	Glb	1,00	1 696,3	1 696,3	0,0	1 696,3	1 696,3
2.4	Base del Transformador de tensión 66 kV	Glb	3,00	230,6	230,6	0,0	691,7	691,7
2.5	Base de pararrayos 66 kV	Glb	3,00	230,6	230,6	0,0	691,7	691,7
2.6	Base de Pórticos en 66 kV	Glb	2,00	616,4	616,4	0,0	1 232,7	1 232,7
<b>3.0</b>	<b>CANALETAS</b>						<b>7 271,8</b>	<b>7 271,8</b>
3.1	Canaletas típicas de 60 x 60 cm	m	71,00	102,4	102,4	0,0	7 271,8	7 271,8
<b>TOTAL</b>							<b>41 242,33</b>	<b>41 242,33</b>

**ANEXO N° 1.2.4**  
**VALOR REFERENCIAL DE SUBESTACIONES DE POTENCIA**  
**SISTEMAS DE COMUNICACIONES**

**PARTE 0 : RESUMEN DE INVERSIONES**

ITEM	DESCRIPCIÓN	INVERSIONES		A precios Sociales S/.
		A precios Privados US \$	US \$	
<b>1</b>	<b>Costos Directos</b>	<b>308 707,79</b>	<b>1 006 387,40</b>	<b>945 872,18</b>
1.1	Suministro de Equipos y Materiales	219 042,81	714 079,56	200 479,86
1.2	Montaje Electromecánico	78 712,84	256 603,86	256 603,86
1.3	Obras Civiles	0,00	0,00	0,00
1.4	Transporte de Equipos y Materiales	10 952,14	35 703,98	10 952,14
<b>2</b>	<b>Costos Indirectos</b>	<b>52 480,33</b>	<b>171 085,87</b>	<b>171 085,87</b>
2.1	Gastos Generales	30 870,78	100 638,74	30 870,78
2.2	Utilidades	21 609,55	70 447,13	21 609,55
	<b>TOTAL</b>	<b>361 188,12</b>	<b>1 177 473,27</b>	<b>342 625,17</b>

**PARTE I : SUMINISTRO TRASPORTE Y MONTAJE DE EQUIPOS Y MATERIALES**

ITEM. N°	DESCRIPCIÓN	METRADO Unid.	Cant.	UNITARIO		CIF	COSTO-US \$			
				FOB o Local			Impuestos Arancel + Desaduanje	Privados	Sociales	
<b>A</b>	<b>SUMINISTRO DE EQUIPOS Y MATERIALES</b>									
1	Sistema de onda portadora.	U	3	30 000,00		31 950,00		5 751,00		219 042,8
1.1	Equipo de onda portadora	U	8	4 500,00		4 792,5		862,7		197 050,6
1.2	Trampa de onda	U	4	4 500,00		4 792,5		862,7		113 103,0
1.3	Unidad de acoplamiento fase a fase	U	1	3 500,00		3 727,5		671,0		45 241,2
1.4	Filtro "bypass" de alta frecuencia	m	400	7,00		7,5		1,3		22 620,6
1.5	Cable coaxial	Lote	1	1 500,00		1 597,5		287,6		4 398,5
1.6	Materiales de instalación	Lote	1	5 000,00		5 323,0		956,5		3 220,6
1.7	Repuestos		1							3 518,8
										1 885,1
										6 283,5
<b>2</b>	<b>Sistema de telefonía.</b>									<b>21 992,3</b>
2.1	Central telefónica	U	1	14 000,00		14 910,0		2 683,8		17 593,8
2.2	Aparato telefónico de mesa	U	4	80,00		85,2		15,3		402,1
2.3	Aparato telefónico de interperie.	U	1	180,00		191,7		34,5		226,2
2.4	Materiales de instalación	Lote	1	500,00		532,5		95,9		628,4
2.5	Repuestos	Lote	1	2 500,00		2 662,5		479,3		3 141,8
<b>B</b>	<b>TRANSPORTE DE EQUIPOS Y MATERIALES</b>									<b>10 952,1</b>
										<b>0,0</b>
<b>C</b>	<b>MONTAJE DE EQUIPOS Y MATERIALES</b>									<b>78 712,8</b>
	Montaje de equipos y materiales	Gbl	1	65 712,84		65 712,8		0,0		65 712,8
	Ingeniería de detalle y capacitación de personal	Gbl	1	7 000,00		7 000,0		0,0		7 000,0
	Pruebas y puesta en servicio	Gbl	1	6 000,00		6 000,0		0,0		6 000,0
	<b>TOTAL</b>									<b>308 707,79</b>

**ANEXO N° 1.3.1**  
**VALOR REFERENCIAL DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**

**LÍNEA DE TRANSMISIÓN SAN GABÁN- MAZUKO 138 kV-67.6 km.**

PROYECTO : FACTIBILIDAD SAN GABÁN - PUERTO ALDONADO  
Tipo de Cambio: 3,26 S/. / US\$ Agosto del 2005

PARTE 0 : RESUMEN DE INVERSIONES  
LONGITUD DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN km : 67,55

ITEM	DESCRIPCIÓN	INVERSIONES			
		A precios Privados		A precios Sociales	
		US \$	S/.	US \$	S/.
<b>1</b>	<b>Costos Directos</b>	<b>2 883 615,0</b>	<b>9 400 584,8</b>	<b>2 802 694,2</b>	<b>9 136 783,1</b>
1.1	Suministro de Equipos y Materiales	1 452 081,2	4 733 784,6	1 371 160,4	4 469 982,8
1.2	Montaje Electromecánico y Obras Civiles	1 315 367,3	4 288 097,5	1 315 367,3	4 288 097,5
1.3	Transporte de Equipos y Materiales	116 166,5	378 702,8	116 166,5	378 702,8
<b>2</b>	<b>Costos Indirectos</b>	<b>500 347,1</b>	<b>1 631 131,4</b>	<b>500 347,1</b>	<b>1 631 131,4</b>
2.1	Servidumbre (costo del terreno)	10 132,5	33 032,0	10 132,5	33 032,0
2.2	Gastos Generales	288 361,5	940 058,5	288 361,5	940 058,5
2.3	Utilidades	201 853,1	658 040,9	201 853,1	658 040,9
	<b>TOTAL</b>	<b>3 383 962,0</b>	<b>11 031 716,2</b>	<b>3 303 041,2</b>	<b>10 767 914,4</b>
	<b>INDICADORES</b>	<b>\$/km</b>	<b>50 095,7</b>	<b>48 897,7</b>	
	<b>INDICADOR TOTAL CON IGV</b>	<b>\$/km</b>	<b>59 613,8</b>	<b>58 188,3</b>	

**ANEXO N° 1.3.1**  
**VALOR REFERENCIAL DE LINEAS DE TRANSMISIÓN**

**LÍNEA DE TRANSMISIÓN SAN GABÁN- MAZUKO 138 kV-67.6 km.**

PROYECTO : FACTIBILIDAD SAN GABÁN - PUERTO MALDONADO  
Tipo de Cambio: 3,26 \$./ US\$ Agosto del 2005

**PARTE I : SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE EQUIPOS Y MATERIALES**

ITEM. Nº	DESCRIPCIÓN	METRADO		UNITARIO		Impuestos Arancel + Desaduanje	TOTAL	
		Unid.	Cant.	FOB o Local	CIF		Precios	
						Privados	Sociales	
<b>A</b>	<b>SUMINISTRO DE MATERIALES</b>						<b>1 452 081</b>	<b>1 371 160</b>
<b>1.0</b>	<b>ESTRUCTURAS METÁLICAS (TORRES)</b>			<b>69 704</b>	<b>80 856</b>	<b>11 926</b>	<b>777 557</b>	<b>731 818</b>
	<u>Estructuras de Suspensión Tipo "S"</u>	<b>114,00</b>						
1.1	Torres Tipo S-3	Und	17	1 918	2 224	328	43 393	40 840
1.2	Torres Tipo S+0	Und	85	2 179	2 528	373	246 562	232 059
1.3	Torres Tipo S+3	Und	12	2 491	2 890	426	39 789	37 449
1.4	Pata -1 m	Und	91	105	122	18	12 719	11 971
1.5	Pata +0 m	Und	211	122	142	21	34 265	32 250
1.6	Pata +1 m	Und	91	135	157	23	16 353	15 391
1.7	Pata +2 m	Und	32	150	174	26	6 389	6 013
1.8	Pata +3 m	Und	32	160	186	27	6 815	6 414
1.9	Stub	Und	457	29	34	5	17 641	16 603
	<u>Estructuras de Suspensión Especial Tipo "SE"</u>	<b>2,00</b>						
1.10	Torres Tipo SE-1	Und	1	5 165	5 991	884	6 875	6 471
1.11	Torres Tipo SE-2	Und	1	6 000	6 960	1 027	7 987	7 517
1.12	Pata -2 m	Und	1	250	290	43	333	313
1.13	Pata +0 m	Und	2	245	284	42	652	614
1.14	Pata +2 m	Und	1	255	296	44	339	319
1.15	Stub	Und	4	90	104	15	479	451
	<u>Estructuras de Angulo-Anclaje Tipo "A"</u>	<b>27,00</b>						
1.16	Torres Tipo A-3	Und	19	2 509	2 910	429	63 455	59 722
1.17	Torres Tipo A+0	Und	6	2 952	3 424	505	23 576	22 190
1.18	Torres Tipo A+3	Und	2	3 581	4 154	613	9 533	8 973
1.19	Pata -2 m	Und	9	150	174	26	1 797	1 691
1.20	Pata -1 m	Und	21	170	197	29	4 752	4 472
1.21	Pata +0 m	Und	51	185	215	32	12 559	11 820
1.22	Pata +1 m	Und	21	195	226	33	5 451	5 130
1.23	Pata +2 m	Und	9	207	240	35	2 480	2 334
1.24	Stub	Und	113	59	68	10	8 874	8 352
	<u>Estructuras Terminales-Anclaje Tipo "T"</u>	<b>3,00</b>						
1.25	Torres Tipo T-6	Und	1	3 330	3 863	570	4 433	4 172
1.26	Torres Tipo T-3	Und	1	3 580	4 153	613	4 765	4 485
1.27	Torres Tipo T+3	Und	1	4 170	4 837	713	5 551	5 224
1.28	Pata -1 m	Und	2	195	226	33	519	489
1.29	Pata +0 m	Und	6	205	238	35	1 637	1 541
1.30	Pata +1 m	Und	2	215	249	37	572	539
1.31	Pata +2 m	Und	1	230	267	39	306	288
1.32	Stub	Und	11	75	87	13	1 098	1 034
	<u>Estructuras Terminales-Anclaje Tipo "E"</u>	<b>16,00</b>						
1.33	Torres Tipo E-6	Und	6	5 450	6 322	932	43 527	40 967
1.34	Torres Tipo E-3	Und	3	6 245	7 244	1 069	24 938	23 471
1.35	Torres Tipo E+0	Und	2	7 750	8 990	1 326	20 632	19 418
1.36	Torres Tipo E+3	Und	5	8 185	9 495	1 400	54 475	51 271
1.37	Pata -1 m	Und	9	72	84	12	863	812
1.38	Pata +0 m	Und	45	90	104	15	5 391	5 074
1.39	Pata +1 m	Und	7	175	203	30	1 631	1 535
1.40	Pata +2 m	Und	3	230	267	39	918	864
1.41	Stub	Und	65	85	99	15	7 354	6 922
1.42	Placas de Señalización	Und	162	120	139	21	25 877	24 354
<b>2.0</b>	<b>CONDUCTORES Y ACCESORIOS</b>			<b>1 435</b>	<b>1 524</b>	<b>240</b>	<b>425 057</b>	<b>396 598</b>
2.1	Conductor de Aleación de Aluminio-AAAC de 200 mm2	km	218	1 383	1 466	231	369 918	345 150
2.2	Manguitos de empalme para AAAC 200 mm2	Und	55	8	9	1	579	540
2.3	Manguitos de reparación para AAAC 200 mm2	Und	44	13	15	2	745	695
2.4	Amortiguadores Stockbridge para AAAC 200 mm2	Und	1 831	20	22	4	47 474	44 296
2.5	Varilla de armar preformada para AAAC 200 mm2	Und	455	11	12	2	6 341	5 916
<b>3.0</b>	<b>PUESTA A TIERRA Y ACCESORIOS</b>			<b>825</b>	<b>874</b>	<b>133</b>	<b>13 728</b>	<b>12 864</b>
3.1	Conductor copperweld N° 2 AWG	km	12	816	864	132	11 955	11 203
3.2	Jabalina copperweld 5/8"x8'	Und	111	6	6	1	786	737
3.3	Conector torre-conductor de PT	Und	337	2	2	0	823	772
3.4	Conector de doble vía para conductor de cobre	Und	111	1	1	0	163	152
<b>4.0</b>	<b>AISLADORES Y ACCESORIOS</b>			<b>372</b>	<b>417</b>	<b>32</b>	<b>122 898</b>	<b>123 183</b>
4.1	Cadena de aisladores de suspensión c/terminales ojo-ojo	Und	455	100	112	9	54 909	55 037
4.2	Cadena de aisladores de anclaje/terminales ojo-horquilla	Und	276	110	123	10	36 638	36 723
4.3	Contrapeso de 25 kg	Und	4	39	44	3	188	189
4.4	Dispositivo de sujeción de contrapeso tipo horquilla-ojo	Und	2	10	11	1	24	24
4.5	Tensor con extremo ojo-horquilla	Und	266	25	28	2	8 025	8 044
4.6	Grillete para utilización con extensión	Und	26	6	7	1	188	189
4.7	Extensión con extremo ojo-agujero	Und	26	26	29	2	816	818
4.8	Hierros de suspensión para AAAC 200 mm2, conformado por adaptador horquilla-ojo y una grapa de suspensión	Jgo	455	16	18	1	8 786	8 806
4.9	Grapa de anclaje tipo compresión	Und	276	40	45	3	13 323	13 354
<b>5.0</b>	<b>CABLE DE GUARDA Y ACCESORIOS</b>			<b>812</b>	<b>942</b>	<b>139</b>	<b>98 322</b>	<b>92 538</b>
5.1	Cable de acero galvanizado EHS 3/8" diámetro	km	71	520	603	89	49 144	46 253
5.2	Ensamble de Suspensión (ver lámina N° 208 de torres)	Jgo	115	15	17	3	2 296	2 161
	- 01 Grapa de suspensión							
	- 01 Adaptador ojo - ojo girado							
	- 01 Conexión de puesta a tierra (cable de guarda + conectores)							
	- 01 Perno en "U" (suministrado por el fabricante de torres)							
5.3	Ensamble de Anclaje (ver lámina N° 208 de torres)	Jgo	92	20	23	3	2 449	2 305
	- 02 Grapa de anclaje tipo compresión							
	- 02 Grillete							
	- 02 Grapa unifilar							
5.4	Grillete recto (solo en estructuras de llegada a subestaciones)	Und	2	4	5	1	11	10
5.5	Platina Yujo (solo en estructuras de llegada a subestaciones)	Und	1	10	12	2	13	13
5.6	Manguito de Empalme para AoGo 50 mm2	Und	18	18	21	3	431	406
5.7	Manguito de Reparación para AoGo 50 mm2	Und	14	18	21	3	335	316
5.8	Amortiguadores Stockbridge para AoGo 50 mm2	Und	398	7	8	1	3 708	3 490
5.9	Esferas de balizaje	Und	150	200	232	34	39 933	37 584
<b>6.0</b>	<b>EQUIPOS DE OPERACION</b>			<b>11 160</b>	<b>11 885</b>	<b>1 278</b>	<b>14 519</b>	<b>14 159</b>
6.1	Detector de voltaje del tipo audible o de efecto luminoso con accesorios y pértiga de acople para línea de 138 kV	Jgo	1	1 360	1 448	156	1 604	1 564
6.2	Equipo de compresión compuesto por:	Jgo	1	6 900	7 349	790	8 138	7 936
	- Compresor hidráulico							
	- Bomba hidráulica							
	- Manguera de alta presión							
	- Matriz de empalme y juego de dados para conductor de AAAC 200 mm2							

**ANEXO N° 1.3.1**  
**VALOR REFERENCIAL DE LINEAS DE TRANSMISIÓN**

**LÍNEA DE TRANSMISIÓN SAN GABÁN- MAZUKO 138 kV-67.6 km.**

PROYECTO : FACTIBILIDAD SAN GABÁN - PUERTO MALDONADO  
Tipo de Cambio: 3,26 \$/ / US\$ Agosto del 2005

6.3	Herramientas	Und	1	1 150	1 225	132	1 356	1 323
	- Tirfor de 3 TN	Und	1	600	639	69	708	690
	- Tirfor de 1.5 TN	Und	2	350	373	40	826	805
	- Camiones para conductor de 200 mm2	Und	2	800	852	92	1 887	1 840
	- Escalera de gato	Und	2	800	852	92	1 887	1 840
<b>B</b>	<b>TRANSPORTE DE EQUIPOS Y MATERIALES A LA ZONA DEL PROYECTO</b>						<b>116 166</b>	<b>116 166</b>
	8% DE LOS COSTOS A PRECIOS PRIVADOS			8%	Privados		116 166	116 166
	<b>TOTAL</b>						<b>1 568 248</b>	<b>1 487 327</b>

**PARTE II : MONTAJE ELECTROMECÁNICO Y OBRAS CIVILES**

ITEM. Nº	DESCRIPCIÓN	METRADO		C O S T O - U S \$				
		Unid.	Cant.	UNITARIO		TOTAL		
				FOB o Local	CIF	Impuestos Arancel + Desaduanje	Privados Sociales	
<b>1.0</b>	<b>OBRAS CIVILES, MONTAJE, PRUEBA Y PUESTA EN SERVICIO</b>							
<b>1.1</b>	<b>OBRAS PRELIMINARES</b>						<b>125 673</b>	<b>125 673</b>
1.1.1	Replanteo topográfico	km	68,0	696,6	0	0	47368,7	47368,7
1.1.2	Estudio Geotécnico	Pto	5	200,0	0	0	1000,0	1000,0
1.1.3	Gestión de servidumbre e indemnización	Glb	1	2500,0	0	0	2500,0	2500,0
1.1.4	Limpieza de franja de servidumbre	Ha	136	494,9	0	0	67304,0	67304,0
1.1.5	Ingeniería de detalle	Glb	1	5000,0	0	0	5000,0	5000,0
1.1.6	Supervisión e Inspección del Instituto Nacional de Cultura INC	Glb	1	2500,0	0	0	2500,0	2500,0
<b>1.2</b>	<b>OBRAS PROVISIONALES</b>						<b>73 039</b>	<b>73 039</b>
1.2.1	Campamentos y almacenes							
	- Instalación	Glb	1	22000,0	0,0	0,0	22000,0	22000,0
	- Operación y mantenimiento	Glb	1	12000,0	0,0	0,0	12000,0	12000,0
1.2.2	Camino de acceso en terreno plano	km	0,1	1988,0	0,0	0,0	198,8	198,8
1.2.3	Camino de acceso en terreno ondulado	km	5,4	2270,0	0,0	0,0	12258,0	12258,0
1.2.4	Camino de acceso en terreno accidentado	km	4,7	2850,0	0,0	0,0	13395,0	13395,0
1.2.5	Mejoramiento de camino de acceso	km	1,5	767,0	0,0	0,0	1150,5	1150,5
1.2.6	Lastrado de caminos de acceso	km	0,3	5173,2	0,0	0,0	1552,0	1552,0
1.2.7	Camino de herradura (plano a ondulado)	km	2,8	992,4	0,0	0,0	2778,7	2778,7
1.2.8	Camino de herradura (muy accidentado)	km	5,1	1511,1	0,0	0,0	7706,4	7706,4
<b>1.3</b>	<b>EXCAVACION Y FUNDACIONES DE TORRES METALICAS</b>						<b>489 117</b>	<b>489 117</b>
1.3.1	Excavación para torres en suelo tipo I	m3	2 522	16,8	0,0	0,0	42376,3	42376,3
1.3.2	Excavación para torres en suelo tipo II	m3	1 685	13,8	0,0	0,0	23282,6	23282,6
1.3.3	Excavación para torres en suelo tipo III	m3	766	12,9	0,0	0,0	9886,5	9886,5
1.3.4	Excavación en roca compacta	m3	720	69,1	0,0	0,0	49745,4	49745,4
1.3.5	Relleno compactado con material propio	m3	4 596	20,6	0,0	0,0	94541,8	94541,8
1.3.5	Eliminación de material excedente	m3	1 378	5,6	0,0	0,0	7719,0	7719,0
1.3.6	Encofrado y desencofrado	m2	2 708	7,0	0,0	0,0	19008,1	19008,1
1.3.8	Solado de concreto F'c=80 kg/cm2 E=7.5cm	m2	2 254	6,9	0,0	0,0	15645,5	15645,5
1.3.7	Armadura FY = 4200 kg/cm2	kg	74 834	1,3	0,0	0,0	97283,8	97283,8
1.3.9	Estructura metálica ( para la parrilla )	kg	4 739	2,3	0,0	0,0	10993,6	10993,6
1.3.10	Concreto 210 kg/cm2 -I	m3	1 066	111,3	0,0	0,0	118634,7	118634,7
<b>1.4</b>	<b>MONTAJE DE ESTRUCTURAS METALICAS</b>						<b>220 963</b>	<b>220 963</b>
1.4.1	Tipo S-3	Und	17	914,7	0,0	0,0	15550,1	15550,1
1.4.2	Tipo S+0	Und	85	1188,1	0,0	0,0	100991,3	100991,3
1.4.3	Tipo S+3	Und	12	1569,6	0,0	0,0	18835,7	18835,7
1.4.4	Tipo SE-1	Und	1	2275,2	0,0	0,0	2275,2	2275,2
1.4.4	Tipo SE-2	Und	1	2275,2	0,0	0,0	2275,2	2275,2
1.4.5	Tipo A-3	Und	19	1394,6	0,0	0,0	26497,3	26497,3
1.4.6	Tipo A+0	Und	6	1457,9	0,0	0,0	8747,3	8747,3
1.4.7	Tipo A+3	Und	2	1682,2	0,0	0,0	3364,4	3364,4
1.4.8	Tipo T-6	Und	1	1190,6	0,0	0,0	1190,6	1190,6
1.4.9	Tipo T-3	Und	1	1552,2	0,0	0,0	1552,2	1552,2
1.4.11	Tipo T+3	Und	1	2403,4	0,0	0,0	2403,4	2403,4
1.4.12	Tipo E-6	Und	6	1713,6	0,0	0,0	10281,3	10281,3
1.4.13	Tipo E-3	Und	3	2217,2	0,0	0,0	6651,5	6651,5
1.4.14	Tipo E+0	Und	2	2777,3	0,0	0,0	5554,7	5554,7
1.4.15	Tipo E+3	Und	5	2958,6	0,0	0,0	14792,9	14792,9
<b>1.5</b>	<b>MONTAJE DE AISLADORES</b>						<b>6 651</b>	<b>6 651</b>
1.5.1	Cadena de aisladores de suspensión c/accesorios	Und	455	7,4	0,0	0,0	3388,4	3388,4
1.5.2	Cadena de aisladores de anclaje c/terminales ojo - horquilla	Und	276	11,8	0,0	0,0	3245,3	3245,3
1.5.3	Contrapeso	Cjto	4	4,2	0,0	0,0	16,9	16,9
<b>1.6</b>	<b>CONDUCTOR</b>						<b>329 556</b>	<b>329 556</b>
1.6.1	Conductor de aleación de aluminio de 200 mm2	km	218	1459,1	0,0	0,0	318087,1	318087,1
1.6.2	Amortiguadores Stockbridge para AAAC 200 mm2	Und	1 831	6,3	0,0	0,0	11468,8	11468,8
<b>1.7</b>	<b>CABLE DE GUARDA</b>						<b>42 751</b>	<b>42 751</b>
1.7.1	Cable de Guarda de AoGo de 50 mm2	km	71	537,5	0,0	0,0	38165,7	38165,7
1.7.2	Ensamble de suspensión	Jgo	115	7,1	0,0	0,0	813,0	813,0
1.7.3	Ensamble de anclaje	Jgo	92	19,6	0,0	0,0	1804,6	1804,6
1.7.4	Amortiguadores Stockbridge para AoGo 50 mm2	Und	398	4,9	0,0	0,0	1968,1	1968,1
<b>1.8</b>	<b>INSTALACION DE PUESTA A TIERRA</b>						<b>5 326</b>	<b>5 326</b>
1.8.1	Instalación de la jabalina de copperweld 5/8" diam x 8'	Und	111	13,5	0,0	0,0	1500,2	1500,2
1.8.2	Instalación de conductor de copperweld 2 AWG (incluye excavación y relleno compactado de zanja)	km	12	241,2	0,0	0,0	2894,5	2894,5
1.8.3	Medición de Resistividad y Resistencia Puesta a Tierra	Und	154	6,0	0,0	0,0	930,9	930,9
<b>1.9</b>	<b>REVISION FINAL, PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO</b>						<b>22 292</b>	<b>22 292</b>
1.9.1	Revisión final, prueba y puesta en servicio	Glb	1	22291,5	0,0	0,0	22291,5	22291,5
	<b>TOTAL</b>						<b>1 315 367</b>	<b>1 315 367</b>

**ANEXO N° 1.3.2**  
**VALOR REFERENCIAL DE LINEAS DE TRANSMISIÓN**

**LÍNEA DE TRANSMISIÓN MAZUKO - PUERTO MALDONADO -TRAMO I 66 kV 26,8 km**  
**TORRES METÁLICAS - ZONA RURAL**

PROYECTO : FACTIBILIDAD SAN GABÁN - PUERTO MALDONADO  
Tipo de Cambio: 3,26 S/. / US\$ Agosto del 2005

PARTE 0 : RESUMEN DE INVERSIONES

LONGITUD DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN km : 26.8

ITEM	DESCRIPCIÓN	INVERSIONES			
		A precios Privados		A precios Sociales	
		US \$	S/.	US \$	S/.
<b>1</b>	<b>Costos Directos</b>	<b>913 652,0</b>	<b>2 978 505,6</b>	<b>887 851,0</b>	<b>2 894 394,2</b>
1.1	Suministro de Equipos y Materiales	444 664,0	1 449 604,7	418 863,0	1 365 493,4
1.2	Montaje Electromecánico y Obras Civiles	433 414,9	1 412 932,4	433 414,9	1 412 932,4
1.3	Transporte de Equipos y Materiales	35 573,1	115 968,4	35 573,1	115 968,4
<b>2</b>	<b>Costos Indirectos</b>	<b>159 072,8</b>	<b>518 577,5</b>	<b>159 072,8</b>	<b>518 577,5</b>
2.1	Servidumbre (costo del terreno)	3 752,0	12 231,5	3 752,0	12 231,5
2.2	Gastos Generales	91 365,2	297 850,6	91 365,2	297 850,6
2.3	Utilidades	63 955,6	208 495,4	63 955,6	208 495,4
<b>TOTAL</b>		<b>1 072 724,9</b>	<b>3 497 083,0</b>	<b>1 046 923,8</b>	<b>3 412 971,7</b>
	<b>INDICADORES</b>	<b>\$/km</b>	<b>40 027,0</b>	<b>39 064,3</b>	
	<b>INDICADOR TOTAL CON IG</b>	<b>\$/km</b>	<b>47 632,2</b>	<b>46 486,5</b>	



**ANEXO N° 1.3.2**  
**VALOR REFERENCIAL DE LINEAS DE TRANSMISIÓN**

**LÍNEA DE TRANSMISIÓN MAZUKO - PUERTO MALDONADO -TRAMO I 66 kV 26,8 km**  
**TORRES METÁLICAS - ZONA RURAL**

PROYECTO : FACTIBILIDAD SAN GABÁN - PUERTO MALDONADO  
Tipo de Cambio: 3,26 \$/ US\$ Agosto del 2005

**PARTE I : SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE EQUIPOS Y MATERIALES**

ITEM. Nº	DESCRIPCIÓN	METRADO		C O S T O - U S \$				
				UNITARIO		Impuestos Arancel + Desaduanje	TOTAL	
		Unid.	Cant.	FOB o Local	CIF		Privados	Precios Sociales
<b>A</b>	<b>SUMINISTRO DE MATERIALES</b>						<b>444 664</b>	<b>418 863</b>
<b>1.0</b>	<b>ESTRUCTURAS METÁLICAS (TORRES)</b>			<b>27 033</b>	<b>31 358</b>	<b>4 625</b>	<b>205 744</b>	<b>193 641</b>
	<u>Estructuras de Suspensión Tipo "S"</u>	<b>46,00</b>						
1.1	Torres Tipo S-3	Und	6	1 377	1 598	236	11 001	10 354
1.2	Torres Tipo S+0	Und	34	1 685	1 955	288	76 274	71 787
1.3	Torres Tipo S+3	Und	6	1 995	2 314	341	15 934	14 997
1.4	Pata -2 m	Und	3	24	28	4	96	90
1.5	Pata -1 m	Und	9	41	47	7	487	458
1.6	Pata +0 m	Und	29	67	78	11	2 582	2 431
1.7	Pata +1 m	Und	12	108	125	18	1 717	1 616
1.8	Pata +2 m	Und	6	125	145	21	999	940
1.9	Pata +3 m	Und	5	166	192	28	1 103	1 038
	Parrillas	Und	98	69	79	12	8 936	8 410
	Stub	Und	64	18	20	3	1 493	1 405
	<u>Estructuras de Angulo-Anclaje Tipo "A"</u>	<b>9,00</b>						
1.10	Torres Tipo A-3	Und	5	2 490	2 888	426	16 571	15 596
1.11	Torres Tipo A+0	Und	2	2 893	3 356	495	7 701	7 248
1.12	Torres Tipo A+3	Und	2	3 296	3 823	564	8 774	8 258
1.13	Pata -2 m	Und	1	52	60	9	69	65
1.14	Pata -1 m	Und	7	67	78	11	623	587
1.15	Pata +0 m	Und	16	90	104	15	1 917	1 804
1.16	Pata +1 m	Und	7	140	163	24	1 306	1 229
1.17	Pata +2 m	Und	2	175	203	30	466	439
1.18	Pata +3 m	Und	3	212	246	36	846	796
1.19	Stub	Und	36	18	21	3	878	826
	<u>Estructuras Terminales-Anclaje Tipo "T"</u>	<b>7,00</b>						
1.25	Torres Tipo T-3	Und	2	3 198	3 710	547	8 514	8 013
1.26	Torres Tipo T-0	Und	1	3 710	4 303	635	4 938	4 648
1.27	Torres Tipo T+3	Und	4	4 236	4 914	725	22 556	21 230
1.28	Pata -2 m	Und	1	52	60	9	69	65
1.29	Pata -1 m	Und	4	79	92	14	422	397
1.30	Pata +0 m	Und	14	99	115	17	1 852	1 743
1.31	Pata +1 m	Und	4	123	143	21	656	618
1.32	Pata +2 m	Und	2	155	179	26	412	388
	Pata +3 m	Und	3	194	225	33	776	730
	Stub	Und	28	18	21	3	660	621
	Placas de Señalización	Und	62	62	72	11	5 117	4 816
<b>2.0</b>	<b>CONDUCTORES Y ACCESORIOS</b>			<b>1 431</b>	<b>1 520</b>	<b>239</b>	<b>153 335</b>	<b>143 068</b>
2.1	Conductor de Aleación de Aluminio-AAAC de 200 mm2	km	84	1 383	1 466	231	143 250	133 659
2.2	Manguitos de empalme para AAAC 200 mm2	Und	28	8	9	1	295	275
2.3	Manguitos de reparación para AAAC 200 mm2	Und	21	13	15	2	356	332
2.4	Amortiguadores Stockbridge para AAAC 200 mm2	Und	372	17	18	3	7 957	7 425
2.5	Varilla de armar prefornada para AAAC 200 mm2	Und	106	11	12	2	1 477	1 378
<b>3.0</b>	<b>PUESTA A TIERRA Y ACCESORIOS</b>			<b>833</b>	<b>883</b>	<b>135</b>	<b>4 044</b>	<b>3 790</b>
3.1	Conductor copperweld N° 2 AWG	km	3	816	864	132	2 790	2 614
3.2	Jabalina copperweld 5/8"x8'	Und	32	8	8	1	297	278
3.3	Conector torre-conductor de PT	Und	148	4	4	1	723	678
3.4	Conector de doble vía para conductor de cobre	Und	32	6	6	1	235	220
<b>4.0</b>	<b>AISLADORES Y ACCESORIOS</b>			<b>339</b>	<b>380</b>	<b>29</b>	<b>18 406</b>	<b>18 449</b>
4.1	Aislador polimerico c/terminales ojo-bola para 4 300 msnm	Und	36	88	99	8	3 823	3 832
4.2	Cadena de aisladores de anclaje/terminales ojo-horquilla	Und	60	90	101	8	6 517	6 532
4.3	Contrapeso de 25 kg	Und	12	39	44	3	565	566
4.4	Grillete para contrapeso (dispositivos de sujeción para grapa de	Und	12	10	11	1	145	145
4.5	Soporte en "U" para contrapeso	Und	36	10	11	1	434	435
4.6	Herrajes de cadena de suspensión para 200 mm² AAAC: Grapa de suspensión y adaptador casquillo-ojo	Jgo	36	16	18	1	695	697
4.7	Herrajes para cadena de Anclaje para 200 mm² AAAC: Grapa de anclaje tipo compresión y adaptador casquillo-horquilla adaptador horquilla-ojo y una grapa de suspensión	Und	60	46	52	4	3 331	3 338
4.8	Grapa de anclaje tipo compresión	Und	60	40	45	3	2 896	2 903
<b>5.0</b>	<b>CABLE DE GUARDA Y ACCESORIOS</b>			<b>862</b>	<b>1 000</b>	<b>147</b>	<b>48 615</b>	<b>45 756</b>
5.1	Cable de acero galvanizado EHS 3/8" diámetro	km	28	520	603	89	19 478	18 332
5.2	Ensamble de Suspensión (ver lámina N° 205 de torres)	Jgo	46	15	17	3	918	864
	- 01 Grapa de suspensión							
	- 01 Adaptador ojo - ojo girado							
	- 01 Conexión de puesta a tierra (cable de guarda + conectores)							
	- 01 Perno en "U" (suministrado por el fabricante de torres)							
5.3	Ensamble de Anclaje (ver lámina N° 205 de torres)	Jgo	16	20	23	3	426	401
	- 02 Grapa de anclaje tipo compresión							
	- 02 Grillete							
	- 02 Grapa unifilar							
5.4	Grillete recto (solo en estructuras de llegada a subestaciones)	Und	2	4	5	1	11	10
5.5	Platina Yugo (solo en estructuras de llegada a subestaciones)	Und	1	10	12	2	13	13
5.6	Adaptador horquilla-horquilla (solo en estructuras de llegada a s	Und	2	0	0	0	0	0
5.7	Manguito de Empalme para AoGo 38 mm2	Und	18	18	21	3	431	406
5.8	Manguito de Reparación para AoGo 38 mm2	Und	14	18	21	3	335	316
5.9	Amortiguadores Stockbridge para AoGo 38 mm2	Und	398	7	8	1	3 708	3 490
5.10	Esferas de balizaje	Und	70	250	290	43	23 294	21 924
<b>6.0</b>	<b>EQUIPOS DE OPERACION</b>			<b>11 160</b>	<b>11 885</b>	<b>1 278</b>	<b>14 519</b>	<b>14 159</b>
6.1	Detector de voltaje del tipo audible o de efecto luminoso con accesorios y pértiga de acople para línea de 66 kV	Jgo	1	1 360	1 448	156	1 604	1 564
6.2	Equipo de compresión compuesto por:	Jgo	1	6 900	7 349	790	8 138	7 936

**ANEXO N° 1.3.2**  
**VALOR REFERENCIAL DE LINEAS DE TRANSMISIÓN**

**LÍNEA DE TRANSMISIÓN MAZUKO - PUERTO MALDONADO -TRAMO I 66 kV 26,8 km**  
**TORRES METÁLICAS - ZONA RURAL**

**PROYECTO : FACTIBILIDAD SAN GABÁN - PUERTO MALDONADO**  
**Tipo de Cambio: 3,26 S/. / US\$ Agosto del 2005**

6.3	- Compresor hidráulico							
	- Bomba hidráulica							
	- Manguera de alta presión							
	- Matriz de empalme y juego de dados para conductor de AAAC 200 mm2							
	Herramientas							
	- Tirfor de 3 TN	Und	1	1 150	1 225	132	1 356	1 323
	- Tirfor de 1.5 TN	Und	1	600	639	69	708	690
	- Camelones para conductor de 200 mm2	Und	2	350	373	40	826	805
	- Escalera de gato	Und	2	800	852	92	1 887	1 840
<b>B TRANSPORTE DE EQUIPOS Y MATERIALES A LA ZONA DEL PROYECTO</b>							<b>35 573</b>	<b>35 573</b>
8% DE LOS COSTOS A PRECIOS PRIVADOS								
<b>TOTAL</b>							<b>480 237</b>	<b>454 436</b>

**ANEXO N° 1.3.2**  
**VALOR REFERENCIAL DE LINEAS DE TRANSMISIÓN**

**LÍNEA DE TRANSMISIÓN MAZUKO - PUERTO MALDONADO -TRAMO I 66 kV 26,8 km**  
**TORRES METÁLICAS - ZONA RURAL**

PROYECTO : FACTIBILIDAD SAN GABÁN - PUERTO MALDONADO  
Tipo de Cambio: 3,26 \$/ US\$ Agosto del 2005

**PARTE II : MONTAJE ELECTROMECÁNICO Y OBRAS CIVILES**

ITEM. Nº	DESCRIPCIÓN	METRADO		UNITARIO		Impuestos Arancel + Desaduanje	C O S T O - U S \$	
		Unid.	Cant.	FOB o Local	CIF		TOTAL	
							Privados	Sociales
<b>1.0</b>	<b>OBRAS CIVILES, MONTAJE, PRUEBA Y PUESTA EN SERVICIO</b>							
<b>1.1</b>	<b>OBRAS PRELIMINARES</b>						<b>50 499</b>	<b>50 499</b>
1.1.1	Replanteo topográfico	km	26,8	696,6	0	0	18668,8	18668,8
1.1.2	Estudio Geotécnico	Pto	3	200,0	0	0	600,0	600,0
1.1.3	Gestión de servidumbre e indemnización	Glb	1	2500,0	0	0	2500,0	2500,0
1.1.4	Limpieza de franja de servidumbre	Ha	43	494,9	0	0	21230,5	21230,5
1.1.5	Ingeniería de detalle	Glb	1	5000,0	0	0	5000,0	5000,0
1.1.6	Supervisión e Inspección del Instituto Nacional de Cultura INC	Glb	1	2500,0	0	0	2500,0	2500,0
<b>1.2</b>	<b>OBRAS PROVISIONALES</b>						<b>50 974</b>	<b>50 974</b>
1.2.1	Campamentos y almacenes							
	- Instalación	Glb	1	22000,0	0,0	0,0	22000,0	22000,0
	- Operación y mantenimiento	Glb	1	12000,0	0,0	0,0	12000,0	12000,0
1.2.2	Camino de acceso en terreno plano	km	0,1	1988,0	0,0	0,0	198,8	198,8
1.2.3	Camino de acceso en terreno ondulado	km	1,0	2270,0	0,0	0,0	2270,0	2270,0
1.2.4	Camino de acceso en terreno accidentado	km	0,5	2850,0	0,0	0,0	1425,0	1425,0
1.2.5	Mejoramiento de camino de acceso	km	0,3	767,0	0,0	0,0	230,1	230,1
1.2.6	Lastrado de caminos de acceso	km	2,0	5173,2	0,0	0,0	10346,4	10346,4
1.2.7	Camino de herradura (plano a ondulado)	km	1,0	992,4	0,0	0,0	992,4	992,4
1.2.8	Camino de herradura (muy accidentado)	km	1,0	1511,1	0,0	0,0	1511,1	1511,1
<b>1.3</b>	<b>EXCAVACION Y FUNDACIONES DE TORRES METALICAS</b>						<b>100 043</b>	<b>100 043</b>
1.3.1	Excavación para torres en suelo tipo I	m3	729	16,8	0,0	0,0	12247,2	12247,2
1.3.2	Excavación para torres en suelo tipo II	m3	506	13,8	0,0	0,0	6992,9	6992,9
1.3.3	Excavación para torres en suelo tipo III	m3	766	12,9	0,0	0,0	9886,5	9886,5
1.3.4	Excavación en roca compacta	m3	47	69,1	0,0	0,0	3248,2	3248,2
1.3.5	Relleno compactado con material propio	m3	879	20,6	0,0	0,0	18081,0	18081,0
1.3.5	Eliminación de material excedente	m3	447	5,6	0,0	0,0	2503,2	2503,2
1.3.6	Encofrado y desencofrado	m2	494	7,0	0,0	0,0	3467,9	3467,9
1.3.8	Solado de concreto F'c=80 kg/cm2 E=7.5cm	m2	635	6,9	0,0	0,0	4406,9	4406,9
1.3.7	Armadura FY = 4200 kg/cm2	kg	12 424	1,3	0,0	0,0	16151,2	16151,2
1.3.9	Estructura metálica ( para la parrilla )	kg	1 879	2,3	0,0	0,0	4359,3	4359,3
1.3.10	Concreto 210 kg/cm2 -I	m3	168	111,3	0,0	0,0	18698,4	18698,4
<b>1.4</b>	<b>MONTAJE DE ESTRUCTURAS METALICAS</b>						<b>60 047</b>	<b>60 047</b>
1.4.1	Tipo S-3	Und	6	689,5	0,0	0,0	4137,0	4137,0
1.4.2	Tipo S+0	Und	34	845,8	0,0	0,0	28755,9	28755,9
1.4.3	Tipo S+3	Und	6	1188,1	0,0	0,0	7128,8	7128,8
1.4.4	Tipo A-3	Und	5	944,3	0,0	0,0	4721,3	4721,3
1.4.4	Tipo A+0	Und	2	1175,0	0,0	0,0	2350,1	2350,1
1.4.5	Tipo A+3	Und	2	1318,1	0,0	0,0	2636,2	2636,2
1.4.6	Tipo T-3	Und	2	1175,0	0,0	0,0	2350,1	2350,1
1.4.7	Tipo T+0	Und	1	1500,9	0,0	0,0	1500,9	1500,9
1.4.8	Tipo T+3	Und	4	1616,8	0,0	0,0	6467,2	6467,2
<b>1.5</b>	<b>MONTAJE DE AISLADORES</b>						<b>783</b>	<b>783</b>
1.5.1	Cadena de aisladores de suspensión c/accesorios	Und	36	6,4	0,0	0,0	229,8	229,8
1.5.2	Cadena de aisladores de anclaje c/terminales ojo - horquilla	Und	60	8,9	0,0	0,0	536,2	536,2
1.5.3	Contrapeso	Cjto	4	4,2	0,0	0,0	16,9	16,9
<b>1.6</b>	<b>CONDUCTOR</b>						<b>125 509</b>	<b>125 509</b>
1.6.1	Conductor de aleación de aluminio de 200 mm2	km	84	1459,1	0,0	0,0	123178,5	123178,5
1.6.2	Amortiguadores Stockbridge para AAAC 200 mm2	Und	372	6,3	0,0	0,0	2330,1	2330,1
<b>1.7</b>	<b>CABLE DE GUARDA</b>						<b>35 234</b>	<b>35 234</b>
1.7.1	Cable de Guarda de AoGo de 38 mm2	km	28	537,5	0,0	0,0	15126,5	15126,5
1.7.2	Ensamble de suspensión	Jgo	46	7,1	0,0	0,0	325,2	325,2
1.7.3	Ensamble de anclaje	Jgo	16	19,6	0,0	0,0	313,8	313,8
1.7.4	Amortiguadores Stockbridge para AoGo 38 mm2	Und	398	4,9	0,0	0,0	1968,1	1968,1
1.7.5	Esferas de Balizaje	Und	70	250,0	0,0	0,0	17500,0	17500,0
<b>1.8</b>	<b>INSTALACION DE PUESTA A TIERRA</b>						<b>1 483</b>	<b>1 483</b>
1.8.1	Instalación de la jabalina de copperweld 5/8" diam x 8'	Und	32	13,5	0,0	0,0	432,5	432,5
1.8.2	Instalación de conductor de copperweld 2 AWG (incluye excavación y relleno compactado de zanja)	km	3	241,2	0,0	0,0	675,4	675,4
1.8.3	Medición de Resistividad y Resistencia Puesta a Tierra	Und	62	6,0	0,0	0,0	374,8	374,8
<b>1.9</b>	<b>REVISION FINAL, PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO</b>						<b>8 844</b>	<b>8 844</b>
1.9.1	Revisión final, prueba y puesta en servicio	Glb	1	8844,0	0,0	0,0	8844,0	8844,0
	<b>TOTAL</b>						<b>433 415</b>	<b>433 415</b>

