

PROGRAMA NACIONAL DE ELECTRIFICACION

PARA EL PERIODO 1964 - 1973

*

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE
INGENIERO EN LA ESPECIALIZACION DE ELECTROTECNIA
DE LA ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

*

ARMANDO IBARRA A.

QUITO, DICIEMBRE DE 1963

CERTIFICO QUE EL PRESENTE TRABAJO HA SIDO
ELABORADO POR EL SR. ARMANDO IBARRA A.

QUITO, DICIEMBRE DE 1963.



ING. ALFONSO MENDIZABAL V.
DIRECTOR DE TESIS

I N D I C E G E N E R A L

	<u>Pág.</u>
PRESENTACION	1
<u>CAPITULO I: RESUMEN DE LA SITUACION ACTUAL Y EVOLUCION RECIENTE DE LA ELECTRIFICACION EN EL ECUADOR.</u>	9
SECCION 1a. <u>CARACTERISTICAS DE LA PRODUCCION Y DE LA DISTRIBUCION DE ELECTRICIDAD.</u>	9
ACAPITE 1°: Organización de la Electrificación.	9
ACAPITE 2°: Los Resultados.	14
SECCION 2a. <u>CARACTERISTICAS FISICAS DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS</u>	16
ACAPITE 1°: Potencia Instalada.	16
ACAPITE 2°: Características de los Equipos de Generación.	24
ACAPITE 3°: Características de los Sistemas de Transmisión.	26
ACAPITE 4°: Características de las Redes de Distribución.	29
ACAPITE 5°: Los Recursos Energéticos.	30
SECCION 3a. <u>GENERACION Y CONSUMO.</u>	34
ACAPITE 1°: Generación.	34
ACAPITE 2°: Consumo.	36
SECCION 4a. <u>ASPECTOS ECONOMICOS</u>	41
ACAPITE 1°: Origen del Capital Invertido en el Sector Eléctrico.	41
ACAPITE 2°: Población Ocupada en el Sector Energía Eléctrica y su Producción.	43
ACAPITE 3°: Productividad del Capital.	47
ACAPITE 4°: Sistemas Tarifarios y Precios de Venta.	47
SECCION 5a. <u>DIAGNOSTICO.</u>	50

	<u>Pág.</u>
<u>CAPITULO II: PROGRAMA DE ELECTRIFICACION</u>	
SECCION 1a. <u>CARACTERISTICAS PRINCIPALES</u>	52
ACAPITE 1°: Los Objetivos del Programa.	52
ACAPITE 2°: Alcances del Programa.	53
ACAPITE 3°: Requisitos del Programa.	60
ACAPITE 4°: Programa de Ejecución de las Obras.	65
SECCION 2a. <u>FINANCIAMIENTO</u>	73
ACAPITE 1°: Necesidades de Fondos.	73
ACAPITE 2°: Fuentes de Financiación.	75
SECCION 3a. <u>DESCRIPCION DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS</u>	88
ACAPITE 1°: Sistema Eléctrico "Tulcán-Ibarra-Cayambe"	88
ACAPITE 2°: Sistema Eléctrico "Quito-Mejía-Rumiñahui"	97
ACAPITE 3°: Sistema Eléctrico "Santo Domingo de los Colorados".	107
ACAPITE 4°: Sistema Eléctrico "Cotopaxi-Tungurahua".	112
ACAPITE 5°: Sistema Eléctrico "Riobamba-Guano-Cajabamba".	122
ACAPITE 6°: Sistema Eléctrico "Alausí-Chunchi"	127
ACAPITE 7°: Sistema Eléctrico "Guaranda-Chimbo-San Miguel".	132
ACAPITE 8°: Sistema Eléctrico de las Provincias Azuay y Cañar.	138
ACAPITE 9°: Sistema Eléctrico de Loja.	149
ACAPITE 10°: Sistemas Eléctricos de la Provincia de Esmeraldas.	160
ACAPITE 11°: Sistemas Eléctricos de Manta y Bahía de Caráquez.	165
ACAPITE 12°: Sistema Eléctrico "Guayaquil-Babahoyo".	177
ACAPITE 13°: Sistema Eléctrico "Quevedo".	185
ACAPITE 14°: Sistema Eléctrico "Salinas-Santa Elena".	189
ACAPITE 15°: Sistema Eléctrico de la Provincia de El Oro	194

	<u>Pág.</u>
ACAPITE 16º: Sistemas Eléctricos de la Región Oriental.	202
ANEXO: GRAFICOS	211
BIBLIOGRAFIA	223

- o -

INDICE DE CUADROS

CUADRO N°	DENOMINACIONES	Pág.
I-1	Potencia Instalada (KW.)	17
I-2	Tasas Anuales de Crecimiento de la Potencia Instalada 1955 - 1962.	19
I-3	Potencia Instalada por Habitante.	22
I-4	Potencia Instalada por Clase de Servicio.	23
I-5	Edad y Tamaño de los Equipos de Generación.	27
I-6	Sistemas de Transmisión.	28
I-7	Tensión de los Sistemas de Distribución.	31
I-8	Distribución de la Generación por Clases de Empresas y Tipos de Plantas.	35
I-9	Distribución de Generación Eléctrica en 1962.	37
I-10	Producción Anual de Energía Eléctrica por Habitante.	40
I-11	Capitales invertidos a Precios de Reposición por Sector de Origen del Capital.	42
I-12	Personal Ocupado en el Sector Energía Eléctrica.	44
I-13	Remuneración al Personal Ocupado en los Sistemas Eléctricos.	45
I-14	Producción por Obrero Ocupado.	46
I-15	Potencia Instalada por Obrero Ocupado.	47
I-16	Precio Medio de Venta de Electricidad.	49
II-1	Resultados Físicos a Obtenerse con la Ejecución del Programa.	61
II-2	Calendario de Inversiones.	63
II-3	Requerimientos de Mano de Obra.	64
II-4	Programa de Ejecución de los Proyectos.	66
II-5	Necesidades de Fondos Para Inversiones.	74
II-6	Fondos para el Financiamiento (Por Sistemas).	76
II-7	Fondos para el Financiamiento (Por Años)	77
II-8	Análisis Económico y Financiero.	79

CUADRO N°	DENOMINACIONES	Pág.
II-9	Análisis de Costos y Ventas	80
II-10	Préstamos para el Financiamiento del Programa de Eléctricificación.	83
II-11	Disponibilidades de Recursos para el Servicio de los Préstamos.	85
<u>SISTEMA ELECTRICO TULCAN-IBARRA-CAYAMBE</u>		
II-1-1	Población, Demanda y Evolución de la Potencia Instalada.	94
II-1-2	Programa de Inversiones Estimadas.	95
<u>SISTEMA ELECTRICO DE QUITO, MEJIA, RUMIÑAHUI</u>		
II-2-1	Población, Demanda y Evolución de la Potencia Instalada.	104
II-2-2	Programa de Inversiones Estimadas.	105
<u>SISTEMA ELECTRICO DE SANTO DOMINGO DE LOS COLORADOS</u>		
II-3-1	Población, Demanda y Evolución de la Potencia Instalada.	110
II-3-2	Programa de Inversiones Estimadas.	111
<u>SISTEMA ELECTRICO DE COTOPAXI Y TUNGURAHUA</u>		
II-4-1	Población, Demanda y Evolución de la Potencia Instalada.	119
II-4-2	Programa de Inversiones Estimadas.	120
<u>SISTEMA ELECTRICO DE RIOBAMBA, GUANO, CAJABAMBA</u>		
II-5-1	Población, Demanda y Evolución de la Potencia Instalada.	125
II-5-2	Programa de Inversiones Estimadas.	126
<u>SISTEMAS ELECTRICOS DE ALAUSI Y CHUNCHI</u>		
II-6-1	Población, Demanda y Evolución de la Potencia Instalada.	130
II-6-2	Programa de Inversiones Estimadas.	131

CUADRO N°	DENOMINACIONES	Pág.
<u>SISTEMA ELECTRI CO DE GUARANDA-CHIMBO-SAN MIGUEL</u>		
II-7-1	Población, Demanda y Evolución de la Potencia Instalada.	136
II-7-2	Programa de Inversiones Estimadas.	137
<u>SISTEMA ELECTRICO DEL RIÓ DUDAS-MASAR</u>		
II-8-1	Población, Demanda y Evolución de la Potencia Instalada.	147
II-8-2	Programa de Inversiones Estimadas.	148
<u>SISTEMAS ELECTRICOS DE LOJA</u>		
II-9-1	Población, Demanda y Evolución de la Potencia Instalada.	155
II-9-2	Programa de Inversiones Estimadas.	158
<u>SISTEMA ELECTRICO DE ESMERALDAS</u>		
II-10-1	Población, Demanda y Evolución de la Potencia Instalada.	163
II-10-2	Programa de Inversiones Estimadas.	164
<u>SISTEMAS ELECTRICOS DE MANTA Y BAHIA DE CARAQUEZ</u>		
II-11-1	Población, Demanda y Evolución de la Potencia Instalada.	173
II-11-2	Programa de Inversiones Estimadas.	174
<u>SISTEMA ELECTRICO GUAYAQUIL-BABAHOYO</u>		
II-12-1	Población, Demanda y Evolución de la Potencia Instalada.	183
II-12-2	Programa de Inversiones Estimadas.	184
<u>SISTEMA ELECTRICO DE QUEVEDO</u>		
II-13-1	Población, Demanda y Evolución de la Potencia Instalada.	187
II-13-2	Programa de Inversiones Estimadas.	188
<u>SISTEMA ELECTRICO DE SALINAS-SANTA ELENA</u>		
II-14-1	Población, Demanda y Evolución de la Potencia Instalada.	192

CUADRO N°	DENOMINACIONES	Pág.
II-14-2	Programa de Inversiones Estimadas. <u>SISTEMA ELECTRICO DEL RIO JUBONES</u>	193
II-15-1	Población, Demanda y Evolución de la Potencia Instalada.	199
II-15-2	Programa de Inversiones Estimadas. <u>SISTEMAS ELECTRICOS DE LA REGION ORIENTAL</u>	200
II-16-1	Población, Demanda y Evolución de la Potencia Instalada.	205
II-16-2	Programa de Inversiones Estimadas.	207

INDICE DE GRAFICOS

GRAFICO No.	DENOMINACION	Pág.
II	Resultados Físicos del Programa de Electrificación.	62
II-1	Sistema Eléctrico Tulcán-Ibarra-Cayambe.	211
II-2/3	Sistemas Eléctricos de Quito-Mejía-Rumiñahui y de Santo Domingo de los Colorados.	212
II-4	Sistema Eléctrico Cotopaxi-Tungurahua.	213
II-5/6	Sistemas Eléctricos de Riobamba-Guano-Cajabamba y de Alausí-Chunchi.	214
II-7	Sistema Eléctrico Guaranda-Chimbo-San Miguel	215
II-8	Sistema Eléctrico de las Provincias Azuay-Cañar.	216
II-9	Sistemas Eléctricos de Loja.	217
II-10	Sistemas Eléctricos de Esmeraldas	218
II-11/15	Sistemas Eléctricos de Manta, Bahía de Caráquez y Quevedo.	219
II-12/14	Sistemas Eléctricos de Guayaquil-Babahoyo y de Salinas-Santa Elena.	220
II-15	Sistema Eléctrico de la Provincia de El Oro.	221
II-16	Programa Nacional de Electrificación.	222

P R E S E N T A C I O N

El Programa de Electrificación Nacional que hoy entrego para calificación por la Escuela Politécnica Nacional, ha sido adoptado por la Junta Militar de Gobierno como Programa Oficial, y, en estos mismos momentos, es motivo de intenso análisis por parte de la Junta Nacional de Planificación y Coordinación Económica, del Instituto Ecuatoriano de Electrificación y del Comité Ad-hoc de Evaluación del Consejo Económico y Social de la OEA.

El Trabajo tiene una finalidad específica: demostrar cuál es la situación de la electrificación en el Ecuador y cuál la política de inversiones a seguirse en los próximos años, las razones de adoptar esta política y las bases financieras en que se sustenta. Todo esto a su vez, en concordancia con la resolución de Punta del Este, según la cual los países miembros de la Organización de Estados Americanos, deben presentar sus planes de desarrollo a consideración del Consejo Económico y Social de la OEA, para las finalidades de Alianza para el Progreso.

El afán de llenar esta finalidad ha conducido obligadamente a seguir un proceso o patrón en su elaboración, de modo de cubrir fundamentalmente los aspectos que interesan a las agencias internacionales de crédito, ya que el obtener empréstitos extranjeros para la financiación del Programa, es el objetivo primordial del trabajo.

Es pues un trabajo eminentemente práctico. Tanto su contenido como su presentación, y aún su redacción, han sido cuidadosamente estudiados y determinados por el fin propuesto. Se ha evitado, por esta razón,

el uso de una terminología demasiado especializada, ya que había que preferirse que el Programa sea comprendido aún por personas sin mayores conocimientos de ingeniería. Igualmente, se ha cuidado de no incluir detalles constructivos, cálculos o especificaciones de equipos e instalaciones, más propios de los proyectos de las obras específicas, que del presente Programa que es, y debe ser, de carácter general.

En la presentación del Programa, se ha dejado intencionalmente para su última Sección, la descripción detallada de las obras propuestas para cada una de las 16 zonas o subprogramas que lo constituyen, ya que el análisis al detalle de los diferentes sistemas eléctricos proyectados, de las obras e instalaciones propuestas para cada uno de ellos, de las versiones particularizadas y pormenorizadas; escapa a las posibilidades y al interés de las grandes mayorías y está dedicado solamente a un sector relativamente pequeño de los funcionarios o personas que deben examinar el Programa. Bajo este supuesto, antes de entrar al detalle de los proyectos, se ha preferido incluir dos Secciones que contienen las Características Principales del Programa y el Financiamiento, respectivamente. Estas Secciones constituyen un resumen del Programa en conjunto, ya que demuestran sus alcances y limitaciones, sus metas y objetivos, sus costos globales, las necesidades generales de recursos económicos y las fuentes de financiamiento.

La sencillez de la redacción que se ha impuesto como una necesidad de este trabajo, así como la inclusión de un gran número de cuadros para evitar una multiplicación innecesaria de su amplitud, hacen que no sea ocioso mencionar unas palabras sobre su ejecución.

Para cualquiera que se haya asomado, aunque sea fugaz y super

ficialmente en el campo de la programación del desarrollo eléctrico y, de manera especial, del desarrollo de la electrificación del Ecuador, no podrá pasar desapercibido el esfuerzo que ha sido necesario desplegar para la culminación de este trabajo. Aunque su estructuración material ha requerido de un período poco mayor de 10 meses de intensa labor, su preparación es el producto de más de 7 años de actividad constante y sistemática.

Antes de 1955, año en que la Junta Nacional de Planificación y Coordinación Económica realizó el primer Censo Nacional de Electrificación, prácticamente no existía en el país ningún conocimiento sobre la situación general de la Electrificación. A base de dicho Censo y con el compendio de todos los trabajos del Ing. Roger F. Ouvrard, la Junta realizó un ensayo tentativo de planificación del desarrollo eléctrico, a escala nacional, que apareció bajo el título de "Plan Nacional de Electrificación". A más de tener el mérito valiosísimo de ser esta publicación el primer trabajo organizado hecho en el país sobre la materia, este trabajo contribuyó a despertar el interés y la inquietud sobre la importancia de la electrificación y el papel que está llamada a desempeñar en el desarrollo económico de la nación. El Plan Ouvrard demostró, asimismo, los enormes vacíos de información estadística y el descuido completo e incalificable de los organismos nacionales sobre aspectos básicos fundamentales para el desarrollo racional de la electrificación en el país.

Tomando como punto de partida aquél trabajo y desde las diversas posiciones que he ocupado en la Sección Energía de la Junta Nacional de Planificación, he mantenido a través de los últimos 7 años, una intensa labor de investigación sobre todos los aspectos relacionados con la electrificación nacional, llegando a copilar un cuantioso volumen de informaciones que han sido de valor inapreciable para el presente trabajo. Extra

ordinaria utilidad tuvieron, asimismo, los trabajos sobre electrificación general y regional que me fueron encomendados por la Junta de Planificación en los últimos 5 años. Resúmenes de algunos de estos trabajos aparecen en las publicaciones de esa entidad titulados "Plan Inmediato de Desarrollo" y "Plan Carchi".

Pese a esta labor, muchos aspectos eran aún desconocidos. Fué necesario investigar directamente más de 80 entidades públicas y particulares en todo el país. Los aspectos investigados cubrían especialmente las características físicas de los sistemas eléctricos, estadísticas de producción y consumo, costos de explotación y evaluaciones del capital invertido, aspectos éstos, en la mayor parte de los casos desconocidos por los mismos propietarios.

No fue menos laboriosa la investigación de los recursos energéticos nacionales que podrían prestarse para los objetivos del Programa. Pese a que existe desde hace muchos años un organismo oficial responsable del conocimiento y estudio de los recursos hidráulicos del país, este conocimiento es hasta hoy poco menos que nulo. Hubo entonces que acudir a múltiples y muy variadas fuentes de información, dispersas en todo el país, sin excluir inspecciones y mediciones directas.

Tan sólo una parte del estudio de la financiación del Programa que se incluye en este trabajo: la determinación de los recursos económicos locales, exigió el análisis de la situación financiera de los municipios y empresas eléctricas públicas y privadas y la investigación de sus rentas y fuentes de ingresos, de su productividad y tendencias, de la manera como eran empleadas, de las obligaciones contraídas a base de ellas y

del movimiento económico de más de 400 centrales eléctricas de todo el país. Todo esto para determinar la capacidad, de cada una de las entidades para la financiación del Programa.

Como los resultados obtenidos en el estudio financiero demostraron una clara insuficiencia de recursos económicos para cubrir todas las necesidades de electrificación del país, se impuso la necesidad de limitar el Programa, dando preferencia a aquellas obras en las que las inversiones eran más reproductivas, o a aquellas regiones en donde la falta e insuficiencia de energía eléctrica podía afectar en mayor grado a su desarrollo integral. La determinación de las obras que se incluyen en el Programa exigió, por tanto, un estudio comparativo de todas las zonas del país y un examen selectivo de las obras más convenientes. Al margen del Programa hay pues un voluminoso trabajo que no aparece, pues, se excluyeron numerosos proyectos que resultaron ser de menor beneficio general.

De los aspectos fundamentales considerados en el Programa, posiblemente el que más difícilmente pudo ser abordado, es el correspondiente al estudio de la demanda. La falta de estadísticas nacionales, que es aguda en general para todos los sectores, es absoluta para lo que se refiere a los aspectos indispensables para la previsión de las futuras demandas de electricidad. El hecho obligó a desplegar un esfuerzo extraordinario. Todo dato o indicio que permita fundamentar este estudio en algo más que la mera intuición, fue exhaustivamente examinado: tendencias de crecimiento de las cargas máximas en las centrales en donde había algún dato sobre el particular; población servida y posibilidades de incremento de la misma, hábitos de consumo energético, estratos de ingreso y gasto; posibilidades de desarrollo industrial, etc. No obstante, los resultados de toda esta

labor, no aparecen en el Programa sino como uno sólo de los renglones de los cuadros que se presentan en la última Sección.

Venciendo el temor de cansar a los señores profesores de la Escuela Politécnica Nacional, no he podido substraerme al deseo de referir me a algunos aspectos del trabajo realizado, no precisamente porque considere que, para ellos, estas explicaciones sean indispensables, puesto que, -estoy absolutamente seguro-, con sus ilustrados criterios sabrán valorar el mérito que encierra el trabajo, no exactamente por su contenido, sino por el esfuerzo y la constancia que ha requerido su elaboración. Las explicaciones, más bien están dedicadas a las personas que no han tenido oportunidad de adentrarse suficientemente en el campo de la programación del desarrollo eléctrico de toda una nación y que, por lo mismo, podrían dejarse guiar en sus conceptos, solamente por la lectura superficial del trabajo, sin detenerse a pensar que, aún la cifra más aislada que en él consta, está respaldada por una seria investigación, ha salido de las fuentes conocidas más autorizadas o es el producto de una concienzuda elaboración.

Como es obvio comprender y como he tenido ya la satisfacción de reconocer en toda oportunidad, nunca habría yo podido emprender ni culminar este trabajo, de no mediar la ayuda generosa de la Junta Nacional de Planificación que, a través de los 7 años de preparación del Programa, ha acogido entusiasta todas las iniciativas, todos los planes de trabajo que he presentado para esa finalidad.

Igualmente, en la última y decisiva etapa de elaboración, el Instituto Ecuatoriano de Electrificación me concedió su apoyo económico al

financiar los costos de las encuestas y elaboraciones materiales que fueron indispensables para dar al Programa su estructuración definitiva, y así mismo, me brindó todo su patrocinio moral al concederme el muy honroso nombramiento de "Director ad-honorem del Plan Nacional de Electrificación", depositando en mi una confianza quizá demasiado grande para mi muy modesta capacidad.

Para quienes desde los puestos directivos de la Junta e INECEL impulsaron la elaboración del Programa y comprendieron su importancia y necesidad; para aquellos que generosamente aceptaron mi dirección y entregaron sacrificadamente su esfuerzo honesto y eficaz para la culminación del trabajo; para todos los que, de una u otra manera, me brindaron su apoyo moral o material en los momentos grises; para los que tuvieron fe en que, algún día, estas páginas verían la luz, para todos ellos consigno aquí mi gratitud más sincera y perdurable.

Quito, Diciembre de 1963. .

Armando Ibarra A. .

C A P I T U L O I

RESUMEN DE LA SITUACION ACTUAL Y EVOLUCION
RECIENTE DE LA ELECTRIFICACION EN EL ECUADOR

CAPITULO I

RESUMEN DE LA SITUACION ACTUAL Y EVOLUCION RECIENTE
DE LA ELECTRIFICACION EN EL ECUADOR

SECCION 1a.- CARACTERISTICAS DE LA PRODUCCION Y DE LA DISTRIBUCION DE ELECTRICIDAD

ACAPITE 1o.- ORGANIZACION DE LA ELECTRIFICACION.

Apartado 1. Regulaciones Legales.

1.- Hasta el año 1937 no existía en el País ninguna disposición legal específica sobre materia de electrificación. Los Municipios que, a presión de los requerimientos, habían tomado a su cargo el suministro del servicio eléctrico público, regulaban su operación según su propia iniciativa. Ante la necesidad evidente, el Gobierno Nacional en el año 1937 dictó el Decreto Supremo No.78, constituyendo esta Ley el primer paso dirigido al ordenamiento de la electrificación nacional. Sin embargo, el referido Decreto omite tratar sobre los derechos y obligaciones de los usuarios, y se limita a establecer normas contables y de manejo de fondos, intentando sujetar a los Municipios a un ordenamiento en materia de explotación de centrales eléctricas. Este Decreto establece, también de manera muy elemental, las primeras bases para la fijación de tarifas y la constitución del fondo de amortización de los sistemas eléctricos municipales.

Con posterioridad, en 1945, se dicta la Ley de Régimen Municipal que, en su Sección IV, fija normas para que los Municipios establezcan los servicios eléctricos y señalen tarifas. En esta Ley se establece que la electrificación constituye un servicio público a cargo de los Municipios. En la mayoría de los casos, esta disposición ha sido interpretada como que el servicio eléctrico municipal debe ser un servicio de "tipo social", que no debe necesariamente financiarse por sí mismo.

2.- En el año 1961, se dictó la Ley Básica de Electrificación, por la que se declara obra de carácter nacional y de responsabilidad del Gobierno

no la planificación, ejecución y control de la electrificación del País. - La Ley asigna específicamente al Ministerio de Fomento la obligación de fomentar la electrificación, reglamentar el uso y aprovechamiento de los recursos energéticos, inventariar los recursos hidráulicos, coordinar los esfuerzos públicos y privados dirigidos a la capitalización de las obras eléctricas y promover la constitución de empresas eléctricas autónomas. Por esta misma Ley, se crearon la Dirección de Recursos Hidráulicos y Electrificación y el Instituto Ecuatoriano de Electrificación.

3.- La Dirección de Recursos Hidráulicos y Electrificación es una Dependencia del Ministerio de Fomento que está financiada suficientemente con aportes del Instituto Ecuatoriano de Electrificación. A esta Entidad corresponde, entre otras atribuciones y deberes, determinar la capacidad de los recursos hidráulicos del País; establecer el catastro de dichos recursos; registrar las concesiones existentes de aguas; conceder y tramitar las nuevas solicitudes de concesión de agua y de instalación de plantas eléctricas que excedan de 30 KW ; revisar y aprobar los estudios de los proyectos de nuevas instalaciones eléctricas; supervisar todos los servicios eléctricos del País; redactar los Reglamentos Nacionales de concesiones para generación de energía eléctrica, de normalización de materiales y equipos eléctricos y todos los que crea necesarios para regular las instalaciones eléctricas nacionales. A más de todas estas funciones, compete también a la Dirección de Recursos Hidráulicos y Electrificación fijar las tarifas del servicio eléctrico suministrado por personas naturales o jurídicas y sentar normas para la tarificación de los servicios a cargo de Empresas Municipales.

