

REPUBLICA DEL ECUADOR
SECRETARIA GENERAL DEL CONSEJO
DE SEGURIDAD NACIONAL
INSTITUTO DE ALTOS ESTUDIOS
NACIONALES



(VIII CURSO SUPERIOR DE SEGURIDAD NACIONAL
Y DESARROLLO

TRABAJO DE INVESTIGACION INDIVIDUAL

INTERCONEXION ELECTRICA DE LA ZONA NOR-ORIENTAL
DEL PAIS Y DE LAS ESTACIONES DE BOMBEO DEL OLEO-
DUCTO ECUATORIANO AL SISTEMA NACIONAL

ING. ARTURO BARROS P.

1990 - 1991

INDICE GENERAL

<u>CONTENIDO</u>	<u>PAG.</u>
CAPITULO I. ANTECEDENTES	1
1. ANTECEDENTES	1
1.1. Marco Legal	1
1.2. Area de Influencia y Características de la zona	2
1.2.1. Area de Influencia	2
1.2.2. Características de la Zona	2
1.2.2.1. Aspecto Fisiográfico	2
1.2.2.2. Aspecto Psicosocial	7
1.2.2.3. Aspecto Económico	10
1.2.2.4. Aspecto Militar	15
1.3. Evolución de las Areas de Influencia	15
1.3.1. Campo Político	16
1.3.2. Campo Económico	16
1.3.3. Campo Psicosocial	19
1.3.4. Campo Militar	20
CAPITULO II. ESTUDIO DEL MERCADO ELECTRICO	21
2.1. Consideraciones Generales	21
2.1.1. Sector Petrolero	22
2.1.1.1. Sistema de Bombeo de Petróleo Crudo	22
2.1.1.2. Sistema de Bombeo a Gas	23

2.1.1.3. Sistema de Refinación	24
2.1.1.4. Sist.Petroecuador-Texaco	25
2.1.1.5. Sistema Aislado	25
2.1.2. Sector Poblacional	25
2.2. Proyección de la Potencia y Energía del Area de Influencia	26
2.2.1. Sector Poblacional	26
2.2.2. Proyección de la Potencia y Energía Sector Petrolero	31
2.2.2.1. Estaciones de Bombeo Petróleo Crudo	31
2.2.2.2. Estaciones de Bombeo a Gas	34
2.2.2.3. Instalaciones Petroecuador-Texaco	35
2.2.2.4. Sistema Aislado	36
2.2.2.5. Resumen General	36
CAPITULO III. ALTERNATIVAS DE SOLUCION	57
3. ALTERNATIVAS DE SOLUCION	57
3.1. Selección de la mejor alternativa	58
3.1.1. Criterios Utilizados	58
3.1.2. Evaluación de alternativas	59
CAPITULO IV. JUSTIFICACION DEL PROYECTO	66
4. JUSTIFICACION DEL PROYECTO	66
4.1. Evaluación Económica del Proyecto	66
4.1.1. Valor Presente Neto	66

4.1.2. Tasa Interna de Retorno	66
4.1.3. Relación Beneficio-Costo	67
4.1.3.1. Sistema de Transmisión a 230 KV	67
4.1.3.2. Sistema Eléctrico Existente	68
4.2. Valor Presente de los Costos y Beneficios del Proyecto	68
4.3. Análisis de los Costos y Beneficios del Proyecto	70
4.3.1. T.I.R. variando precio del KWH	73
4.4. Consideraciones Sociales	75
 CAPITULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	 102
5.1. Conclusiones	102
5.2. Recomendaciones	105

INDICE DE CUADROS

<u>CONTENIDO</u>	<u>PAG.</u>
CAPITULO II	
1. Sistema de Bombeo de Petróleo Crudo	38
2. Proyección Potencia y Energía Sistema de Bombeo de Petróleo Crudo	39
3. Sistema de Bombeo a Gas	40
4. Proyección Potencia y Energía : Sistema de Bombeo a Gas	41
5. Proyección Potencia y Energía : Sistema Petroecuador	42
6. Proyección Potencia y Energía : Sistema Aislado	43
7. Proyección Población : Provincia Sucumbios	44
8. Proyección Potencia y Energía : Lago Agrío	45
9. Proyección Potencia y Energía : Lumbaqui	46
10. Proyección Potencia y Energía : Shushufindi	47
11. Resumen Proyección Potencia y Energía : Sector Poblacional	48
12. Proyección Potencia y Energía como Centros de Interconexión Eléctrica: Papallacta	49
13. Proyección Potencia y Energía como Centros de Interconexión Eléctrica: Baeza	50
14. Proyección Potencia y Energía como Centros de Interconexión Eléctrica: Coca Jivino Verde, El Salado	51
15. Proyección Potencia y Energía como Centros de Interconexión Eléctrica: Lumbaqui	52

16. Proyección Potencia y Energía como Centros de Interconexión Eléctrica: Lago Agrio	53
17. Proyección Potencia y Energía como Centros de Interconexión Eléctrica: Shushufindi	54
18. Proyección Potencia y Energía como Centros de Consumo : Sistema Aislado	55
19. Resumen de Proyección Potencia y Energía Area de Influencia: Sector Poblacional y Petrolero	56

CAPITULO III

1. Evaluación de Parámetros Inversiones nivel 138 KV y 230 KV	61
---	----

CAPITULO IV

1. Inversiones y Gastos de Operación y Mantenimiento de los Motores Eléctricos	79
2. Evaluación de Parámetros Sistema 230 KV	80
3. Costo de la Generación Térmica Existente	81
4. Evaluación de Parámetros de Energía Eléctrica y Petróleo	82
5. Valor presente del Proyecto de Transmisión 230 KV (6%)	83
6. Valor presente del Proyecto de Transmisión 230 KV (8%)	84
7. Valor presente del Proyecto de Transmisión 230 KV (10%)	85
8. Valor presente del Proyecto de Transmisión 230 KV (12%)	86
9. Sistema Transmisión 230 KV. Valor Presente de : Energía Consumida y Pérdidas de Energía	87
10. Valor presente de Motores Eléctricos : 6%	88
11. Valor Presente de Motores Eléctricos : 8%	89

12. Valor Presente de Motores Eléctricos : 10%	90
13. Valor Presente de Motores Eléctricos : 12%	91
14. Sistema Existente Valor Presente de : Consumo de Petróleo, Diesel y Gastos de Operación y Mantenimiento	92
15. Costos Proyecto de Transmisión a 230 KV : 6%	93
16. Beneficios Proyecto de Transmisión a 230 KV : 6%	94
17. Costos Proyecto de Transmisión a 230 KV : 8%	95
18. Beneficios Proyecto de Transmisión a 230 KV : 8%	96
19. Costos Proyecto de Transmisión a 230 KV : 10%	97
20. Beneficios Proyecto de Transmisión a 230 KV : 10%	98
21. Costos Proyecto de Transmisión a 230 KV : 12%	99
22. Beneficios Proyecto de Transmisión a 230 KV : 12%	100
23. Resumen de Costos y Beneficios del Proyecto de Transmisión	101

INDICE DE GRAFICOS

<u>CONTENIDO</u>	<u>PAG.</u>
CAPITULO III	
1. Sistema de Transmisión Nororiental 138 KV.	62
2. Sistema de Transmisión Nororiental 230 KV.	63
3. Niveles de Voltaje Sistema 138 KV.	64
4. Niveles de Voltaje Sistema 230 KV.	65

INTRODUCCION

La energía eléctrica en la actualidad se ha convertido en la base fundamental para el desarrollo y progreso de los pueblos; significa un elemento de producción, de adelanto, de evolución. Además es un elemento que contribuye a la comodidad y descanso. Se puede decir, sin temor a equivocarse, que la vida moderna de la sociedad depende en un altísimo grado de la energía eléctrica, casi no existe actividad humana que no esté ligada directa o indirectamente a este servicio.

El proceso de transformación energética a partir de las caídas de agua, del recurso petrolero, de la radioactividad, de la energía solar, del carbón, de la energía geotérmica, etc., en electricidad requiere de alta tecnología y, hoy en día, la ciencia ha superado casi todas las limitaciones físicas, la única limitación que en muchas ocasiones y especialmente en la actualidad no ha podido superar es el factor económico financiero.

El desarrollo armónico de un país depende del suministro de varios servicios básicos y estratégicos entre los que se encuentra la energía eléctrica; es por ello que el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) consciente de su responsabilidad está interesado en analizar la factibilidad de construir una línea de

transmisión a la zona nororiental con un triple propósito, el primero suministrar energía eléctrica en la calidad y cantidad que requiere la zona en estudio, el segundo sustituir la generación térmica del sector petrolero y poblacional por energía del Sistema Nacional Interconectado, la misma que para determinadas horas del día y especialmente en la época de invierno es de origen hidráulico y, el tercero contribuir al proceso de desarrollo socio-económico de la zona.

La zona nororiental tiene características especiales en cuanto se refiere a la actividad agropecuaria, forestal, industrial, comercio y turismo; alberga a una población joven que puede aportar al desarrollo socio-económico del área analizada, lamentablemente la falta de atención de los poderes públicos se ha convertido en un denominador común, lo cual ha impedido que esta zona se desarrolle al mismo ritmo que las otras áreas del país, y las obras de infraestructura que existen en la actualidad se realizaron para explotar el petróleo.

La zona nororiental es la única del país que en la actualidad no está interconectada al Sistema Nacional de INECEL anotándose que entre las causas principales para esta situación es que ésta zona está alejada de la red nacional (170 Km) y su acceso es muy difícil debido a las características especiales del terreno, por lo que el

desarrollo de este servicio ha sido puntual y al momento sólo se lo brinda básicamente en los principales centros poblados. Este servicio se lo realiza mediante la operación de grupos térmicos cuya capacidad muchas veces resulta insuficiente e insegura para abastecer los requerimientos de la zona, lo que ha motivado desconfianza por parte de la población y también de los empresarios que consideran un riesgo muy elevado invertir en una zona que no tiene seguridad en el abastecimiento de este importante servicio.

Para terminar este preámbulo quiero mencionar que otra razón adicional que justifica la realización de este proyecto es aquélla que tiene que ver con el aspecto estratégico militar, puesto que contar con un sistema eléctrico cuyos usos son múltiples en forma permanente y segura facilitará la ejecución de actividades relacionadas con la defensa de nuestro territorio, permitiendo una mayor presencia de las fuerzas civiles y militares en ésta área.

CAPITULO PRIMERO

1. ANTECEDENTES

1.1. MARCO LEGAL

El suministro de energía eléctrica en el país está regulado por la Ley Básica de Electrificación aprobada mediante Decreto Supremo No. 1042 y publicado en el Registro Oficial No. 387 del 10 de Septiembre de 1973.

Para propósitos de nuestro objetivo señalaré las disposiciones fundamentales de la Ley mencionada y que tienen que ver con el aspecto del suministro de energía eléctrica a la zona nororiental.

Art. 1o. El suministro de energía eléctrica es un servicio de utilidad pública de interés nacional.

Art. 2o. Es deber del Estado satisfacer las necesidades de energía eléctrica en el país, mediante el aprovechamiento eficiente de los recursos naturales de conformidad con el Plan Nacional de Electrificación.

Art. 3o. Es atribución privativa del Estado que la ejercerá a través del Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, para estos fines, el Estado podrá celebrar contratos de prestación de

servicios y otorgar permisos.

Art. 7o. El Instituto Ecuatoriano de Electrificación es persona jurídica de derecho público con patrimonio y recursos propios, autonomía económica administrativa, con sede en la Capital de la República y adscrita al Ministerio de Energía y Minas.

1.2. AREA DE INFLUENCIA Y CARACTERISTICAS DE LA ZONA

1.2.1. Area de Influencia

El área de influencia del proyecto de Interconexión Eléctrica comprende a las provincias de Sucumbios con una extensión de 18.000 km. cuadrados y Napo con una superficie de 33.020 km. cuadrados.

1.2.2. Características de la Zona

1.2.2.1. Aspecto Fisiográfico

a) Orografía.- El área de influencia tiene relieves muy variados, allí se encuentran áreas volcánicas explosivas, cuencas sedimentarias y zonas formadas por aluviones.

La estructura general del relieve se relaciona con la formación de la Cordillera de los Andes sobre la línea de encuentro de las dos placas subterráneas de movimientos opuestos, la primera que corresponde al Guyano Brasileiro y la segunda a la Océánica.

Su análisis debe hacerse relacionándolo con la zona correspondiente al Oriente Alto la cual se caracteriza por tener un relieve montañoso con terreno muy consistente; en las estribaciones de esta zona encontramos suelos inestables susceptibles a la erosión, aquí encontramos alturas que van desde los 800 a 3.500 metros sobre el nivel del mar.

En cambio la zona correspondiente al Oriente Bajo se caracteriza por tener un relieve moderado, y en general se extiende debajo de los 800 metros de altura hasta los límites con Colombia y Perú es decir lo que constituye la denominada llanura amazónica.

b) Hidrografía.- La zona de influencia está formada por varios ríos, los cuales desembocan en el Amazonas, entre los más importantes podemos mencionar el San Miguel y el Putumayo ubicados al norte, el Aguarico, el Napo, el Coca, el Tiputini, el Yasumí y el Cononaco.

El río San Miguel afluente del Putumayo, en gran parte sirve de límite con Colombia, este río permite la navegación de canoas con motor fuera de borda.

El río Putumayo es un río internacional; desde su origen hasta la confluencia del Cuembí es Colombiano, de allí hasta la confluencia con el Guepí es Ecuatoriano, desde el Guepí hasta el Trapecio de Leticia es colomboperuano y

luego hasta la desembocadura en el Amazonas es brasilero, este río es navegable y es utilizado como una importante vía de comunicación fluvial.

El río Aguarico tributario del Napo desde su nacimiento hasta Lumbaqui no es navegable, y desde Lumbaqui hasta su desembocadura en el Putumayo es navegable para barcas con motor fuera de borda.

El río Napo es el más importante del Oriente, nace en el Cotopaxi y antes de internarse en la región amazónica recibe las aguas del río Mulatos, es navegable desde la confluencia con el río Anza. Toma una dirección nororiental hasta encontrarse con el Puyamino y Coca, hacia el suroriente recibe el tributo del Aguarico en el límite con el Perú, también recibe como tributo a los ríos Arajuno, Tiputini y Yasuní cerca de cuya desembocadura se levanta la población de Nuevo Rocafuerte.

El río Coca es uno de los afluentes del río Napo, este río ha cobrado gran importancia por dos hechos, el primero porque allí se construirá la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair y el segundo porque en sus cercanías se ha encontrado pozos petroleros.

c) Clima.- La zona en estudio tiene un clima variado que va desde el frío intenso hasta el tropical. Al pie del Alto Oriente con alturas que pasan los 500 metros tiene una

temperatura de 25°C aproximadamente, pero es una zona de grandes precipitaciones atmosféricas tornando su clima en super húmedo. La región del Bajo Oriente corresponde a la llanura amazónica que tiene una temperatura que a veces sobrepasa los 38°C y mantiene una humedad de 80% y 90% alcanzando una precipitación fluvial anual de 4000 mm a 600 mm; en resumen podemos indicar que exceptuando la zona del Alto Oriente el clima es húmedo y caliente.

d) Vegetación.- La vegetación es milenaria y exuberante a través de la cual el sol pasa con dificultad. Entre los productos agrícolas que encontramos en la zona cabe destacar los siguientes: café, palma africana, maíz duro, cacao, caña de azúcar, banano, naranjilla, naranja, yuca, etc.

Esta zona es también propicia para los pastos y la cría de ganado de carne principalmete vacuno, porcino, cabrino, avícola, etc.

Existe una gran variedad de maderas finas, plantas medicinales, textiles, tintóreas, palmeras, arbustos entre los que se destacan el caoba, el guayacán, el caucho, el cedro, el laurel, el canelo, el roble, la tagua, la zarza parrilla, entre otras.

e) La Pluviselva Nororiental.- La vegetación de una zona depende del clima reinante en el lugar y del suelo sobre el

cual se asienta, la amazonía en pleno trópico eclosiona en múltiples especies vegetales, pero tiene su talón de Aquiles en el subsuelo. El ecosistema de la amazonía se considera frágil por la pobreza de su suelo carente de la suficiente reserva de nutrientes para permitir la reforestación del bosque después que haya sido talado.

La pluviselva puede sufrir perturbaciones tales como: caída natural de los árboles, tala del bosque, tala y quema de la vegetación con explotación agrícola temporal y limpieza del monte con maquinaria. Todas estas alteraciones producen un desequilibrio del ecosistema, por Ej. la tala de árboles, produce un duro golpe a los amfíferos, aves, e insectos portadores de polen y semillas lo que se traduce en un obstáculo para la regeneración de la zona afectada.

El efecto total de las operaciones, tala, quema, escarda y explotación agrícola que puede darse en la amazonía en forma indiscriminada desactiva los mecanismos disponibles para el restablecimiento de la vegetación. Además de la eliminación de los mecanismos de la regeneración, es preocupante la pérdida de nutrientes cuando el suelo es sometido a un tratamiento agrícola indiscriminado, lo cual contribuye aún más a la fragilidad del lugar.

En general cualquier perturbación que sufra un área similar a la amazonía cambiará su ecosistema.

Lo manifestado permite hacer un llamado de alerta a los organismos del Estado que tienen que ver en el tratamiento de la amazonía como son: El Ministerio de Agricultura y Ganadería, el Instituto de Reforma Agraria, Instituciones que deben hacer un profundo análisis de la zona, a fin de que la acción colonizadora no vaya a destruir el ecosistema de la amazonía, que su acción sea orientadora y fácil en la explotación agrícola, de suerte que se siga manteniendo el equilibrio natural de la pluviselva.

1.2.2.2. Aspecto Psicosocial

a) Población.- La población es un fenómeno social dinámico que responde a un proceso el cual obedece a los factores que intervienen a través del tiempo, es así que históricamente se establece que 50 años a.c. se desarrolló en la zona la cultura Yasuni, 500 años d.c. la cultura Tiaguacuno y posteriormente entre los 1200 - 1500 años d.c. la cultura Napo. Sin duda estas culturas constituyen el antecedente de las poblaciones indígenas existentes en nuestra amazonía.

La población actual de las dos provincias en su gran mayoría es fruto de la acción colonizadora que a través del tiempo ha venido desarrollándose en dichas provincias, las cuales llegaron de todas las latitudes del país, entre ellas vale la pena resaltar a los pobladores oriundos de

las provincias de Loja y Pichincha (Santo Domingo de los Colorados), en este proceso vale la pena mencionar la influencia de los ciudadanos colombianos que se han asentado en la zona y que constituyen un grave problema principalmente en la faja fronteriza, en razón de que constituyen una amenaza para la Seguridad Nacional al establecerse un enclave étnico colombiano, y más aún su presencia deteriorará la situación sicosocial de la población debido a que su actividad económica está orientada al tráfico de drogas.

La población estimada a 1989 de los principales centros poblados es la siguiente:

Provincia de Sucumbíos	67.557 Hab.
- Nueva Loja	40.895 Hab.
- Puerto El Carmen	4.580 Hab.
- Shushufindi	12.149 Hab.
- El Dorado de Cascales	6.797 Hab.
- La Bonita	3.136 Hab.
Provincia del Napo	104.851 Hab.
- Tena	33.784 Hab.
- Archidona	19.324 Hab.
- Puerto Fco. de Orellana	36.349 Hab.
- Joya de los Sachas	5.857 Hab.
- Nuevo Rocafuerte	3.819 Hab.
- El Chaco	5.718 Hab.

b) Vivienda.- Al igual que todas las regiones del país, en las provincias de Napo y Sucumbíos existe deficiencia de vivienda agudizados por los altos índices de migración hacia la zona, como resultados de las expectativas de oferta de trabajo y absorción de mano de obra por parte de la industria petrolera.