**ANEXO N° 1.3.3  
VALOR REFERENCIAL DE LINEAS DE TRANSMISIÓN**

**LÍNEA DE TRANSMISIÓN MAZUKO - PUERTO MALDONADO - TRAMO II 66 Kv 125.9 km  
POSTES DE CONCRETO - ZONA RURAL**

PROYECTO : FACTIBILIDAD. SAN GABÁN - PUERTO MALDONADO

Tipo de Cambio: 3,26 S/. / US\$ Agosto del 2005

PARTE 0 : RESUMEN DE INVERSIONES

LONGITUD DE LINEA DE TRANSMISIÓN km : 125,9

ITEM	DESCRIPCIÓN	INVERSIONES			
		A precios Privados		A precios Sociales	
		US \$	S/.	US \$	S/.
<b>1</b>	<b>Costos Directos</b>	<b>2 911 965,1</b>	<b>9 493 006,3</b>	<b>2 802 579,5</b>	<b>9 136 409,3</b>
1.1	Suministro de Equipos y Materiales	1 564 217,1	5 099 347,7	1 454 831,5	4 742 750,8
1.2	Montaje Electromecánico y Obras Civiles	1 245 442,0	4 060 140,9	1 245 442,0	4 060 140,9
1.3	Transporte de Equipos y Materiales	102 306,0	333 517,6	102 306,0	333 517,6
<b>2</b>	<b>Costos Indirectos</b>	<b>512 660,1</b>	<b>1 671 271,8</b>	<b>512 660,1</b>	<b>1 671 271,8</b>
2.1	Servidumbre (costo del terreno)	17 626,0	57 460,8	17 626,0	57 460,8
2.2	Gastos Generales	291 196,5	949 300,6	291 196,5	949 300,6
2.3	Utilidades	203 837,6	664 510,5	203 837,6	664 510,4
	<b>TOTAL</b>	<b>3 424 625,2</b>	<b>11 164 278,1</b>	<b>3 315 239,6</b>	<b>10 807 681,1</b>
	<b>INDICADORES</b>	<b>\$/km</b>	<b>27 201,2</b>	<b>26 332,3</b>	
	<b>INDICADOR TOTAL CON IGV</b>	<b>\$/km</b>	<b>32 369,4</b>	<b>31 335,5</b>	

**ANEXO N° 1.3.3**  
**VALOR REFERENCIAL DE LINEAS DE TRANSMISIÓN**

**LÍNEA DE TRANSMISIÓN MAZUKO - PUERTO MALDONADO - TRAMO II 66 Kv 125.9 km**  
**POSTES DE CONCRETO - ZONA RURAL**

**PROYECTO : FACTIBILIDAD SAN GABÁN - PUERTO MALDONADO**  
**Tipo de Cambio: 3,26 \$./ US\$ Agosto del 2005**

**PARTE I : SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE EQUIPOS Y MATERIALES**

ITEM.	DESCRIPCIÓN	METRADO		C O S T O - U S \$				
				UNITARIO		Impuestos Arancel + Desaduanje	TOTAL	
		Unid.	Cant.	FOB o Local	CIF		Privados	Sociales
<b>A</b>	<b>SUMINISTRO DE MATERIALES</b>						<b>1 564 217</b>	<b>1 454 832</b>
<b>1.0</b>	<b>ESTRUCTURAS SOPORTE</b>			<b>4 698</b>	<b>1 438</b>	<b>222</b>	<b>377 101</b>	<b>331 310</b>
	<b>Estructura de Suspensión "SSC" (0°)</b>							
1.1	Poste de concreto armado 16 m, 300 kg	Und	289,0	380,0	0	0	109 820	109 820
1.2	Cruceta de concreto de 3,0 m, 500 kg	Und	289,0	68,9	0	0	19 912	19 912
1.3	Accesorios y ferretería	Gbl	1,0	118,4	133	21	153	143
	<b>Estructura de Suspensión "S1SC" (0°-7°)</b>							
1.4	Poste de concreto armado 17 m, 500 kg	Und	53,0	495,0	0	0	26 235	26 235
1.5	Accesorios y ferretería	Gbl	1,0	126,0	141	22	163	152
	<b>Estructura de Angulo "A1SC" (7° - 30°)</b>							
1.6	Poste de concreto armado 17 m, 500 kg	Und	42,0	495,0	0	0	20 790	20 790
1.7	Extensor de ángulo para cadena de aisladores	Und	126,0	30,7	34	3	4 668	4 679
1.8	Accesorios y ferretería	Gbl	1,0	126,0	141	22	163	152
	<b>Estructura de Angulo "A2SC" (30° - 60°)</b>							
1.9	Poste de concreto armado 17 m, 500 kg	Und	53,0	495,0	0	0	26 235	0
1.10	Accesorios y ferretería	Gbl	1,0	126,0	141	22	163	152
	<b>Estructura de Angulo "A3SC" (60° - 90°)</b>							
1.11	Poste de concreto armado 17 m, 500 kg	Und	26,0	495,0	0	0	12 870	0
1.12	Accesorios y ferretería	Gbl	1,0	126,0	141	22	163	152
	<b>Estructura de Retención "RSC" (0°-15°)</b>							
1.13	Poste de concreto armado 17 m, 500 kg	Und	53,0	495,0	0	0	26 235	26 235
1.14	Cruceta de concreto de 3,0 m, 700 kg	Und	159,0	75,9	0	0	12 068	12 068
1.15	Accesorios y ferretería	Gbl	1,0	126,0	141	22	163	152
	<b>Estructura Especial "ESC" (0°- 90°)</b>							
1.16	Poste de concreto armado 16 m, 500 kg	Und	11,0	420,0	0	0	4 620	4 620
1.17	Accesorios y ferretería	Gbl	1,0	338,7	379	60	439	410
1.18	Placas de Señalización	Und	527,0	160,0	186	27	112 238	105 636
<b>2.0</b>	<b>CONDUCTORES Y ACCESORIOS</b>				<b>1 504</b>	<b>237</b>	<b>747 776</b>	<b>697 709</b>
2.1	Conductor de AAAC 200 mm <sup>2</sup>	km	396,6	1 383,0	1 466	231	672 979	627 920
2.2	Varilla de armar para conductor de AAAC 200 mm <sup>2</sup>	Und	132,0	12,4	14	2	2 122	1 980
2.3	Junta de Empalmes para conductor de AAAC 200 mm <sup>2</sup>	Und	133,0	2,0	2	0	345	322
2.4	Manguitos de Reparación para conductor de AAAC 200 mm <sup>2</sup>	Und	34,0	1,9	2	0	84	78
2.5	Amortiguadores para conductor de AAAC 200 mm <sup>2</sup>	Und	3 096,0	18,0	20	3	72 246	67 409
<b>3.0</b>	<b>PUESTA A TIERRA Y ACCESORIOS</b>				<b>878</b>	<b>134</b>	<b>16 309</b>	<b>15 283</b>
3.1	Conductor copperweld N° 2 AWG	km	7,9	815,5	864	132	7 875	7 380
3.2	Jabalina copperweld 16 mm Ø (5/8"Ø) x 2,40 m de longitud	Und	527,0	7,6	8	1	4 893	4 585
3.3	Conector de doble vía para conductor de cobre	Und	527,0	5,5	6	1	3 541	3 318
<b>4.0</b>	<b>AISLADORES Y ACCESORIOS</b>				<b>389</b>	<b>30</b>	<b>194 619</b>	<b>195 071</b>
4.1	Cadena de Aisladores en Suspensión, 60 kV (Incluye grapa de s	Jgo	627,0	77,0	86	7	58 263	58 398
4.2	Cadena de Aisladores en Anclaje, 60 kV (Ingruye grapa de ancl	Jgo	270,0	80,0	90	7	26 067	26 127
4.3	Aislador Tipo Line Post para 60 kV	Und	481,0	190,0	213	16	110 289	110 545
<b>5.0</b>	<b>CABLE DE GUARDA Y ACCESORIOS</b>				<b>638</b>	<b>94</b>	<b>100 524</b>	<b>94 611</b>
5.1	Cable de Guarda EHS 38 mm <sup>2</sup>	km	129,7	500,0	580	86	86 322	81 244
5.2	Junta de Empalmes para EHS 38 mm <sup>2</sup>	U	26,0	10,2	12	2	351	331
5.3	Manguitos de Reparación para EHS 38 mm <sup>2</sup>	U	7,0	16,7	19	3	156	146
5.4	Ensamble en suspensión para EHS 38 mm <sup>2</sup>	U	437,0	10,1	12	2	5 875	5 529
5.5	Ensamble en Anclaje para EHS 38 mm <sup>2</sup>	U	224,0	9,0	10	2	2 669	2 512
5.6	Amortiguadores para EHS 38 mm <sup>2</sup>	U	1 032,0	3,8	4	1	5 151	4 848
<b>6.0</b>	<b>RETENIDAS (No incluye excavación, relleno y bloque CA)</b>	C/jto	730,0	117,0	<b>136</b>	<b>20</b>	<b>113 689</b>	<b>107 002</b>
<b>7.0</b>	<b>EQUIPOS DE OPERACIÓN</b>				<b>11 596</b>	<b>1 247</b>	<b>14 199</b>	<b>13 846</b>
7.1	Detector de voltaje del tipo audible o de efecto luminoso con accesorios y pértiga de acople para línea de 66 kV	Jgo	1,0	1 088,0	1 159	125	1 283	1 251
7.2	Equipo de compresión compuesto por: - Compresor hidráulico - Bomba hidráulica - Manguera de alta presión - Matriz de empalme y juego de dados para conductor de AAAC 200 mm <sup>2</sup>	Jgo	1,0	6 900,0	7 349	790	8 138	7 936
7.3	Herramientas - Tirfor de 3 TN - Tirfor de 1.5 TN - Camelones para conductor de 200 mm <sup>2</sup> - Escalera de gato	Und	1,0	1 150,0	1 225	132	1 356	1 323
		Und	1,0	600,0	639	69	708	690
		Und	2,0	350,0	373	40	826	805
		Und	2,0	800,0	852	92	1 887	1 840
<b>B</b>	<b>TRANSPORTE DE EQUIPOS Y MATERIALES A LA ZONA DEL PROYECTO</b>						<b>125 137</b>	<b>125 137</b>
	8% DE LOS COSTOS A PRECIOS PRIVADOS				8%	Privados	125 137	125 137
	<b>TOTAL</b>						<b>1 689 354</b>	<b>1 579 969</b>

**ANEXO N° 1.3.3**  
**VALOR REFERENCIAL DE LINEAS DE TRANSMISIÓN**

**LÍNEA DE TRANSMISIÓN MAZUKO - PUERTO MALDONADO - TRAMO II 66 Kv 125.9 km**  
**POSTES DE CONCRETO - ZONA RURAL**

PROYECTO : FACTIBILIDAD. SAN GABÁN - PUERTO MALDONADO

Tipo de Cambio: 3,26 \$./ US\$ Agosto del 2005

**PARTE II : MONTAJE ELECTROMECAÁNICO Y OBRAS CIVILES**

ITEM. Nº	DESCRIPCIÓN	METRADO		C O S T O - U S \$				
				UNITARIO		Impuestos Arancel + Desaduanje	TOTAL	
		Unid.	Cant.	FOB o Local	CIF		Privados	Sociales
<b>1.0</b>	<b>OBRAS CIVILES, MONTAJE, PRUEBA Y PUESTA EN SERVICIO</b>							
<b>1.1</b>	<b>OBRAS PRELIMINARES</b>						<b>156 944,7</b>	<b>156 944,7</b>
1.1.1	Replanteo topográfico	km	125,9	200,0	0,0	0,0	25 180,0	25 180,0
1.1.2	Estudio Geotécnico	Pto	25,0	172,0	0,0	0,0	4 300,0	4 300,0
1.1.4	Gestión de servidumbre e indemnización	Glb	1,0	16 744,7	0,0	0,0	16 744,7	16 744,7
1.1.5	Limpieza de franja de servidumbre	Ha	251,8	250,0	0,0	0,0	62 950,0	62 950,0
1.1.7	Ingeniería de detalle	Glb	1,0	37 770,0	0,0	0,0	37 770,0	37 770,0
1.1.9	Supervisión e inspección del Instituto Nacional de Cultura INC	Glb	1,0	10 000,0	0,0	0,0	10 000,0	10 000,0
<b>1.2</b>	<b>EXCAVACIÓN Y CIMENTACIONES DE POSTES</b>						<b>209 817,0</b>	<b>209 817,0</b>
1.2.1	Excavación para torres en suelo tipo I	m <sup>3</sup>	3 870,4	16,8	0,0	0,0	65 022,7	65 022,7
1.2.2	Excavación para torres en suelo tipo II	m <sup>3</sup>	570,9	13,8	0,0	0,0	7 878,4	7 878,4
1.2.3	Excavación en roca compacta	m <sup>3</sup>	232,6	69,1	0,0	0,0	16 072,7	16 072,7
1.2.4	Relleno compactado con material propio	m <sup>3</sup>	2 480,4	20,6	0,0	0,0	51 096,2	51 096,2
1.2.5	Relleno con material de préstamo	m <sup>3</sup>	130,6	35,7	0,0	0,0	4 662,4	4 662,4
1.2.6	Eliminación de material excedente	m <sup>3</sup>	2 610,8	5,6	0,0	0,0	14 620,6	14 620,6
1.2.7	Concreto Ciclopeo	m <sup>2</sup>	1 073,7	47,0	0,0	0,0	50 463,9	50 463,9
1.2.8	Base de concreto armado pre-fabricado	Und	527,0	75,0	0,0	0,0	39 525,0	39 525,0
1.2.9	Bloque de concreto de 1,50 x 0,30 x 0,30 m	Und	730,0	12,2	0,0	0,0	8 906,0	8 906,0
<b>1.4</b>	<b>MONTAJE DE ESTRUCTURAS METÁLICAS</b>						<b>133 115,2</b>	<b>133 115,2</b>
1.4.1	Estructura de Suspensión "SSC" (0°)	Und	289,0	354,0	0,0	0,0	102 306,0	102 306,0
1.4.2	Estructura de Suspensión "S1SC" (0°-7°)	Und	53,0	137,2	0,0	0,0	7 271,6	7 271,6
1.4.3	Estructura de Angulo "A1SC" (7° - 30°)	Und	42,0	119,8	0,0	0,0	5 031,6	5 031,6
1.4.4	Estructura de Angulo "A2SC" (30° - 60°)	Und	53,0	137,2	0,0	0,0	7 271,6	7 271,6
1.4.5	Estructura de Angulo "A3SC" (60° - 90°)	Und	26,0	101,2	0,0	0,0	2 631,2	2 631,2
1.4.6	Estructura de Retención "RSC" (0°-15°)	Und	53,0	142,4	0,0	0,0	7 547,2	7 547,2
1.4.7	Estructura Especial "ESC" (0°- 90°)	Und	11,0	96,0	0,0	0,0	1 056,0	1 056,0
<b>1.5</b>	<b>MONTAJE DE AISLADORES</b>						<b>13 553,1</b>	<b>13 553,1</b>
1.5.1	Cadena de aisladores de suspensión c/accesorios	Und	627,0	6,4	0,0	0,0	4 002,2	4 002,2
1.5.2	Cadena de aisladores de anclaje c/terminales ojo - horquilla	Und	270,0	8,9	0,0	0,0	2 412,8	2 412,8
1.5.3	Aislador Tipo Line Post para 60 kV	Und	481,0	14,8	0,0	0,0	7 138,0	7 138,0
<b>1.6</b>	<b>CONDUCTOR</b>						<b>598 077,4</b>	<b>598 077,4</b>
1.6.1	Conductor de aleación de aluminio de 200 mm <sup>2</sup>	km	396,6	1 459,1	0,0	0,0	578 685,0	578 685,0
1.6.2	Amortiguadores Stockbridge para AAAC 200 mm <sup>2</sup>	Und	3 096,0	6,3	0,0	0,0	19 392,4	19 392,4
<b>1.7</b>	<b>CABLE DE GUARDA</b>						<b>82 306,0</b>	<b>82 306,0</b>
1.7.1	Cable de Guarda de EHS de 38 mm <sup>2</sup>	km	129,7	537,5	0,0	0,0	69 719,6	69 719,6
1.7.2	Ensamble de suspensión	Jgo	437,0	7,1	0,0	0,0	3 089,3	3 089,3
1.7.3	Ensamble de anclaje	Jgo	224,0	19,6	0,0	0,0	4 393,8	4 393,8
1.7.4	Amortiguadores Stockbridge para AoGo 38 mm <sup>2</sup>	Und	1 032,0	4,9	0,0	0,0	5 103,3	5 103,3
<b>1.8</b>	<b>INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA</b>						<b>10 081,7</b>	<b>10 081,7</b>
1.8.1	Instalación de la jabalina de copperweld 16 mm diametro x 2,4 m	Und	527,0	17,2	0,0	0,0	9 064,4	9 064,4
1.8.2	Instalación de conductor de copperweld 2 AWG (35 mm <sup>2</sup> )	km	7,9	128,7	0,0	0,0	1 017,3	1 017,3
<b>1.9</b>	<b>REVISION FINAL, PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO</b>						<b>41 547,0</b>	<b>41 547,0</b>
1.9.1	Revisión final, prueba y puesta en servicio	Glb	1,0	41 547,0	0,0	0,0	41 547,0	41 547,0
<b>TOTAL</b>							<b>1 245 442,0</b>	<b>1 245 442,0</b>

**ANEXO N°1.3.4  
VALOR REFERENCIAL DE LINEAS DE TRANSMISIÓN**

**LÍNEA DE TRANSMISIÓN MAZUKO - PUERTO MALDONADO - TRAMO III 66 kV 5,3 km  
POSTES DE CONCRETO - ZONA URBANA**

PROYECTO : FACTIBILIDAD. SAN GABÁN - PUERTO MALDONADO

Tipo de Cambio: 3,26 S/. / US\$ Agosto del 2005

PARTE 0 : RESUMEN DE INVERSIONES

LONGITUD DE LINEA DE TRANSMISIÓN km : 5,3

ITEM	DESCRIPCIÓN	INVERSIONES			
		A precios Privados		A precios Sociales	
		US \$	S/.	US \$	S/.
<b>1</b>	<b>Costos Directos</b>	<b>190 726,6</b>	<b>621 768,7</b>	<b>185 193,3</b>	<b>603 730,1</b>
1.1	Suministro de Equipos y Materiales	108 571,0	353 941,5	103 037,7	335 902,9
1.2	Montaje Electromecánico y Obras Civiles	73 469,9	239 511,9	73 469,9	239 511,9
1.3	Transporte de Equipos y Materiales	8 685,7	28 315,3	8 685,7	28 315,3
<b>2</b>	<b>Costos Indirectos</b>	<b>35 603,5</b>	<b>116 067,5</b>	<b>35 603,5</b>	<b>116 067,5</b>
2.1	Servidumbre (costo del terreno)	3 180,0	10 366,8	3 180,0	10 366,8
2.2	Gastos Generales	19 072,7	62 176,9	19 072,7	62 176,9
2.3	Utilidades	13 350,9	43 523,8	13 350,9	43 523,8
	<b>TOTAL</b>	<b>226 330,1</b>	<b>737 836,2</b>	<b>220 796,8</b>	<b>719 797,6</b>
	INDICADORES	\$/km	42 703,8		41 659,8
	INDICADOR TOTAL CON IGV	\$/km	50 817,5		49 575,1

**ANEXO N° 1.3.4  
VALOR REFERENCIAL DE LINEAS DE TRANSMISIÓN**

**LÍNEA DE TRANSMISIÓN MAZUKO - PUERTO MALDONADO - TRAMO III 66 kV 5,3 km**

**POSTES DE CONCRETO - ZONA URBANA**

**PROYECTO : FACTIBILIDAD. SAN GABÁN - PUERTO MALDONADO**

Tipo de Cambio:

3,26

S/. / US\$

Agosto del 2005

**PARTE I : SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE EQUIPOS Y MATERIALES**

ITEM.	DESCRIPCIÓN	METRADO		C O S T O - U S \$				
				UNITARIO		Impuestos Arancel + Desaduanje	TOTAL	
		Unid.	Cant.	FOB o Local	CIF		Privados	Sociales
<b>A</b>	<b>SUMINISTRO DE MATERIALES</b>				<b>15 595</b>	<b>1 832</b>	<b>108 571</b>	<b>103 038</b>
<b>1.0</b>	<b>ESTRUCTURAS SOPORTE</b>			<b>3 018</b>	<b>590</b>	<b>90</b>	<b>27 887</b>	<b>25 295</b>
	<b>Estructura de Suspensión "S<sub>sc</sub>" (0°)</b>							
1.1	Poste de concreto armado 18 m, 300 kg	Und	26	500,0	0	0	13 000	13 000
1.2	Cruceta de concreto de 3,0 m, 500 kg	Und	26	68,9	0	0	1 791	0
1.3	Accesorios y ferretería	Gbl	1	118,4	133	21	153	143
	<b>Estructura de Suspensión "S1<sub>sc</sub>" (0°-7°)</b>							
1.4	Poste de concreto armado 18 m, 500 kg	Und	7	550,0	0	0	3 850	3 850
1.5	Accesorios y ferretería	Gbl	1	126,0	141	22	163	152
	<b>Estructura de Angulo "A1<sub>sc</sub>" (7° - 30°)</b>							
1.6	Poste de concreto armado 18 m, 500 kg	Und	3	670,0	0	0	2 010	2 010
1.7	Extensor de ángulo para cadena de aisladores	Und	9	30,7	34	3	333	334
1.8	Accesorios y ferretería	Gbl	1	126,0	141	22	163	152
	<b>Estructura de Retención "R<sub>sc</sub>" Biposte</b>							
1.11	Poste de concreto armado 18 m, 500 kg	Und	10	550,0	0	0	5 500	5 500
1.12	Cruceta de concreto de 3,8 m, 700 kg	Und	5	75,9	0	0	380	0
1.12	Cruceta de concreto de 1,8 m, 350 kg	Und	5	75,9	0	0	380	0
1.13	Accesorios y ferretería	Gbl	1	126,0	141	22	163	152
<b>2.0</b>	<b>CONDUCTORES Y ACCESORIOS</b>				<b>1 504</b>	<b>237</b>	<b>34 179</b>	<b>31 891</b>
2.1	Conductor de AAAC 200 mm <sup>2</sup>	km	16,7	1 383,0	1 466	231	28 338	26 440
2.2	Varilla de armar para conductor de AAAC 200 mm <sup>2</sup>	Und	5,0	12,4	14	2	80	75
2.3	Junta de Empalmes para conductor de AAAC 200 mm <sup>2</sup>	Und	6,0	2,0	2	0,4	16	15
2.4	Manguitos de Reparación para conductor de AAAC 200 mm <sup>2</sup>	Und	2,0	1,9	2	0,3	5	5
2.5	Amortiguadores para conductor de AAAC 200 mm <sup>2</sup>	Und	246,0	18,0	20	3	5 740	5 356
<b>3.0</b>	<b>PUESTA A TIERRA Y ACCESORIOS</b>				<b>878</b>	<b>134</b>	<b>1 269</b>	<b>1 189</b>
3.1	Conductor copperweld N° 2 AWG	km	0,6	815,5	864	132	613	574
3.2	Jabalina copperweld 16 mm Ø (5/8"Ø) x 2,40 m de longitud	Und	41,0	7,6	8	1	381	357
3.3	Conector de doble vía para conductor de cobre	Und	41,0	5,5	6	1	275	258
<b>4.0</b>	<b>AISLADORES Y ACCESORIOS</b>				<b>389</b>	<b>30</b>	<b>26 265</b>	<b>26 326</b>
4.1	Cadena de Aisladores en Suspensión, 66 kV (Incluye grapa de	Jgo	22,0	77,0	86	7	2 044	2 049
4.2	Cadena de Aisladores en Anclaje, 66 kV (Ingruye grapa de anc	Jgo	30,0	80,0	90	7	2 896	2 903
4.3	Aislador Tipo Line Post para 66 kV	Und	93,0	190,0	213	16	21 324	21 374
<b>5.0</b>	<b>CABLE DE GUARDA Y ACCESORIOS</b>				<b>638</b>	<b>94</b>	<b>4 772</b>	<b>4 492</b>
5.1	Cable de Guarda EHS 38 mm <sup>2</sup>	km	5,5	500,0	580	86	3 661	3 445
5.2	Junta de Empalmes para EHS 38 mm <sup>2</sup>	U	2,0	10,2	12	2	27	25
5.3	Manguitos de Reparación para EHS 38 mm <sup>2</sup>	U	1,0	16,7	19	3	22	21
5.4	Ensamble en suspensión para EHS 38 mm <sup>2</sup>	U	22,0	10,1	12	2	296	278
5.5	Ensamble en Anclaje para EHS 38 mm <sup>2</sup>	U	30,0	9,0	10	2	357	336
5.6	Amortiguadores para EHS 38 mm <sup>2</sup>	U	82,0	3,8	4	1	409	385
<b>7.0</b>	<b>EQUIPOS DE OPERACIÓN</b>				<b>11 596</b>	<b>1 247</b>	<b>14 199</b>	<b>13 846</b>
7.1	Detector de voltaje del tipo audible o de efecto luminoso con accesorios y pértiga de acople para línea de 66 kV	Jgo	1,0	1 088,0	1 159	125	1 283	1 251
7.2	Equipo de compresión compuesto por: - Compresor hidráulico - Bomba hidráulica - Manguera de alta presión - Matriz de empalme y juego de dados para conductor de AAAC 200 mm <sup>2</sup>	Jgo	1,0	6 900,0	7 349	790	8 138	7 936
7.3	Herramientas - Tirfor de 3 TN - Tirfor de 1.5 TN - Camelones para conductor de 200 mm <sup>2</sup> - Escalera de gato	Und	1,0	1 150,0	1 225	132	1 356	1 323
		Und	1,0	600,0	639	69	708	690
		Und	2,0	350,0	373	40	826	805
		Und	2,0	800,0	852	92	1 887	1 840
<b>B</b>	<b>TRANSPORTE DE EQUIPOS Y MATERIALES A LA ZONA DEL PROYECTO</b>						<b>8 686</b>	<b>8 686</b>
	8% DE LOS COSTOS A PRECIOS PRIVADOS			8%	Privados		8 686	8 686
	<b>TOTAL</b>						<b>117 257</b>	<b>111 723</b>



**ANEXO N° 1.3.4**  
**VALOR REFERENCIAL DE LINEAS DE TRANSMISIÓN**

**LÍNEA DE TRANSMISIÓN MAZUKO - PUERTO MALDONADO - TRAMO III 66 kV 5,3 km**  
**POSTES DE CONCRETO - ZONA URBANA**

PROYECTO : FACTIBILIDAD. SAN GABÁN - PUERTO MALDONADO

Tipo de Cambio:

3,26

S/. / US\$

Agosto del 2005

**PARTE II : MONTAJE ELECTROMECÁNICO Y OBRAS CIVILES**

ITEM.	DESCRIPCIÓN	METRADO		UNITARIO			C O S T O - U S \$	
		Unid.	Cant.	FOB o Local	CIF	Impuestos Arancel + Desaduanje	TOTAL	
							Privados	Sociales
<b>1.0</b>	<b>OBRAS CIVILES, MONTAJE, PRUEBA Y PUESTA EN SERVICIO</b>							
<b>1.1</b>	<b>OBRAS PRELIMINARES</b>						<b>13 571,0</b>	<b>13 571,0</b>
1.1.1	Replanteo topográfico	km	3,0	200,0	0,0	0,0	600,0	600,0
1.1.2	Estudio Geotécnico	Pto	1,0	172,0	0,0	0,0	172,0	172,0
1.1.3	Gestión de servidumbre e indemnización	Glb	1,0	399,0	0,0	0,0	399,0	399,0
1.1.4	Limpieza de franja de servidumbre	Ha	6,0	250,0	0,0	0,0	1 500,0	1 500,0
1.1.5	Ingeniería de detalle	Glb	1,0	900,0	0,0	0,0	900,0	900,0
1.1.6	Supervisión e inspección del Instituto Nacional de Cultura INC	Glb	1,0	10 000,0	0,0	0,0	10 000,0	10 000,0
<b>1.2</b>	<b>EXCAVACIÓN Y CIMENTACIONES DE POSTES</b>						<b>13 872,0</b>	<b>13 872,0</b>
1.2.1	Excavación para torres en suelo tipo I	m <sup>3</sup>	251,9	16,8	0,0	0,0	4 231,9	4 231,9
1.2.2	Excavación para torres en suelo tipo II	m <sup>3</sup>	36,8	13,8	0,0	0,0	507,8	507,8
1.2.3	Excavación en roca compacta	m <sup>3</sup>	16,5	69,1	0,0	0,0	1 140,2	1 140,2
1.2.4	Relleno compactado con material propio	m <sup>3</sup>	163,6	20,6	0,0	0,0	3 370,2	3 370,2
1.2.5	Relleno con material de préstamo	m <sup>3</sup>	8,6	35,7	0,0	0,0	307,0	307,0
1.2.6	Eliminación de material excedente	m <sup>3</sup>	173,0	5,6	0,0	0,0	969,0	969,0
1.2.7	Concreto Ciclopeo	m <sup>2</sup>	71,2	47,0	0,0	0,0	3 345,9	3 345,9
1.2.8	Base de concreto armado pre-fabricado	Und	35,0	75,0	0,0	0,0	2 625,0	2 625,0
1.2.9	Bloque de concreto de 1,50 x 0,30 x 0,30 m	Und	48,0	12,2	0,0	0,0	585,6	585,6
<b>1.4</b>	<b>MONTAJE DE ESTRUCTURAS METÁLICAS</b>						<b>11 789,9</b>	<b>11 789,9</b>
1.4.1	Estructura de Suspensión "SSC" (0°)	Und	26	354,0	0,0	0,0	9 204,0	9 204,0
1.4.2	Estructura de Suspensión "S1SC" (0°-7°)	Und	7	137,2	0,0	0,0	960,4	960,4
1.4.3	Estructura de Angulo "A1SC" (7° - 30°)	Und	3	119,8	0,0	0,0	359,4	359,4
1.4.6	Estructura de Retención "RSC" Biposte	Und	10	126,6	0,0	0,0	1 266,1	1 266,1
<b>1.5</b>	<b>MONTAJE DE AISLADORES</b>						<b>1 788,6</b>	<b>1 788,6</b>
1.5.1	Cadena de aisladores de suspensión c/accesorios	Und	22,0	6,4	0,0	0,0	140,4	140,4
1.5.2	Cadena de aisladores de anclaje c/terminales ojo - horquilla	Und	30,0	8,9	0,0	0,0	268,1	268,1
1.5.3	Aislador Tipo Line Post para 60 kV	Und	93,0	14,8	0,0	0,0	1 380,1	1 380,1
<b>1.6</b>	<b>CONDUCTOR</b>						<b>25 908,1</b>	<b>25 908,1</b>
1.6.1	Conductor de aleación de aluminio de 200 mm <sup>2</sup>	km	16,7	1 459,1	0,0	0,0	24 367,2	24 367,2
1.6.2	Amortiguadores Stockbridge para AAAC 200 mm <sup>2</sup>	Und	246,0	6,3	0,0	0,0	1 540,9	1 540,9
<b>1.7</b>	<b>CABLE DE GUARDA</b>						<b>4 106,0</b>	<b>4 106,0</b>
1.7.1	Cable de Guarda de EHS de 38 mm <sup>2</sup>	km	5,5	537,5	0,0	0,0	2 956,5	2 956,5
1.7.2	Ensamble de suspensión	Jgo	22,0	7,1	0,0	0,0	155,5	155,5
1.7.3	Ensamble de anclaje	Jgo	30,0	19,6	0,0	0,0	588,5	588,5
1.7.4	Amortiguadores Stockbridge para AoGo 38 mm <sup>2</sup>	Und	82,0	4,9	0,0	0,0	405,5	405,5
<b>1.8</b>	<b>INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA</b>						<b>784,3</b>	<b>784,3</b>
1.8.1	Instalación de la jabalina de copperweld 16 mm diametro x 2,4	Und	41,0	17,2	0,0	0,0	705,2	705,2
1.8.2	Instalación de conductor de copperweld 2 AWG (35 mm <sup>2</sup> )	km	0,6	128,7	0,0	0,0	79,1	79,1
<b>1.9</b>	<b>REVISION FINAL, PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO</b>						<b>1 650,0</b>	<b>1 650,0</b>
1.9.1	Revisión final, prueba y puesta en servicio	Glb	1,0	1 650,0	0,0	0,0	1 650,0	1 650,0
<b>TOTAL</b>							<b>73 469,9</b>	<b>73 469,9</b>

ANEXO N° 1.4  
RESUMEN GENERAL DE COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO LL.TT. Y SS.EE

No	RUBRO	Lineas US\$	Subestaciones US\$	TOTAL US\$
1	OPERACIÓN		131,779.26	131,779.26
2	MANTENIMIENTO	128,922.31	39,566.13	168,488.44
3	GESTIÓN			9,008.03
4	SEGURIDAD		1,501.34	1,501.34
5	SEGURO			33,771.90
6	TOTAL GENERAL			344,548.97
7	VALOR NUEVO DE REEMPLAZO			11,257,299.09
8	% respecto al VNR			3.06%

A.- RESUMEN DE COSTOS DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

No	INSTALACIÓN	Km	Mantenimiento Anual US\$	
			Mantenimiento	COSTO/ Km
1	Tramo 1: LT 138 kV-AAAC-200 mm <sup>2</sup> con Torres	67.6	29,854	442
2	Tramo 2: LT 66 kV-AAAC-200 mm <sup>2</sup> con Torres	26.8	11,542	431
3	Tramo 3: LT 66 kV-AAAC-200 mm <sup>2</sup> con Postes de Concreto	131.2	87,527	667
<b>Total US\$</b>			<b>128,922</b>	<b>1,539</b>

B.- RESUMEN DE COSTOS DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES

No	Instalación	Potencia	Mantenimiento Anual US\$	
			Por S.E.	Por MVA
1	Subestación San Gabán (Ampliación) (1)	20.00	7,576	379
2	Subestación Mazuko	20.00	18,289	914
3	Subestación Puerto Maldonado	20.00	13,702	685
<b>Total US\$</b>			<b>39,566</b>	<b>1,978</b>

C.- RESUMEN DE COSTOS DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES

No	Subestación	Tipo (Atendida/ No Atendida)	Mano de Obra US\$	Servicios US\$	Vehiculos, Herramientas y Equipos US\$	Total US\$	Total US\$
1	Subestación San Gabán (Ampliación) (1)	A	31,370	35,493	2,524	13,877	17,347
2	Subestación Mazuko	A	31,370	25,703	3,309	60,383	
2	Subestación Puerto Maldonado	A	31,370	22,840	3,309	57,519	14,380
<b>Total US\$</b>						<b>131,779</b>	<b>31,727</b>

Nota:

(1).- El costo de operación valorizado para la celda de línea de nuestro proyecto será la QUINTA PARTE del total del costo de operación de la S.E San Gabán

ANEXO Nº 2.1 INVERSIONES DESAGREGADAS DE LA SITUACIÓN SIN PROYECTO "GENERACIÓN TÉRMICA AISLADA"

DESCRIPCIÓN	2 005	2 006	2 007	2 008	2 009	2 010	2 011	2 012	2 013	2 014	2 015	2 016	2 017	2 018	2 019	2 020	2 021	2 022	2 023	2 024	2 025	2 026	
<b>1 Sistema Aislado Puerto Maldonado</b>																							
1 Inversiones en Grupos Nuevos por crecimiento de la demanda	4 900	5 800	5 800	6 700	6 700	6 700	6 700	7 600	7 600	7 600	7 600	8 500	8 500	8 500	8 500	8 500	9 400	9 400	9 400	10 300	10 300	10 300	10 300
2 Potencia instalada C.T Puerto Maldonado kW	5 512	5 877	5 864	6 880	6 880	6 880	6 776	6 979	7 187	7 401	7 622	7 850	8 084	8 325	8 573	8 828	9 091	9 361	9 639	9 926	10 221	10 525	10 829
3 Demanda de Potencia de los nuevos grupos	612	0	164	0	0	0	76	0	0	0	22	0	0	0	328	0	0	0	239	0	0	225	0
3.1 Grupo Térmico a implementar KW	900	0	900	0	0	0	900	0	0	0	900	0	0	0	900	0	0	0	900	0	0	900	0
3.2 Denominación del grupo	GRUPO-1	GRUPO-2	GRUPO-3	GRUPO-4	GRUPO-5	GRUPO-6	GRUPO-7	GRUPO-8	GRUPO-9	GRUPO-10	GRUPO-11	GRUPO-12	GRUPO-13	GRUPO-14	GRUPO-15	GRUPO-16	GRUPO-17	GRUPO-18	GRUPO-19	GRUPO-20	GRUPO-21	GRUPO-22	GRUPO-23
4 Costo del Grupo Nuevo-Mil-US \$	317	317	317	264	264	264	317	264	264	297	297	297	297	297	297	297	297	297	297	297	297	297	297
5 Inversiones en Grupos Nuevos por reemplazo de existentes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6 GRUPO-8 - Reemplazo del CUMMINS 01 (1100 KW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7 GRUPO-9 - Reemplazo del CAT 02 (800 KW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8 GRUPO-10 - Reemplazo del CAT 03 (800 KW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9 GRUPO-11 - Reemplazo del CUMMINS 02 (900 KW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10 GRUPO-12 - Reemplazo del CUMMINS 03 (900 KW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11 GRUPO-13 - Reemplazo del CAT 04 (400 KW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12 GRUPO-14 - Reemplazo del GRUPO-1 (900 KW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13 GRUPO-15 - Reemplazo del GRUPO-2 (900 KW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14 GRUPO-16 - Reemplazo del GRUPO-3 (900 KW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15 GRUPO-17 - Reemplazo del GRUPO-4 (900 KW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16 GRUPO-18 - Reemplazo del GRUPO-5 (900 KW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17 GRUPO-19 - Reemplazo del GRUPO-6 (900 KW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18 GRUPO-20 - Reemplazo del GRUPO-7 (900 KW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19 GRUPO-21 - Reemplazo del GRUPO-8 (900 KW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20 GRUPO-22 - Reemplazo del GRUPO-9 (900 KW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21 GRUPO-23 - Reemplazo del GRUPO-10 (900 KW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22 GRUPO-24 - Reemplazo del GRUPO-11 (900 KW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23 GRUPO-25 - Reemplazo del GRUPO-12 (900 KW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>C Costos de Operación y Mantenimiento</b>																							
1 Energía MWh-año	20 943	21 757	22 602	23 719	24 388	25 332	26 311	27 327	28 380	29 473	30 607	31 782	33 001	34 265	35 576	36 935	38 344	39 805	41 319	42 889	44 516	46 202	47 945
2 Costos de Operación	3 533	3 671	3 813	3 961	4 115	4 274	4 439	4 610	4 788	4 972	5 164	5 362	5 568	5 781	6 002	6 231	6 469	6 716	6 971	7 236	7 510	7 795	8 090
2.1 Costos de combustible	1 546	1 606	1 668	1 733	1 800	1 870	1 942	2 017	2 095	2 175	2 259	2 346	2 436	2 529	2 626	2 726	2 830	2 938	3 049	3 165	3 285	3 410	3 540
2.2 Costo del Cobaltaje Mil US \$	3 533	3 671	3 813	3 961	4 115	4 274	4 439	4 610	4 788	4 972	5 164	5 362	5 568	5 781	6 002	6 231	6 469	6 716	6 971	7 236	7 510	7 795	8 090
3 Costos de Mantenimiento	889	1 174	1 039	1 019	1 127	1 165	1 459	1 120	1 318	1 208	1 382	1 303	1 508	1 658	1 712	1 841	1 999	2 139	2 261	2 376	2 485	2 589	2 688
3.1 Costos en lubricante, operación y mantenimiento	889	882	927	963	1 000	1 039	1 079	1 120	1 164	1 208	1 255	1 303	1 353	1 403	1 458	1 514	1 572	1 632	1 694	1 758	1 825	1 894	1 964
3.2 Over haul	127	282	113	56	127	380	0	155	0	155	0	127	0	155	253	127	507	0	127	127	0	915	0
3.2.1 Costos en Over haul grupos existentes	127	282	113	56	127	380	0	155	0	155	0	127	0	155	253	127	507	0	127	127	0	915	0
<b>CUMMINS 01 (1100 KW)</b>																							
14 000 Horas de Operación Nominales	4 062	4 219	3 821	4 092	4 251	4 482	4 657	4 843	5 041	5 250	5 470	5 700	5 940	6 190	6 450	6 720	7 000	7 290	7 590	7 900	8 220	8 550	8 890
Horas de Utilización anual	27 069	31 288	35 109	39 201	43 451	47 713	52 086	56 569	61 162	65 865	70 688	75 630	80 691	85 872	91 073	96 394	101 835	107 396	113 077	118 878	124 799	130 840	136 991
Horas acumuladas de Utilización por Over haul	13 089	17 288	3 821	7 913	12 163	16 425	20 697	24 979	29 261	33 543	37 825	42 107	46 389	50 671	54 953	59 235	63 517	67 799	72 081	76 363	80 645	84 927	89 209
Over haul/op	0	155	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>CAT 02 (800 KW)</b>																							
25 000 Horas de Operación Nominales	5 480	4 962	4 328	3 688	3 048	2 408	1 768	1 128	588	32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Horas de Utilización anual	59 727	65 207	70 168	75 323	80 673	86 218	91 963	97 908	103 953	110 098	116 343	122 688	129 133	135 678	142 323	149 068	155 913	162 858	169 903	177 048	184 293	191 638	199 083
Horas acumuladas de Utilización por Over haul	9 727	15 207	20 168	25 323	30 673	36 218	41 963	47 908	53 953	60 098	66 343	72 688	79 133	85 678	92 323	99 068	105 913	112 858	119 903	127 048	134 293	141 638	149 083
Over haul/op	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>CAT 03 (800 KW)</b>																							
22 000 Horas de Operación Nominales	4 642	4 822	4 966	4 677	4 858	4 971	4 657	4 331	4 469	4 671	4 866	5 061	5 256	5 451	5 646	5 841	6 036	6 231	6 426	6 621	6 816	7 011	7 206
Horas de Utilización anual	38 304	43 126	47 492	52 169	57 027	61 965	66 984	71 615	75 821	80 611	85 586	90 646	95 791	101 021	106 336	111 736	117 221	122 791	128 446	134 191	140 026	145 951	151 966
Horas acumuladas de Utilización por Over haul	16 304	21 126	25 492	4 677	9 534	14 405	19 464	24 123	29 382	34 341	39 400	44 559	49 818	55 177	60 636	66 195	71 854	77 613	83 472	89 431	95 490	101 649	107 908
Over haul/op	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>CUMMINS 02 (900 KW)</b>																							
18 000 Horas de Operación Nominales	4 273	4 439	4 019	4 305	4 471	4 483	3 449	3 368	3 469	3 633	3 855	4 137	4 480	4 883	5 346	5 879	6 482	7 155	7 898	8 711	9 604	10 577	11 630
Horas de Utilización anual	18 420	22 858	26 877	31 182	35 653	40 136	44 793	49 124	53 821	58 292	62 537	66 556	70 349	73 926	77 311	80 506	83 511	86 326	88 951	91 386	93 641	95 716	97 611
Horas acumuladas de Utilización por Over haul	18 420	4 439	8 458	12 762	17 234	21 717	4 657	8 987	13 46														