La magnitud y variedad de las atribuciones y deberes asignados por la Ley a la Dirección General de Recursos Hidráulicos y Electrificación, no han guardado relación con las posibilidades prácticas de capaci-

dad de trabajo de esa Dependencia del Ministerio de Fomento.

4.- El Instituto Ecuatoriano de Electrificación -"INECEL"- es una entidad autónoma de derecho privado. Tiene como misiones específicas: Elaborar e impulsar la realización del Plan Nacional de Electrificación; promover el establecimiento de empresas eléctricas; atender y promover la financiación necesaria para la ejecución de obras de electrificación; y explotar las Empresas Eléctricas de su dependencia. De acuerdo con estas atribuciones y deberes el Instituto ha realizado investigaciones de los principales problemas seccionales de electrificación, con el objeto de tener bases suficientes para la integración del Plan Nacional de Electrificación. La multiplicidad de los problemas eléctricos del País y la ausencia casi absoluta de informaciones, estadísticas o de programas seccionales fundamentados en estudios técnicos confiables, han sido un grave obstáculo que ha debido abordar el Instituto y que le ha obligado a destinar gran parte de su tiempo y de su presupuesto a llenar esos vacíos.

El Instituto, en los comienzos de su vida, inició también un programa de emergencia para la electrificación de la Costa, a base de unidades eléctricas flotantes que le fueron donadas por el Gobierno Americano.

Por otro lado, ha promovido la formación de varias Empresas Eléctricas, mediante la asociación de sus capitales con los diversos Municipios y otras entidades de carácter público. Se han constituido así las Empresas Eléctricas: "Riobamba", "Ibarra", "Alausí", "Montecristi", "Esmeraldas" y "Montúfar". Se ultimán detalles para constituir nuevas Empresas Eléctricas en otros lugares del País.

El Instituto, sin haber entrado directamente a la generación de energía eléctrica, ha prestado su contingente, ya de orden técnico o ya de orden económico a muchos servicios eléctricos del País, contribuyendo a la rehabilitación de algunos sistemas o a la instalación de otros.

La creación del Instituto Ecuatoriano de Electrificación fue un producto de la necesidad de corregir los graves problemas de que adolece la electrificación nacional. Sin embargo, los efectos de la actuación del Instituto no podrán dejarse sentir inmediatamente, pues, todos los problemas requieren para su solución de grandes capitales que no están al alcance de las limitadas disponibilidades económicas del Instituto. Pese a esto, puede afirmarse que la creación del Instituto Ecuatoriano de Electrificación representa un paso fundamental que permite concebir grandes esperanzas para el futuro desarrollo eléctrico del País.

Apartado 2. Propiedad de los Sistemas Eléctricos

1.- En razón de que los Municipios tenían, por Ley, la obligación de atender el suministro del servicio eléctrico público, gran parte de los sistemas eléctricos del País estuvieron hasta hace poco a cargo de esas Instituciones, sin embargo y especialmente por falta de recursos económicos, los Municipios se han visto obligados a constituir empresas privadas autónomas o a entregar la provisión del servicio eléctrico a empresas particulares.

Pese a la tendencia de constituir empresas eléctricas autónomas que se ha puesto de manifiesto especialmente en los últimos años, existen todavía en el País por lo menos 600 centrales de pequeña capacidad, administradas directamente por los Municipios, que sirven a ciudades y poblaciones de segundo orden.

2.- La mayor parte de la energía eléctrica del Ecuador es generada en las instalaciones de las varias empresas privadas, establecidas en las principales ciudades del País. Se puede mencionar entre ellas, a las Empresas "Quito", "Ibarra", "Ambato", "Miraflores" y "Zamora"; formadas todas con el asocio de capitales municipales y de otras entidades de carác -

ter público. La Empresa Eléctrica del Ecuador, en Guayaquil y Riobamba, - está constituida en su mayor parte con capital extranjero, y, la Empresa - Eléctrica CIMA, en Manta, a base de capital privado nacional.

De las empresas anteriormente indicadas, la única que actúa con base a un contrato de concesión específico, es la Empresa Eléctrica del Ecuador. En este contrato, que se celebró en 1925, la Municipalidad de Guayaquil concede a la Empresa el derecho a la provisión de servicio eléctrico a esa Ciudad, por el tiempo de sesenta años, estableciéndose, al mismo tiempo, todos los derechos y obligaciones de los concesionarios. En dicho contrato se establece, también, el procedimiento para la fijación de tarifas y se estipulan cláusulas para su modificación por alteraciones en el tipo de cambio o por variaciones en los precios de los combustibles y mano de obra.

Las otras empresas que se han mencionado, especialmente las constituidas con participación de capital municipal, actúan sin contratos específicos de concesión. Simplemente se ha hecho extensivo a las Empresas Eléctricas el derecho de atender el servicio eléctrico, asignado a los Municipios por la Ley de Régimen Municipal. Este tipo de Empresas, si bien constituye un paso interesante para alejar el abastecimiento público de electricidad del manejo municipal, no es sin embargo el más recomendado; pues su administración no ha logrado independizarse suficientemente y su política está todavía influenciada notoriamente por los Municipios, a través de los organismos directivos en los que tienen, por lo general, una fuerte representación.

3.- Por último, la insuficiencia del servicio eléctrico público ha obligado a muchas personas y Entidades, especialmente de tipo industrial, a establecer numerosas centrales eléctricas para abastecer sus necesidades. La actividad privada de producción de energía eléctrica para consumo

propio, no está sujeta a control de ninguna especie por Organismo alguno.

ACAPITE 2º.- LOS RESULTADOS

Con excepción de las Empresas de propiedad privada que se han mencionado, la operación de los sistemas eléctricos del País se ha visto influenciada notablemente por aspectos de origen social, reflejándose el hecho en el mantenimiento de tarifas que no guardan relación con los costos de producción y que, en la mayoría de los casos, han requerido de subvenciones municipales o estatales para cubrir los déficit de su operación. Son muy contados los casos de empresas o servicios municipales que hayan podido afrontar con fondos propios, provenientes de su explotación, la financiación de mejoras o expansiones de sus instalaciones. La financiación de estas expansiones siempre ha requerido de capitales originados en impuestos municipales o erogaciones fiscales. Las restringidas disponibilidades económicas que han podido obtenerse por estos medios, ha sido, con seguridad, la razón fundamental de la proliferación de pequeños y antieconómicos sistemas eléctricos locales, de dimensiones estrechamente ajustadas para satisfacer las necesidades más esenciales y que se han desarrollado, en su mayoría, sin aprovechar los recursos energéticos más ventajosos.

La proliferación de pequeños sistemas no ha podido menos que redundar en una notoria elevación de los costos de producción; ya que, el tamaño medio de los equipos de generación se ha mantenido muy por debajo de los tamaños mínimos necesarios para producir una generación económica.- Adicionalmente, la falta de capitales para emprender en potentes instalaciones hidroeléctricas, que llevan casi siempre aparejada la necesidad de construir líneas de transmisión costosas, ha obligado a las empresas y Municipios a dar preferencia a las instalaciones termoeléctricas de pequeña capacidad. El gran número de estos pequeños sistemas ha sido, al mismo -

tiempo, el origen de serios problemas tecnológicos; pues, hasta hoy, el País no cuenta con suficientes técnicos en las diversas especialidades para operar tan crecido número de centrales y, consecuentemente, es lo común que éstas hayan caído en manos de personas inexpertas, provocando una disminución del período de vida útil de las instalaciones y, por lo mismo, acreando un incremento proporcional de las cargas de depreciación de los sistemas eléctricos.

La falta de directivas para el desarrollo de la electrificación y la insuficiencia de capitales disponibles han traído, pues, consigo una multiplicidad de factores que han coincidido para que se produzca un desarrollo anormal de la electrificación del País, que ha redundado en un mal aprovechamiento de los escasos fondos disponibles y en una elevación injustificada de los costos de la energía eléctrica.

SECCION 2a.- CARACTERISTICAS FISICAS DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS

ACAPITE 1°.- POTENCIA INSTALADA

Apartado 1. Crecimiento de la Potencia

En 1955 la Junta Nacional de Planificación y Coordinación Económica realizó el primer Censo Nacional de Electrificación. Al relacionar las cifras obtenidas en dicho Censo, con los resultados de las investigaciones efectuadas en los últimos meses para la ejecución de este estudio, se ha podido estudiar la evolución de la electrificación nacional en los últimos siete años.

En el año 1962 se registró para todo el País una potencia instalada de 159.882 KW. De la cifra indicada, corresponde a la potencia de origen hidráulico el 41.5% del total. El 58.5% restante, corresponde a las centrales térmicas de todo tipo, incluyendo las centrales a combustión interna, diesel y gasolina; a vapor, gas, etc.

La repartición de la potencia instalada en las diferentes Provincias y Regiones del País, subdividida por tipo de generación, está detallada en el Cuadro No. I-1. En el mismo cuadro se muestran también las cifras correspondientes al año 1955 y las tasas de crecimiento anual registradas para el período 1955-1962.

Del panorama de la distribución de la potencia instalada en el País, se destaca que existen grandes desequilibrios entre las diversas Regiones o Provincias; ya que, mientras Guayas y Pichincha poseen el 70.6% de la potencia total instalada, las Provincias de Bolívar y Cañar apenas alcanzan al 6.84% de la misma.

Llama la atención el fuerte porcentaje de crecimiento registrado en el período 1955-1962, tanto más que, como se ha indicado, el desarrollo de la electrificación en ese período se ha realizado de manera es-

CUADRO Nº I-I
POTENCIA INSTALADA (KW)
1.962

PROVINCIAS	HIDROELECTRICA	TERMICA	TOTAL
<u>TOTAL REPUBLICA (1.962)</u>	<u>66.373</u>	<u>93.508</u>	<u>159.879</u>
<u>TOTAL SIERRA</u>	<u>63.775</u>	<u>15.482</u>	<u>79.257</u>
Azuay	8.131	527	8.658
Bolívar	190	340	530
Cañar	728	91	819
Carchi	2.017	48	2.065
Cotopaxi	3.217	279	3.496
Chimborazo	3.245	1.044	4.289
Imbabura	2.988	377	3.365
Loja	1.749	497	2.246
Pichincha	36.121	12.193	48.314
Tungurahua	5.389	86	5.475
<u>TOTAL COSTA</u>	<u>2.385</u>	<u>77.888</u>	<u>80.273</u>
El Oro	2.383	2.015	4.398
Esmeraldas	---	1.852	1.852
Guayas	---	64.507	64.507
Los Ríos	2	2.985	2.987
Manabí	---	6.529	6.529
<u>TOTAL ORIENTE</u>	<u>211</u>	<u>138</u>	<u>349</u>
Morona Santiago	30	44	74
Napo	38	64	102
Pastaza	100	8	108
Zamora Chinchipe	43	22	65
<u>TOTAL REPUBLICA (1955)</u>	<u>25.914</u>	<u>39.606</u>	<u>65.520</u>
<u>TASA ANUAL DE CRECIMIENTO (1955-1962)</u>	<u>14.40%</u>	<u>13.06%</u>	<u>13.58%</u>

FUENTES: Encuestas directas y elaboración de INECEL y J.N. de Planificación.
 ./ram.

pontánea, sin orientaciones precisas y sin que haya existido ningún aliciente para las inversiones en el Sector Electrificación. El hecho solamente puede atribuirse a la reacción normal de un país que pugna por alcanzar un nivel de electrificación que le permita salir del retraso en que ha permanecido por muchos años. Pese al rápido crecimiento registrado, la potencia instalada existente en muchos lugares del País, está muy lejos de ser suficiente para satisfacer las necesidades domésticas más elementales y, peor aún, para ser un factor positivo para el desarrollo industrial.

Si se analiza el crecimiento de la potencia instalada por regiones, se encuentra que en la Sierra el índice de crecimiento en el período de estudio ha alcanzado el valor de 17.1% anual; en la Costa, el 10.8%; y, en el Oriente, el 17.5%. Como puede observarse, el Oriente tiene la mayor tasa de crecimiento, pero esto se debe a que en el año 1955 toda la Región Oriental disponía sólo de 128 KW, es decir, dada su extensión, prácticamente carecía de servicio. Hasta 1962 la potencia instalada aumentó a 349 KW, y, si bien su tasa de crecimiento es alta, sigue siendo la Región menos favorecida.

La Provincia del Azuay es la que mayor tasa de crecimiento ostenta, con 24.2%, mientras las Provincias de El Oro y Esmeraldas son las que han crecido menos en forma relativa.

Las tasas de crecimiento de la potencia instalada para cada una de las Provincias de la República, según el tipo de generación, están demostradas en el Cuadro No. I-2.

Apartado 2. Potencia Per-cápita

La potencia disponible por habitante alcanzó en 1962 a 35.7 vatios, cifra que es dos veces superior a la registrada para 1955.

CUADRO Nº I-2

TASAS ANUALES DE CRECIMIENTO DE LA POTENCIA INSTALADA 1955 - 1962

POTENCIA EN (KW)

	Potencia Hidroeléctrica		Índice de Crecimiento %	Potencia Termoeléctrica		Índice de Crecimiento %	Potencia Instalada Total		Índice de Crecimiento %
	1.955	1.962		1.955	1.962		1.955	1.962	
1. Azuay	1.371	8.131	29.0	519	527	0.2	1.890	8.658	24.3
2. Bolívar	190	190	--	131	340	14.6	321	530	7.4
3. Cañar	248	728	16.6	68	91	4.2	316	819	14.6
4. Carchi	595	2.017	19.0	80	48	7.5	675	2.065	17.4
5. Cotopaxi	1.779	3.217	8.8	24	279	41.9	1.803	3.496	9.9
6. Chimborazo	1.540	3.245	11.2	258	1.044	22.3	1.798	4.289	13.2
7. El Oro	2.290	2.383	0.6	1.048	2.015	9.8	3.338	4.398	4.0
8. Esmeraldas	--	--	--	1.196	1.852	4.5	1.196	1.852	6.4
9. Guayas	--	--	--	29.613	64.507	11.7	29.613	64.507	11.7
10. Imbabura	1.960	2.988	8.3	72	377	26.6	2.032	3.365	7.5
11. Loja	203	1.749	35.9	380	497	2.7	583	2.246	21.2
12. Los Ríos	--	2	--	1.154	2.985	14.5	1.154	2.987	14.6
13. Manabí	--	--	--	3.963	6.529	7.4	3.963	6.529	7.4
14. Pichincha	13.347	36.121	15.2	954	12.193	43.9	14.301	48.314	19.0
15. Tungurahua	2.283	5.389	13.0	126	86	3.4	2.409	5.475	12.5
16. El Oriente	108	211	10.0	20	138	31.8	128	349	15.4
TOTAL REPUBLICA	25.914	66.371	14.4	39.606	93.508	13.1	65.520	159.879	13.6

FUENTE : 1955: Junta Nacional de Planificación
 1962: Encuestas directas y elaboración de INECEL y J.N. de Planificación.

./ram.

El índice de crecimiento de las disponibilidades de potencia per-cápita varía notablemente entre las diversas Provincias y se manifiesta notoriamente inferior en las regiones donde la población ha tenido un alto crecimiento. Tal es el caso de la Provincia de El Oro, que presenta el menor crecimiento de la potencia per-cápita y que, al mismo tiempo, ha experimentado el más alto incremento poblacional del País en los últimos años.

Lo ocurrido en la Provincia de El Oro puede generalizarse para todas las Provincias de la Costa en donde, si bien las disponibilidades per-cápita son todavía las más altas en el País, el crecimiento ha tenido un índice inferior al registrado en la Sierra. Desde luego, el fenómeno no obedece solamente al mayor crecimiento de la población de la Costa, sino que guarda estrecha relación con el diferente ritmo de incremento de la potencia instalada en las diversas regiones.

Los factores de población e incremento de potencia han coincidido en el Azuay de manera extraordinaria, dando lugar a que se produzca el mayor índice de crecimiento de la potencia per-cápita en toda la República (376% en el período). En esta Provincia ha sucedido exactamente lo contrario de lo ocurrido en El Oro; ha disminuído la población y, al mismo tiempo, el incremento relativo de la potencia instalada ha sido muy importante.

Tanto la cifra nacional de potencia per-cápita como las circunstancias descritas en relación a las tasas regionales de crecimiento, son índices bastante claros del estado incipiente en que se encuentra la electrificación del País; pues, estos factores explican la dificultad y lentitud con la que los sistemas eléctricos nacionales pueden hacer frente a la aparición de nuevas demandas.

En el Cuadro N° I-3 se presenta una comparación, para los años 1955 y 1962, de los aspectos a que se ha hecho referencia.

Apartado 3. División de la Potencia

El Cuadro N° I-4 muestra la división de la potencia instalada por clase de servicio y por tipo de generación. Se consignan también en ese Cuadro, las cifras correspondientes al año 1955 para la potencia instalada de servicio público y autoproductores, anotándose, además, las tasas anuales correspondientes al crecimiento en el período 1955-1962.

En 1955 las instalaciones municipales y las empresas de servicio público poseían el 77% de la potencia total instalada. En 1962, ese porcentaje alcanzó a 83.4% del total. El crecimiento de la potencia instalada correspondiente a las empresas de servicio público, refleja la tendencia a la formación de empresas eléctricas autónomas. En este período se establecieron, la Empresa Eléctrica "Miraflores", en Cuenca; "Zamora", en Loja; y, "Ambato" e "Ibarra" en las ciudades del mismo nombre. El aumento de la potencia disponible para el servicio público no fué sinembargo suficiente para impedir que los autoproductores industriales se vean obligados a realizar inversiones en instalaciones de generación eléctrica para suplir las deficiencias o la ausencia completa de servicio eléctrico público.

La deficiencia del servicio público se ha dejado sentir con mayor intensidad especialmente en las provincias de Esmeraldas, Manabí y Chimborazo, obligando a los industriales a realizar fuertes inversiones en instalaciones de generación eléctrica. En Esmeraldas y Manabí el porcentaje de potencia instalada destinada al autoconsumo industrial alcanza el 47% y 45%, respectivamente, del total de la Provincia. En el Chimborazo, la potencia de autorproductores es mayor que la de servicio público. Esto se debe a que en esa Provincia se encuentra la fábrica de cemento "Chimbo-

CUADRO Nº I-3

POTENCIA INSTALADA POR HABITANTE

1955 - 1962

TOTAL REPUBLICA	1955		1962		INDICE 1955=100 W/Hab.
	Pot. Inst. KW	Polación	Pot. Inst. KW	Población	
	Wattios/Hab.		Wattios/Hab.		
TOTAL REPUBLICA	65.520	3.675.688	17.8	4.479.703	25.7
TOTAL SIERRA	26.128	2.089.225	12.5	2.258.989	25.1
Azuay	1.890	280.570	6.7	271.801	31.9
Bolívar	321	124.599	2.6	126.283	4.2
Cañar	316	109.915	2.9	109.801	7.5
Carchi	675	86.672	7.8	93.351	22.1
Cotopaxi	1.803	182.686	9.9	168.306	20.8
Chimborazo	1.798	245.395	7.3	264.175	17.4
Imbabura	2.032	160.407	12.7	173.972	19.3
Loja	583	257.561	2.3	284.677	7.9
Pichincha	14.301	433.524	33.0	560.297	86.2
Tungurahua	2.409	207.896	11.6	206.326	26.5
TOTAL COSTA	39.264	1.535.303	25.6	2.140.358	37.5
El Oro	3.338	105.482	31.6	157.956	27.8
Esmeraldas	1.196	90.737	13.2	118.868	15.6
Guayas	29.613	675.196	43.9	1.024.212	63.0
Los Ríos	1.154	178.226	6.5	238.127	12.5
Manabí	3.963	485.662	8.2	601.195	10.9
TOTAL ORIENTE	128	51.160	2.6	78.148	4.5

FUENTES : 1955: Junta Nacional de Planificación.

1962: Encuestas directas y elaboraciones de INECEL y J.N. de Planificación.

./ram.

CUADRO NO I-4

POTENCIA INSTALADA POR CLASE DE SERVICIO

AÑO 1.962

(En KW)

PROVINCIAS	Público		Total	Autoproducción		Total
	Hidroeléctrica	Térmica		Hidroeléctrica	Térmica	
1. Azuay	7.167.0	526.0	7.693.0	964.0	1.0	965.0
2. Bolívar	190.0	340.0	530.0	---	---	---
3. Cañar	728.0	82.0	810.0	---	9.0	9.0
4. Carchi	1.957.0	33.0	1.990.0	60.0	15.1	75.1
5. Cotopaxi	3.195.0	35.0	3.230.0	22.0	244.0	266.0
6. Chimborazo	1.565.0	445.0	2.010.0	1.680.0	599.0	2.279.0
7. El Oro	1.116.6	1.731.5	2.848.1	1.266.7	284.0	1.550.7
8. Esmeraldas	---	997.0	997.0	---	855.1	855.1
9. Guayas	---	54.076.8	54.076.8	---	10.430.0	10.430.0
10. Imbabura	2.107.8	352.7	2.460.5	880.4	24.2	904.6
11. Loja	1.547.2	269.3	1.816.5	202.1	227.9	430.0
12. Los Ríos	---	2.487.1	2.487.1	2.4	497.8	500.2
13. Manabí	---	3.619.9	3.619.9	---	2.909.5	2.909.5
14. Pichincha	34.531.0	9.145.1	43.676.1	1.590.0	3.048.3	4.638.3
15. Tungurahua	4.754.0	67.0	4.821.0	635.0	19.0	654.0
16. Morona Santiago	30.2	44.2	74.4	---	---	---
17. Napo	38.0	64.2	102.2	---	---	---
18. Pastaza	100.0	8.0	108.0	---	---	---
19. Zamora Chinchipe	43.0	22.0	65.0	---	---	---
TOTAL REPUBLICA 1962	59.069.8	74.345.8	133.415.6	7.302.6	19.163.9	26.466.5
TOTAL REPUBLICA 1955	21.059.0	29.375.0	50.434.0	4.855.0	10.231.0	15.086.0

TASA ANUAL DE CRECIMIENTO 1.955-1962 (%)

15.82 14.19 14.85

6.0 9.4 8.36

FUENTES: Encuestas directas y elaboraciones de INECEL y J.N. de Planificación.

./ram.

razo", que cuenta para sus servicios con una planta de 2,025 Kw., que representa, por sí sola, el 47% de la potencia total instalada en la Provincia..

ACAPITE 2º.- CARACTERISTICAS DE LOS EQUIPOS DE GENERACION.

Apartado 1. Tamaño del Equipo de Generación

El número de centrales eléctricas existentes en el País supera a 900. La mayor parte de las centrales están constituidas por un solo grupo, especialmente en el caso de centrales térmicas.

Dada la capacidad total muy restringida instalada en todo el País, el tamaño promedio nacional de los equipos de generación resulta ser inferior a 200 kW.. En este valor tan bajo influye, lógicamente, el sinnúmero de pequeñas centrales térmicas instaladas por autoprodutores.

El tamaño promedio de las centrales hidroeléctricas excede en mucho al tamaño promedio de las centrales termoeléctricas. El tamaño más grande de los equipos de generación instalados en el País es de 11.111 KVA. para los grupos hidroeléctricos y de 12.250 KVA. para los termoeléctricos. Equipos de esta capacidad están en servicio para las Empresas de Quito y - Guayaquil, respectivamente.

Apartado 2. Tensión y Frecuencia de Generación

La tensión de generación más alta es de 13.8 KV. pero existe una gama muy amplia de variaciones que llega como límite inferior hasta los 108 V.. No sucede lo mismo, por felicidad, con la frecuencia de generación pues, en el País es prácticamente standard la generación a 60 ciclos. Los sistemas que generan a 50 ciclos, son más bien excepcionales y están restringidos a localidades muy pequeñas. El caso más importante de este tipo de frecuencia de generación lo constituye la población de San Lorenzo, en

donde se utiliza equipo de origen francés, que fué empleado inicialmente - por la Compañía constructora del FF.CC. Quito-San Lorenzo.

Respecto de la frecuencia de generación es importante llamar la atención sobre la necesidad de impedir, a todo trance, que pueda ser in troducida en el País una frecuencia diferente que la ya indicada, de 60 ci clos. Aunque en la actualidad no se presente ninguna necesidad inmediata de interconexión entre diversos sistemas eléctricos, la introducción de - frecuencias diferentes sería un obstáculo muy difícil de vencer para el de sarrollo futuro de la electrificación nacional. Cabe advertir que una fal ta de preocupación respecto a este problema ha conducido a países mucho más avanzados, como México, Venezuela, Argentina, a problemas sumamente gran - des, cuya solución ha requerido de millones de dólares, cuando han necesitado interconectar sus sistemas de frecuencia diferente.

Apartado 3. Edad del Equipo

Indudablemente, existe en el País buena cantidad de equipo viejo, con más de 30 años de vida; pero es curioso que entre los equipos térmi cos de esta edad, estén representados grupos que trabajan aún, en muy - buenas condiciones. Tal es el caso de los equipos diesel eléctricos de pro piedad de la Empresa Eléctrica del Ecuador -EMELEC-. No ocurre lo mismo - con el equipo hidroeléctrico de la misma edad; ya que, gran parte de este tipo está casi arruinado por las malas condiciones de operación.