En relación a este aspecto en el documento que fuera presentado a las autoridades para la creación de la provincia de Sucumbíos se tiene la siguiente información: Provincia de Sucumbíos total de viviendas 7.336 de las cuales el 59% o sea 4.374 están ubicadas en Nueva Loja, el resto de viviendas están localizadas en las demás poblaciones.

Para el caso de la provincia de Napo se tiene un total de viviendas de 15.431, de las cuales 6.250 están ubicadas en el Tena y el resto en las demás poblaciones.

c) Salud.- La infraestructura existente es crítica, no hay programas adecuados para reducir los índices de mortalidad infantil, se puede calificar que la salud ocupa un lugar marginal en el desarrollo de la zona, exceptuando los planes nacionales de vacunación infantil los otros programas no responden a las expectativas requeridas.

Al respecto para 1987 se tenía los siguientes datos referenciales:

Mortalidad infantil 46.7 por cada mil nacidos
Mortalidad general 4.5 por cada mil habitantes
Mortalidad maternal 2.2 por cada mil habitantes

Las enfermedades más frecuentes son: paludismo, malaria, infecciones diarreicas, tuberculosis, infecciones dermatológicas y otras de origen tropical.

d) Educación.- En cuanto al sistema educativo el crecimiento de la población por el auge petrolero incrementó las necesidades educativas, el número de escuelas primarias y colegios secundarios son insuficientes para atender la demanda de la zona. No existen establecimientos para el nivel universitario.

1.2.2.3. Aspecto Económico

a) Minería.- La zona tiene un gran potencial minero, los recursos como: calizas, arcillas, yeso, oro y otros podrían constituir una alternativa válida para el desarrollo a corto, mediano y largo plazo para estas dos provincias.

b) Petróleo.- La producción de crudo del país durante el año de 1989 fue en promedio de 300.000 barriles diarios, esta producción se transporta a través de oleoductos secundarios hasta los tanques de almacenamiento de Nueva Loja para su posterior envío a Esmeraldas utilizando el oleoducto transecuatoriano. Existe también el oleoducto

Nueva Loja San Miguel alternativa al transecuatoriano para ser usado en caso de emergencia.

Las reservas probadas a 1990 alcanzan a 1.200 millones de barriles y se espera incrementarlas en un 20% mediante los trabajos de exploración que se están llevando a cabo por Petroecuador; de la información existente se deduce que las reservas petroleras con una producción diaria de 300.000 barriles se habrán agotado en 10 años.

c) Energía Eléctrica.- Esta zona está alejada de la red del Sistema Nacional Interconectado, es por eso que el desarrollo de este servicio ha sido puntual y el suministro se lo brinda básicamente a los principales centros poblados en base a generación térmica.

Se debe mencionar que para el caso de El Tena al momento ya se encuentra interconectado al Sistema Nacional de INECEL a través de la línea de transmisión Puyo - Tena a 69.000 voltios.

La generación térmica instalada en la zona alcanza a 14.205 KW, en la actualidad se está instalando la central Jivino de 10.000 KW compuesta de 4 grupos de 2.500 KW cada uno; de los cuales 2 ya están en funcionamiento, con esta central y las correspondientes líneas de transmisión y subestaciones se interconectarán las poblaciones de Jivino, Nueva Loja, Coca, Shushufindi con lo cual se solucionará

provisionalmente los problemas actuales producidos por la operación dispersa de grupos térmicos instalados en varias poblaciones.

d) Agricultura y Ganadería.- La zona presenta características especiales para la agricultura en razón de que su capa de humus es demasiado delgada, está entre 20 y 60 cm. de espesor lo que hace que no se la pueda explotar de acuerdo a su aparente potencialidad.

Las actuales áreas cultivadas se encuentran juntas a los caminos existentes. La única excepción es el cultivo de la palma africana para lo cual se hizo un análisis y estudio previos; en la actualidad se cuenta con 82.736 hectáreas en plena producción, en las cuales se cultiva café, palma africana, maíz duro, cacao, plátano y otros.

La zona se presta para la actividad ganadera especialmente vacuna existiendo alrededor de 80.000 hectáreas de pastos.

e) Forestal.- Existe 37'000.000 de hectáreas de bosques de los cuales 100.000 hectáreas tienen potencial productivo, lo restante corresponde a bosques protectores y áreas naturales; las especies comerciales que se explotan son: canelo, caoba, corcho, chanul, guayacán, cedro, balsa, bálsamo, malba, manzano y otros.

f) Industrias.- La industria es muy incipiente en la zona,

las únicas empresas que merecen mencionarse en este campo son: Palmoriente y Trafesa, además hay una empresa considerada como pequeña industria denominada Maderas de Oriente. La mayoría de los artesanos están dedicados a los trabajos de la madera.

La mayor actividad industrial de la región es el cultivo y procesamiento primario de la palma africana y al momento se produce aceite rojo con calidad para competir en el mercado internacional.

g) Comercio.- La carencia de infraestructura física especialmente de caminos vecinales dificulta el comercio de los productos que se dan en la zona, de todas maneras la producción del área se comercializa especialmente con Quito, Guayaquil y en general con las ciudades en donde se utilizaj la materia prima que se produce en la zona.

h) Turismo.- La zona cuenta con innumerables recursos naturales de extraordinaria potencialidad para el turismo, lamentablemente la falta de infraestructura ha impedido el desarrollo del turismo. Al respecto vale mencionar que entre las poquísimas empresas que desarrollan el turismo esta Flotec la misma que hace recorridos por los principales lugares del Oriente utilizando las vías fluviales.

i) Transporte.- La zona cuenta con las siguientes vías

principales:

Quito - Baeza - Nueva Loja - Sacha - Cononaco - Tarapoa - Tapishca; Baeza - Cosanga - Jondachi - Ollin - Guamani - Avila - Loreto - Payamino - Coca; Ambato - Baños - Puyo - Tena - Archidona - Baeza.

El sistema fluvial esta dado por los ríos: Napo, Coca, Aguarico, Payamino, Tiputini, San Miguel, Putumayo, Guepi, los mismos que son navegables desde su curso medio es decir cuando dejan de ser ríos de montaña, permiten la navegación de embarcaciones de hasta 60 toneladas.

La zona cuenta con unas 30 pistas de aterrizaje para avionetas; existen también varios campos de aviación. Las pistas de aterrizaje para avionetas están ubicadas en: Sacha, Tiputini, Yuca, Limoncocha, Nuevo Rocafuerte, Santa Cecilia, Puerto el Carmen, Putumayo y Dureno; entre los campos de aviación tenemos: El Tena, Pto. Fco. de Orellana, Nueva Loja, Tarapóa, los cuales sirven para aviones de la capacidad del Avro c-130, Búfalo y Foker.

También en diferentes lugares se encuentran helicópteros principalmente donde se perforan los pozos petroleros.

j) Telecomunicaciones.- En la zona existen 579 líneas telefónicas repartidas en El Tena, Archidona, Coca, Nueva Loja, Baeza. Este servicio no existe en las áreas rurales.

1.2.2.4. Aspecto Militar

a) Fuerza Terrestre.- La Fuerza Militar en esta región es muy importante, la integridad territorial y la soberanía de la nación son respetadas gracias a su presencia, el control del narcotráfico y la guerrilla se lo ha podido llevar a cabo con éxito en base a su organización y poder.

El área de las provincias de Sucumbios y Napo se encuentran bajo la responsabilidad del 19-BS Napo.

b) Fuerza Naval.- Tiene tres Capitanías de Puerto que dependen de la Dirección de Marina Mercante en tiempo de paz y de la 19-BS Napo en tiempo de guerra.

c) Fuerza Aérea.- La Fuerza Aérea no cuenta con bases aéreas únicamente la Dirección de Aviación Civil cuenta con unas 30 pistas de aterrizaje para avionetas y varios campos de aviación. En caso de conflicto armado se subordinan a la 19-BS Napo.

1.3. EVOLUCION DE LAS AREAS DE INFLUENCIA

El influjo de varios factores principalmente de los medios de comunicación social tales como: radio, prensa y televisión han logrado que la zona haya evolucionado en los últimos veinte años, debiendo mencionarse que su desarrollo se ha dado principalmente en los campos que a continuación se exponen.

1.3.1. Campo Político

Existe una participación mayoritaria del pueblo a través de las elecciones para la designación de sus gobernantes.

Los grupos étnicos indígenas de la amazonía están iniciando el proceso de integración a la vida nacional.

Existe una notable cooperación entre militares y civiles permitiendo una comunicación franca y oportuna.

Existe representación de las tres funciones del Estado: Ejecutivo, Legislativo y Judicial.

Existe una mayor conciencia cívica.

La mayoría de los partidos políticos se encuentran inscritos en el Tribunal Provincial Electoral.

1.3.2. Campo Económico

De la economía doméstica y precaria de la década de los sesenta, con la explotación petrolera a inicios de la década de los setenta, la actividad económica de la zona evoluciona rápidamente, se impulsa la instalación de servicios básicos tales como: carreteras, salud, educación, agua potable, electricidad, telecomunicaciones, etc. Los aspectos más importantes en este campo son:

a) Actividad Petrolera.- En el campo petrolero la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana hoy PETROECUADOR inició en 1972 la exploración sísmica de la región y en 1975 perfora su primer pozo, incorporando a la producción nacional hasta fines de 1986 alrededor de 450 millones de barriles de petróleo.

b) Energía Eléctrica.- La energía eléctrica ha ido evolucionando paulatinamente iniciándose con la instalación de grupos térmicos en zonas localizadas más importantes hasta tener en la actualidad generación eléctrica en la mayoría de los poblados de la provincia.

La actividad energética en el campo eléctrico ha ido evolucionando paulatinamente iniciándose con la instalación de grupos térmicos de operación localizados en los principales centros poblados.

La potencia instalada total bajo este procedimiento alcanza a 14.205 KW.

En la actualidad se está instalando la Central Jivino compuesta de cuatro grupos térmicos de 2.500 KW cada uno, dos están ya en operación, para complementar este sistema se están instalando las subestaciones y líneas de transmisión respectivas que permitirán en una primera etapa interconectar los centros poblados que en la actualidad son servidos localmente.

c) Actividad Agrícola Ganadera.- Esta actividad ha ido creciendo año a año y en la actualidad se cuenta con una superficie cultivable de 82.736 hectáreas en las cuales se cultiva café, palma africana, maíz duro, cacao en grano, plátano y otros.

En cuanto a la ganadería también se ha desarrollado especialmente el ganado vacuno para cuyo objeto existen unas 80.000 hectáreas de pasto; los tipos de ganado y el número de cabezas aproximado es como sigue: Bovino 150.000; porcino 130.000; ovino 1.200; caprino 220; caballos mulas y asnos 6.600.

d) Vialidad.- Las vías de penetración que han sido construidas como consecuencia de la actividad petrolera han permitido un mayor desarrollo; así las provincias de Sucumbios y Napo cuentan con una red vial terrestre de 1.200 km. compuestos por carreteras y vías de penetración. Sus principales artérias viales son: Quito - Baeza - Tena y la otra Quito - Baños - Puyo - Tena.

El transporte fluvial también ha evolucionado, en la actualidad se cuentan con lanchas equipadas con motores fuera de borda.

El transporte aéreo también ha crecido hoy se cuenta con 30 pistas de aterrizaje y varios aeropuertos siendo los principales Nueva Loja, Coca, Tena y Tarapóa.

e) Telecomunicaciones.- En las provincias de Napo y Sucumbios este servicio ha mejorado notablemente habiendose instalado 579 líneas telefónicas servicio que les ha permitido integrarse al desarrollo nacional.

f) Actividad Financiera.- El estado mantiene sucursales del Banco de Fomento en las ciudades de Nueva Loja, Puerto el Carmen, Tena, Baeza, cuya acción aporta al desarrollo de la región.

1.3.3. Campo Sico-Social

a) Educación.- La educación ha evolucionado constantemente, los programas educativos han ido avanzando cada vez más y en la actualidad han llegado a todas las zonas, su influencia va incrementándose así en el sector urbano el 75% de los niños asisten a la escuela primaria y en el rural el 50%.

En la actualidad la provincia del Sucumbios cuenta con 274 escuelas de las cuales 256 son fiscales y 18 particulares; en la provincia de Napo se tiene 243 escuelas fiscales y una particular.

La educación secundaria en la provincia de Sucumbios cuenta con 18 establecimientos y un Instituto Normal Bilingue.

La educación superior cuenta con la Universidad Particular Loja con las especializaciones de Ciencias Sociales y

Matemáticas.

b) Salud.- El área de la salud en la provincia en la actualidad es deficitaria debido principalmente a la baja cobertura de los servicios de infraestructura, a la falta de programas orientados a mejorar la salud, y especialmente a las condiciones socio-económicas de la población; sin embargo, se puede afirmar que esta actividad va evolucionando poco a poco, en la actualidad por ejemplo se ha dado impulso efectivo al Programa de Vacunación Infantil y, el Ministerio de Salud Pública tiene planificado ir desarrollando hacia el futuro algunos programas masivos que en la actualidad son deficitarios.

1.3.4. Campo Militar

En este campo es indudable el progreso que ha tenido la zona con la presencia militar el apoyo que está brindando a la ciudadanía es decisivo, en la actualidad existen Fuerzas Armadas Terrestres, Navales y Aéreas.

Así las Fuerzas Armadas Terrestres cuentan con la División de Selva Amazonas y las cinco Brigadas, una Compañía de Operaciones Especiales No. 19 y una Escuela de Selva.

La Fuerza Naval cuenta con tres Capitanías de Puerto.

CAPITULO II

2. ESTUDIO DEL MERCADO ELECTRICO

2.1. CONSIDERACIONES GENERALES

Uno de los factores básicos y fundamentales que tiene que considerar un proyecto eléctrico es el estudio del mercado de la zona de influencia, puesto que la viabilidad técnica-económica del mismo depende en gran medida de los valores requeridos tanto en potencia como en energía. Para el presente caso, he creído conveniente dividir el Estudio del Mercado en sectores y áreas cuyas variables eléctricas principales se irán mencionando para cada uno de los casos.

Como se indicó en el primer capítulo las áreas de influencia del proyecto son las provincias de Sucumbíos y parte del Napo, especialmente la primera, debido a que de cierta manera la provincia del Napo con su cabecera provincial Tena en la actualidad está interconectada con la Empresa Eléctrica Regional Centro-Norte y ésta a su vez con el Sistema Nacional Interconectado de INECEL, de suerte que, se puede afirmar que la provincia de Napo ya está beneficiándose de la energía producida por INECEL.

En cambio para la provincia de Sucumbíos en la cual se encuentra el Oleoducto Transecuatoriano y el Poliducto

Shushufindi-Quito, la producción de energía eléctrica se ha desarrollado en base a unidades de generación local movidos por motores de combustión interna que, para su funcionamiento, utilizan petróleo, que en la actualidad resulta sumamente honeroso por el alto costo de operación.

La situación económica de la operación sumada a otros factores, no ha permitido que el suministro de éste servicio se desarrolle de acuerdo a las necesidades requeridas por la zona, lo que indudablemente ha frenado su crecimiento. Los sectores que están influenciados por el Proyecto son: El sector petrolero y el sector poblacional.

2.1.1. Sector Petrolero

Constituido por el Sistema de Bombeo de Petróleo Crudo, por el Sistema de Bombeo a Gas, por el Sistema de Refinación y por el Sistema que para propósito del presente estudio se le ha denominado Aislado.

2.1.1.1. Sistema de Bombeo de Petroleo Crudo

Para el transporte de petróleo crudo Petroecuador dispone de varias estaciones de bombeo ubicadas en: Papallacta, Baeza, Salado, Lumbaqui y Lago Agrío.

La Estación Papallacta está compuesta de cinco motores (bombas) de 2.800 caballos de fuerza (H.P), un

transformador de 75KVA. y dos generadores de 400KW c/u; la potencia máxima requerida de acuerdo al funcionamiento del conjunto de equipos alcanza a 7.631KW.

La Estación Baeza es similar a la Estación de Papallacta, consecuentemente la potencia máxima total requerida alcanza a 7.631KW.

La Estación Lumbaqui está compuesta de cinco motores de 2.500 H.P, de un transformador de 75KW y de dos generadores de 400KW c/u, cuyo régimen de funcionamiento da como resultado una potencia máxima requerida de 6.477KW. Lumbaqui, consecuentemente la potencia máxima total requerida alcanza a 6.477KW.

La Estación del Salado está compuesta de cinco motores de 1.850 H.P, un transformado de 75KW, y dos generadores de 400KW c/u, cuyo régimen de funcionamiento da como resultado una potencia máxima requerida de 5.092 KW.

En resumen se concluye que la potencia máxima requerida para el Sistema de bombeo de Petróleo Crudo alcanza a 33.308KW con una energía consumida a nivel anual de 240.3 x 10 KWH valores que se pueden ver en detalle en el cuadro No. 1.

2.1.1.2. Sistema de Bombeo de Gas

Para el transporte del gas al igual

que en el caso anterior se han instalado varias estaciones de bombeo las cuales están ubicadas en : Shushufindi, Quijos, Osayaco, y Chalpi.

La Estación de Shushufindi está compuesta de cuatro motores de 1200 H.P. cada uno y dos generadores de 240 Kw cada uno, el régimen de funcionamiento de todos estos equipos da como resultado una potencia máxima de 2192.0 Kw.

Las Estaciones de Bombeo de Quijos, Osayaco y Chalpi son idénticas electricamente a la de Shushufindi, consecuentemente la potencia máxima requerida por cada una de estas estaciones es de 2192.0 Kw.

Resumiendo tenemos que que la potencia eléctrica requerida para el sistema de bombeo de gas a 1990 alcanza a 8768 Kw y un consumo de energía anual de 69.1×10 KWH conforme se puede ver en el cuadro No. 4

2.1.1.3. Sistema de Refinación

Petroecuador a través de su filial respectiva está operando la Refinería Amazonas cuya potencia máxima requerida para su funcionamiento es de 2000 Kw más 500 Kw para otros usos internos derivados esencialmente del proceso de refinación, el consumo de energía eléctrica a 1990 alcanzó a 23.2×10 KWH. Ver cuadro No.5

2.1.1.4. Sistema Petroecuador-Texaco

Este sistema está constituido por tres áreas, Lago Agrio, Shushufindi, y Sachas. Lago Agrio con una potencia requerida de 4000 Kw y un consumo anual de 35.0 Gwh, Shushufindi para el año de 1990 con una potencia requerida de 6653 Kw y una energía anual consumida de 58.3×10 KWH, Sachas con una potencia requerida de 2000 Kw y una energía anual consumida de 17.5×10 KWH. El detalle de las cifras indicadas se puede ver en el cuadro No 5.

2.1.1.5. Sistema Aislado

Este sistema está compuesto por los grupos térmicos de generación local ubicados en las zonas de Culebra, Yulebra, Auca, Yuca, Cononaco, Parijo, Tiguino, Pucuna las cuales operan aisladamente y que en total según información de Petroecuador representan unos 80 grupos térmicos con una potencia de operación de 300 Kw en promedio.