ANEXO Nº 2.1  
INVERSIONES DESAGREGADAS DE LA SITUACIÓN SIN PROYECTO "GENERACIÓN TÉRMICA AISLADA"

DESCRIPCIÓN	2 005	2 006	2 007	2 008	2 009	2 010	2 011	2 012	2 013	2 014	2 015	2 016	2 017	2 018	2 019	2 020	2 021	2 022	2 023	2 024	2 025	2 026	
GRUPO-9 (900 kW)	18.000																						
Horas de Operación Nominales				4.305	4.471	4.644	4.824	4.425	4.695	4.772	4.255	4.419	4.588	4.764	4.946	4.667	4.845	5.030	5.221	4.966	5.286	5.760	inop
Horas de Utilización anual				4.305	8.776	13.420	18.244	22.669	27.264	32.038	36.291	40.710	45.289	50.063	55.009	60.140	65.465	71.084	76.997	83.104	89.406	95.904	inop
Horas de Utilización acumuladas				4.305	8.776	13.420	18.244	4.425	9.020	13.792	18.047	4.419	9.007	13.771	18.718	23.440	28.161	32.882	37.603	42.324	47.045	51.766	inop
Horas acumuladas de Utilización por Overhaul																							inop
Overhaul				op	op	op	ovh	op	op	op	ovh	op	op	op	op	op	op	op	op	op	op	op	inop
Costo de Over Hault	0	0	0	0	0	0	127	0	0	0	127	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRUPO-10 (900 kW)																							
Horas de Operación Nominales	18.000																						
Horas de Utilización anual								4.331	4.698	4.671	4.255	4.419	4.588	4.764	4.946	4.667	4.845	5.030	5.221	4.966	5.286	5.760	inop
Horas de Utilización acumuladas								4.331	8.629	13.499	17.755	22.174	26.762	31.526	36.473	41.140	45.985	51.014	56.235	61.656	67.277	73.097	inop
Horas acumuladas de Utilización por Overhaul								4.331	8.629	13.499	17.755	22.174	26.762	31.526	36.473	41.140	45.985	51.014	56.235	61.656	67.277	73.097	inop
Overhaul								op	op	op	op	op	op	op	op	op	op	op	op	op	op	op	inop
Costo de Over Hault	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRUPO-11 (900 kW)																							
Horas de Operación Nominales	18.000																						
Horas de Utilización anual								4.671	8.928	13.345	17.934	22.698	27.644	32.771	37.961	43.211	48.524	53.991	59.514	65.135	70.856	76.676	inop
Horas de Utilización acumuladas								4.671	8.928	13.345	17.934	22.698	27.644	32.771	37.961	43.211	48.524	53.991	59.514	65.135	70.856	76.676	inop
Horas acumuladas de Utilización por Overhaul								4.671	8.928	13.345	17.934	22.698	27.644	32.771	37.961	43.211	48.524	53.991	59.514	65.135	70.856	76.676	inop
Overhaul								op	op	op	op	op	op	op	op	op	op	op	op	op	op	op	inop
Costo de Over Hault	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRUPO-12 (900 kW)																							
Horas de Operación Nominales	18.000																						
Horas de Utilización anual											4.255	8.674	13.263	18.027	22.973	27.640	32.165	37.515	42.589	47.266	52.551	58.311	64.560
Horas de Utilización acumuladas											4.255	8.674	13.263	18.027	22.973	27.640	32.165	37.515	42.589	47.266	52.551	58.311	64.560
Horas acumuladas de Utilización por Overhaul											4.255	8.674	13.263	18.027	22.973	27.640	32.165	37.515	42.589	47.266	52.551	58.311	64.560
Overhaul											op	op	op	op	op	op	op	op	op	op	op	op	op
Costo de Over Hault	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRUPO-13 (400 kW)																							
Horas de Operación Nominales	18.000																						
Horas de Utilización anual																							
Horas de Utilización acumuladas																							
Horas acumuladas de Utilización por Overhaul																							
Overhaul																							
Costo de Over Hault	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRUPO-14 (900 kW)																							
Horas de Operación Nominales	18.000																						
Horas de Utilización anual																							
Horas de Utilización acumuladas																							
Horas acumuladas de Utilización por Overhaul																							
Overhaul																							
Costo de Over Hault	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRUPO-15 (900 kW)																							
Horas de Operación Nominales	18.000																						
Horas de Utilización anual																							
Horas de Utilización acumuladas																							
Horas acumuladas de Utilización por Overhaul																							
Overhaul																							
Costo de Over Hault	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRUPO-16 (900 kW)																							
Horas de Operación Nominales	18.000																						
Horas de Utilización anual																							
Horas de Utilización acumuladas																							
Horas acumuladas de Utilización por Overhaul																							
Overhaul																							
Costo de Over Hault	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRUPO-17 (900 kW)																							
Horas de Operación Nominales	18.000																						
Horas de Utilización anual																							
Horas de Utilización acumuladas																							
Horas acumuladas de Utilización por Overhaul																							
Overhaul																							
Costo de Over Hault	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRUPO-18 (1100 kW)																							
Horas de Operación Nominales	18.000																						
Horas de Utilización anual																							
Horas de Utilización acumuladas																							
Horas acumuladas de Utilización por Overhaul																							
Overhaul																							
Costo de Over Hault	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRUPO-19 (900 kW)																							
Horas de Operación Nominales	18.000																						
Horas de Utilización anual																							
Horas de Utilización acumuladas																							
Horas acumuladas de Utilización por Overhaul																							

**ANEXO N 2.2**

**VALOR REFERENCIAL DE INVERSIONES EN GRUPOS TERMICOS NUEVOS - 2100 KW**

ITEM. Nº	DESCRIPCIÓN	METRADO		C O S T O - U S \$				
				UNITARIO		TOTAL		
				FOB o Local	CIF	Impuestos Arancel + Desaduanje	Precios	
Unid.	Cant.				Privados	Sociales		
<b>A</b>	<b>SUMINISTRO DE EQUIPOS Y MATERIALES</b>						<b>607,772.9</b>	<b>592,925.6</b>
1.0	Grupo Térmico 2100kW, 1800rpm - 480V; 4 polos; cosf:0,8	u	1	442,000.0	470,730.0	50,603.5	521,333.5	508,388.4
2.0	Transformador de potencia 3,3 MVA -0,48/10 kV	u	1	34,000.0	36,210.0	3,892.6	40,102.6	39,106.8
3.0	Conexión al Sistema de Distribución en 10 kV						36,505.1	35,598.7
3.1	Celda de barra en 10kV, del tipo metalclad, con interruptor extraíble, tres transformadores de tensión, transformadores de corriente tipo toroidal relé de protección multifunción, medidor electrónico y multifunción, etc	Cjto	1	30,000	31,950.0	3,434.6	35,384.6	34,506.0
3.2	Cable de Energía Cu N2XSÝ 150mm2, 15/25 kV	ml	80	10	10.7	1.1	943.6	920.2
3.3	Terminales tripolares contractiles y porcelana para cable 3x150mm2	U	3	50	53.3	5.7	176.9	172.5
4.0	Sistema de Combustible						9,831.7	9,831.7
4.1	Suministro e instalación de Tanque de Combustible de 1000 gal. Incluye indicador de nivel de combustible, con recarga automática de nivel de combustible, controlado por válvulas solenoides y sensores, de nivel de combustible. Para ser alimentado x tub 1" día. La salida al GE será con válvulas mecánicas de 1" día.	Und	01	3,465.94	3,465.9	0.0	3,465.9	3,465.9
4.2	Suministro e instalación de Tubería de Combustible 1"	m	150	6.80	6.8	0.0	1,019.4	1,019.4
4.3	Suministro e instalación de Tubería de Combustible 1-1/2"	m	50	9.07	9.1	0.0	453.3	453.3
4.4	Suministro e instalación de Medidor de Combustible tipo analógito de 8 dígitos y de agujas, presión 1x1000gal, día de ingreso y salida de 1". Se instalarán en línea de alimentación y retorno de combustible de Grupo Electrónico	Und	02	2,446.54	2,446.5	0.0	4,893.1	4,893.1
4.5	Suministro e instalación de Enfriador de Combustible tipo serpentín, con tuberías de 1" día, a instalarse en la línea de retorno de combustible de GE	Und	01	1,359.19	1,359.2	0.0	1,359.2	1,359.2
<b>B</b>	<b>TRANSPORTE DE EQUIPOS Y MATERIALES</b>						<b>14,910.0</b>	<b>14,910.0</b>
1.0	Grupo Térmico 2100kW, 1800rpm - 480V; 4 polos; cosf:0,8	u	1	9,000.0	9,585.0	0.0	9,585.0	9,585.0
2.0	Transformador de potencia 3,3 MVA -0,48/10 kV, cel da en 10 kV y equipos complementarios	u	1	5,000.0	5,325.0	0.0	5,325.0	5,325.0
<b>C</b>	<b>MONTAJE Y OBRAS CIVILES</b>						<b>10,233.0</b>	<b>10,233.0</b>
<b>1.0</b>	<b>TRABAJOS PRELIMINARES</b>						<b>500.0</b>	<b>500.0</b>
1.1	Movilización y Desmovilización	Cjto.	1	200.0	200.0	0.0	200.0	200.0
1.2	Obras Provisionales	Cjto.	1	300.0	300.0	0.0	300.0	300.0
<b>2.0</b>	<b>MONTAJE DE EQUIPOS</b>						<b>5,733.0</b>	<b>5,733.0</b>
1.0	Montaje de Grupo Térmico 2100kW, 1800rpm - 480V; 4 polos; cosf:0,8, incluye - Anclaje de Grupo Electrónico sobre cimentación - Acoplamiento de Radiador a Grupo Electrónico - Pruebas y Puesta en Servicio de Grupo Electrónico	u	1	3,060.0	3,060.0	0.0	3,060.0	3,060.0
2.0	Montaje de Transformador 3,3 MVA -0,48/10 kV	u	1	1,500.0	1,500.0	0.0	1,500.0	1,500.0
3.0	Celda de barra en 10kV, del tipo metalclad, con interruptor extraíble, tres transformadores de tensión, transformadores de corriente tipo toroidal relé de protección multifunción, medidor electrónico y multifunción, etc	Cjto	1	1,173	1,173.0	0.0	1,173.0	1,173.0
<b>3.0</b>	<b>OBRAS CIVILES</b>	<b>u</b>	<b>1</b>	<b>4,000.0</b>	<b>4,000.0</b>	<b>0.0</b>	<b>4,000.0</b>	<b>4,000.0</b>
	- Canaletas para tuerías de combustible							
	- Cimentación de Grupo Electrónico							
	- Tarrajeo y pintura de muros							
<b>TOTAL</b>							<b>632,915.89</b>	<b>618,068.60</b>
<b>GASTOS GENERALES</b>							<b>63,291.59</b>	<b>63,291.59</b>
<b>UTILIDADES</b>							<b>44,304.11</b>	<b>44,304.11</b>
<b>TOTAL</b>							<b>740,511.59</b>	<b>725,664.30</b>
Costo de Grupo Nuevo por incremento de la demanda							352.6	US \$/kW
Costo de Grupo Nuevo por reemplazo de existente							330.0	US \$/kW

**ANEXO 2.3**  
**RESUMEN DE COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO**  
**DE LA CENTRAL TERMICA DE PUERTO MALDONADO**

**Puerto Maldonado**

<b>1</b>	<b>Costo de Combustible</b>	S/.		
	Diesell D2-Petro Perú Cuzco	6,95	gal	
	Transporte	0,85	gal	
	Costo Total en almacenes de la C.T.	<b>7,80</b>	<b>gal</b>	sin IGV
	<b>Con IGV</b>	<b>9,28</b>	<b>gal</b>	

**Nota :** Ver anexo de tarifas eléctricas

**2 Costos de Operación y Mantenimiento**

	IGV	SIN IGV
S/./MWh	158,40	133,11
US \$/MWh	48,59	40,83

**a) Lubricante**

**Consumo Promedio de Aceite**

7.60 MWh/gal

Mes	MWh/gal	
	2 005	2 004
Enero	7,63	6,38
Febrero	9,05	4,08
Marzo	15,63	5,92
Abril	4,14	6,69
Mayo	5,86	5,21
Junio	15,53	4,48
Julio		5,66
Agosto		7,32
Septiembre		5,11
Octubre		4,56
Noviembre		6,04
Diciembre		5,32
<b>Promedio-</b>	<b>9,64</b>	<b>5,56</b>

**b) Generación - Energía Bruta**

**Eficiencias de Generación**

Mes	MWh	MWh
	2004	2 005
Enero	1 404,25	1 679,46
Febrero	1 345,41	1 492,53
Marzo	1277,74	1 719,77
Abril	1471,05	1 696,51
Mayo	1432,23	1 727,54
Junio	1478,34	1 708,23
Julio	1556,56	
Agosto	1611,33	
Septiembre	1684,69	
Octubre	1755,52	
Noviembre	1661,32	
Diciembre	1755,41	
<b>Total</b>	<b>18 433,83</b>	<b>10 024,04</b>
<b>Promedio</b>	<b>1 536,15</b>	<b>1 670,67</b>

Mes	KWH/Gln	KWH/Gln
	2 004	2 005
Enero	13,69	13,85
Febrero	13,29	13,37
Marzo	13,42	13,90
Abril	13,97	13,34
Mayo	13,08	13,70
Junio	13,46	13,67
Julio	13,61	
Agosto	13,64	
Septiembre	13,63	
Octubre	13,84	
Noviembre	14,07	
Diciembre	13,59	
<b>Promedio</b>	<b>13,61</b>	<b>13,64</b>

**c) Costos de Operación y Mantenimiento Diversos en Generación**

Costo Combinado	S/.
Lubricantes, filtros, grasa repuestos	28 598,38
Suministros Diversos	144 188,52
Gastos Vinculados con Compras	670 000,00
Sueldos y Salarios	116 444,82
Gratificaciones	29 392,86
Bonificaciones	35 794,43
Asignaciones	8 314,63
Otros gastos de personal	32 551,91
Seguridad y Previsión Social	18 568,97
Remuneraciones al Directorio	3 231,28
Mantenimiento Reparación de Activo	13 520,75
Alquileres	65,00
Electricidad y Agua	4 774,50
Publicidad Publicaciones	532,00
Servicios de Personal	31 377,98
Otros servicios	32 759,14
Tributos a Gobiernos Locales	3 434,00
Depreciación de Equipos e Inmuebles y maquinarias	347 899,86
Cotizaciones con Carácter	963,78
Seguros	46 911,66
Viaticos y Gastos de Viaje	3 050,21
Otras Cargas Diversas de Gestión	931,92
Compensación por Tiempo de Servicio	14 468,93
<b>Total con IGV</b>	<b>1 587 775,53</b>
<b>Sin IGV</b>	<b>1 334 265,15</b>

**ANEXO Nº2.4**  
**RESUMEN DE COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO**  
**DE LA CENTRAL TERMICA DE MAZUKO**

Mazuko pueblo

Descripción Usuarios			Cantidad Abonados	Consumo Promedio kwh-mes-abn	Costo Promedio		Cantidad de usuarios por consumos -kWh-mes		
					ctv S/./kWh	S/./usuario-mes	<30	30-100	>100
<b>Con Servicio Eléctrico</b>	Con medidor	Doméstico	120	54,62	109,98	60,09	39	65	16
		Uso general	4	137,85	110,02	86,87	-	2	2
	Sin Medidor	Doméstico	265	-	-	31,80	-	-	-
<b>Sin Servicio Eléctrico</b>		Doméstico	100	-	-	-	-	-	-

**A DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA**

<b>1</b>	<b>Total de Energía mensual generada C.T. Mazuko</b>	<b>15 756,23</b>	<b>kwh-mes</b>
	1,1 Usuarios con medidor	7 106,30	kwh-mes
	1,2 Usuarios sin medidor	7 660,56	kwh-mes
	1,3 Alumbrado Público	530,45	kwh-mes
	1,4 Pérdidas	458,92	kwh-mes
	1,5 Consumo Unitario	57,31	kwh-mes por usuario
	1,6 Pago Promedio mensual	41,09	S/.-mes por usuario
	1,7 Porcentaje de usuarios por consumo:		
	de 0 a 30 kWh-mes	33%	
	de 30 a 100 kWh-mes	54%	
	mayor a 100 kWh-mes	13%	

<b>2</b>	<b>Demanda Máxima Actual C.T.</b>	<b>225,00</b>	<b>kW</b>
	Consumo por Abonado	578	Watts / abonado

**B CENTRAL TÉRMICA DE MAZUKO**

	Costo mensual en generación	S/.	21 113,00
<b>1</b>	<b>Combustible</b>	<b>S/.</b>	<b>18 525,00</b> al mes
	Precio unitario del Diesell 2		9,50 S/gal
<b>2</b>	<b>Mantenimiento</b>	<b>S/.</b>	<b>2 588,00</b>
	2,1 02 Baldes de aceite	S/.	280,00
	2,1 02 filtro de aceite	S/.	84,00
	2,2 02 filtro de petroleo	S/.	42,00
	2,2 01 prefiltro	S/.	35,00
	2,3 02 filtros de aire	S/.	750,00
	2,3 02 baterias de 32 placas	S/.	792,00
	2,4 aumento de aceite	S/.	105,00
	2,4 Pago del operador	S/.	500,00

**INDICADORES**

Rendimiento del grupo	8,08	kWh/gal
Costo de Mantenimiento	50,38	US \$/MWh

**ANEXO Nº 2.5**  
**RESUMEN DE COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO**  
**DE LA CENTRAL TERMICA HUEPETUHE**

Huepetuhe

Descripción Usuarios			Cantidad Abonados	Consumo Promedio kwh-mes-abn	Costo Promedio	
					ctv S/./kWh	S/./usuario-mes
<b>Con Servicio Eléctrico</b>	Con medidor	Doméstico	336	43,00	155,85	61,13
		Uso general	0	0,00	0,00	0,00
	Sin Medidor	Doméstico	383	-	-	39,93
		Uso general		-	-	41,23
<b>Sin Servicio Eléctrico</b>		Doméstico	800	-	-	-

**A DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA**

<b>1</b>	<b>Total de Energía mensual generada C.T. Mazuko</b>	<b>26 091,47</b>	<b>kwh-mes</b>
1,1	Usuarios con medidor	14 448,00	kwh-mes
1,2	Usuarios sin medidor	10 757,52	kwh-mes
1,3	Alumbrado Público	126,00	kwh-mes
1,4	Pérdidas	759,95	kwh-mes
1,5	Consumo Unitario	43,00	kwh-mes por usuario
1,6	Pago Promedio mensual	49,84	S/.-mes por usuario
<b>2</b>	<b>Demanda Máxima</b>	<b>456,43</b>	<b>kW</b>
	Consumo por Abonado	635	Watts / abonado

**A CENTRAL TÉRMICA DE MAZUKO**

	Costo mensual en generación	S/.	<b>28 784,00</b>
<b>1</b>	<b>Combustible</b>	<b>S/.</b>	<b>24 108,00</b> al mes
	Precio unitario del Diesell 2		9,80 S/gal
<b>2</b>	<b>Mantenimiento</b>	<b>S/.</b>	<b>4 676,00</b>
2,2	Accesorios	S/.	518,00
2,2,1	Filtro racor	S/.	213,00
2,2,2	Filtro de Petroleo	S/.	70,00
2,2,3	Filtro de aceite	S/.	60,00
2,2,4	Filtro de aire	S/.	175,00
2,3	Mantenimiento mecánico	S/.	482,00
2,3,1	Lavado y sondeo de radiador	S/.	160,00
2,3,2	Lumbricante		272,00
	Aceite Castrol 140 por galón		27,20
2,3,3	Otros aditivos(grasa, refrigerante, etc)	S/.	50,00
2,4	Personal	S/.	2 238,00
2,4,1	Operador de planta	S/.	800,00
2,4,2	Técnico electricista	S/.	0,00
2,4,3	Técnico electricista auxiliar	S/.	0,00
2,4,4	Caja	S/.	0,00
2,5	Limpieza	S/.	1 438,00

**INDICADORES**

Rendimiento del grupo	10,61	kWh/gal
Costo de Mantenimiento	54,97	US \$/MWh



## **ANEXO D:        TARIFAS ELÉCTRICAS**

- 1.0    Cálculo de Tarifas Eléctricas en Barra
- 2.0    Tarifas en Barra en Subestaciones Base-OSINERG
- 3.0    Pliegos Tarifarios usuario final “Sistema Aislado y Sistema Interconectado” OSINERG

**ANEXO Nº 1.0**  
**TARIFAS ELECTRICAS A USUARIOS ACTUALES**

**CÁLCULO DE LAS TÁRIFAS ELÉCTRICAS EN BARRA**

**1. COMPRA DE ENERGÍA**

**1.1 Tarifas en barra en subestación base**

ORIGEN	Tensión kV	PPB S./kW-mes	PEBP cS/kw-h	PEBF cS/kw-h
S.E.San Gabán 138 kV(Machupichu)	138	29,47	9,96	8,33

PPB : Precio en barra de la Potencia de Punta  
PEBP : Precio en barra de la Energía en horas de Punta  
PEBF : Precio en barra de la Energía en horas fuera de Punta

**2. VENTA DE ENERGÍA**

**2.1 Tarifa en las otras barras**

ORIGEN	DESTINO	Tensión kV	Longitud km	Transformación		Transporte		Transformación CBPST ctm S./kW-mes	Transporte CBPSL ctm S./kW-mes-km	C MW-km	FPME Acumulado	FPMP Acumulado	CBPSE ctm S./kWh	PPB S/kw-mes	PEBP cS/kw-h	PEBF cS/kw-h
				FPPT	FPET	PPL % km	PEL % km									
S.E.San Gabán 138 kV(Machupichu)	S.E. Mazuko 138 kV	138	67,6	1,0000	1,0000	0,0586	0,0481	0,0000	0,0108	1,0	1,0325	1,0403	0,7301	30,657	11,014	9,331
S.E. Mazuko 138 kV	S.E. Mazuko 66 kV	66	0,0	1,0063	1,0052	-	-	0,1661	-	-	1,0052	1,0063	0,1661	30,850	11,237	9,546
S.E. Mazuko 66 kV	S.E. Mazuko 33 kV	33	0,0	1,0063	1,0052	-	-	0,2161	-	-	1,0052	1,0063	0,2161	31,045	11,512	9,811
S.E. Mazuko 66 kV	S.E. Pto. Maldonado 66 kV	66	158,0	1,0000	1,0000	0,1145	0,092	0,0000	0,0162	1,0	1,1454	1,1809	2,5596	36,432	15,430	13,493
S.E. Pto. Maldonado 66 kV	S.E. Pto. Maldonado 10 o 33kV	10	0,0	1,0111	1,0880	-	-	0,3667	-	-	1,0880	1,0111	0,3667	36,836	17,155	15,047

**2.2 Tarifa con Generación Térmica**

PPB S/kw-mes	PEBP cS/kw-h	PEBF cS/kw-h
35.300	59.620	59.620

FPPT : Factor de pérdidas marginales de Potencia por Transformación  
FPET : Factor de pérdidas marginales de Energía por Transformación  
PPL : Pérdidas marginales de Potencia  
PEL : Pérdidas marginales de Energía

CBPST : Cargo por Peaje Secundario por Transformación  
CBPSL : Cargo por Peaje Secundario por Transporte

**TARIFAS EN BARRA ACTUALIZADAS EN SUBESTACIONES BASE  
04 DE JUNIO DE 2005**

	<b>TENSIÓN</b>	<b>PPM</b>	<b>PEMP</b>	<b>PEMF</b>	<b>PCSPT</b>	<b>CPSEE</b>
	<b>kV</b>	<b>S/./kW-mes</b>	<b>ctm. S/./kW.h</b>	<b>ctm. S/./kW.h</b>	<b>S/./kW-mes</b>	<b>ctm. S/./kW.h</b>
<b>SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL</b>						
Talara	220	17.21	11.65	9.30	15.43	
Piura Oeste	220	17.20	11.81	9.40	15.43	
Chiclayo Oeste	220	16.63	11.84	9.40	15.43	
Guadalupe	220	16.50	11.93	9.46	15.43	
Guadalupe60	60	16.45	11.94	9.47	15.43	
Trujillo Norte	220	16.24	11.97	9.47	15.43	
Chimbote 1	220	15.80	11.85	9.39	15.43	
Paramonga	220	15.85	12.10	9.34	15.43	
Paramonga138	138	15.76	12.13	9.38	15.43	0.03
Huacho	220	16.00	12.42	9.40	15.43	
Zapallal	220	16.24	12.98	9.46	15.43	
Ventanilla	220	16.30	13.10	9.52	15.43	
Lima	220	16.43	13.34	9.55	15.43	
Independencia	220	16.16	12.63	9.43	15.43	
Ica	220	16.44	12.71	9.50	15.43	
Marcona	220	16.96	12.80	9.62	15.43	
Mantaro	220	15.18	10.96	9.10	15.43	
Huayucachi	220	15.48	11.47	9.19	15.43	
Pachachaca	220	15.67	10.57	9.22	15.43	
Huancavelica	220	15.44	11.41	9.19	15.43	
Callahuanca	220	15.96	11.95	9.36	15.43	
Cajamarquilla	220	16.27	12.71	9.49	15.43	0.07
Huallanca	138	14.47	11.34	9.07	15.43	
Vizcarra	220	15.63	11.47	9.23	15.43	
Tingo María	220	14.85	11.11	9.00	15.43	
Aguaytia	220	14.45	10.98	8.88	15.43	
Pucallpa	60	15.31	11.13	8.97	15.43	2.69
Tingo María138	138	14.77	10.96	8.98	15.43	
Huánuco	138	15.33	11.01	9.10	15.43	
Paragsha II	138	15.58	10.95	9.16	15.43	0.08
Oroya Nueva220	220	15.63	10.66	9.22	15.43	0.08
Oroya Nueva50	50	15.77	10.73	9.27	15.43	0.08
Carhuamayoy138	138	15.73	10.82	9.07	15.43	0.08
Caripa	138	15.86	10.83	9.15	15.43	0.08
Condorcocha44	44	16.03	10.84	9.16	15.43	0.57
<b>Machupicchu</b>	<b>138</b>	<b>14.03</b>	<b>9.96</b>	<b>8.33</b>	<b>15.43</b>	
Cachimayo	138	15.05	10.25	8.58	15.43	
Cusco	138	14.97	10.28	8.59	15.43	
Combapata	138	15.30	10.51	8.82	15.43	
Tintaya	138	15.55	10.78	9.07	15.43	
<b>Ayaviri</b>	<b>138</b>	<b>15.05</b>	<b>10.58</b>	<b>8.93</b>	<b>15.43</b>	
Azángaro	138	14.77	10.48	8.86	15.43	
Juliacá	138	15.92	10.86	9.14	15.43	
<b>Puno138</b>	<b>138</b>	<b>16.27</b>	<b>10.97</b>	<b>9.23</b>	<b>15.43</b>	
Puno220	220	16.28	11.00	9.24	15.43	
Callalli	138	15.87	10.96	9.20	15.43	
Santuario	138	15.98	11.05	9.26	15.43	
Arequipa	138	16.21	11.13	9.31	15.43	0.11
Socabaya220	220	16.21	11.13	9.30	15.43	
Cerro Verde	138	16.29	11.16	9.33	15.43	
Repartición	138	16.33	11.17	9.33	15.43	
Mollendo	138	16.46	11.18	9.33	15.43	
Montalvo220	220	16.51	11.17	9.35	15.43	0.44
Montalvo	138	16.50	11.17	9.35	15.43	0.44
Ilo	138	16.73	11.23	9.39	15.43	0.44
Botiflaca	138	16.74	11.21	9.39	15.43	0.44
Toquepala	138	16.74	11.25	9.43	15.43	0.44
Aricota138	138	16.53	11.17	9.39	15.43	
Aricota66	66	16.42	11.13	9.40	15.43	
Tacna220 (SE Los Héroes)	220	16.65	11.21	9.35	15.43	
Tacna66 (SE Los Héroes)	66	17.00	11.28	9.35	15.43	0.68
<b>SISTEMAS AISLADOS</b>						
Típico A	MT	33.48	46.17	46.17		
Típico B	MT	23.65	21.40	21.40		
Típico E	MT	24.89	26.21	26.21		
Típico F	MT	35.30	59.62	59.62		
Típico G	MT	22.44	26.79	26.79		
Típico H	MT	21.45	19.47	19.47		
Típico I	MT	31.54	52.91	52.91		

**Peaje de Conexión al Sistema Principal de Transmisión**

RESOLUCIÓN N° 066-2005-OS/CD

RESOLUCIÓN N° 145-2005-OS/CD

04 de Junio de 2005

Sistema de Transmisión	PCSPT S./kW-mes
SPT de REP	1.27
Celda 220kV S.E. Vizcarra (Eteselva)	0.01
SPT Eteselva	0.25
SPT Redesur	0.94
SPT Transmataro	2.47
SPT de Interconexión Eléctrica ISA Perú	0.73
Celda S.E. Azángaro (San Gabán)	0.01
Garantía por Red Principal GNLC	0.74
Garantía por Red Principal TGP	9.02
	15.43

**Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en energía de la Subestaciones Base**

RESOLUCIÓN N° 065-2005-OS/CD

RESOLUCIÓN N° 146-2005-OS/CD

04 de Junio de 2005

Subestaciones Base	Tensión kV	Instalaciones Secundarias	CPSEE01 ctm. S./kW.h
Paragsha II	138	S.E. Oroya Nueva - Transformación 220/50/13,8 kV	0.0796
Oroya Nueva	220		
Oroya Nueva	50		
Carhuamayo	138		
Caripa	138		
Condorcocha	44	SST Transformación Oroya Nueva 220/50/13,8 kV	0.0796
		SST Caripa - Condorcocha, S.E. Condorcocha 138/44 kV	0.4868
Montalvo	220	SST de Enersur	0.4374
Montalvo	138		
Ilo	138		
Botiflaca	138		
Toquepala	138		
Tacna	66	S.E. Tacna - Transf. 220/66/10 kV 50 MVA	0.6823
Pucallpa	60	L.T. Aguaytía-Pucallpa, S.E. Aguaytía 220/138/22,9 kV, S.E. Pucallpa 138/60/10 kV y Reactor 8 MVar	2.6927
Arequipa	138	SST Santuario - Chilina 138 kV	0.1083
Cajamarquilla	220	SST Celda de Transformación 220kV - S.E. Cajamarquilla	0.0672
Paramonga Existente	138	SST Paramonga Nueva-Paramonga Existente	0.0340

**PRECIOS EN BARRA EN SUBESTACIONES BASE  
04 DE JUNIO DE 2005**

	<b>TENSIÓN</b>	<b>PPB</b>	<b>PEBP</b>	<b>PEBF</b>
	<b>kV</b>	<b>S./kW-mes</b>	<b>ctm. S./kW.h</b>	<b>ctm. S./kW.h</b>
<b>SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL</b>				
Talara	220	32.64	11.65	9.30
Piura Oeste	220	32.63	11.81	9.40
Chiclayo Oeste	220	32.06	11.84	9.40
Guadalupe	220	31.93	11.93	9.46
Guadalupe60	60	31.88	11.94	9.47
Trujillo Norte	220	31.67	11.97	9.47
Chimbote 1	220	31.23	11.85	9.39
Paramonga	220	31.28	12.10	9.34
Paramonga138	138	31.19	12.16	9.41
Huacho	220	31.43	12.42	9.40
Zapallal	220	31.67	12.98	9.46
Ventanilla	220	31.73	13.10	9.52
Lima	220	31.86	13.34	9.55
Independencia	220	31.59	12.63	9.43
Ica	220	31.87	12.71	9.50
Marcona	220	32.39	12.80	9.62
Mantaro	220	30.61	10.96	9.10
Huayucachi	220	30.91	11.47	9.19
Pachachaca	220	31.10	10.57	9.22
Huancavelica	220	30.87	11.41	9.19
Callahuanca	220	31.39	11.95	9.36
Cajamarquilla	220	31.70	12.78	9.55
Huallanca	138	29.90	11.34	9.07
Vizcarra	220	31.06	11.47	9.23
Tingo María	220	30.28	11.11	9.00
Aguaytia	220	29.89	10.98	8.88
Pucallpa	60	30.74	13.82	11.66
Tingo María138	138	30.20	10.96	8.98
Huánuco	138	30.76	11.01	9.10
Paragsha II	138	31.01	11.03	9.24
Oroya Nueva220	220	31.06	10.74	9.30
Oroya Nueva50	50	31.20	10.81	9.35
Carhuamayo138	138	31.16	10.90	9.15
Caripa	138	31.29	10.91	9.23
Condorcocha44	44	31.46	11.41	9.72
Machupicchu	138	29.47	9.96	8.33
Cachimayo	138	30.48	10.25	8.58
Cusco	138	30.40	10.28	8.59
Combapata	138	30.73	10.51	8.82
Tintaya	138	30.98	10.78	9.07
Ayaviri	138	30.48	10.58	8.93
Azángaro	138	30.20	10.48	8.86
Juliaca	138	31.35	10.86	9.14
Puno138	138	31.70	10.97	9.23
Puno220	220	31.71	11.00	9.24
Callalli	138	31.30	10.96	9.20
Santuario	138	31.41	11.05	9.26
Arequipa	138	31.64	11.24	9.41
Socabaya220	220	31.64	11.13	9.30
Cerro Verde	138	31.72	11.16	9.33
Repartición	138	31.76	11.17	9.33
Mollendo	138	31.89	11.18	9.33
Montalvo220	220	31.94	11.61	9.79
Montalvo	138	31.93	11.61	9.79
Ilo	138	32.16	11.67	9.83
Botiflaca	138	32.17	11.65	9.83
Toquepala	138	32.17	11.69	9.87
Aricota138	138	31.96	11.17	9.39
Aricota66	66	31.85	11.13	9.40
Tacna220 (SE Los Hé	220	32.08	11.21	9.35
Tacna66 (SE Los Hé	66	32.43	11.96	10.03
<b>SISTEMAS AISLADOS</b>				
Típico A	MT	33.48	46.17	46.17
Típico B	MT	23.65	21.40	21.40
Típico E	MT	24.89	26.21	26.21
Típico F	MT	35.30	59.62	59.62
Típico G	MT	22.44	26.79	26.79
Típico H	MT	21.45	19.47	19.47
Típico I	MT	31.54	52.91	52.91

**PRECIOS EN BARRA EN SUBESTACIONES BASE  
04 DE JUNIO DE 2005**

	<b>TENSIÓN</b>	<b>PPB</b>	<b>PEBP</b>	<b>PEBF</b>
	<b>kV</b>	<b>S./kW-mes</b>	<b>ctm. S./kW.h</b>	<b>ctm. S./kW.h</b>
<b>SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL</b>				
Talara	220	32.64	11.65	9.30
Piura Oeste	220	32.63	11.81	9.40
Chiclayo Oeste	220	32.06	11.84	9.40
Guadalupe	220	31.93	11.93	9.46
Guadalupe60	60	31.88	11.94	9.47
Trujillo Norte	220	31.67	11.97	9.47
Chimbote 1	220	31.23	11.85	9.39
Paramonga	220	31.28	12.10	9.34
Paramonga138	138	31.19	12.16	9.41
Huacho	220	31.43	12.42	9.40
Zapallal	220	31.67	12.98	9.46
Ventanilla	220	31.73	13.10	9.52
Lima	220	31.86	13.34	9.55
Independencia	220	31.59	12.63	9.43
Ica	220	31.87	12.71	9.50
Marcona	220	32.39	12.80	9.62
Mantaro	220	30.61	10.96	9.10
Huayucachi	220	30.91	11.47	9.19
Pachachaca	220	31.10	10.57	9.22
Huancavelica	220	30.87	11.41	9.19
Callahuanca	220	31.39	11.95	9.36
Cajamarquilla	220	31.70	12.78	9.55
Huallanca	138	29.90	11.34	9.07
Vizcarra	220	31.06	11.47	9.23
Tingo María	220	30.28	11.11	9.00
Aguaytia	220	29.89	10.98	8.88
Pucallpa	60	30.74	13.82	11.66
Tingo María138	138	30.20	10.96	8.98
Huánuco	138	30.76	11.01	9.10
Paragsha II	138	31.01	11.03	9.24
Oroya Nueva220	220	31.06	10.74	9.30
Oroya Nueva50	50	31.20	10.81	9.35
Carhuamayo138	138	31.16	10.90	9.15
Caripa	138	31.29	10.91	9.23
Condorcocha44	44	31.46	11.41	9.72
Machupicchu	138	29.47	9.96	8.33
Cachimayo	138	30.48	10.25	8.58
Cusco	138	30.40	10.28	8.59
Combapata	138	30.73	10.51	8.82
Tintaya	138	30.98	10.78	9.07
Ayaviri	138	30.48	10.58	8.93
Azángaro	138	30.20	10.48	8.86
Juliaca	138	31.35	10.86	9.14
Puno138	138	31.70	10.97	9.23
Puno220	220	31.71	11.00	9.24
Callalli	138	31.30	10.96	9.20
Santuario	138	31.41	11.05	9.26
Arequipa	138	31.64	11.24	9.41
Socabaya220	220	31.64	11.13	9.30
Cerro Verde	138	31.72	11.16	9.33
Repartición	138	31.76	11.17	9.33
Mollendo	138	31.89	11.18	9.33
Montalvo220	220	31.94	11.61	9.79
Montalvo	138	31.93	11.61	9.79
Ilo	138	32.16	11.67	9.83
Botiflaca	138	32.17	11.65	9.83
Toquepala	138	32.17	11.69	9.87
Aricota138	138	31.96	11.17	9.39
Aricota66	66	31.85	11.13	9.40
Tacna220 (SE Los Hé	220	32.08	11.21	9.35
Tacna66 (SE Los Hé	66	32.43	11.96	10.03
<b>SISTEMAS AISLADOS</b>				
Típico A	MT	33.48	46.17	46.17
Típico B	MT	23.65	21.40	21.40
Típico E	MT	24.89	26.21	26.21
Típico F	MT	35.30	59.62	59.62
Típico G	MT	22.44	26.79	26.79
Típico H	MT	21.45	19.47	19.47
Típico I	MT	31.54	52.91	52.91

**ANEXO Nº 3.0  
TARIFAS ELECTRICAS A USUARIOS ACTUALES**

**PLIEGOS TARIFARIOS USUARIO FINAL " SISTEMA AISLADO Y SISTEMA INTERCONECTADO " OSINERG**

Opción tarifaria	Cargos Tarifarios	Unidad	SINAC	Sistema Aislado		Comparación	Comparación
			Cusco	Puerto Maldonado	Iberia	(2)/(1)	(3)/(1)
			(1)	(2)	(3)	(%)	(%)
<b>MT2</b>	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P	S./cliente	6,31	6,15	6,15	97,5%	97,5%
	Cargo Fijo Mensual	ctm. S./kW.h	11,76	60,74	60,74	516,5%	516,5%
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	9,97	60,74	60,74	609,2%	609,2%
	Cargo por Potencia Contratada o Máxima Demanda en HP	S./kW-mes	38,75	43,94	43,94	113,4%	113,4%
	Cargo por Exceso de Potencia Contratada o Máxima Demanda en HFP	S./kW-mes	7,91	9,1	9,1	115,0%	115,0%
Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVarh	4,1	4	4	97,6%	97,6%	
<b>MT3</b>	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 2E1P	S./cliente	4,01	3,91	3,91	97,5%	97,5%
	Cargo Fijo Mensual	ctm. S./kW.h	11,76	60,74	60,74	516,5%	516,5%
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	9,97	60,74	60,74	609,2%	609,2%
	Cargo por Potencia Contratada o Máxima Demanda para Clientes: Presentes en Punta	S./kW-mes	31,14	35,35	35,35	113,5%	113,5%
	Cargo por Potencia Contratada o Máxima Demanda para Clientes: Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	26,04	29,59	29,59	113,6%	113,6%
Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVarh	4,1	4	4	97,6%	97,6%	
<b>MT4</b>	TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 1E1P	S./cliente	4,01	3,91	3,91	97,5%	97,5%
	Cargo Fijo Mensual	ctm. S./kW.h	10,52	60,74	60,74	577,4%	577,4%
	Cargo por Energía Activa	S./kW-mes	31,14	35,35	35,35	113,5%	113,5%
	Cargo por Potencia Contratada o Máxima Demanda para Clientes: Presentes en Punta	S./kW-mes	26,04	29,59	29,59	113,6%	113,6%
	Cargo por Potencia Contratada o Máxima Demanda para Clientes: Presentes Fuera de Punta	ctm. S./kVarh	4,1	4	4	97,6%	97,6%
<b>BT2</b>	BAJA TENSION TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P	S./cliente	6,31	6,15	6,15	97,5%	97,5%
	Cargo Fijo Mensual	ctm. S./kW.h	13,09	67,65	67,65	516,8%	516,8%
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	11,11	67,65	67,65	608,9%	608,9%
	Cargo por Potencia Contratada o Máxima Demanda en HP	S./kW-mes	72,93	84,02	84,02	115,2%	115,2%
	Cargo por Exceso de Potencia Contratada o Máxima Demanda en HFP	S./kW-mes	24,12	27,76	27,76	115,1%	115,1%
Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVarh	4,1	4	4	97,6%	97,6%	
<b>BT3</b>	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 2E1P	S./cliente	4,01	3,91	3,91	97,5%	97,5%
	Cargo Fijo Mensual	ctm. S./kW.h	13,09	67,65	67,65	516,8%	516,8%
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	11,11	67,65	67,65	608,9%	608,9%
	Cargo por Potencia Contratada o Máxima Demanda para Clientes: Presentes en Punta	S./kW-mes	60,51	69,7	69,7	115,2%	115,2%
	Cargo por Potencia Contratada o Máxima Demanda para Clientes: Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	54,67	62,96	62,96	115,2%	115,2%
Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVarh	4,1	4	4	97,6%	97,6%	
<b>BT4</b>	TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 1E1P	S./cliente	4,01	3,91	3,91	97,5%	97,5%
	Cargo Fijo Mensual	ctm. S./kW.h	11,72	67,65	67,65	577,2%	577,2%
	Cargo por Energía Activa	S./kW-mes	60,51	69,7	69,7	115,2%	115,2%
	Cargo por Potencia Contratada o Máxima Demanda para Clientes: Presentes en Punta	S./kW-mes	54,67	62,96	62,96	115,2%	115,2%
	Cargo por Potencia Contratada o Máxima Demanda para Clientes: Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	78,76	90,74	90,74	115,2%	115,2%
Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVarh	4,1	4	4	97,6%	97,6%	
<b>BT5A</b>	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 2E	S./cliente	4,01	3,91	3,91	97,5%	97,5%
	Cargo Fijo Mensual	ctm. S./kW.h	78,72	143,27	143,27	182,0%	182,0%
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	11,11	67,65	67,65	608,9%	608,9%
	Cargo por Exceso de Potencia en Horas Fuera de Punta	S./kW-mes	29,88	35,32	35,32	118,2%	118,2%
<b>BT5B</b> No Residencial	TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E	S./cliente	1,93	1,88	1,88	97,4%	97,4%
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	35,58	95,15	95,15	267,4%	267,4%
<b>BT5B</b> Residencial	TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E	S./cliente	1,88	1,88	1,88	100,0%	100,0%
	a) Para clientes con consumos menores o iguales a 100 kW.h por mes 0 - 30 kW.h	ctm. S./kW.h	26,01	47,58	47,58	182,9%	182,9%
	Cargo Fijo Mensual	S./cliente	1,88	1,88	1,88	100,0%	100,0%
	Cargo por Energía Activa	S./cliente	7,8	14,27	14,27	182,9%	182,9%
	31 - 100 kW.h	ctm. S./kW.h	34,68	95,15	95,15	274,4%	274,4%
	Cargo Fijo Mensual	S./cliente	1,93	1,88	1,88	97,4%	97,4%
b) Para clientes con consumos mayores a 100 kW.h por mes	ctm. S./kW.h	35,58	95,15	95,15	267,4%	267,4%	
Cargo por Energía Activa	S./cliente	1,93	1,88	1,88	97,4%	97,4%	
Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	35,58	95,15	95,15	267,4%	267,4%	
<b>BT6</b>	TARIFA A PENSIÓN FIJA DE POTENCIA 1P	S./cliente	1,93	1,88	1,88	97,4%	97,4%
	Cargo por Potencia	ctm. S./W	11,74	31,4	31,4	267,5%	267,5%

## **ANEXO E: EVALUACIÓN ECONÓMICA**

- Evaluación 1: Alternativa para alcanzar el objetivo Central
- Evaluación 2: Análisis General de la Demanda del Producto o Servicio
- Evaluación 3: Análisis General de la Oferta del Producto o Servicio
- Evaluación 4: Balance Oferta – Demanda en el Mercado del Producto o Servicio
- Evaluación 5: Costos Incrementales (A Precios Privados y sociales)
- Evaluación 6: Beneficio Incrementales (A Precios Privados y sociales)
- Evaluación 7: Valor Actual de Beneficios Netos (A Precios Privados y sociales)
- Evaluación 8: Análisis de Sostenibilidad del Proyecto
- Evaluación 9: Análisis de Sensibilidad Preliminar (Alternativa Única)
- Evaluación 10: Marco Lógico (Alternativa Única)



## EVALUACIÓN 1

### ALTERNATIVAS PARA ALCANZAR EL OBJETIVO CENTRAL

ITEM	COMPONENTES	DESCRIPCION
	Alternativa Unica	
1	Líneas de Transmisión	Línea 138 kV San Gabán-Mazuko-67,6 km-200 mm² AAAC L T-66kV Mazuko-Pto Mald-Tramo I- 26,8 km 200 mm² AAAC (Torres) L T-66kV Mazuko-Pto Mald-Tramo II- 125,9 km 200 mm² AAAC (Postes de Concreto -Zona rural) L T-66kV Mazuko-Pto Mald-Tramo III- 5,3 km 200 mm² AAAC (Postes de Concreto -Zona Urbana)
2	Subestaciones	Ampliación de la Subestación San Gabán 138 kV Subestación Mazuko 138/66/33 kV 20-26/12,3-16/8-10,5 MVA (ONAN/ONAF) Subestación Puerto Maldonado 66/33/10 kV 12,3-16/3,9-5/12,3-16 MVA (ONAN/ONAF)
3	Comunicaciones	Sistema de Control y de Comunicaciones

**EVALUACIÓN 2**  
**ANÁLISIS GENERAL DE LA DEMANDA DEL PRODUCTO O SERVICIO**  
**PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO, VARIABLES IMPORTANTES Y SUPUESTOS UTILIZADOS PARA LA ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA**

Para el estudio de la demanda se han asumido las siguientes premisas:  
 - El suministro de energía será permanente y confiable, sin restricciones de orden técnico y a costo razonable, de tal manera que cubra la demanda de Camaná y de las cargas productivas existentes.  
 - Se considera que la construcción del proyecto se iniciará en el 2005 y será puesta en servicio en el año 2006

- B VARIABLES IMPORTANTES**
- Carga Especial en media tensión:
    - 23 Generación de Comercialización ElectroSur Este
    - Porcentaje de pérdidas de energía a partir de la barra de 10 kV:
      - 8% Generación de Comercialización ElectroSur Este
      - 43% Generación de Comercialización ElectroSur Oeste
  - Potencia efectiva actual de centrales térmicas:
    - 4 200 kW Generación de Comercialización ElectroSur Este
    - 662 kW Municipales
    - 799 kW Generación de Comercialización ElectroSur Oeste
  - CT Huapetuhe y Mazuko
  - CT Puerto Maldonado
  - Elevación de las 22 cargas especiales con conexión al inicio del proyecto.