Sin embargo, el equipo viejo representa una proporción relativa mente pequeña en el total del País. Esto es muy explicable, si se con sidera el elevado ritmo de expansión de la industria eléctrica en los últimos años. Ya hoy en día, el 56% del equipo generador que está en operación, ha sido instalado después de 1953, es decir, que tiene menos de 10 años de vida. Se puede afirmar, por tanto, que dentro de poco tiempo, el equipo - viejo constituirá una parte mínima de las instalaciones eléctricas totales.

En el Cuadro No. I-5, consta un detalle de los equipos de generación eléctrica divididos por edades, en relación con el tamaño medio de los mismos.

ACAPITE 3°.- CARACTERISTICAS DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISION.

Ya se ha anotado la tendencia natural de la electrificación a aumentar la potencia generadora a base de pequeñas centrales de servicio local, con el fin de evitar los costos de instalación de líneas de transmisión. Puede afirmarse que las líneas de transmisión existentes en la actualidad, son aquellas que no han podido evitarse, es decir, que en el País no se ha comprendido la necesidad de aprovechar las ventajas que representan los sistemas importantes de transmisión o, en el caso en que se la haya apreciado, no han existido fondos suficientes para afrontar su construcción. Es así como en todo el Ecuador existen solamente 350.8 Km. de líneas de transmisión, que trabajan a muy diversas tensiones. El sistema de transmisión más importante por su capacidad es, sin duda, el que transporta a Quito la energía generada por la Central de Gumbayá.- Este sistema trabaja a 46 KV. Otros sistemas que podrían mencionarse, son: el sistema de transmisión El Angel-Mira-San Isidro; el sistema de transmisión de la Central de Illuchi; y, el sistema de transmisión de propiedad de la Empresa "Miraflores". A más de estos sistemas, prácticamente no existe ningún otro de mayor importancia, que no sean aquellos que conducen la energía desde las pequeñas centrales hidráulicas hasta su respectivo centro de consumo.

Se presenta el Cuadro N° I-6, en donde se indican los sistemas de transmisión existentes en 1962, con su longitud estimada y su tensión de transmisión.

CUADRO Nº I-5

EDAD Y TAMAÑO DE LOS EQUIPOS DE GENERACION

E D A D	Número		Tamaño medio (KW)		POTENCIA TOTAL
	Hidráulicos	Térmicos	Hidráulicos	Térmicos	
De más de 30 años	35	8	193	67	12.115.36
De 30 a 20 años	16	15	406	199	9.476.54
De 20 a 10 años	32	187	381	127	36.009.66
De 10 a 5 años	30	325	284	80	34.507.71
De 5 a 1 años	26	318	907	99	55.129.60

FUENTES: Encuestas directas y elaboraciones de INECEL y J.N. de Planificación.

./ram.

CUADRO Nº I-6

SISTEMAS DE TRANSMISION

<u>Tensión</u> (KV)	<u>Longitud</u> (Km.)	<u>Número</u>	<u>Tensión</u> (KV)	<u>Longitud</u> (Km.)	<u>Número</u>
46.00	5.50	1	4.27	7.00	1
23.00	9.30	1	4.20	8.00	1
22.00	41.13	4	4.16	30.76	6
6.90	2.14	1	3.15	5.00	1
6.60	3.00	2	3.00	2.00	1
6.30	100.60	18	2.40	11.67	7
6.00	49.60	8	2.37	0.50	1
5.70	11.00	1	2.30	22.80	10
5.25	3.70	1	2.20	17.80	3
5.00	8.85	4	TOTAL:	350.85	75
4.80	10.50	3			

FUENTES: Encuestas directas y elaboración de INECEL y J.N. de Planificación.

./ram.

ACAPITE 4.- CARACTERISTICAS DE LAS REDES DE DISTRIBUCION

Puede decirse que las redes de distribución de las dos principales ciudades del País son bastante aceptables; pero que, en general, su extensión no es suficiente. En Quito, por ejemplo, la Empresa Eléctrica "Quito" tiene un proyecto bastante ambicioso de redes de distribución, en buena parte subterráneas que, a causa de dificultades financieras, no ha podido ser realizado en forma completa.

La ciudad de Guayaquil cuenta también con una red bastante moderna de distribución eléctrica; pero, indudablemente, su capacidad requerirá pronto de nuevas ampliaciones.

La característica común a las redes de distribución de todas las otras ciudades y poblaciones menores del País, es su insuficiencia y su mala calidad. Hay casos extremos entre los cuales se puede mencionar las redes de Tulcán, Ambato, Cuenca y Loja, en las cuales la capacidad de distribución es tan deficiente, que no puede aprovecharse una buena proporción de la capacidad de generación de las respectivas centrales.

Una característica negativa, sobre la cual conviene llamar la atención y que obedece a la ausencia de normas nacionales para la instalación de las redes eléctricas, es la gran variedad de las tensiones de distribución primaria y secundaria de las redes eléctricas ecuatorianas. La tensión de distribución primaria más generalizada es, posiblemente, la de 6.3 KV.; pero, la anarquía al respecto es demasiado grande.

Las tensiones de la red secundaria son, asimismo, sumamente variables, predominando las tensiones de 220/133, 220/110 y 208/120 V. Un defecto que se presenta comúnmente en las redes de distribución de poblaciones pequeñas, sobre todo en aquellas que corresponden a sistemas eléctricos de generación no permanente y especialmente nocturna, es que no existe una

red independiente para el alumbrado público; de modo que, cuando la central eléctrica empieza a funcionar, se enciende todo el alumbrado público sin que existan dispositivos para impedirlo. Se desperdician así grandes cantidades de energía.

Las características anotadas de la falta de normalización, especialmente sobre los voltajes primarios de las redes de distribución, son factores negativos que han contribuido a dificultar y encarecer la operación de los sistemas eléctricos y que, desgraciadamente, no podrán corregirse sino paulatinamente.

El Cuadro N° I-7 contiene una lista de las tensiones primarias y secundarias existentes en el País y el número de redes eléctricas que las utilizan.

ACÁPITE 5°.- LOS RECURSOS ENERGETICOS.

Apartado 1. Hidráulicos

Pese a que las reservas hidráulicas no son conocidas suficientemente, es obvia su abundancia en relación con las necesidades del País.

Solamente tomando en cuenta los grandes desniveles de los Andes y las masas de agua que escurren por sus principales ríos, puede apreciarse la considerable magnitud del potencial hidráulico utilizable.

Frente a esta abundancia relativa, existen algunos factores desfavorables para su aprovechamiento, tales como: la distribución irregular de períodos secos, más o menos prolongados; la existencia de regímenes muy variados con marcados estiajes y violentas crecidas; y las pocas posibilidades de construir, a precio económico, embalses de gran tamaño, para regular el caudal de los ríos, debido a la naturaleza geológica de los suelos volcánicos de los Andes ecuatorianos, esencialmente permeables, y al

CUADRO No I-7

TENSIONES DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION

TENSIONES (Volts)		Número	TENSIONES (Volts)		Número	TENSIONES (Volts)		Número
Primaria	Secundaria		Primaria	Secundaria		Primaria	Secundaria	
13,800	220/127	1	5,000	220	1	2,400	220/110	6
11,000	400	1	4,800	220/127	1	2,400	230/115	1
10,000	220/127	3	4,800	115	1	2,400	208/121	2
6,900	220/127	1	4,270	208/110	1	2,400	137	1
6,650	254	1	4,200	231	1	2,370	220/110	1
6,600	230/133	1	4,160	230/133	1	2,300	230/133	1
6,600	220/110	1	4,160	233	1	2,300	220/127	1
6,300	230/133	1	4,160	220/127	6	2,300	220/110	8
6,300	220/127	3	4,160	220/110	5	2,200	230/133	1
6,300	220/110	6	4,160	208/121	4	2,200	220/127	2
6,300	210/121	4	3,150	220/110	1	2,200	220/115	2
6,300	208/121	8	3,150	208/121	1	2,200	220/110	4
6,000	220/127	5	3,000	230/110	1	480	220/127	1
6,000	210/121	5	2,400	230/133	3	220	110	1
5,700	208/121	1	2,400	240/127	1	TOTAL	-----	114
5,000	220/127	3	2,400	220/127	8			

FUENTES: Encuestas directas y elaboraciones de INECEL y J.N. de Planificación.

./ram.

gran arrastre sólido de los ríos en crecida.

No es posible conocer a ciencia cierta el potencial hidráulico del País, por una falta casi completa de aforos en los ríos y por la inexistencia de levantamientos topográficos confiables, pero, a base de datos aislados, de registros de manós de un año de duración para algunos ríos, de mapas de dudosa exactitud, de trabajos e informes generales realizados por técnicos nacionales y extranjeros, ha podido llegarse a una cifra estimativa que asigna al potencial hidroeléctrico nacional un valor de 1.500 MW., que corresponde al potencial localizado dentro de un radio de interés inmediato, fácilmente aprovechable.

Frente a esta cifra, resulta aún más criticable el desaprovechamiento de los recursos hidráulicos en el País, pues, apenas han sido empleados hasta ahora 66.3 MW para generación hidroeléctrica.

Hasta hoy los aprovechamientos hidráulicos han sido minúsculos y efectuados bajo la realidad de la estrechez económica, lo que ha redundado en una localización defectuosa de las principales centrales de este tipo; pues, no se ha buscado el desarrollo de las posibilidades más convenientes, sino que se ha preferido por lo general, los aprovechamientos más baratos y más próximos a sus respectivos centros de consumo.

Apartado 2. Térmicos

La generación termoeléctrica se realizó en 1962, casi exclusivamente mediante la combustión de Residuo y Bunker C. Se ha calculado que para ese año, se consumieron 450.000 barriles de aquellos derivados de petróleo. Como ejemplo cabe señarse que solamente al Empresa Eléctrica del Ecuador, en Guayaquil, destinó 23 millones de sucres, aproximadamente, a la adquisición del combustible necesario para su operación, en 1962. De seguir el consumo de petróleo al mismo ritmo de crecimiento que el registra-

do en los últimos siete años, este consumo alcanzaría a 1'700.000 barriles en 1.973; es decir que, si no se incrementa la producción nacional de combustibles líquidos, la generación a base de petróleo consumiría por sí sola el 45% de la producción nacional.

Desde 1959 el Ecuador ha pasado a ser importador de petróleo, calculándose que en 1962 se importaron 273.400 barriles (11.5 millones de galones americanos), cuyo costo CIF alcanzó a U.S.\$ 684,200, es decir, que las importaciones fueron el 10.6% del consumo total.

La producción nacional de petróleo, que en 1962 alcanzó solamente a 2,57 millones de barriles, no es pues ya suficiente para las necesidades del País. Aún más, la tendencia de la producción es más bien decreciente y las expectativas de encontrar nuevas fuentes de producción, inciertas.

Se desprende de esto la necesidad urgente de substituir una buena proporción de la generación termoeléctrica, a base de combustibles líquidos, con otros tipos de generación, pues, en defensa de sus divisas extranjeras el Ecuador no puede seguir contando con el petróleo como recurso energético primario para generación termoeléctrica.

La sustitución, desde luego, no podrá hacerse rápidamente ni en forma total, pero es evidente que al País no le queda mejor alternativa que la de planear todo su futuro desarrollo eléctrico a base de sus recursos hidráulicos. Se admite, sin embargo, que esta afirmación perdería su validez si se confirma el valor de las reservas carboníferas de Biblián, las cuales de ser suficientes, podrían cambiar el panorama energético nacional en forma notoria.

SECCION 3a.- GENERACION Y CONSUMO

ACAPITE 1º.- GENERACION

La generación de energía eléctrica prácticamente, se ha duplicado en el período 1955-1962, pasando de 240.6 a 471.3 millones de KWh., acusando un índice de crecimiento del 10.1 % acumulativo anual dentro del período.

El mayor volumen de generación provino de las empresas de servicio público, que produjeron 322.4 millones de KWh., o sea el 68.4% de la generación nacional.

Los autoprodutores generaron en ese mismo año 1962, el 16.9% del total nacional, índice bastante claro de la insuficiencia del servicio público y que demuestra, en cierta forma, el esfuerzo que han debido realizar en particular las industrias para abastecer sus necesidades.

Por último, los sistemas eléctricos públicos municipales contribuyeron solamente con 14.7% de la generación nacional, valor que es sumamente reducido en comparación con el número y capacidad de las centrales eléctricas que lo generaron.

En el Cuadro No. I-8, se consignan las cifras correspondientes a la distribución de la generación nacional para el año de 1962, por clases de productores y por tipos de plantas.

Dentro de la generación termoeléctrica, la energía proveniente de las centrales a vapor tuvo mayor significación que la energía generada por las centrales diesel eléctricas y de otros tipos. En conjunto, la generación termoeléctrica alcanzó al 51.4% de la generación nacional.

Aunque la potencia hidroeléctrica aumentó dentro del período en estudio, con un ritmo del 14.4% anual, la energía producida por este ti

CUADRO Nº I-8

DISTRIBUCION DE LA GENERACION POR CLASES DE EMPRESAS Y TIPOS DE PLANTAS

AÑO 1.962
(1.000 KWh)

	Municipios		Emp. de Serv. Público		Autoprodutores		T o t a l e s		Total Nacional
	Térmica	Hidráulica	Térmica	Hidráulica	Térmica	Hidráulica	Térmica	Hidráulica	
TOTALES	36.227	22.810	149.415	172.994	56.772	23.134	242.421	228.938	471.359
Azuay	33	1.185	250	13.750	--	--	283	14.935	15.218
Bolívar	382	280	49	--	5	--	436	280	716
Cañar	71	1.610	--	--	--	--	71	1.610	1.681
Carchi	57	4.018	--	--	8	91	65	4.109	4.174
Cotopaxi	66	9.858	--	--	175	49	241	9.907	10.148
Chimborazo	567	1.564	515	5.989	183	3.838	1.265	11.390	12.655
El Oro	3.693	3.634	--	--	387	7.292	4.080	11.126	15.206
Esmeraldas	1.245	--	110	--	1.178	--	2.533	--	2.533
Guayas	14.386	--	145.200	--	41.063	--	200.649	--	200.649
Imbabura	17	3.875	964	2.307	47	5.154	1.028	11.336	12.364
Loja	418	631	71	6.741	295	331	784	7.703	8.487
Los Ríos	6.491	--	--	--	1.129	4	7.620	4	7.624
Manabí	7.155	--	2.221	--	6.464	--	15.840	--	15.840
Pichincha	1.380	3.025	--	132.525	5.845	5.191	7.225	140.741	147.966
Tungurahua	68	1.428	35	11.682	--	1.185	103	14.295	14.398
Oriente	198	1.502	--	--	--	--	198	1.502	1.700
%	7.7	7.0	31.7	36.7	12.0	4.9	51.4	48.6	100.0

FUENTES : Encuestas directas y elaboración de INECEL y J.N. de Planificación.

./ram.

po de centrales tuvo una tasa de crecimiento del 10% lo que se debe por una parte, a la insuficiencia de las redes de distribución en varias ciudades importantes de la Sierra (Tulcán, Ibarra, Ambato, Cuenca, Loja), en donde la construcción de las facilidades de distribución no ha podido seguir el mismo ritmo que el del crecimiento de la potencia instalada y, por otra, a la distribución de los factores de utilización en varios sistemas hidroeléctricos, a causa de los recientes incrementos de la potencia instalada.

ACAPITE 2°.- CONSUMO

Apartado 1. Distribución de la Producción

En lo que respecta a la distribución de la producción de energía eléctrica entre los diversos tipos de consumo, debe indicarse que son muy pocas las empresas que llevan estadísticas confiables al respecto. Es el caso común que estas estadísticas no existan o, en caso de haberlas, que se agrupen y denominen los consumos de muy diversa manera. El Cuadro N° 1-9, por esta razón, incluye algunas cifras que han sido estimadas; pero el conjunto refleja la realidad de la distribución de la generación eléctrica por tipos de consumo en el año 1962.

Puede apreciarse como la generación eléctrica fué empleada de manera preponderante en el consumo residencial y comercial, es decir, especialmente en consumos de alumbrado, puesto que otros usos, tales como calefacción, aire acondicionado o cocción de alimentos, no fueron mayormente representativos.

La preponderancia del consumo residencial y comercial sobre los otros tipos de consumo, es un índice claro de un bajo nivel de industrialización y es una de las causas principales del costo excesivo de la producción de energía eléctrica, pues es conocido que la mayor parte de los

CUADRO Nº I-9

DISTRIBUCION DE LA GENERACION ELECTRICA EN 1.962

(1.000 kWh)

PROVINCIAS	RESIDENCIAL COMERCIAL	INDUSTRIAL	ALUMBRADO PUBLICO	PERDIDAS Y ROBOS	OTROS	TOTAL
TOTAL REPUBLICA (1.962)	176.134	95.876	28.657	97.272	73.413	471.352
<u>TOTAL SIERRA</u>	<u>85.006</u>	<u>23.804</u>	<u>18.137</u>	<u>71.901</u>	<u>18.952</u>	<u>227.807</u>
Azuay	6.512	1.950	2.530	4.226	--	15.218
Bolívar	202	--	287	222	5	716
Cañar	846	--	319	516	--	1.681
Carchi	1.364	254	1.246	1.281	29	4.174
Cotopaxi	2.913	2.480	1.155	3.376	224	10.148
Chimborazo	3.485	1.743	981	2.483	3.963	12.655
Imbabura	3.799	617	1.144	3.636	3.168	12.364
Loja	2.382	890	4.887	3.183	145	8.487
Pichincha	57.891	24.249	7.219	48.367	10.240	147.966
Tungurahua	5.612	1.621	1.369	4.611	1.185	14.398
<u>TOTAL COSTA</u>	<u>90.363</u>	<u>62.072</u>	<u>9.925</u>	<u>25.038</u>	<u>54.454</u>	<u>241.852</u>
El Oro	2.322	68	1.913	3.172	7.731	15.206
Esmeraldas	528	--	319	539	1.147	2.533
Guayas	82.186	60.556	3.732	15.610	38.565	200.649
Los Ríos	1.362	--	2.075	3.116	1.071	7.624
Manabí	3.965	1.448	1.886	2.601	5.940	15.840
<u>TOTAL ORIENTE</u>	<u>765</u>	<u>--</u>	<u>595</u>	<u>340</u>	<u>--</u>	<u>1.700</u>
Morona Santiago	111	--	86	50	--	247
Napo	70	--	55	31	--	156
Pastaza	400	--	311	177	--	888
Zamora Chinchipe	184	--	143	82	--	409
TOTAL REPUBLICA (1955)	94.618	44.812	25.073	41.501	34.601	240.615

TASA ANUAL DE CRECIMIENTO

1955 - 1962

9.26

11.48

1.92

13.0

11.4

10.1

FUENTES : Encuestas directas y elaboración de INECEL y J.N. de Planificación.

./ram.

consumos domiciliarios coinciden con las horas de máxima demanda, obligando a las empresas a incrementar su potencia instalada para atender demandas que no se presentan sino por unas pocas horas en cada día.

La energía eléctrica proveniente de las instalaciones de servicio público, que se destina al consumo industrial, alcanza a poco más del 20% de la generación total nacional. Este pequeño porcentaje demuestra la insuficiencia del servicio público para abastecer a la industria y al mismo tiempo, la poca importancia relativa de la industria consumidora de energía eléctrica en el País. Efectivamente, no existen en el País industrias que sean típicamente consumidoras de energía eléctrica; la mayor parte de los consumos de tipo industrial está destinada a la industria textil, a la de alimentos, bebidas y productos minerales no metálicos.

La energía destinada para alumbrado público ha tenido un incremento mínimo con relación a la que se había destinado a este efecto hace siete años. Pese a que, en muchas poblaciones ecuatorianas se dedica un fuerte porcentaje de la producción total de las correspondientes centrales locales para atender este servicio, el alumbrado público, en la mayor parte de las urbes ecuatorianas, es de mala calidad, como puede apreciarse considerando el número de Kw.h. anuales destinados a este servicio.

Llama poderosamente la atención la elevada proporción de energía que queda fuera del control de las empresas y municipios y que, en último término, representa las pérdidas técnicas y los robos de energía. Este fuerte porcentaje manifiesta claramente el mal estado en que se encuentran las redes de distribución de muchas poblaciones ecuatorianas, y, también la falta de organización y control de las ventas de energía.

Por fin, un 15% de la generación encuentra sus consumidores finales en muy variados tipos de utilización, entre los cuales figuran, espe-

cialmente, el bombeo de agua, los consumos del Gobierno y de los establecimientos religiosos y militares, así como los de otras múltiples entidades que reciben la energía en forma gratuita.

Apartado 2. Población Consumidora y Disponibilidades de Energía Per-cápita

Si se relaciona la energía generada y la población total del País, se obtiene el Cuadro No. I-10, que contiene cifras a nivel provincial de la generación per-cápita, tanto para el año 1955 como para 1962.

Desde luego, se observa dentro del período, un fuerte crecimiento de las disponibilidades de la energía eléctrica por habitante, pero las cifras resultantes son demasiado bajas aún para el promedio latinoamericano. La generación per-cápita en el Ecuador, para 1962, apenas iguala a la registrada en Bolivia en 1954. En términos de kilowatios-hora, por habitante, el País ocupa el 18º lugar en Latinoamérica.

La población consumidora de energía eléctrica en 1962, ha sido estimada en 1.6 millones de personas, 540,000 más que en 1955. La relación entre los índices de crecimiento de la población consumidora (6.08 %) y de la población total (2.88 %) en el período de estudio, demuestra el esfuerzo desarrollado para extender el servicio eléctrico a más centros poblados y a más habitantes en cada población. Pese a este esfuerzo, el servicio eléctrico no ha llegado a beneficiar sino a un 36% de los ecuatorianos, número que es escasamente superior al de la población urbana. La electrificación del País se ha dedicado, pues, casi exclusivamente, a la atención de las ciudades y centros poblados principales y ha descuidado completamente el servicio de las necesidades del Agro. Solamente en los dos últimos años ha empezado a forjarse en el País un concepto de la importancia de iniciar cuanto antes programas de electrificación rural; pero, este concepto no se ha traducido todavía en ninguna obra efectiva.

CUADRO Nº I-10

PRODUCCION ANUAL DE ENERGIA ELECTRICA POR HABITANTE

1.955 - 1.962

	1.955		1.962		INDICE 1.955=100 KWh/Hab.	% de creci- miento anual
	1.000 KWh	Población KWh/Hab.	1.000 KWh.	Población KWh/Hab.		
<u>TOTAL REPUBLICA</u>	<u>240.615</u>	<u>3.675.688</u>	<u>471.352</u>	<u>4.472.703</u>	<u>160.9</u>	<u>7.0</u>
<u>TOTAL SIERRA</u>	<u>120.571</u>	<u>2.089.225</u>	<u>227.807</u>	<u>2.258.989</u>	<u>174.7</u>	<u>8.3</u>
Azuay	5.765	280.570	15.218	271.801	189.2	9.5
Bolívar	873	124.600	716	126.283	81.4	3.0
Cañar	888	109.915	1.681	109.801	188.9	9.5
Carchi	1.293	86.672	4.174	93.351	300.0	17.0
Cotopaxi	3.707	182.686	10.148	168.306	297.0	16.8
Chimborazo	5.583	245.395	12.655	264.175	210.1	11.2
Imbabura	7.272	160.407	12.364	173.972	157.0	6.7
Loja	1.325	257.560	8.487	284.677	584.3	28.6
Pichincha	86.004	433.524	147.966	560.297	133.1	4.2
Tungurahua	7.861	207.896	14.398	206.326	184.7	9.2
<u>TOTAL COSTA</u>	<u>119.807</u>	<u>1.535.303</u>	<u>241.852</u>	<u>2.140.358</u>	<u>144.9</u>	<u>5.5</u>
El Oro	7.888	105.482	15.206	157.956	128.7	3.7
Esmeraldas	1.023	90.737	2.533	118.868	141.6	5.1
Guayas	101.031	675.196	200.649	1.024.218	130.9	3.9
Los Ríos	1.752	178.226	7.624	238.127	326.5	18.4
Manabí	8.113	485.662	15.840	601.195	157.5	6.7
<u>TOTAL ORIENTE</u>	<u>237</u>	<u>51.160</u>	<u>1.700</u>	<u>78.148</u>	<u>474.0</u>	<u>25.0</u>

FUENTES : 1.955 J.N. de Planificación.

1.962 Encuestas directas y elaboraciones de INECEL y J.N. de Planificación.

./ram.

SECCION 4a.- ASPECTOS ECONOMICOS

ACAPITE 1º.- ORIGEN DEL CAPITAL INVERTIDO EN EL SECTOR ELECTRICO.

Las limitaciones impuestas por la falta de estadísticas sobre los aspectos económicos del Sector Eléctrico, han impedido conocer en forma exacta el origen y el volumen del Capital invertido en las instalaciones eléctricas. Sin embargo, algunos resultados se han podido obtener gracias a las cifras proporcionadas especialmente por las empresas mejor organizadas y mediante el estudio de una serie de cinco años de los Presupuestos de todos los Municipios del País.

Apartado 1. Inversiones del Sector Público y del Sector Privado

El valor estimado del capital invertido hasta el año 1962 en el sector eléctrico, calculado a Precios de Reposición, alcanza para todo el País a 1.437 millones de sucres (Cuadro No.I-11). De este capital, el 52.71% ha provenído del Sector Público. El origen de estos capitales han sido, en la generalidad de los casos, las Rentas Específicas de electrificación de los Municipios, las asignaciones del Gobierno Central y diversas aportaciones de Entidades de carácter público. En ciertos casos, los Municipios y los Consejos Provinciales han destinado también aportes de sus Presupuestos de Fondos Comunes.