2.1.2. Sector Poblacional

Las zonas que están directamente influenciadas por el Proyecto son: Lago Agrio con sus poblaciones de Nueva Loja, Dureno y General Farfán; Lumbaqui con sus poblaciones Dorado de Cascales, Lumbaqui y San Pedro de los Cofanes; Jivino Verde con su población

Shushufindi y Coca con sus poblaciones Francisco de Orellana y San Sebastián.

En el presente análisis no se ha considerado la zona de Papallacta y Baeza, en razón de que a la presente fecha se encuentra recibiendo energía a través de la Empresa Eléctrica Quito, de suerte que indirectamente ya están interconectadas al Sistema Nacional de Inecel, por lo tanto no influyen en el Proyecto.

2.2. PROYECCION DE LA POTENCIA Y ENERGIA DEL AREA DE INFLUENCIA

Para llegar a determinar la potencia y energía requerida por el área de influencia del Proyecto he creído conveniente dividir en dos sectores, estos son el Poblacional y el Petrolero.

2.2.1. Sector Poblacional

Para llegar a determinar la potencia y energía que requieren las poblaciones influenciadas por el Proyecto fue necesario realizar en primer lugar la proyección de la población, cuya información básica para las zonas de Lago Agrio, Lumbaquí, y Shushufindi a efectos de darle mayor consistencia fue tomada del Informe de Viaje No.1 / I I.A.E.N. de Noviembre de 1990. Para el área del Coca en vista de no tener una información confiable se tomó

los datos disponibles por el INECEL. El detalle de las cifras indicadas se puede ver en el cuadro No 7.

En los cuadros Nos. 8, 9, 10, 11, se puede ver en detalle los valores calculados y proyectados para el sector poblacional cuyos criterios más importantes usados en dicha estimación son los siguientes:

a.- Se consideran únicamente las poblaciones que están cerca de la ruta de la línea de transmisión cuya factibilidad de interconexión tiene una alta probabilidad, por consiguiente las poblaciones que están muy alejadas de la línea han sido excluidas del Proyecto.

b.- Para la proyección de la potencia y energía se usaron las fórmulas tradicionalmente conocidas y que me permito ponerlas a continuación.

Proyección de la población $P_n = P_o(1+r)^n$ donde:

P_n = Población proyectada al año n

P_o = Población al año 1982 o al año 1989 .

r = Índice de crecimiento anual de la población que para el período 1982-1990 se consideró en 4.5% y para 1990-2000 4%

Habitantes por abonado $H_n = G \times 100 / P_{sn}$ donde:

H_n = Habitantes por abonado en el año n.

G = Índice de habitantes por abonado para la zona se acepta
6.0

Psn= Porcentaje de la población con servicio eléctrico.

Numero de abonados residenciales

Crn = Pn/ Hn(1+.5(C/R)) donde:

Crn = Número de abonados en el año n

Pn = Población estimada en el año n

Hn = Habitantes por abonado en el año n

C/R = Factor de relación en % entre abonados comerciales y residenciales en el año n, C/R para 1983 36.9% y para 2010 30%.

La determinación de valores anuales intermedios se realizan aplicando la fórmula siguiente:

$$(C/R) = (C/R)_{1983} - \frac{[(C/R)_{2010} - (C/R)_{1983}]}{X} \quad \text{in donde:}$$

X = Total de años proyectados contados desde 1.983 hasta 2.010= 27

in = Número de años desde 1.983 hasta el año n

Consumo por abonado residencial.

$$Rn = \left[R_{1983} + \frac{R_{2010} - R_{1983}}{X} \right] \text{in} * 12; \text{ donde:}$$

Rn = Cons. Residenc. en el año n

R_{1983} = Cons. Residenc. en el año 1.983 (66.8 Kwh/abon/mes)

R_{2010} = Cons. Residenc. en el año 2.010 (120.0 Kwh/abon/mes)

X = 27 años

i_n = Número de años desde 1.983 hasta el año n

12 = Número de meses por año

Consumo residencial total.

R_{nt} = $R_n \times C_{rn}$ (Kwh/año)

Número de consumidores comerciales

C_{cn} = $R_n (C/R)_n$; donde:

C_{cn} = Número de consumidores comerciales

R_n = Número de abonados residenciales

C/R = Relación entre consumidores comerciales y residenciales

Consumo por abonado comercial.

$$C_n = \left[C_{1983} + \frac{(C_{2010} - C_{1983})}{X} i_n \right] 12; \text{ donde:}$$

C_n = Consumo eléctrico en el año n

C_{1983} = Consumo eléctrico en 1.983 (68.1 Kwh/abon/mes)

C_{2010} = Consumo eléctrico en 2.010 (350.0 Kwh/abon/mes)

i_n = Número de años desde 1.983 hasta el año n

Consumo Comercial Total

C_{nt} = $C_{cn} \times C_n$ (Kwh/año)

Consumo otros Servicios

$$O_{nt} = P_n \left[O_{1983} + \frac{O_{2010} - O_{1983}}{x} \right] i_n \quad ; \text{ donde:}$$

P_n = Población total en el año n

O_{1983} = Consumo por habitante en 1.983 = 2.7 Kwh/hab

O_{2010} = Consumo por habitante en 2.010 = 20.0 Kwh/hab

i_n = Número de años desde 1.983 hasta el año n

x = 27 años

Consumo Industrial

$$I_n = (R_{nt} + C_{nt} + O_{nt}) Y_n \quad ; \text{ donde:}$$

I_n = Consumo industrial en el año n

R_{nt} = Consumo residencial en el año n

C_{nt} = Consumo comercial en el año n

O_{nt} = Consumo otros servicios en el año n

Y_n = Porcentaje de consumo industrial en el año n

Para determinar Y_n se utiliza la siguiente expresión:

$$Y_n = Y_{1983} + \frac{(Y_{2010} - Y_{1983})}{x} i_n \quad ; \text{ donde:}$$

Y_{1983} = Para el caso del nororiente = 0

Y_{2010} = 15%

i_n = Número de años desde 1.983 hasta el año n

x = 27 años

c.- Resumen de la Proyección Sector Poblacional

Una vez determinados los valores de potencia y energía eléctricas en base a la explicación de las fórmulas anotadas y que se pueden ver en los cuadros Nos. 6, 7, 8 y 9; se puede destacar los siguientes resultados: El consumo de energía eléctrica de las zonas correspondientes a Lago Agrio, Lumbaqui, Jivino Verde, Shushufindi y Coca; alcanza a 1.990 a 13.6×10 KWH con una demanda máxima de 8.230 KW, se espera que para el año 2.000 y de acuerdo a los valores determinados se llegue a un consumo de energía anual de 36.8×10 KWH con una demanda máxima de 17.700 KW, lo que quiere decir, que en energía se incrementará en 2.7 veces y en potencia 2.2 veces tomando como base el año de 1.990 y como año final el 2.000, los detalles de lo indicado se puede ver en el cuadro No. 11.

2.2.2. Proyección de la Potencia y Energía Sector Petrolero

2.2.2.1. Estaciones de Bombeo Petróleo Crudo

Las Estaciones de Bombeo están localizadas en Papallacta, Baeza, Salado, Lumbaqui y Lago Agrio. Papallacta se encuentra a una altura de 3.000 m., Baeza a 2.017 m., Salado a 1.285 m., Lumbaqui a 860 m. y Lago Agrio a 296 m. sobre el nivel del mar.

Las Estaciones de Bombeo están movidas por máquinas de

combustión interna que utilizan para su funcionamiento combustible crudo.

A partir de Mayo de 1.985 el país está produciendo 300.000 barriles diarios de petróleo, el consumo de las estaciones de bombeo para dicha producción de indica a continuación:

ESTACIONES DE BOMBEO	CONSUMO DE COMBUSTIBLE CRUDO (Barriles/año)
PAPALLACTA	93.000
BAEZA	93.000
SALADO	60.000
LUMBAQUI	78.000
LAGO AGRIO	78.000

TOTAL	402.000

Considerando la cantidad de crudo usado en las estaciones de bombeo es recomendable para el país sustituir este consumo mediante la utilización de la energía eléctrica producida por el Sistema Nacional de INECEL que durante 8 meses y especialmente en las horas de mínima demanda tiene exceso de producción energética de origen hidráulico, lo cual traería como consecuencia un ahorro importante para el país si se logra el reemplazo indicado.

El detalle de la proyección de la potencia y energía para

el bombeo de petróleo crudo se puede ver en el cuadro No. 2

El régimen de operación de los motores de las estaciones de bombeo de acuerdo a la información de Petroecuador es el siguiente:

3 unidades durante 24 horas diarias, y

1 unidad durante 6 horas diarias

El factor de carga de operación de los motores fue determinado de la siguiente manera:

$$F_c = \frac{3 \times 24 + 1 \times 6}{24 \times 4} = 0.81$$

El consumo de energía de cada una de las estaciones se determinó en base al uso de los equipos existentes en cada una de ellas y para el caso específico de los motores se calculó aplicando la siguiente expresión:

$$C_e = P \text{ máx} \times F_c \times 8.760$$

Las relaciones de conversión que se utilizan son:

1 H.P = 0.746 KW

1 Barril = 42 galones

Rendimiento máquinas combustión interna = 13 KWH/galon

Es importante señalar que no se ha considerado incrementar el volumen diario de transporte de 300.000 barriles a

400.000 barriles en razón de que en la actualidad Petroecuador no tiene perspectivas de hacerlo, por lo que en éste estudio esta posibilidad se excluye.

2.2.2.2. Estaciones de Bombeo Gas

El Poliducto Shushufindi-Quito tiene 4 estaciones de bombeo para el gas ubicadas en Shushufindi, Quijos (cerca de Lumbaqui), Osayaco (cerca de Baeza) y Chalpi (cerca de Papallacta). Todos los motores y generadores en estas estaciones utilizan combustible crudo para su operación.

Para la estimación de la potencia y energía de dichas estaciones se partió del año de 1.985 en el cual la operación normal de las bombas para el abastecimiento requerido se realizaba a base del funcionamiento de 3 unidades con una capacidad del 40% de su valor nominal, por lo que se ha previsto que cada año posterior a 1.985 su operación se incrementará en 10%, y para el consumo interno de uso general se ha estimado un incremento natural del 2% anual, esta situación se mantendrá hasta cuando la capacidad de los motores sea saturada.

Por consiguiente, el consumo de energía para las bombas en cada estación en 1.985 se determinó de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} E_m &= 3 \times 1.200 \text{ H.P} \times 0.746 \text{ KW/H.P} \times 0.40 \times 24 \text{ H/día} \times 365 \\ &\text{ días/año} = 9.410 \times 10 \text{ KWH.} \end{aligned}$$

El consumo anual para uso general en cada estación para el año de 1.985 alcanzó a 1.927×10 KWH.

En base a los parámetros indicados se proyectó la potencia y energía eléctricas para los años siguientes, cuyos resultados se pueden ver en los cuadros Nos. 4, 12, 13, 15 y 17.

2.2.2.3. Instalaciones Petroecuador-Texaco

La mayor producción de petróleo crudo está ubicada en Lago Agrio, Shushufindi y Sachas, su funcionamiento se basa en la operación de unidades térmicas que consumen petróleo, la sustitución de dicha generación por energía del Sistema Nacional, especialmente para épocas de invierno representa un importante ahorro para el país, en razón de que el combustible que deje de usarse podría exportarse, por ello que se hace necesario analizar adecuadamente este aspecto.

La potencia máxima del Lago Agrio en la actualidad es de 4.000 KW, La de Shushufindi 4.000 KW y la de Sachas 2.000 KW. Los valores de potencia y energía de las tres áreas se puede ver en el cuadro No. 5.

Es necesario aclarar que la Refinería Amazonas que tiene una capacidad de refinación de 10.000 barriles diarios, requiere de una potencia de 2.000 KW para los procesos de refinación y 500 KW para la producción de gas.

2.2.2.4. Sistema Aislado

Este Sistema está constituido por las zonas de: Culebra, Yulebra, Auca, Yuca, Cononaco, Parijo, Tiguino y Pucuna, que en la actualidad operan aisladamente, es decir que se han instalado para los procesos de extracción de crudo aproximadamente unos 80 grupos térmicos que consumen diesel, cuya potencia promedio está en 300 KW.

La determinación de la energía consumida se calculó de la siguiente manera:

$$Et = 0.3 \times 8.760 \times 80 = 208 \times 10 \text{ KWH/año}$$

Los valores determinados en el periodo de estudio se puede ver en el cuadro No. 18.

2.2.2.5. Resumen General

Con el propósito de tener una visión más clara he creído conveniente procesar la información en un cuadro resumen tanto para el sector poblacional como para el sector petrolero, las cifras se pueden ver el cuadro No. 19.

Por otro lado para el análisis técnico del presente proyecto fue necesario ir ubicando los valores encontrados referentes a la potencia y energía eléctricas en centros de

consumo, lugares en los cuales se prevé ubicar subestaciones de entrega, las cuales proveerán de la potencia y energía que requiere el área de influencia del proyecto.

Los Centros de Consumo para el presente estudio están ubicados en : Papallacta, Baeza, Salado, Lumbaqui y Lago Agrio, Jivino Verde y Coca; detalle que se puede ver en los cuadros Nos. 12, 13, 14, 15, 16, 17 y 18.

SISTEMA DE BOMBEO DE PETROLEO CRUDO

AÑO 1990

CUADRO No. 1

Estaciones de Bombeo (3)	Equipo	Capacidad y No. Unidades	Consumo Combustible / Barriles / Año	Consumo Energía MWH / Año	Factor de Carga	Potencia Máxima Kw.	Observaciones
Panaliacta	Motor	5*2800 H.P.	93000	50778	0.81	7156	Notas:
	Transformador (2)	3*50 H.P.		653	1	75	
	Generador (1) (2)	2*400 KW		3504	1	400	11. Para uso general de la estación
Subtotal			93000	54935		7631	
Baeza	Motor	5*2800 H.P.	93000	50778	0.81	7156	12. Incluye uno de reserva
	Transformador (2)	3*50 H.P.		653	1	75	13. Información proporcionada
	Generador (1) (2)	2*400 KW		3504	1	400	por INECEL
Subtotal			93000	54935		7631	
Salado	Motor	5*1850 H.P.	60000	32760	0.81	4617	
	Transformador (2)	3*50 H.P.		653	1	75	
	Generador (1) (2)	2*400 KW		3504	1	400	
Subtotal			60000	36917		5092	
Lumbadui	Motor	5*2500 H.P.	78000	42588	0.81	6002	
	Transformador (2)	3*50 H.P.		653	1	75	
	Generador (1) (2)	2*400 KW		3504	1	400	
Subtotal			78000	46745		6477	
Lago Agrilo	Motor	5*2500 H.P.	78000	42588	0.81	6002	
	Transformador (2)	3*50 H.P.		653	1	75	
	Generador (1) (2)	2*400 KW		3504	1	400	
Subtotal			78000	46745		6477	
TOTAL			402000	240277		33308	

SISTEMA DE BOMBEO PETROLEO CRUDO

CUADRO No. 2

PROYECCION DE POTENCIA Y ENERGIA (1)

AÑO	PAPALLACTA		BAEZA		SALADO		LUMBAQUI		LAGO ABRIO		TOTAL	
	GMH	KW	GMH	KW	GMH	KW	GMH	KW	GMH	KW	GMH	KW
90	54.9	7631	54.9	7631	36.9	5092	46.7	6477	46.7	6477	240.1	33308
91	54.9	7631	54.9	7631	36.9	5092	46.7	6477	46.7	6477	240.1	33308
92	54.9	7631	54.9	7631	36.9	5092	46.7	6477	46.7	6477	240.1	33308
93	54.9	7631	54.9	7631	36.9	5092	46.7	6477	46.7	6477	240.1	33308
94	54.9	7631	54.9	7631	36.9	5092	46.7	6477	46.7	6477	240.1	33308
95	54.9	7631	54.9	7631	36.9	5092	46.7	6477	46.7	6477	240.1	33308
96	54.9	7631	54.9	7631	36.9	5092	46.7	6477	46.7	6477	240.1	33308
97	54.9	7631	54.9	7631	36.9	5092	46.7	6477	46.7	6477	240.1	33308
98	54.9	7631	54.9	7631	36.9	5092	46.7	6477	46.7	6477	240.1	33308
99	54.9	7631	54.9	7631	36.9	5092	46.7	6477	46.7	6477	240.1	33308
2000	54.9	7631	54.9	7631	36.9	5092	46.7	6477	46.7	6477	240.1	33308

NOTA 1.- La determinación de los valores de potencia y energía constan en el cuadro No. 1 no se ha considerado incrementos anuales en razón de que se trata de consumos estables.

SISTEMA DE BOMBEO DE GAS

AÑO 1990 (1)

CUADRO No. 3

Estaciones de Bombas	Equipo	Capacidad y No. Unidades	Consumo Combustible Barriles / Año	Consumo Energía MWH / Año	Factor de Carga	Potencia Máxima Kw.
Shushufindi	Motor Generador	4#1200 H.P. 2#240 KW	17230	15155	0.9	1925
				2128	0.9	270
Quijos	Motor Generador	4#1200 H.P. 2#240 KW	17230	15155	0.9	1925
				2128	0.9	270
Dsayaco	Motor Generador	4#1200 H.P. 2#240 KW	17230	15128	0.9	1925
				2128	0.9	270
Chalpi	Motor Generador	4#1200 H.P. 2#240 KW	17230	15128	0.9	1925
				2128	0.9	270

NOTA 1.- Información proporcionada por INECEL

PROYECCION DE POTENCIA Y ENERGIA
SISTEMA DE BOMBEO A GAS

CUADRO No.4

AÑO	CONSUMO ENERGIA POR CADA ESTACION					TOTAL DE LAS 4 ESTACIONES (3)	
	BOMBAS MWH/AÑO	OTROS MWH/AÑO	TOTAL MWH/AÑO	FACTOR CARGA %	POTENCIA MAXIMA KW	MWH/AÑO	KW
	(1)(2)						
90	15155	2128	17283	0.9	2192	69132	8768
91	16670	2170	18840	0.9	2390	75360	9560
92	18337	2214	20551	0.9	2607	82804	10428
93	20171	2258	22429	0.9	2845	89716	11380
94	22188	2303	24491	0.9	3106	97964	12429
95	23526	2349	25875	0.9	3282	103500	13128
96	23526	2349	25875	0.9	3282	103500	13128
97	23526	2349	25875	0.9	3282	103500	13128
98	23526	2349	25875	0.9	3282	103500	13128
99	23526	2349	25875	0.9	3282	103500	13128
2000	23526	2349	25875	0.9	3282	103500	13128

NOTAS 1.- A partir del 85 cuyo consumo es de 9410 MWH/AÑO, se ha considerado un incremento anual del 10% de conformidad a los informes de Petroecuador, hasta la fecha en que la capacidad de las bombas se saturan y para el caso de consumos de otros servicios se ha considerado un incremento anual del 2%.

2.- La estimación del consumo de 9410 MWH/AÑO se determinó así:
3#1200 H.P. * 0.746 KW/H.P. * 0.40 * 24 Horas/día * 365 días/año.

3.- En total existen 4 Estaciones de Bombeo de Gas: Shushufindi, Buijos, Osayaco y Chalpi.