Central	
Puerto Maldonado	13,64
Huapetuhe	10,61
Mazuko Pueblo	5,08

**C PROYECCIÓN**

ITEM	Descripción/Años	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
1	<b>NUMERO DE HABITANTES BENEFICIADOS</b>																							
1.1	<b>Sin Proyecto</b>																							
1.1.1	<b>Puerto Maldonado</b>																							
a	Ciudad de Puerto Maldonado	29 056	30 427	31 218	32 030	32 863	33 717	34 594	35 493	36 416	37 363	38 334	39 331	40 353	41 403	42 479	43 584	44 717	45 879	47 072	48 286	49 552	50 840	
	-Domésticos, comerciales, uso general	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
	-Cargas Especiales	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
b	Ciudad Laberinto	2 435	2 489	2 543	2 599	2 656	2 715	2 775	2 836	2 898	2 962	3 027	3 094	3 162	3 231	3 302	3 375	3 449	3 525	3 603	3 682	3 763	3 846	3 846
	-Domésticos, comerciales, uso general	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
	-Cargas Especiales	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
c	Ciudad Planchón	2 153	2 196	2 240	2 285	2 330	2 377	2 425	2 473	2 523	2 573	2 624	2 677	2 731	2 785	2 841	2 898	2 956	3 015	3 075	3 137	3 199	3 263	3 263
	-Domésticos, comerciales, uso general	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
	-Cargas Especiales	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
d	AA,HH, UPIS ,Asociación de Viviendas	3 334	3 385	3 438	3 491	3 546	3 602	3 659	3 718	3 778	3 839	3 901	3 965	4 030	4 097	4 165	4 235	4 306	4 379	4 453	4 529	4 607	4 686	4 686
	-Domésticos, comerciales, uso general	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
	-Cargas Especiales	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
1.1.2	<b>Mazuko y Huapetuhe</b>																							
a	Mazuko Pueblo	3 324	3 385	3 448	3 512	3 577	3 644	3 712	3 781	3 851	3 921	3 992	4 064	4 137	4 211	4 286	4 362	4 439	4 517	4 596	4 676	4 757	4 838	4 838
	-Domésticos, comerciales, uso general	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
	-Cargas Especiales	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
b	Huapetuhe	3 927	4 013	4 102	4 192	4 284	4 378	4 475	4 573	4 674	4 777	4 882	4 989	5 098	5 211	5 326	5 443	5 563	5 685	5 810	5 938	6 067	6 202	6 202
	-Domésticos, comerciales, uso general	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	-Cargas Especiales	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.2	<b>Con Proyecto</b>																							
1.2.1	<b>Puerto Maldonado</b>																							
a	Ciudad de Puerto Maldonado	29 656	30 427	31 218	32 030	32 863	33 717	34 594	35 493	36 416	37 363	38 334	39 331	40 353	41 403	42 479	43 584	44 717	45 879	47 072	48 286	49 552	50 840	
	-Domésticos, comerciales, uso general	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
	-Cargas Especiales	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
b	Ciudad Laberinto	2 435	2 489	2 543	2 599	2 656	2 715	2 775	2 836	2 898	2 962	3 027	3 094	3 162	3 231	3 302	3 375	3 449	3 525	3 603	3 682	3 763	3 846	3 846
	-Domésticos, comerciales, uso general	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
	-Cargas Especiales	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
c	Ciudad Planchón	2 153	2 196	2 240	2 285	2 330	2 377	2 425	2 473	2 523	2 573	2 624	2 677	2 731	2 785	2 841	2 898	2 956	3 015	3 075	3 137	3 199	3 263	3 263
	-Domésticos, comerciales, uso general	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
	-Cargas Especiales	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
d	AA,HH, UPIS ,Asociación de Viviendas	2 022	2 069	2 117	2 165	2 215	2 266	2 317	2 371	2 425	2 481	2 538	2 597	2 656	2 717	2 780	2 844	2 909	2 976	3 045	3 115	3 186	3 260	3 260
	-Domésticos, comerciales, uso general	1 069	1 092	1 119	1 145	1 170	1 197	1 225	1 254	1 283	1 312	1 342	1 374	1 405	1 437	1 469	1 504	1 538	1 574	1 610	1 647	1 685	1 723	1 723
	-Cargas Especiales	591	604	619	632	648	663	677	692	710	726	743	759	777	795	811	832	850	871	891	910	931	952	952
1.2.2	<b>Mazuko y Huapetuhe</b>																							
a	Mazuko Pueblo	3 389	3 466	3 544	3 623	3 704	3 787	3 873	3 961	4 051	4 143	4 238	4 335	4 435	4 537	4 641	4 747	4 855	4 965	5 077	5 191	5 307	5 425	5 425
	-Domésticos, comerciales, uso general	726	746	767	789	811	834	857	881	905	931	956	983	1 010	1 038	1 067	1 097	1 127	1 158	1 190	1 223	1 256	1 291	1 291
	-Cargas Especiales	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
b	Huapetuhe	3 927	4 013	4 102	4 192	4 284	4 378	4 475	4 573	4 674	4 777	4 882	4 989	5 098	5 211	5 326	5 443	5 563	5 685	5 810	5 938	6 067	6 202	6 202
	-Domésticos, comerciales, uso general	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	-Cargas Especiales	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	<b>NUMERO DE ABONADOS</b>																							
2.1	<b>Sin Proyecto</b>																							
2.1.1	<b>Puerto Maldonado</b>																							
a	Ciudad de Puerto Maldonado	9 623	9 925	10 237	10 558	10 889	11 230	11 581	11 944	12 317	12 701	13 097	13 505	13 925	14 359	14 805	15 265	15 738	16 226	16 729	17 247	17 780	18 330	
	-Domésticos, comerciales, uso general	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	
	-Cargas Especiales	303	314	325	337	349	361	373	387	400	414	428	443	458	473	489	506	523	540	558	577	596	615	
	-Domésticos, comerciales, uso general	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3		
	-Cargas Especiales	549	568	587	606	627	647	669	691	713	736	760	785	810	836	862	889	917	946	976	1 006	1 037	1 069	
	-Domésticos, comerciales, uso general	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3		
	-Cargas Especiales	549	568	587	606	627	647	669	691	713	736	760	785	810	836	862	889	917	946	976	1 006	1 037	1 069	
d	AA,HH, UPIS ,Asociación de Viviendas	2 022	2 069	2 117	2 165	2 215	2 266	2 317	2 371	2 425	2 481	2 538	2 597	2 656	2 717	2 780	2 844	2 909	2 976	3 045	3 115	3 186	3 260	
	-Domésticos, comerciales, uso general	1 069	1 092	1																				



**EVALUACIÓN 4**  
**BALANCE OFERTA - DEMANDA EN EL MERCADO**  
**DEL PRODUCTO O SERVICIO**

AÑO	Demandas Consideradas para la Evaluación (1)						Demandas Totales Consideradas para el Diseño de las LL.TT. Y SS.EE. (2)											
	Demanda -kW			Superhabit o Deficit (kW)			Demanda -kW			Superhabit o Deficit (kW)								
	S.E. Mazuko	S.E. Puerto	Total	S.E. Mazuko	S.E. Puerto	Total	S.E. Mazuko	S.E. Puerto	Total	S.E. Mazuko	S.E. Puerto	Total						
(1)	(1)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(8)	(2)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(8)	
0	2006																	
1	2007	3 366	6 513	65	10 290	15 680	9 945	6 859	9 167	16 025	3 366	6 513	10 290	15 680	25 970	6 859	9 167	
2	2008	4 079	6 727	67	10 290	15 680	10 874	6 143	8 953	15 096	4 079	6 727	10 290	15 680	25 970	6 143	8 953	
3	2009	4 827	6 948	69	10 290	15 680	11 845	5 394	8 732	14 125	4 827	6 948	10 290	15 680	25 970	5 394	8 732	
4	2010	5 248	7 176	72	10 290	15 680	12 496	4 970	8 504	13 474	5 248	7 176	10 290	15 680	25 970	4 970	8 504	
5	2011	5 671	7 398	74	10 290	15 680	13 143	4 545	8 282	12 827	6 165	8 419	10 290	15 680	25 970	4 038	6 961	
6	2012	5 832	7 626	76	10 290	15 680	13 534	4 382	8 054	12 436	6 339	8 991	10 290	15 680	25 970	3 861	6 689	
7	2013	5 994	7 861	79	10 290	15 680	13 933	4 217	7 819	12 037	6 515	9 270	10 290	15 680	25 970	3 682	6 410	
8	2014	6 224	8 102	81	10 290	15 680	14 407	3 985	7 578	11 563	6 759	9 558	10 290	15 680	25 970	3 436	6 122	
9	2015	6 390	8 351	84	10 290	15 680	14 825	3 816	7 329	11 145	6 939	9 855	10 290	15 680	25 970	3 252	5 825	
10	2016	6 558	8 608	86	10 290	15 680	15 252	3 646	7 072	10 718	7 122	10 160	10 290	15 680	25 970	3 066	5 520	
11	2017	6 793	8 872	89	10 290	15 680	15 754	3 408	6 808	10 216	7 373	10 475	10 290	15 680	25 970	2 813	5 205	
12	2018	6 965	9 144	91	10 290	15 680	16 200	3 234	6 536	9 770	7 560	10 798	10 290	15 680	25 970	2 622	4 882	
13	2019	7 139	9 423	94	10 290	15 680	16 656	3 057	6 257	9 314	7 750	11 132	10 290	15 680	25 970	2 429	4 548	
14	2020	7 380	9 711	97	10 290	15 680	17 189	2 813	5 969	8 781	8 006	11 465	10 290	15 680	25 970	2 170	4 215	
15	2021	7 558	10 008	100	10 290	15 680	17 666	2 632	5 672	8 304	8 200	11 820	10 290	15 680	25 970	1 971	3 860	
16	2022	7 738	10 313	103	10 290	15 680	18 155	2 449	5 367	7 815	8 398	12 187	10 290	15 680	25 970	1 770	3 493	
17	2023	7 986	10 628	106	10 290	15 680	18 720	2 197	5 052	7 250	8 664	12 563	10 290	15 680	25 970	1 501	3 117	
18	2024	8 171	10 951	110	10 290	15 680	19 232	2 010	4 729	6 738	8 867	12 952	10 290	15 680	25 970	1 294	2 728	
19	2025	8 358	11 284	113	10 290	15 680	19 755	1 819	4 396	6 215	9 075	13 358	10 290	15 680	25 970	1 082	2 322	
20	2026	8 613	11 627	116	10 290	15 680	20 357	1 561	4 053	5 613	9 348	13 763	10 290	15 680	25 970	804	1 917	

**Notas:**

(1) Las demandas consideradas para la evaluación económica son:

S.E. Puerto Maldonado  
Ciudad de Puerto Maldonado  
Circuito Laberinto y Planchón  
AA.HH. UPI.S., Asociación de Viviendas de Pto. Maldonado,  
que entrara por etapas 2007,2008 y 2009  
Cargas Mineras sector Huapetuhe y su crecimiento

(2) Las demandas consideradas para el Diseño de las LL.TT y SS.EE son:

S.E. Puerto Maldonado  
Ciudad de Puerto Maldonado  
Circuito Laberinto y Planchón  
AA.HH. UPI.S., Asociación de Viviendas de Pto. Maldonado  
PSEs Puerto Maldonado e Iberia  
Cargas Mineras sector Huapetuhe  
PSE Mazuko

(3) Pérdidas en la Línea en 66 KV Mazuko-Pto. Maldonado y los Transform. de Mazuko y Pto. Maldonado  
(4) Demanda Total : sumatoria de demandas mas pérdidas  
(5) La oferta esta limitada por la potencia del transfer. de Mazuko 138/66/33 kV - 20-26/12,3-16/8-10,5 MVA (ONANI/ONAF)  
(6) La oferta esta limitada por la potencia del transfer. de Pto. Maldonado 66/33/10 kV 16-12,3/3,9-5/12,3-16 MVA (ONANI/ONAF)

(7) Oferta Total : sumatoria de potencias de los transformadores de Mazuko y Puerto Maldonado

(8) Balance Oferta Demanda de tal manera que cubra la demanda de cada localidad y carga minera existente y futura

(9) El suministro de energía será permanente y confiable, sin restricciones de orden técnico y a costo razonable,

(10) Las líneas como las subestaciones se han diseñado para suministrar energía a los PSES de Puerto Maldonado, Iberia y Mazuko, para el crecimiento vegetativo de las ciudades con servicio eléctrico (Puerto Maldonado, Iberia Inapari, Mazuko y Huapetuhe) y las cargas mineras en el sector Mazuko









**EVALUACIÓN 7  
VALOR ACTUAL DE BENEFICIOS NETOS  
A PRECIOS PRIVADOS**

ITEM	Descripción	Nº Año	PERIODO																			
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1	Beneficios Incrementales ( mil S/.)	2 006	2 007	2 008	2 009	2 010	2 011	2 012	2 013	2 014	2 015	2 016	2 017	2 018	2 019	2 020	2 021	2 022	2 023	2 024	2 025	2 026
2	Beneficios por venta de CERs de CO2		-7 709	-7 124	-6 499	-6 359	-6 253	-6 551	-6 867	-7 103	-7 455	-7 825	-8 118	-8 528	-8 968	-9 314	-9 789	-10 287	-10 713	-11 260	-11 833	-12 337
3	Costos Incrementales ( mil S/.)	26 038	265,07	275,355	285,9798	297,13	308,61	320,62	332,971	345,815												
4	Beneficios Netos ( mil S/.)	-26 038	3 730	3 512	2 968	4 656	5 712	4 139	4 402	4 673	7 865	3 515	6 310	4 961	7 540	7 553	4 973	7 334	9 060	5 565	7 004	26 297

**INDICADORES ECONOMICOS**

Tasa de Descuento %	12%
VAN (12%) mil S/.	12 396
TIR (%)	17,56%
Relación beneficio Costo (pu)	1,48
Tiempo de Repago (años)	12,10

**A PRECIOS SOCIALES**

ITEM	Descripción	Nº Año	PERIODO																			
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1	Beneficios Incrementales ( mil S/.)	2 006	2 007	2 008	2 009	2 010	2 011	2 012	2 013	2 014	2 015	2 016	2 017	2 018	2 019	2 020	2 021	2 022	2 023	2 024	2 025	2 026
2	Beneficios por venta de CERs de CO2		16 604	17 304	18 031	18 786	19 531	20 304	21 105	21 936	22 798	23 691	24 617	25 577	26 572	27 603	28 672	29 780	30 928	32 118	33 350	34 627
3	Costos Incrementales ( mil S/.)	20 899	265,07	275,355	285,9798	297,13	308,61	320,62	332,971	345,815												
4	Beneficios Netos ( mil S/.)	-20 899	26 226	26 248	25 988	28 042	29 584	29 286	30 574	31 831	35 613	33 160	36 679	36 861	40 431	41 823	41 172	44 732	47 743	46 509	49 488	67 134

**INDICADORES ECONOMICOS**

Tasa de Descuento %	14%
VAN (14%) mil S/.	188 598
TIR (%)	126,5%
Relación beneficio Costo (pu)	10,02
Tiempo de Repago (años)	1,15



**EVALUACIÓN 8**  
**ANÁLISIS DE SOSTENIBILIDAD DEL PROYECTO**

- 1 Entidad que se hará cargo de la operación y mantenimiento : Electro Sur Este  
 2 Capacidad técnica y logística : Electro Sur Este  
 3 Participación de la población beneficiaria : En la etapa de la prestación del servicio, la participación de los beneficiarios se hará tangible a través de pago oportuno de su facturación mensual por el servicio de energía eléctrica.  
 4 Flujos de costo de operación

COSTOS Y FUENTES	Años																			
	2 007	2 008	2 009	2 010	2 011	2 012	2 013	2 014	2 015	2 016	2 017	2 018	2 019	2 020	2 021	2 022	2 023	2 024	2 025	2 026
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Compra de Energía (mil S)	8 479	9 595	10 764	11 504	12 241	12 634	13 036	13 535	13 956	14 386	14 913	15 364	15 825	16 385	16 868	17 363	17 958	18 477	19 010	19 643
Costos de Oper. y Mant. mil S	1 337	1 337	1 337	1 337	1 337	1 337	1 337	1 337	1 337	1 337	1 337	1 337	1 337	1 337	1 337	1 337	1 337	1 337	1 337	1 337
Tarifas o Cuotas -(Venta de energía)	11 334	12 649	14 024	14 931	15 831	16 354	16 891	17 538	18 102	18 681	19 370	19 979	20 603	21 340	21 997	22 672	23 461	24 172	24 902	25 748
Cobertura %	115%	116%	116%	116%	117%	117%	118%	118%	118%	119%	119%	120%	120%	120%	121%	121%	122%	122%	122%	123%

Costos con IGV

**EVALUACIÓN 9  
ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PRELIMINAR**

**1. Mencionar las variables de costos y beneficios mas importantes**

- (0) : Caso Base** Considera las demandas de la Ciudad de Puerto Maldonado y sus circuitos Planchón y Laberinto, Mazuko Pueblo, Huepetuhe y las demandas de sector minero de Mazuko
- (1) : Sensibilidad Indicadores Económicos considerando que se conecta solo el 50% de las cargas mineras, con respecto al caso base
- (2) : Sensibilidad Indicadores Económicos considerando que adicionalmente a las demandas del caso base se conectarán el 2009 el PSE Iberia, el 2010 el PSE Puerto Maldonado y el 2011 el PSE Mazuko
- (3) : Sensibilidad Caso base, considerando la variación de la inversión en -10%
- (4) : Sensibilidad Caso base, considerando la variación de la inversión en +10%
- (5) : Sensibilidad Caso base, considerando la variación del costo del petroleo en -5%
- (6) : Sensibilidad Caso base, considerando la variación del costo del petroleo en + 5%
- (7) : Sensibilidad Sensibilidad Variando la Tarifa de Venta de Energía en + 7,55%
- (8) : Sensibilidad Sensibilidad sin considerar los beneficios por CERS

**2. Análisis de sensibilidad**

**A PRECIOS PRIVADOS**

Resultados	Unid	(Caso Base *0*)	Sensibilidad							
			(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
Variables	%									
Tasa de Descuento	%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%
<b>Valor Actual Neto del Beneficio Neto - VAN</b>	<b>mil S/.</b>	<b>12 395,86</b>	10 951,40	2 780,35	16 593,08	8 126,64	4 246,07	20 545,65	20 477,98	10 919,45
<b>Tasa Interna de Retorno - TIR</b>	<b>%</b>	<b>17,56%</b>	16,92%	13,39%	20,79%	15,17%	13,91%	21,25%	21,14%	16,81%
Relación Beneficio/Costo - B/C	pu	1,48	1,42	1,11	1,77	1,27	1,16	1,81	1,79	1,42
Periodo de Repago (años)	años	12,10	12,69	16,78	9,69	14,50	16,12	9,40	9,44	12,82

**A PRECIOS SOCIALES**

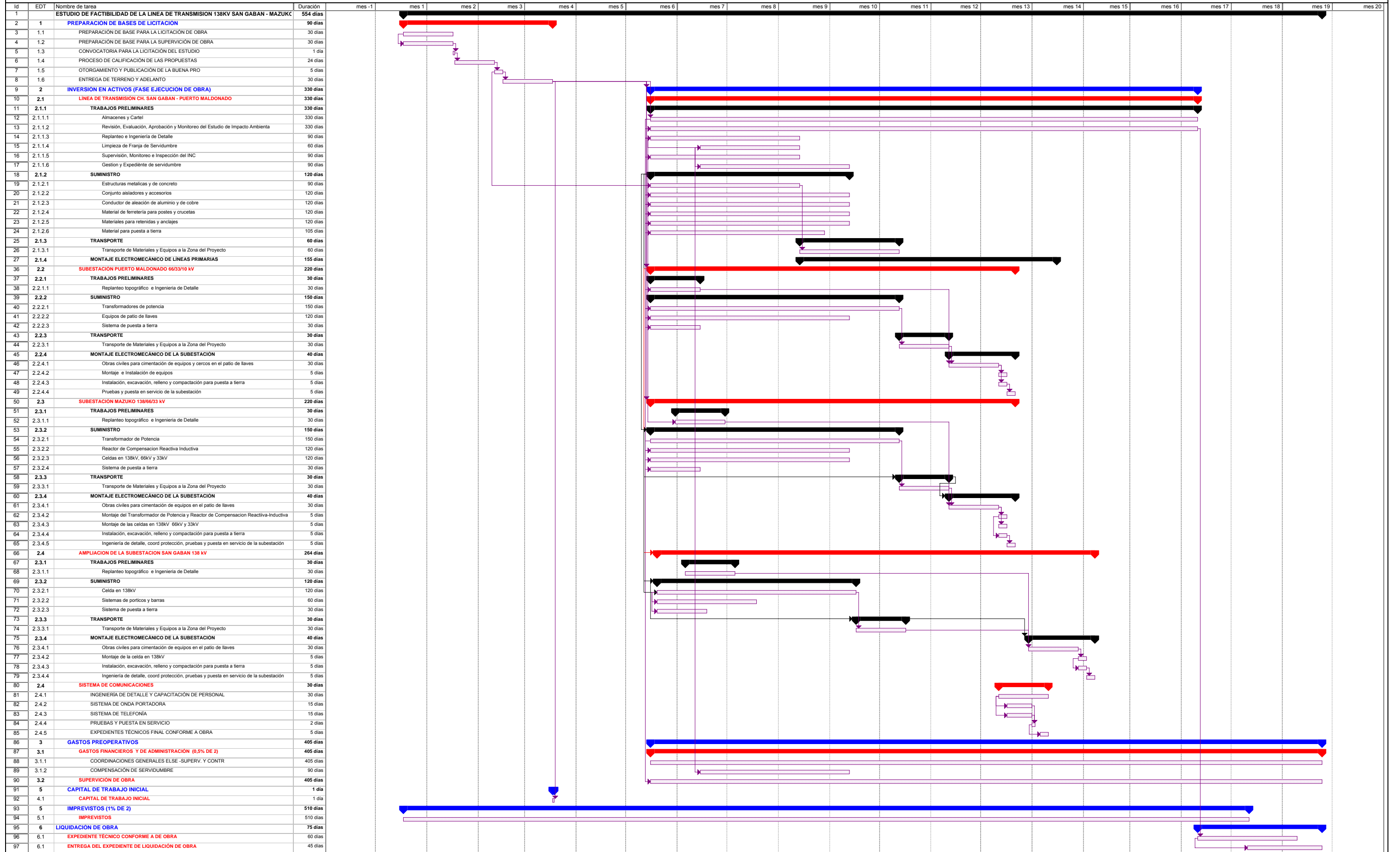
Resultados	Unid	(Caso Base *0*)	Sensibilidad							
			(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
Variables	%									
Tasa de Descuento	%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%
<b>Valor Actual Neto del Beneficio Neto - VAN</b>	<b>mil S/.</b>	<b>188 598,11</b>	196 708,49	181 563,76	188 671,23	188 525,00	182 553,59	194 642,63	188 598,11	187 224,11
<b>Tasa Interna de Retorno - TIR</b>	<b>%</b>	<b>126,48%</b>	129,78%	125,79%	126,92%	126,05%	119,80%	133,58%	126,48%	125,20%
Relación Beneficio/Costo - B/C	pu	10,02	10,41	9,69	10,06	9,99	9,48	10,60	10,02	9,96
Periodo de Repago (años)	años	1,15	1,13	1,14	1,09	1,20	1,21	1,09	1,15	1,16

**EVALUACIÓN 10**  
**MARCO LOGICO**  
**ALTERNATIVA SELECCIONADA**

Descripción	Resumen de objetivos	Indicadores	Medios de Verificación	Supuestos
<b>FIN</b>	<p>Acrecentar el desarrollo socio-económico y buena calidad de vida, garantizando un eficiente producto y reducción del precio de venta de energía al usuario final.</p>	<p>* Calidad de Producto (Tensión) * Calidad de Suministro (Interrupciones) * Calidad de Alumbrado Público y servicios comerciales * Interconexión de nuevas cargas especiales (UPIS, Asociaciones de viviendas Puerto Maldonado, Mineros de la Zona de Huepetuhe)</p>	<p>* Tolerancias de indicadores variaciones de niveles de tensión, número y duración total de interrupciones fijadas en la Norma Técnica de Calidad de Servicio Eléctrico (NTCSE) * Norma Técnica de Alumbrado de Vías Públicas R.M. N° 013-2003-EM-DM y R.M. N° 18</p>	<p>* Cumplimiento de la Norma Técnica de calidad de los Servicios Eléctricos de parte de la Empresa ElectroSur Este S.A.A., que son auditados por el OSINERG.  * Crecimiento de las cargas especiales y domiciliarias.</p>
<b>PROPÓSITO</b>	<p>* Dotar del suministro eléctrico del SINAC a las provincias de Tambopata y El Manú (beneficiando adicionalmente a los PSEs Puerto Maldonado, Mazuko e Iberia para su futura interconexión), localizados en el Dpto. de Madre de Dios. * Reducción de costos de precios de compra</p>	<p>* 23 377 familias que contarán con servicio eléctrico al año final en Madre de Dios. * Incremento de la demanda en kW (medidores totalizadores) * Crecimiento de las actividades productivas comerciales y turísticas realizadas en la región.</p>	<p>* Encuestas de INEI para conocer nivel de crecimiento de los indicadores macroeconómicos.  * Encuestas de campo con la finalidad obtener información social y económica en el área del proyecto</p>	<p>* Coeficiente de electrificación.  * Tasa de crecimiento poblacional  * Ingreso de nuevos PSE al sistema  * Ingreso de cargas mineras de mediana y gran producción.</p>
<b>COMPONENTES</b>	<p>* Ampliación de la subestación San Gaban en una celda en 138 kV  * Implementación de las Líneas de Transmisión en 138 kV San Gaban-Mazuko de 67,6 km y en 66 kV Mazuko Pto Maldonado de 158 km  * Implementación de la SE Puerto Maldonado 66/33/10 kV 16-12,3/3,9-5/12,3-16 MVA en las instalaciones de la Central Térmica  * Implementación de la SE Mazuko 138/66/33 Kv 20-26/12,3-16/8-10,5 MVA</p>	<p>* km de Línea instalados.  * MVA instalados.</p>	<p>* Encuestas tomadas en el lugar de los hechos a los beneficiarios directos del servicio.  * Ejecución de las obras de la línea San Gaban-Mazuko-Puerto Maldonado y subestaciones.  * Ejecución de las obras de líneas y subestaciones.</p>	<p>* Se cuenta con los recursos financieros para la ejecución del proyecto en los plazos no previstos.</p>
<b>ACCIONES</b>	<p>* Convocatoria a Empresas consultoras para la elaboración de la Obra * Aprobación del proyecto definitivo  * Convocatoria a Empresas Contratistas para la ejecución de obras</p>	<p>* Indicadores económicos, informes ambientales. * Aprobación de recursos ordinarios para la ejecución del proyecto.</p>	<p>* Estudio de factibilidad aprobado del proyecto. * Expediente de replanteo de obra, para liquidación.</p>	<p>* Los precios de los materiales para obra no deben sufrir variaciones sustanciales  * El proyecto tiene indicadores económicos positivos, el estudio de impacto ambiental (EIA) está en trámite y cuenta con Certificado de inexistencia de restos arqueológicos (CIRA)</p>

**ANEXO F: CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN DE OBRA**

**ANEXO I  
CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN DE OBRA  
ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA LINEA DE TRANSMISION 138KV SAN GABAN - MAZUKO Y 66KV MAZUKO - PUERTO MALDONADO Y SUBESTACIONES**



Tarea División Progreso Hito Resumen Resumen del proyecto Tareas externas Hito externo Fecha límite

## **ANEXO G:      CALCULO DE LA REDUCCIÓN DE EMISIÓN DEL CO2**

- 1.0 Información Necesaria para la Determinación de Beneficios
- 2.0 Estimaciones de reducciones de emisiones de CO<sub>2</sub>
- 3.0 Resultados

**ANEXO 1.0  
INFORMACIÓN NECESARIA**

<b>ETAPA</b>	<b>DESCRIPCION</b>	<b>RESPONSABILIDAD</b>
<b>Identificación y Formulación del proyecto Documento de Proyecto (PDD)</b>	Identificación del proyecto y elaboración de un documento de diseño que incluya la línea base, adicionalidad, contribución al desarrollo sustentable, plan de monitoreo y verificación, y opiniones de tomadores de decisión a nivel nacional.	Desarrollador de proyecto
<b>Aprobación Nacional</b>	Aprobación nacional consistente con las leyes vigentes locales y con las prioridades políticas.	Desarrollador de proyecto Autoridad Nacional Designada (CONAM)
<b>Validación</b>	Validación independiente de un tercero en relación con la línea base y otros detalles con el fin de asegurar que la posterior verificación permita entregar reducciones certificadas de emisiones	Entidad Operacional Designada (EOD)
<b>Registro</b>	Registro del proyecto con el Cuerpo Ejecutivo del MDL una vez obtenida la aprobación del gobierno local mediante la Autoridad Nacional Designada.	Cuerpo Ejecutivo por solicitud, si corresponde, de la entidad Operacional designada.
<b>Financiamiento</b>	El inversionista (s) entrega capital en forma de deuda o equidad; los inversionistas pueden ser o no ser compradores de créditos de carbono.	Desarrollador del proyecto
<b>Implementación</b>	Construcción e iniciación de operaciones	Desarrollador del proyecto
<b>Monitoreo</b>	Una vez implementado, se debe monitorear el desarrollo del proyecto y las reducciones de emisiones logradas.	Desarrollador del proyecto
<b>Verificación</b>	Una entidad independiente debe verificar que el desempeño del proyecto se adecua al diseño de éste, incluyendo el tema de la línea base.	Entidad Operacional Designada
<b>Certificación y emisión de los CERs</b>	Sobre la base de los resultados del informe de verificación, el Cuerpo Ejecutivo del MDL certifica y emite los CERs.	Cuerpo Ejecutivo

## **ANEXO Nº 2.0**

### **DETERMINACIÓN DE LA REDUCCIÓN DE EMISIÓN DEL CO2 AL MEDIO AMBIENTE**

#### **1. INTRODUCCIÓN**

##### **1.1 ANTECEDENTES**

La preocupación mundial a causa del aumento de los gases de efecto invernadero ha llevado a establecer en 1992 la Convención de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático que tuvo como objetivo además de discutir el fenómeno, lograr la estabilización de las emisiones a un nivel que impida la interferencia humana en el cambio climático global.

Luego de la entrada en vigor de la Convención en el año 1994, se notó que no se podría llegar a la meta planteada, reformulándose las metas, y se entró en un proceso de negociación que terminó en el año 1997, con la firma del protocolo de Kyoto.

El protocolo de Kyoto estableció, que los países desarrollados deben reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a un nivel entre 5 y 10% por debajo de los niveles de emisión de 1990, lo que se debe cumplir en el periodo 2008-2012. El protocolo de Kyoto establece cuatro mecanismos de flexibilidad para cumplir tales objetivos, los cuales son::

- Cumplimiento conjunto de los compromisos (Art. 4)
- Implementación Conjunta (Joint Implementation), según se describe en el Artículo 6 del Protocolo de Kyoto y;
- El Comercio de Emisiones (Emissions Trading), según lo dispuesto en el Artículo 17.

El cuarto mecanismo de flexibilidad establecido en el Protocolo es el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), el que se define en el Artículo 12.

La idea del MDL es permitir el cumplimiento del citado compromiso de un país desarrollado a través de la adquisición de reducciones certificadas de emisiones obtenidos a través de proyectos en países en vías de desarrollo. En este sentido, la suspensión de las operaciones de las centrales térmicas de la zona de Mazuko y Puerto Maldonado, es decir el reemplazo de la generación térmica de ambas localidades, por el suministro de energía eléctrica a través de la interconexión al SINAC por medio de la Línea de Transmisión San Gabán - Mazuko en 138kV y la Línea Mazuko - Pto. Maldonado en 66kV y las subestaciones Mazuko de 138/60/33kV y Pto. Maldonado



60/33/10kV, permitiría la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, pudiendo calificar esta actividad como un proyecto de MDL.

## 1.2 OBJETIVO

Realizar un análisis estratégico para la reducción de emisiones que se obtendrán al reemplazar la generación térmica con petróleo diesel existente en el sistema aislado de Pto. Maldonado y la autogeneración de la zona minera de Mazuko, por una interconexión al SINAC, de emisiones mínimas, lo que nos permitirá obtener un flujo adicional de recursos económicos para hacer viable un proyecto de desarrollo a través de la certificación de la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> y la contribución a la mejora del medio ambiente.

Lo que corresponde luego es estimar los recursos que se obtendrán a través de ésta negociación, e identificar a los potenciales compradores de CO<sub>2</sub> en el mercado mundial.

Dependiendo del volumen de emisiones a negociar, se deberá estudiar el mecanismo más adecuado de transacción para obtener el máximo beneficio

## 2. DETERMINACIÓN DE BENEFICIOS POR REDUCCIÓN - EMISIONES CO<sub>2</sub>

### 2.1 PREMISAS DE CALCULO

La información necesaria para determinar los beneficios por reducción de CO<sub>2</sub> será:

- Proyección de consumo de centrales térmicas o proyecciones de energía
- Proyección de consumo en camiones cisterna que transportan el combustible a la central (kilómetros recorridos, número de viajes, consumo de combustibles) y autogeneradores. Ver figura

Años	Demanda Pto Maldonado (kWh)	Consumo Combustible (miles gal)	Número de viajes hechos por la cisterna	Cons. de Comb. Diesel por Cisternas (miles gal)	Consumo total de combustible (miles gal)
2005	5 512	1 546	170	8,1	1 554
2006	5 677	1 606	176	8,4	1 614
2007	5 964	1 668	183	8,7	1 677
2008	6 180	1 733	190	9,1	1 742
2009	6 389	1 800	197	9,4	1 809
2010	6 580	1 870	205	9,8	1 880
2011	6 776	1 942	213	10,2	1 952
2012	6 979	2 017	221	10,5	2 028

## 2.2 CALCULO DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CO<sub>2</sub>

### 2.2.1 Procedimiento

- Caso Base:
  - ≡ No hay programa de reducción de emisiones
  - ≡ Proyección de la demanda de energía o proyección del consumo de combustibles (incluido el consumo de combustible de la cisterna que lleva el combustible para la central, si no se tiene datos de combustibles se estiman a través de la proyección energía utilizando el Poder Calorífico Superior del combustible )
  - ≡ Con el valor del factor de emisiones de CO<sub>2</sub> obtenido con la metodología IPCC se calcula en Ton CO<sub>2</sub> , la cantidad de CO<sub>2</sub> generada en el escenario base
- Caso con proyecto:
  - ≡ Proyección de la demanda de energía incluida, como en el caso anterior el combustible utilizado por la cisterna.
  - ≡ Se utiliza el factor de emisión de carbono del SEIN(en Ton CO<sub>2</sub> /GWh) , con el cual obtenemos las toneladas de carbono que se emiten cuando sí se ha ejecutado el proyecto.

### 2.2.2 Factor de Emisión de Carbono para el Caso Base

Según Metodología IPCC(Intergovernmental Panel on Climate Change):

- Determinación de la producción específica de combustibles (Ton CO<sub>2</sub> /gal )
- Conversión del consumo a unidades de energía (uso del Poder Calorífico Inferior, se obtiene el factor de contenido de carbono en Ton C/TJ, en unidades de energía efectivamente utilizadas )
- Conversión del Factor de contenido de carbono a Factor de emisión de carbono en Ton CO<sub>2</sub> /gal ó Ton CO<sub>2</sub> /m<sup>3</sup> en caso de gas natural

### 2.2.3 Factor de emisión de carbono para el caso proyectado

En éste caso en un promedio ponderado producto de la combinación de las tecnología utilizadas para la generación térmica en el SEIN

Estimaciones de las emisiones de CO<sub>2</sub> en el SEIN

**Cuadro Nº 1: Factores de Emisión**

<b>1Tecnología</b>	<b>Generación GWh</b>	<b>En %</b>
Gas Natural Ciclo Simple	668 750,00	26,70
Diesel Oil Ciclo Combinado	2 215,00	0,09
Diesel Oil Turbina a Gas	80 033,00	3,20
Diesel Motores	172 465,00	6,89
Fuel Oil Turbinas a Vapor	930 915,00	37,17
Fuel Oil Motores	252 115,00	10,07
Carbón Turbinas a Vapor	397 797,00	15,88
<b>Total</b>	<b>2 504 290,00</b>	<b>100,00</b>

Fuente: Ministerio de Energía y Minas

Factores de emisión de carbono por tipo de tecnología

<b>Tecnología</b>	<b>FEC Toneladas CO<sub>2</sub>/Gwh</b>
Ciclo Combinado Gas Natural	406
Turbina de Ciclo Simple Gas Natural	644
Turbina de Vapor Fuel Oil	730
Diesel Ciclo Combinado	650
Diesel Ciclo Simple Turbina de Combustión	895
Motores Diesel	851
Turbina de Vapor a Carbón	956

Fuente: OKO Institute

De acuerdo a eso obtenemos la emisión promedio de Centrales Térmicas del SEIN :

641 Ton CO<sub>2</sub>/GWh

#### **2.2.4 RESULTADOS**

En el caso de la Línea San Gabán - Puerto Maldonado se ha hecho el siguiente ejercicio considerando las proyecciones de consumo de combustible incluido el que utiliza la cisterna cuando transporta el combustible para la central en el caso base y la energía utilizada en el caso proyectado consiguiéndose los siguientes resultados:

Años	Demanda Pto Maldonado (kWh)	Consumo Combustible (miles gal)	Número de viajes hechos por la cisterna	Cons. de Comb. Diesel por Cisternas (miles gal)	Consumo total de combustible (miles gal)
2005	5 512	1 546	106	3,4	1 549
2006	5 677	1 606	110	3,5	1 610
2007	5 964	1 668	114	3,6	1 672
2008	6 180	1 733	119	3,8	1 737
2009	6 389	1 800	123	3,9	1 804
2010	6 580	1 870	128	4,1	1 874
2011	6 776	1 942	133	4,2	1 946
2012	6 979	2 017	138	4,4	2 021
2013	7 187	2 095	144	4,6	2 100
2014	7 401	2 175	149	4,7	2 180

Comparando el caso base con el caso proyectado hemos obtenido los siguientes resultados

#### Caso base

Años	Demanda Pto Maldonado (kWh)	Consumo total de combustible (miles gal)	Estimación de CO2 emitido (Ton CO2)
2005	5 512	1 549	15 494
2006	5 677	1 610	16 095
2007	5 964	1 672	16 716
2008	6 180	1 737	17 368
2009	6 389	1 804	18 039
2010	6 580	1 874	18 741
2011	6 776	1 946	19 462
2012	6 979	2 021	20 214
<b>Total</b>	<b>50 057</b>	<b>14 212,90</b>	<b>142 129,00</b>

#### Caso proyectado

Años	Demanda Pto. Maldonado (kWh)	Estimación de CO2 emitido (Ton CO2)
2005	5 512	3,53
2006	5 677	3,64
2007	5 964	3,82
2008	6 180	3,96
2009	6 389	4,10
2010	6 580	4,22
2011	6 776	4,34
2012	6 979	4,47
<b>Total</b>	<b>50 057</b>	<b>32,09</b>

Con los cual obtenemos los siguientes resultados:

Reducciones Netas de CO<sub>2</sub>

Años	Reducción de emisiones de CO <sub>2</sub> (Toneladas al año)			Ingresos por Venta de CERs (Miles de dólares)	Ingresos (Miles de Soles)
	Base	Con proyecto	Neto		
2005	15 541	3,53	15 537,47	77,69	265,07
2006	16 144	3,64	16 140,36	80,70	275,35
2007	16 767	3,82	16 763,18	83,82	285,98
2008	17 421	3,96	17 417,04	87,09	297,13
2009	18 094	4,10	18 089,90	90,45	308,61
2010	18 798	4,22	18 793,78	93,97	320,62
2011	19 522	4,34	19 517,66	97,59	332,97
2012	20 275	4,47	20 270,53	101,35	345,82
<b>Total</b>	<b>142 562</b>	<b>32,09</b>	<b>142 529,91</b>	<b>712,65</b>	<b>2 431,56</b>

(\*)Los totales en ingresos son referenciales

(\*\*)Tipo de cambio al 31 de noviembre del 2005

### **3. MERCADO INTERNACIONAL DE EMISIONES DE GASES POR EFECTO INVERNADERO**

#### **3.1 ORIGEN**

El MDL ha abierto la posibilidad de participación de los países en desarrollo en el Mercado Internacional del Carbono, lo cual va de la mano con el hecho de permitir a los países con compromisos de reducción de emisiones de GEI dar cumplimiento a parte de sus obligaciones a través de la adquisición de reducciones certificadas alcanzadas mediante la implementación de proyectos orientados a este fin en los países en desarrollo. Es así como por medio del MDL se oficializa la oferta de Reducciones de Emisiones Certificadas de gases invernadero (CERs). Los países industrializados mencionados pueden adquirir CERs obtenidos en proyectos que fijen, reduzcan o eviten emisiones de gases de efecto invernadero en los países calificados para tal fin, es decir países en vías de desarrollo.