Las inversiones del Sector Privado han alcanzado al 47.29% del total, teniendo preponderancia las efectuadas por la Empresa Eléctrica del Ecuador, en Guayaquil y Riobamba, ya que estas inversiones representan por sí solas el 41.5% del total invertido por este Sector. De las inversiones privadas restantes, la mayor parte corresponde a las realizadas por empresas industriales las cuales, en su mayoría, se han visto obligadas a establecer sus propios sistemas de generación eléctrica para subsanar la deficiencia o ausencia completa del servicio eléctrico de carácter público.

CUADRO Nº I-11

CAPITALES INVERTIDOS A PRECIOS DE REPOSICION

POR SECTOR ORIGEN DEL CAPITAL

(En miles de sucres)

PROVINCIAS	TOTAL	TOTAL DEL SECTOR		SISTEMAS HIDROELECTRICOS		SISTEMAS TERMICOS	
		PUBLICO	PRIVADO	PUBLICO	PRIVADO	PUBLICO	PRIVADO
TOTAL REPUBLICA	1.437.424	757.640	679.784	646.497	54.990	111.142	624.794
TOTAL SIERRA	731.204	674.431	56.773	634.434	42.513	39.997	14.260
Azuay	50.427	45.581	4.846	43.596	4.846	1.985	---
Bolívar	3.502	3.306	196	1.687	---	1.619	196
Cañar	7.452	7.452	---	6.271	---	1.181	---
Garchí	20.221	19.568	653	19.446	596	122	57
Cotopaxi	26.560	25.380	1.180	25.333	181	47	999
Chimborazo	19.567	4.121	15.446	2.323	13.821	1.798	1.625
Imbabura	34.033	26.756	7.277	25.123	7.119	1.633	158
Loja	22.139	18.830	3.309	17.306	2.027	1.524	1.282
Pichincha	508.221	488.699	19.522	458.963	9.681	29.736	9.841
Tungurahua	39.082	34.738	4.344	34.386	4.242	352	102
TOTAL COSTA	703.910	80.892	623.011	10.287	12.477	70.612	610.534
El Oro	30.723	17.379	13.344	10.287	12.447	7.092	897
Esmeraldas	8.326	5.124	3.202	---	---	5.124	3.202
Guayas	616.100	29.329	586.771	---	---	29.329	586.771
Los Ríos	17.436	14.851	2.585	---	---	14.851	2.555
Manabí	31.325	14.216	17.109	---	---	14.216	17.109
TOTAL ORIENTE	2.310	2.310	---	1.776	---	534	---
Morona Santiago	357	357	---	263	---	94	---
Napo	680	680	---	318	---	362	---
Pastaza	836	836	---	836	---	---	---
Zamora Chinchipe	437	437	---	359	---	78	---

NOTA : Incluye las inversiones en instalaciones eléctricas de los destacamentos militares, excepto en las provincias orientales.

FUENTES: Encuestas directas y elaboraciones de INECEL y J.N. de Planificación.

./ram.

Apartado 2. Empréstitos Internacionales

Son muy contados los casos en que se han realizado las obras con capitales provenientes de empréstitos externos a largo plazo, en razón de que estos préstamos se conceden solamente para obras de relativa importancia, las que han sido escasas en el País. Entre estos casos puede citarse el crédito de 10 millones de dólares concedido por el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento a la Empresa Eléctrica "Quito" S.A., para la construcción de la Central de Cumbayá; el crédito de 8.5 millones de sucres provenientes de los fondos de Excedentes Agrícolas que obtuvo la Empresa Eléctrica "Miraflores", de Cuenca; y el empréstito de 94 millones de sucres concedido a la Empresa Eléctrica del Ecuador.

Cabe mencionar que muchas obras han sido realizadas a base de créditos de Proveedores concedidos especialmente para la provisión de equipos y maquinarias eléctricas. Esta clase de créditos, en raros casos han excedido de un plazo de cinco años.

Apartado 3. Aportes Nacionales

La participación que han tenido los fondos provenientes de ventas de energía en la formación del acervo de capital, es muy reducida, pues, es excepcional el caso en que las tarifas hayan tenido un nivel adecuado como para permitir la financiación de las ampliaciones o instalaciones de los sistemas eléctricos.

ACAPITE 2º.- POBLACION OCUPADA EN EL SECTOR ENERGIA ELECTRICA Y SU PRODUCCION.

En el Cuadro No. I-12 se detalla, por Provincias, la distribución del personal ocupado en el Sector, clasificándolo en Empresas Municipales, de Servicio Público y Autoproductoras. Aquí se puede apreciar que son las Empresas de Servicio Público las que absorben la mayor cantidad de

CUADRO Nº I-12

PERSONAL OCUPADO EN EL SECTOR ENERGIA ELECTRICA

AÑO 1.962

PROVINCIA	MUNICIPALES	EMPRESAS SERVICIO PUBLICO	EMPRESAS AUTOPRODUCTORAS	TOTAL
TOTAL REPUBLICA	727	2.229	258	3.214
TOTAL SIERRA	321	1.514	69	1.904
1. Azuay	12	196	---	208
2. Bolívar	26	6	---	32
3. Cañar	34	---	---	34
4. Carchi	42	---	---	44
5. Cotopaxi	67	---	2	69
6. Chimborazo	15	53	16	84
7. Imbabura	31	54	7	92
8. Loja	39	84	2	125
9. Pichincha	33	948	32	1.013
10. Tungurahua	22	173	8	203
TOTAL COSTA	381	715	189	1.285
1. El Oro	63	15	22	100
2. Esmeraldas	61	1	6	68
3. Guayas	68	691	89	848
4. Los Ríos	54	---	7	61
5. Manabí	135	8	65	208
TOTAL ORIENTE	25	---	---	25
1. Morona Santiago	6	---	---	6
2. Napo	5	---	---	5
3. Pastaza	6	---	---	6
4. Zamora Chinchipe	8	---	---	8
	22.62%	69.35%	8.03%	100%

FUENTES: Encuestas directas y elaboraciones de INECEL y J.N. de Planificación.

./ram.

CUADRO No I-13

REMUNERACION AL PERSONAL OCUPADO EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS

AÑO 1.962

CIFRAS EN MILES DE SUCRES

PROVINCIA S.	TOTAL	SISTEMAS MUNICIP.	EMPRESAS SERVICIO PUBLICO	EMPRESAS AUTOPRODUCTORAS
TOTAL REPUBLICA	55.589.7	7.314.9	44.612.2	3.662.6
TOTAL SIERRA	26.602.2	2.303.4	23.802.0	496.8
1. Azuay	1.446.0	44.0	1.402.0	---
2. Bolívar	187.4	138.2	49.2	---
3. Cañar	202.6	202.6	---	---
4. Carchi	330.8	316.4	---	14.4
5. Cotopaxi	551.6	537.2	---	14.4
6. Chimborazo	1.526.3	209.4	1.201.7	115.2
7. Imbabura	765.8	211.4	504.0	50.4
8. Loja	1.053.6	254.7	784.5	14.4
9. Pichincha	18.836.1	275.5	18.330.2	230.4
10. Tungurahua	1.702.0	114.0	1.530.4	57.6
TOTAL COSTA	28.825.3	4.849.3	20.810.2	3.165.8
1. El Oro	1.059.5	486.8	436.6	136.1
2. Esmeraldas	620.4	548.1	29.1	43.2
3. Guayas	23.279.9	1.365.1	19.962.9	1.951.9
4. Los Ríos	969.3	880.5	---	88.8
5. Manabí	2.896.2	1.568.8	381.6	945.8
TOTAL ORIENTE	162.2	162.2	---	---
1. Morona Santiago	40.4	40.4	---	---
2. Napo	36.4	36.4	---	---
3. Pastaza	40.4	40.4	---	---
4. Zamora Chischiipe	45.0	45.0	---	---

FUENTES : Encuestas directas y elaboraciones de INECEL y J.N. de Planificación.

Rem.

mano de obra y, al mismo tiempo, son las que tienen los mejores niveles de remuneración. (Cuadro No.I-13).

Si se relaciona la producción de energía con el número de personas ocupadas en la Generación, Transmisión, Distribución y Administración se obtienen las cifras que constan en el siguiente Cuadro:

CUADRO N° I-14
PRODUCCION POR OBRERO OCUPADO
1962

REGIONES	OBREROS OCUPADOS	GENERACION 1000 KW _h	KW _h . POR OBRERO OCUPADO
TOTAL	3.214	471.358.8	146.658
SIERRA	1.904	227.806.9	119.646
COSTA	1.285	241.852.1	188.212
ORIENTE	25	1.699.8	67.992

FUENTE: Elaboraciones de INECEL.

Esta producción por obrero ocupado es baja en nuestro País, - pues en relación con México, por ejemplo, apenas representa la mitad de la registrada en dicha República en 1950; esto se debe al bajo sector de utilización del equipo eléctrico, al gran número de centrales de pequeña capacidad y a la ausencia total de sistemas eléctricos automáticos en el País.

La relación "Potencia Instalada - Personal Ocupado", fué para 1962 de 49,75 KW por persona, lo cual indica un exceso de personal, ya que, por ejemplo, las cifras obtenidas en México en el año 1950, fueron 52% más elevadas que las registradas en el Ecuador en 1962.

CUADRO N° I-15
POTENCIA INSTALADA POR OBRERO OCUPADO
1962

REGIONES	OBREROS OCUPADOS	KW.	KW. POR OBRERO OCUPADO
TOTAL	3.214	159.882	49.75
SIERRA	1.904	79.258	41.63
COSTA	1.285	80.274	62.47
ORIENTE	25	350	14.00

FUENTE: Elaboraciones de INECEL.

ACAPITE 3°.- PRODUCTIVIDAD DEL CAPITAL

La productividad del Capital se obtiene mediante la relación entre el Valor Agregado y el Capital. El Valor Agregado Bruto para 1962 - ha sido calculado en 169 millones, en tanto que el Capital se ha estimado en 987 millones; la productividad resultante es pues de 0.17.

Como uno de los componentes para el cálculo del Valor Agregado se ha considerado la imputación de las ventas de energía en el Sector - Autoproductores, cifra que alcanza a 57 millones de sucres.

La participación del Sector Energía en el Producto Interno - Bruto es, aproximadamente, del 1%.

ACAPITE 4°.- SISTEMAS TARIFARIOS Y PRECIOS DE VENTA

Hasta la presente fecha no existe en el País ninguna regulación de tipo nacional sobre tarifas, función que fué encomendada hace dos años, por Decreto Ley de Emergencia, a la Dirección de Recursos Hidráulicos y Electrificación del Ministerio de Fomento.

A falta de estas regulaciones, las tarifas se han fijado en los sistemas eléctricos Municipales mediante las denominadas "Ordenanzas de Luz y Fuerza", las cuales, con muy raras excepciones, no han relacionado los precios de venta con los costos de producción.

En las empresas eléctricas autónomas, por lo general, la fijación de tarifas se ha hecho de acuerdo a estipulaciones constantes en el Contrato de Concesión de Servicio Eléctrico, como el caso de la Empresa Eléctrica del Ecuador, o, en otros casos, a base de reglamentaciones acordadas entre las Empresas Eléctricas y los respectivos Municipios accionistas.

En la mayoría de los sistemas eléctricos ha predominado la insuficiencia de tarifas, las cuales en algunos casos no han permitido siquiera cubrir los costos de sueldos, jornales, combustibles, etc.. En los sistemas eléctricos de propiedad municipal, por estas causas no ha podido constituirse el fondo de depreciación de las instalaciones, ni mucho menos las reservas para expansión de los sistemas.

El desconocimiento de la importancia de las tarifas como instrumento de promoción del desarrollo eléctrico, ha conducido a los sistemas municipales a un desfinanciamiento crónico, que ha determinado la necesidad de contar con asignaciones estatales, cuya finalidad se ha desvirtuado, en lugar de servir para el fomento de los sistemas eléctricos, se han convertido en subsidios para cubrir los déficit de operación.

La diversidad de las tarifas es un hecho muy significativo que corrobora lo expresado anteriormente (Cuadro No. I-16).

CUADRO N° I-16.

PRECIO MEDIO DE VENTA DE ELECTRICIDAD

<u>SIERRA</u>	<u>SUCRES/KWh.</u>	<u>COSTA</u>	<u>SUCRES/KWh.</u>
TULCAN	0.35	GUAYAQUIL	0.614
IBARRA	0.47	PORTOVIEJO	1.10
QUITO	0.39	MANTA	0.94
LATACUNGA	0.20	CALCETA	1.51
AMBATO	0.29	BABAHYO	0.77
RIOBAMBA	0.26	MACHALA	1.07
CUENCA	0.34		
LOJA	0.57		

TARIFA PROMEDIO NACIONAL: 0.55

FUENTE: Encuestas directas y elaboraciones de INECEL.

. Aquí puede observarse las grandes diferencias de tarifas que existen en poblaciones de la Costa, como Manta, Portoviejo, Calceta, Babahoyo y Machala, que teniendo sistemas termoeléctricos similares, sin embargo el precio de venta de la energía acusa una marcada diferencia. Igual anarquía existe en los sistemas tarifarios de las ciudades de la Sierra.

SECCION 5a.- DIAGNOSTICO

Conviene destacar los siguientes aspectos fundamentales:

1.- Demasiadas entidades realizan y explotan sistemas eléctricos. Se diluyen los capitales en múltiples obras de pequeña magnitud y de rápida ejecución, en las que no interesa el aprovechamiento óptimo del dinero, pues su insuficiencia no deja muchas posibilidades que escoger. Las cantidades así invertidas suman, en conjunto, capitales relativamente importantes.

2.- La consecuencia directa de la dispersión de capitales y del número excesivo de sistemas eléctricos pequeños es la preponderancia de los sistemas termoelectrónicos y el desaprovechamiento consiguiente de los recursos hidráulicos. Todos estos factores inciden sobre los costos de producción elevándolos de tal manera que, en la generalidad de los casos, no pueden ser cubiertos con tarifas. Los sistemas eléctricos son así incapaces de financiar sus expansiones, las cuales requieren continuamente de nuevos aportes de capital que pesan gravosamente en los presupuestos estatales o municipales, sin que se logre superar el problema.

3.- La tendencia de constituir empresas eléctricas autónomas que se ha manifestado de manera especial en los últimos años, tiene seguramente como origen la necesidad de obtener mayor solidez económica y técnica para los programas de desarrollo eléctrico en las zonas en donde estas empresas se han organizado. Sin embargo el radio de acción de estas nuevas empresas, en la mayoría de los casos, no ha logrado superar el ámbito cantonal. Es decir, al constituirse estas empresas se ha perdido de vista el objetivo principal de centralizar la producción eléctrica de una vasta zona, en una o dos centrales eléctricas potentes. De la misma manera, tampoco se ha obtenido fortificar en la forma que hubiere sido deseable, la ca-

pacidad económica de las empresas, hecho que hubiera podido lograrse mediante el asocio de varios municipios.

4.- Todos los problemas y limitaciones de carácter económico que se han comentado; como no podía ser de otra manera, originan problemas de carácter técnico: desconocimiento de los recursos energéticos, especialmente hidráulicos, que ha impedido la ejecución de las obras sobre bases ciertas; insuficiencia y a veces carencia absoluta de estudios técnicos; desarrollos eléctricos inadecuados; derroches de dinero en obras inútiles; equipos inconvenientes y de operación cara y difícil; etc..

5.- En suma, la electrificación se ha desarrollado en el País, en un medio de gran desconcierto, sobre bases financieras más bien inconvenientes que insuficientes, y sin que haya habido una adecuada comprensión sobre la importancia del papel que está llamada a desempeñar en el desarrollo económico nacional. El resultado de la conjunción de todos estos factores negativos es el bajo nivel de desarrollo alcanzado por el Sector y su incapacidad de abastecer los requerimientos de energía de la Nación. La gravedad de este problema debe incitar al País a dedicar todo el empeño que sea necesario para solucionarlo, pues su persistencia puede convertirse pronto en un cuello de botella para el desarrollo económico nacional..

C A P Í T U L O I I

P R O G R A M A D E E L E C T R I F I C A C I O N

CAPITULO II

PROGRAMA DE ELECTRIFICACION

SECCION 1a.- CARACTERISTICAS PRINCIPALES

ACAPITE 1º.- LOS OBJETIVOS DEL PROGRAMA

El objetivo general es incrementar las disponibilidades de energía eléctrica del País, a un nivel suficiente para impedir que la falta de energía constituya un obstáculo para el desarrollo económico nacional.

Este objetivo general implica a su vez los siguientes objetivos particulares:

- 1.- Expansión de las áreas servidas y aumento general per-cápita de las disponibilidades de energía eléctrica.
- 2.- Disminución de los costos de producción de energía eléctrica, mediante el empleo racional de las disponibilidades económicas, la utilización de los recursos energéticos más convenientes y el mejor aprovechamiento de los sistemas eléctricos.
- 3.- Centralización de la producción de energía en un menor número de centrales de mayor capacidad.
- 4.- Substitución de la generación termoeléctrica por energía hidroeléctrica, en la medida posible y conveniente.
- 5.- Incremento de la capacidad y tamaño de las líneas de transmisión y redes de distribución.

ACAPITE 2°.- ALCANCES DEL PROGRAMA

Apartado 1. Limitaciones

1. La reducida capacidad de inversión del País afecta de manera decisiva al alcance del Programa. La electrificación se caracteriza por ser uno de los sectores económicos que requiere de más fuertes capitales.- En el pasado, la falta de orientaciones precisas en el desarrollo eléctrico condujo a una inadecuada inversión de las rentas disponibles, produciendo la acumulación de un déficit de magnitud considerable que, con toda seguridad, ha significado un freno al ritmo de desarrollo económico general.

El remediar esta situación implica un esfuerzo financiero extraordinario, que viene a sumarse al que normalmente debería ser desarrollado para crear las nuevas unidades productivas que exige el ritmo creciente de la demanda de la energía eléctrica. Todo esto supone un esfuerzo económico extraordinario, que con toda seguridad, no está al alcance de las posibilidades financieras exclusivas del País.

Existe, desde luego, la posibilidad de que una parte importante de los programas de desarrollo eléctrico pueda ser financiada por empréstitos extranjeros, pero deben tenerse muy en cuenta los requisitos que existen para obtenerlos. En general, y de acuerdo a las modalidades adoptadas por las entidades financieras extranjeras, el monto de empréstitos que puede obtenerse no excede, sino en el mejor de los casos, de un 60% de la inversión total. Asimismo, prácticamente no existe ninguna posibilidad de obtener financiación externa para obras de pequeña magnitud, en las que predominan las inversiones en moneda nacional.

Si se considera el poco interés del capital privado para la financiación de servicios eléctricos de carácter público, sólo quedan como fuentes confiables de financiación las rentas específicas de los municipios,

las posibles asignaciones fiscales y los capitales del Instituto Ecuatoriano de Electrificación. Las rentas específicas municipales y las asignaciones fiscales han alcanzado en los últimos años aproximadamente a un promedio de 27.6 millones de sucres al año y las posibilidades de inversión del Instituto Ecuatoriano de Electrificación, según sus actuales rentas, no podrán exceder de 21 millones de sucres anuales, en promedio. A base de estas disponibilidades económicas no puede proyectarse un programa de electrificación muy ambicioso, tanto más que, a causa de la práctica actualmente mantenida de tarifas eléctricas insuficientes, solamente puede contarse, de manera limitada y con muchas reservas, con capitales autogenerados por sistemas eléctricos. Adicionalmente, las rentas municipales y las asignaciones del Gobierno Central no siempre se han dedicado por entero a inversiones, sino que, en muchos casos, se han utilizado para cubrir los déficits de operación de los sistemas eléctricos municipales.

La magnitud de las obras que pueden realizarse en base a estos recursos, a aquellos que pueden conseguirse de empréstitos internacionales y a los que deberán obtenerse con la implantación de prácticas racionales en los sistemas tarifarios del País es, con seguridad, menor de lo que cabría esperar.

Por las razones expuestas, el programa de electrificación no pretende cubrir la totalidad del País, pues no es necesario mayor argumento para comprender que existen regiones de muy baja demanda y acentuada dispersión de población, a las cuales resultaría antieconómico abastecer de energía incorporándolas a un sistema central. Estas zonas, por consiguiente, deberán desarrollar pequeñas obras de generación local o construir sistemas eléctricos aislados, de pequeña magnitud, que podrían integrarse en un sistema mayor, en el futuro.

Las restringidas disponibilidades del capital y la necesidad

consiguiente de buscar el mejor empleo de los fondos obtenibles, ha obligado a establecer un criterio de selección de las obras que podrían ejecutarse. Este criterio, en lo fundamental, no ha sido otro que el de desarrollar aquellos sistemas en donde la persistencia indeterminada de déficit de energía eléctrica, afecta en mayor grado al desarrollo económico general.

2.- Las limitaciones de carácter técnico, tienen también una influencia decisiva tanto sobre el alcance como sobre la estructura del Programa. Entre estas limitaciones pueden citarse: la carencia de cartas topográficas para la mayor parte del País; la falta de estadísticas adecuadas sobre aspectos fundamentales para el conocimiento del mercado eléctrico y la determinación de la demanda futura de electricidad; y la inexistencia de estudios técnicos aún a nivel de anteproyecto, inclusive para los sistemas eléctricos que son de inminente necesidad. Sin embargo, la limitación más grave, por lo difícil de superar, es el desconocimiento de los recursos energéticos nacionales. Nunca podrá insistirse demasiado sobre la gravedad del hecho de haber descuidado la investigación y estudio de los recursos hidroeléctricos del País. El potencial de los ríos ecuatorianos es hasta hoy prácticamente desconocido y las estadísticas hidrológicas que existen no cubren sino períodos no mayores de 2 ó 3 años y solamente para algunos de los recursos hidráulicos que han parecido los más importantes.

Puede comprenderse fácilmente las serias dificultades que resultan de estas circunstancias para la realización de cualquier programa de electrificación. El conocimiento adecuado de un recurso hidroeléctrico requiere de estadísticas y estudios que fácilmente pueden prolongarse por un período de 7 ó más años. Este ha sido el escollo con el que se han estrellado todos los intentos de programación eléctrica que se han esbozado anteriormente. Desgraciadamente los fracasos anteriores no hicieron sufi-

ciente impacto en la conciencia de las autoridades nacionales y la iniciación del estudio de los ríos ecuatorianos ha permanecido igualmente descuidada hasta la creación reciente del Servicio Nacional de Hidrología y Meteorología, que desde hace dos años viene realizando una eficiente labor.

Es un hecho incontrovertible que el País en general se debate en una angustiosa falta de energía eléctrica, mientras millones de kilovatios-hora potenciales escurren inutilmente por sus ríos y torrentes. Esta angustiosa situación no puede soportar una espera de varios años para la iniciación de una obra que es, por todas las razones, impostergable. El País no puede dejarse abrumar una vez más por la falta de las más favorables condiciones técnicas, sino que, de manera inexcusable, debe iniciar cuanto antes un plan de acción efectiva.

Por todas estas razones, y pese a la ausencia de información básica suficiente, se ha considerado en el Programa el aprovechamiento de varios recursos hidroeléctricos de importancia. Es el objetivo presentar un camino a seguir, una meta, en cuya obtención deben concentrarse todos los esfuerzos. Al incluir estos aprovechamientos en el Programa, se asume desde luego que los niveles de potencia a ellos asignados, serán convenientemente confirmados, mediante la realización de los estudios hidrológicos indispensables, que deberán iniciarse ya y mantenerse durante los primeros años del Programa, hasta obtener las seguridades técnicas suficientes, sobre los caudales de todos y cada uno de los recursos hidroeléctricos considerados. Los niveles de potencia que se señalan en el Programa para cada uno de los aprovechamientos hidroeléctricos, han sido determinados a base de las informaciones disponibles que, cabe insistir, son insuficientes, pese a que estos niveles se han calculado con índices elevados de seguridad, sobre los datos de caudales disponibles hasta el momento, productos de observaciones y mediciones directas pero esporádicas.

Apartado 2. Características del Programa

1. Como criterio general, el Programa está dirigido a obtener la disminución del número de pequeñas centrales eléctricas aisladas, en favor de una concentración de la producción de energía en pocas centrales de mayor capacidad.

Otra orientación importante del Programa es la tendencia a substituir, en lo posible, las centrales termoeléctricas con hidroeléctricas.

2. En el Programa se han considerado 16 zonas del País en las cuales se recomienda la instalación de uno o varios sistemas eléctricos, según su conveniencia; la prosecución de obras iniciadas o el mejoramiento de las existentes.

Las zonas, por lo general, comprenden un área en la que se incluyen las capitales provinciales y cantonales y las poblaciones más importantes que pueden ser atendidas, económicamente, por medio de líneas de transmisión.

Aunque no en todos los casos los proyectos y obras que se encuentran actualmente en vías de ejecución o en fase de construcción tienen características adecuadas, ha sido inevitable considerar su aprovechamiento en vista de la importancia de las inversiones ya realizadas.