PROYECCION DE POTENCIA Y ENERGIA

SISTEMA PETROECUADOR - TEXACO (1)

CUADRO No.5

AÑO	LAGO AGRIO		SHUSHUFINDI - CONSUMO DE ENERGIA MWH/AÑO				SACHAS	
	MWH/AÑO	KW	GENERAL	REFINERIA (2)	TOTAL	P. MAX. KW (2)	MWH/AÑO	KW
90	35040	4000	35040	23240	58280	6653	17520	2000
91	35040	4000	35040	23705	58745	6706	17520	2000
92	35040	4000	35040	24179	59219	6760	17520	2000
93	35040	4000	35040	24663	59703	6815	17520	2000
94	35040	4000	35040	25156	60196	6872	17520	2000
95	35040	4000	35040	25659	60699	6918	17520	2000
96	35040	4000	35040	26173	61213	6988	17520	2000
97	35040	4000	35040	26696	61736	7047	17520	2000
98	35040	4000	35040	27230	62270	7108	17520	2000
99	35040	4000	35040	27774	62814	7171	17520	2000
2000	35040	4000	35040	28330	63370	7234	17520	2000

NOTA 1.- Información estimada en razón de que no se dispone de datos actualizados.

2.- Por las características del consumo de la Refinería se considera un incremento anual del 2% y un incremento de potencia para toda el área de 0.8%, tomando como base el año de 1987, estos índices fueron tomados de los estudios de INECEL.

PROYECCION DE POTENCIA Y ENERGIA

SISTEMA AISLADO: BOMBEO CRUDO (1)

CUADRO No.6

AÑO	BOMBEO DE CRUDO				
	No. GRUPOS	KW/GRUPO	GWH/GRUPO	POT. TOTAL KW	TOTAL GWH
90	80	300	2.6	24000	208
91	80	300	2.6	24000	208
92	80	300	2.6	24000	208
93	80	300	2.6	24000	208
94	80	300	2.6	24000	208
95	80	300	2.6	24000	208
96	80	300	2.6	24000	208
97	80	300	2.6	24000	208
98	80	300	2.6	24000	208
99	80	300	2.6	24000	208
2000	80	300	2.6	24000	208

NOTA 1.- Información proporcionada por Petroamazonas; y la determinación de su potencia y energía fue calculada en base al régimen de funcionamiento.

$E = P \times 8760 \times FC$, donde:

P= Potencia

PROYECCION DE POBLACION

PROVINCIA DE SUCREBIOS (1)

CUADRO No. 7

POBLACIONES	82	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	2000
1.- ZONA: LAGO ABRIO	23863	49601	51567	53589	55700	57894	60175	62546	65011	67372	70233	73000
1.1. Nueva Loja	17036	42606	44181	45922	47731	49612	51566	53598	55710	57705	60186	62558
1.2. Durano	5114	5315	5535	5743	5969	6204	6449	6703	6967	7241	7526	7822
1.3. Gral. Farián	1713	1780	1851	1924	2000	2078	2160	2245	2334	2426	2521	2620
2.- ZONA: LUMBABUI	3173	9369	9735	10114	10509	10918	11345	11787	12246	12724	13220	13736
2.1. El Dorado de Cascales	1597	6797	7062	7338	7624	7921	8230	8551	8884	9231	9591	9965
2.2. Lumbabui	1258	2242	2330	2420	2515	2613	2715	2821	2931	3045	3164	3287
2.3. Los Cafanes	318	330	343	356	370	384	400	415	431	448	465	484
3.- ZONA: JIVIND VERDE	9186	13063	13520	13993	14483	14990	15515	16058	16620	17201	17804	18427
4.- ZONA: SRUSHUFINDI	4564	13124	13503	14059	14551	15060	15587	16133	16698	17282	17886	18513
5.- ZONA: COCA	10367	14744	15260	15794	16347	16919	17511	18124	18758	19415	20094	20798
5.1. Fco. de Orellana	9366	11884	12300	12730	13176	13637	14114	14608	15119	15648	16196	16723
5.2. San Sebastián	2001	2860	2960	3064	3171	3282	3397	3516	3639	3767	3898	4075

NOTA 1.- Fuente de información censo de 1982 y Proyección a 1989; Informe del Viaje No. 1/1 I.A.E.N.

PROYECCION DE POTENCIA Y ENERGIA

CUADRO No. 8

LARGO AGRIO

AÑO	POBLACION (1)	POBLACION CON SERVICIO %	HAB/ABON.	RESIDENCIALES	ABONADOS RESIDENCIALES	COMERCIALES	RESIDENCIAL	CONSUMO ANUAL MWH	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OTROS	TOTAL MWH	ENERGIA MWH (2)	FACTOR DE CARGA %	POTENCIA KW
90	49401	46.8	12.8	3272	1207	3164.7	2045.1	247.3	356.1	5813.2	6839.1	18.8	4152.8		
91	51357	48.2	12.4	3512	1295	3471.6	2319.3	308.7	403.2	6502.8	7650.4	19.2	4548.6		
92	53389	49.4	12.1	3740	1350	3778.1	2412.5	380.2	453.4	7224.2	8499.1	19.7	4925.0		
93	55700	50.6	11.9	3953	1459	4081.1	2918.0	458.7	506.9	7944.7	9370.2	20.1	5321.7		
94	57894	51.8	11.6	4214	1555	4446.6	3288.8	553.2	543.9	8852.5	10414.5	20.6	5771.3		
95	60175	52.9	11.3	4497	1659	4849.6	3708.7	643.1	624.6	9846.0	11583.5	21.1	6266.9		
96	62346	53.9	11.1	4756	1755	5241.6	4147.1	783.8	689.3	10841.8	12778.6	21.6	6753.4		
97	65011	54.9	10.9	5036	1858	5672.6	4740.7	922.5	758.0	12073.8	14110.4	22.1	7288.4		
98	67572	55.9	10.7	5333	1948	6138.8	5195.5	1081.3	831.1	13246.7	15584.4	22.6	7871.9		
99	70233	56.9	10.5	5650	2085	6647.2	5818.4	1243.0	908.8	14637.4	17220.5	23.2	8473.3		
2000	73000	57.8	10.4	5925	2186	7123.6	6447.8	1456.1	999.3	16026.8	18845.7	23.7	9077.4		

NOTAS 1.- Actualizado en base a la Proyección de la Población del INEC, los valores específicos de población con servicio, hab/abonado, consumo de energía por abonado, fueron calculados en base a las fórmulas indicadas en el numeral 2.1 del Estudio del Mercado.

2.- El porcentaje de pérdida técnicas para determinar la energía que el Sistema Nacional tiene que entregar se consideró en 15% que para estas áreas son normales.

PROYECCION DE POTENCIA Y ENERGIA

LIMBAZUJI

CUADRO No. 9

AÑO	POBLACION (1)	POBLACION CON SERVICIO %	HABITACION	RESIDENCIALES	ABONADOS RESIDENCIALES	COMERCIALES	RESIDENCIAL	COMERCIAL	CONSUMO ANUAL MMH	INDUSTRIAL	OTROS	TOTAL MMH	ENERGIA MMH (2)	FACTOR DE CARGA %	POTENCIA KW
90	9369	45.4	13.2	600	221	580.4	374.4	45.4	67.3	1067.5	1255.9	18.8	762.5		
91	9735	46.8	12.8	640	236	632.7	422.7	56.6	76.3	1188.3	1398.0	19.2	831.2		
92	10114	48.2	12.4	688	254	695.1	480.8	70.1	85.6	1331.6	1566.6	19.7	907.8		
93	10509	49.4	12.1	735	271	759.0	549.0	85.3	95.6	1488.9	1743.4	20.1	990.1		
94	10918	50.6	11.9	774	286	816.8	604.9	101.9	106.3	1629.9	1917.5	20.6	1062.6		
95	11345	51.8	11.6	828	306	893.0	684.2	122.4	117.8	1817.4	2138.1	21.1	1156.7		
96	11787	52.9	11.3	880	324	970.0	765.6	145.1	129.9	2010.6	2345.4	21.6	1250.1		
97	12246	53.9	11.1	928	342	1045.4	854.3	170.2	142.8	2212.7	2603.2	22.1	1344.7		
98	12724	54.9	10.9	986	362	1135.1	955.7	200.0	156.5	2447.3	2879.2	22.6	1454.3		
99	13220	55.9	10.7	1041	384	1224.8	1071.7	233.0	171.1	2700.6	3177.2	23.2	1563.2		
2000	13756	56.9	10.5	1108	409	1332.4	1206.0	272.5	186.5	2997.4	3527.1	23.7	1698.9		

NOTAS 1.- Actualizado en base a la Proyección de la Población del INEF, los valores específicos de población con servicio, hab/abonado, consumo de energía por abonado, fueron calculados en base a las fórmulas indicadas en el numeral 2.1 del Estudio del Mercado.

2.- El porcentaje de pérdida térmicas para determinar la energía que el Sistema Nacional tiene que entregar se consideró en 15% que para estas áreas son normales.

PROYECCION DE POTENCIA Y ENERGIA

SHUSHUFINDI

CUADRO No.10

AÑO	POBLACION (1)	POBLACION CON HAB/ABON.	RESIDENCIALES	ABONADOS RESIDENCIALES	COMERCIALES	RESIDENCIAL	COMERCIAL	ANUAL	INDUSTRIAL	OTROS	TOTAL	ENERGIA MWH (2)	FACTOR DE CARGA %	POTENCIA KW
90	13124	45.4	13.2	863	318	834.7	538.7	65.2	94.2	1532.8	1803.3	19.8	1094.9	
91	13583	46.8	12.8	894	330	883.7	590.9	79.0	106.5	1660.1	1953.0	19.2	1161.2	
92	14059	48.2	12.4	956	353	965.8	668.1	97.4	119.0	1850.3	2176.8	19.7	1262.4	
93	14551	49.4	12.1	1018	376	1051.0	752.0	118.3	132.4	2053.7	2415.3	20.1	1371.7	
94	15060	50.6	11.9	1068	394	1127.0	833.2	140.4	146.7	2247.3	2843.9	20.6	1465.1	
95	15587	51.8	11.6	1134	420	1227.2	938.8	168.1	161.8	2495.9	2936.4	21.1	1588.7	
96	16133	52.9	11.3	1204	444	1326.9	1049.0	198.6	167.8	2742.3	3238.0	21.6	1711.3	
97	16698	53.9	11.1	1265	467	1425.0	1166.2	232.1	194.7	3018.0	3850.5	22.1	1834.0	
98	17282	54.9	10.9	1340	494	1542.5	1304.0	271.9	212.6	3331.0	3918.8	22.6	1979.4	
99	17886	55.9	10.7	1408	520	1656.5	1450.8	315.3	231.4	3654.0	4298.8	23.2	2115.2	
2000	18513	56.9	10.5	1493	551	1795.0	1625.0	367.1	251.4	4038.5	4751.2	23.7	2281.5	

NOTAS 1.- Actualizado en base a la Proyección de la Población del INEC, los valores específicos de población con servicio, hab/abonado, consumo de energía por abonado, fueron calculados en base a las fórmulas indicadas en el numeral 2.1 del Estudio del Mercado.

2.- El porcentaje de pérdida técnica para determinar la energía que el Sistema Nacional tiene que entregar se consideró en 15% que para estas áreas son normales.

RESUMEN: PROYECCION DE LA POTENCIA Y ENERGIA

AREA DE INFLUENCIA : SECTOR POBLACIONAL (1)

CUADRO No.11

AÑO	LAGO ABRIO		LUMBARUI		SACHA		SHUSHUFINDI		COCA		TOTAL	
	MWH/AÑO	KW	MWH/AÑO	KW	MWH/AÑO	KW	MWH/AÑO	KW	MWH/AÑO	KW	MWH/AÑO	KW
90	6839	4153	1256	763	1722	1046	1803	1095	1934	1180	13554	8237
91	7650	4549	1398	831	1927	1146	1953	1161	2175	1293	15103	8980
92	8499	4925	1567	908	2151	1246	2177	1261	2428	1407	16822	9747
93	9370	5322	1743	990	2383	1354	2415	1372	2690	1528	18601	10566
94	10415	5771	1918	1063	2615	1449	2644	1465	2950	1635	20542	11383
95	11584	6267	2138	1157	2886	1561	2936	1589	3257	1762	22801	12336
96	12779	6754	2365	1250	3186	1684	3238	1711	3796	1900	25364	13299
97	14110	7288	2603	1345	3483	1799	3551	1834	3931	2030	27678	14296
98	15584	7872	2879	1454	3795	1917	3919	1979	4296	2170	30473	15392
99	17221	8473	3177	1563	4150	2042	4299	2115	4684	2305	33531	16498
2000	18846	9077	3527	1699	4527	2180	4751	2289	5110	2460	36761	17705

NOTA 1.- Los valores que constan en este cuadro están determinados en las proyecciones de cada una de las áreas y que se detallan en los mismos.

CUADRO No.12

PROYECCION DE LA POTENCIA Y ENERGIA COMO
CENTROS DE INTERCONEXION ELECTRICA
"PAPALLACTA"

AÑO	ESTACION BOMBEO CRUDO		ESTACION BOMBEO GAS		ESTACION BOMBEO AGUA		TOTAL: (1)	
	GWH	KW	GWH	KW	GWH	KW	GWH	KW
90	54.9	7631	17.3	2192	394.2	45000	72.2	9823
91	54.9	7631	18.8	2390	394.2	45000	73.7	10021
92	54.9	7631	20.6	2607	394.2	45000	75.5	10238
93	54.9	7631	22.4	2845	394.2	45000	77.3	10476
94	54.9	7631	24.5	3106	394.2	45000	79.4	10737
95	54.9	7631	25.9	3282	394.2	45000	80.8	10913
96	54.9	7631	25.9	3282	394.2	45000	80.8	10913
97	54.9	7631	25.9	3282	394.2	45000	80.8	10913
98	54.9	7631	25.9	3282	394.2	45000	80.8	10913
99	54.9	7631	25.9	3282	394.2	45000	80.8	10913
2000	54.9	7631	25.9	3282	394.2	45000	80.8	10913

NOTA 1.- No considera la Estación de Bombeo de agua ni tampoco la población en razón de que estos centros de consumo están actualmente servidos y por consiguiente no influyen en el Proyecto objeto de nuestro estudio.

CUADRO NO. 13

PROYECCION DE LA POTENCIA Y ENERGIA COMO
CENTROS DE INTERCONEXION ELECTRICA
"BAEZA" (1)

AÑO	ESTACION BOMBEO CRUDO		ESTACION BOMBEO GAS		TOTAL	
	GWH	KW	GWH	KW	GWH	KW
90	54.9	7631	17.3	2192	72.2	9823
91	54.9	7631	18.8	2390	73.7	10021
92	54.9	7631	20.6	2607	75.5	10238
93	54.9	7631	22.4	2845	77.3	10476
94	54.9	7631	24.5	3106	79.4	10737
95	54.9	7631	25.9	3282	80.8	10913
96	54.9	7631	25.9	3282	80.8	10913
97	54.9	7631	25.9	3282	80.8	10913
98	54.9	7631	25.9	3282	80.8	10913
99	54.9	7631	25.9	3282	80.8	10913
2000	54.9	7631	25.9	3282	80.8	10913

NOTA 1: No se considera la población de Baeza puesto que actualmente se encuentra servida.

PROYECCION DE POTENCIA Y ENERGIA COMO
CENTROS DE INTERCONEXION ELECTRICA
COCA, JIVIND VERDE, EL SALADO (1)

CUADRO No.14

AÑO	COCA			SACHAS (JIVIND VERDE)			ESTACION EL SALADO		
	GMH	KW	POPULACION	GMH	KW	POPULACION	GMH	KW	POPULACION
90	1.9	1180	1.7	1046	19.2	3046	36.9	5092	
91	2.2	1293	1.9	1146	19.4	3146	36.9	5092	
92	2.4	1407	2.2	1246	19.7	3246	36.9	5092	
93	2.7	1528	2.4	1354	19.9	3354	36.9	5092	
94	3.0	1635	2.6	1449	20.1	3449	36.9	5092	
95	3.3	1762	2.9	1561	20.4	3561	36.9	5092	
96	3.6	1900	3.2	1684	20.7	3684	36.9	5092	
97	3.9	2031	3.5	1799	21.0	3799	36.9	5092	
98	4.3	2170	3.8	1917	21.3	3917	36.9	5092	
99	4.7	2305	4.2	2042	21.7	4042	36.9	5092	
2000	5.1	2461	4.5	2180	22.0	4180	36.9	5092	

NOTA 1.- El consumo de energía de la Estación de Bombeo El Salado corresponde a una operación del Sistema de Bombeo de Petróleo Crudo de 300.000 barriles diarios.