Los interesados en comprar reducciones de emisiones de CO<sub>2</sub> son grandes compañías, principalmente en el sector energético, movilizandando aproximadamente el 90% del mercado actual. La mayoría de los gobiernos en éste contexto juegan un rol solamente regulador, a excepción del caso de Holanda, Dinamarca, Finlandia y Canadá.

En cuanto a la determinación de los precios de las reducciones de emisiones de CO<sub>2</sub>, éstos dependerán de los siguientes factores:

- Las cualidades y riesgos asociados al proyecto: se pagan precios mayores mientras menos riesgo tenga el proyecto y más estabilidad financiera tenga la empresa que lo desarrolle.
- Estabilidad política y económica del país en el cual se implemente el proyecto: Se pagan mayores precios mientras más sólida sea la estabilidad económica y política del país.
- El establecimiento de reglas de mercado y sistemas de cumplimiento estrictos. Esto implica la aplicación de sanciones fuertes con el fin de que los compradores cumplan sus compromisos de reducción ante los países donde se hace el proyecto.
- El tipo de contrato que se firme entre comprador y vendedor: los contratos requieren asesoría legal y garantías, lo cual se suma a los costos de transacción del proyecto.
- Posibilidad de que el proyecto sea reconocido internacionalmente. Es decir, siendo registrado por el UNFCCC como proyecto MDL.
- Estabilidad Financiera del proponente o desarrollador del proyecto. Los compradores requieren seguridad y garantías de la fiabilidad del proyecto, por lo que buscarán verificarla antes de cerrar cualquier negocio.
- Tamaño del proyecto. Se debe tener en cuenta que los costos de transacción en éste tipo de proyectos son altos, así que debe lograrse un mínimo de Toneladas de CO<sub>2</sub> para que el proyecto sea rentable. En el caso de Canadá, la Oficina de Mecanismo de Desarrollo Limpio y Joint Implementation recomienda a los canadienses aquellos proyectos cuyos niveles de emisiones de CO<sub>2</sub> sean superiores a las 100 000 toneladas al año para ser considerados atractivos, tanto para compradores como vendedores.
- Adicionalidad ambiental y social. Los compradores pagarán mejores precios por reducciones de emisiones de CO<sub>2</sub> de calidad, esto es, mostrando principalmente adicionalidad ambiental y social.

### **3.2 REQUISITOS DE PROYECTOS MDL**

Las reducciones de las de emisiones de GEI (Gases Efecto Invernadero) que se pretendan validar como proyectos MDL deber ser reales, cuantificables y adicionales a las que ya existían antes de implementarse el proyecto.

Esta última condición es la razón por la cual las emisiones asociadas al proyecto se comparan con el proyecto base para determinar la cantidad de emisiones a comprar.

Un proyecto MDL debe ser también sustentable, es decir, que el programa de reducciones de emisiones sea de beneficio a largo plazo y no pueda ser revertido. Un proceso de cambio tecnológico (eficiencia energética, sustitución de combustible, energías renovables) no es reversible como sí lo puede ser la siembra de árboles para favorecer el consumo de CO<sub>2</sub>.

Toda reducción de emisiones debe ser certificada por una entidad independiente. En ausencia de reglas internacionales de certificación, algunas compañías que se dedican al negocio de la certificación a nivel internacional y que han comenzado a prestar sus servicios en relación a la reducción de emisiones son : Price Waterhouse Coopers, Societé Generale Surveillance, Det Norsk Veritas.

### 3.2.1 Ciclo del Proyecto MDL

Este cuadro indica de manera directa los pasos que debe seguir cualquier proyecto de MDL hasta la certificación y emisión de los CERs.

**Resumen del Ciclo del proyecto MDL**

ETAPA	DESCRIPCION	RESPONSABILIDAD
<b>Identificación y Formulación del proyecto Documento de Proyecto (PDD)</b>	Identificación del proyecto y elaboración de un documento de diseño que incluya la línea base, adicionalidad, contribución al desarrollo sustentable, plan de monitoreo y verificación, y opiniones de tomadores de decisión a nivel nacional.	Desarrollador de proyecto
<b>Aprobación Nacional</b>	Aprobación nacional consistente con las leyes vigentes locales y con las prioridades políticas.	Desarrollador de proyecto Autoridad Nacional Designada (CONAM)
<b>Validación</b>	Validación independiente de un tercero en relación con la línea base y otros detalles con el fin de asegurar que la posterior verificación permita entregar reducciones certificadas de emisiones	Entidad Operacional Designada (EOD)
<b>Registro</b>	Registro del proyecto con el Cuerpo Ejecutivo del MDL una vez obtenida la aprobación del gobierno local mediante la Autoridad Nacional Designada.	Cuerpo Ejecutivo por solicitud, si corresponde, de la entidad Operacional designada.
<b>Financiamiento</b>	El inversionista (s) entrega capital en forma de deuda o equidad; los inversionistas pueden ser o no ser compradores de créditos de carbono.	Desarrollador del proyecto
<b>Implementación</b>	Construcción e iniciación de operaciones	Desarrollador del proyecto
<b>Monitoreo</b>	Una vez implementado, se debe monitorear el desarrollo del proyecto y las reducciones de emisiones logradas.	Desarrollador del proyecto
<b>Verificación</b>	Una entidad independiente debe verificar que el desempeño del proyecto se adecua al diseño de éste, incluyendo el tema de la	Entidad Operacional Designada

ETAPA	DESCRIPCION	RESPONSABILIDAD
	línea base.	
<b>Certificación y emisión de los CERs</b>	Sobre la base de los resultados del informe de verificación, el Cuerpo Ejecutivo del MDL certifica y emite los CERs.	Cuerpo Ejecutivo

Fuente: Análisis Estratégico para la Comercialización de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> de la Generación Eléctrica de Camaná.

#### **4. COMPRADORES DE CRÉDITOS DE CO<sub>2</sub> EN EL MERCADO INTERNACIONAL DEL CARBONO**

En el Mercado Internacional existen diversos compradores de reducción de emisiones de GEI como:

- Entidades privadas (empresas japonesas y canadienses)
- Gubernamentales (Holanda)
- Otros como el Prototype Carbon Fund (Banco Mundial), cuyos fondos son aportados por los sectores públicos y privados

Las empresas privadas son generalmente empresas de generación de energía que quieren cumplir con sus compromisos de reducción de emisiones.

En el caso del Prototype Carbon Fund tiene fondos provenientes de 6 gobiernos (Canadá, Holanda, Finlandia, Noruega, Suecia, y Japón a través del Japan Bank for International Cooperation) y 17 empresas privadas de países desarrollados (British Petroleum, Chubu Electric Power Co., Chugoku Electric Power Co., Deutsche Bank, Electrabel, Fortum, Gaz de France, Kyushu Electric Power Co., Mitsubishi Corp, Mitsui & Co., Norsk Hydro, Rabo Bank, RWE, Shikoku Power Co., Statoil, Tohoku Electric Power Co., Tokio Electric Power Co.).

Los precios de transacciones establecidos a nivel internacional para la tonelada de CO<sub>2</sub> equivalente reducida se encuentran en el rango de 2,5 a 5 US\$, y el precio y la viabilidad de la transacción nuevamente depende del volumen de CO<sub>2</sub> y los factores que comprometan viabilidad del proyecto mencionados anteriormente.

#### **5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

- Luego de evaluadas las emisiones de CO<sub>2</sub> y los correspondientes ingresos por CERs, se observa que las cantidades obtenidas superan las 100 000 toneladas de CO<sub>2</sub> durante el ciclo del proyecto, por lo que se concluye que es factible una CER y se sugiere iniciar el proceso de negociación.



- Los costos de transacción debidos al proceso de negociación no están siendo incluidos en la evaluación económica debido a que no están aún precisados. De proyectos similares en el caso de PCF(Prototype Carbon Fund), los costos de transacción están en el rango de 15 000 a 55 000US\$ de pendiendo de la complejidad del proyecto. Los costos de transacción se refieren al Project Design Document que consta de las siguientes partes:
  - ⇒ Estudio de Línea Base (dura de 3 a 4 semanas)
  - ⇒ Plan de Monitoreo y Verificación ( dura de 4 a 5 semanas)

El tiempo de validación tarda unas 4 semanas.

### ANEXO 3.0 RESULTADOS

#### Cálculo del consumo de cisternas diesel

Lugar de abastecimiento: Cuzco

Proporción : distancia en el plano (cm) 44,41 67,61  
 Distancia entre Cuzco - Pto Maldonado kilómetros 209 477,27

Capacidad de transporte de combustible cisterna	Largo(m)	Ancho(m)	Altura(m)	Vol(m3)	Vol(miles gal)
	6	2,3	2,5	34,5	9,11

Rendimiento en km/galón de la cisterna 20

Cantidad de combustible consumida por viaje (gal) 47,73  
 (Factor 2 es porque el viaje es ida y vuelta)

#### Factores de emisión de CO2 (Se utiliza en el Escenario Base )

Combustible	Factor de Emisión (ton CO2/gal)
Residual 500	0,011000
Kerosene	0,009000
Diesel 2	0,010000
Combustible	F.E. (ton CO2/m3)
Gas Natural	0,002006

Fuente: Cálculos desarrollados por Deuman en base a los Factores Unitarios de Contenido de carbono del IPCC

Estimaciones de las emisiones de CO2 en el SEIN  
 Generación Térmica en el 2002 por tipo de Tecnología

Tecnología	Generación GWh	En %
Gas Natural Ciclo Simple	668 750,00	26,70
Diesel Oil Ciclo Combinado	2 215,00	0,09
Diesel Oil Turbina a Gas	80 033,00	3,20
Diesel Motores	172 465,00	6,89
Fuel Oil Turbinas a Vapor	930 915,00	37,17
Fuel Oil Motores	252 115,00	10,07
Carbón Turbinas a Vapor	397 797,00	15,88
<b>Total</b>	<b>2 504 290,00</b>	<b>100,00</b>

Fuente : Ministerio de Energía y Minas

#### Factores de emisión de carbono

Tecnología	FEC Toneladas CO2/Gwh
Ciclo Combinado Gas Natural	406
Turbina de Ciclo Simple Gas Natural	644
Turbina de Vapor Fuel Oil	730
Diesel Ciclo Combinado	650
Diesel Ciclo Simple Turbina de Combustión	895
Motores Diesel	851
Turbina de Vapor a Carbón	956

Fuente: OKO Institute

Emisión Promedio de las CT del SEIN **641** Ton CO2/GWh

**ANEXO 3.0  
RESULTADOS**

<b>Años</b>	<b>Demanda Pto Maldonado (kWh)</b>	<b>Consumo Combustible (miles gal)</b>	<b>Número de viajes hechos por la cisterna</b>	<b>Cons. de Comb. Diesel por Cisternas (miles gal)</b>	<b>Consumo total de combustible (miles gal)</b>
2005	5 512	1 546	170	8,1	1 554
2006	5 677	1 606	176	8,4	1 614
2007	5 964	1 668	183	8,7	1 677
2008	6 180	1 733	190	9,1	1 742
2009	6 389	1 800	197	9,4	1 809
2010	6 580	1 870	205	9,8	1 880
2011	6 776	1 942	213	10,2	1 952
2012	6 979	2 017	221	10,5	2 028

**Reducciones Netas de CO2**

**Ingresos por la venta de CERs (Reducciones Certificadas de Emisiones)**

<b>Años</b>	<b>Reducción de emisiones de CO2(Toneladas al año)</b>			<b>Ingresos por Venta de CERs (Miles de dólares)</b>	<b>Ingresos (Miles de Soles)</b>
	<b>Base</b>	<b>Con proyecto</b>	<b>Neto</b>		
2005	15 541	3,53	15 537,47	77,69	265,07
2006	16 144	3,64	16 140,36	80,70	275,35
2007	16 767	3,82	16 763,18	83,82	285,98
2008	17 421	3,96	17 417,04	87,09	297,13
2009	18 094	4,10	18 089,90	90,45	308,61
2010	18 798	4,22	18 793,78	93,97	320,62
2011	19 522	4,34	19 517,66	97,59	332,97
2012	20 275	4,47	20 270,53	101,35	345,82
<b>Total</b>	<b>142 562</b>	<b>32,09</b>	<b>142 529,91</b>	<b>712,65</b>	<b>2 431,56</b>

## **ANEXO H: CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS**

- 1.0 Cálculos Justificativos de la línea de transmisión
- 2.0 Cálculos Justificativos de las subestaciones

**ANEXO N° 1.0**  
**CALCULOS JUSTIFICATIVOS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN**

**INDICE**

- 1. FRANJA DE SERVIDUMBRE**
- 2. AISLAMIENTO**
  - 2.1 Nivel de Contaminación
  - 2.2 Aislamiento por sobretensión a frecuencia industrial
  - 2.3 Aislamiento por sobretensión al impulso tipo rayo
  - 2.4 Aislamiento por sobretensión al impulso tipo maniobra
  - 2.5 Apantallamiento de la Línea
- 3. CÁLCULO DE CONDUCTORES Y CABLE DE GUARDA**
  - 3.1 Selección del material para los conductores
  - 3.2 Cálculo Mecánico de Conductores
  - 3.3 Capacidad Térmica
  - 3.4 Efecto Creep
  - 3.5 Hipótesis de Cálculo Mecánico de Conductores
  - 3.6 Cálculo Mecánico de Conductores
  - 3.7 Vibración de Conductores-Amortiguadores
- 4. ESTRUCTURAS**
  - 4.1 Selección del material
  - 4.2 Tipo de estructuras
  - 4.3 Silueta de estructuras
  - 4.4 Hipótesis de Cálculo Mecánico de Estructuras
    - 4.4.1 Grados de Construcción
    - 4.4.2 Factores de Sobrecarga y Resistencia
  - 4.5 Cálculo Mecánico
- 5. CÁLCULO DE LA PUESTA A TIERRA**
  - 5.1 Metodología de Medición (Metodología Wenner)
  - 5.2 La Estratificación del Terreno
  - 5.3 Mediciones y Resultados
  - 5.4 Tipos de Puesta a Tierra
- 6. DISTRIBUCIÓN DE ESTRUCTURAS**
  - 6.1 Criterios
- 7. CIMENTACIONES**

## ANEXO N° 1.0

### CALCULOS JUSTIFICATIVOS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

#### 1. FRANJA DE SERVIDUMBRE

El CNE establece los criterios para establecer la franja de servidumbre, considerando las diversas situaciones que puedan afectar las distancias de seguridad establecidas en los párrafos anteriores. En la reglas 218 y 219 se establece las distancias y consideraciones descritas, que se muestran con la tabla siguiente:

**Cuadro N°: 1 Anchos mínimos de Franjas de Servidumbre**

Tensión Nominal de la Línea (kV)	Ancho (m)
Oct-15	6
20-36	11
60-70	16
115-145	20
Hasta 220	25

#### 2. AISLAMIENTO

Actualmente existen en el mercado pocas variedades en cuanto a materiales a ser utilizados. Las alternativas comunes son los aisladores de porcelana, de vidrio y los aisladores poliméricos de goma de silicón.

En éste momento los precios de los aisladores poliméricos son poco competitivos, pero respecto de ellos y de los otros tipos de aisladores se pueden mencionar ventajas y desventajas:

Los aisladores poliméricos son menos pesados que los aisladores de porcelana y de vidrio, y su montaje es más fácil, ya que no hay que preocuparse de los detalles de los ensambles.

Los aisladores de vidrio son delicados, pero su ventaja se puede ver en el caso de falla. Cuando esto sucede, el aislador de vidrio se raja, y se detecta fácilmente cuál se debe cambiar, por lo que se reduce el tiempo de mantenimiento.

Los aisladores de porcelana se han usado convencionalmente durante años en líneas de transmisión y has demostrado su utilidad, son competitivos en precio, pero como desventaja puede decir que el tiempo para detectar fallas es mayor que en otros casos.

Para el proyecto se propone cadenas de aisladores de porcelana, pero se pueden plantear alternativas en vidrio o polimérico en la ingeniería de detalle, según los costos que se manejen en ése momento, que son fluctuantes en éste caso.

## 2.1 Nivel de Contaminación

Esta solicitud determina la longitud de la línea de fuga requerida.

El área geográfica del proyecto se caracteriza por ser una zona limpia, sin presencia de industrias que contaminen el ambiente, con frecuentes lluvias.

Según las recomendaciones IEC 815, la zona del proyecto corresponde a la categoría de polución ligero (I: Light) a la cual le corresponde una longitud de la línea de fuga unitaria de 16 mm / kV fase-fase.

La línea de fuga fase-tierra esta dada por la siguiente expresión:

$$L_{fuga} = L_{f0} \times U_{MAX} \times f_{ch}$$

Donde:

Lfuga: Longitud de fuga fase-tierra requerida

Lf0 : Longitud de fuga unitaria en mm/kV $\phi$ - $\phi$  = 16

Umax: Tensión Máxima de Servicio = UN\*1,05

fch : Factor de Corrección por Altura; fch = 1 + 1,25 (msnm –1 000) x 10-4

En consecuencia, obtenemos las siguientes líneas de fuga para las líneas en 138kV y 66kV:

Nivel de Tensión (kV)	Línea de Fuga (mm)
138	2516
66	1104

## 2.2 Aislamiento por sobretensión a frecuencia industrial

Se determina la sobretensión representativa en base a la tensión de referencia más importante, que es la tensión de servicio continuo máxima Umax (145 y 69,35 kV eficaz, fase-fase). Esta sobretensión se produce debido a fallas en el sistema y está dada por la siguiente expresión:

$$V_{fi} = \frac{f_{sg} \times f_s \times V_{max} \times H}{\sqrt{3} \times (1 - N \times \sigma) \times \delta^n \times fl}$$

Donde:

- fsg** : Factor de seguridad por aislamiento externo (1,05)
- fs** : Factor de sobretensión a frecuencia industrial (1,5)
- V<sub>max</sub>** : Tensión máxima (145 y 69,3 kV)
- H** : Factor por Humedad (1,0)
- N** : Número de desviaciones estándar alrededor de la media (3)
- σ** : Desviación estándar (4%)
- δ** : Densidad relativa del aire

$$\delta = \frac{3,92 \times b}{273 + t} \quad \log b = \log 76 - \frac{msnm}{18336}$$

- n** : Exponente empírico ( n=1)
- fl** : Factor por lluvia (0,83)

Para t = 25 ° C

Luego, obtenemos el siguiente resumen de resultados:

Tensión (kV)	Altura (msnm)	δ (densidad relativa)	V <sub>fi</sub> (kV)
138	1675	0,816	206
66	535	0,935	85

### 2.3 Aislamiento por sobretensión al impulso tipo rayo

Esta sobretensión se determina mediante la siguiente expresión:

$$V_i = \frac{NBI}{(1 - N \times \sigma) \times \delta}$$

- donde :
- NBI** : Nivel Básico de Aislamiento según norma ANSI (650kV y 350kV)
  - N** : Número de desviaciones estándar alrededor de la media (1,2)
  - σ** : Desviación estándar (2%)
  - δ** : Densidad relativa del aire

$$\delta = \frac{3,92 \times b}{273 + t} \quad \log b = \log 76 - \frac{msnm}{18336}$$

Para t = 25°C

Luego, obtenemos el siguiente resumen de resultados:

Tensión (kV)	Altura (msnm)	δ (densidad relativa)	V <sub>i</sub> (kV)
138	1675	0,816	812
66	535	0,935	379



## 2.4 Aislamiento por sobretensión al impulso tipo maniobra

Está dada por la siguiente expresión:

$$V_m = \frac{\sqrt{2} * V_{\max} * N}{\sqrt{3} * P}$$

Donde :

**V<sub>máx</sub>** : Tensión máxima

**N** : Número de desviaciones estándar alrededor de la media (3)

**P** : Probabilidad de descarga para 3 desviación estándar (99.87%)

Luego los resultados obtenidos son los siguientes:

Tensión (kV)	Tensión Máxima (kV)	V <sub>SM</sub> (kV)
138	1675	355
66	535	170

## 2.5 Apantallamiento de la Línea

El ángulo de apantallamiento considerado para la línea es de 25°, el cual es un valor adecuado para las líneas de transmisión.

## 3. CÁLCULO DE CONDUCTORES Y CABLE DE GUARDA

### 3.1 Selección del material para los conductores

Según el RUS BULLETIN 1724E-200 DESIGN MANUAL FOR HIGH VOLTAGE TRANSMISSION LINES, recomienda que la sección mínima para líneas de transmisión basado en la combinación de los efectos de radio interferencia, efecto corona y características mecánicas, conforme al siguiente cuadro:

Tensión (kV)	ACSR	AAAC – 6201
34,5	1/0 (53,51 mm <sup>2</sup> )	123,3 MCM (62,48 mm <sup>2</sup> )
46	2/0 (67,44 mm <sup>2</sup> )	155,4 MCM (78,74 mm <sup>2</sup> )
<b>69</b>	<b>3/0 ((85,02 mm<sup>2</sup>))</b>	<b>195,7 MCM (99,16 mm<sup>2</sup>)</b>
115	266,8 MCM (135 mm <sup>2</sup> )	312,8 MCM (158 mm <sup>2</sup> )
<b>138</b>	<b>336,4 MCM (171 mm<sup>2</sup>)</b>	<b>394,5 MCM (200 mm<sup>2</sup>)</b>
161	397,5 MCM (201 mm <sup>2</sup> )	465,4 MCM (236 mm <sup>2</sup> )
230	795 MCM (403 mm <sup>2</sup> )	927,2 MCM (470 mm <sup>2</sup> )

Como material, es más económico que el cobre. Además este último no es recomendable para líneas de transmisión debido al requerimiento de mayor cantidad de estructuras por las características de su catenaria.

De los resultados del análisis de flujo de potencia se obtuvo que las secciones de 200 mm<sup>2</sup> y 185 mm<sup>2</sup> son las óptimas para la potencia requerida por el proyecto, obteniendo una buena regulación de tensión y nivel de pérdidas bajo.

### **3.2 Cálculo Mecánico de Conductores**

El cálculo mecánico de conductores se utiliza para determinar sus prestaciones mecánicas y así poder determinar vanos máximos, flechas y tiros que se tomarán en cuenta en el proceso de distribución de estructuras.

El conductor para la línea de interconexión será de aleación de aluminio AAAC desnudo, fabricado según las prescripciones de las normas ASTM B398, ASTM B399 o IEC 1089.

Las secciones que se han utilizado en el diseño son de 200 mm<sup>2</sup> AAAC determinado a partir del análisis del sistema eléctrico.

### **3.3 Capacidad Térmica**

Se ha hecho el cálculo de la capacidad térmica y el resultado indica que el nivel de potencia que pasa por la línea está por debajo del que se permite por capacidad térmica.

### **3.4 Efecto Creep**

El módulo de elasticidad de un material se define por el valor numérico de la relación constante para dicho material de la fatiga unitaria a la deformación unitaria que le acompaña.

El límite de elasticidad tiene importancia en el cálculo mecánico de los conductores de una línea de transmisión, pues en ellos se acepta que la fatiga máxima de trabajo alcance el límite de elasticidad.

El motivo para lo anterior es que si, calculados y colocados los conductores para la condición indicada, la fatiga alcanza un valor ligeramente sobre el límite de elasticidad, debido a sollicitaciones imprevistas, el cable sufrirá un alargamiento permanente y la flecha quedará también aumentada para todas las temperaturas, lo cual significará una reducción de las tensiones correspondientes.

De estudios realizados sobre la influencia del módulo de elasticidad sobre las tensiones se deduce que:

- Bajo cargas iniciales crecientes, un cable no tiene módulo de elasticidad constante, pero para los esfuerzos posteriores inferiores a la carga máxima

inicial, el módulo es constante; el primero se llama módulo de elasticidad inicial y el segundo módulo de elasticidad final o permanente.

- El módulo de elasticidad de un cable es diferente para cada hebra y varía con el tipo de cableado. El módulo final tiene el valor del módulo de la hebra del mismo material, que es el valor que normalmente proporciona el fabricante.
- Las condiciones anteriores explican el motivo por qué en los cálculos y en el momento de los cables se consideran, siempre que sea posible, los conductores pre-estirados, con un esfuerzo igual a la tensión mecánica máxima a que pueden trabajar y se habla de un módulo de elasticidad final. En conductores muy gruesos como el que se considera en el proyecto se prescinde del pre-estiramiento.
- Las curvas fatiga-deformación de los cables muestran el estiramiento elástico e incluso el estiramiento no elástico o aumento permanente del largo, que resulta de la aplicación inicial de la carga.
- El estiramiento no elástico puede ocurrir también después de un período largo de tiempo sin un aumento significativo de la carga. Este estiramiento que se desarrolla gradualmente bajo una carga constante se llama comúnmente creep.
- El valor del creep varía con la tensión y el tiempo. También será mayor a más alta temperatura. Mientras mayor es la tensión, más rápido será el crecimiento del creep y a cualquier tensión dada su proporción, será máxima cuando la carga es aplicada por primera vez y disminuye rápidamente a medida que transcurre el tiempo.
- El cálculo del creep es de suma importancia ya que es un fenómeno irreversible cuya consecuencia práctica es un aumento de la flecha en cualquier estado.
- Siempre es posible calcular una temperatura adicional equivalente por creep, lo que nos permitirá corregir la flecha máxima para la localización de estructuras.

El cálculo del creep puede determinarse mediante la siguiente expresión:

$$\varepsilon = k * \theta^{\phi} * \sigma^{\alpha} * \tau^{\mu}$$

Donde:

- $\varepsilon$  : creep
- $k$  : factor = 0.15 p/ aleación de aluminio
- $\theta$  : Temperatura (° C)

- $\sigma$  : Esfuerzo
- $\tau$  : Tiempo transcurrido (horas)
- $\phi, \alpha, \mu$  : Factores iguales a 1.4, 1.3 y 0.16 p/aleación de aluminio

El incremento de temperatura ( $\Delta\tau$ ) equivalente del creep se da por la siguiente expresión:

$$\Delta\tau = \varepsilon / \alpha$$

Donde

- $\varepsilon$  : creep
- $\tau$  : Tiempo transcurrido (horas)
- $\alpha$  : Coeficiente de dilatación lineal del cable

Según las recomendaciones de ENDESA, tomamos en consideración para los diseños el incremento de temperatura equivalente para el quinto año para ser aplicados en los siguientes tramos:

- San Gabán -Mazuko: Se considera un salto de 26°C con lo cual la temperatura de máxima flecha sería de 63,5° C. Este valor es el correspondiente para un vano de 390 y con un templado de 19% que es un valor representativo del tramo.
- Mazuko – Puerto Maldonado: Se considera un salto de 20 °C con lo cual la temperatura de máxima flecha sería de 60 °C. Este valor es el correspondiente para un vano de 230 m y templado de 19%, que es un valor representativo del tramo.

### 3.5 Hipótesis de Cálculo Mecánico de Conductores

Las hipótesis de cálculo se han determinado de acuerdo a las indicaciones del CNE Suministro, y son las siguientes:

**Cuadro N°: 2 Hipótesis del Calculo**

<b>Línea de Transmisión</b>	L.T. 138kV San Gabán-Mazuko	
<b>Conductor</b>	AAAC 200mm <sup>2</sup> Canton	
<b>Cable de Guarda</b>	Acero Galv. EHS 50 mm <sup>2</sup>	
<b>Longitud (km) Área 0</b>	68,85 km	
<b>Estructura</b>	Torres Metálicas	
<b>Fundaciones</b>	Tipo de Parrilla Metálica (Normal)	
<b>Hipótesis de Cálculo</b>		
	Área 0 ( menor a 3000msnm)	

	Conductor	Cable de guarda
<b>I : EDS</b>	25°C , 19%	25°C , 18%
<b>II : Máximo Esfuerzo</b>	10°C ; 42,60 kg/m <sup>2</sup>	10°C ; 42,60 kg/m <sup>2</sup>
<b>III : Máxima Temperatura</b>	65°C	55°C
<b>IV : Mínima Temperatura</b>	5°C	5°C
<b>V : Oscilación de la cadena</b>	15°C; 12,05 kg/m <sup>2</sup>	-

<b>Línea de Transmisión</b>	L.T 66kV Mazuko - Puerto Maldonado	
<b>Conductor</b>	AAAC 200mm <sup>2</sup> Canton	
<b>Cable de Guarda</b>	Acero Galv. EHS 38 mm <sup>2</sup>	
<b>Longitud (km) Área 0</b>	155,85 km	
<b>Estructura</b>	Postes	
<b>Fundaciones</b>		
<b>Hipótesis de Cálculo</b>		
	Área 0 ( menor a 3000msnm)	
	Conductor	Cable de guarda
<b>I : EDS</b>	25°C , 19%	25°C , 17%
<b>II : Máximo Esfuerzo</b>	10°C ; 417,9 N/m <sup>2</sup>	10°C ; 417,9 N/m <sup>2</sup>
<b>III : Máxima Temperatura</b>	65°C	55°C
<b>IV : Mínima Temperatura</b>	5°C	5°C
<b>V : Oscilación de la cadena</b>	15°C; 12,05 kg/m <sup>2</sup>	-

### 3.6 Cálculo Mecánico de Conductores

Los esfuerzos de cada día (EDS) del conductor y cable de guarda se han coordinado de tal manera que la flecha del cable de guarda no supere el 90%.

La formulación que permite determinar el esfuerzo de cada día del conductor de templado es la siguiente:

$$f_{cg} \leq 0.9 * f_c$$

Donde:

$$f_{cg} = \text{flecha del cable de guarda} = \frac{T_{cg}}{W_{cg}} * \left[ \text{Cosh} \left( \frac{\text{Vano} * W_{cg}}{2 * T_{cg}} \right) - 1 \right]$$

$$f_c = \text{flecha del conductor} =$$

$$\frac{T_c}{W_c} * \left[ \text{Cosh} \left( \frac{\text{Vano} * W_c}{2 * T_c} \right) - 1 \right]$$

$T_c$ : Tiro horizontal del conductor (EDS)

$W_c$ : Peso unitario del conductor

$T_{cg}$  : Tiro horizontal del cable de guarda (EDS)

$W_{cg}$ : Peso unitario del cable de guarda

### 3.7 Vibración de Conductores-Amortiguadores

La vibración de los conductores de las líneas de transmisión aéreas, bajo la acción del viento conocida como “vibración eólica” puede causar fallas por fatiga de los conductores en los puntos de soporte.

De los diferentes tipos de vibraciones eólicas, la más común es la resonante.

La vibración resonante ocurre en los cables de las líneas aéreas sin cambio apreciable de su longitud de modo que los puntos de apoyo permanecen casi estacionarios. Estas vibraciones son ondas estacionarias de baja amplitud y alta frecuencia.

El esfuerzo flexor que estas vibraciones producen en los puntos de apoyo, combinando con la tracción estática en el cable, el roce en los alambres de cable y el roce con los accesorios de soporte, puede producir una falla por fatiga en los alambres del cable después de un cierto tiempo.

Las vibraciones resonantes se producen por vientos constantes de baja velocidad a través de los conductores.

Normalmente vientos menores de 3 km/hora no producen vibraciones resonantes y los mayores de 25 km/hora tienden a producir ráfagas.

Los vientos turbulentos producen diferentes frecuencias en los conductores y las vibraciones no se mantienen por interferencia de las diferentes frecuencias. *Vientos de baja velocidad interrumpidos por edificios, árboles o montañas se transforman en turbulentos y normalmente no tienden a iniciar vibraciones*, que es el caso de la zona de estudio.

Las vibraciones resonantes se reducen por el uso de:

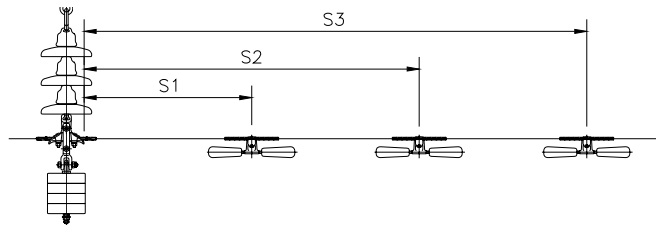
- **Varillas de armar:** Con este refuerzo se reduce la amplitud de las vibraciones debido al aumento del diámetro del conductor. Registros comparativos indican que reduce la amplitud de las vibraciones de 10% a 20%.
- **Amortiguadores:** La utilización de los amortiguadores stockbridge está basada en aplicaciones prácticas y recomendaciones que da el fabricante. La formulación que determina los espaciamientos de los amortiguadores es la siguiente:

- $$S1=0.0013*D*\sqrt{C}; \quad S2=0.0026*D*\sqrt{C};$$
$$S3=0.0039*D*\sqrt{C}$$

Donde  $D$  es el diámetro del conductor (cable de guarda),  $C$  el parámetro de la catenaria y  $S1$ ,  $S2$  y  $S3$  las distancias de separación de los amortiguadores al borde de la grapa de suspensión o anclaje.

El contratista en la ingeniería de detalle deberá redefinir las distancias propuestas en función a los tipos de amortiguadores que adquiera para el proyecto, su guía de aplicación y las características finales del conductor y cable de guarda.

	DISTANCIAMIENTO		
	S1 (m)	S2 (m)	S3 (m)
<b>CONDUCTOR</b>	1,1	2,2	3,3
<b>CABLE DE GUARDA</b>	0,55	1,1	1,65



## 4. ESTRUCTURAS

### 4.1 Selección del material

La selección del material de las estructuras se ha realizado en base a:

- Peso
- Resistencia
- Vida Útil
- Ventajas en la instalación de las estructuras
- Acceso a la zona de izaje
- Seguridad de las instalaciones

### 4.2 Tipo de estructuras

Para el tramo en 138kV se ha seleccionado torres. En el tramo de San Gabán-Mazuko, la selva es accidentada, y los árboles son muy altos, por lo que se necesita una estructura de elevada altura. Si consideramos una alternativa con postes de madera, se requerirían postes de mucha altura, que se tienen que transportar completos. El izaje de un poste de éstas características, necesita el apoyo de una grúa, lo que es casi imposible de trasladar a ésta zona del proyecto.

Postes metálicos embonables es una alternativa, pero el transporte de las secciones del poste metálico aún sigue siendo difícil en terrenos accidentados.

Para el tramo en 66kV, sólo los primeros 24km partiendo de Mazuko son accidentados en resto (140km) son selva baja, plana.

Se ha descartado postes y crucetas de madera debido a que en la zona de selva son atacados por insectos (Comegón). Electrosur Este ha comprobado de acuerdo a experiencias pasadas que los postes de madera instalados, han sido inutilizados en poco tiempo.

Los postes embonables metálicos y accesorios metálicos son técnicamente la mejor alternativa pero esta se ha descartado debido al alto costo de esta alternativa con respecto a las torres metálicas, aproximadamente un 63% mas alto que las torres metálicas.

Para el tramo en 138 se está planteando el uso de torres metálicas de los tipos S, A y T, y para el tramo en 66kV se esta planteando tres tipos de tramos con diferentes estructuras de torres metálicas y postes de concreto. Las torres serán diferentes para cada tramo.

#### **4.3 Silueta de estructuras**

Para definir la silueta de la estructura así como la cabeza de la torre para los tramos en 138kV y 66kV, se tomó en cuenta las distancias mínimas de seguridad de fase a tierra para diferentes condiciones de oscilación de la cadena de aisladores, distancia mínima entre fases a medio vano y el nivel de apantallamiento requerido, así como también las separaciones horizontales y vertical entre conductores limitada por el máximo vano.

#### **4.4 Hipótesis de Cálculo Mecánico de Estructuras**

Las hipótesis del cálculo mecánico de estructuras se han obtenido del CNE Suministro. En las secciones 24 (Grados de Construcción), 25 (Cargas para los grados B y C), y 26 (Requerimientos de Resistencia) se describen los criterios, conceptos y reglas que se aplican para los factores de sobrecarga y resistencia en diversas situaciones.

Se han establecido hipótesis de carga: normal y excepcional.

Las cargas que se consideran en la condición normal son:

- Cargas transversales debido al viento y a la tracción de los conductores y cable de guarda.
- Cargas transversales debido al viento sobre la estructura



- Cargas verticales sin carga adicional

Las cargas que se consideran en situaciones excepcionales dependen de la contingencia que sufra la estructura. Las cargas excepcionales a las que está sometida la estructura pueden ser debido a:

- Carga longitudinal debido al desbalance de vanos (suspensión)
- Carga longitudinal no equilibrada debido a la rotura del cable de guarda, igual a la máxima tensión unilateral del cable de guarda (anclaje)
- Cargas longitudinales por aplicación del 100% de la tracción unilateral máxima los de conductores y cable de guarda (terminal)

#### 4.4.1 Grados de Construcción

De acuerdo a la ruta de línea del proyecto, las estructuras estarán localizadas en zonas consideradas “de poco tránsito” o zonas “de alto tránsito”, o cerca de otras instalaciones con las que podrían tener algún contacto. Considerando la posición de la estructura, el CNE Suministro en la tabla 242-1 le asigna un grado de construcción B, C ó N, siendo B el grado más alto. Un grado más alto significa una estructura mejor preparada para soportar cargas imprevistas. Un cruce de carreteras necesita una estructura más segura que una estructura que atraviesa un bosque. Los factores de sobrecarga y resistencia variarán de acuerdo al grado de construcción de la estructura.

Los factores de sobrecarga aplicados a las estructuras dan como resultado las cargas mayoradas, que son las cargas con las que se hacen los diseños de torres.

#### 4.4.2 Factores de Sobrecarga y Resistencia

Los factores de resistencia reflejan los efectos que las cargas de diseño pueden tener en caso de que la estructura sufra de alguna deformación o deflexión. Lo que se está haciendo es dar una tolerancia a lo que especifica el fabricante de la estructura.

Estos factores son importantes en la determinación de los precios de las estructuras, ya que una estructura innecesariamente robusta encarece el proyecto.

El efecto que tienen ambos factores a la vez en el diseño de la estructura se puede expresar de la siguiente manera:

$$FS_{equiv.} = \frac{F_{sobrecarga}}{F_{resistencia}}$$

En el caso del proyecto, el factor de resistencia es 1 por ser estructuras de acero y los factores de sobrecarga dependen del tipo y la ubicación de la estructura en la ruta de línea.

#### 4.5 Cálculo Mecánico

Luego de definidas las prestaciones, se ha realizado el cálculo mecánico para obtener las cargas de diseño a las que estará sometida la estructura.

### 5. CÁLCULO DE LA PUESTA A TIERRA

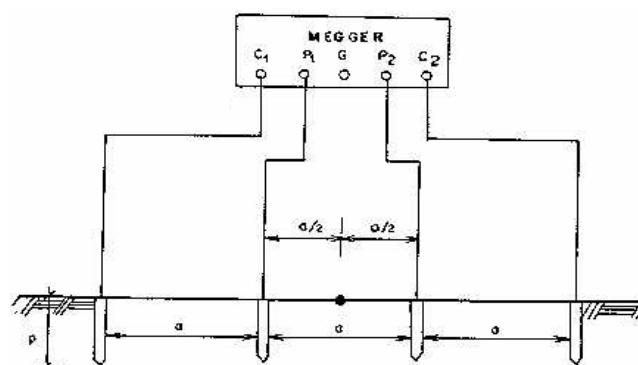
#### 5.1 Metodología de Medición (Metodología Wenner)

Para obtener una configuración de los valores de resistividad eléctrica del subsuelo se utiliza la técnica de la inyección de una corriente eléctrica en el subsuelo a través de un par de electrodos metálicos, normalmente de Cu. Un segundo par de electrodos se utilizan para medir el potencial eléctrico resultante.

La configuración de los electrodos puede tomar diversas formas. No obstante, la forma más común es la conocida como **configuración de Wenner**, que consta de una separación igual de los cuatro electrodos a lo largo de una línea. La distancia entre dos electrodos adyacentes se denomina espaciado "a" (Ver Figura N° 1).

La medición por el Método Wenner utiliza un telurómetro, que a través de su fuente interna hace circular una corriente eléctrica I, entre dos electrodos externos que están conectados a los terminales de corriente C1 y C2.

Figura N° 1



Este método considera que prácticamente el 58% de la distribución de la corriente que pasa entre los electrodos externos ocurre a una profundidad igual al espaciamiento entre electrodos.

La formulación que se aplica para este método es la siguiente::

$$\rho \equiv 2 \cdot \pi \cdot R \cdot D \quad (\text{Ohm-m})$$

Donde:

$\rho$  = Resistividad del terreno

$$\pi = 3.1416$$

R = Valor de lectura del equipo afectado por la escala correspondiente.

D = Distancia entre estacas

Durante la medición se han tenido los siguientes cuidados:

- ♦ Los electrodos han sido bien alineados
- ♦ Los electrodos han sido espaciados a igual distancia entre ellos
- ♦ Los electrodos han sido clavados a una misma profundidad
- ♦ Se ha verificado que los electrodos utilizados estén limpios, principalmente de oxido, para posibilitar bien el contacto con el suelo.
- ♦ Se ha verificado el estado de la batería del equipo antes de la medición
- ♦ Se ha seleccionado la escala adecuada para cada medición realizada.