Entre estas obras en marcha, puede señalarse como ejemplo, el Programa de Electrificación de la Costa, promovido por INECEI, a base de las unidades flotantes a vapor APD. Estas unidades se encuentran ya en el País y listas para entrar en funcionamiento, con una capacidad total de 18.000 KW. Las fuertes inversiones realizadas en estos equipos justifican que se los incluya en el Programa como centrales destinadas a servir especialmente en los primeros años del período, considerando sin embargo, que deben ser retiradas de servicio tan pronto pueda disponerse de otras fuentes de energía eléctrica de operación más económica.

La ventaja de desarrollar las obras en marcha o de adoptar los proyectos de realización inmediata es que, contando con ellos, se puede aliviar el déficit que amaga a importantes regiones del País, a plazo muy corto y con inversiones adicionales relativamente pequeñas.

3. Lo enunciado como criterio general del Programa se complementa, naturalmente, con la programación de líneas de transmisión importantes por su longitud y capacidad, ya que los aprovechamientos hidroeléctricos - que se han considerado están localizados en la Sierra y, consecuentemente, alejados de los principales centros de consumo de la región costanera del País.

A causa del costo elevado de las líneas de transmisión y, sobre todo, por las características de la demanda, no se ha considerado dentro del período del Programa la construcción de líneas de interconexión, ya que el intercambio de energía entre las distintas centrales, no alcanzaría niveles adecuados como para justificarlo. Por este mismo motivo, no se ha tomado en cuenta en el programa la construcción de anillos o mallas de alta tensión que alimentarían un centro de consumo desde dos o más puntos diferentes.

Se ha previsto, sin embargo, que con la instalación de las líneas de transmisión más importantes, deberán quedar contruidos varios tramos de lo que en el futuro será la red de interconexión nacional. Las características de construcción de estas líneas, están previstas para que, mediante sencillas modificaciones, puedan ser utilizadas en la mencionada red.

4. En el Programa se ha prestado atención especial a la ampliación, modificación y construcción de redes de distribución, pues éstas han sido uno de los aspectos más descuidados en la generalidad de las poblaciones y aún en las ciudades más importantes del País.

5.- Otro punto al que se ha concedido importancia especial es la realización de estudios técnicos y la consecución de asistencia técnica. Para esto se asigna una cantidad importante dentro del Programa, pues la realización de todos los proyectos depende, en grado máximo, de que se pueda disponer oportunamente de estudios técnicos de calidad adecuada.

Apartado 3. Metas

El Programa de Electrificación se ha fijado las siguientes metas:

- 1.- Instalar nueva potencia generadora por un total de 320.300 Kilovatios.
- 2.- Construir líneas de transmisión de 13.8, 33, 69, 162 y 230 KV. en una longitud de 2.172 Km., hasta el año 1968; y, 488 Km. más, hasta el año 1973.
- 3.- Montar un total de 731 MVA. adicionales en subestaciones transformadoras hasta el año 1973.
- 4.- Construir nuevas redes de distribución urbanas y reformar y mejorar las existentes en el lapso 1963-1973 con una longitud total aproximada de 2.945 Km.

Los índices unitarios nacionales correspondientes a las metas físicas mencionadas, serían los siguientes:

<u>Disponibilidades per-cápita</u>	<u>1963</u>	<u>1968</u>	<u>1973</u>
W/habitante	34.67	53.20	71.5
KWH/habitante	105.2	176.0	240.0

Lo anterior supone que la potencia disponible per-cápita aumente durante el período a un 7.3% acumulativo anual y la generación per-cápi-

ta, al 8.3% aproximadamente.

Se deduce que las metas a alcanzar no son ambiciosas sino que guardan relación con el esfuerzo financiero que la Nación puede realizar, complementado con la ayuda financiera externa.

En lo que respecta a la población servida, el programa se propone incrementar el porcentaje de la población beneficiada por el servicio eléctrico, desde el 35.6% registrado en 1962, al 43.1% en 1968 y al 46.5 % en 1973, del total del País, respectivamente.

Los resultados físicos a obtenerse con el Programa de Electrificación están demostrados en el Gráfico No. II y en el Cuadro No. II-1.

ACAPITE 3°.- REQUISITOS DEL PROGRAMA.

Apartado 1. Inversiones

Las exigencias de inversión para cada uno de los sistemas eléctricos incluidos en el Programa, están detalladas en forma anual en los Cuadros correspondientes de la última Sección.

El calendario de inversiones a nivel nacional consta en el Cuadro No. II-2. En ese mismo Cuadro se indican las subdivisiones de las inversiones de cada año en moneda local y moneda extranjera. Se debe advertir que los valores consignados en el Cuadro en mención no incluyen los montos de los intereses de construcción ni otras cargas financieras provenientes de los empréstitos que serán necesarios para llevar adelante el Programa. Estas cargas financieras se consideran posteriormente, cuando se trata de la financiación del Programa.

Apartado 2. Requerimientos de Mano de Obra.

Las necesidades de mano de obra se presentan en el Cuadro No. II-3, divididas de acuerdo a su objetivo. Para la operación de los siste-

RESULTADOS FISICOS A OBTENERSE CON LA EJECUCION DEL PROGRAMA

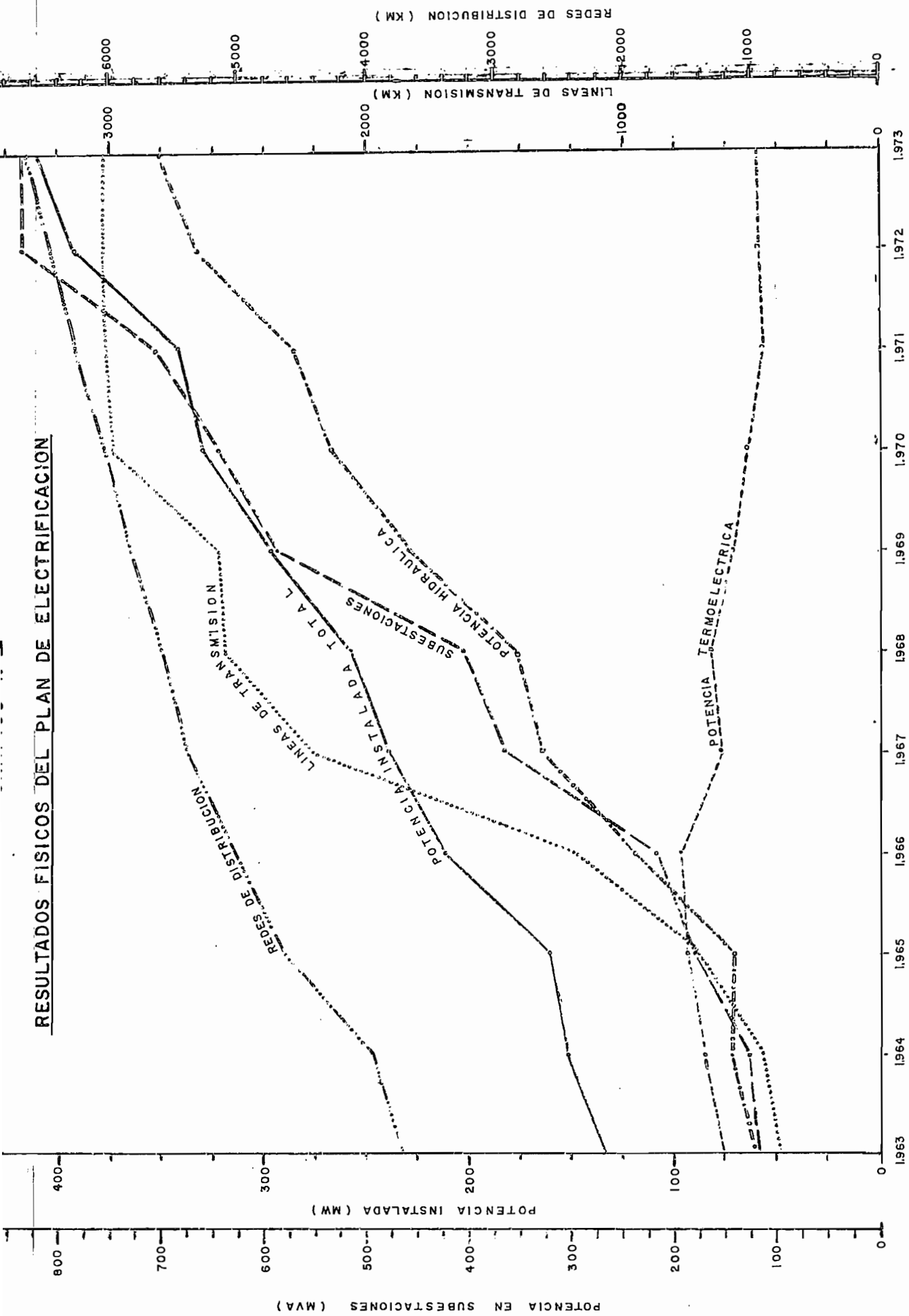
	1.963	1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973
1.- CAPACIDAD INSTALADA (MW)	U										
1.1. Hidroeléctrica	55,5	56,8	60,9	93,3	147,6	153,9	211,0	248,1	269,3	319,0	343,5
1.2. Termoelectrica	73,2	91,1	95,2	114,7	95,3	101,2	89,7	83,9	76,7	77,8	77,8
1.3. T o t a l	128,7	147,9	156,1	208,0	242,9	255,1	300,7	332,0	345,0	396,8	421,3
2.- LINEAS DE TRANSMISION (Km.)	350,9	418,9	699,9	1.141,9	2.310,9	2.522,9	2.547,9	2.959,9	2.994,9	3.002,9	3.010,9
3.- SUBESTACIONES (MVA)	109,3	118,3	171,6	211,8	391,6	401,7	598,4	641,9	703,1	839,1	840,1
4.- REDES DE DISTRIBUCION (Km.)	3.650,0	3.882,9	4.599,4	4.994,5	5.344,8	5.542,3	5.800,1	5.993,9	6.214,2	6.413,4	6.594,6

NOTAS : Las cifras para el año 1.963 no incluyen la totalidad del País, sino las zonas cubiertas por los Sistemas Eléctricos considerados en el Programa.

FUENTES : Elaboraciones de la Junta Nacional de Planificación.

/ Ram.

RESULTADOS FISICOS DEL PLAN DE ELECTRIFICACION



AÑOS

CALENDARIO DE INVERSIONES

(Millones de Sucres)

	1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973
TOTAL	29,68	20,90	12,25	5,03	10,94	4,13	1,40	1,10	1,972	1,973
1.- INVERSIONES EN ESTUDIOS TECNICOS	88,33									
2.- <u>INVERSIONES EN GENERACION</u>										
2.1. Sistemas Hidroeléctricos	158,99	178,66	269,40	151,56	218,91	178,19	165,70	116,99	39,69	---
2.2. Sistemas Termoeléctricos	69,96	56,47	15,84	14,85	1,42	3,30	0,17	3,63	---	---
2.3. Total Inversiones en Generación	228,95	235,13	285,24	166,41	220,33	181,49	165,87	120,62	39,69	---
3.- INVERSIONES EN TRANSMISION	23,50	35,78	128,72	16,55	34,33	48,33	1,77	0,96	0,96	0,96
4.- INVERSIONES EN SUBESTACIONES	12,81	25,78	82,31	8,32	97,02	22,40	25,97	75,63	1,92	0,38
5.- INVERSIONES EN DISTRIBUCION	34,94	102,16	54,39	46,70	24,58	30,97	22,99	26,28	23,27	21,25
6.- TOTAL GENERAL DE INVERSIONES	329,88	419,75	562,91	243,81	387,20	287,32	218,00	224,59	66,84	23,70
7.- TOTAL MONEDA LOCAL	156,53	182,85	277,12	116,22	188,22	144,21	103,81	101,53	30,13	10,30
8.- TOTAL MONEDA EXTRANJERA	173,35	236,90	285,79	127,59	198,98	143,11	114,19	123,06	36,71	13,40

FUENTES : Elaboraciones de INECEL y la Junta Nacional de Planificación.

./Raa.

REQUERIMIENTOS DE MANO DE OBRA

	1.963	1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973	TOTAL
1.- PARA OPERACION DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS <u>1/</u>												
1.1. Especializada (hombres)	105	138	148	198	238	258	305	345	362	415	438	438
1.2. Común y Semiespecializada (hombres)	2.570	2.788	2.853	3.634	3.964	4.136	4.589	4.954	5.101	5.492	5.606	5.606
1.3. Total	2.675	2.926	3.001	3.832	4.202	4.394	4.894	5.299	5.463	5.907	6.044	6.044
2.- PARA CONSTRUCCION DE LAS OBRAS (HOMBRES-MES)												
2.1. Especializada		2.500	3.200	5.300	2.700	3.500	2.300	2.100	1.800	500	240	24.140
2.2. Común y Semiespecializada		72.500	93.300	152.300	78.300	100.000	90.000	62.600	53.500	13.800	1.500	717.800
2.3. Total		75.000	96.500	157.600	81.000	103.500	92.300	64.700	55.300	14.300	1.740	741.940

1/ : Incluye el personal del Instituto Ecuatoriano de Electrificación.

FUENTES : Estimaciones y elaboración de INECEL y de la Junta Nacional de Planificación.

./Ram.

mas se ha estimado que, al final del período se requerirán los servicios de 6.044 personas, de las cuales 438 deberán poseer especialización universitaria.

En lo que se refiere a construcción, la estimación es mucho más difícil; pues el número de personal que se emplee depende fundamentalmente de los métodos de construcción que sean adoptados. Por consiguiente, las cifras que se presentan deben ser consideradas más bien como un índice de la cantidad de trabajo requerida para la ejecución del programa. Por esta razón, estas cifras están expresadas en "Hombres-mes".

ACAPITE 4º.- PROGRAMA DE EJECUCION DE LAS OBRAS.

El cronograma de ejecución de los distintos rubros incluidos en cada uno de los proyectos se lo presenta en el Cuadro No. II-4.

Puede apreciarse como los Estudios Técnicos inciden de manera especial en los primeros años del período y, en algunos casos, se mantienen a lo largo de varios años.

Asimismo, la construcción de las obras de generación, especialmente de las nuevas obras hidroeléctricas, ocupan un período de dos a cuatro años, de acuerdo a su importancia.

La construcción de líneas de transmisión, en raras ocasiones excede de dos años. Sin embargo, aparecen algunos casos en que se señalan períodos más largos; eso obedece al escalonamiento con que se realizan las construcciones dentro del tiempo y no precisamente al tiempo de construcción de una línea determinada.

Se ha considerado en el Programa que las ampliaciones de las redes de distribución deben hacerse en etapas pequeñas, que guarden una estrecha relación con el crecimiento de las áreas servidas y el aumento de la

CUADRO Nº II-4

CRONOGRAMA DE EJECUCION DE LOS PROYECTOS

SISTEMAS ELECTRICOS	COSTO TOTAL (Millones de Sucres)	PERIODO DE EJECUCION						
		1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	1.969/73	
1.- <u>TULCAN-IBARRA-CAYAMBE</u>								
1.1. Estudios Técnicos	2.62	x	x	x	x			70/71
1.2. Obras de Generación	105.88	x	x	x	x			---
1.3. Líneas de transmisión	16.92		x	x	x			71
1.4. Subestaciones	11.90	x	x	x	x			69
1.5. Redes de Distribución	23.90		x	x	x			
1.6. Total	<u>161.22</u>							
2.- <u>QUITO-MEJIA-RUMINAHUI</u>								
2.1. Estudios Técnicos	16.80	x	x	x	x			69 a 72
2.2. Obras de Generación	200.64	x	x	x	x			69 a 73
2.3. Líneas de transmisión	24.00		x	x	x			69 a 72
2.4. Subestaciones	34.56		x	x	x			69 a 73
2.5. Redes de Distribución	<u>144.00</u>	x	x	x	x			
2.6. Total	<u>420.00</u>							
3.- <u>SANTO DOMINGO DE LOS COLORADOS</u>								
3.1. Estudios Técnicos	0.35	x	x	x	x			69/71
3.2. Obras de Generación	6.59		x	x	x			69
3.3. Líneas de Transmisión	0.96							69/71
3.4. Subestaciones	0.64							69/72
3.5. Redes de Distribución	<u>1.44</u>		x	x	x			
3.6. Total	<u>9.98</u>							

(Sigue)

CRONOGRAMA DE EJECUCION DE LOS PROYECTOS

SISTEMAS ELECTRICOS	COSTO TOTAL (Millones de Suces)	PERIODO DE EJECUCION					
		1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	1.969/73
<u>4.- COTOPAXI-TUNGURAHUA</u>							
4.1. Estudios Técnicos	7.69	x	x	x		x	69 a 73
4.2. Obras de Generación	33.56	x	x	x	x		69/70
4.3. Líneas de Transmisión	18.14	x	x	x			69
4.4. Subestaciones	12.77	x	x	x	x		69
4.5. Redes de Distribución	14.40	x	x	x	x		69 a 73
4.6. Total	86.56						
<u>5.- RIOBAMBA-GUANO-CAJABAMBA</u>							
5.1. Estudios Técnicos	0.74	x					
5.2. Obras de Generación	20.00	x	x			x	
5.3. Líneas de Transmisión	5.20		x	x			
5.4. Subestaciones	9.40		x				
5.5. Redes de Distribución	15.26		x	x	x		69/73
5.6. Total	50.60						
<u>6.- ALAUSI-CHUNCHI</u>							
6.1. Estudios Técnicos	0.32	x	x				
6.2. Obras de Generación	4.55	x	x	x			
6.3. Líneas de Transmisión	1.61	x		x	x		
6.4. Subestaciones	0.52	x		x	x		
6.5. Redes de Distribución	4.27	x	x	x		x	70/72
6.6. Total	11.27						

CRONOGRAMA DE EJECUCION DE LOS PROYECTOS

SISTEMAS ELECTRICOS	COSTO TOTAL (Millones de Sucres)	PERIODO DE EJECUCION					
		1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	1.969/73
<u>7.- GUARANDA-CHIMBO-SAN MIGUEL</u>							
7.1. Estudios Técnicos	0.06	x					
7.2. Obras de Generación	3.60	x	x		x		
7.3. Líneas de Transmisión	0.37	x	x				
7.4. Subestaciones	----						
7.5. Redes de Distribución	<u>1.56</u>	x	x		x		
7.6. Total	5.59						
<u>8.- AZUAY - CAÑAR</u>							
8.1. Estudios Técnicos	13.00	x	x		x		69 a 71
8.2. Obras de Generación	114.20	x	x		x		70/72
8.3. Líneas de Transmisión	8.90						
8.4. Subestaciones	24.00						70
8.5. Redes de Distribución	<u>6.80</u>		x		x		69/72
8.6. Total	166.90						
<u>9.- LOJA</u>							
9.1. Estudios Técnicos	1.99	x			x		
9.2. Obras de Generación	29.81	x	x		x		69/70
9.3. Líneas de Transmisión	9.41				x		69/70
9.4. Subestaciones	1.56				x		70
9.5. Redes de Distribución	<u>10.66</u>		x		x		69 a 71/73
9.6. Total	53.43						

CRONOGRAMA DE EJECUCION DE LOS PROYECTOS

SISTEMAS ELECTRICOS	COSTO TOTAL (Millones de Sucres)	PERIODO DE EJECUCION					
		1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	1.969/73
10.- <u>ESMERALDAS.</u>							
10.1. Estudios Técnicos	0.07	x					
10.2. Obras de Generación	10.01	x			x		69 a 71
10.3. Líneas de Transmisión	-----						
10.4. Subestaciones	-----						
10.5. Redes de Distribución	<u>6.27</u>	x	x	x	x	x	69 a 73
10.6. Total	16.35						69
11.- <u>MANTA-BAHIA DE CARAQUEZ</u>							
11.1. Estudios Técnicos	12.05	x	x	x	x	x	69
11.2. Obras de Generación	199.70	x	x	x	x	x	69 a 72
11.3. Líneas de Transmisión	84.89	x	x	x	x	x	69
11.4. Subestaciones	44.16	x	x	x	x	x	69 a 70/73
11.5. Redes de Distribución	<u>27.01</u>	x	x	x	x	x	69 a 73
11.6. Total	367.81						
12.- <u>GUAYAQUIL-BABAHOYO</u>							
12.1. Estudios Técnicos	26.29	x	x	x	x	x	69 a 71
12.2. Obras de Generación	786.45	x	x	x	x	x	69 a 71
12.3. Líneas de Transmisión	91.50						
12.4. Subestaciones	189.46						71
12.5. Redes de Distribución	<u>95.70</u>		x	x	x	x	69 a 73
12.6. Total	1.189.40						

CRONOGRAMA DE EJECUCION DE LOS PROYECTOS

SISTEMAS ELECTRICOS	COSTO TOTAL		PERIODO DE EJECUCION					
	(Millones de Suces)		1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	1.969/73
<u>13.- QUEVEDO</u>								
13.1. Estudios Técnicos	2.15	x	x	x	x	x	x	69
13.2. Obras de Generación	36.18	x	x	x	x	x	x	69 a 70/72
13.3. Líneas de Transmisión	7.16		x	x	x	x	x	
13.4. Subestaciones	2.16			x	x	x	x	70
13.5. Redes de Distribución	<u>10.50</u>	x	x	x	x	x	x	69 a 71/73
13.6. Total	58.21							
<u>14.- SALINAS SANTA ELENA</u>								
14.1. Estudios Técnicos	0.29	x	x	x	x	x	x	
14.2. Obras de Generación	1.00	x	x	x	x	x	x	
14.3. Líneas de Transmisión	1.84	x	x	x	x	x	x	
14.4. Subestaciones	-----							
14.5. Redes de Distribución	<u>4.80</u>		x	x	x	x	x	69 a 73
14.6. Total	7.93							
<u>15.- EL ORO</u>								
15.1. Estudios Técnicos	3.53	x	x	x	x	x	x	
15.2. Obras de Generación	83.32	x	x	x	x	x	x	69 a 71
15.3. Líneas de Transmisión	18.62	x	x	x	x	x	x	
15.4. Subestaciones	21.41	x	x	x	x	x	x	71
15.5. Redes de Distribución	<u>19.20</u>		x	x	x	x	x	69 a 73
15.6. Total	146.08							

CRONOGRAMA DE EJECUCION DE LOS PROYECTOS

	COSTO TOTAL		PERIODO DE EJECUCION					
	(Millones de Sucres)		1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	1.969/73
<u>16.- REGION ORIENTAL</u>								
16.1. Estudios Técnicos	0.37	x						
16.2. Obras de Generación	8.24				x			70/71
16.3. Líneas de transmisión	2.35			x				
16.4. Subestaciones	-----				x			
16.5. Redes de Distribución	1.71					x		69 a 73
16.6. Total	12.67							71
<u>GRAN TOTAL</u>	<u>2.764.00</u>							

FUENTES: Elaboración de la J.N. de Planificación e INECEL

./ram.

demanda. Esta consideración obedece a la intención de repartir las inversiones necesarias en el tiempo, con el objeto de evitar el exceso de capacidad de distribución de reserva y, por consiguiente, disminuir las cargas de capital que eso representa y obtener costos de producción más bajos.

SECCION 2a.- FINANCIAMIENTO

ACAPITE 1. NECESIDADES DE FONDOS.

En la presente Sección se analizan las fuentes de capital que permitirán financiar las inversiones contempladas en el Programa de Electrificación.

Las necesidades totales de recursos para llevar a la práctica los distintos proyectos, se resumen de la siguiente manera:

FINALIDAD	MONTO (Millones de Suces)	%
1.1. Costos de construcción y estudios	2.764	69.4
1.2. Intereses durante el período de - construcción	152	3.8
1.3. Servicio de la deuda	1.068	26.8

La suma de 2.916 millones de suces (suma de 1.1 y 1.2) comprende el pago de construcciones y estudios y, además, los intereses a cubrirse durante el período de construcción. En el Cuadro No. II-5 se detallan las necesidades de fondos para la inversión en cada uno de los sistemas. Del total de los intereses, el 40.6% corresponde al Sistema del Guayas, debido al fuerte monto de crédito internacional. La diferencia se distribuye en los demás Sistemas.

Para satisfacer las amortizaciones de los créditos concedidos al Programa y las obligaciones contraídas antes de 1964, se ha destinado el 26.8% de las necesidades totales, o sea, 1.068 millones de suces.

Los fondos requeridos para la realización de las construcciones y el pago de intereses durante este período serán obtenidos separadamente por el Sector Privado, representado por el Sistema del Guayas, y por el Sector Público representado por los demás Sistemas.