CUADRO No.15

PROYECCION DE LA POTENCIA Y ENERGIA COMO
CENTROS DE INTERCONEXION ELECTRICA
"LUMBAQUI"

AÑO	ESTACION BOMBEO CRUDO		ESTACION BOMBEO GAS		POBLACION LUMBAQUI		TOTAL	
	GWH	KW	GWH	KW	GWH	KW	GWH	KW
90	46.7	6477	17.3	2192	1.3	763	65.3	9432
91	46.7	6477	18.8	2390	1.4	831	66.9	9698
92	46.7	6477	20.6	2607	1.6	908	68.9	9992
93	46.7	6477	22.4	2845	1.7	990	70.8	10312
94	46.7	6477	24.5	3106	1.9	1063	73.1	10646
95	46.7	6477	25.9	3282	2.1	1157	74.7	10916
96	46.7	6477	25.9	3282	2.4	1250	75.0	11009
97	46.7	6477	25.9	3282	2.6	1345	75.2	11104
98	46.7	6477	25.9	3282	2.9	1454	75.5	11213
99	46.7	6477	25.9	3282	3.2	1563	75.8	11322
2000	46.7	6477	25.9	3282	3.5	1700	76.1	11459

CUADRO No. 16

PROYECCION DE LA POTENCIA Y ENERGIA COMO
CENTROS DE INTERCONEXION ELECTRICA
"LAGO AGRIO"

AÑO	ESTACION BOMBEO CRUDO		PETROECUADOR TEXACO		POBLACION LAGO AGRIO		TOTAL	
	GWH	KW	GWH	KW	GWH	KW	GWH	KW
90	46.7	6477	35	4000	6.8	4153	88.5	14630
91	46.7	6477	35	4000	7.7	4549	89.4	15026
92	46.7	6477	35	4000	8.5	4925	90.2	15402
93	46.7	6477	35	4000	9.4	5322	91.1	15799
94	46.7	6477	35	4000	10.4	5771	92.1	16246
95	46.7	6477	35	4000	11.6	6267	93.3	16744
96	46.7	6477	35	4000	12.8	6753	94.5	17230
97	46.7	6477	35	4000	14.1	7288	95.8	17765
98	46.7	6477	35	4000	15.6	7872	97.3	18349
99	46.7	6477	35	4000	17.2	8473	98.9	18950
2000	46.7	6477	35	4000	18.9	9077	100.6	19554

CUADRO No. 17

PROYECCION DE LA POTENCIA Y ENERGIA COMO
CENTROS DE INTERCONEXION ELECTRICA
"SHUSHUFINDI"

AÑO	ESTACION BOMBEO CRUDO		PETROECUADOR TEXACO		PDBLAC. SHUSHUFINDI		TOTAL	
	GWH	KW	GWH	KW	GWH	KW	GWH	KW
90	17.3	2192	58.3	6653	1.8	1095	77.4	9940
91	18.8	2390	58.8	6706	2.0	1161	79.6	10257
92	20.6	2607	59.2	6760	2.2	1261	82.0	10628
93	22.4	2845	59.7	6815	2.4	1372	84.5	11032
94	24.5	3106	60.2	6872	2.6	1465	87.3	11443
95	25.9	3282	60.6	6918	2.9	1589	89.4	11789
96	25.9	3282	61.2	6988	3.2	1711	90.3	11981
97	25.9	3282	61.7	7047	3.5	1834	91.1	12163
98	25.9	3282	62.3	7108	3.9	1979	92.1	12369
99	25.9	3282	62.8	7171	4.3	2115	93	12568
2000	25.9	3282	63.4	7234	4.7	2289	94.0	12805

PROYECCION DE POTENCIA Y ENERGIA COMO
CENTRO DE CONSUMO : SISTEMA AISLADO

CUADRO No. 18

SISTEMA DE PETROLEO CRUDO

AÑO	No. Grupos	POTENCIA/GRUPO KW	ENERGIA/GRUPO KW	POTENCIA TOTAL KW	POTENCIA TOTAL GWH
90	80	300	2.6	24000	208
91	80	300	2.6	24000	208
92	80	300	2.6	24000	208
93	80	300	2.6	24000	208
94	80	300	2.6	24000	208
95	80	300	2.6	24000	208
96	80	300	2.6	24000	208
97	80	300	2.6	24000	208
98	80	300	2.6	24000	208
99	80	300	2.6	24000	208
2000	80	300	2.6	24000	208

RESUMEN DE LA PROYECCION DE LA POTENCIA Y ENERGIA
 AREA DE INFLUENCIA ; SECTOR POBLACIONAL Y PETROLERO (1)

CUADRO No. 19

AÑO	P O T E N C I A (K W)				E N E R G I A (G K W)				
	ESTACION BOMBEO	PETRO ECUADOR	SISTEMA AISLADO	POBLACION	ESTACION BOMBEO	PETRO ECUADOR	SISTEMA AISLADO	POBLACION	TOTAL
	CRUDO	TEXACO			CRUDO	TEXACO			TOTAL
90	33308	6760	12653	24000	8237	86956	208	13.6	641.8
91	33308	9560	12706	24000	8920	88494	208	15.1	650.0
92	33308	10428	12760	24000	9747	90243	208	16.8	659.0
93	33308	11380	12815	24000	10566	92069	208	18.6	668.8
94	33308	12424	12872	24000	11383	93987	208	20.5	679.5
95	33308	13128	12918	24000	12336	95690	208	22.8	687.7
96	33308	13128	12988	24000	13299	96723	208	25.1	690.6
97	33308	13128	13047	24000	14296	97779	208	27.7	693.7
98	33308	13128	13108	24000	15392	98936	208	30.5	697.1
99	33308	13128	13171	24000	16498	100105	208	33.5	700.6
2000	33308	13128	13234	24000	17705	101375	208	36.8	704.5

NOTA 1.- Estos valores fueron tomados de las proyecciones respectivas.

CAPITULO III

3. ALTERNATIVAS DE SOLUCION

El presente capítulo tiene el propósito de analizar la alternativa más conveniente para suministrar potencia y energía eléctricas a la Zona Nororiental mirando desde el punto de vista técnico y económico.

Una vez que se realizó el estudio del mercado eléctrico, cuyos resultados sirvieron para ubicar los centros de carga o de consumo, se procedió a realizar la configuración eléctrica del sistema considerando dos alternativas: la primera que contempla un sistema de transmisión a nivel de 138 KV y la segunda a un nivel de 230 KV; dichos niveles se seleccionaron considerando las características del proyecto relacionadas con la distancia y las magnitudes de potencia y energía eléctricas que se estima transportar. Un sistema de 69 KV no cumple con las condiciones técnicas requeridas para suministrar las cantidades demandadas por la zona.

Para determinar las condiciones técnicas bajo las cuales se entregaría el suministro, así como las características eléctricas de los sistemas de transmisión, se realizaron varios flujos de carga utilizando un programa computacional implementado por Inecel para similares propósitos.

De los resultados de los flujos se desprende que tanto el

sistema de 138 KV como el de 230 KV pueden suministrar la potencia y energía eléctricas requeridas por la zona dentro de los parámetros técnicos establecidos por las normas, pero el número de circuitos que necesita el sistema de 138 KV así como también las posiciones de línea prácticamente se duplican en comparación con el sistema de 230 KV. Ver gráficos Nos. 1 y 2.

En los gráficos 3 y 4 se puede mirar también los niveles de voltaje que se obtendrán en los diferentes centros de consumo para las dos alternativas, valores que fueron determinados en la simulación realizada por el computador.

3.1. SELECCION DE LA MEJOR ALTERNATIVA

Una vez determinadas las características del sistema de transmisión tanto para el nivel de 138 KV como para el de 230 KV, y con el propósito de seleccionar la mejor alternativa, se procedió a valorar las inversiones que cada una de ellas requiere para suministrar la energía eléctrica a los centros de consumo.

3.1.1. Criterios Utilizados

Para la evaluación se dividió en líneas de transmisión y subestaciones de reducción utilizando costos unitarios con un nivel de precios a enero de 1991, información que INECEL aplica en sus análisis de evaluación

de proyectos utilizando los siguientes criterios y parámetros.

a) La inversión de una línea de transmisión se compone de un 65% en divisas y de un 35% de moneda local.

b) La inversión del segundo circuito en estructuras existentes de doble terna alcanza al 70% del costo del primer circuito.

c) Las inversiones para transformadores, posiciones de línea, posiciones de transformador, posiciones de acoplamiento se componen de un 65% en divisas y de 35% de moneda local.

3.1.2. Evaluación de Alternativas

En base a los criterios mencionados en el numeral 1.1 se procedió a valorar las inversiones que se necesita realizar para los dos sistemas de transmisión esto es a 138 KV y 230 KV. Los resultados permiten determinar que el sistema de transmisión a 230 KV es de menor costo que el sistema de 138 KV. Por otro lado, como podrá mirarse en los gráficos Nos. 1 y 2, los niveles de voltaje de 230 KV en los diferentes puntos de entrega son mejores que los que se conseguirán para el sistema de 138 KV, factores importantes que permitieron seleccionar como la mejor alternativa el sistema de 230 KV.

Los valores de las inversiones para los dos sistemas se pueden ver en el cuadro No. 1.

Una vez seleccionado el nivel de voltaje de la línea de transmisión queda un gran interrogante : Será este proyecto será viable desde el punto de vista económico o será mejor continuar con el sistema existente ?

CUADRO No. 1

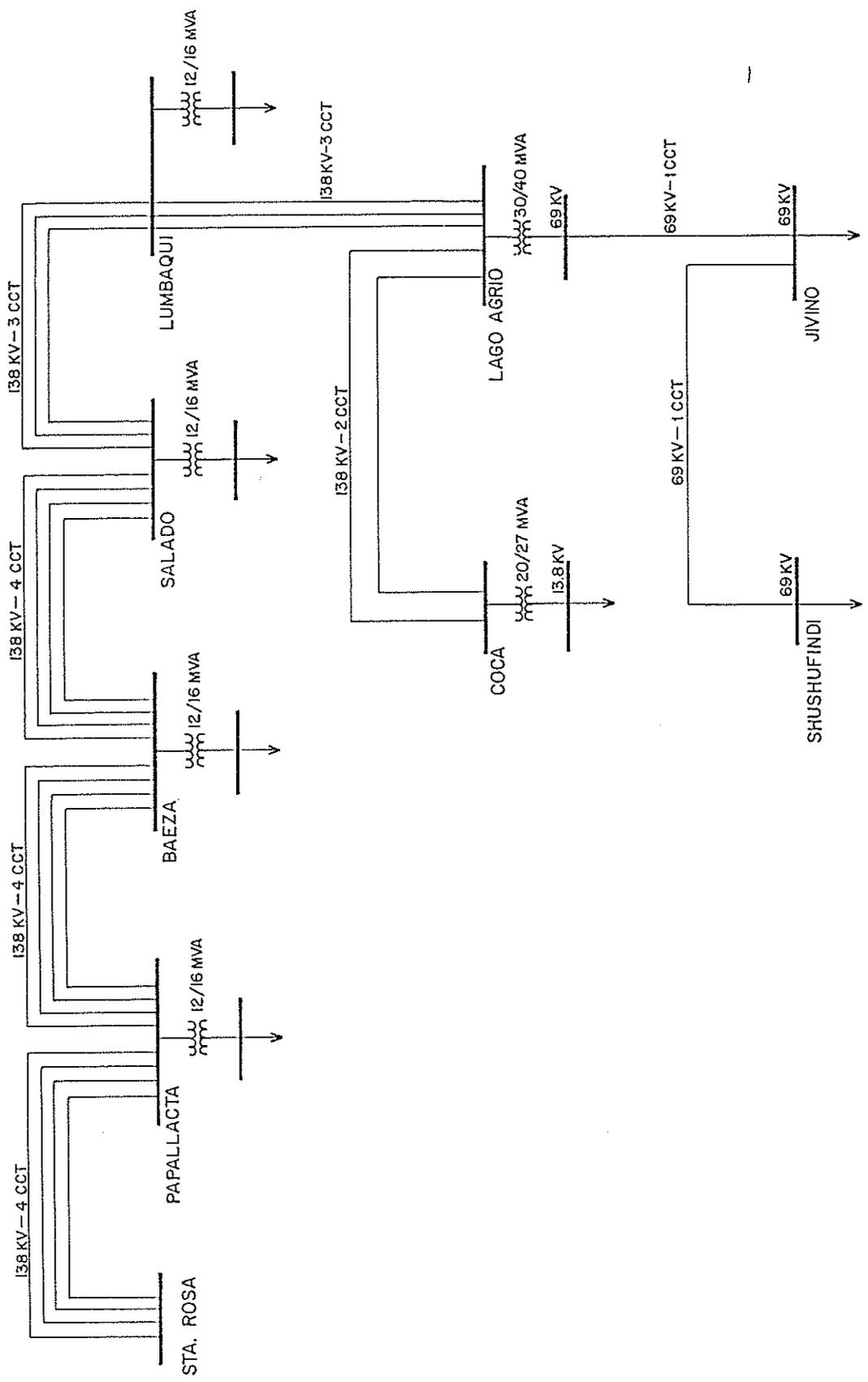
EVALUACION DE PARAMETROS
INVERSIONES (MILES DE DOLARES)

	UNIDADES	NIVEL 138 KV	NIVEL 230 KV
11.- TRANSMISION			
1.1 Santa Rosa-Papallacta	52.1 Km.	7160	6731
1.2 Papallacta-Baeza	28.6 Km.	3931	3695
1.3 Baeza-Salado	57.0 Km.	7834	7364
1.4 Salado-Lumbaqui	35.9 Km.	3700	4638
1.5 Lumbaqui-Lago Agrio	68.7 Km.	7081	8876
1.6 Lago Agrio-Coca	78.3 Km.	5381	10116
1.7 Subtotal :		35087	41420
12.- SUBESTACIONES (138/13.8 KV)			
2.1 Santa Rosa (1)		3644	2140
2.2 Papallacta	12 MVA.	9206	6433
2.3 Baeza	12 MVA.	9206	6433
2.4 Salado	12 MVA.	9206	6433
2.5 Lumbaqui	12 MVA.	9206	6433
2.6 Lago Agrio	30 MVA.	6851	6811
2.7 Coca	20 MVA.	3908	4461
2.8 Subtotal :		51227	39144
13.- SUBESTACIONES (69/13.8 KV)			
3.1 Lago Agrio	20 MVA.	2024	2024
3.2 Shushufindi	12 MVA.	1568	1568
3.3 Jivino Verde	5 MVA.	1316	1316
3.4 Subtotal :		4908	4908
14.- TOTAL (1 + 2 + 3)			
		91222	85472

NOTA 1.- Solo se consideran las posiciones de línea.

SISTEMA DE TRANSMISION NORORIENTAL
 ALTERNATIVA A : 138 KV.

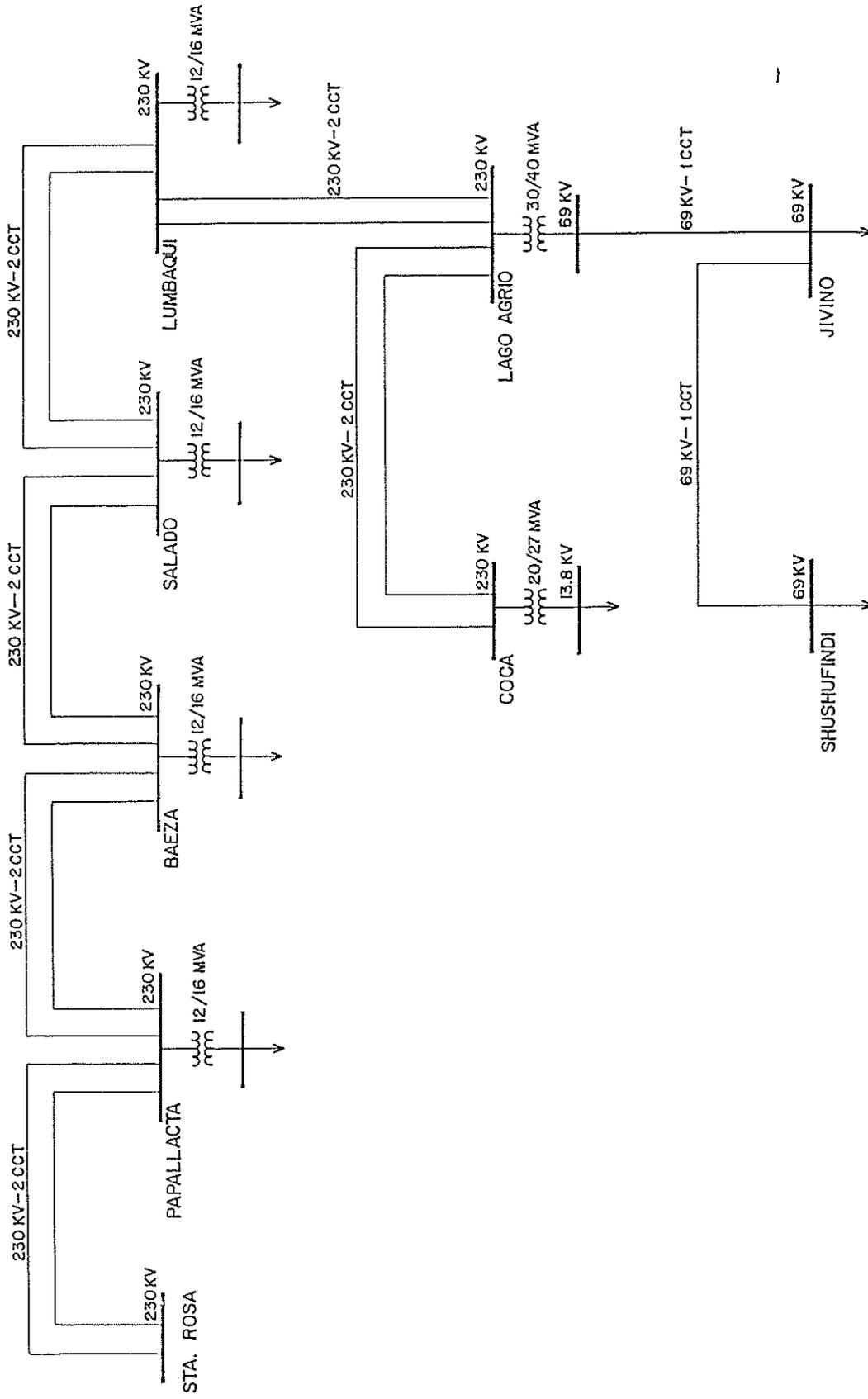
GRAFICO N° 1



SISTEMA DE TRANSMISION NORORIENTAL

ALTERNATIVA A : 230 KV.

GRAFICO Nº 2



NIVELES DE VOLTAJE EN 138 KV.