Para obtener el valor de la resistividad específica, debe hacerse varias mediciones con diferentes distancias D, como por ejemplo D= 16, 8, 4, 2, 1 m.

## 5.2 La Estratificación del Terreno

Considerando las características que normalmente presentan los suelos, se modela en capas estratificadas horizontales.

**Metodología:** La estratificación para dos capas se realiza mediante el método de "Utilización de curvas", que utiliza las mediciones de campo realizadas.

Usando las teorías de electromagnetismo sólo con dos capas horizontales es posible resolver un modelo matemático, que con ayuda de las medidas efectuadas por el Método Wenner, posibilita encontrar la resistividad de la primera y segunda capa, con su respectiva profundidad.

$$V_p = \frac{\rho_1 I}{2\pi} \left[ \frac{1}{a} + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{k^n}{\sqrt{a^2 + (2nd_1)^2}} \right]$$

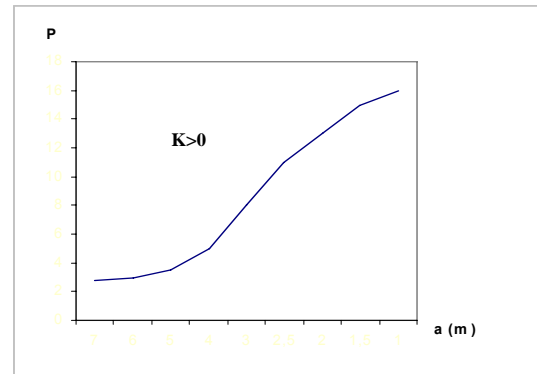
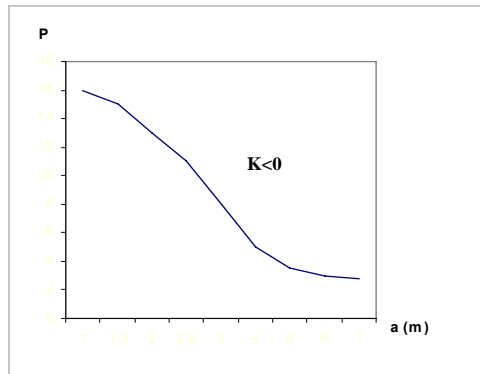
Donde: 
$$K = \frac{\rho_2 - \rho_1}{\rho_2 + \rho_1}$$

Vp = Potencial del punto "p" cualquiera de la primera capa en relación al infinito.

$\rho_1$  = Resistividad de la primera capa

$\rho_2$  = Resistividad de la segunda capa

K = Coeficiente de reflexión



$h$  = Profundidad de la primera camada

Para el suelo de dos capas ( $\rho_a$ ) se obtiene a partir de la expresión general  $\rho_a = 2\pi R a$  en la cual se reemplaza la expresión del potencial entre los electrodos (P1) y (P2) de espesores ( $h$ ) e infinito, para un punto ( $p$ ), situado a una distancia ( $a$ ) metros.

De la formulación anterior se puede obtener:

El procedimiento a seguir son los siguientes:

- 1- Trazar un gráfico  $\rho(a) \times a$ , obtenido por el método Wenner
- 2- Prolongar la curva  $\rho(a) \times a$  hasta cortar el eje de ordenadas del gráfico
- 3- Se escoge un valor  $a_1$  arbitrariamente y se lleva a la curva para obtener su correspondiente valor de  $\rho(a_1)$
- 4- Por el comportamiento de la curva  $\rho(a) \times a$ , se determina el valor de "K" (ascendente "+", descendente "-")
- 5- Con el valor de  $\rho(a_1)/\rho_1$  o  $\rho_1/\rho(a_1)$  obtenido, entre las curvas teóricas correspondientes se traza una línea paralela al eje de las abscisa. Esta recta corta las distintas curvas de K. Luego procedemos a leer todos los valores específicos de K y  $h/a$  correspondientes
- 6- Multiplicar los valores obtenidos de  $h/a$  en el paso anterior por el valor  $a_1$ . Asimismo con el 5to y 6to paso se genera una tabla con los valores correspondientes de K y  $h$ .
- 7- Graficar la curva K x  $h$  de los valores obtenidos de la tabla generada en el paso sexto.
- 8- Se escoge otro valor  $a_2$  arbitrariamente diferente a  $a_1$  y se repite todo el proceso, resultando una nueva curva K x  $h$ .
- 9- Se grafica esta nueva curva K x  $h$  en el mismo gráfico del séptimo paso.

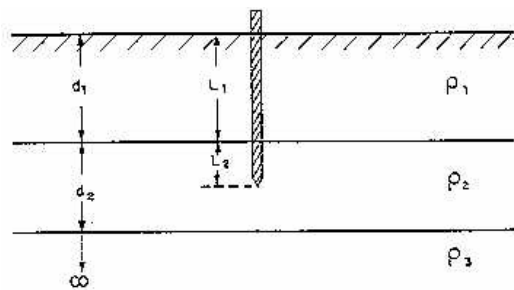
10- La intersección de las dos curvas  $K \times h$  en un punto resultará los valores reales de  $K$  y  $h$ , por lo tanto la estratificación estará definida.

### 5.3 Mediciones y Resultados

El desarrollo de la estratificación de terreno se realizó mediante el Método de las Curvas, correspondiente a las mediciones de resistividad eléctrica por el método Wenner.

Después de obtener las resistividades por camadas, se procede a la obtención de la resistividad aparente ( $\rho_a$ ), mediante la siguiente metodología:

**Fig. 2. Asta Clavada en un Suelo Estratificado**



De donde la resistividad aparente ( $\rho_a$ ) resulta como sigue:

$$\rho_a = \frac{L_1 + L_2}{\frac{L_1}{\rho_1} + \frac{L_2}{\rho_2}}$$

Donde:

- $L_1$  : Distancia de la en la primera camada
- $L_2$  : Distancia de la en la segunda camada
- $\rho_1$  : Resistividad de la primera camada
- $\rho_2$  : Resistividad de la segunda camada
- $\rho_a$  : Resistividad Aparente del terreno

### 5.4 Tipos de Puesta a Tierra

Los sistemas de puesta a tierra definidos son de 4 tipos los cuales se describen a continuación.

**Sistema A:** conformado por 2 contrapesos instalados en forma lineal separados una distancia horizontal de 1,5m y tendidos a lo largo del eje de la línea,

separados a una distancia horizontal entre conductores de 1,5m , y unidas entre sí mediante conductor de cobre recocido de 2AWG.

**Sistema B:** conformado por 4 contrapesos instalados en forma circular a lo largo del eje de la línea, separados a una distancia horizontal entre conductores de 1,5m , y unidas entre sí mediante conductor de cobre recocido de 2AWG.

**Sistema C:** conformado por 2 varillas copperweld instalados en forma lineal separados una distancia de 1,5m a lo largo del eje de la línea y 2 contrapesos unidos a las varillas, separados a una distancia horizontal entre conductores de 1,5m , y unidas entre sí mediante conductor de cobre recocido de 2AWG.

**Sistema D:** conformado por 4 varillas copperweld instalados en forma circular a lo largo del eje de la línea, separados a una distancia horizontal entre conductores de 1,5m , y unidas entre sí mediante conductor de cobre recocido de 2AWG.

## **6. DISTRIBUCIÓN DE ESTRUCTURAS**

### **6.1 Criterios**

Los criterios principales que se ha utilizado en la distribución de estructuras toman en cuenta las prestaciones definidas para el proyecto, el cálculo mecánico de conductores, la altura de pie de soporte, la distancia de seguridad del conductor al suelo y algunos criterios adicionales como:

- Para vanos largos y especiales se ha trabajado con un templado menor, para disminuir la oscilación del conductor con la presencia de vientos bajos y para disminuir el esfuerzo longitudinal de las estructuras.
- Se ha utilizado anclajes cada 14 ó 16 estructuras
- En las salidas y llegadas de las subestaciones se está usando vanos flojos con el objetivo de disminuir el esfuerzo de los pórticos de las subestaciones.
- Las grapas de suspensión no van a estar esforzadas a más de 30° grados en funcionamiento normal y 6° grados en tiros uplift.
- Se debe invertir la cadena cuando el ángulo que hace la cadena con la horizontal medido en forma antihoraria sea positivo.

## **7. CIMENTACIONES**

En el presente tema de tesis se ha considerado la valorización de una cimentación para estructuras de torres metálicas y postes de concreto tomando como base los precios de obras realizadas en zonas similares.

## **ANEXO Nº 2.0**

### **CALCULOS JUSTIFICATIVOS DE LAS SUBESTACIONES**

#### **1. INTRODUCCIÓN**

- 1.1 SUBESTACIÓN SAN GABÁN 138kV
- 1.2 SUBESTACIÓN MAZUKO 138/66/22,9 kV
- 1.3 SUBESTACIÓN PUERTO MALDONADO 66/22,9/10 kV

#### **2. CRITERIOS DE DISEÑO**

- 2.1 NORMAS APLICABLES
- 2.2 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA Y CLIMATOLÓGICAS
  - 2.2.1 Características del Sistema
  - 2.2.2 Características Climatológicas
- 2.3 ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO
- 2.4 SELECCIÓN DEL NIVEL DE AISLAMIENTO
- 2.5 APANTALLAMIENTO
- 2.6 DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD
- 2.7 SELECCIÓN DE CONDUCTORES, BARRAS Y AISLADORES
  - 2.7.1 Selección de Conductores y Barras
  - 2.7.2 Selección de Aisladores
  - 2.7.3 Selección de los Cables de Energía
- 2.8 CÁLCULO DE LA MALLA DE TIERRA
- 2.9 CÁLCULO DE BARRAS
  - 2.9.1 Corriente Nominal
  - 2.9.2 Esfuerzo Electrodinámicos producido por las Corrientes de Cortocircuito
  - 2.9.3 Esfuerzo Térmicos producido por las Corrientes Nominales y de Cortocircuito
- 2.10 CARGAS EN PORTICOS Y VIGAS

#### **3. SELECCIÓN DE EQUIPOS DE PATIO**

- 3.1 TENSIONES AUXILIARES
- 3.2 INTERRUPTORES DE POTENCIA
- 3.3 SECCIONADORES
- 3.4 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE
- 3.5 TRANSFORMADORES DE TENSIÓN
- 3.6 PARARRAYOS

#### **4. SISTEMA DE SERVICIOS AUXILIARES**

#### **5. OBRAS CIVILES**

## ANEXO N° 2.0

### CALCULOS JUSTIFICATIVOS DE LAS SUBESTACIONES

#### 1. INTRODUCCIÓN

El presente volumen tiene por objetivo presentar los criterios y metodologías en los cuales se basaron los diseños para las subestaciones San Gabán, Mazuko y Puerto Maldonado.

##### 1.1 SUBESTACIÓN SAN GABÁN 138kV

La SE. San Gabán II de configuración simple barra cuenta con un espacio disponible para albergar una celda de línea en 138 kV, espacio que se equipará con una celda de línea convencional similar al equipamiento existente. Los equipos de maniobra serán instalados al exterior y serán del tipo convencional. Se implementará un tablero de control, protección y medida, el cual permitirá el control y monitoreo de los equipos en 138kV, el cual se instalará dentro del edificio de control existente.

##### 1.2 SUBESTACIÓN MAZUKO 138/66/22,9 kV

La subestación Mazuko se ubicará aledaña a la localidad de Mazuko, y se ha configurado en base a criterios de seguridad, confiabilidad de operación y pensando en minimizar las inversiones, dada la demanda del PSE asociado y las cargas mineras que se conectarán, la configuración de la subestación en los niveles en 138 y 66 kV serán de llegada es decir de conexión directa al transformador de potencia, con una celda de línea-transformador, la configuración para la distribución será en simple barra y estará prevista para ser ampliada hasta con cuatro circuitos.

##### 1.3 SUBESTACIÓN PUERTO MALDONADO 66/22,9/10 kV

La subestación Mazuko se ubicará en el centro de carga de la ciudad de Puerto Maldonado entre las avenidas Alameda de la Cultura y Circunvalación en un terreno donado por la municipalidad, y se ha configurado en base a criterios de seguridad, confiabilidad de operación y pensando en minimizar las inversiones, dada la demanda de la ciudad de Puerto Maldonado el PSE asociado y la interconexión con Iberia e Iñapari, la configuración de la subestación en el nivel 66 kV será de llegada, es decir de conexión directa al transformador de potencia, con una celda de línea-transformador, la configuración para la distribución será en simple barra tanto en 22,9 kV como en 10 kV.



## 2. CRITERIOS DE DISEÑO

A continuación se presentan los principales criterios y metodologías en los cuales se basaron los diseños de las subestaciones.

### 2.1 NORMAS APLICABLES

Los siguientes criterios y normas técnicas han sido utilizadas:

- Ley de Concesiones Eléctricas decreto Ley 25844
- Reglamentación de Fiscalización de las Actividades Energéticas por Terceros.
- Reglamento de Seguridad e Higiene Ocupacional del Sub sector Electricidad, aprobado por resolución ministerial N° 263-1-EM/VME
- Código Nacional de Electricidad, Suministro-1, aprobado por resolución ministerial N° 263-1-EM/VME.
- Reglamento Nacional de Construcciones
- Ley general de Residuos Sólidos N° 27314

Para el Diseño Electromecánico:

- RUS Bulletin 1724E-300 "Design Guide for Rural Substations "
- NESC C2-1997 "National Electrical Safety Code"
- IEE80 – 1986 "Design Guide for Rural Substations "
- IEC.71.1-71.2-71.3 "Insulation Coordination "
- VDE 0111
- IEC.99-4

### 2.2 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA Y CLIMATOLÓGICAS

#### 2.2.1 Características del Sistema

**Cuadro N°: 1 Características del Sistema**

Parámetro	S.E. San Gabán	S.E. Mazuko			S.E. Puerto Maldonado		
	138 kV	138 kV	66 kV	22,9kV	66 kV	22,9 kV	10 kV
Tensión nominal, (kV)							
Frecuencia asignada, (Hz)	60						
Conexión del Neutro del Transformador	Sólido	Aislado	Sólido	Sólido	Sólido	Sólido	Aislado
Número de fases	3	3	3	3	3	3	3
Tensión máxima de operación del sistema- kV	145	145	72,5	24	72,5	24	12
Tensión Nominal del Sistema	138	138	66	22,9	66	22,9	10
Tensión asignada soportada al impulso tipo rayo (kV) a nivel del mar	650	650	325	125	325	125	75
Corriente de cortocircuito del Equipo (kA)	25	25	20	12,5	20	12,5	16
Máxima duración de cortocircuito, (ms)	250	250	250	250	250	250	250
Distancia de fuga mínima, (mm/kV)	20	20	20	20	20	20	20

Parámetro	S.E. San Gabán	S.E. Mazuko			S.E. Puerto Maldonado		
	138 kV	138 kV	66 kV	22,9kV	66 kV	22,9 kV	10 kV
Tiempo normal de aclaración de la falla, (ms)	100	100	100	100	100	100	100
Tiempo aclaración de la falla en respaldo, (ms)	400	400	400	400	400	400	400
Tiempo muerto del reenganche automático monopolar, (ms)	500	500	500	500	500	500	500
Altura sobre el nivel del mar en msnm	1460	400					
Identificación de fases	RST	RST	RST	RST	RST	RST	RST

## 2.2.2 Características Climatológicas

La zona del proyecto está ubicada en una zona sometida a constantes tormentas con presencia de nieve, lluvia y descargas atmosféricas, en un ambiente no corrosivo, con las siguientes características:

**Cuadro Nº: 2 Parámetro Ambientales**

Parámetro	San Gabán	Pto Maldonado	Mazuko
Altura sobre el nivel del mar (m)	1 460	400	
Temperatura anual máxima (°C)			
Máxima anual	35		
Mínima anual	20		
Medio anual	25		
Riesgo sísmico	Alto		
Aceleración Máxima del terreno (g)	0,5		
Coefficiente sísmico último (5% de amortiguamiento), (g)	Calculado de acuerdo con Reglamento Nacional de construcción		

## 2.3 ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO

Se ha realizado el cálculo de cortocircuito con el programa DigSilent Powerfactory 13.1.257, para el sistema eléctrico, considerando las siguientes premisas:

- Se considera como barra infinita, la barra 138 kV de la S.E. San Gabán, con los siguientes datos de cortocircuito:
  - ⇒ Potencia de Cortocircuito Trifásica: 708 MVA
  - ⇒ Potencia de Cortocircuito Monofásica : 110 MVA
  - ⇒ Potencia de Cortocircuito Bifásica : 552 MVA

Se carga en el sistema de eléctrico, sin la central térmica de Puerto Maldonado en Paralelo, resultando los siguientes resultados de cortocircuito:

**Cuadro Nº: 3 Corrientes de Cortocircuito Trifásico –Año Final**

Barra	Tensión Nominal kV	Corriente I3Ø (kA)
Barra 138 kV - S.E. San Gabán	138	2,962
Barra 138 kV - S.E. Mazuko	138	1,390
Barra 66 kV - S.E. Mazuko	66	1,095
Barra 22,9 kV - S.E. Mazuko	22,9	5,090
Barra 66 kV - S.E. Puerto Maldonado	66	0,359
Barra 22,9 kV - S.E. Puerto Maldonado	22,9	0,552
Barra 10 kV - S.E. Puerto Maldonado	10	2,014

Los equipos en cada nivel de tensión deben de ser capaces de soportar la máxima corriente de cortocircuito del sistema por nivel de tensión, por lo que los niveles de cortocircuito para los equipos se han seleccionado conforme a lo siguiente:

- Equipos en 138 kV : 25 kA
- Equipos en 66 kV : 20 kA
- Equipos en 22,9 kV : 12,5 kA
- Equipos en 10 kV : 16 kA

## 2.4 SELECCIÓN DEL NIVEL DE AISLAMIENTO

Los niveles de aislamiento de las subestaciones han sido obtenidos a partir del nivel básico de aislamiento-NBI corregido por la altitud, correspondiente al nivel de tensión analizado.

**Cuadro Nº: 4 Niveles de Aislamiento**

Tensión asignada Ur, kV	138	66	22,9	10
Altura sobre el nivel del mar, mar	1460	400	400	
Tensión soportada asignada de corta duración a frecuencia industrial Ud, kV Entre fase y tierra, y entre fases	650	325	125	75
Tensión soportada asignada al impulso tipo rayo Up, kV pico entre fase y tierra, y entre fases	275	140	50	28

## 2.5 APANTALLAMIENTO

Para el cálculo de apantallamiento de las subestaciones se utilizó la metodología de Mousa y Link, basada a su vez en el modelo electrogeométrico, el mismo que se detalla en el volumen de planos.

## 2.6 DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD

Las distancias críticas y de seguridad se calcularon a partir de los niveles de aislamiento resultantes y siguiendo las recomendaciones de la norma IEC 71 y 72 , a alturas menores a 1000 msnm.

**Cuadro N°: 5 Distancias Mínimas de Seguridad**

<b>Tensión asignada Ur, kV (valor eficaz)</b>	<b>138</b>	<b>66</b>	<b>22,9</b>
Tensión soportada al impulso tipo rayo Up kV (valor pico)	650	325	75
Distancia fase-fase y sfase- tierra, mm			
Para conductor rígido	1300	630	220
Para conductor flexible	1950	945	330
Distancia de Trabajo Horizontal	3180	2450	1990
Distancia de trabajo vertical	2680	1950	1490
Zona de seguridad para circulación de personas, mm	2300	2300	2300
Ancho de pasadizo	1000	1000	1000

## **2.7 SELECCIÓN DE CONDUCTORES, BARRAS Y AISLADORES**

### **2.7.1 Selección de Conductores y Barras**

En la subestación San Gabán para la selección de los conductores y barras se consideró la uniformidad de suministro, es decir la utilización del mismo tipo y calibre de conductor utilizado en la LT 138 kV San Gabán –Mazuko y LT 66kV Mazuko – Puerto Maldonado, para el sistema de barras en 22,9 kV se esta considerando conductor de 120mm<sup>2</sup>.

- Nivel 138 kV
  - Barrajes: 3xAAAC mm<sup>2</sup>
  - Conexiones entre equipos: 3xAAAC mm<sup>2</sup>
- Nivel 66 kV
  - Barrajes: 3xAAAC mm<sup>2</sup>
  - Conexiones entre equipos: 3xAAAC 185 mm<sup>2</sup>
  - Conexiones entre equipos: Conductor rígido tubular de aluminio 30mm diámetro exterior.; 4mm de espesor 800 A.

### **2.7.2 Selección de Aisladores**

En la subestaciones se seleccionó el mismo tipo de aislador que para las líneas de transmisión tanto en 138 kV como en 66 kV , para el caso de los aisladores en 22,9 KV se hace uso de los aisladores tipo pin ANSI 56-2 y cadena ANSI 2X52-3.

### **2.7.3 Selección de los Cables de Energía**

Se ha seleccionado los cables de energía conforme se desarrolla a continuación:

Potencia de Servicio :	MVA	5	5	7
Nivel de tensión :	kV	22,9	10	10
Corriente :	Amp	126	289	404
Fc por Disposición en bandeja		0,95	0,95	0,95
Fc por temperatura de operación		0,9	0,9	0,9
Fc por prof. de enterramiento		1	1	1

Fc (total) = Fc1xFc2xFc3		0,86	0,86	0,86
I(selección) = I/Fc (corregido)	Amp	147,4	337,6	472,7
Factor por perdidas de energía		5%	5%	5%
Valor de selección	Amp	<b>155</b>	<b>355</b>	<b>496</b>
Conductor Seleccionado	N2XSY	<b>70 mm<sup>2</sup></b>	<b>120 mm<sup>2</sup></b>	<b>240 mm<sup>2</sup></b>

**Cuadro N°: 6 Cuadro de Selección de Cables**

Sección	Tensión nominal en kV	
nominal mm <sup>2</sup>	7,7/15	18/30
<b>70</b>	<b>270</b>	250
95	320	295
<b>120</b>	<b>360</b>	340
150	405	385
185	455	420
<b>240</b>	<b>530</b>	490
300	595	560
400	680	630
500	760	-

## 2.8 CÁLCULO DE LA MALLA DE TIERRA

La base conceptual de esta metodología se obtuvo principalmente de la norma IEEE Std 80 de 1986.

- Tensión de paso admisible

$$E_{Pad} = \frac{2216}{t^{1/2}}$$

- Tensión de Toque admisible

$$E_{Tad} = \frac{626}{t^{1/2}}$$

- Tensión de paso de diseño

$$E_p = K_s K_i \rho \frac{I}{L}$$

- Tensión de Toque de diseño

$$E_T = K_m K_i \rho \frac{I}{L}$$

Donde:

$$K_i = 0,65 + 0,172n$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left\{ \frac{1}{2h} + \frac{1}{d+h} + \frac{1}{2d} + \frac{1}{3d} \dots + \frac{1}{(n-1)d} \right\}$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln\left(\frac{D^2}{16hd}\right) + \frac{1}{\pi} \ln\left(\frac{3}{4}\right)\left(\frac{5}{6}\right) \dots \left(\frac{2n-3}{2n-2}\right)$$

D = espaciamiento entre conductores(m)

h = profundidad de enterramiento(m)

d = diámetro del conductor(m)

n = numero de conductores en el largo de la malla

L = longitud total del conductor

$\rho$  = resistividad del terreno

➤ Resistencia del sistema de puesta a tierra

$$R = \frac{R_{11} \cdot R_{22} - R_{12}^2}{R_{11} + R_{22} - 2 \cdot R_{12}}$$

Donde:

$$R_{11} = \frac{\rho}{\pi L} (\ln 6L - 5.6 + 1.4 \frac{L}{\sqrt{A}}) \dots \text{red..de..tierra}$$

$$R_{22} = \frac{\rho}{20n_j} (6.2 + \frac{28}{\sqrt{A}} (\sqrt{n} - 1)^2) \dots \text{juego..de..jabalinas}$$

$$R_{12} = R_{11} - 2.4 \frac{\rho}{L} \dots \text{mutua}$$

Se tiene previsto hacer uso de conductores de cobre de 120 mm<sup>2</sup> enterrados a una profundidad de 0,8 m y jabalinas tipo Copperweld de 2,4 metros de longitud.

## 2.9 CÁLCULO DE BARRAS

El cálculo de barras considera los siguientes factores:

### 2.9.1 Corriente Nominal

- Nivel (kV) 66    138
- I nominal máxima del sistema (A) 150    110

### 2.9.2 Esfuerzo Electrodinámicos producido por las Corrientes de Cortocircuito

Para esto se define la corriente máxima de cortocircuito

$$I_{ch} = \sqrt{2} * 1.8 * I_{CC}$$

Los esfuerzos electrodinámicos entre los elementos conductores esta dado por:

$$F_{max} = 0,20 * \frac{l}{d} I_{ch}^2 \dots \text{Newtons (Cortocircuito bifásico)}$$

- donde:
- l = distancia entre soportes
  - d = distancia entre conductores

### 2.9.3 Esfuerzo Térmico producido por las Corrientes Nominales y de Cortocircuito

El esfuerzo térmico depende de la magnitud y duración de la intensidad de cortocircuito, además la temperatura máxima que alcanzara el conductor esta dado por:

$$\theta = 80 + \frac{k}{A^2} I_{cc}^2 (t + 0.6) \cdot 10^2 \dots\dots (^\circ C)$$

donde:

A= Sección del conductor (mm<sup>2</sup>)

t = tiempo del rele mas el tiempo de apertura del interruptor (segundos)

k = constante del material = 0,0149

Para el caso mas critico tenemos I<sub>cc</sub> = 1,64 kA en barra de 60 kV

$$\theta = 80 + 5,68 = 85,68 \text{ } ^\circ C$$

Temperatura máxima de operación del conductor es 180

### 2.10 CARGAS EN PORTICOS Y VIGAS

La evaluación de cargas en los pórticos y vigas se realizó en base al Rus Bulletin 1724E-300, Design Guide for Rural Substations y el Código Nacional de Electricidad; se consideraron cargas por tensión de conductores, pesos de las cadenas de aisladores y conductores, esfuerzos debido a la presión del viento y esfuerzos producidos por cortocircuitos.

La tensión de los conductores se consideró un 5% del mínimo tiro de ruptura de cada cable (AAAC y EHS).

Los esfuerzos por cortocircuito fueron calculados según la siguiente expresión:

$$F = 1,42 \times 10^{-5} \frac{i^2}{d} \times L$$

Donde:

F: máximo esfuerzo por cortocircuito (kg).

i: corriente de cortocircuito (A), en nuestro caso 1000A

d: separación entre conductores (cm).

L: longitud del conductor (m).

## 3. SELECCIÓN DE EQUIPOS DE PATIO

Los criterios para la selección y especificación de los equipos se basaron en las normas internacionales IEC correspondientes.

Teniendo en cuenta además los niveles de aislamiento obtenidos, los niveles de corto circuito y los flujos de carga.

### **3.1 TENSIONES AUXILIARES**

- Corriente continua para control y protección: 110 Vcc
- Corriente continua para control y protección: 48 Vcc
- Corriente alterna, para motores, calefacción, etc.: 380/60 Vca

Todos los equipos alimentados con estas tensiones se especificaron con capacidad para operar satisfactoriamente en cualquier valor entre el 85% y 110% de la tensión nominal.

### **3.2 INTERRUPTORES DE POTENCIA**

Para la Subestaciones los interruptores automáticos serán monopolares, libres de reencendido, del tipo autosoplado con aislamiento y extinción en un ambiente de hexafloruro de azufre - SF<sub>6</sub> y deben ser preferiblemente tipo "tanque vivo".

Los interruptores automáticos para maniobrar las líneas de transmisión deberán tener mando monopolar y ser aptos para recierres monopolares mientras que los que maniobran transformadores deben de ser de mando tripolar.

### **3.3 SECCIONADORES**

Los seccionadores de barra , el seccionador de línea con cuchilla de puesta a tierra serán tripolares de rotación central. Todos los seccionadores tendrán mando eléctrico local y remoto además de mando manual local.

### **3.4 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE**

Serán aislados en gas SF<sub>6</sub> o aceite de relación múltiple.

Los secundarios serán de 5 A, el número de núcleos será de tres devanados secundarios. La clase de precisión para medida es 0,2S.

### **3.5 TRANSFORMADORES DE TENSIÓN**

Serán del tipo divisor capacitivo para conexión entre fase y tierra. El transformador de tensión intermedio tendrá dos devanados secundarios eléctricamente separados. La precisión de los secundarios cumplirá simultáneamente con las clases 0,2 y 5P así:

- Entre el 5 % y el 80 % de la tensión nominal será 5P
- Entre el 80 % y el 120 % de la tensión nominal será 0,2
- Entre el 120 % y el 150 % de la tensión nominal será 5P

La tensión secundaria será  $110/\sqrt{3}V$ .



### **3.6 PARARRAYOS**

Los pararrayos serán de óxido de zinc clase 3 y 1, sin explosores con dispositivos de alivio de presión; se conectarán entre fase y tierra y deben ser para operación frecuente debido a sobretensiones tipo rayo y sobretensiones por maniobra en líneas y transformadores de potencia.

## **4. SISTEMA DE SERVICIOS AUXILIARES**

Para la selección del sistema de servicios auxiliares de las subestaciones, tanto en c.a. como en c.c., se consideró un sistema que permitiera darle un buen respaldo a la alimentación auxiliar requerida por los equipos de maniobra, control y protección de las subestaciones, con el fin de asegurar una buena confiabilidad en la operación de ellas.

## **5. OBRAS CIVILES**

Para la determinación de la valorización de las obras civiles se utilizó proyectos de obras anteriores con los cuales se procedió a realizar la valorización de las obras civiles en las líneas de transmisión y subestaciones.

## **ANEXO I: LÁMINAS Y PLANOS**

### 6.1 Planos Generales

- GEN-01 Plano de Ubicación del Proyecto (Escala 1 /2 00 000)
- GEN-02 Configuración Geográfica Ruta de Línea y Ubicación de SS.EE (Esc.1 /200 000)
- GEN-03 Configuración Geográfica Ruta de Línea y Ubicación de Cargas Mineras del Sector Huapetuhe y Mazuko SS.EE (Esc.1 /100 000)
- GEN-04 Diagrama Unifilar General del Sistema Eléctrico de Madre de Dios

### 6.2 Diagrama Unifilar de PSEs Futuros

- PSE-MAZUKO Diagrama Unifilar del Pequeño Sistema Eléctrico Mazuko
- PSE-PUERTO Diagrama Unifilar del Pequeño Sistema Eléctrico Puerto Maldonado
- PSE-IBERIA Diagrama Unifilar del Pequeño Sistema Eléctrico Iberia

### 6.3 Ampliación de la SE San Gabán 138 kV

- SE-SANGAB 01 Diagrama Unifilar General
- SE-SANGAB 02 Disposición de Equipos en el Patio de Llaves -Vista en Planta

### 6.4 Subestación Mazuko 138/66/33 kV-20/16/5 MVA

- SE-MAZUKO 01 Diagrama Unifilar General
- SE- MAZUKO 02 Disposición de Equipos en el Patio de Llaves -Vista en Planta

### 6.5 Subestación Puerto Maldonado 66/33/10 kV-15/4/12 MVA

- SE-PUERTO 01 Diagrama Unifilar General
- SE- PUERTO 02 Disposición de Equipos en el Patio de Llaves -Vista en Planta

### 6.6 Sistema de Comunicaciones

- TEL 01 Diagrama Unifilar General

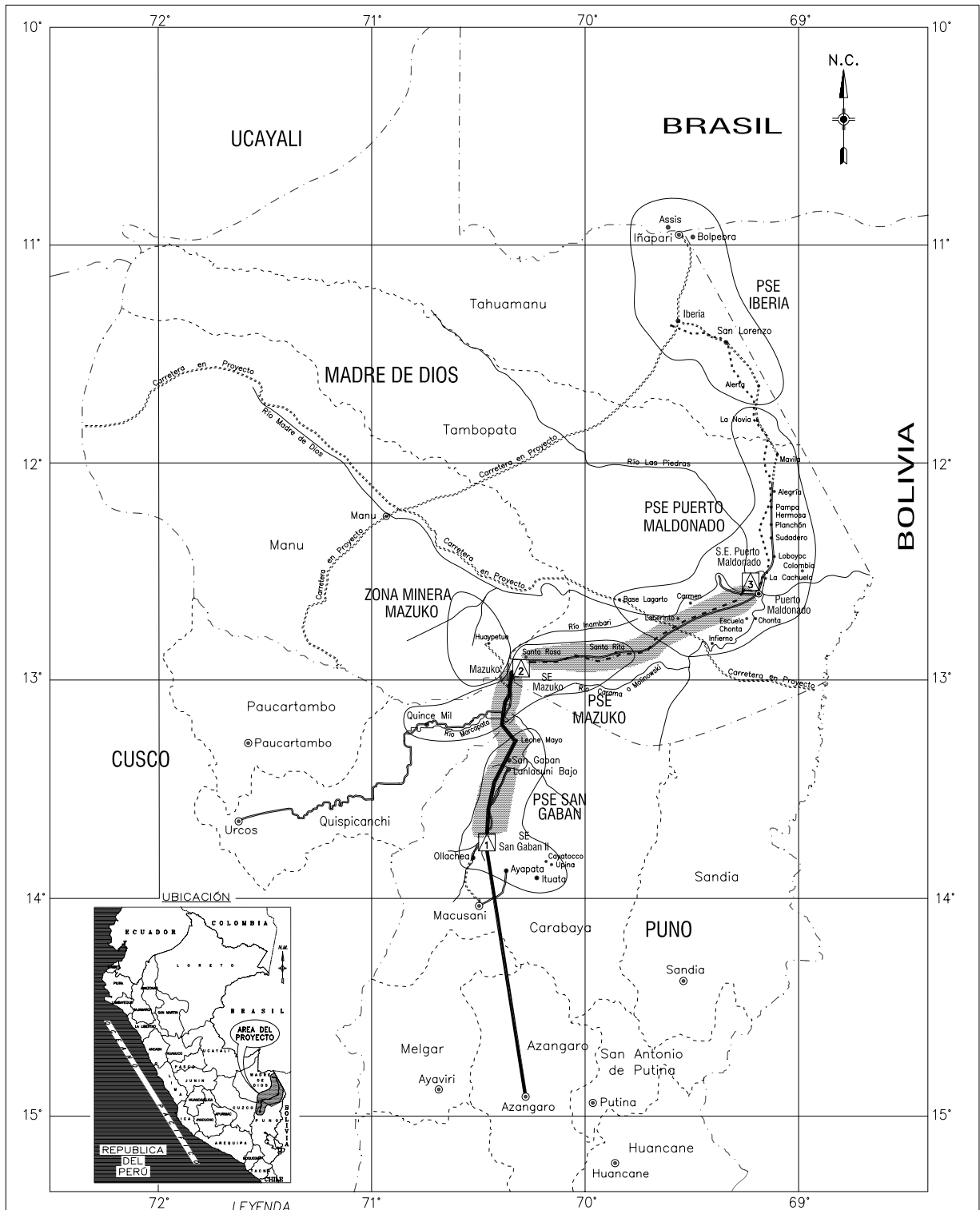
### 6.7 Estructuras con Torres en 138 kV (Tramo San Gabán-Mazuko)

- L138 01 Estructuras de Suspensión , Ángulo y Terminal
- L138 01 Estructuras de Suspensión , Ángulo y Terminal

### 6.8 Estructuras con Torres en 66 kV (Tramo Mazuko-Puerto Maldonado –Tramo I )

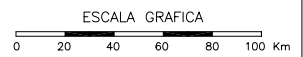
### 6.9 Estructuras con Postes en 66 kV (Tramo Mazuko-Puerto Maldonado –Tramo II y III )

- L66-01 Estructura de Suspensión Tipo “Ssc” (0°) y “SI” (0° - 7°)
- L66-02 Estructura de Angulo Tipos “A1sc” (7°-30° ), “A2sc” (30°-60°) y “A3sc” (60°-90°)
- L66-03 Estructura de Retención Tipo “Rsc” (0°-15°)
- L66-04 Estructura de Especial Tipo “Esc” (0°-90°)
- L66-05 Estructura de Anclaje Biposte Tipo “R”



--- --	Limite Departamental	•	Poblados o Caseríos
- - - -	Limite Provincial	—	Carretera afirmada
⊙	Capital de la Provincia	⋯	Carretera carrozable
•	Capital de Distrito		

	Línea en 138 kV : San Gabán II - Mazuko (Proyecto)
	Línea en 66 kV : Mazuko - Pto. Maldonado (Proyecto)
	Línea en 33 kV: Pto. Maldonado - Iberia (Futuro)
	L.T. 138 kV-San Gabán-Mazuko (Existente)
	S.E. San Gabán-138 kV (Existente)
	S.E. Mazuko 138/66/33 kV-20-26/12,3-16/8-10,5 MVA (Proyecto)
	S.E. Pto. Maldonado 66/33/10 kV-12,3-16/3,9-5/12,3-16 MVA (Proyecto)



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
**FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA**

**TESIS :** ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA LINEA DE TRANSMISIÓN EN 138kV SAN GABÁN-MAZUKO Y 66kV MAZUKO-PUERTO MALDONADO Y SUBESTACIONES

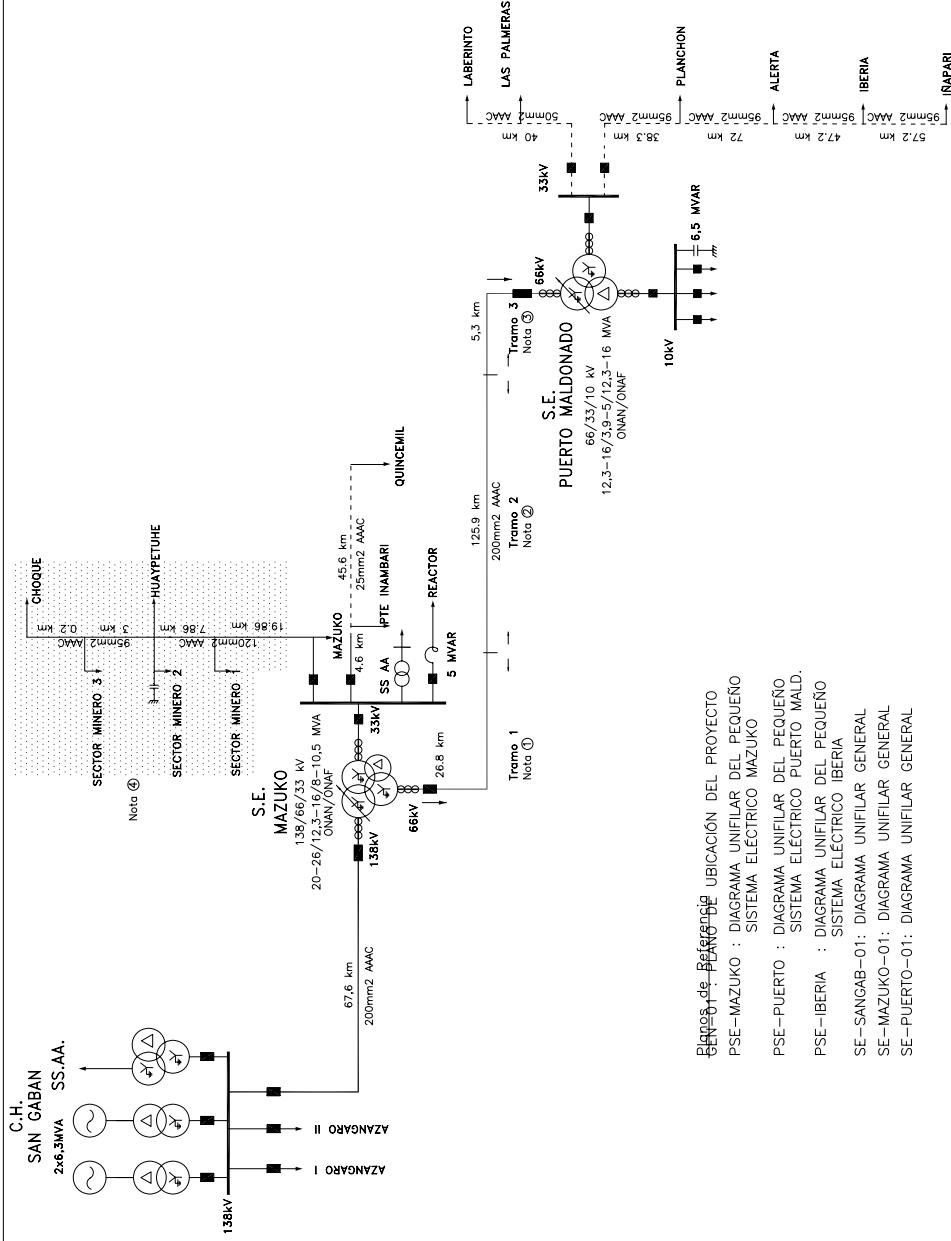
<b>PLANO :</b> PLANO DE UBICACIÓN DEL PROYECTO		<b>ANEXO N°</b>
<b>DIS. :</b> ELMER G. SULLCA ZAPATA	<b>REV. :</b> JOSÉ M. RABANAL ABANTO	<b>FECHA:</b> MAYO-2007
<b>APR. :</b> JOSÉ M. RABANAL ABANTO	<b>DIB. :</b> ELMER G. SULLCA ZAPATA	<b>ESCALA:</b> 1/2 000 000

**L-101**

**LEYENDA**

SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
	Celda de 220kV
	Celda de 138kV
	Celda de 33kV
	Celda de 10kV
	Transformador Zig-Zag
	Pararrayos
	Transformador de Potencia con regulación automática de 3 devanados 138/33/10kV
	Transformador de tensión capacitivo con 2 devanados secundarios
	Transformador de Potencia de dos devanados con regulación en vacío
	Grupos de Generación
	Transformador de Potencia de dos devanados con devanado de compensación
	Transformador de Potencia con regulación automática de 3 devanados 138/66/33kV, con devanado de compensación
	Reactor

C.H. SAN GABAN  
2x6.3MVA  
SS.AA.