CUADRO No II-5

NECESIDADES DE FONDOS PARA INVERSION

(Millones de Suces)

S I S T E M A S	COSTOS DE CONSTRUC- CION		INTERESES DURANTE LA CONSTRUCCION		INVERSION	TOTAL
		%		%		
1. TULCAN-IBARRA-CAYAMBE	161,220	91.1	15,673	8.9	176,893	100.0
2. QUITO-MEJIA-RUMINAHUI	420,000	95.9	18,174	4.1	438,174	100.0
3. SANTO DOMINGO DE LOS COLORADOS	9,980	88.8	1,254	11.2	11,234	100.0
4. COTOPAXI-TUNGURAHUA	86,559	96.7	2,910	3.3	89,469	100.0
5. RIOBAMBA-GUANO-CAJABAMBA	50,600	93.1	3,722	6.9	54,322	100.0
6. ALAUSI CHUNCHI	11,270	92.1	0,965	7.9	12,235	100.0
7. GUARANDA-CHIMBO-SAN MIGUEL	5,583	95.7	0,252	4.3	5,835	100.0
8. AZUAY-CAÑAR	166,900	94.9	8,895	5.1	175,795	100.0
9. LOJA	53,433	93.2	3,869	6.8	57,302	100.0
10. ESMERALDAS	16,350	99.1	0,148	0.9	16,498	100.0
11. MANTA-BAHIA	367,810	95.5	17,242	4.5	385,052	100.0
12. GUAYAS-LOS RIOS(JUBONES)	1,189,400	95.1	61,567	4.9	1,250,967	100.0
13. QUEVEDO	58,210	93.6	3,969	6.4	62,179	100.0
14. SALINAS SANTA ELENA	7,936	100.0	---	0.0	7,936	100.0
15. EL ORO (JUBONES)	146,080	92.5	11,925	7.5	158,005	100.0
16. ORIENTE	12,669	92.6	1,017	7.4	13,686	100.0
TOTAL	2,764,000	94.8	151,582	5.2	2,915,582	100.0

FUENTE: Elaboraciones de INECEL y de la J.N. de Planificación.
./Ram.

ACAPITE 2. FUENTES DE FINANCIAMIENTO.

Los recursos que financiarán los costos de construcción y pago de intereses, provendrán de las siguientes fuentes:

- 1a. Fondos generados por el Sistema.
- 2a. Aportes de Municipios, INECEL y otros organismos.
- 3a. Rentas específicas.
- 4a. Préstamos nacionales o internacionales.

(Referencias: Cuadros Nos. II-6 y II-7)

Apartado 1. Fondos Generados por los Sistemas.

Esta fuente está constituida por el resultado económico final, representado por la propiedad neta de cada uno de los Sistemas.

El porcentaje de participación de este rubro en cada uno de los Sistemas varía de un 0.5% en el correspondiente a la Región Oriental, a un 55.6% en el Sistema de Salinas-Santa Elena, motivado por influencias de carácter externo a las Empresas, resultante de la obtención de otros recursos como rentas específicas, aportes del Gobierno, Municipios, INECEL, etc.

A medida que se realizan las distintas etapas del Programa se observa una variación de la participación de los fondos generados en el total de inversiones. En efecto, para 1964, ésta representa un 9.8%, en tanto que en 1973 ascendería al 81.4% de las inversiones. Este hecho se justifica por el continuo ajuste de los procesos productivos que, actualmente, son deficientes y que no han permitido obtener utilidades y disponer de las cuotas de depreciación de los equipos.

Por otra parte, las exigencias de inversiones fluctúan a través de todo el período, disminuyendo notablemente en los últimos años, lo

CUADRO N° 11-5

FONDOS PARA EL FINANCIAMIENTO
(Millones de Sucres)

N°	S I S T E M A	FONDOS GENERALES POR EL SISTEMA		APORTES DE CAPITAL		RENTAS ESPECIFICAS		P R E S T A M O S NACIONAL		I N T E R N A C I O N A L		T O T A L E S	
		\$	%	\$	%	\$	%	\$	%	\$	%	\$	%
1	TULCAN - IBARRA - CAYAMBE	21,700	12.3	19,998	11.3	20,784	11.7	44,411	25.1	70,000	39.6	176,893	100.0
2	QUITO - MEJIA - RUMIÑAHUI	167,940	38.3	84,164	19.2					186,070	42.5	438,174	100.0
3	STO. DOMINGO DE LOS COLORADOS	0,628	5.6	2,200	19.6			8,406	74.8			11,234	100.0
4	COTOPAXI - TUNGURAHUA	34,231	38.3	16,769	18.7	6,000	6.7	5,754	6.4	26,715	29.9	89,469	100.0
5	RIOBAMBA - GUANO - CAJABAMBA	8,943	16.5	18,759	34.5	4,000	7.4	10,660	19.6	11,960	22.0	54,322	100.0
6	ALAJUJ - CHUNCHI	0,565	4.6	5,334	43.5	0,418	3.4	5,918	48.4			12,235	100.0
7	GUARANDA - CHIMBO - SAN MIGUEL	0,108	1.8	2,478	42.5	0,715	12.3	2,534	43.4			5,835	100.0
8	AZUAY - CANAR	12,114	6.9	26,967	15.3	4,900	2.8	40,299	22.9	91,515	52.1	175,795	100.0
9	LOJA	5,472	9.5	11,410	19.9	8,166	14.3			32,254	56.3	57,302	100.0
10	ESMERALDAS	6,484	39.3	1,600	9.7	6,936	42.0	1,478	9.0			16,498	100.0
11	MANTA - BAHIA	36,858	9.6	42,939	11.1	10,000	2.6	80,904	21.0	214,351	55.7	385,052	100.0
12	GUAYAQUIL - BABAHoyo	134,269	10.7	496,912(+)	39.7	10,000	0.8	28,120	2.3	581,666	46.5	1,230,967	100.0
13	QUEVEDO	13,287	21.4	11,850	19.1	4,100	6.6	11,031	17.7	21,911	35.2	62,179	100.0
14	SALINAS - SANTA ELENA	4,411	55.6	3,525	44.4							7,936	100.0
15	EL ORO	20,406	12.9	20,654	13.1	16,000	10.1	46,749	29.6	54,196	34.3	158,005	100.0
16	ORIENTE	0,061	0.5	5,327	38.9	0,710	5.2	7,588	55.4			13,686	100.0
T O T A L		467,477	16.0	770,886	26.4	92,729	3.2	293,852	10.1	1,290,638	44.3	2,915,582	100.0

(+) Incluye 459'000.000,00 de sucres de aportes del Sector Privado.

FUENTES : Elaboraciones de INECEL y de la Junta Nacional de Planificación.

./Ram.

CUADRO N° 11 - 7

FONDOS PARA EL FINANCIAMIENTO

(Millones de Suces)

AÑOS	FONDOS GENERADOS POR EL SISTEMA	APORTES DE CAPITAL		RENTAS ESPECIFICAS.	P R E S T A M O S		TOTAL			
		TOTAL	%		NACIONAL	INTERNACIONAL				
			%	T	%	%	%			
1.964	31,288	111,810	34.9	11,862	3.8	21,798	143,926	44.7	320,684	100.0
1.965	54,680	113,429	25.2	12,606	2.8	37,935	230,673	51.4	449,323	100.0
1.966	56,456	184,334	31.4	11,971	2.1	80,187	253,696	43.2	586,644	100.0
1.967	51,874	56,319	18.6	12,335	4.1	40,173	141,883	46.9	302,584	100.0
1.968	39,682	108,849	27.7	8,846	2.3	45,990	187,385	48.0	389,952	100.0
1.969	51,992	66,976	20.4	11,574	3.5	41,983	155,158	47.4	327,683	100.0
1.970	61,454	48,333	22.2	8,116	3.7	11,786	87,935	40.4	217,624	100.0
1.971	52,388	73,877	31.3	7,347	3.2	12,325	89,982	38.1	235,919	100.0
1.972	47,902	7,379	12.1	3,952	6.5	1,675	---	---	60,908	100.0
1.973	19,761	0,380	1.6	4,120	17.0	---	---	---	24,261	100.0
	467,477	770,886	16.0	92,729	3.2	293,852	1,290,638	44.3	2,915,582	100.0

NOTA: Créditos Externos para Quito y Guayaquil \$ 767,736 - Millones de Suces.

Créditos Externos para el resto del Sistema \$ 522,902 - Millones de Suces.

FUENTES: Elaboración de INCEL y Junta Nacional de Planificación.

./Raa.

que hace factible financiarlas casi en totalidad con fondos generados por los sistemas.

La justificación del monto de los fondos generados que se considera para cubrir inversiones, se detalla en el Cuadro No. II-8.

Los costos y ventas considerados en el Cuadro, se han calculado en base de ajustes en la producción del servicio de energía eléctrica, bajo el supuesto de que, en el futuro, el alto porcentaje de pérdidas y robos del servicio disminuye progresivamente; así como también que adoptarán tarifas perfectamente estudiadas y consultadas que, abandonando criterios equivocados, permitan cubrir, a más de los costos directos de operación y administración, las cuotas de depreciación y las amortizaciones de los préstamos que se obtengan.

Asimismo, con fines demostrativos, se presenta el Cuadro No. II-9, correspondiente al análisis de la composición relativa de las ventas. A base de la comparación de los costos totales de operación y entradas netas de operación, podrá determinarse el nivel adecuado de tarifas a la realidad económica y financiera de las Empresas, por una parte, y a la demanda real de energía eléctrica, por otra.

Apartado 2. Aportes del Sector Público.

Otra fuente para el financiamiento del Programa, está constituida por los aportes de Municipios y Entidades Estatales. La indivisibilidad del capital, característica de este Sector, y el hecho de que los sistemas eléctricos rentables se identifiquen, casi siempre, con los de gran magnitud, determinan una alta demanda de inversiones que, unida a factores negativos en la producción y venta de energía eléctrica, restan atractivo al sector privado en esta clase de inversiones, con la consiguiente necesidad de que éstos sean atendidos por el sector público.

ANÁLISIS ECONOMICO Y FINANCIERO
(Millones de Sucres)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	GASTOS DE OPERACION	RESERVA DEPRE- CIACION	COSTO TO- TAL DE O- PERACION (1 + 2)	VENTAS TOTALES	ENTRADAS NETAS. (4 - 3)	ENTRADAS METAS Y DEPRECCN (5 + 2)	AMORTIZA- CION E IN- TERESES	PROPIEDAD NETA. (6 - 7)	INVERSION NETA.	RESERVA	DIVIDENDOS E INPTOS.
1. TULCAN - IBARRA - CAYAMBE	93,920	28,830	122,750	184,696	61,946	90,786	63,882	26,894	21,500	5,394	
2. QUITO - MEJIA - RUMIÑAMU	362,900	202,680	565,580	1,030,959	465,379	668,059	285,489	382,570	164,290	31,479	186,820
3. STO. DOMINGO DE LOS COLORADOS	8,325	2,381	10,706	15,207	4,501	6,882	8,520	- 1,638	- 1,704	0,066	
4. COTOPAXI - TUNGURAHUA	56,707	22,091	78,798	133,228	54,430	76,521	22,892	53,629	33,731	19,898	
5. RIOBAMBA - GUANO - CAJABAMBA	35,090	11,950	47,040	69,122	22,082	34,032	19,265	14,767	8,943	5,824	
6. ALAUSI - CHUNCHI	7,045	1,938	8,983	15,436	6,453	8,391	7,568	0,823	0,442	0,381	
7. GUARANDA - CHINBO - SAN HIGUEL	4,725	1,818	6,543	9,571	3,028	4,846	3,100	1,746	0,047	1,699	
8. AZUAY - CAÑAR	107,030	24,610	131,640	232,839	101,199	125,809	98,935	26,874	11,614	15,260	
9. LOJA	27,568	11,140	38,708	62,100	23,392	34,532	30,346	4,186	3,734	0,452	
10. ESMERALDAS	54,220	7,717	61,937	80,913	18,976	26,693	1,828	24,865	5,025	19,840	
11. MANTA - BAHIA	214,540	58,050	272,590	446,411	173,821	231,871	175,110	56,761	35,947	20,814	
12. GUAYAQUIL - BABAHYO	942,270	223,004	1,165,274	2,107,945	942,671	1,165,675	425,929	739,746	117,269	79,950	542,527
13. QUEVEDO	25,329	8,672	34,001	60,033	26,032	34,704	18,766	15,938	13,237	2,701	
14. SALINAS - SANTA ELENA	39,564	5,148	44,712	57,720	13,008	18,156		18,156	4,911	13,245	
15. EL ORO (JUBONES)	51,800	22,490	74,290	152,686	78,396	100,886	73,337	27,549	18,851	8,698	
16. ORIENTE	3,750	1,910	5,660	11,928	6,268	8,178	10,871	- 2,693	- 2,693		
T O T A L E S	2,034,783	634,429	2,669,212	4,670,794	2,801,582	2,636,011	1,245,838	1,390,173	435,144	225,701	729,328

FUENTES : Elaboraciones de INECEL y Junta Nacional de Planificación.

./Rae.

CUADRO Nº II-9

ANÁLISIS DE COSTOS Y VENTAS

(Por cientos)

S I S T E M A S	1	2	3	4	5
	VENTAS	GASTOS DIRECTOS DE OPERACION.	RESERVA DE PRECIACION	COSTO TOTAL DE OPERACION	ENTRADAS NETAS DE OPERACION
1. TULCAN-IBARRA-CAYAMBE	100.0	50.9	15.6	66.5	33.5
2. QUITO-MEJIA-RUMINAHUI	100.0	35.2	19.7	54.9	45.1
3. STO. DOMINGO DE LOS COLORADOS	100.0	54.7	15.7	70.4	29.6
4. COTOPAXI-TUNGURAHUA	100.0	42.6	16.6	59.2	40.8
5. RIOBAMBA-GUANO-CAJABAMBA	100.0	50.8	17.3	68.1	31.9
6. ALAUSI-CHUNCHI	100.0	45.6	12.6	58.2	41.8
7. GUARANDA-CHIMBO-SAN MIGUEL	100.0	49.4	19.0	68.4	31.6
8. AZUAY-CAÑAR	100.0	46.0	10.6	56.6	43.4
9. LOJA	100.0	44.4	17.9	62.3	37.7
10. ESMERALDAS	100.0	67.0	9.5	76.5	23.5
11. MANTA-BAHIA	100.0	48.1	13.0	61.1	38.9
12. GUAYAQUIL-BABAHoyo	100.0	44.7	10.6	55.3	44.7
13. QUEVEDO	100.0	42.2	14.4	56.6	43.4
14. SALINAS SANTA ELENA	100.0	68.5	8.9	77.4	22.6
15. EL ORO	100.0	33.9	14.7	48.6	51.4
16. EL ORIENTE	100.0	31.4	16.0	47.4	52.6
TOTAL	100.0	43.6	13.6	57.2	42.8

FUENTES: Elaboración de INECEL y J.N. de Planificación.

./Ram.

La participación de esta fuente con un 26.4% de las necesidades totales de inversión se justifica por la escasez de recursos propios de las empresas al iniciar las primeras etapas del Programa. 1/

A lo largo de la ejecución del Programa, esta fuente de recursos presenta una tendencia decreciente, por cuanto los movimientos económicos generan fondos cada vez más suficientes para satisfacer las necesidades de bienes de capital.

Apartado 3: Rentas Específicas Para Electrificación.

El Estado y Municipios han creado gravámenes para dedicarlos al sector de energía eléctrica. Para que estos fondos cumplan su finalidad, es necesario que sean decididamente encauzados hacia el financiamiento de los proyectos contemplados dentro del Programa.

Los fondos que se obtendrían por concepto de impuestos para electrificación, se estiman en un promedio de 18.7 millones de sucres anuales, lo que representaría un total de 187 millones de sucres para el período 1964 - 1973. Sin embargo, en el Cuadro de Financiamiento se limita la participación de éstos a 92.7 millones de sucres, debido a que, luego de que se hayan financiado las primeras etapas de construcción, se los emplearía en garantizar el pago de créditos tanto externos como internos.

1/ En este rubro se incluye los aportes a la Empresa Eléctrica del Ecuador que serán necesarios para financiar los costos locales de los proyectos contemplados dentro del Sistema del Guayas.

Apartado 4. Préstamos

De la inversión total de capital, que es de 2.915 millones de sucres, el 45.6% se financiará con fondos propios y, el 54.4%, con préstamos. El 10.1% será financiado con préstamos nacionales y, el 44.3%, con extranjeros. (Referencias: Cuadro No. II-10):

4.1.- Préstamos Nacionales: El Programa de Electrificación correspondiente al Sector Público, es decir todo el sistema, con excepción de Guayaquil y Quito, necesita financiar un préstamo nacional de 294 millones de sucres, a distribuirse en los diez años de ejecución del Programa.

Debido a la naturaleza de los programas, estructurados de acuerdo a la necesidad y/o a la demanda urgente e inmediata de energía eléctrica, en la mayoría de los sectores que forman el sistema, necesariamente se ha enfocado las inversiones en cantidades más fuertes en los 6 primeros años, ya que en este período se utilizará el 91% del monto de préstamos nacionales, incidiendo, de esta manera, en la necesidad de obtener los préstamos nacionales, en casi su totalidad, en el lapso indicado.

En los 6 primeros años de operación se necesita la obtención de los préstamos nacionales, en la siguiente proporción:

1.964	-	7.4 %
1.965	-	12.9 %
1.966	-	27.3 %
1.967	-	13.7 %
1.968	-	15.7 %
1.969	-	<u>14.2 %</u>
TOTAL		91.2 %

Tomando en consideración este punto de vista se presenta, a continuación, tres alternativas o formas operativas para la concesión de prés

CUADRO Nº II-10

PRESTAMOS PARA EL FINANCIAMIENTO DEL

PROGRAMA DE ELECTRIFICACION

(Millones de Suces)

	FONDOS PROPIOS		PRESTAMOS				TOTAL	
		%	Nacional	%	Internacional	%		%
1.964	154,960	48.3	21,798	6.8	143,926	44.9	320,684	100.0
1.965	180,715	40.2	37,935	8.4	230,673	51.4	449,323	100.0
1.966	252,761	43.1	80,187	13.7	253,696	43.2	586,644	100.0
1.967	120,528	39.8	40,173	13.3	141,883	46.9	302,584	100.0
1.968	156,577	40.1	45,990	11.8	187,385	48.1	389,952	100.0
1.969	130,542	39.8	41,983	12.8	155,158	47.4	327,683	100.0
1.970	117,903	54.2	11,786	5.4	87,935	40.4	217,624	100.0
1.971	133,612	56.6	12,325	5.2	89,982	38.2	235,919	100.0
1.972	59,233	97.3	1,675	2.7	---	0.0	60,908	100.0
1.973	24,261	100.0	---	0.0	---	0.0	24,261	100.0
TOTAL	1,331,092	45.6	293,852	10.1	1,290,638	44.3	2,915,582	100.0

FUENTES : Elaboración de INECEL y de la Junta Nacional de Planificación.

./ram.

tamos nacionales:

Alternativa 1: Emisión de bonos de electrificación, con garantía del Gobierno, por el valor total de 294 millones de sucres, que se pondría a disposición del Sector Público y Privado, captando en esta forma el flujo de la corriente de ahorros de los mencionados sectores y dedicándolo a la inversión y financiamiento del Programa de Electrificación.

Alternativa 2: De los porcentos indicados anteriormente, se comprueba que los recursos del préstamo nacional deben ser situados durante los 6 primeros años en la proporción del 91.2%. Por lo tanto, es necesario arbitrar una forma operativa que dé agilidad y flexibilidad en la obtención del flujo del capital interno, ya que el cumplimiento de los programas exige disponer, en la medida necesaria, que la corriente de ahorros nacionales se encamine en forma acelerada hacia la inversión de este Programa. Así, pues, esta segunda alternativa comprende la emisión de bonos de electrificación, con garantía del Gobierno, por el valor de 180 millones de sucres, a situarse en el mercado de valores en los 6 primeros años y complementar el valor total requerido, solicitando el crédito por 120 millones de sucres a otros organismos de crédito internacional, estipulando las condiciones, plazo, etc., convenientes al financiamiento y rentabilidad de los programas.

Alternativa 3: La tercera posibilidad para la consecución del préstamo nacional es la de captar la corriente de ahorros netos, de los sectores público y privado, mediante la emisión de bonos y cédulas de electrificación, con garantía del Gobierno, en un valor de 180 millones de sucres. De la cantidad total de préstamo, el 28% corresponde a cédulas y el 40%, a bonos de electrificación. Como se indicó en el numeral anterior, las corrientes de fondos harán impacto en los 6 primeros años del Programa; y, para la aplicación de fondos de acuerdo con las exigencias de las inversiones no financie

DISPONIBILIDADES DE RECURSOS PARA EL SERVICIO DE LOS PRESTAMOS

(Millones de Suces)

	P R E S T A M O S			CUOTA A NUAL DE AMORTIZ. 1.973	TOTAL DE AMOR- TIZACION PAGA- DO HASTA 1.973	R E C U R S O S D E F I N A N C I A C I O N		
	1	2	3			4	5	6
	NACIONALES INTERNACIONALES					FONDOS GE- NERADOS	APORTES DEL SECTOR PUBLICO	RENTAS ES- PECIFICAS
		NALES.	TOTAL			%	%	%
1. TULCAN - IBARRA - CAYAMBE	44,411	70,000	114,411	11,590	68,226	63,882	0,500	3,844
2. QUITO - MEJIA - RUMINAHUI 1/	---	186,070	186,070	34,359	285,489 (1)	285,489	---	---
3. STD. DOMINGO DE LOS COLORADOS	8,406	---	8,406	1,633	8,520	5,274	2,246	---
4. COTOPAXI - TUNGURAHUA	5,754	26,715	32,469	3,301	22,892	22,892	---	---
5. RIOBAMBA - GUANO - CAJABAMBA	10,660	11,960	22,620	3,207	19,265	19,265	---	---
6. ALAUSI - CHUNCHI	5,918	---	5,918	---	6,475	6,352	0,057	---
7. GUARANDA - CHIMBO - SAN MIGUEL	2,534	---	2,534	---	3,100	3,038	0,027	0,035
8. AZUAY - CANAR	40,299	91,515	131,814	14,306	98,935 (1)	96,573	2,262	---
9. LOJA	---	32,254	32,254	5,624	30,346	28,608	1,482	0,256
10. ESMERALDAS	1,478	---	1,478	---	1,828	1,828	---	---
11. MANTA - BAHIA	80,904	214,351	295,255	32,914	175,110	174,699	0,411	---
12. GUAYAS - LOS RIOS 2/	28,120	581,666	609,786	47,845	244,854 (1)	244,854	---	---
13. QUEVEDO	11,031	21,911	32,942	3,624	18,766	18,766	---	---
14. SALINAS - SANTA - ELENA	---	---	---	---	---	---	---	---
15. EL ORO	46,749	54,196	100,945	12,914	73,337	71,782	1,555	---
16. EL ORIENTE	7,588	---	7,588	1,553	10,871	7,800	3,071	---
TOTAL	293,852	1,290,638	1,584,490	---	1,068,014	1,052,202	11,611	4,201
						98.5	0.9	1.1
						97.9	2.1	0.0
						71.8	28.2	0.0
						98.5	1.1	0.4

NOTAS : 1/ Durante el periodo se incluye pagos de préstamos anteriores a 1.964.
 2/ Los préstamos internacionales para los Sistemas de Quito y Guayaquil se excluyen del Programa, por cuanto estos se tramitan por separado.
 3/ Comprende aportes de capital de los Municipios, Gobierno e INECEL.
 FUENTES: Elaboraciones de INECEL y de la Junta Nacional de Planificación. /Ram.

ras y financieras, será menester completar el 32% restante con crédito internacional, como en la Alternativa 2.

4.2.- Préstamos Internacionales: La ejecución del Programa contempla, a más de las corrientes de fondos indicadas anteriormente, un programa de financiamiento de crédito externo. El porcentaje a financiarse con recursos internacionales es del 44.3% de la inversión de capital. De este porcentaje se excluyen los créditos solicitados por los Sistemas de Quito y Guayaquil, que se encuentran ya en trámite, representando este el 26.3%. El Programa solicitaría el 18% restante a un organismo de crédito internacional que financie esta clase de programas en condiciones convenientes.

A excepción de los Sistemas de Quito y Guayaquil, INECEL tomaría a su cargo la ejecución y financiación de los sistemas, figurando este Organismo como la entidad solicitante de los créditos y adquiriendo, de esta manera, los derechos y obligaciones correspondientes. Por otro lado, INECEL financiaría las obras de cada uno de los sistemas.

Apartado 5. Disponibilidad de Recursos para el Servicio de los Préstamos Nacionales e Internacionales.

(Referencias: Cuadro No. II-11).

Dentro del proceso económico del Programa se han designado los rubros que generará los fondos necesarios para cubrir el servicio de la deuda contraída para este Programa. Estos rubros son los siguientes:

- 1.- Fondos generados por el Sistema. Estos fondos corresponden a las corrientes no financieras representativas de la actividad económica de los sistemas. Hasta 1973 el valor total de fondos generados con aplicación a la amortización del préstamo asciende a 1052 millones de sucres, con un porcentaje del 98.5 del valor total amortizado al final de los 10 años del Programa.

ma. El saldo del 1.5% será cubierto con los siguientes rubros:

- 1.1.- Aportes del Gobierno, Municipios e INECEL, representando esta corriente el 1.1% de la amortización al año 1973; y
- 1.2.- Rentas específicas de cada uno de los sistemas, representando el 0.4%.

Con el monto de las tres fuentes de recursos se hará el servicio de amortización de la deuda, contemplando tanto el principal como el interés, a lo largo del tiempo de duración de este Plan (1964 - 1973). El total amortizado a 1973 será de 1.068 millones de sucres, previo cálculo a base de las cuotas de amortización gradual, de acuerdo con las estipulaciones usuales de los préstamos tanto nacionales como internacionales.