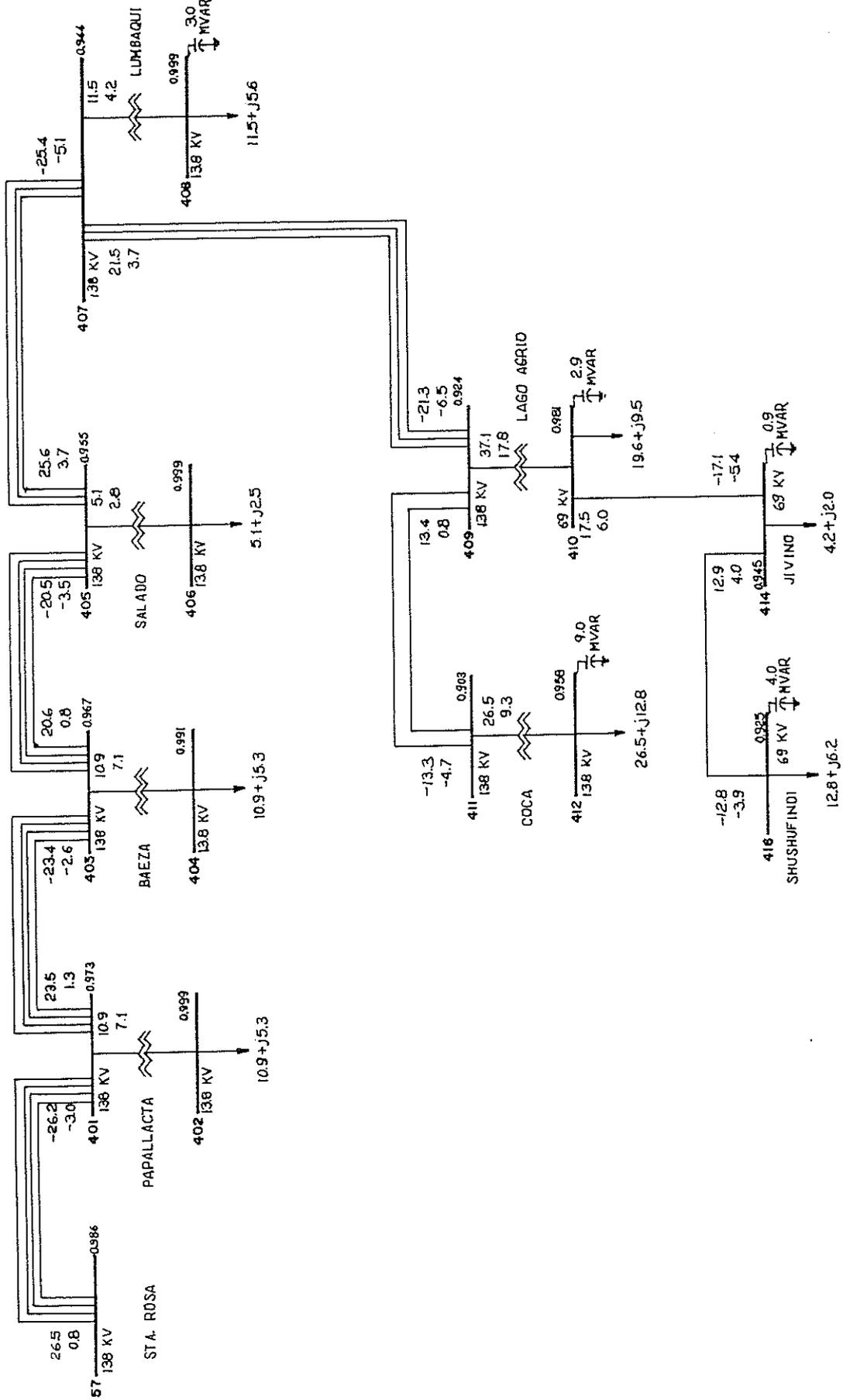
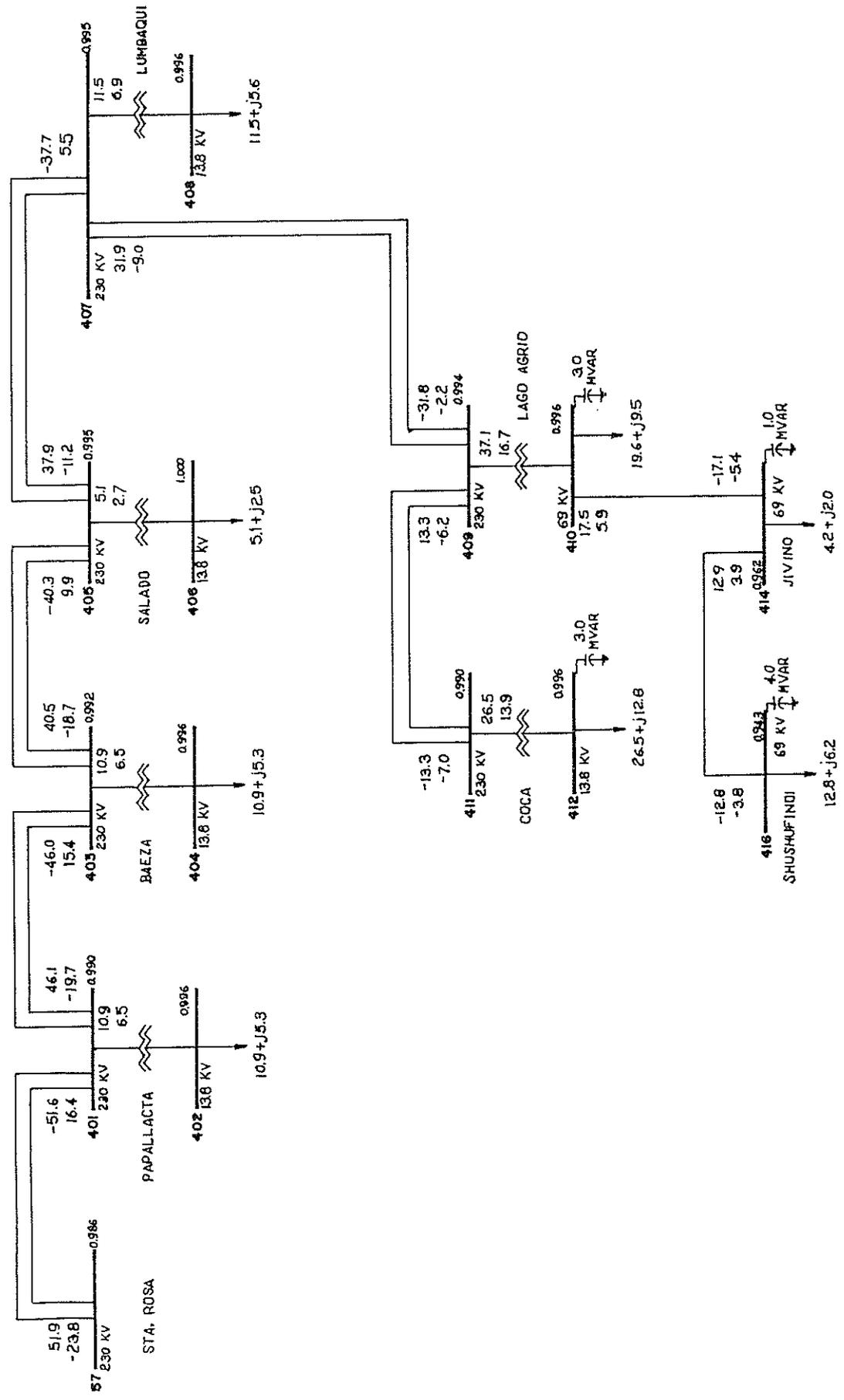


GRAFICO Nº 4

NIVELES DE VOLTAJE EN 230 KV.



CAPITULO IV

4. JUSTIFICACION DEL PROYECTO

4.1. EVALUCION ECONOMICA DEL PROYECTO (COSTO/BENEFICIO)

La principal tarea que permite evaluar la bondad de un proyecto consiste en determinar los costos en que incurrirá el mismo frente a los beneficios que se derivarán de su ejecución. Para el presente caso la evaluación se realizó considerando los costos del sistema con proyecto y sin proyecto.

Existen varios métodos de evaluación de proyectos siendo los principales los siguientes:

4.1.1. Valor Presente Neto (V.P.N.)

Si V.P.N. es mayor que cero el proyecto es viable.

Si V.P.N. es igual a cero el proyecto es indiferente.

Si V.P.N. es menor que cero el proyecto no es viable.

4.1.2. Tasa Interna de Retorno (T.I.R.)

Si T.I.R. es mayor que la tasa de interés del mercado (i) el proyecto es viable.

Si T.I.R. es igual a la tasa de interés del mercado (i) el proyecto es indiferente.

Si T.I.R. es menor que la tasa de interés del mercado (i) el proyecto no es viable.

4.1.3. Relación Beneficio-Costo (B/C.)

Si B/C es mayor que uno el proyecto es viable.

Si B/C es igual a cero el proyecto es indiferente.

Si B/C es menor que cero el proyecto no es viable.

Para el presente caso he considerado conveniente utilizar el método Beneficio-Costo para lo cual fue necesario analizar los Costos tanto para el Sistema Existente como para el Proyecto de Transmisión que se está analizando para lo cual se aplicará los siguientes parámetros.

4.1.3.1 Sistema de Transmisión a 230 KV

a) Inversiones que incurrirá el Proyecto tanto en sus líneas de transmisión como en las diferentes subestaciones de entrega, indicadas en el Capítulo III.

b) Inversiones de los motores eléctricos que reemplazarán a las plantas térmicas actuales. Cuadro No 1.

c) Gastos de operación y mantenimiento para el sistema de transmisión de 230 KV. Cuadro No 2.

d) Gastos de operación y mantenimiento de los motores que reemplazarán a las plantas térmicas actuales. Cuadro No 1.

e) Gastos de operación y mantenimiento del sistema eléctrico existente. Cuadro No 3.

f) Valor residual del sistema de transmisión de 230 KV

considerando el 2005 como año horizonte, en el cual, se supone se terminaría la explotación petrolera y dejaría de obtenerse el beneficio del ahorro del combustible utilizado en la actualidad para dicha explotación. Cuadro No 2.

g) Costo de las pérdidas técnicas de energía ocasionadas por el proyecto específicamente en el sistema de transmisión de 230 KV. Cuadro No 4.

h) Costo de la energía suministrada por el sistema de transmisión de 230 KV a los diferentes centros de consumo. Cuadro No 4.

4.1.3.2 Sistema Eléctrico Existente

a) Gastos de operación y mantenimiento del sistema eléctrico actualmente en operación. Cuadro No 3.

b) Costo de combustible para producción de energía eléctrica del sistema eléctrico actual. Cuadro No. 4.

4.2. VALOR PRESENTE DE LOS COSTOS Y BENEFICIOS DEL PROYECTO

Con los valores económicos calculados para el sistema de 230 KV y para el actual sistema de generación, se procedió a determinar la relación costo beneficio del proyecto utilizando la fórmula de valor presente y que lo podemos ver a continuación:

$$R (B/C) = \frac{V.P.B}{V.P.C} = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{B(t)}{(1+i)^t}}{\sum_{i=1}^n \frac{C(t)}{(1+i)^t}}$$

donde:

R = relación.

B = beneficio.

C = costos.

V.P.B = Valor presente de los beneficios.

V.P.C = Valor presente de los costos.

i = tasa de actualización.

t = tiempo.

En los cuadros Nos. 5, 6, 7 y 8 podemos ver el cálculo del valor presente del sistema de transmisión 230 KV que se realizó considerando la fecha de actualización enero de 1991, año horizonte 2005, tasa de actualización 6%, 8%, 10% y 12%, fecha de inicio de operación del proyecto 1995.

En el cuadro No 9. se detalla el valor presente de la energía consumida y de las pérdidas de energía ocurridas en el sistema 230 KV, considerando los mismos parámetros indicados en el párrafo anterior.

De igual manera, en los cuadros Nos. 10, 11, 12 y 13 se

puede ver el cálculo del valor presente de los motores eléctricos asociados al proyecto y que reemplazarían a las unidades técnicas existentes considerando los mismos parámetros indicados en los párrafos anteriores.

La determinación del valor presente del sistema eléctrico actualmente en operación se detalla en el cuadro No. 14 considerando los mismos parámetros indicados en los párrafos anteriores.

4.3 ANALISIS DE LOS COSTOS Y BENEFICIOS DEL PROYECTO

Como se indicara al comienzo de este capítulo el propósito final de la evaluación de este proyecto consiste en determinar el valor presente tanto de los costos como de los beneficios del mismo.

Para determinar los costos y beneficios del proyecto utilizando el método del valor presente fue necesario determinar la inversión que se estima realizar para el sistema de transmisión a 230 KV, la misma que se efectuaría en el lapso de cuatro años es decir entre 1991 a 1994, como puede verse en el cuadro No. 15. Así mismo se determinó los gastos de operación y mantenimiento, energía comprada y pérdidas de energía que tendría que afrontar el proyecto una vez que esté operando, que de acuerdo a nuestra apreciación esto ocurría a partir de 1995 como puede verse en el cuadro No. 15.

El valor presente de los costos del proyecto para una tasa de actualización del 6% : para la inversión, los gastos de operación y mantenimiento, la compra de energía, las pérdidas de energía y el valor residual se puede ver en el cuadro No. 15.

El costo de los motores que sustituirán a las centrales térmicas existentes así como su valor presente se puede ver en los cuadro Nos. 10, 11, 12 y 13.

Los beneficios que se obtendrían al sustituir el sistema existente por el proyecto de transmisión de 230 KV se puede ver en el cuadro No. 23.

En los cuadros Nos. 17, 19 y 21 se puede ver los costos del proyecto de transmisión de 230 KV así como también el valor presente de dichos costos para tasas de actualización del 8%, 10% y 12%.

En los cuadros Nos. 16, 18, 20 y 22 se pueden ver los costos del sistema existente así como también la determinación del valor presente de dichos costos para tasas de actualización de 6%, 8%, 10% y 12%.

En el cuadro No. 23 se resume los cálculos tanto de los costos como de los beneficios del proyecto, considerando tasas de actualización de: 6%, 8%, 10% y 12%.

De los resultados obtenidos se deduce que los beneficios que se consiguen con la realización del proyecto son superiores a los costos que éste demanda, lo que nos permite aseverar que la interconexión eléctrica a la zona nororiental es viable, notándose que la diferencia entre los beneficios y costos van disminuyendo conforme se incrementa la tasa de actualización, en razón de que, los valores de combustibles que se ahorrarían con el ingreso del proyecto, al calcular el valor presente con tasas de actualización superiores al 6% disminuyen más rápidamente que los costos del proyecto por lo que la diferencia entre beneficios y costos se va acortando; esto nos permite deducir que la tasa de actualización que en definitiva se relaciona con las condiciones financieras de los préstamos juega un papel preponderante, es decir que dependiendo del costo del dinero un proyecto podrá ser viable y el mismo para otras condiciones financieras resultará irrealizable.

Debo referirme también a que la evaluación de los costos del proyecto de transmisión considera una compra de energía tanto para el mercado del sector petrolero como el abastecimiento de la población a un valor unitario de 0.019 US\$/KWH, el mismo que no representa el costo internacional de la energía eléctrica sino el precio del KWH al cual el Sistema Nacional Interconectado de INECEL está entregando a las diferentes Empresas Eléctricas del país, debiendo

anotar que el precio unitario del KWH considerado en esta evaluación (0.019 US\$/KWH) es inferior al que de acuerdo al reglamento nacional de tarifas le corresponde facturar.

Al respecto, considero pertinente hacer un análisis de la tasa interna de retorno del proyecto variando el precio de venta del KWH, con el propósito de establecer cuál debería ser el límite de este parámetro que para una determinada tasa de actualización justifique la realización del proyecto.

4.3.1 T.I.R. variando el precio del KWH

a) Para una tasa de actualización del 6% y el condicionante de que los beneficios sean iguales a los costos, el precio de la energía debería ser de:

Beneficios - Costos = 0 (ver datos en cuadro No. 15)

$$205.592 - (157.085 - 86.007 + E.P) = 0$$

$$E = 4'256.684 \times 10^3 \text{ KWH}$$

$$P = 0.0297150 \text{ US\$/KWH}$$

$$\text{TIR} = 6\%$$

b) Para una tasa de actualización del 8% tendremos:

Beneficios - Costos = 0 (ver datos en cuadro No. 15)

$$174.075 - (145.103 - 72.846 + E.P) = 0$$

$$E = 3'834.000 \times 10^3 \text{ KWH}$$

$$P = 0.0265565 \text{ US\$/KWH}$$

$$\text{TIR} = 8\%$$

c) Para un tasa de actualización del 10% tendremos:

$$\text{Beneficios} - \text{Costos} = 0 \quad (\text{ver datos en cuadro No. 15})$$

$$148.327 - (134.468 - 62.092 + \text{E.P}) = 0$$

$$E = 3'268.000 \times 10^3 \text{ KWH}$$

$$P = 0.0232408 \text{ US\$/KWH}$$

$$\text{TIR} = 10\%$$

d) Para un tasa de actualización del 12% tendremos:

$$\text{Beneficios} - \text{Costos} = 0 \quad (\text{ver datos en cuadro No. 15})$$

$$126.846 - (125.033 - 53.244 + \text{E.P}) = 0$$

$$E = 2'802.316 \times 10^3 \text{ KWH}$$

$$P = 0.0196469 \text{ US\$/KWH}$$

$$\text{TIR} = 12\%$$

De los resultados obtenidos podemos concluir que para una tasa de retorno del 6% el precio máximo del KWH debe ser de 0.0294688 US\$/KWH equivalente a S/. 32.4/KWH.

Para una tasa interna de retorno del 8% el precio máximo del KWH debe ser de 0.0286202 US\$/KWH equivalente a S/. 31.5/KWH.

Para una tasa interna de retorno del 10% el precio máximo del KWH debe ser de 0.0230443 US\$/KWH equivalente a S/. 25.3/KWH.

Para una tasa interna de retorno del 12% el precio máximo del KWH debe ser de 0.0196972 US\$/KWH equivalente a S/. 21.7/KWH.

4.4 CONSIDERACIONES SOCIALES

Los proyectos de infraestructura que se ejecutan en un país en vías de desarrollo no son factibles, desde el punto de vista financiero (exclusivamente), estos mas bien se justifican considerando los beneficios sociales que el mismo conlleva para los diferentes sectores que componen la zona de influencia.

Para el caso que nos ocupa se puede indicar que de acuerdo a las características ecológicas de la provincia, así como a sus recursos humanos y materiales, se pueden desarrollar varios proyectos tales como:

- a) Complejo industrial agropecuario para la producción de alimentos.
- b) Complejo industrial pecuario para la producción e industrialización de vacunos, bovinos y porcinos.
- c) Complejo pecuario industrial para la producción e industrialización de la leche.
- d) Complejo agroindustrial integrado para la industrialización de frutas.

- e) Complejo de industrialización de la naranjilla.
- f) Complejo agroindustrial integrado para la extracción y refinación de aceites crudos a partir de la oleaginosas incluyendo la palma africana.
- g) Complejo industrial para la explotación y procesamiento de la madera.
- h) Fábrica de cemento.

Todos estos proyectos por su infraestructura necesitan importantes cantidades de potencia y energía eléctricas que, en las actuales circunstancias, el sector eléctrico no estaría en capacidad de cubrir la demanda solicitada y, menos aún si consideramos que hacia futuro, al implementarse algunos de estos proyectos, requerirán año a año una mayor cantidad de energía eléctrica, lo cual provocaría el estancamiento de la zona nororiental, hecho que obliga a contar en un futuro cercano con el abastecimiento de la energía eléctrica en la cantidad y calidad requeridas. Una de las alternativas para lograr este condicionamiento es precisamente la interconexión nororiental al Sistema Nacional Interconectado.

Por otro lado, el país necesita crear polos de desarrollo a fin de detener la migración hacia las grandes ciudades del país y armonizar el crecimiento de las diversas zonas del país.

Es importante destacar que uno de los problemas existente en el país es el déficit alarmante de oportunidades de empleo, y la zona nororiental no escapa a esta situación, por lo que las autoridades correspondientes deben establecer un plan de acción que permita el desarrollo equilibrado de todas la provincias de la patria estableciendo proyectos de infraestructura que generen por un lado mano de obra y por otro satisfagan necesidades básicas que eleven el bienestar de la población.

Al respecto los proyectos que se han mencionado como posibles de implantarse en la zona en estudio generarán importantes plazas de trabajo así por ejemplo: si analizamos brevemente la operación del complejo integrado de extracción y refinación de aceites crudos a partir de la palma africana necesitará del aporte de 20 personas durante el primer año; 300 personas en el quinto año; 700 personas en el décimo año; 1200 personas en el décimoquinto año; y 1400 en el vigésimo año, fecha en la cual el proyecto entrará a operar en su plena capacidad.

Como se podrá apreciar la instalación de un solo proyecto podrá dar solución de empleo a corto plazo a 300 familias llegando al final del mismo a solucionar la problemática de empleo de 1400 familias que, si consideramos un promedio de 5 o 6 miembros por cada unidad familiar, se estaría hablando de un bienestar de 8000 personas aproximadamente,

sin tomar en cuenta los efectos indirectos que se derivarán del funcionamiento de este proyecto, así por ejemplo se dará trabajo a varios transportistas que llevarán el producto a las diferentes regiones del país, regiones que se beneficiarán por tener un producto de buena calidad y de precio competitivo es decir que, se ve claramente el efecto multiplicador que tiene el presente proyecto.

Para el proyecto de la industrialización de la naranjilla se necesitaría alrededor de 120 personas que como podrá apreciarse logrará de alguna forma dar trabajo a un importante número de familias y por consiguiente contribuir al bienestar de la sociedad.

De igual manera podríamos ir analizando cada uno de los proyectos factibles de realizarse, la fábrica de cemento por ejemplo requeriría del aporte de un número significativo de personas tanto de la provincia como fuera de ella, puesto que demandaría de obreros, técnicos, ingenieros, administradores y directivos, que en definitiva significarán un gran aporte para el desarrollo nacional.