**LEGENDA DE UBICACIÓN DEL PROYECTO**

- PSE-MAZUKO : DIAGRAMA UNIFILAR DEL PEQUEÑO SISTEMA ELÉCTRICO MAZUKO
- PSE-PUERTO : DIAGRAMA UNIFILAR DEL PEQUEÑO SISTEMA ELÉCTRICO PUERTO MALD.
- PSE-IBERIA : DIAGRAMA UNIFILAR DEL PEQUEÑO SISTEMA ELÉCTRICO IBERIA
- SE-SANGAB-01: DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL
- SE-MAZUKO-01: DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL
- SE-PUERTO-01: DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL

**Notas:**

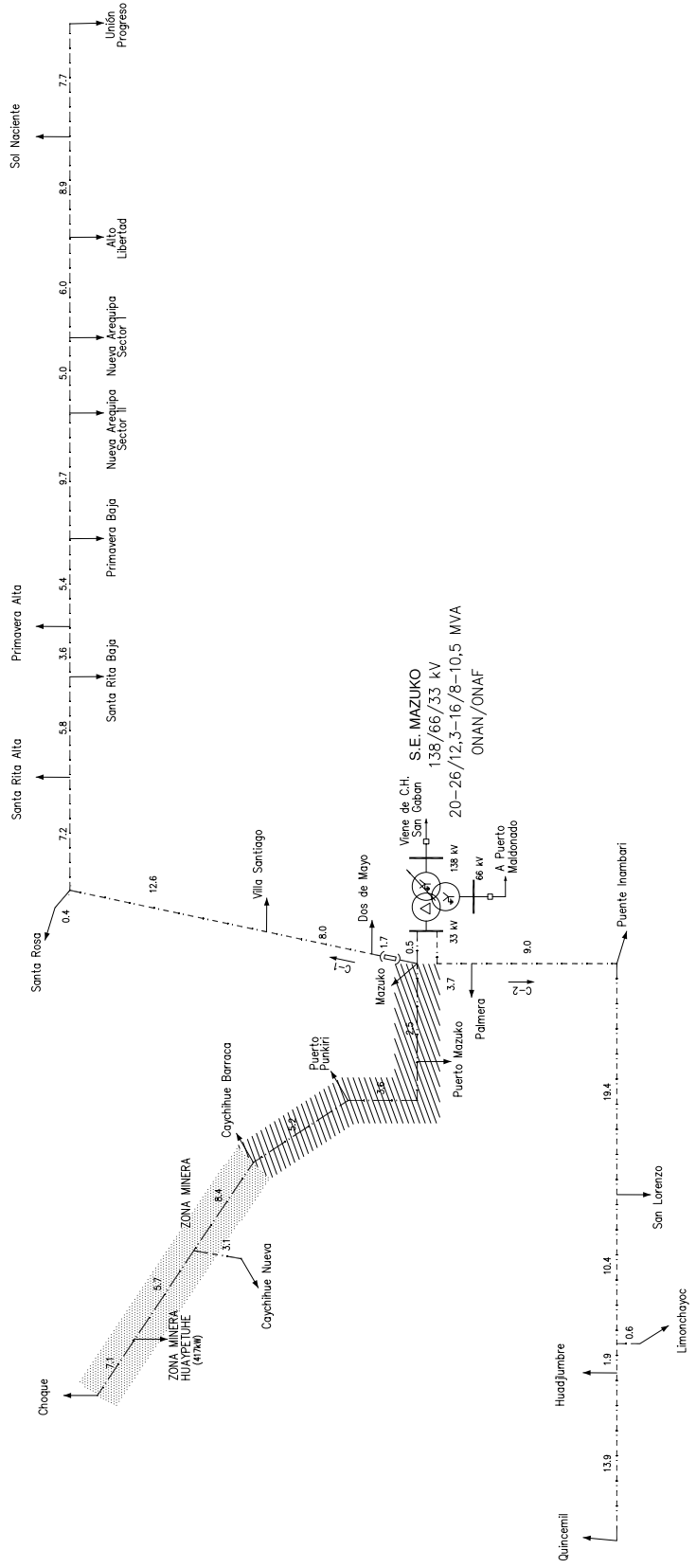
- Tramo de línea con Torres
- Tramo de línea con estructuras monoposte en zona rural
- Tramo de línea con estructuras de concreto en zona urbana (Ciudad de Puerto Maldonado)
- Los Centros Mineros que han agrupado de acuerdo a la densidad de carga
- Barcos de Compensación Reactiva, que se implementará por etapas:
  - 2021 : 4,5 MVAR
  - 2026 : Se incrementará en 2 MVAR

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
**FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA**

TESIS : ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA LINEA DE TRANSMISION EN 138KV  
SAN GABAN-MAZUKO Y 66KV MAZUKO-PUERTO MALDONADO Y SUBESTACIONES

PLANO :	DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL	ANEXO N°
DIS. : EMER G. SULLCA ZAPATA	REV. : JOSE M. RIBAMAL ABAYTO	FECHA: MAYO-2007
APR. : JOSE M. RIBAMAL ABAYTO	DIR. : EMER G. SULLCA ZAPATA	ESCALA: 5/E

L 102









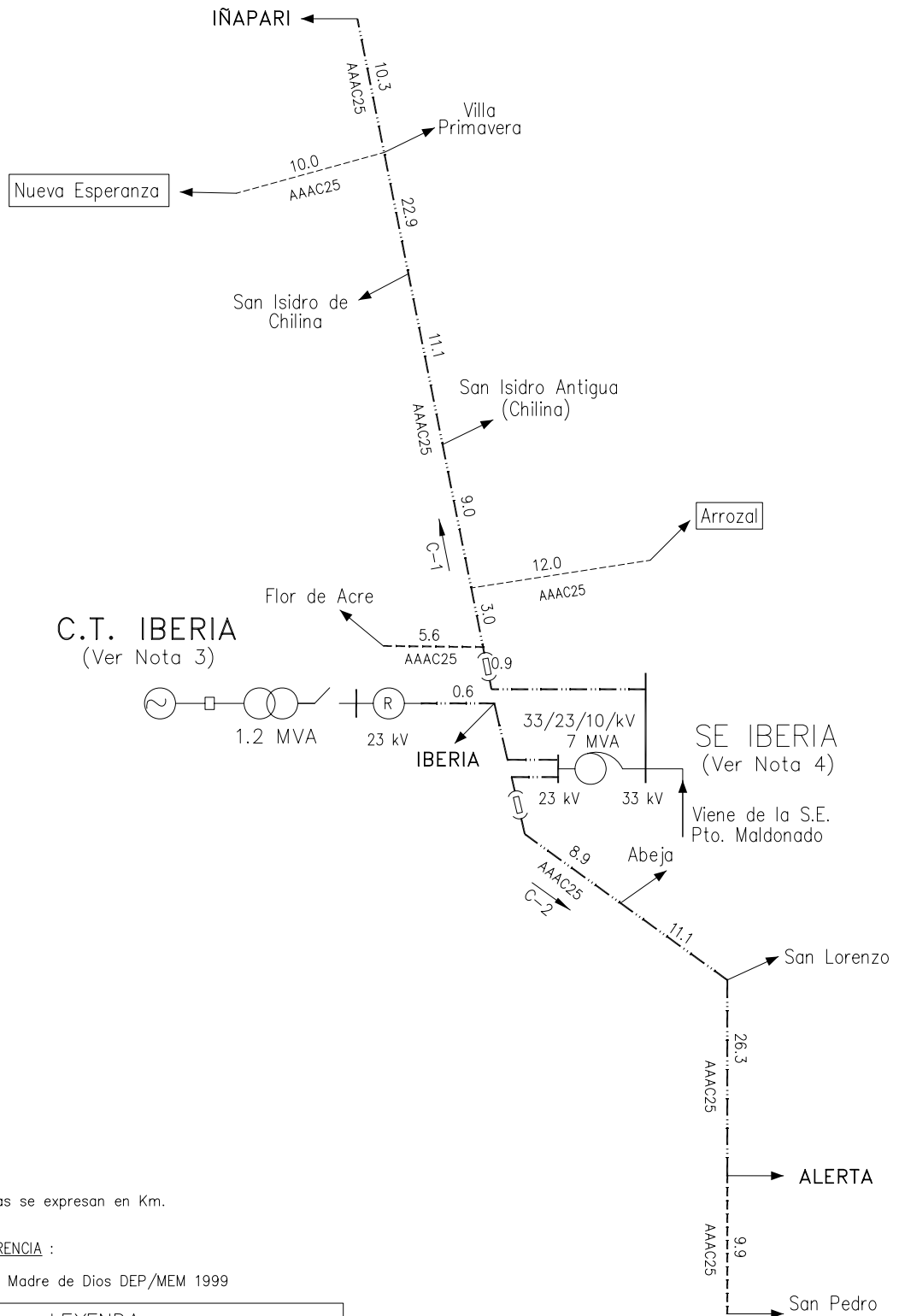

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
**FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA**

**TESIS :** ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA LINEA DE TRANSMISION EN 138KV  
 SAN CABAN-MAZUKO Y 66KV MAZUKO-PUERTO MALDONADO Y SUBESTACIONES

<b>PLANO :</b> DIAGRAMA UNIFILAR DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO MAZUKO		<b>AMEXO N°</b> <b>PSE-MAZUKO</b>
<b>DIS. :</b> EMER G. SULCA ZAMPA	<b>REV. :</b> JOSE M. RIBAMAL ABAYTO	<b>FECHA:</b> MAYO-2007
<b>DIR. :</b> JOSE M. RIBAMAL ABAYTO	<b>DISE. :</b> EMER G. SULCA ZAMPA	<b>ESCALA:</b> 5/E

**NOTA:**  
 - Las distancias se expresan en Km  
**ESTUDIO DE REFERENCIA :**  
 Electrificación de Madre de Dios DEP/MEV 1999

LEYENDA	
	L.P. 33 kV-3φ, 3x120mm <sup>2</sup> AAAC
	L.P. 33 kV-3φ, 3x25mm <sup>2</sup> AAAC
	L.P. 19 kV 1φ-MRT, 1x25mm <sup>2</sup> AAAC
	LP 33 kV-3φ, 120mm <sup>2</sup> AAAC
	LP 33 kV-3φ, 95mm <sup>2</sup> AAAC
	Seccionador de linea tipo Cut-Out




**NOTA :**

1.- Las distancias se expresan en Km.

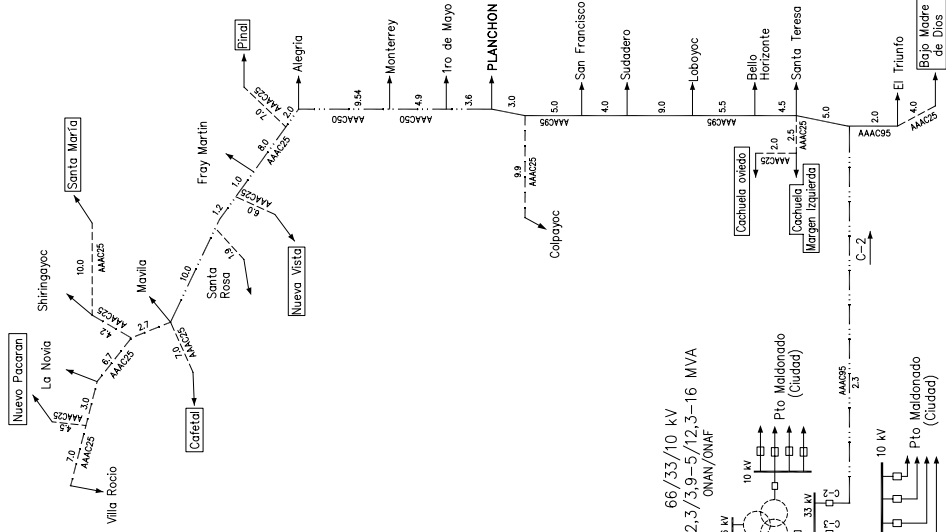
**ESTUDIO DE REFERENCIA :**

Electrificación de Madre de Dios DEP/MEM 1999

LEYENDA	
	L.P. 22.9 kV 3Ø Proyectada I Etapa
	L.P. 13.2 kV 1Ø-MRT Proyectada I Etapa
	L.P. 13.2 kV 1Ø-MRT Proyectada II Etapa
	Localidades comprendidas en la II Etapa del Proyecto
	Seccionador de linea tipo Cut-Out
	Recloser

 <b>UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA</b> <b>FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA</b>		
<b>TESIS :</b> ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 138kV SAN GABÁN-MAZUKO Y 66kV MAZUKO-PUERTO MALDONADO Y SUBESTACIONES		
<b>PLANO :</b> DIAGRAMA UNIFILAR DEL PEQUEÑO SISTEMA ELÉCTRICO IBERIA		<b>ANEXO N°</b>
<b>DIS. :</b> ELMER G. SULLCA ZAPATA	<b>REV. :</b> JOSÉ M. RABANAL ABANTO	<b>FECHA:</b> MAYO-2007
<b>APR. :</b> JOSÉ M. RABANAL ABANTO	<b>DIB. :</b> ELMER G. SULLCA ZAPATA	<b>ESCALA:</b> S/E
		<b>PSE-IBERIA</b>

LEYENDA	
---	L.P. 33 kV 3φ Projectada I Etapa
- - - -	L.P. 19.1 kV 1φ-MRT Projectada I Etapa
- - - -	L.P. 19.1 kV 1φ-MRT Projectada II Etapa
- - - -	L.P. 22.9 kV 3φ, Existente - A adecuarse a 33 kV
□	Localidades a ser comprendidas en la II Etapa del Proyecto
←→	Seccionador de línea tipo Cut-out
NA	Posición Normalmente Abierto una vez puesta en servicio la SE Pto. Maldonado.
NC	Posición Normalmente Cerrado una vez puesta en servicio la SE Pto. Maldonado.



S.E. PTO. MALDONADO  
 66/33/10 kV  
 12.3-16/3.9-5/12.3-16 MVA



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
 FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA LINEA DE TRANSMISION EN 138KV  
 SAN CABAN-MAZUKO Y 66KV MAZUKO-PUERTO MALDONADO Y SUBESTACIONES

PLANO :	DIAGRAMA UNIFILAR DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO PUERTO MALDONADO
DIS. :	EMER G. SULLCA ZAMPA
REV. :	JOSE M. RIBAMAL ABAYTO
FECHA:	MAYO-2007
ESCALA:	5/1
AMEXO N°	PSE-PUERTO

NOTA:  
 1.- Las distancias se expresan en km  
 ESTUDIO DE REFERENCIA :  
 Electrificación de Madre de Dios DEF/MEH 1999

**LEYENDA**

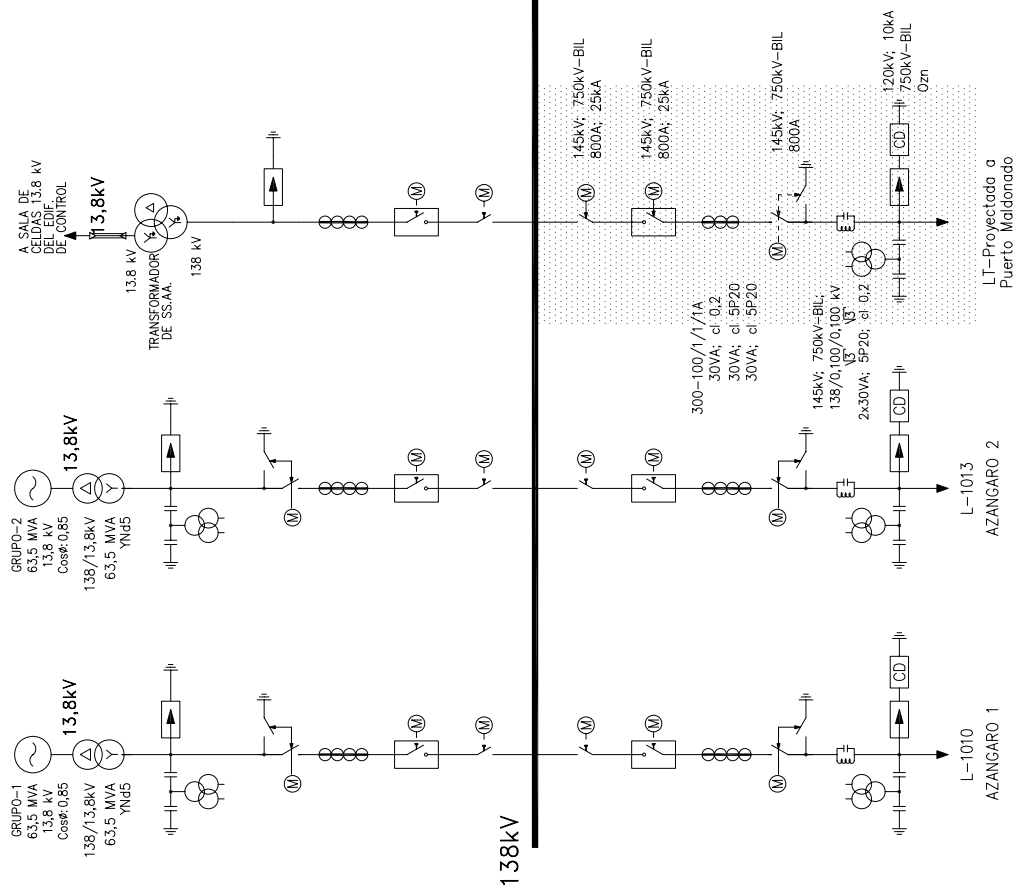
SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
	Grupo Hidroeléctrico
	Interruptor de Potencia
	Seccionador Línea con cuchilla de puesta a tierra
	Seccionador barra
	Pararrayos con contador de descarga
	Transformador de tensión capacitivo con 2 devanados secundarios
	Trampa de Onda
	Transformador de corriente
	Cable de Energía

Proyecto

Instalaciones existentes

**PLANOS DE REFERENCIA:**

- GEN-01: PLANO DE UBICACIÓN DEL PROYECTO
- GEN-02: CONFIGURACIÓN GEOGRÁFICA, RUTA DE LÍNEA Y UBICACIÓN DE SSEE.
- SE-SANGAB-02: DISPOSICIÓN DE EQUIPOS DE EQUIPOS EN PATIO DE LLAVES - VISTA EN PLANTA
- SE-SANGAB-03: ELEVACIONES Y DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD.



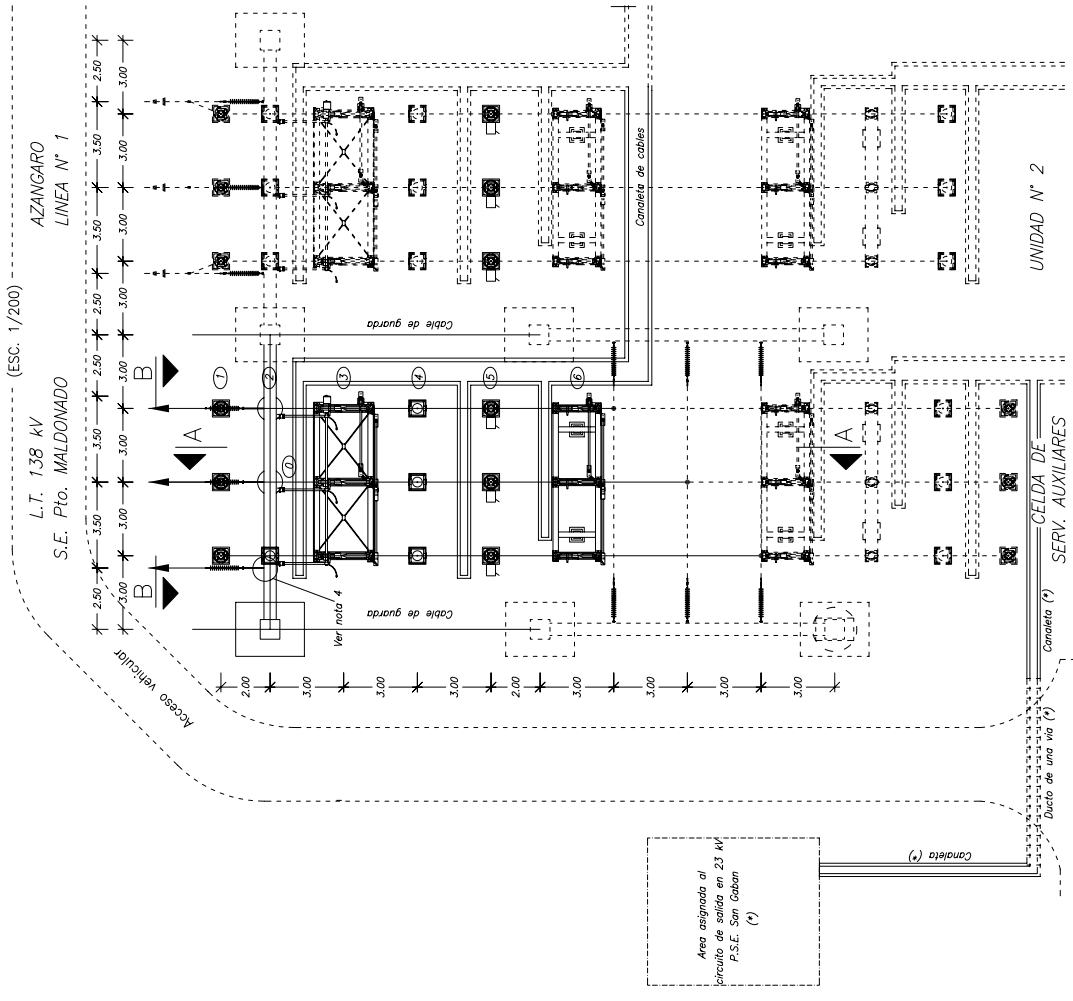
**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
**FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA**

**TESIS :** ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA LINEA DE TRANSMISION EN 138KV SAN GABAN-MAZUKO Y 66KV MAZUKO-PUERTO MALDONADO Y SUBESTACIONES

<b>PLANO :</b>	AMPLIACION DE LA S.E. SAN GABAN 138 kV	<b>ANEXO N°</b>
<b>DIS :</b> EMER G. SULLCA ZARZA	<b>REV. :</b> JOSE M. RIBAMAL ABAYTO	<b>FECHA:</b> MAYO-2007
<b>DIR. :</b> JOSE M. RIBAMAL ABAYTO	<b>DIR. :</b> EMER G. SULLCA ZARZA	<b>ESCALA:</b> 5/1
<b>DIAGRAMA UNIFILAR</b>		<b>SE-SANGAB-01</b>



DISPOSICION DE EQUIPOS – PLANTA



PARAMETROS ELECTRICOS		VALORES MIN.
DESCRIPCION	Und	138 kV
Frecuencia nominal	Hz	60
Tension nominal de servicio	kV	138
Tension nominal del equipo	kV	145
Tension de prueba de onda de choque (BIL)	kV	750
Tension de prueba a frecuencia industrial	kV	275

----- Instalaciones existentes  
 \_\_\_\_\_ Instalaciones que considera el proyecto  
 (\*) Instalacion considerada en el PSE SAN GABAN

Planos de Referencia :  
 GEN-03 : DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL DEL SISTEMA ELECTRICO DE MADRE DE DIOS  
 SE-SANGAB-01: DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL

- 6 Seccionador de barra 138 kV, 750 kV-Bil, 800 A
- 5 Interruptor de potencia en SF6 138 kV, 750 kV-Bil, 800A, 25 kA
- 4 Transformador de corriente 138 kV, 750 kV-Bil 300-100/1/1/A
- 3x20 VA 5P20, 30 VA CI 0.2
- 3 Seccionador de linea c/cuchilla puesta tierra 138 kV, 750 kV-Bil, 800A
- 2 Transformador de tension capacitivo 138kV/0,10kV/0,10kV/0,10kV
- 1 Pararrayos clase estacion 120 kV, 750 kV-Bil, 10 kA, 02n
- 0 Trampa de Onda

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
**FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA**

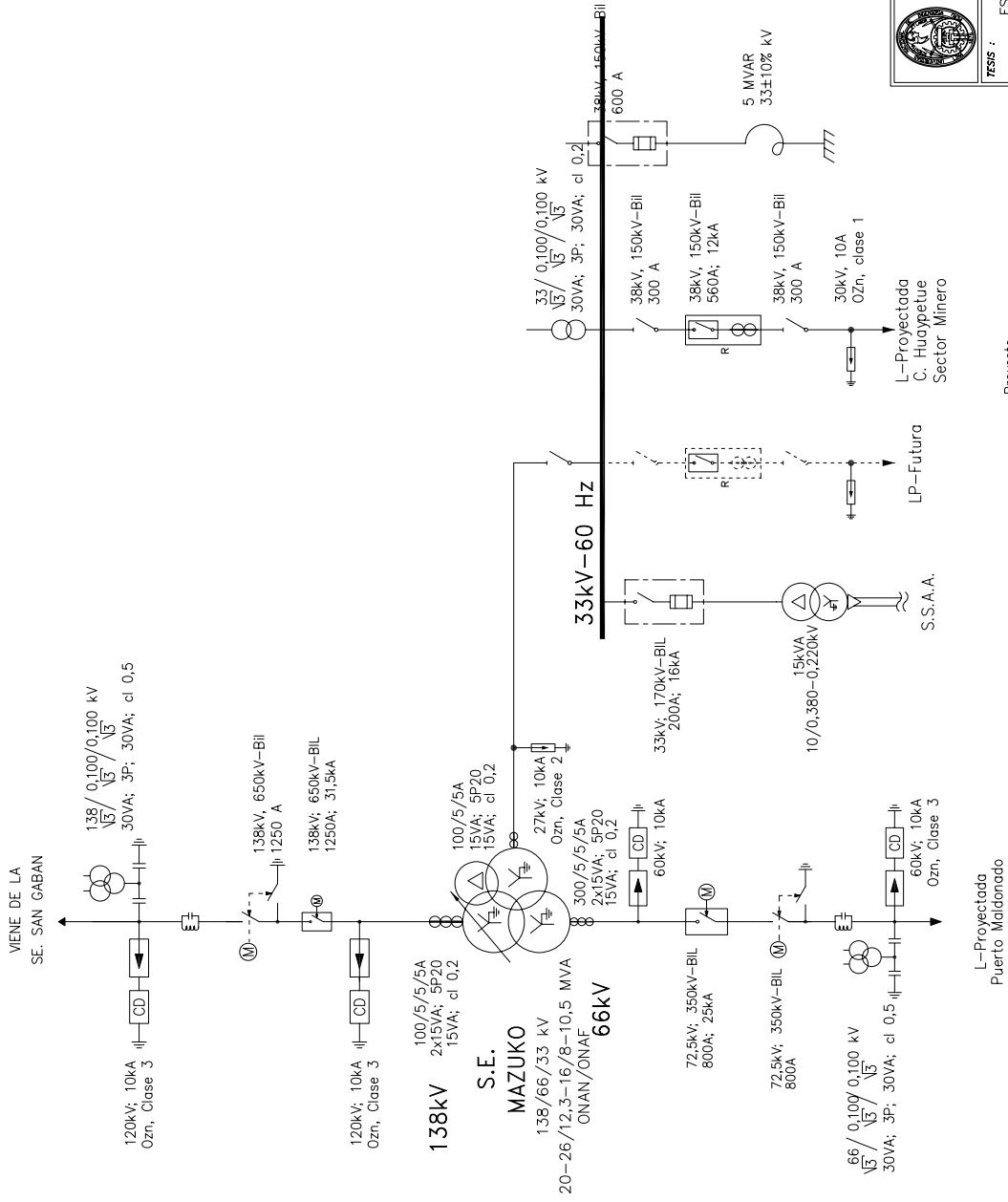
TESIS : ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA LINEA DE TRANSMISION EN 138kV SAN GABAN-MAZUKO Y 66kV MAZUKO-PUERTO MALDONADO Y SUBESTACIONES

PLANO : AMPLIACION DE LA S.E. SAN GABAN 138 kV		AMEXO N°	
DIS : EIMER G. SULLCA ZAPATA		SE-SANGAB-02	
REV. : JOSE M. RIBAMAL ABAYTO	FECHA: MAYO-2007	ESCALA: INDICADA	
APR. : JOSE M. RIBAMAL ABAYTO	DIB. : EIMER G. SULLCA ZAPATA		



**LEYENDA**

SIMBOLO	DESCRIPCIÓN
	Interruptor de Potencia
	Seccionador Linea con cuchilla de puesta a tierra
	Seccionador barra
	Interruptor Automático de Recierre
	Pararrayos con contador de descarga
	Pararrayos
	Transformador de S.S.A.
	Transformador de tensión capacitivo con 2 devanados secundarios
	Transformador de tensión inductivo
	Transformador de corriente
	Transformador de Potencia con regulación automática bajo carga y transformadores de corriente en el bushing con devanado de compensación
	Seccionador Fusible de Potencia



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
**FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA**

**TESIS :** ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA LINEA DE TRANSMISION EN 138KV  
 SAN GABAN-MAZUKO Y 66KV MAZUKO-PUERTO MALDONADO Y SUBESTACIONES

PLANO :	SUBESTACION MAZUKO 138/66/33 kV	ANEXO N°
DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL		
DIS. : EMER G. SULLCA ZAMPA	REV. : JOSE M. RIBAMAL ABAYTO	FECHA: MAYO-2007
DIR. : JOSE M. RIBAMAL ABAYTO	DIR. : EMER G. SULLCA ZAMPA	ESCALA: 5/E

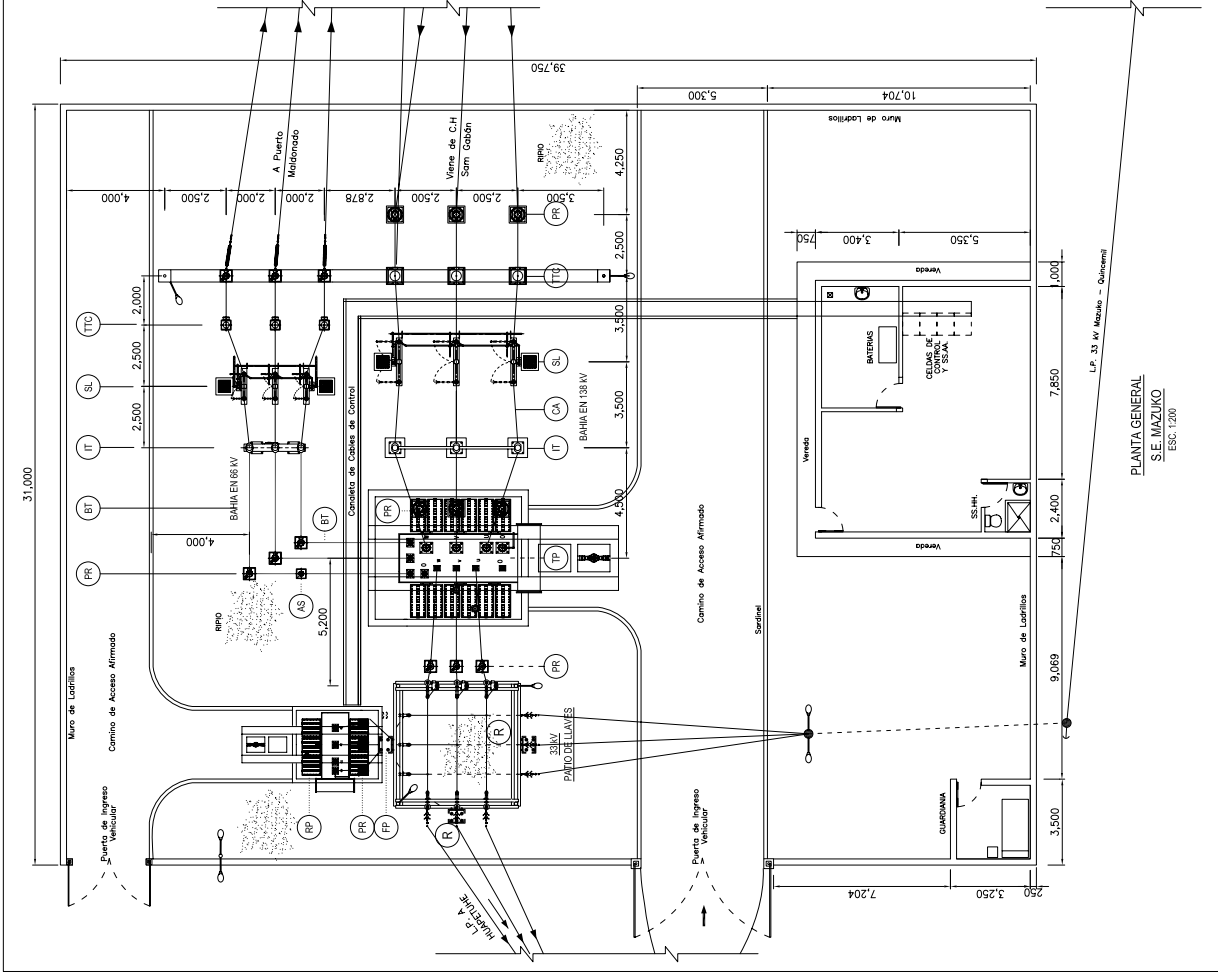
**PLANOS DE REFERENCIA:**  
 GEN-03 : DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL DEL SISTEMA  
 ELECTRICO DE MADRE DE DIOS

— Proyecto  
 - - - - - Futuro

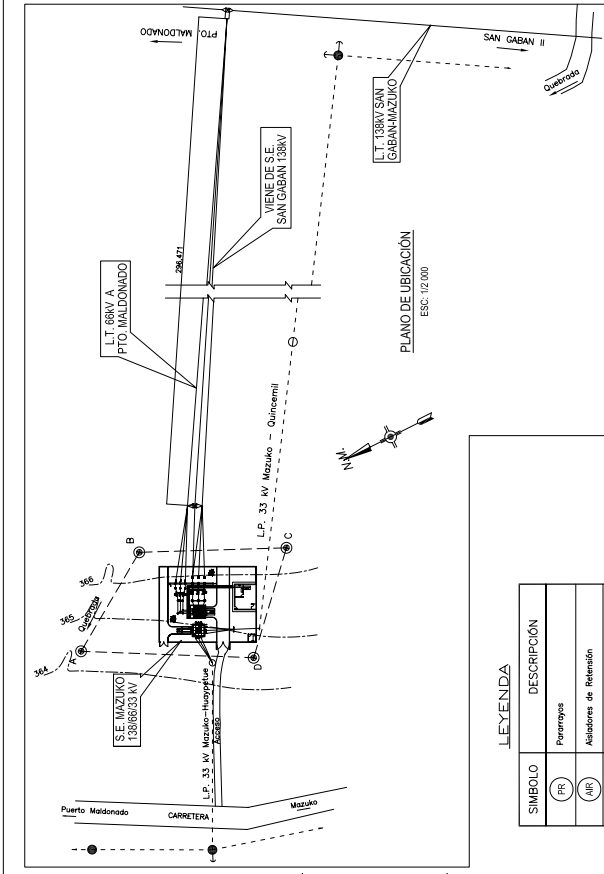
L-Proyectado  
 Puerto Maldonado

SE-MAZUKO-01





PLANTA GENERAL  
S.E. MAZUKO  
ESC. 1:200

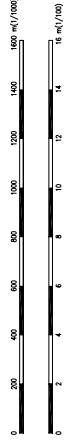


PLANO DE UBICACION  
ESC. 1:2 000

LEYENDA

SIMBOLO	DESCRIPCION
PR	Pararrayos
AR	Alaberes de Retención
TTC	Transformador de Tensión Capacitivo
SL	Seccionador de Línea con Cuchillo de Tierra o Tierra
IT	Interruptor de Potencia
TP	Transformador de Potencia
R	Interruptor Automático de Recarga - Reclosur
BT	Barr Tablar de Cu
CA	Conductor de AAC 200mm <sup>2</sup>
AS	Alabador Soporte
RP	Reactor 5 MVAR-33 KV ±10%
FP	Fusible de Potencia 33 kv
	Postes de concreto de 8m/200kg con 250 luminarias

Planos de Referencia :  
 GEN-03 : DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL DEL SISTEMA ELECTRICO DE MADRE DE DIOS  
 SE-MAZUKO-01: DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL ESCALA GRAFICA



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
 FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA LINEA DE TRANSMISION EN 138KV SAN GABAN-MAZUKO Y 66KV MAZUKO-PUERTO MALDONADO Y SUBESTACIONES

PLANO : DISPOSICION DE EQUIPOS EN PATIO DE LLAVES-VISTA EN PLANTA  
 SUBESTACION MAZUKO 138/66/33 KV-26/16/10.5MVA

DES. : EIMER G. SULLCA ZHARA  
 REV. : JOSE M. RABANA ABAYTO  
 APRO. : JOSE M. RABANA ABAYTO

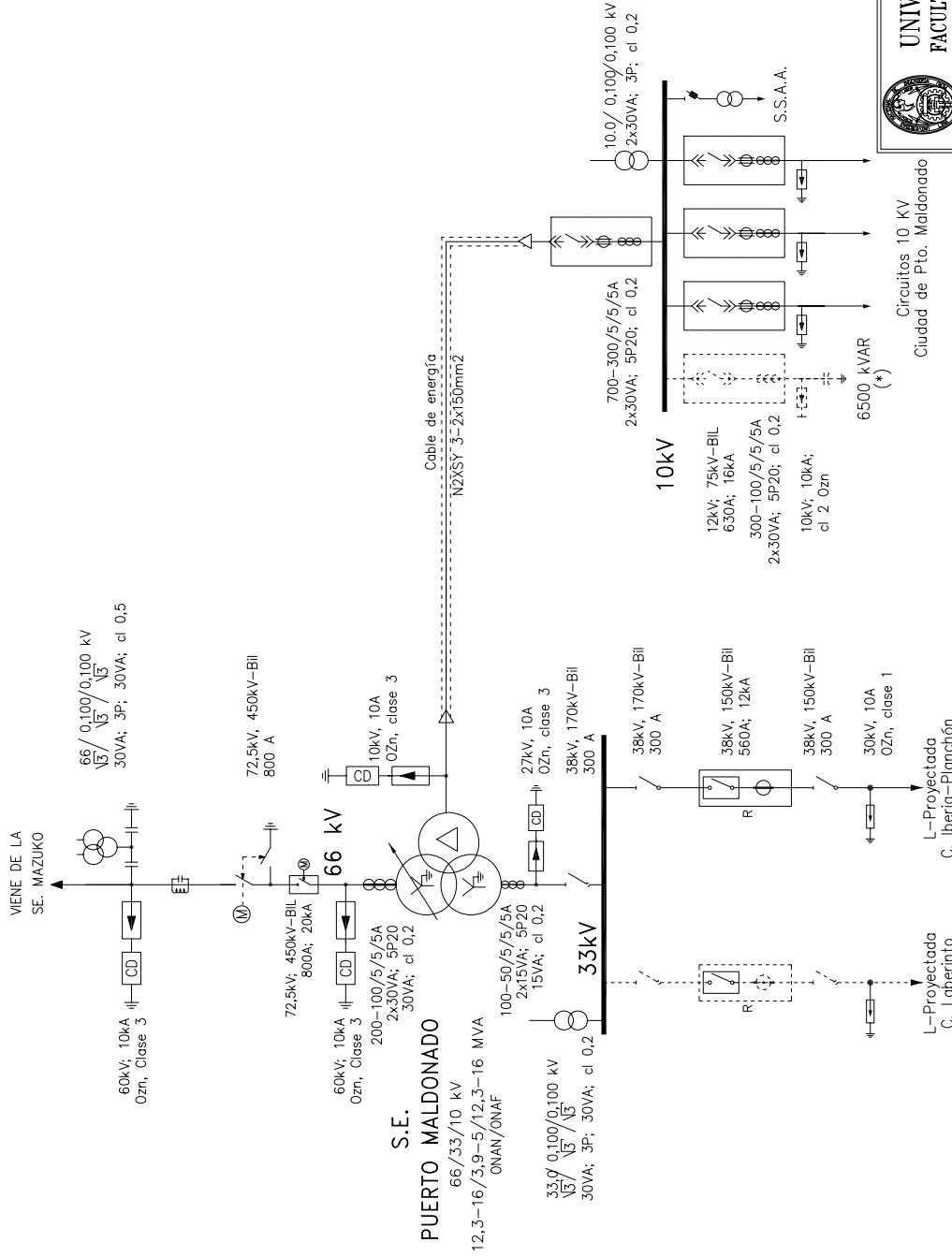
AMEXO N°

FECHA: MAYO-2007  
 ESCALA: INDICADA

SR-MAZUKO-02

**LEYENDA**

SIMBOLO	DESCRIPCIÓN
	Interruptor de Potencia
	Seccionador Línea con cuchilla de puesta a tierra
	Seccionador barra
	Fusible de potencia
	Celda en 10 KV -Metal Ciudad
	Interruptor Automático de Recierre Recloser
	Transformador de tensión inductivo
	Cable de energía
	Pararrayes con contador de descarga
	Pararrayes
	Transformador de Potencia con regulación automática bajo carga y transformadores de corriente en el bushing
	Transformador de S.S.A.A.
	Transformador de corriente tipo toroidal
	Transformador de tensión capacitivo con 2 devanados secundarios
	Transformador de corriente



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
**FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA**

**TESIS :** ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA LINEA DE TRANSMISION EN 138KV SAN CABAN-MAZUKO Y 66KV MAZUKO-PUERTO MALDONADO Y SUBESTACIONES

**PLANO :** SUBESTACION PUERTO MALDONADO 66/33/10 KV

**DIS :** EMER G. SULLCA ZAMPA **REV :** JOSE M. RIBAMAL ABAYTO **FECHA:** MAYO-2007

**DIR :** JOSE M. RIBAMAL ABAYTO **DISEÑADA:** EMER G. SULLCA ZAMPA **ESCALA:** 5/1

**AMEXO N°**  
**SE-PUERTO-01**

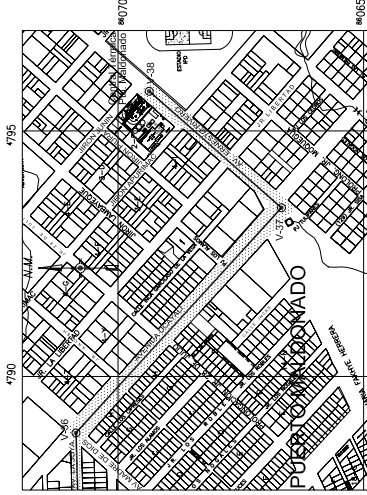
**NOTAS :**

- (\*) Se instalará un Banco de compensación Automática Reactiva, al cual se implementará por etapas :
  - Año 2021 : 4,5 MVAR
  - Año 2026 : Se agregará 2 MVAR

**PLANOS DE REFERENCIA:**

- SE-PUERTO-02 : DISPOSICION DE EQUIPOS EN PATIO DE LLAVES - VISTA EN PLANTA
- GEN-02 : CONFIGURACION GEOGRAFICA, RUTA DE LINEA Y UBICACION DE SSEE.
- GEN-03 : DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ELECTRICO DE MADRE DE DIOS

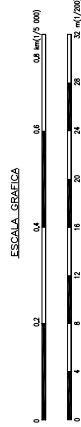
Instalaciones del Proyecto  
 ----- Futuro



PLANO DE UBICACION  
ESC: 1/10 000

**LEYENDA**

SIMBOLO	DESCRIPCION
(PR)	Perforados
(AR)	Aisladores de Retención
(TR)	Transformador de Tensión
(S)	Seccionador de Línea con Cuchilla de Puesta a Tierra
(IT)	Interruptor de Potencia
(TP)	Transformador de Potencia
(R)	Interruptor Automático de Recierre - Receptor
(C)	Redes de concreto de Bry 200kg con gas luminarias



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
**FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA**