SECCION 3a.- DESCRIPCION DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS

ACAPITE 1º.- SISTEMA ELECTRICO TULCAN-IBARRA-CAYAMBE.

Referencias:

Cuadro No. II-1.1: Población, Demanda y Evolución de la potencia instalada.

Cuadro No. II-1.2: Programa de Inversiones Estimadas.

Apartado 1. Aspectos Generales

El estudio del mercado eléctrico, de las características de los actuales sistemas eléctricos y de las posibilidades de desarrollo futuro de la zona, señalan la conveniencia de reunir en un solo sistema eléctrico a las Provincias de Carchi e Imbabura y a la Región de la Provincia de Pichincha situada al norte de los ríos Pisque y Guayllabamba.

En esta Región existe muchos pequeños sistemas eléctricos independientes. La central más importante por su potencia es la central "La Playa" que sirve a la ciudad de Tulcán, con 1,320 Kw. instalados pero con serios problemas provenientes de la insuficiencia del caudal del río Bobo en las épocas de estiaje. Problemas como el explicado para la central "La Playa" de Tulcán afectan también a otras centrales eléctricas, en muchos casos por falta de caudal o, en otros, por deficiencia de los equipos.

La capacidad instalada teórica, bien utilizada e integrada en un sistema eléctrico general, sería posiblemente suficiente para atender la demanda regional de energía eléctrica hasta 1965 aproximadamente. No obstante, la falta de integración de los sistemas ocasiona grandes desproporciones entre las diversas localidades y es causa de la presencia de déficit acentuados en algunos lugares, en tanto que en otros la capacidad instalada no puede ser aprovechada normalmente, ya sea por factores de or

den técnico derivados de la falta de planeación adecuada, ya por falta relativa de mercado.

La integración de los sistemas sería pues una solución inmediatamente y que podría ser realizada con inversiones relativamente pequeñas. - Redundaría en una mejoría rápida y general del servicio eléctrico y, al permitir una mejor utilización de los sistemas, sería factor determinante de una disminución notable de los costos actuales de producción.

Para 1973, la demanda de electricidad en la zona ha sido calculada en 21.3 MW., es decir, se deberá incrementar la potencia existente - por lo menos en 15.1 MW., para poder atender adecuadamente a las necesidades de una población que, se estima, llegará a los 141.000 habitantes en el año mencionado.

La solución ideal sería tal vez el construir una central hidroeléctrica de capacidad suficiente para atender a toda la demanda pero se debe considerar que actualmente existen en la zona obras en construcción, en las cuales se han invertido ya considerables capitales. En este caso se encuentran la hidroeléctrica Ambi y la nueva hidroeléctrica sobre el río Bobo. Estas centrales se construirán y entrarán en servicio dentro del período incluido en el Programa y por tanto deberán ser aprovechadas. La hidroeléctrica del río Ambi, que construye la Empresa Eléctrica Ibarra S.A., estará terminada y en plena producción en el año 1966. La nueva hidroeléctrica sobre el río Bobo es un aprovechamiento de las obras que construye el Municipio de Tulcán con el fin de asegurar la producción de la potencia nominal - actualmente instalada en la central La Playa. En el curso de las obras de aducción para incrementar el caudal del río Bobo con las aguas de los ríos Grande y Chico, existe una caída que puede ser fácilmente aprovechada para generar no menos de 2.000 Kw.. Esta obra resulta sumamente económica y podría estar construída para 1966, es decir, a tiempo oportuno para cubrir las

exigencias de la demanda de la zona de Tulcán que, para entonces, serán su periores a la capacidad total de la Central La Playa.

Las obras mencionadas que, como se ha explicado, son solucio nes inmediatas y obligadas no proporcionarán toda la potencia que se requie re para satisfacer las necesidades de la zona hasta el final del período.- Puede preverse que las actuales centrales más las nuevas hidroeléctricas - del río Ambi y del río Bobo solamente podrán cubrir la demanda hasta el - año 1968 aproximadamente. En ese año pues deberá estar en servicio una mue va central. La capacidad de esta central deberá determinarse mediante un estudio económico comparativo de la conveniencia de reemplazar a las peque ñas centrales o, simplemente, de crear una nueva unidad de generación que trabaje en paralelo con ellas.

La localización de la nueva central deberá ser estudiada de tenidamente buscando el aprovechamiento más conveniente. Existen algunos recursos hidráulicos de fácil aprovechamiento. Puede mencionarse por ejem plo el río Pisambilla (Proyecto El Hato), en donde las investigaciones has ta ahora realizadas demuestran que puede instalarse una central con una ca pacidad del orden de los 10.000 Kw.. Igualmente, en la Provincia del Car chi se han estudiado varias posibilidades de aprovechamiento del río Apaquí, encontrándose como la más favorable aquella que se conoce con el nom bre de Proyecto Montúfar, que es una utilización múltiple para riego y - electricidad. Aunque la capacidad de este aprovechamiento del río Apaquí podría alcanzar a una potencia superior a la ya indicada de El Hato, hacen falta estudios detenidos que demuestren su factibilidad. No existiendo una deter minación precisa sobre la obra que será necesario construir y con el - fin de determinar el orden de magnitud de las inversiones que serán neces arias para llenar las necesidades de energía eléctrica en este sistema, se ha considerado en este estudio el desarrollo de la central de El Hato. Las ci

fras incluidas en el Programa de inversiones corresponden pues a la construcción del sistema El Hato como parte del sistema general de la zona Tulcán-Ibarra-Cayambe.

Apartado 2.- Descripción

2.1.- Obras de Generación: Entre estas obras se considera en el presente Programa, como ya se ha indicado, la terminación de la construcción de la central hidroeléctrica del Ambi de 6.000 Kw. de capacidad total. El desarrollo de esta central podría realizarse en dos etapas, una inicial de 4.000 Kw. que deberá entrar en servicio en 1966 y una segunda etapa de 2.000 Kw. que empezará a operar en 1967. En el primer período del Programa esta central alimentará a los Cantones de Ibarra, Atuntaqui, Cotacachi y Otavalo conectándose en paralelo con las actuales centrales hidroeléctricas de esas localidades.

La central del río Bobo deberá estar construída para el año 1966 con una capacidad total de 2.000 Kw.. Las instalaciones de la maquinaria podrían hacerse en dos etapas de 1.000 Kw. distanciadas un año entre sí a partir de 1966. Esta central reforzará a la actual central La Playa de Tulcán y alimentará al sistema eléctrico del Carchi que deberá reunir a los actuales sistemas de los Cantones Tulcán, Montúfar y Espejo.

Por último la central futura de El Hato (o Apaquí) deberá entrar a operar en 1968 con una capacidad inicial de 5.000 Kw. debiendo incrementarse esta potencia en otros 5.000 en el año 1972. Cuando esta nueva central entre en operación deberán integrarse los sistemas del Carchi e Imbabura y conectarse con la parte norte de la Provincia del Pichincha, para dar servicio a los Cantones de Cayambe y Pedro Moncayo.

2.2.- Líneas de Transmisión y Subestaciones: De acuerdo al programa de incremento

de la potencia instalada, las líneas de transmisión y subestaciones que de
berán construirse serían las siguientes:

En el año 1966 deberán entrar en operación las líneas de -
transmisión a 69 KV. Tulcán-El Ángel e Ibarra-Cotacachi. En 1968, en coor
dinación con la entrada en servicio de la central hidroeléctrica de El Ha
tó (o Apaquí) se integrará el sistema con la construcción de dos nuevos tra
mós de líneas de transmisión a 69 KV.: El Ángel-Ibarra y Atuntaqui-Cayambe.
En total el sistema a 69 KV. alcanzará a 180 Km. en 1968.

El sistema contará con cinco centros principales de distri-
bución: Tulcán, El Ángel, Ibarra, Cotacachi y Cayambe en donde estarán lo
calizadas las subestaciones principales de transformación de 69/13.8 KV. ;
desde las cuales partirán las líneas de sub-transmisión hacia los principa
les centros de consumo. Las principales líneas de 13.8 KV. serán:

El Ángel-San Gabriel-Huaca-Julio Andrade;

El Ángel-La Libertad-San Isidro-Mira;

Ibarra-San Antonio e Ibarra-La Esperanza;

Cotacachi-Atuntaqui-Chaltura;

Cotacachi-Otavalo-Gonzalez Suarez;

Cayambe-Tabacundo-Malchinguí.

2.3.- Redes de Distribución: En los casos donde sea posible se -
reacondicionarán y ampliarán la re
des existentes, pero se ha calculado que en un 80% será necesario la cons-
trucción de redes nuevas..

2.4.- Estudios Técnicos: La iniciación de los estudios para las
obras de generación, transmisión, subes
taciones y redes de distribución, ha sido programada pra el año 1964. Den

tro del programa de estudios tiene especial importancia la ejecución del estudio comparativo del desarrollo de la futura central hidroeléctrica que ya se ha mencionado.

CUADRO N° 11 - 1 - 1

PROVINCIAS DEL CARCHI - IMBABURA - PICHINCHA
SISTEMA ELECTRICO TULCAN - IBARRA - CAYAMBE

POBLACION, DEMANDA Y EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA

	1.963	1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973
1.- POBLACION DE LOS CENTROS SERVIDOS (Miles de habitantes)	111.04	113.52	116.10	118.89	121.50	124.46	127.52	130.69	133.99	137.44	141.11
2.- PROMOSTICO DE LA DEMANDA (MW)	4.70	4.84	5.90	8.70	12.40	15.10	16.10	17.20	18.40	19.70	21.30
3.- EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA (MW)											
3.1. EXISTENTE UTILIZABLE											
3.1.1. Plantas Municipales	5.00	5.00	5.00	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70	4.70
3.1.2. Plantas Particulares	1.20	1.20	1.20	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
3.2. POTENCIA NUEVA PROYECTADA											
3.2.1. Hidroeléctrica Río Bobo (Tulcán)				1.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
3.2.2. Hidroeléctrica Río Ambi (Ibarra)				4.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00
3.2.3. Hidroeléctrica El Hato						5.00	5.00	5.00	5.00	10.00	10.00
3.3. POTENCIA TOTAL	6.20	6.20	6.20	10.60	13.60	18.60	18.60	18.60	18.60	23.60	23.60
3.4. DEFICIT O SUPERAVIT DE POTENCIA	1.50	1.36	0.30	1.90	1.20	3.50	2.50	1.40	0.20	3.90	2.30

✓ Incluye : Tulcán, El Angel, Libertad, San Isidro, Mira, San Gabriel, Cristóbal Colón, Piote, Huaca, J. Andrade
Ibarra, Iabaya, San Antonio, Caranqui, Esperanza, San Roque, Quilroga, Cotacachi, A. Marín, Atuntaqui, Matabuela, Chaltura, Ilumán, N. Egas,
Otavalo, Quichínche, Espejo, San Rafael, San Pablo, González Suárez, Cayambe, Tabacundo, Tocachi, Malchínguf, La Esperanza .

/Rae.

PROVINCIAS DEL CARCHI - IMBABURA Y PICHINCHA
 SISTEMA ELECTRICO IBARRA - TULCAN-CAYAMBE

PROGRAMA DE INVERSIONES ESTIMADAS

(Millones de Sueros)

	AÑO DE ENTRADA EN SERVICIO DE LA OBRA	1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	1.975	TOTAL
1.- INVERSIONES EN ESTUDIOS TECNICOS	1964	0.42	1.37	0.66	0.17							2.62
2.- INVERSIONES EN GENERACION												
2.1. Hidroeléctrica "La Playa" (Ampliación)	1964	1.30										1.30
2.2. Hidroeléctrica "Rfo Bobo"	1966/67	3.21	4.50	1.25								8.96
2.3. Hidroeléctrica "Rfo Ambi"	1966/67	11.86	12.00	12.00								35.86
2.4. Hidroeléctrica "Rfo Hato"	1968/72		17.68	17.92	11.66			6.25	6.25			59.76
2.5. Total Inversiones en Generación		16.37	16.50	30.93	17.92	11.66		6.25	6.25			105.88
3.- INVERSIONES EN TRANSMISION												
3.1. Línea de 69 KV. Ibarra - Cotacachi	1966		1.90									1.90
3.2. Línea de 69 KV. Cotacachi - Cayambe	1968				3.92							3.92
3.3. Línea de 69 KV. Tulcán - El Angel	1966		3.71									3.71
3.4. Línea de 69 KV. Ibarra - El Angel	1968				4.01							4.01
3.5. Línea de 13.8 KV. en el Sistema Tulcán	1966/67		0.60	0.65								1.25
3.6. Línea de 13.8 KV. en el Sistema de Ibarra	1966/67		0.85	0.45								1.30
3.7. Línea de 13.8 KV. en el Sistema de Cayambe-Tabacundo	1966/67		0.40	0.43								0.83
3.8. Total Inversiones en Transmisión			7.46	1.53	7.93							16.92

(SIGUE)

PROVINCIAS DEL CARCHI - IMBABURA Y PICHINCHA

SISTEMA ELECTRICO IBARRA - TULCAN - CAYAMBE

PROGRAMA DE INVERSIONES ESTIMADAS

(Millones de Sucres)

	AÑO DE ENTRADA EN SERVICIO DE LA OBRA										TOTAL
	1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973	
4.- INVERSIONES EN SUBESTACIONES											
4.1. Subestaciones en el Sistema Tulcán 69/13.8 KV.		0.70	0.80					0.80			2.30
4.2. Subestaciones en el Sistema Ibarra 69/13.8 KV.	1.76	2.00	2.00								5.76
4.3. Subestaciones en el Sistema Cayambe 69/13.8 KV.		1.84						2.00			3.84
4.4. Total Inversiones en Subestaciones	1.76	4.54	2.80					2.80			11.90
5.- INVERSIONES EN DISTRIBUCION											
5.1. Redes en el Sistema Tulcán		2.09	0.30	1.80		0.80					4.99
5.2. Redes en el Sistema Ibarra		4.95	4.80	0.80		2.60					13.15
5.3. Redes en el Sistema Cayambe - Tabacundo		1.76	2.00			2.00					5.76
5.4. Total Inversiones en Distribución		8.80	7.10	2.60		5.40					23.90
6.- TOTAL INVERSIONES	18.55	38.67	40.22	31.42	11.66	5.40	6.25	9.05			161.22
7.- INVERSIONES EN MONEDA LOCAL	9.31	19.44	19.89	16.05	5.83	2.16	3.13	4.25			80.06
8.- INVERSIONES EN MONEDA EXTRANJERA	9.24	19.23	20.33	15.37	5.83	3.24	3.12	4.80			81.16

ACAPITE 2º.- SISTEMA ELECTRICO QUITO-MEJIA-RUMIÑAHUI

Referencias:

Cuadro No. II-2-1: Población, Demanda y Evolución de la Potencia Instalada.

Cuadro No. II-2-2: Programa de Inversiones Estimadas.

Apartado 1.- Aspectos Generales

Este sistema eléctrico es uno de los más importantes del País, pues a más de la Capital de la República incluye a la mayoría de los principales centros poblados de la parte central y sur de la provincia del Pichincha.

Actualmente existen en la región varios sistemas eléctricos independientes, los cuales se propone integrar en uno solo dentro del período del Programa.

El sistema actual más importante es el de propiedad de la Empresa Eléctrica Quito S.A. con 40.4 MW. que en el año 1962 generó 132 millones de KWh, equivalente al 34% de la generación total nacional. Los demás sistemas eléctricos de la región, suman en conjunto 2.6 MW. de los cuales el 10% son termoeléctricos.

La Empresa Eléctrica Quito puso en servicio la primera etapa de 20 MW. de la Central Hidroeléctrica de Cumbayá en el año 1961, capacidad con la cual pudo abastecer prácticamente las necesidades en el área de Quito; pero el crecimiento de la demanda se manifiesta tan rápido que, a causa de la postergación en la instalación de los segundos 20 MW. en la Central de Cumbayá, puede preverse que dentro de un año las centrales hidroeléctricas de la Empresa Quito no tendrán capacidad suficiente para cubrir la demanda en las horas de pico y que, por consiguiente, deberá entrar en

operación la central termoeléctrica de propiedad de la Empresa, con el consiguiente aumento de los costos de producción.

La instalación de la segunda etapa de 20 MW es decisiva y debe ser llevada a la práctica cuanto antes, pues, como se ha indicado, existe ya un retraso en el programa de incremento de potencia instalada para el área de Quito.

En los cantones Mejía y Rumiñahui las instalaciones son pequeñas e insuficientes para afrontar la demanda. De ahí que numerosas industrias particulares han tenido que establecer sus propias centrales con inversión de capitales considerables, lo cual ha redundado en el aumento del costo de la producción industrial.

La integración de los sistemas eléctricos de los tres cantones permitirá extender el servicio a 39 poblaciones y asegurará un mejor aprovechamiento de las instalaciones actuales y de las que se establezcan en el futuro.

Aún en el caso de que se realice la instalación de la segunda etapa de la Central de Cumbayá, la potencia total de los sistemas integrados no será suficiente para satisfacer la demanda sino aproximadamente hasta el año 1969, por lo cual se debe prever, desde ahora, la iniciación de la construcción de una nueva central hidroeléctrica hacia el año 1967, de manera que esta central pueda entregar su producción antes de que la demanda haya copado completamente la potencia disponible en la región.

En previsión de las futuras demandas, la Empresa Eléctrica "Quito" ha realizado estudios preliminares sobre varias posibilidades hidroeléctricas que podrían desarrollarse para el efecto.

La importancia de los futuros desarrollos eléctricos que deberán ser construídos para satisfacer la demanda del área de Quito justifica plenamente la realización de un estudio general comparativo de posibilidades para el desarrollo eléctrico de la zona. Este estudio deberá ser realizado con un amplio criterio y visión de futuro. Deberá contemplar no sólo las posibilidades de atender al área mediante los recursos hidroeléctricos ubicados en la provincia o relativamente cercanos a la zona sino también aquella de servirla a base de extensas líneas de transmisión. Esta última posibilidad que a primera vista parece lejana, tiene sin embargo tal importancia para el futuro de la electrificación nacional, que bien vale la pena investigarla. Este estudio comparativo forma, pues, parte importante del Programa de Electrificación del sistema eléctrico de Quito-Mejía-Rumiñahui y se considera el único criterio adecuado para determinar la forma más conveniente de atender a una de las zonas más importantes de la República.

Conviene señalar algunos de los recursos potenciales que por ser los más conocidos en la actualidad, deberán ser considerados, con seguridad, en los estudios comparativos que se recomienda.

La Empresa Eléctrica "Quito" S.A. ha realizado investigaciones de varios recursos hidroeléctricos que, por lo que se conoce, tienen características muy interesantes. Entre estos es más conocido el recurso hidroeléctrico denominado de La Mica, que consistiría en el aprovechamiento de la laguna del mismo nombre como reservorio natural y en el desvío de las aguas del río Antizana que desagua actualmente hacia el Oriente, conduciendo sus caudales a la cuenca del río San Pedro. Estas aguas pueden ser aprovechadas en el trayecto en una central de 30.000 KW en la hacienda Pinantura y luego en una nueva instalación cerca de Los Chilllos, en donde podrían obtenerse 10.000 KW adicionales.

Igualmente la Empresa Quito ha realizado algunos estudios del proyecto denominado Nayón. Este proyecto consiste en la construcción de una planta en cascada con relación a la central de Cumbayá, sirviendo el reservorio existente de esta última, para la operación conjunta de las dos plantas. Las agua de descarga de la central de Cumbayá se conducirían a través de un túnel de 2,8 Km. de longitud y 36 m³/seg. de capacidad hasta el sitio de la caída de 98,5 m., en donde podrían obtenerse hasta -- 30.000 KW.

Otra posibilidad muy importante para el abastecimiento futuro de electrificada al área de Quito sería el desarrollo del Proyecto de Pisayambo, en el Cantón Píllaro, Provincia de Tungurahua, desde donde podría alimentarse al Sistema de Quito mediante una línea de transmisión de 110 Km. aproximadamente.

Por último, es importante señalar la posibilidad de aprovechar los recursos hidroeléctricos de la Hoya del Quijos, al Oriente de Quito en la Provincia del Napo, especialmente de los ríos Oyacachi, Cosanga y Borja, en donde se han encontrado posibilidades de desarrollos escalonados hasta para una potencia de 200.000 KW. Indudablemente, los regímenes orientales representan una reserva muy importante para el futuro, pues las condiciones hidrológicas son favorables la mayor parte del año, sin que exista la competencia del riego por muchos años en adelante.

Cualquiera que sea el proyecto que se desarrolle, deberá estar en capacidad de suministrar energía eléctrica al área de Quito en 1970, año en el cual se prevé que la demanda de la región habrá sobrepasado la capacidad total de las actuales hidroeléctricas, incluyendo el incremento de los 20.000 KW correspondientes a la segunda etapa de la central de Cumbayá.

Por ser el proyecto más conocido y el que mayores posibilidades tiene de ser llevado a la práctica, se ha considerado en el presente Programa el Proyecto de La Mica, con el objeto de determinar un orden de magnitud de las obras e inversiones que será necesario efectuar para atender las demandas rápidamente crecientes de esta importante región.

El Sistema Eléctrico Quito-Mejía-Rumiñahui prestará servicio a una población que, se ha estimado, llegará a los 600.420 habitantes en el año 1973. Las demandas a cubrirse en ese año se considera que alcanzarán a los 74.730 KW, dado el rápido crecimiento.

Apartado 2.- Descripción

2.1.- Obras de Generación: Se ha considerado la instalación de la segunda etapa de 20.000 KW en la Central de Cumbayá, para obtener la capacidad total de esta central. El incremento de capacidad debe entrar en operación en el año 1966. La postergación de la instalación de esta segunda etapa significaría el restablecimiento de las restricciones en el servicio eléctrico en la ciudad de Quito, con las consiguientes pérdidas, especialmente para la industria.

Como se ha indicado, para el año 1970 debe entrar en servicio una nueva fuente de energía eléctrica, que se determinará de acuerdo a estudios técnico-económicos comparativos de las posibilidades existentes. Se presentan aquí las obras correspondientes al proyecto de La Mica.

Este proyecto consiste en la construcción de un reservorio de regulación anual, de una capacidad de 65.000.000 de m³., situado en las faldas sur-orientales del Antizana, a una altitud de 4.000 m. sobre el nivel del mar, para alimentar dos plantas eléctricas en cascada ,

una de 30 MW y otra de 10 MW de capacidad y para regularizar el caudal del río San Pedro, cuyas aguas mueven las turbinas de las centrales existentes en Guangopolo y Cumbayá y en el futuro, posiblemente la de Nayón.

El reservorio almacenaría las aguas provenientes del desagüero de la laguna La Mica de los riachuelos que, originándose en las nieves del Antizana, corren en la zona de la laguna. Todas estas aguas vierten hacia la Región Oriental.

La planta eléctrica de 30 MW se ubicaría en la hacienda Pinantura, cerca de la Quebrada El Carmen y funcionaría con un caudal medio diario de 2,8 m³/seg. en la estación de veranos, y con un caudal de 2,1 m³/seg. en la estación de invierno.

La planta en cascada de 10 MW se localizaría junto a la planta existente en los Chillos y operaría con los mismos caudales de la planta anterior.

El proyecto de La Mica se llevaría a cabo por etapas. En la primera se aprovecharía el reservorio natural formado por la laguna La Mica; se construiría toda la aducción y se establecería la planta propiamente dicha con las dos terceras partes de su capacidad instalada. En la segunda etapa se construiría el dique para la formación del reservorio de la capacidad total proyectada y se completarían las instalaciones de la planta de 30 MW. En la tercera y última etapa se desviarían las aguas de descarga de la planta de 30 MW hacia el reservorio existente en la central de Los Chillos y se instalaría la planta de 10 MW.

2.2.- Líneas de Transmisión y Subestaciones: Las centrales hidroeléctricas mencionadas suministrarán su energía a la ciudad de Quito en 1966 y 1970, mediante líneas de transmisión a 69 KV. Además, se construirán líneas a

22 y 13.8 KV. que proveerán de energía a las poblaciones vecinas, desde la principal subestación situada en Quito.

En los años 1966, 1970 y 1973 se construirán subestaciones elevadoras en las centrales de Cumbayá, La Mica y Los Chillos y una subestación transformadora en Quito que, en 1973, tendrá una potencia de 116 MVA.

2.3.- Redes de Distribución: Se ha previsto una ampliación y reconstrucción de las redes de distribución de la ciudad de Quito, en especial y del sistema en general. Estos trabajos se iniciarán en el año 1964 y se prolongarán hasta el fin del período.

2.4.- Estudios Técnicos: Además de los estudios comparativos ya mencionados, se ha previsto estudios para las centrales, para las diferentes líneas de transmisión que interconectarán los sistemas del Programa y para el mejoramiento y cambio de las redes en las diferentes poblaciones que componen este sistema.