CUADRO No. 1

INVERSIONES Y GASTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO
DE LOS MOTORES ELECTRICOS

ESTACION DE BOMBEO	PRECIO UNITARIO (MILES DE DOLARES)	COSTO TOTAL (MILES DE DOLARES)
1.- COSTO DE LA INVERSION (1)		
PAPALLACTA : 5 # 2800 H.P.	370	1850
BAEZA : 5 # 2800 H.P.	370	1850
SALADO : 5 # 1850 H.P.	300	1500
LUMBAQUI : 5 # 2500 H.P.	330	1650
SIST. AISLADO: 80 # 300 H.P.	40	3200
T O T A L :		10050
12.- GASTOS OPERACION Y MANTENIMIENTO (2)		158

NOTA 1.- Esta evaluación se realizó en base a la información proporcionada por ASEA-BROWN-BOVERI (A.B.B.) con precios actualizados a enero de 1991.

2.- Determinado en base a un índice de 1.57% del valor de la inversión.

CUADRO No. 2

EVALUACION DE PARAMETROS
SISTEMA 230 KV (MILES DE DOLARES)

	GASTOS O & M	DEPRECIACION	DEP. ACUMULADA	V. RESIDUAL
	(1)	(2)	(3)	(4)
11.- TRANSMISION				
1.1 Santa Rosa-Papallacta	106	202	2020	4711
1.2 Papallacta-Baeza	58	111	1110	2585
1.3 Baeza-Salado	116	221	2210	5154
1.4 Salado-Lumbaqui	73	139	1390	3248
1.5 Lumbaqui-Lago Agrio	139	266	2660	6216
1.6 Lago Agrio-Coca	159	303	3030	7086
1.7 Subtotal :	651	1242	12420	29000
12.- SUBESTACIONES (138/13.8 KV)				
2.1 Santa Rosa (1)	34	64	640	1500
2.2 Papallacta	101	193	1930	4503
2.3 Baeza	101	193	1930	4503
2.4 Salado	101	193	1930	4503
2.5 Lumbaqui	101	193	1930	4503
2.6 Lago Agrio	107	204	2040	4711
2.7 Coca	70	134	1340	3121
2.8 Subtotal :	615	1174	11740	27344
13.- SUBESTACIONES (69/13.8 KV)				
3.1 Lago Agrio	32	61	610	1414
3.2 Shushufindi	24	47	470	1098
3.3 Jivino Verde	21	39	390	926
3.4 Subtotal :	77	147	1470	3438
14.- TOTAL (1 + 2 + 3)	1343	2563	25630	59782

- NOTAS 1.- Estimado en base a 1.57% del valor de las inversiones, índices con los cuales trabaja INECEL.
2.- Se considera una depreciación lineal igual al 3% anual.
3.- Se considera 10 años de explotación petrolera.
4.- Corresponde a la diferencia entre las inversiones y la depreciación acumulada.

CUADRO No. 3

SISTEMA EXISTENTE : COSTO DE LA GENERACION TERMICA (MILES DE DOLARES)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
1.- COSTOS COMBUSTIBLES											
1.1 CARBON	8615	8615	8615	8615	8615	8615	8615	8615	8615	8615	8615
1.2 DIESEL	21924	22098	22283	22473	22682	22927	23161	23438	23731	24061	24414
1.3 SUBTOTAL :	30539	30713	30898	31088	31297	31552	31776	32053	32346	32676	33029
2.- GASTOS OPERACION Y MANTENIMIENTO (1)	473	473	473	473	473	473	473	473	473	473	473

NOTA 1.- Determinado en base a un indice de 1.57% del valor de las inversiones; usado por INECEL para casos similares.

CUADRO No. 4

EVALUACION DE PARAMETROS DE ENERGIA ELECTRICA Y PETROLEO

AÑO	E. ELECTRICA (GWH)	PRECIO ENERGIA (US\$ KWH (2))	COSTO (MILES DOLARES)	PERDIDAS	CONSUMIDA	ELECTRICA	PERDIDAS	CRUDO (3)	DIESEL (3)	CRUDO (4)	DIESEL (5)	TOTAL
1995	688	0.019	13072	266	14	13072	266	574352	685134	8615	21924	30539
1996	691	0.019	13129	266	14	13129	266	574352	690563	8615	22098	30713
1997	694	0.019	13186	266	14	13186	266	574352	696083	8615	22283	30898
1998	697	0.019	13243	266	14	13243	266	574352	702300	8615	22473	31088
1999	701	0.019	13319	266	14	13319	266	574352	708817	8615	22682	31297
2000	705	0.019	13395	266	14	13395	266	574352	715832	8615	22937	31552
2001	709	0.019	13471	266	14	13471	266	574352	723793	8615	23161	31776
2002	713	0.019	13547	266	14	13547	266	574352	732423	8615	23438	32053
2003	718	0.019	13642	266	14	13642	266	574352	741609	8615	23731	32346
2004	723	0.019	13737	266	14	13737	266	574352	751898	8615	24041	32676
2005	728	0.019	13832	266	14	13832	266	574352	762925	8615	24414	33029

- NOTAS 1.- Estimado en base a un 3% de la energía consumida.
 2.- Información proporcionada por INECEL.
 3.- Corresponde a todas las estaciones de bombeo ubicadas en el Nororiente.
 4.- Su evaluación considera: 15 dólares/barril para el crudo y 32 dólares/barril para el diesel.

CUADRO No. 5

PROYECTO ELECTRICO AL NORORIENTE. ALT. 2-230KV-6%
DATOS DE ENTRADA

AÑO DE ACTUALIZACION	1991
AÑO HORIZONTE	2005
TASA DE ACTUALIZACION (%)	6.00
TASA DE COSTOS DE OPERAC. Y MANTENIMIENTO(%)	1.57

COSTOS (MILES US\$)

AÑO	INVERSION	OP Y MANT	TOTAL	V.PRESENTE
1991	5983.04	0.00	5983.04	5811.24
1992	46154.88	0.00	46154.88	42292.06
1993	17094.40	0.00	17094.40	14777.10
1994	16239.68	0.00	16239.68	13243.63
1995	0.00	1341.91	1341.91	1032.40
1996	0.00	1341.91	1341.91	973.96
1997	0.00	1341.91	1341.91	918.83
1998	0.00	1341.91	1341.91	866.82
1999	0.00	1341.91	1341.91	817.76
2000	0.00	1341.91	1341.91	771.47
2001	0.00	1341.91	1341.91	721.80
2002	0.00	1341.91	1341.91	686.60
2003	0.00	1341.91	1341.91	647.74
2004	0.00	1341.91	1341.91	611.08
2005	0.00	1341.91	1341.91	576.49

VALOR RESIDUAL DE LAS INVERSIONES	23776.36
VALOR PRESENTE DEL PROYECTO	60978.51

CUADRO No. 6

PROYECTO ELECTRICO AL NORORIENTE. ALT. 2-230KV-Ø%
DATOS DE ENTRADA

AÑO DE ACTUALIZACION	1991
AÑO HORIZONTE	2005
TASA DE ACTUALIZACION (%)	8.00
TASA DE COSTOS DE OPERAC. Y MANTENIMIENTO(%)	1.57

COSTOS (MILES US\$)

AÑO	INVERSION	OP Y MANT	TOTAL	V.PRESENTE
1991	5983.04	0.00	5983.04	5757.18
1992	46154.88	0.00	46154.88	41122.74
1993	17094.40	0.00	17094.40	14102.45
1994	16239.68	0.00	16239.68	12404.94
1995	0.00	1341.91	1341.91	949.11
1996	0.00	1341.91	1341.91	878.81
1997	0.00	1341.91	1341.91	813.71
1998	0.00	1341.91	1341.91	753.43
1999	0.00	1341.91	1341.91	697.62
2000	0.00	1341.91	1341.91	645.95
2001	0.00	1341.91	1341.91	598.10
2002	0.00	1341.91	1341.91	553.80
2003	0.00	1341.91	1341.91	512.78
2004	0.00	1341.91	1341.91	474.79
2005	0.00	1341.91	1341.91	439.62

VALOR RESIDUAL DE LAS INVERSIONES	17962.93
VALOR PRESENTE DEL PROYECTO	62741.99

CUADRO No. 7

PROYECTO ELECTRICO AL NORORIENTE. ALT. 2-230KV-10%
DATOS DE ENTRADA

AÑO DE ACTUALIZACION 1991
AÑO HORIZONTE 2005
TASA DE ACTUALIZACION (%) 10.00
TASA DE COSTOS DE OPERAC. Y MANTENIMIENTO(%) 1.57

COSTOS (MILES US\$)

AÑO	INVERSION	OP Y MANT	TOTAL	V.PRESENTE
1991	5983.04	0.00	5983.04	5704.60
1992	46154.88	0.00	46154.88	40006.32
1993	17094.40	0.00	17094.40	13470.14
1994	16239.68	0.00	16239.68	11633.31
1995	0.00	1341.91	1341.91	873.89
1996	0.00	1341.91	1341.91	794.45
1997	0.00	1341.91	1341.91	722.22
1998	0.00	1341.91	1341.91	656.57
1999	0.00	1341.91	1341.91	596.88
2000	0.00	1341.91	1341.91	542.62
2001	0.00	1341.91	1341.91	493.29
2002	0.00	1341.91	1341.91	448.44
2003	0.00	1341.91	1341.91	407.68
2004	0.00	1341.91	1341.91	370.61
2005	0.00	1341.91	1341.91	336.92

VALOR RESIDUAL DE LAS INVERSIONES 13640.91
VALOR PRESENTE DEL PROYECTO 63416.95

CUADRO No. 8

PROYECTO ELECTRICO AL NORORIENTE. ALT. 2-230KV-12%
DATOS DE ENTRADA

AÑO DE ACTUALIZACION	1991
AÑO HORIZONTE	2005
TASA DE ACTUALIZACION (%)	12.00
TASA DE COSTOS DE OPERAC. Y MANTENIMIENTO(%)	1.57

COSTOS (MILES US\$)

AÑO	INVERSION	OP Y MANT	TOTAL	V.PRESENTE
1991	5983.04	0.00	5983.04	5653.44
1992	46154.88	0.00	46154.88	38939.52
1993	17094.40	0.00	17094.40	12876.83
1994	16239.68	0.00	16239.68	10922.31
1995	0.00	1341.91	1341.91	805.83
1996	0.00	1341.91	1341.91	719.49
1997	0.00	1341.91	1341.91	642.40
1998	0.00	1341.91	1341.91	573.57
1999	0.00	1341.91	1341.91	512.12
2000	0.00	1341.91	1341.91	457.25
2001	0.00	1341.91	1341.91	408.26
2002	0.00	1341.91	1341.91	364.52
2003	0.00	1341.91	1341.91	325.46
2004	0.00	1341.91	1341.91	290.59
2005	0.00	1341.91	1341.91	259.46

VALOR RESIDUAL DE LAS INVERSIONES	10410.31
VALOR PRESENTE DEL PROYECTO	63340.64

CUADRO No. 9

SISTEMA : TRANSMISION A 230 KV
VALOR PRESENTE: ENERGIA CONSUMIDA Y PERDIDAS DE ENERGIA

AÑO	ENERGIA (GWH)	PERDIDAS (GWH)	C.PERDIDAS (MILES US\$) (1)	V.PRESENTE: PERDIDAS ENERGIA (MILES US\$)			
				6%	8%	10%	12%
1995	688	14	266	205	188	173	160
1996	691	14	266	193	174	157	143
1997	694	14	266	182	161	143	127
1998	697	14	266	172	149	130	114
1999	701	14	266	162	138	118	102
2000	705	14	266	153	128	108	91
2001	709	14	266	144	119	98	81
2002	713	14	266	136	110	89	72
2003	718	14	266	128	102	81	65
2004	723	14	266	121	94	73	58
2005	728	14	266	114	87	67	51
TOTAL:				1710	1450	1237	1064

AÑO	ENERGIA (GWH)	C.ENERGIA MILES US\$ (1)	V.PRESENTE: ENERGIA (MILES US\$)			
			6%	8%	10%	12%
1995	688	13072	10057	9246	8513	7850
1996	691	13129	9529	8598	7773	7039
1997	694	13186	9029	7996	7097	6312
1998	697	13243	8554	7435	6479	5660
1999	701	13319	8117	6924	5924	5083
2000	705	13395	8701	6448	5416	4564
2001	709	13471	7306	6004	4952	4098
2002	713	13547	6931	5591	4527	3680
2003	718	13642	6585	5213	4144	3309
2004	723	13737	6256	4860	3794	2975
2005	728	13832	5942	4531	3473	2674

NOTA 1.- Valorado a US\$ 0.019/KWH.

CUADRO No. 10

PROYECTO ELECTRICO AL NORORIENTE. ALT. 2-230KV
COSTO MOTORES ELECTRICOS - 6%

DATOS DE ENTRADA

AÑO DE ACTUALIZACION	1991
AÑO HORIZONTE	2005
TASA DE ACTUALIZACION (%)	6.00
TASA DE COSTOS DE OPERAC. Y MANTENIMIENTO(%)	1.57

COSTOS (MILES US\$)

AÑO	INVERSION	OP Y MANT	TOTAL	V.PRESENTE
1991	0.00	0.00	0.00	0.00
1992	0.00	0.00	0.00	0.00
1993	6030.00	0.00	6030.00	5212.58
1994	4020.00	0.00	4020.00	3278.35
1995	0.00	157.78	157.78	121.39
1996	0.00	157.78	157.78	114.52
1997	0.00	157.78	157.78	108.04
1998	0.00	157.78	157.78	101.92
1999	0.00	157.78	157.78	96.15
2000	0.00	157.78	157.78	90.71
2001	0.00	157.78	157.78	85.58
2002	0.00	157.78	157.78	80.73
2003	0.00	157.78	157.78	76.16
2004	0.00	157.78	157.78	71.85
2005	0.00	157.78	157.78	67.78

VALOR RESIDUAL DE LAS INVERSIONES 1118.27
VALOR PRESENTE DEL PROYECTO 8387.50

CUADRO No. 11

PROYECTO ELECTRICO AL NORORIENTE. ALT. 2-230KV
COSTO MOTORES ELECTRICOS - BZ

DATOS DE ENTRADA

AÑO DE ACTUALIZACION 1991
AÑO HORIZONTE 2005
TASA DE ACTUALIZACION (%) 8.00
TASA DE COSTOS DE OPERAC. Y MANTENIMIENTO(%) 1.57

COSTOS (MILES US\$)

AÑO	INVERSION	OP Y MANT	TOTAL	V.PRESENTE
1991	0.00	0.00	0.00	0.00
1992	0.00	0.00	0.00	0.00
1993	6030.00	0.00	6030.00	4974.60
1994	4020.00	0.00	4020.00	3070.74
1995	0.00	157.78	157.78	111.60
1996	0.00	157.78	157.78	103.33
1997	0.00	157.78	157.78	95.68
1998	0.00	157.78	157.78	88.59
1999	0.00	157.78	157.78	82.03
2000	0.00	157.78	157.78	75.95
2001	0.00	157.78	157.78	70.33
2002	0.00	157.78	157.78	65.12
2003	0.00	157.78	157.78	60.29
2004	0.00	157.78	157.78	55.83
2005	0.00	157.78	157.78	51.69

VALOR RESIDUAL DE LAS INVERSIONES 844.85
VALOR PRESENTE DEL PROYECTO 8060.92

CUADRO No. 12

PROYECTO ELECTRICO AL NORORIENTE. ALT. 2-230KV
COSTO MOTORES ELECTRICOS - 10%

DATOS DE ENTRADA

AÑO DE ACTUALIZACION 1991
AÑO HORIZONTE 2005
TASA DE ACTUALIZACION (%) 10.00
TASA DE COSTOS DE OPERAC. Y MANTENIMIENTO(%) 1.57

COSTOS (MILES US\$)

AÑO	INVERSION	OP Y MANT	TOTAL	V. PRESENTE
1991	0.00	0.00	0.00	0.00
1992	0.00	0.00	0.00	0.00
1993	6030.00	0.00	6030.00	4751.55
1994	4020.00	0.00	4020.00	2879.73
1995	0.00	157.78	157.78	102.75
1996	0.00	157.78	157.78	93.41
1997	0.00	157.78	157.78	84.92
1998	0.00	157.78	157.78	77.20
1999	0.00	157.78	157.78	70.18
2000	0.00	157.78	157.78	63.80
2001	0.00	157.78	157.78	58.00
2002	0.00	157.78	157.78	52.73
2003	0.00	157.78	157.78	47.94
2004	0.00	157.78	157.78	43.58
2005	0.00	157.78	157.78	39.62

VALOR RESIDUAL DE LAS INVERSIONES 641.57
VALOR PRESENTE DEL PROYECTO 7723.84

CUADRO No. 13

PROYECTO ELECTRICO AL NORORIENTE. ALT. 2-230KV
COSTO MOTORES ELECTRICOS - 12%

DATOS DE ENTRADA

AÑO DE ACTUALIZACION 1991
AÑO HORIZONTE 2005
TASA DE ACTUALIZACION (%) 12.00
TASA DE COSTOS DE OPERAC. Y MANTENIMIENTO(%) 1.57

COSTOS (MILES US\$)

AÑO	INVERSION	OP Y MANT	TOTAL	V.PRESENTE
1991	0.00	0.00	0.00	0.00
1992	0.00	0.00	0.00	0.00
1993	6030.00	0.00	6030.00	4542.26
1994	4020.00	0.00	4020.00	2703.73
1995	0.00	157.78	157.78	94.75
1996	0.00	157.78	157.78	84.60
1997	0.00	157.78	157.78	75.54
1998	0.00	157.78	157.78	67.44
1999	0.00	157.78	157.78	60.22
2000	0.00	157.78	157.78	53.76
2001	0.00	157.78	157.78	48.00
2002	0.00	157.78	157.78	42.86
2003	0.00	157.78	157.78	38.27
2004	0.00	157.78	157.78	34.17
2005	0.00	157.78	157.78	30.51

VALOR RESIDUAL DE LAS INVERSIONES 489.63
VALOR PRESENTE DEL PROYECTO 7386.48

CUADRO No. 14

SISTEMA EXISTENTE
VALOR PRESENTE CONSUMO DE: PETROLEO Y DIESEL (P+D)
Y GASTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO

AÑO	COSTO: (P+D) MILES US\$	VALOR PRESENTE (MILES US\$)			
		6%	8%	10%	12%
1995	30539	23495	21600	19868	18339
1996	30713	22292	20114	18183	16467
1997	30898	21156	18736	16629	14792
1998	31088	20082	17455	15211	13288
1999	31297	19072	16270	13921	11944
2000	31552	18139	15188	12758	10751
2001	31776	17234	14163	11681	9363
2002	32053	16400	13228	10712	8707
2003	32346	15613	12360	9827	7845
2004	32676	14880	11561	9025	7076
2005	33029	14189	10821	8293	6386
TOTAL :		202552	171496	146128	124958

AÑO	GASTO: (O+M)	VALOR PRESENTE (MILES US\$)			
		6%	8%	10%	12%
1995	473	364	334	308	284
1996	473	343	310	280	254
1997	473	324	287	254	226
1998	473	305	266	231	202
1999	473	288	246	210	180
2000	473	272	228	191	161
2001	473	257	211	174	144
2002	473	241	195	158	128
2003	473	228	180	144	115
2004	473	215	167	130	103
2005	473	203	155	119	91
TOTAL :		3040	2579	2199	1888

CUADRO No. 15

ANALISIS DE COSTOS Y BENEFICIOS DEL PROYECTO (MILES DE DOLARES)
 METODO DEL VALOR PRESENTE : AÑO DE ACTUALIZ./91; AÑO HORIZONTE 2005
 TASA DE ACTUALIZACION : 6%