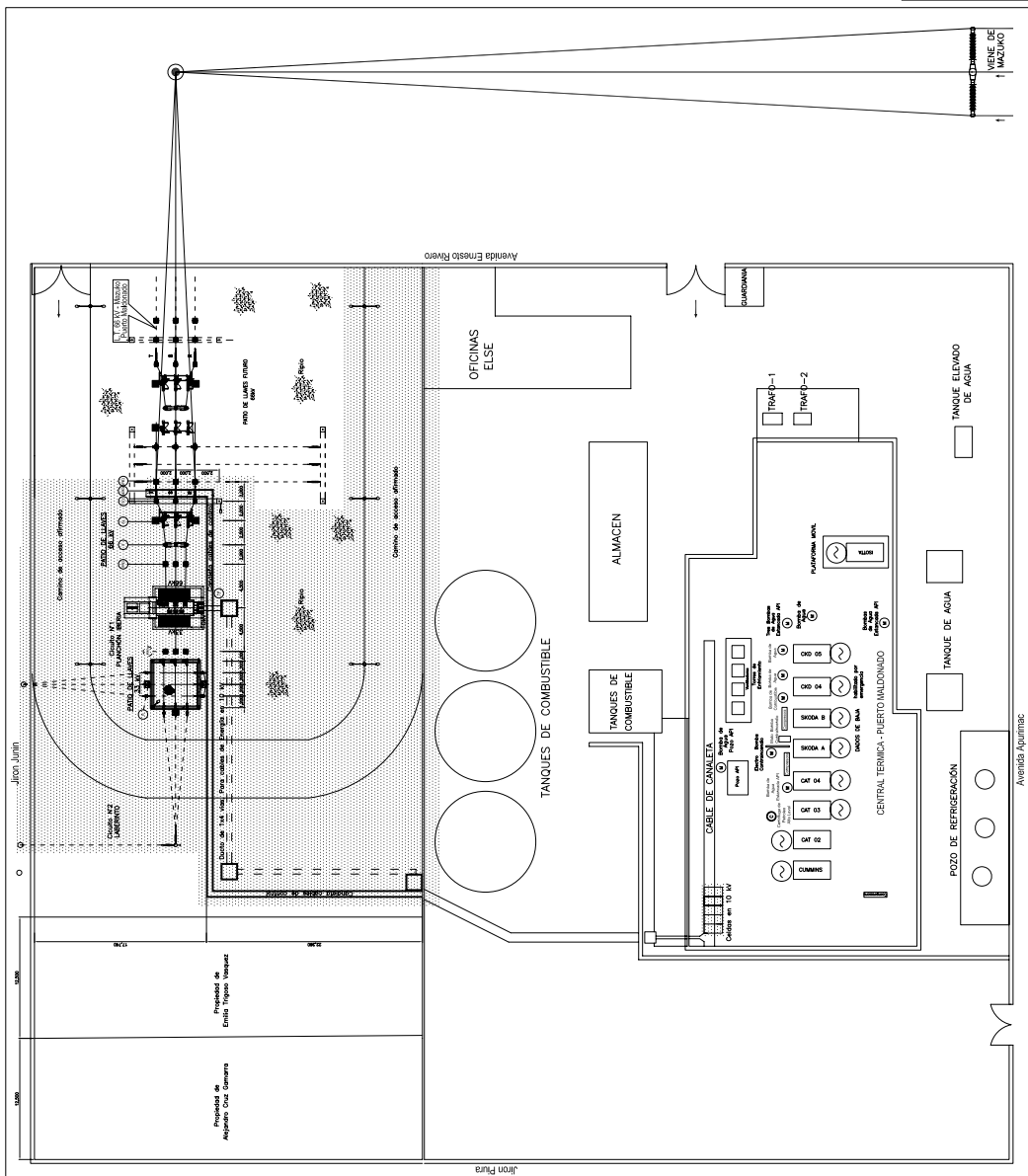
**TESIS :** ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA LINEA DE TRANSMISION EN 138KV  
SAN CABAN-MAZUKO Y 66KV MAZUKO-PUERTO MALDONADO Y SUBESTACIONES

**PLANO :** SUBESTACION PTO. MALDONADO 66/33/10 KV-16/5/16MVA  
DISPOSICION DE EQUIPOS EN PATIO DE LLAVES-VISTA EN PLANTA

**DIS :** EMER G. SULLCA ZAPATA  
**REV :** JOSE M. RABANAL ABAYO  
**FECHA :** MAYO-2007  
**ESCALA :** INDICADA

ANEXO N°

**SR-PUERTO-02**

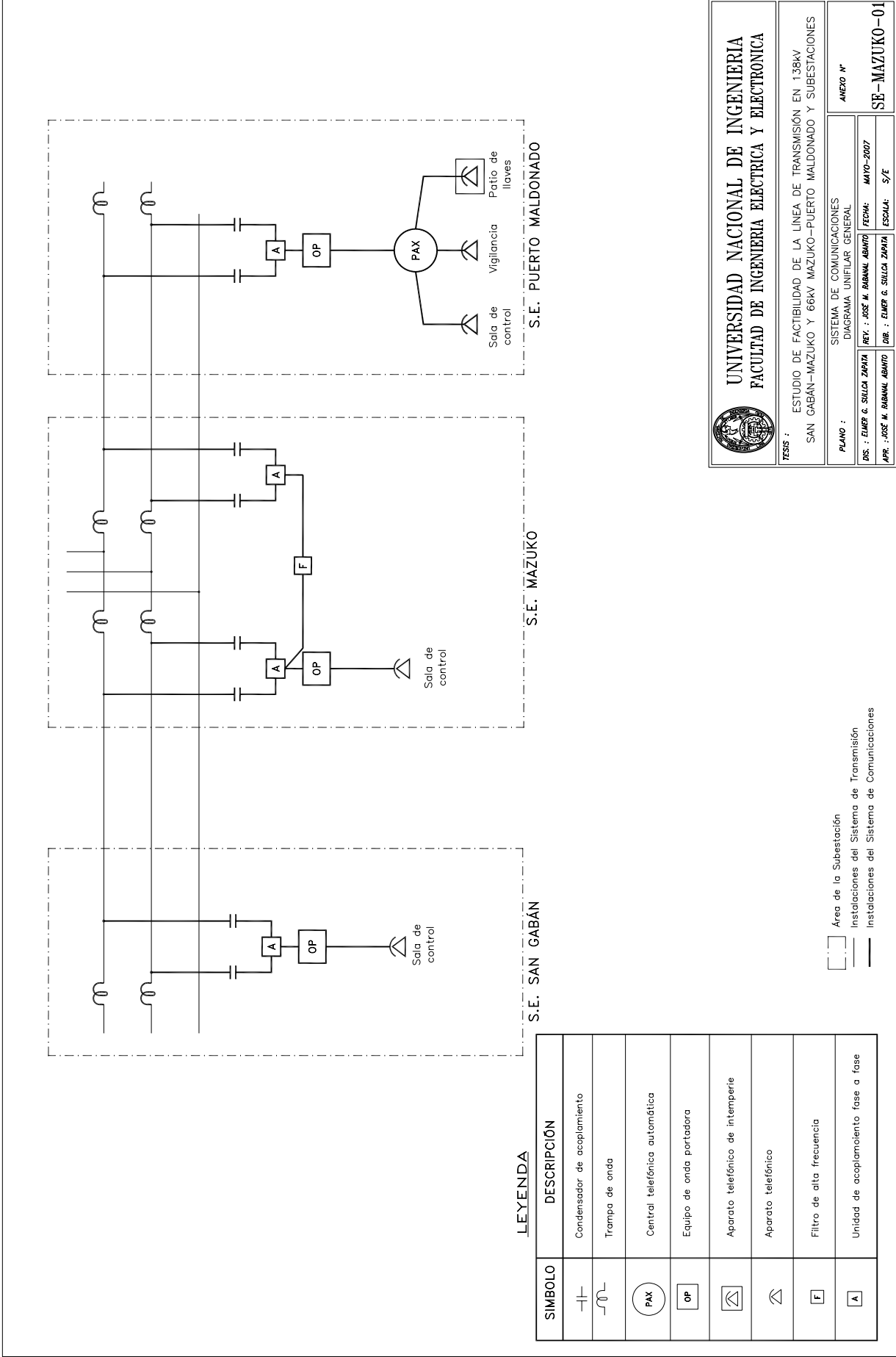


**Plano de Referencia :**  
GEN-03 : DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL DEL SISTEMA  
ELECTRICO DE MADRE DE DIOS  
SE-PUERTO-01: DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL

**PLANTEAMIENTO GENERAL**  
**C.T. PUERTO MALDONADO**  
ESC: 1:500

**Leyenda**

(---)	Instalaciones Existentes
(---)	Instalaciones del Proyecto
(---)	Instalaciones Propuestas



**LEYENDA**

SIMBOLO	DESCRIPCIÓN
	Condensador de acoplamiento
	Trampa de onda
	Central telefónica automática
	Equipo de onda portadora
	Aparato telefónico de interperie
	Aparato telefónico
	Filtro de alta frecuencia
	Unidad de acoplamiento fase a fase

- Área de la Subestación
- Instalaciones del Sistema de Transmisión
- Instalaciones del Sistema de Comunicaciones



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
**FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA**

**TESIS :** ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA LINEA DE TRANSMISIÓN EN 138KV  
 SAN GABÁN–MAZUKO Y 66KV MAZUKO–PUERTO MALDONADO Y SUBESTACIONES

**PLANO :** SISTEMA DE COMUNICACIONES  
 DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL

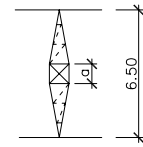
**DIS. :** EMER G. SULICA ZARZA    **REV. :** JOSE M. RIBAMAL ABAYO    **FECHA:** MAYO-2007  
**DIR. :** JOSE M. RIBAMAL ABAYO    **DIR. :** EMER G. SULICA ZARZA    **ESCALA:** 5/E

**ANEXO N°**

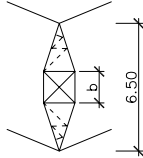
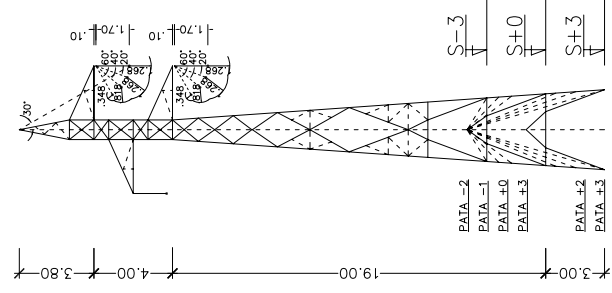
**SP-MAZUKO-01**



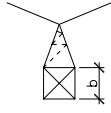
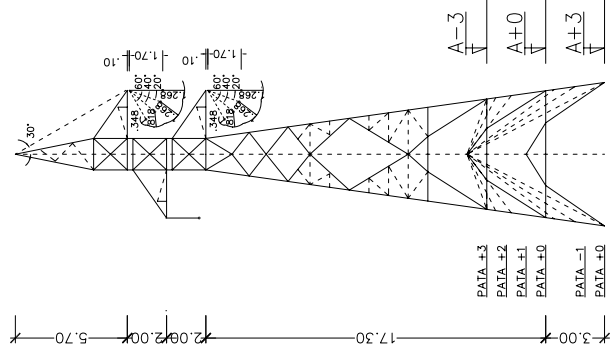
ESTRUCTURA		" S " " A " " T "	
TIPO	SUSPENSION	ANGULAR/ANCLAJE	ANGULAR/TERMINAL
FUNCIÓN	0°/3°	45°/15°	90°/0°-90°
ANGULO DE LINEA	430/260 m.	430/720 m.	430/610 m.
VANO VIENTO	520/350 m.	1100 m.	1100 m.
VANO GRAVANTE	700 m.	1000 m.	1000 m.
VANO MAX. LATERAL			



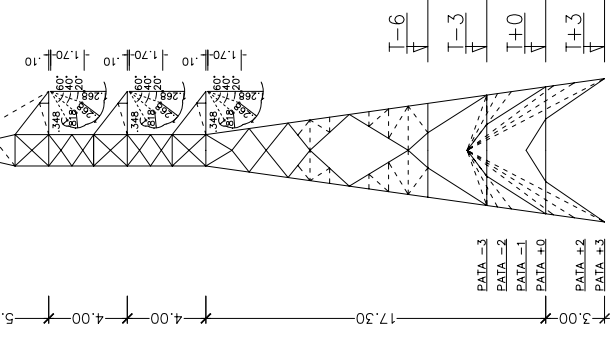
VISTA DE PLANTA



VISTA DE PLANTA



VISTA DE PLANTA



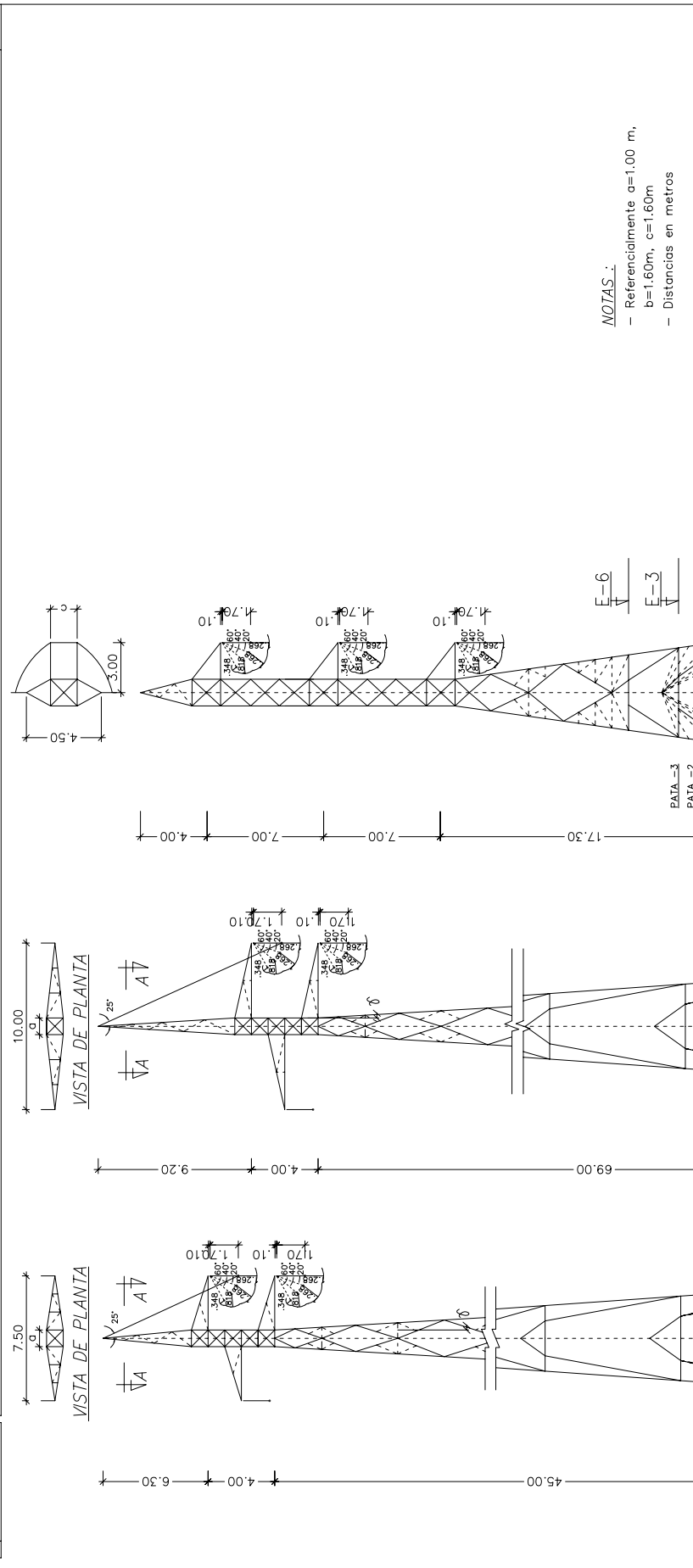
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA LINEA DE TRANSMISION EN 138KV  
SAN GABÁN-MAZUKO Y 66KV MAZUKO-PUERTO MALDONADO Y SUBESTACIONES


ESTRUCTURAS DE SUSPENSION		ANGULO Y TERMINAL	
PLANO :	REV. : EMER G. SULLCA ZAPATA	REV. : JOSE M. RABANAL ABAYTO	FECHA: MAYO-2007
DIS. : EMER G. SULLCA ZAPATA	DIS. : JOSE M. RABANAL ABAYTO	DIS. : EMER G. SULLCA ZAPATA	ESCALA: 5/E
ANEXO N°			L138-01

NOTAS :  
- Referencialmente a=1.00 m, b=1.60m, c=1.60m  
- Distancias en metros

TIPO	"SE - 1"	"SE - 2"	"E"
FUNCION	SUSPENSION ESPECIAL	SUSPENSION ESPECIAL	VANOS ESPECIALES
ANGULO DE LINEA	0°	0°	0°-75°
VANO VIENTO	800 m.	1100 m.	2300 m.
VANO GRAVANTE	1200 m.	1300 m.	2900 m.
VANO MAX. LATERAL	950 m.	1400 m.	2500 m.



NOTAS :  
 - Referencialmente a=1.00 m,  
 b=1.60m, c=1.60m  
 - Distancias en metros



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
**FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA**

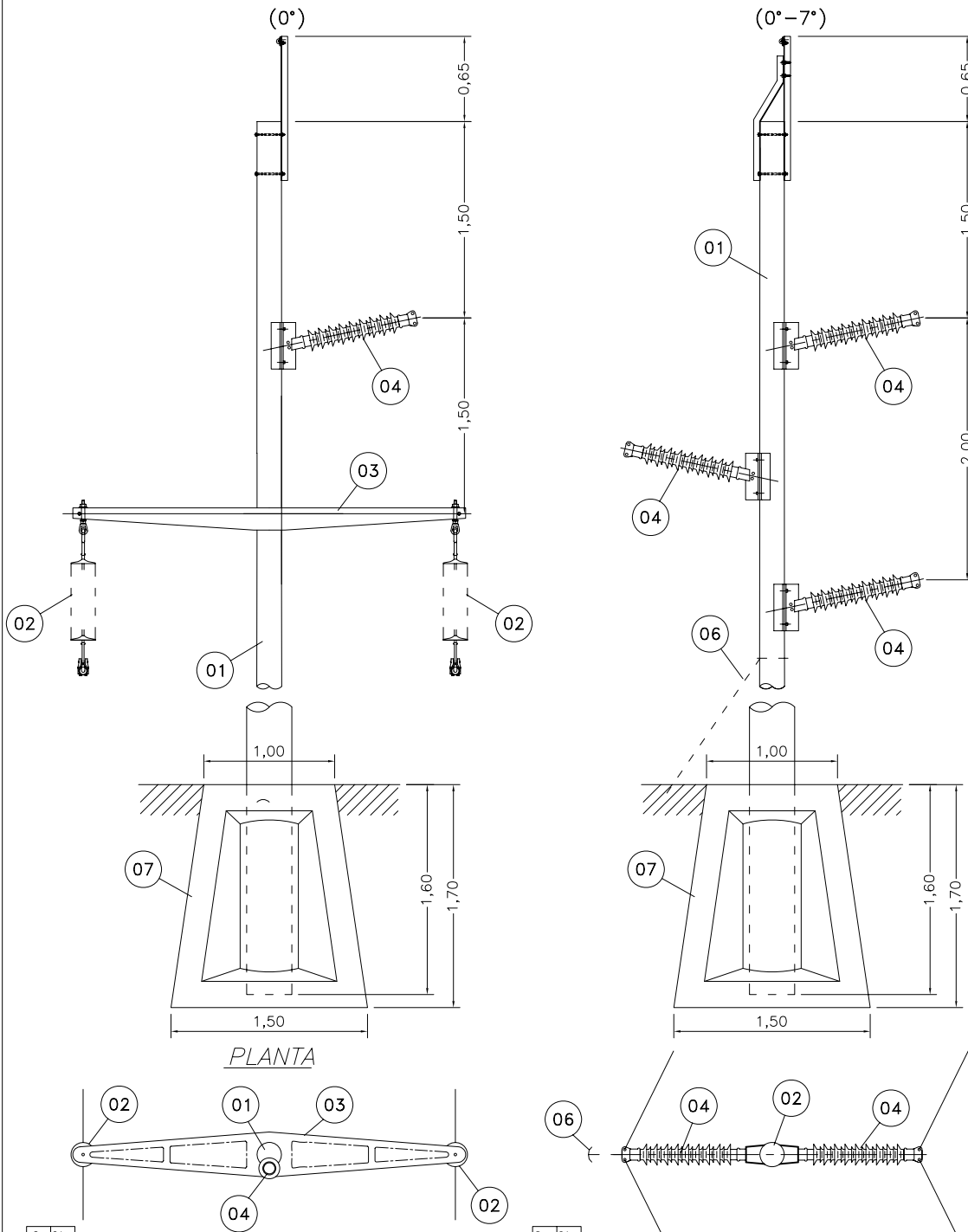
TESIS : ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA LINEA DE TRANSMISION EN 138KV  
 SAN GABÁN-MAZUKO Y 66KV MAZUKO-PUERTO MALDONADO Y SUBESTACIONES

PLANO : ESTRUCTURAS DE SUSPENSION VANOS ESPECIALES		ANEXO N°
DIS. : EMER G. SULLCA ZAPATA	REV. : JOSE M. RABANAL ABAYTO	FECHA: MAYO-2007
DIR. : JOSE M. RABANAL ABAYTO	DIB. : EMER G. SULLCA ZAPATA	ESCALA: 5/E


L138-02

**ARMADO "Ssc"**

**ARMADO "S1sc"**



		Ssc	S1sc			Ssc	S1sc
04	1	3		08	1	1	
03	1	-		07	1	1	
02	2	-		06	-	1	
01	1	1		05	Glb.	Glb.	
N°	CANT.	CANT.	DESCRIPCION	N°	CANT.	CANT.	DESCRIPCION



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
**FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA**

**TESIS :** ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 138kV SAN GABÁN–MAZUKO Y 66kV MAZUKO–PUERTO MALDONADO Y SUBESTACIONES

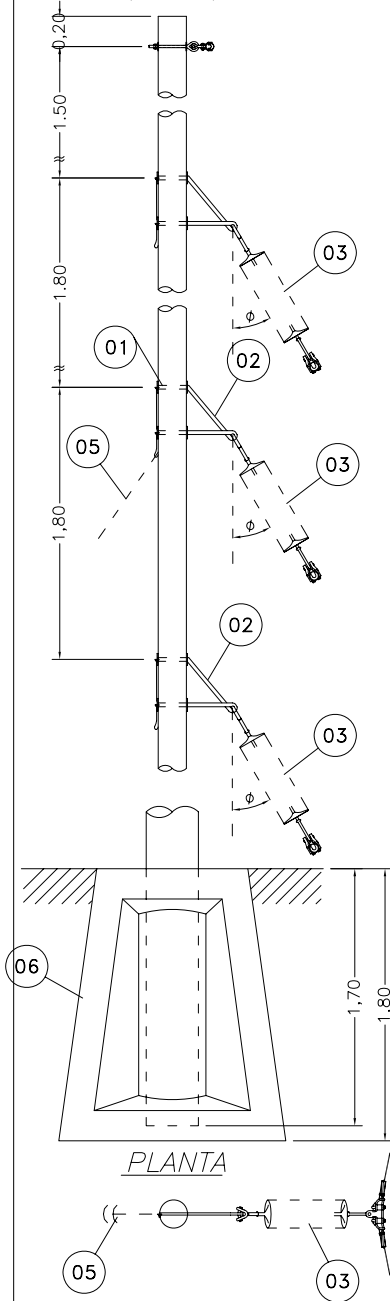
**PLANO :** ESTRUCTURA DE SUSPENSIÓN TIPOS "Ssc" (0°) Y "S1 " (0°-7°) **ANEXO N°**

<b>DIS. :</b> ELMER G. SULLCA ZAPATA	<b>REV. :</b> JOSÉ M. RABANAL ABANTO	<b>FECHA:</b> MAYO-2007
<b>APR. :</b> JOSÉ M. RABANAL ABANTO	<b>DIB. :</b> ELMER G. SULLCA ZAPATA	<b>ESCALA:</b> 1/50

**L66-01**

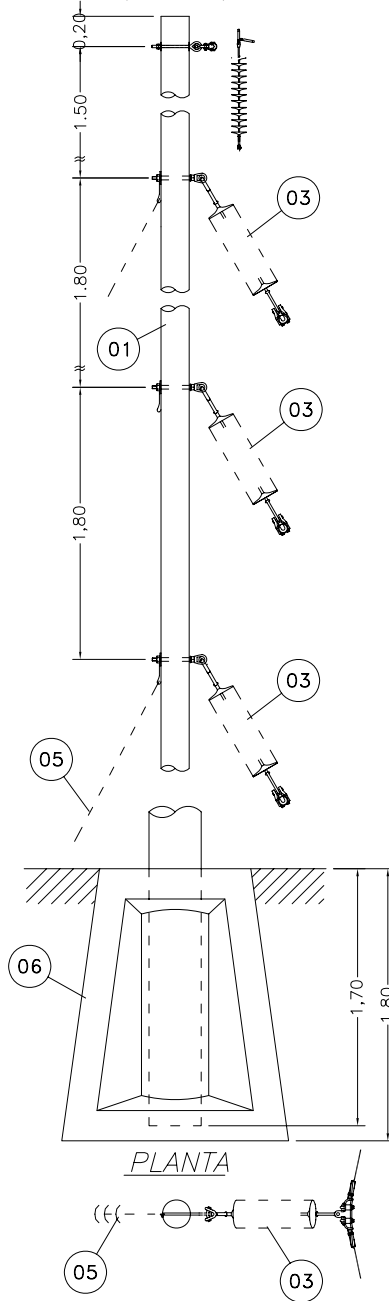
**ARMADO "A1sc"**

(7°-30°)



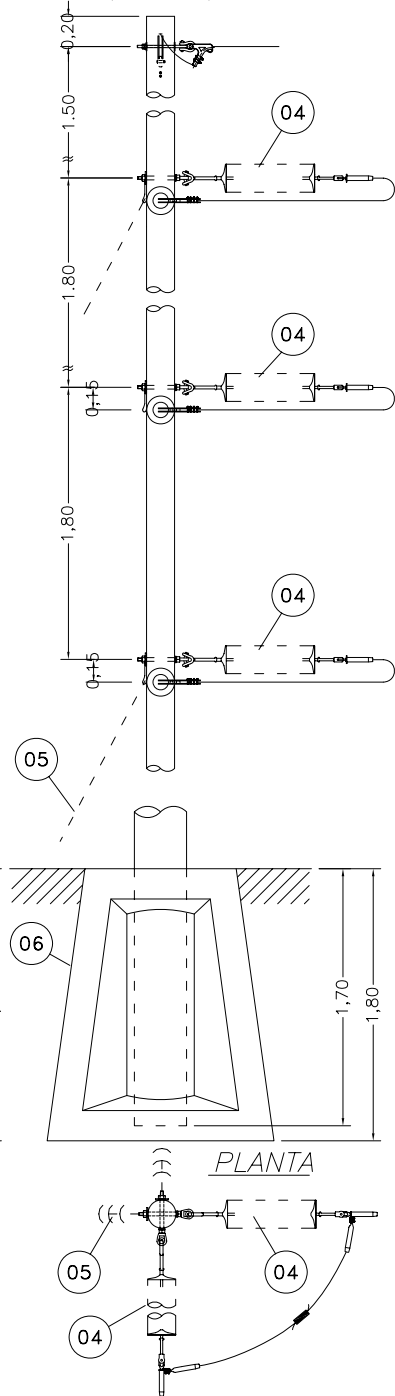
**ARMADO "A2sc"**

(30°-60°)



**ARMADO "A3sc"**

(60°-90°)



	A1sc	A2sc	A3sc			A1sc	A2sc	A3sc	
04	-	-	6	Cadena de aisladores de anclaje.					
03	3	3	-	Cadena de aisladores de suspensión.	07	Glb.	Glb.	Glb.	Accesorio de cable de guarda y ferretería.
02	3	-	-	Extensor de ángulo para cadena de aisladores	06	1	1	1	Base de concreto armado pre-fabricado
01	1	1	1	Poste de concreto armado 17m, 500kg	05	2	3	6	Retenida y accesorios.
N°	CANT.	CANT.	CANT.	DESCRIPCION	N°	CANT.	CANT.	CANT.	DESCRIPCION



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
**FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA**

**TESIS :** ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 138kV SAN GABÁN-MAZUKO Y 66kV MAZUKO-PUERTO MALDONADO Y SUBESTACIONES

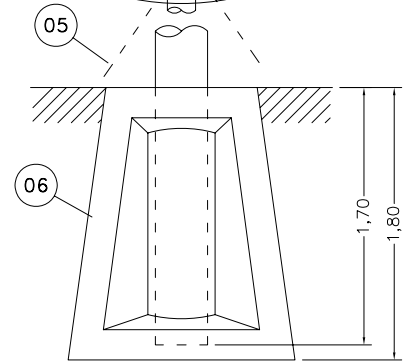
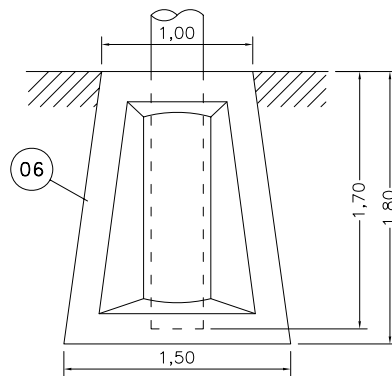
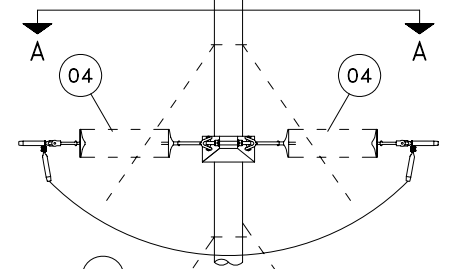
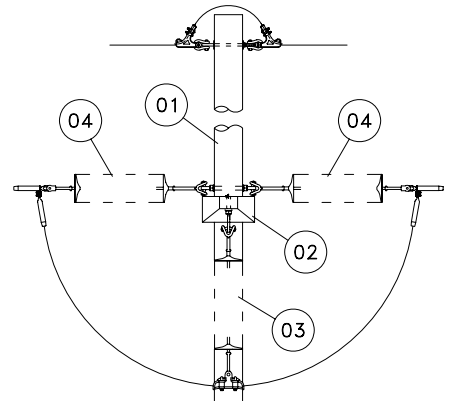
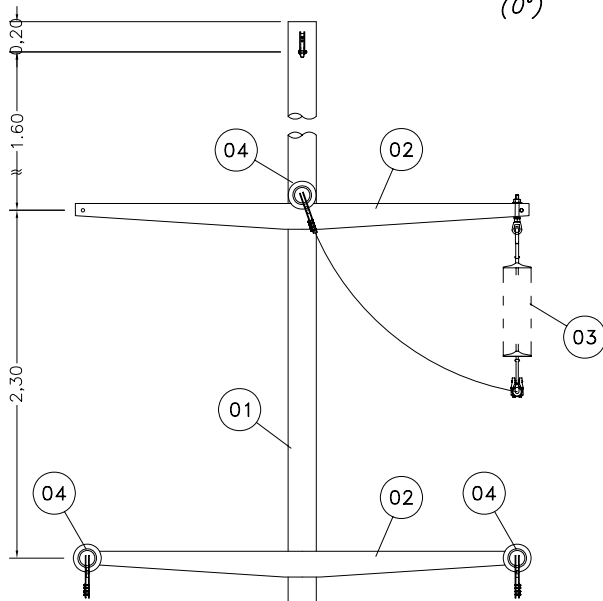
**PLANO :** ESTRUCTURA DE ANGULO TIPOS "A1sc" (7°-30°), "A2sc" (30°-60°) Y "A3sc" (60°-90°) **ANEXO N°**

**DIS. :** ELMER G. SULLCA ZAPATA **REV. :** JOSÉ M. RABANAL ABANTO **FECHA:** MAYO-2007 **L66-02**

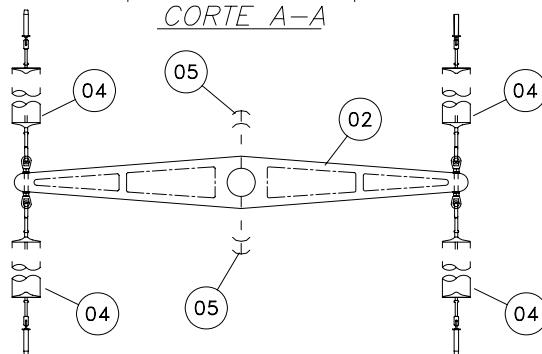
**APR. :** JOSÉ M. RABANAL ABANTO **DIB. :** ELMER G. SULLCA ZAPATA **ESCALA:** 1/50

# ARMADO "Rsc"

(0°)



CORTE A-A



04	6	Cadena de aisladores de anclaje.			
03	1	Cadena de aisladores de suspensión.	07	Glb.	Accesorio de cable de guarda y ferretería.
02	2	Cruceta de concreto de 3,0 m, 700kg	06	1	Base de concreto armado pre-fabricado
01	1	Poste de concreto armado 17m, 500kg	05	4	Retenida y accesorios.
N° CANT.		DESCRIPCION	N° CANT.		DESCRIPCION



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 138kV  
SAN GABÁN-MAZUKO Y 66kV MAZUKO-PUERTO MALDONADO Y SUBESTACIONES

PLANO : ESTRUCTURA DE RETENSIÓN  
TIPO "Rsc" (0°-15°)

ANEXO N°

DIS. : ELMER G. SULLCA ZAPATA

REV. : JOSÉ M. RABANAL ABANTO

FECHA: MAYO-2007

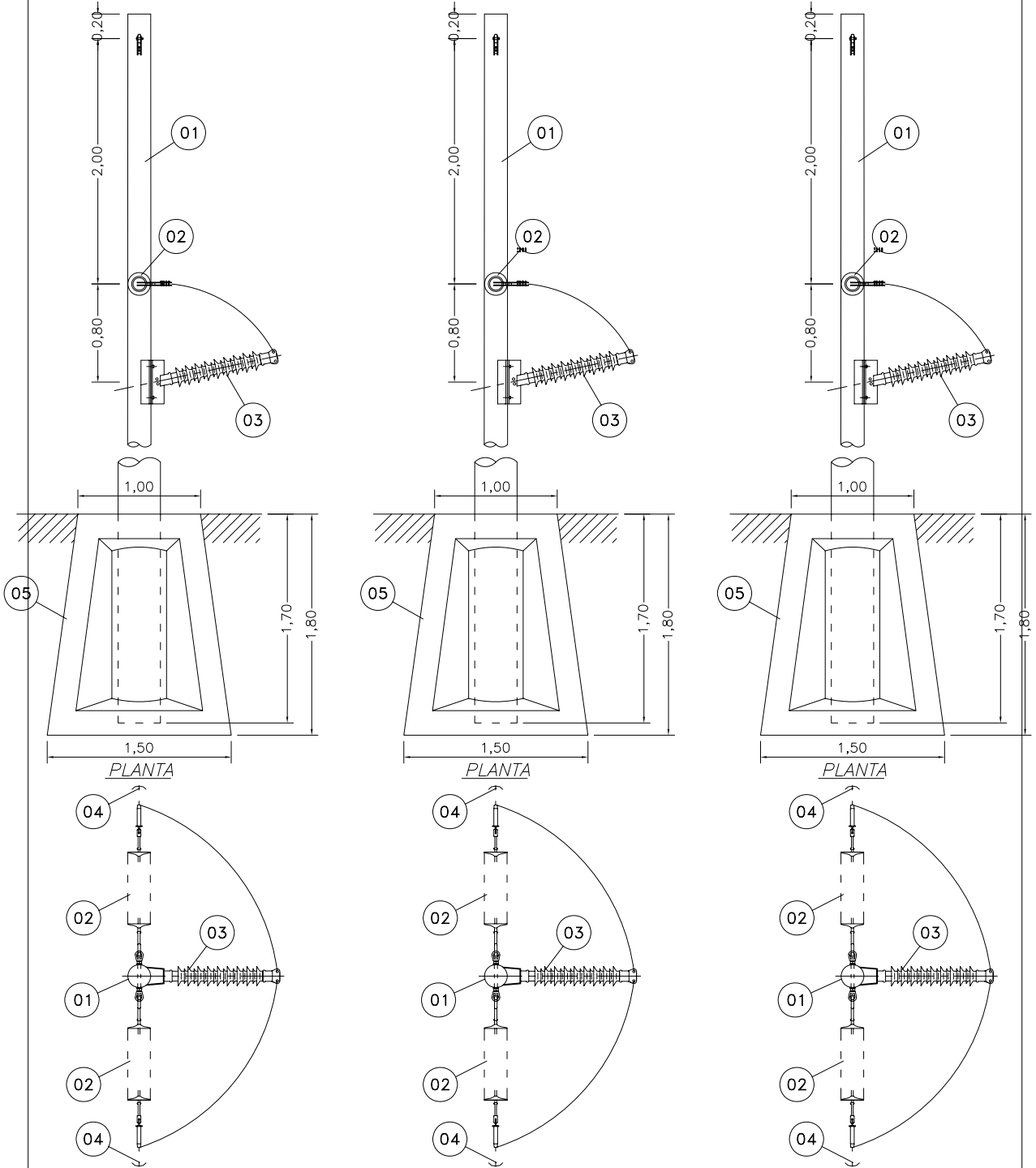
L66-03

APR. : JOSÉ M. RABANAL ABANTO

DIB. : ELMER G. SULLCA ZAPATA

ESCALA: 1/30

**ARMADO "Esc"**  
(0°-90°)



03	3	Aislador tipo poste vertical 60kV	06	Glb.	Ferretería.
02	6	Cadena de aisladores de anclaje	05	3	Base de concreto armado pre-fabricado
01	3	Poste de concreto armado 16m, 500kg	04	6	Retenida y accesorios.
N°	CANT.	DESCRIPCION	N°	CANT.	DESCRIPCION



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
**FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA**

**TESIS :** ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 138kV SAN GABÁN-MAZUKO Y 66kV MAZUKO-PUERTO MALDONADO Y SUBESTACIONES

**PLANO :** ESTRUCTURA ESPECIAL  
TIPO "Esc" (0°-90°)

**ANEXO N°**

**DIS. :** ELMER G. SULLCA ZAPATA

**REV. :** JOSÉ M. RABANAL ABANTO

**FECHA:** MAYO-2007

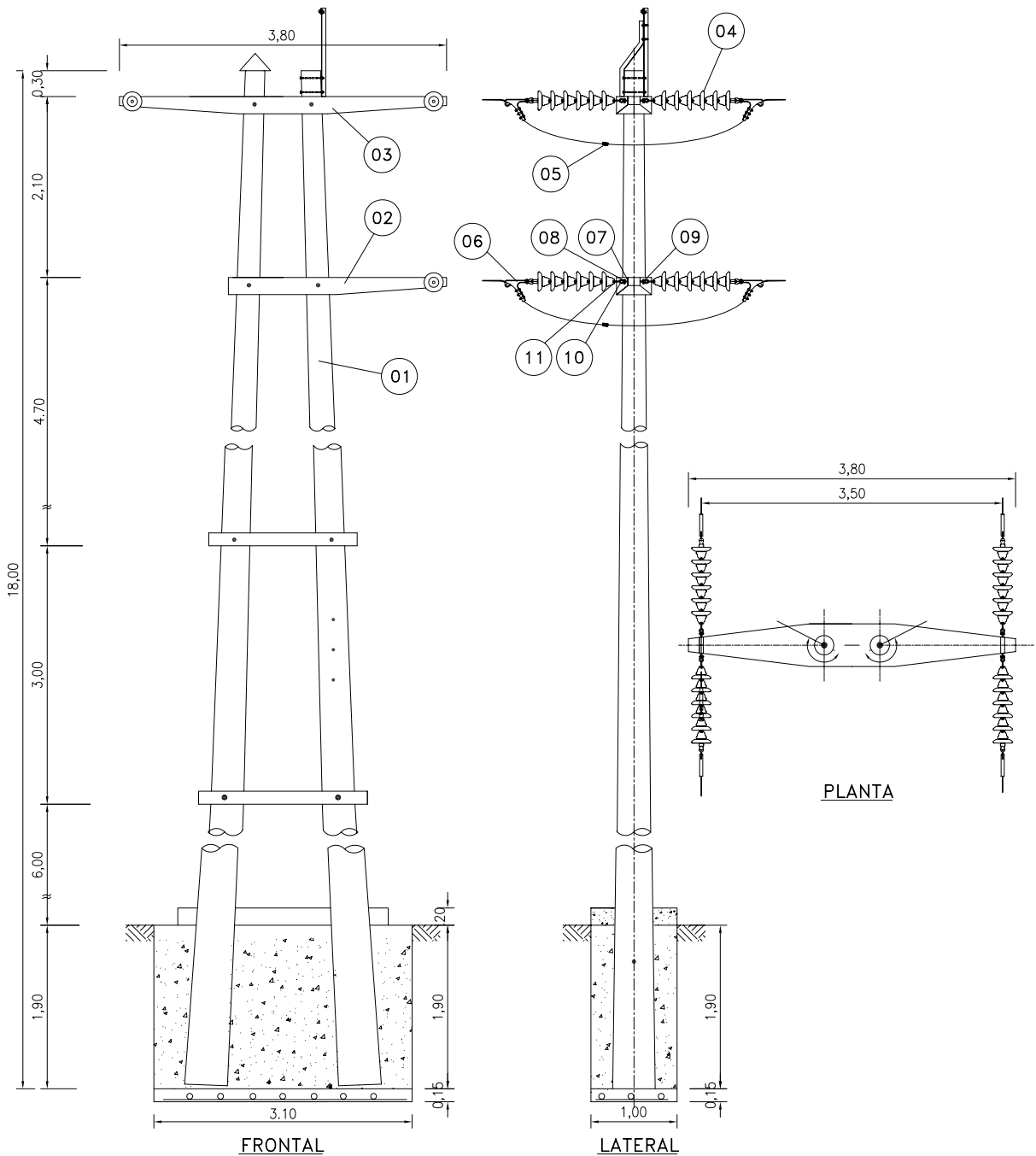
**L66-04**

**APR. :** JOSÉ M. RABANAL ABANTO

**DIB. :** ELMER G. SULLCA ZAPATA

**ESCALA:** 1/50

## ESTRUCTURA DE ANCLAJE BIPOSTE TIPO "R"



06	6	Grapa de anclaje tipo compresion para conductor AAAC 120mm <sup>2</sup> /70mm <sup>2</sup>			
05	3	Conector de doble via para conductor AAAC 120mm <sup>2</sup> /70mm <sup>2</sup>	11	6	
04	6	Cadena de aisladores de porcelana, tipo anclaje	10	6	
03	1	Cruceta de CAC de 3,80m de longitud, con 2 agujeros para poste CAC	09	3	
02	1	Mensula de concreto armado, con 2 agujeros para poste CAC	08	3	
01	2	Poste de CAC 18 m/500 daN con perilla de concreto	07	6	
N° CANT.	DESCRIPCION		N° CANT.	DESCRIPCION	



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
**FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA**

**TESIS :** ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 138kV SAN GABÁN–MAZUKO Y 66kV MAZUKO–PUERTO MALDONADO Y SUBESTACIONES

**PLANO :** ESTRUCTURA DE ANCLAJE BIPOSTE TIPO "R"

**ANEXO N°**

**DIS. :** ELMER G. SULLCA ZAPATA

**REV. :** JOSÉ M. RABANAL ABANTO

**FECHA:** MAYO-2007

**L66-05**

**APR. :** JOSÉ M. RABANAL ABANTO

**DIB. :** ELMER G. SULLCA ZAPATA

**ESCALA:** 1/50

## BIBLIOGRAFÍA

- Electrical Trasmisión and Distribution –Reference Book-Westing House Electric Corporation.
- Desing Guide for Rural Substations –RUS Bulletin –1724-300
- Análisis de Sistemas de Potencia- John Grainger y Willian Stevenson.
- REA Bulletin 62-1 “Desing Manual for High Voltage Transmission Lines”
- NESC C2-1997 “Nacional Electrical Safety Code” NESC Handbook
- Manual de diseño “Redes Energía Eléctrica” Parte II: Líneas de Transmisión ENDESA-Departamento Eléctrico
- Manual de diseño “Projetos Mecánicos das Linhas Aéreas de Transmissao”
- Transmission Products “Maclean Power System”
- Manual de diseño “Diseño de Lineas de Transmisión Aereas a Altas Tensiones” Ing. Hernan Untiveros Zaldivar