	COSTOS DEL PROYECTO			VALOR PRESENTE DEL PROYECTO A ENERO/91			TOTAL					
	INVERSION	OP. Y MANT.	COMPRAS ENERG.	PERD. ENERG.	V. RESIDUAL	INVERSION		OP. Y MANT.	COMPRAS ENERG.	PERD. ENERG.	V. RESIDUAL	
1991	5983					5911						
1992	46155					42292						
1993	17094					14777						
1994	16240					13244						
1995	1342	13072	266			1032	10057	205				
1996	1342	13129	266			974	9529	193				
1997	1342	13186	266			919	9029	182				
1998	1342	13243	266			867	8554	172				
1999	1342	13319	266			818	8117	162				
2000	1342	13395	266			771	7701	153				
2001	1342	13471	266			728	7306	144				
2002	1342	13547	266			687	6931	136				
2003	1342	13642	266			648	6585	128				
2004	1342	13737	266			611	6256	121				
2005	1342	13832	266	58342		576	5942	114	(23776)			
TOTAL						74124	86007	1710	(23776)			148696

CUADRO No. 16

ANALISIS DE COSTOS Y BENEFICIOS ; SISTEMA EXISTENTE (MILES DE DOLARES)
 METODO DEL VALOR PRESENTE ; AÑO ACTUALIZ./91; AÑO HORIZONTE 2005
 TASA DE ACTUALIZACION : 6%

AÑO	COSTOS		VALOR PRESENTE		
	COMBUSTIBLES	OP. Y MANT.	COMBUSTIBLES	OP. Y MANT.	TOTAL
1995	30539	473	23495	364	
1996	30713	473	22292	343	
1997	30898	473	21156	324	
1998	31088	473	20082	305	
1999	31297	473	19072	288	
2000	31552	473	18139	272	
2001	31776	473	17234	257	
2002	32053	473	16400	241	
2003	32346	473	15613	228	
2004	32676	473	14860	215	
2005	33029	473	14189	203	
TOTAL			202552	3040	205592

$$\text{BENEFICIOS} - \text{COSTOS} = 205592 - 148696 = 56896$$

No incluye los costos de los motores influencia que se considera en el cuadro No.23

CUADRO No. 17

ANALISIS DE COSTOS Y BENEFICIOS DEL PROYECTO (MILES DE DOLARES)
 METODO DEL VALOR PRESENTE : AÑO DE ACTUALIZ. 191; AÑO HORIZONTE 2005
 TASA DE ACTUALIZACION : 8%

AÑO	COSTOS DEL PROYECTO				VALOR PRESENTE DEL PROYECTO A ENERO/91					
	INVERSION	OP. Y MANT.	COMPRA ENERG.	PERD. ENERG. V. RESIDUAL	INVERSION	OP. Y MANT.	COMPRA ENERG.	PERD. ENERG. V. RESIDUAL	TOTAL	
1991	5983				5737					
1992	46155				41123					
1993	17094				14102					
1994	16240				12405					
1995		1342	13072	266		949	9246	188		
1996		1342	13129	266		879	8590	174		
1997		1342	13196	266		814	7996	161		
1998		1342	13243	266		753	7435	149		
1999		1342	13319	266		698	6924	138		
2000		1342	13395	266		646	6448	128		
2001		1342	13471	266		598	6004	119		
2002		1342	13547	266		554	5591	110		
2003		1342	13642	266		513	5213	102		
2004		1342	13737	266		475	4860	94		
2005		1342	13832	266		440	4531	87	(17963)	
TOTAL					73387	7319	72846	1450	(17963)	137041

CUADRO No. 10

ANALISIS DE COSTOS Y BENEFICIOS : SISTEMA EXISTENTE (MILES DE DOLARES)
 METODO DEL VALOR PRESENTE : AÑO ACTUALIZ./91; AÑO HORIZONTE 2005
 TASA DE ACTUALIZACION : 8%

AÑO	COSTOS		VALOR PRESENTE		
	COMBUSTIBLES	OP. Y MANT.	COMBUSTIBLES	OP. Y MANT.	TOTAL
1995	30539	473	21600	334	
1996	30713	473	20114	310	
1997	30898	473	18736	287	
1998	31088	473	17455	266	
1999	31297	473	16270	246	
2000	31552	473	15188	228	
2001	31776	473	14163	211	
2002	32053	473	13228	195	
2003	32346	473	12360	180	
2004	32676	473	11561	167	
2005	33029	473	10821	155	
TOTAL			171496	2579	174075

$$\text{BENEFICIOS} - \text{COSTOS} = 174075 - 137041 = 37034$$

No incluye los costos de los motores influencia que se considera en el cuadro No.23

CUADRO No. 19

ANALISIS DE COSTOS Y BENEFICIOS DEL PROYECTO (MILES DE DOLARES)
 METODO DEL VALOR PRESENTE : AÑO DE ACTUALIZ./91; AÑO HORIZONTE 2005
 TASA DE ACTUALIZACION : 10%

	COSTOS DEL PROYECTO				VALOR PRESENTE DEL PROYECTO A ENERO/91						
	AÑO INVERSION	OP. Y MANT.	COMPRA ENERG.	PERD. ENERG.	V. RESIDUAL	INVERSION OP. Y MANT.	COMPRA ENERG.	PERD. ENERG.	V. RESIDUAL	TOTAL	
11991	5983					5705					
11992	46155					40006					
11993	17094					13470					
11994	16240					11633					
11995		1342	13072	266			874	8513	173		
11996		1342	13129	266			794	7773	157		
11997		1342	13186	266			722	7097	143		
11998		1342	13243	266			657	6479	130		
11999		1342	13319	266			597	5924	118		
12000		1342	13395	266			543	5416	108		
12001		1342	13471	266			493	4952	98		
12002		1342	13547	266			448	4527	89		
12003		1342	13642	266			408	4144	81		
12004		1342	13737	266			371	3794	73		
12005		1342	13832	266	58342		334	3473	67	(13641)	
TOTAL						70814	6241	62092	1237	(13641)	126743

CUADRO No. 20

ANALISIS DE COSTOS Y BENEFICIOS : SISTEMA EXISTENTE (MILES DE DOLARES)
 METODO DEL VALOR PRESENTE : AÑO ACTUALIZ./91; AÑO HORIZONTE 2005
 TASA DE ACTUALIZACION : 10%

AÑO	COSTOS		VALOR PRESENTE		
	COMBUSTIBLES	OP. Y MANT.	COMBUSTIBLES	OP. Y MANT.	TOTAL
1995	30539	473	19888	308	
1996	30713	473	18163	280	
1997	30898	473	16629	254	
1998	31088	473	15211	231	
1999	31297	473	13921	210	
2000	31552	473	12758	191	
2001	31776	473	11681	174	
2002	32053	473	10712	158	
2003	32346	473	9827	144	
2004	32676	473	9025	130	
2005	33029	473	8293	119	
TOTAL			146128	2199	148327

$$\text{BENEFICIOS} - \text{COSTOS} = 148327 - 126743 = 21584$$

No incluye los costos de los motores influencia que se considera en el cuadro No.23

CUADRO No. 21

ANALISIS DE COSTOS Y BENEFICIOS DEL PROYECTO (MILES DE DOLARES)
 METODO DEL VALOR PRESENTE : AÑO DE ACTUALIZ./91; AÑO HORIZONTE 2005
 TASA DE ACTUALIZACION : 12%

AÑO	COSTOS DEL PROYECTO				VALOR PRESENTE DEL PROYECTO A ENERGIA/91						
	INVERSION	OP. Y MANT.	COMPRA ENERG.	PERD. ENERG.	V.RESIDUAL	INVERSION	OP. Y MANT.	COMPRA ENERG.	PERD. ENERG.	V.RESIDUAL	TOTAL
11991	5983					5653					
11992	46185					38940					
11993	17094					12877					
11994	16240					10922					
11995	1342	1342	13072	266		806	7850	160			
11996	1342	1342	13129	266		719	7039	143			
11997	1342	1342	13186	266		642	6312	127			
11998	1342	1342	13243	266		574	5660	114			
11999	1342	1342	13319	266		512	5083	102			
12000	1342	1342	13395	266		457	4564	91			
12001	1342	1342	13471	266		408	4098	81			
12002	1342	1342	13547	266		364	3680	72			
12003	1342	1342	13642	266		325	3309	65			
12004	1342	1342	13737	266		290	2975	58			
12005	1342	1342	13832	266	58342	259	2674	51	(10410)		
TOTAL						68392	53244	1064	(10410)		117646

CUADRO No. 22

ANALISIS DE COSTOS Y BENEFICIOS : SISTEMA EXISTENTE (MILES DE DOLARES)
 METODO DEL VALOR PRESENTE : AÑO ACTUALIZ./91: AÑO HORIZONTE 2005
 TASA DE ACTUALIZACION : 12%

AÑO	COSTOS		VALOR PRESENTE		
	COMBUSTIBLES	OP. Y MANT.	COMBUSTIBLES	OP. Y MANT.	TOTAL
1995	30539	473	18339	284	
1996	30713	473	16467	254	
1997	30898	473	14792	226	
1998	31088	473	13288	202	
1999	31297	473	11944	180	
2000	31552	473	10751	161	
2001	31776	473	9363	144	
2002	32053	473	8707	128	
2003	32346	473	7845	115	
2004	32676	473	7076	103	
2005	33029	473	6386	91	
TOTAL			124958	1888	126846

$$\text{BENEFICIOS} - \text{COSTOS} = 126846 - 117646 = 9200$$

No incluye los costos de los motores influencia que se considera en el cuadro No.23

CUADRO No. 23

ANALISIS DE COSTOS Y BENEFICIOS (MILES DE DOLARES)
METODO DE VALOR PRESENTE

IA.- COSTOS DEL PROYECTO (MILES US\$)	6%	8%	10%	12%
11.- VALOR PRESENTE DEL PROYECTO A ENERO DE 1991				
1.1 LINEA DE TRANSMISION A 230 KV.				
1.1.1 INVERSIONES	76124	73387	70814	68392
1.1.2 GASTOS OPERACION Y MANTENIMIENTO	8631	7319	6241	5356
1.1.3 COMPRA DE ENERGIA	86007	72846	62092	53244
1.1.4 COSTO PERDIDAS ENERGIA	1710	1450	1237	1064
1.1.5 VALOR RESIDUAL	(23776)	(17963)	(13641)	(10410)
1.1.6 SUBTOTAL :	148696	137041	126743	117646
1.2 MOTORES ELECTRICOS ASOCIADOS AL PROYECTO.				
1.2.1 INVERSIONES	9491	8046	7632	7246
1.2.2 OPERACION Y MANTENIMIENTO	1016	861	735	631
1.2.3 VALOR RESIDUAL	(1118)	(845)	(642)	(490)
1.2.3 SUBTOTAL :	8389	8062	7725	7387
1.3 TOTAL COSTOS DEL PROYECTO	157085	145103	134468	125033
IB.- BENEFICIOS DEL PROYECTO (MILES US\$)				
11.- VALOR PRESENTE SISTEMA EXISTENTE				
1.1 COMBUSTIBLES	202552	171496	146128	124958
1.2 GASTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO	3040	2579	2199	1888
1.3 TOTAL BENEFICIOS DEL PROYECTO	205592	174075	148327	126846
IC.- BENEFICIOS MENOS COSTOS DEL PROYECTO	48507	28972	13859	1813

CAPITULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

a) El suministro de energía eléctrica en el país está regulado por la Ley Básica de Electrificación aprobado mediante Decreto Supremo No. 1042 del 10 de Septiembre de 1973 que establece entre otros aspectos lo siguiente:

- El suministro de energía eléctrica es un servicio de utilidad pública de interés nacional.

- Es deber del Estado satisfacer las necesidades de energía eléctrica en el país, mediante el aprovechamiento eficiente de los recursos naturales de conformidad con el Plan Nacional de Electrificación. (P.N.E.).

b) La Provincia de Sucumbíos que sería directamente la beneficiaria de la interconexión eléctrica es una zona que por diversas razones entre ellas la falta de energía eléctrica no ha podido desarrollarse al mismo ritmo que las otras provincias del país. La infraestructura existente de los servicios básicos como son: salud, educación, vivienda, agua potable, vías de penetración, electrificación etc., son deficientes, lo que ha influenciado en forma directa en su proceso de desarrollo socio-económico.

c) La zona nororiental tiene un gran potencial minero metálico y no metálico, entre los recursos que se puede mencionar tenemos: Oro, calizas, arcillas, yeso, cuya explotación podría constituir una alternativa válida para el desarrollo a corto, mediano y largo plazo de las Provincias de Napo y Sucumbios.

d) En la Provincia de Sucumbios se encuentran los recursos petroleros de cuyo subsuelo se extraen un promedio de 300.000 barriles diarios y además se utilizan 3450 barriles diarios para el sistema de bombeo y para suministro de energía a la población, cantidad que podría ser sustituida en gran parte por energía hidráulica del Sistema Nacional de Inecel, produciéndose un ahorro significativo para el país.

e) La zona nororiental tiene un valor agrícola relativamente pobre, la vegetación puede aparecer vigorosa y lozana, sin embargo, tiene su talón de Aquiles en el subsuelo, puesto que no genera la suficiente reserva de nutrientes para permitir la reforestación del bosque después de que haya sido talado, situación que obliga a las autoridades gubernamentales a ser cautelosos en la explotación agrícola de la zona, pues una actividad indiscriminada sin orientación alguna, peor planificación, podría llevar al aniquilamiento de la delgada capa de humus existente provocando la esterilidad de sus tierras.

f) En la actualidad la Provincia de Sucumbíos recibe energía eléctrica generada por las unidades térmicas existentes, las cuales utilizan diesel para su sistema de operación; hacia futuro con las perspectivas de que el recurso petrolero podría agotarse en un período de 10 a 15 años, su funcionamiento requerirá combustible importado, lo cual significará salida de divisas que afectará al país y lo que es más un incremento de costos demasiado honeroso para la zona.

g) Por otro lado, si el país realizó un esfuerzo enorme en la construcción del Sistema Nacional, y considerando que el proyecto de interconexión es viable bajo los parámetros considerados hasta una tasa de actualización del 12% como se demuestra en el Capítulo IV, es justo y razonable, que se impulse esta obra, pues, por un lado, ayudará aunque en pequeña parte a optimizar la inversiones del Sistema Nacional y por otro liberará los recursos petroleros que en la actualidad se usan para producir energía eléctrica en la Provincia de Sucumbíos.

h) La interconexión nororiental al Sistema Nacional impulsará el desarrollo socio-económico de la zona, al dar mayor confianza a los sectores productivos del país.

g) El contar con energía eléctrica en forma permanente y segura reforzará nuestra posición estratégica militar en la

zona; en efecto, al disponer de este servicio en la cantidad y calidad requeridas permitirá que nuestras fuerzas armadas puedan realizar las actividades de defensa requeridas para la protección efectiva de nuestra integridad territorial.

5.2. RECOMENDACIONES

a) Es necesario impulsar en el país nuevos polos de desarrollo como una de las alternativas más viables para armonizar el progreso de todas las regiones de la patria y, una de ellas, precisamente puede darse en la zona nororiental.

b) Para lograr la prosperidad de los pueblos se precisa impulsar primeramente la infraestructura básica, dentro de cuyo contexto se encuentra el suministro eléctrico, sin cuya presencia no se podría concebir el desarrollo de los pueblos.

c) Para cumplir con lo expuesto en los dos párrafos anteriores, es necesario pensar en una solución definitiva y una de las mejores alternativas constituye la interconexión eléctrica de la zona al Sistema nacional, por lo que es recomendable que se construya la Línea de Transmisión a 230 KV Santa Rosa-Lago Agrio cuya justificación económica se puede ver en el Cap. IV de la presente Tesis.

d) Si bien es cierto del análisis efectuado concluir que el Proyecto es viable desde el punto de vista financiero, no debemos olvidar que en general los proyectos de infraestructura que se realizan en países en vías de desarrollo no son por sí solos rentables financieramente, éstos más bien se justifican por los beneficios sociales o rentabilidad social que ellos producen tales como: Crecimiento industrial, aumento de la producción agropecuaria, incremento comercial, generación de empleo, en definitiva su efecto multiplicador se traduce en un mejoramiento del nivel de vida o del bienestar poblacional.

e) La zona nororiental tiene un valor agrícola relativamente pobre debido a su débil capa de humus que no le permite tener una reserva suficiente de nutrientes, por lo que se recomienda a las autoridades encargadas de este campo, como son El Ministerio de Agricultura y Ganadería, el Instituto de Reforma Agraria y Colonización y demás instituciones que de una u otra forma tienen que ver en este aspecto, orienten técnicamente el uso del suelo y sus recursos, pues una actividad indiscriminada, sin asesoramiento ni planificación llevará a la destrucción del ecosistema de las zonas afectadas y probablemente al aniquilamiento de la frágil capa de humus existente.

f) Las perspectivas para la instalación de industrias importantes como: Industrias agropecuarias , complejos para

industrialización de frutas, complejo industrial para extracción de aceites crudos a partir de la palma africana, complejo industrial para procesamiento de la madera, son realmente interesantes, por lo que se recomienda a las instituciones encargadas del desarrollo industrial promuevan a nivel nacional el conocimiento de este tipo de proyectos, a fin de interesar a los empresarios nacionales o extranjeros en la realización de estos proyectos que, como se dijo anteriormente, son de indudable beneficio tanto para la zona como para el país.

B I B L I O G R A F I A

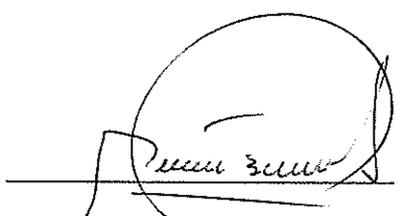
- 1.- INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION, "Ley Básica de Electrificación aprobada en Septiembre de 1973.
- 2.- INSTITUTO DE ALTOS ESTUDIOS NACIONALES, "Viaje No. 1/I Región Amazónica Ecuatoriana".
- 3.- INSTITUTO DE ESTADISTICAS Y CENSOS, "Censo de la Población 1982".
- 4.- INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION, "Metodología de la Proyección del Mercado Eléctrico".
- 5.- GENERAL ELECTRIC, "Engineering Economics", 1976.
- 6.- BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO, "Evaluación de Proyectos de Generación, Transmisión y Distribución, 1990.
- 7.- CENTRO DE ESTUDIOS SOBRE DESARROLLO ECONOMICO- UNIVERSIDAD DE LOS ANDES, "La Evaluación Económica de Proyectos de Inversión, Agosto 1990.
- 8.- CENTRO DE ESTUDIOS SOBRE DESARROLLO ECONOMICO, UNIVERSIDAD DE LOS ANDES, "Karen Mokate", Febrero 1989.
- 9.- PROGRAMA BID-UNIANDES, "Evaluación Económica de proyectos de Energía Eléctrica", Septiembre 1990.

- 10.- CENTRO DE DESARROLLO INDUSTRIAL DEL ECUADOR,
"Proyectos de Desarrollo Industrial".
- 11.- WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION, "Transmission
Line".
- 12.- FUNDACION NATURA, "Pluviselva Amazónica", 1986.

AUTORIZACION

Autorizo al Instituto de Altos Estudios Nacionales la
publicación de este Trabajo, como artículo de la Revista o
como artículos para lectura seleccionada.

Quito, Junio 14 de 1991



ING. ARTURO BARROS P.