PROVINCIA DEL PICHINCHA

SISTEMA ELECTRICO QUITO - MEJIA - RUMIPAMBA
POBLACION, DEMANDA Y EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA

	1.963	1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973
1.- POBLACION DE LOS CENTROS SERVIDOS (Mites de Habitantes)	401.20	417.60	434.68	452.51	471.09	490.42	510.67	531.76	553.73	576.59	600.42
2.- PROMOSTICO DE LA DEMANDA (MW)	33.60	36.57	39.31	42.73	47.07	50.05	54.95	59.35	64.10	69.20	74.73
3.- EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA (MW)											
3.1. EXISTENTE UTILIZABLE											
3.1.1. Sistema de Quito											
a) Hidroeléctricas Esp. Quito	31.88	31.88	31.88	31.88	31.88	31.88	31.88	31.88	31.88	31.88	31.88
b) Termoeléctrica Esp. Quito	8.54	8.54	8.54	8.54	8.54	8.54	8.54	8.54	8.54	8.54	8.54
3.1.2. Sistema de Mejía	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
Hidroeléctrica de Machachi											
3.2. POTENCIA NUEVA PROYECTADA											
3.2.1. Hidroeléctrica Cumbayá II				20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00
3.2.2. Hidroeléctrica " La Mica "							20.00	20.00	20.00	20.00	20.00
3.2.3. Hidroeléctrica " Los Chillos "											10.00
3.3. POTENCIA TOTAL	42.42	42.42	42.42	62.42	62.42	62.42	62.42	82.42	82.42	82.42	92.42
3.4. DEFICIT O SUPERAVIT DE POTENCIA	8.82	5.85	3.11	19.69	15.35	11.57	7.47	23.07	18.32	13.22	17.69

1/ Incluye : Quito, Conocoto, Alangasí, Cumbayá, Chilligallo, Guangopolo, Guápulo, Tumbaco, Pifo, Puembo, Tababela, Yaruquí, Checa, Quinche, Azcáubi, Guayllabamba, Meyón, Zambiza, Llano Chico, Calderón, Mariana de Jesús, Pomasquí, San Antonio, Calacali, Sangolquí, San Rafael, San Pedro, Cotacocha, Rumipamba, Machachi, Alóag, Aloesí, Tambillo, Uyumbicho, Anaguaña .

2/ Trabajan sólo como plantas de reserva.

PROVINCIA DEL PICHINCHA

SISTEMA ELECTRICO DE QUITO - MEJIA - RUMIRAHUI

PROGRAMA DE INVERSIONES ESTIMADAS

(Millones de Suces)

	AÑO DE ENTRADA EN SERVICIO DE LA OBRA	1.954	1.965	1.966	1.967	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973	TOTAL
1.- <u>INVERSIONES EN ESTUDIOS TECNICOS</u>				6,76	4,50	4,62	0,92					
2.- <u>INVERSIONES EN GENERACION</u>												
2.1. Hidroeléctrica Cumbayá II	1966	18,00	39,36	18,48								75,84
2.2. Hidroeléctricas La Mica y los Chillos	1970/73			14,94	43,98	28,80	15,00	11,10	10,98			124,80
2.3. Total Inversiones en Generación		18,00	39,36	18,48	14,94	43,98	28,80	15,00	11,10	10,98		200,64
3.- <u>INVERSIONES EN TRANSMISION</u>												
3.1. Línea de 69 KV Cumbayá Nº II - Quito	1966		4,8									4,8
3.2. Línea de 69 KV La Mica - Quito	1970				2,88	7,68						10,56
3.3. Líneas de 13.8 y 22 KV en el área de Quito	1966/73			1,92	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	8,64
3.4. Total Inversiones en Transmisión			4,8	1,92	0,96	3,84	8,64	0,96	0,96	0,96	0,96	24,00

/Raa.

(Sigue)

PROVINCIA DEL PICHINCHA

SISTEMA ELECTRICO QUITO - MEJIA - RUMIMAHUI

PROGRAMA DE INVERSIONES ESTIMADAS

	1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973	TOTAL
AÑO DE ENTRADA EN SERVICIO DE LA OBRA											
4.º INVERSIONES EN SUBESTACIONES											
4.1. Subestación Cumbayá Nº 11		9,6									9,6
4.2. Subestaciones La Mica y Chillos				4,8	4,8	4,8	4,0	6,72	1,92		23,04
4.3. Subestaciones en el área de Quito		0,48		0,48		0,48		0,48			1,92
4.4. Total Inversiones en Subestaciones		10,08		4,8	4,8	5,28	4,8	7,20	1,92		34,56
5.º INVERSIONES EN DISTRIBUCION											
5.1. Ampliaciones	11,52	24,96	11,52								48,00
5.2. Reconstrucción	9,6	12,48									22,08
5.3. Redes Nuevas				10,56	10,56	10,56	10,56	11,52	11,52	8,64	73,92
5.4. Total Inversiones en Distribución	21,12	37,44	11,52	10,56	10,56	10,56	10,56	11,52	11,52	8,64	144,00
TOTAL DE INVERSIONES	45,88	96,18	36,54	27,86	63,18	53,28	31,32	30,78	25,38	9,60	420,00
7.º INVERSIONES EN MONEDA LOCAL	19,03	34,26	13,86	13,38	30,41	25,91	11,92	13,52	10,35	4,04	176,68
8.º INVERSIONES EN MONEDA EXTRANJERA	26,85	61,92	22,68	14,48	32,77	27,37	19,40	17,26	15,03	5,56	243,32

*/Ram.

ACAPITE 3.- SISTEMA ELECTRICO DE SANTO DOMINGO DE LOS COLORADOS.

Referencias:

Cuadro No. II-3-1: Población, Demanda y Evolución de la Potencia Instalada.

Cuadro No. II-3-2: Programa de Inversiones estimadas.

Apartado 1.- Aspectos Generales.

Santo Domingo de los Colorados es una población que en los últimos años ha tenido un enorme crecimiento demográfico, debido esencialmente a la inmigración.

Su riqueza agrícola y ganadera de primer orden, además de la atracción turística de la zona, han dado lugar a un rápido crecimiento de la demanda eléctrica.

Santo Domingo de Los Colorados cuenta actualmente con una central diesel de 300 KW., capacidad que no podrá cubrir las expansiones de la demanda, sino en forma muy restringida, hasta 1964.

Existen, además, en la zona rural de Santo Domingo de Los Colorados, numerosas plantas pequeñas a diesel y a gasolina, de propietarios particulares destinadas al uso de las haciendas del lugar. La mayoría de estos autoprodutores tomarían el servicio de una red pública tan pronto ésta esté disponible..

Se estima que para el año 1973 la demanda total alcanzaría a 1.200 KW., sirviéndose a una población de 9.000 habitantes.

Apartado 2.- Descripción del Programa

2.1.- Obras de Generación: La planta diesel existente de 300 KW sería ampliada con la instalación de

dos grupos adicionales de 300 KW. cada uno, las mismas que entrarán en funcionamiento en 1966 y 1967. Los dos grupos existentes de 150 KW. se retirarán del servicio en 1970. Los dos nuevos equipos de 300 KW. trabajarán a partir de 1970 como unidades de pico.

Para el año 1970 se prevé el abastecimiento de la demanda de energía de la Zona de Santo Domingo de los Colorados con electricidad proveniente de una central hidroeléctrica que substituirá a los grupos termoeléctricos que se encuentren en operación en el año indicado. Para este objeto se considera el aprovechamiento del río Toachi, ya sea mediante una central de dimensiones apropiadas para la atención de la zona, (para 1973 se requerirán aproximadamente 1.200 KW) o, si llegara a confirmarse capacidad suficiente en el Toachi, mediante una central de mayor potencia que abastecerá también a la Provincia de Manabí.

La confirmación de esta última posibilidad se hará de acuerdo a los resultados de los estudios hidrológicos ya iniciados del río Toachi.

2.2.- Líneas de Transmisión y Subestaciones: La central hidroeléctrica del río Toachi estará unida a Santo Domingo en 1970, mediante una línea de transmisión de 24 Km. a 34.5 KV.

Existirán dos principales subestaciones, una elevadora en la central de Toachi (1.000KVA.) y una reductora en Santo Domingo (1.000 KVA.), las cuales entrarán en funcionamiento en 1970.

2.3.- Redes de Distribución: La red de distribución de Santo Domingo deberá ser ampliada y extendida a la zona suburbana, estos trabajos comenzarán a partir de 1965 y se mantendrán a lo largo del período.

En 1966, cuando se inicie el programa de electrificación rural, se construirán las líneas de subtransmisión a 13.8 KV. a las zonas por electrificarse.

2.4.- Estudios Técnicos: Los estudios técnicos necesarios para la ejecución de este programa, incluyen las investigaciones hidrológicas del río Toachi, el proyecto y diseño de las obras, líneas y redes eléctricas que deben ser iniciadas en 1964.

PROVINCIA DEL PICHINCHA

SISTEMA ELECTRICO DE SANTO DOMINGO DE LOS COLORADOS

POBLACION, DEMANDA Y EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA.

	1.963	1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973
1. POBLACION DE LOS CENTROS SERVIDOS (Miles de Habitantes)	3.5	3.7	3.9	5.0	6.5	6.8	7.2	7.6	8.0	8.5	9.0
2. PROMOSTICO DE LA DEMANDA (KW)	300	330	365	490	665	730	805	890	980	1.090	1.200
3. EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA (KW)											
3.1. EXISTENTE UTILIZABLE											
Planta Diesel Emp. Eléctrica Quito	300	300	300	300	300	300	300				
3.2. POTENCIA NUEVA PROYECTADA											
3.2.1. Planta Diesel (2 Unidades 300 KW.)				300	600	600	600	600	600	600	600
3.2.2. Central Hidroeléctrica Joacht								400	400	800	800
3.3. POTENCIA TOTAL	300	300	300	600	900	900	900	1.000	1.000	1.400	1.400
3.4. DEFICIT O SUPERAVIT DE POTENCIA		- 30	- 65	110	235	170	95	110	20	310	200

1/ El Sistema comprende : Santo Domingo de los Colorados y población rural de la zona. A partir de 1.966 se iniciaría un programa de electrificación rural en la zona.

2/ Demanda : Residencial, Comercial y pequeñas industrias.

./Rae.

PROVINCIA DEL PICHINCHA

SISTEMA ELECTRICO DE SANTO DOMINGO DE LOS COLORADOS

PROGRAMA DE INVERSIONES ESTIMADAS
(Millones de Suces)

	AÑO DE ENTRADA EN SERVICIO DE LA OBRA	1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973	TOTAL
1.- <u>INVERSIONES EN ESTUDIOS TECNICOS</u>		0,02	0,30		0,03							0,35
2.- <u>INVERSIONES EN GENERACION</u>												
2.1. Central Diesel	1966/67		1,00	1,00								2,00
2.2. Hidroeléctrica Teachi	1970/72				0,94	0,95	1,70		1,00			4,59
2.3. Total Inversiones en Generación		1,00	1,00	1,00	0,94	0,95	1,70		1,00			6,59
3.- <u>INVERSIONES EN TRANSMISION</u>												
Línea a 22 KV. Hidroeléctrica Santo Domingo	1970						0,96					0,96
4.- <u>INVERSIONES EN SUBESTACIONES</u>												
Subestaciones elevadoras y reductoras	1970/72						0,32		0,32			0,64
5.- <u>INVERSIONES EN DISTRIBUCION</u>												
TOTAL DE INVERSIONES	1965/72	0,02	1,75	1,20	1,17	1,15	3,07	0,10	1,42	0,10		9,98
6.- <u>INVERSIONES EN MONEDA LOCAL</u>		0,02	0,69	0,28	0,57	0,55	1,60	0,04	0,67	0,04		4,46
7.- <u>INVERSIONES EN MONEDA EXTRANJERA</u>			1,06	0,92	0,60	0,60	1,47	0,06	0,75	0,06		5,52

ACAPITE 4º.- SISTEMA ELECTRICO DE COTOPAXI - TUNGURAHUA

Referencias:

Cuadro No. II-4-1: Población, Demanda y Evolución de la Potencia Instalada.

Cuadro No. II-4-2: Programa de Inversiones Estimadas.

Apartado 1.- Aspectos Generales

Las provincias de Cotopaxi y Tungurahua, a causa de las características particulares de sus actuales sistemas eléctricos, de la gran concentración de sus más importantes centros poblados, y de la vecindad relativa de sus principales demandas eléctricas, presentan condiciones adecuadas para ser unificadas bajo un solo sistema eléctrico general.

La mayor parte de la provincia del Cotopaxi está servida por el sistema eléctrico de Illuchi, de propiedad del Municipio de Latacunga. Las líneas de transmisión de este Sistema se extienden hasta tres de los principales centros de esta provincia, siendo, por tanto, uno de los sistemas de transmisión más importantes de la República.

Como en la mayor parte del país, la demanda en este Sistema, supera ya la capacidad instalada en la Central Hidroeléctrica de Illuchi, que fué proyectada y construída para una capacidad total de 4.200 KW, pero que tiene solamente 2.800 KW. instalados, en tres unidades de 700, 700 y 1.400 KW., respectivamente. Un cuarto grupo de 1.400 KW. fué adquirido pero su instalación sería absolutamente inútil por falta de caudal del río Illuchi. Por esta razón, este grupo será instalado en una nueva central, denominada Illuchi 2, que ha empezado a construirse y que utilizará las aguas batidas de Illuchi 1, más las aguas recolectadas por el río entre el desfogue de ésta y la bocatoma de la obra en construcción. -

Se prosigue al mismo tiempo la construcción de obras para conducir 1.2 m³/seg. del caudal de los ríos Retamales y Dragones, para incrementar el caudal disponible en las dos centrales, con lo cual sería posible obtener 4.200 KW efectivos en Illuchi 1 y 4.800 KW. en Illuchi 2. Con estos incrementos de potencia, las centrales Illuchi podrán atender comodamente y por varios años, la demanda total del Sistema y, aún más, ampliar su área de influencia especialmente hacia la Provincia del Tungurahua.

En la Provincia del Tungurahua, por el contrario, el servicio eléctrico es atendido por sistemas eléctricos de tipo cantonal. La deficiencia de estos sistemas afecta gravemente a esta Provincia que es una de las más industrializadas del País. Las centrales más importantes son las hidroeléctricas Miraflores y La Península, de propiedad de la Empresa Eléctrica "Ambato" S.A., que abastecen a 21 centros poblados del Cantón Ambato. Estas centrales, durante los meses de sequía, de Noviembre a Febrero de cada año, se ven gravemente afectadas por la disminución del caudal del río Ambato y no alcanzan a producir sino aproximadamente la mitad de su potencia instalada, o sea alrededor de 2.500 KW., obligando a imponer restricciones o racionamiento al servicio.

En los otros cantones de la provincia, la deficiencia del servicio es similar o aún más grave, pues existen casos extremos, como el del Cantón Pelileo por ejemplo, que prácticamente carece de servicio eléctrico.

El notable contraste de la situación de la electrificación entre poblaciones muy próximas entre sí, se debe en gran parte al espíritu localista que ha manifestado ser más fuerte en estas dos Provincias que en otras regiones del País. Este contraste, por sí mismo demuestra que la solución lógica, de carácter inmediato, sería la interconexión de los sistemas Illuchi y Ambato, con inclusión de los actuales sistemas de Sal

cedo y Píllaro e incorporación del Cantón Pelileo. Aún más, actualmente está por terminarse la construcción de la Hidroeléctrica Alao de 13.300 KW., en el Cantón Riobamba, a 57 Km. de Ambato, aproximadamente; desde esta central puede transmitirse la energía necesaria para el Sistema Cotopaxi-Tungurahua, cuando sus demandas así lo requieran. Se daría así una mejor utilización de las instalaciones de la Central Alao, cuyas dimensiones son con seguridad suficientes para este objeto y para atender al servicio de la zona norte del Chimborazo.

Mencionada la posibilidad de servir en plazo inmediato a Cotopaxi y Tungurahua mediante la interconexión de los sistemas Illuchi, Ambato y Alao, conviene hacer especial referencia del Proyecto Pisayambo que se considera como una solución alternativa de gran importancia, no sólo para las Provincias mencionadas, sino para toda la Sierra norte del País y, posiblemente, las provincias de Bolívar, Los Ríos, Manabí y Guayas. Este proyecto, además, constituiría una solución ideal para importantes problemas de riego de los cantones Ambato y Píllaro.

El Proyecto Pisayambo consiste en el aprovechamiento de las aguas de las cuencas hidrográficas de los ríos Pisayambo, Quillopaccha y Talatag, las cuales, de acuerdo a los aforos realizados por la Caja Nacional de Riego y los hidrogramas de más de dos años de registros, permitirían establecer tres centrales eléctricas en cascada con una potencia total del orden de los 116.000 KW. e irrigar 3.800 Ha. en el Cantón Píllaro. La realización de este proyecto permitiría, además, suspender la generación de las centrales de Ambato y destinar las aguas del río Ambato a la irrigación de 4.000 Ha. en el Cantón del mismo nombre.

Los estudios preliminares de este proyecto, efectuados por la Caja Nacional de Riego y la Empresa Eléctrica "Ambato", han permitido estimar su costo en aproximadamente 370 millones de sucres, de los cua-

les corresponderían a electrificación 304 millones, para el proyecto completo, con capacidad instalada de 116.000 KW., subestaciones y línea de transmisión hasta Ambato.

Este proyecto puede iniciarse por la construcción de una etapa mínima, consistente en tomar las aguas del río Talatag, mediante un dique de regulación y embalse de 6.000.000 m³. y conducirlos hasta el sitio de la primera caída, mediante túneles y canales de sección completa para el proyecto total. En esta caída, de 480 m., podrían obtenerse así hasta 13.100 Kw. El costo estimado de esta etapa mínima es de 74 millones de sucres, de los cuales la parte proporcional para obras de riego sería de 13 millones.

En resumen, el proyecto Pisayambo permite el desarrollo escalonado de hasta 116.000 KW. y la irrigación de 3.800 Ha. en el Cantón Pillaro y 4.000 Ha. adicionales en el Cantón Ambato. La magnitud de esta obra exige para su estudio y construcción, de un plazo de por lo menos 4 años, a partir del momento en que se solucione el problema de la financiación. Esta circunstancia debe ser considerada de manera muy especial para determinar el programa de electrificación a realizarse para Cotopaxi y Tungurahua, ya que cualquier retraso en el incremento de las disponibilidades de energía de la región sería sumamente perjudicial, especialmente para los Cantones Ambato y Pelileo.

En el Apartado 2, se describe, a continuación, las obras correspondientes al proyecto de integración de los sistemas Illuchi, Ambato y Alao. Los Cuadros Nos. II-4-1 y II-4-2, asimismo, demuestran la evolución de la potencia instalada y las inversiones estimadas que corresponden a esta alternativa.

Apartado 2.- Descripción

2.1.- Obras de Generación: Terminación de la central hidroeléctrica Illuchi No.2, en Latacunga, - con la instalación de un grupo de 1.600 KW. que entrará en funcionamiento en 1965. Se incrementarán 1.600 KW. en 1966 y, en 1971 un último grupo de 1.600 KW. Esta central quedará a continuación de la actual central hidroeléctrica Illuchi No.1 y ambas serán servidas por el mismo caudal.

Para 1968, se instalará en la central Illuchi No.1 el cuarto grupo de 1.400 KW. Deberán continuarse los trabajos necesarios para incrementar con las aguas de los ríos Retamales y Dragones el caudal que alimentará a las dos centrales, lo cual permitirá la instalación del 4º grupo en Illuchi 1 y la obtención de los 4.300 KW. en Illuchi 2.

Un cuarto grupo de 4.000 KW., que deberá instalarse en la central hidroeléctrica de Alao (Riobamba), para el año 1970, permitirá a tender las demandas del sistema, hasta el final del período en estudio.

2.2.- Líneas de Transmisión y Subestaciones: Las líneas de transmisión necesarias para este sistema deberán entrar en servicio en el siguiente orden:

Para 1965 una línea de 22 KV, de 10 KM. de extensión entre las centrales Illuchi No.1 y No.2 y Latacunga.

En el mismo año, una línea de 22 KV. de 35 Km. desde las centrales Illuchi hasta Lasso y la Estación de Rastreo Minitrack. De esta línea se hallan ya instalados los postes con sus respectivas crucetas.

En 1966 una línea de 69 KV y de 40 Km. de extensión, a 69 KV. entre Latacunga y Ambato.

En 1967 se construirá otra de 40 Km. de largo, a 13,8 KV,

entre Ambato, Pelileo y las parroquias del sector, y se pondrán en operación líneas derivadas a 6,3, 4,16 y 2,4 KV para ampliaciones de las líneas actuales de Latacunga y Ambato, por un total de 39 Km.

Finalmente, en 1970, se pondrá en servicio una línea de 52 Km. y 69 KV. entre Riobamba y Ambato.

Las líneas de transmisión de 69 KV se calcularán y construirán de tal manera que puedan ser transformadas fácilmente para una tensión de 110 KV. Esto permitirá utilizar las líneas cuando se establezca la interconexión de este sistema con otras centrales de consideración que deberán construirse con posterioridad a 1973.

Las subestaciones requeridas para este sistema entrarán en servicio, así:

En 1965, una subestación reductora de 22/6.3 KV, para una potencia de 6.000 KVA, a montarse en Latacunga.

En Lasso, una subestación reductora de 22/6.3 KV, para una potencia de 3.000 KVA, que se instalará en 1965.

En 1966, una subestación elevadora de 22/69 Kv, para una potencia de 4.000 KVA, en Latacunga; previéndose para 1968 un aumento de potencia de 4.000 KVA.

En el mismo año, una subestación reductora de 69/4.16 KV, para una potencia de 4.000 KVA, en Ambato, que se aumentará en 4.000 KVA en 1968 y en 5.000 KVA en 1970.

En Ambato, otra subestación reductora de 69/13.8 KV, para 5.000 KVA, que deberá ser instalada en 1967.

Finalmente, en 1970 se instalará en Riobamba una subesta-

ción elevadora de 13.8/69 KV, para una potencia de 5.000 KVA.

2.3.- Redes de Distribución: Se ha programado la construcción y ampliación de las redes de distribución, en las ciudades y pueblos a servirse, especialmente en Ambato y Pelileo. Los trabajos deberán iniciarse en 1964 y continuarse a lo largo de todo el período, en concordancia con el programa de realización de las obras de generación y de transmisión.

2.4.- Estudios Técnicos: Se incluye en este programa la inmediata realización de los estudios de las líneas de transmisión y redes de distribución en los tramos y poblaciones donde no existen dichos estudios. Se considera, asimismo, dentro de las inversiones a realizarse en el período, la ejecución de los estudios técnicos definitivos del proyecto Pisayambo.

PROVINCIAS DEL COTOPAXI Y TUNGURABUJA
SISTEMA ELECTRICO DE COTOPAXI Y TUNGURABUJA
POBLACION, DEMANDA Y EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA

	1.963	1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973
1.- <u>POBLACION DE LOS CENTROS SERVIDOS</u> (Miles de habitantes)	99.9	102.9	106.0	109.2	112.6	116.2	119.7	123.2	126.7	130.6	135.0
2.- <u>PROMOSTICO DE LA DEMANDA</u> (MW)	7.7	8.2	9.7	10.1	10.6	11.1	11.6	12.2	12.7	13.3	14.1
3.- <u>EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA</u> (MW)											
3.1. <u>EXISTENTE UTILIZABLE</u>											
3.1.1. Plantas Municipales (Hidroeléctrica Miraflores, Península, Illuchi)	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
3.1.2. Plantas Particulares (Hidroeléctrica Industrial Algodonera)	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
3.2. <u>POTENCIA NUEVA PROYECTADA</u>											
3.2.1. Illuchi Nº 2			1.6	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	4.8	4.8	4.8
3.2.2. Illuchi Nº 1						1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
3.2.3. Alao								4.0	4.0	4.0	4.0
3.3. <u>POTENCIA TOTAL</u>	7.7	7.7	9.3	10.9	10.9	12.3	12.3	16.3	17.9	17.9	17.9
3.4. <u>DEFICIT O SUPERAVIT DE POTENCIA</u>		- 0.5	- 0.4	0.8	0.3	1.2	0.7	4.1	5.2	4.6	3.8

✓ Incluye : Latacunga, Pujilí, Saquisilí, B. Quevedo, 11 de Noviembre, La Victoria, Poaló, Chantillín, Aláquez, Guaytacama, Iantuchí, Mulaló, Lasso, Pastocalle, Canchagua, Iocaso.

Abato, Pallileo, Izamba, Atahualpa, C. Fernández, A. Martínez, San Bartolomé, Quisapincha, Santa Rosa, San Fernando, Pasa, Pillahuín, B. Vela, Huachi Chico, Huachi Grande, Tisaleo, Cavallos, Quero, Mocha, Totoras, Benítez, El Rosario, Picaigua, Chiquicha, G. Moreno, Bolívar, Huambaló, Cotaló.

2/ No se consideran las instalaciones termoeléctricas de autoproducciones.

3/ En 1.971 se interconectará con el Sistema de Alao, donde hay que instalar el cuarto grupo de 4.000 KW.

PROVINCIAS DEL COTOPAXI Y TUNGURAHUA
 SISTEMA ELECTRICO DE COTOPAXI - TUNGURAHUA
 PROGRAMA DE INVERSIONES ESTIMADAS
 (Millones de Sucres)

	ANO DE ENTRADA EN SERVICIO DE LA OBRA	1,964	1,965	1,966	1,967	1,968	1,969	1,970	1,971	1,972	1,973	TOTAL
1.- <u>INVERSIONES EN ESTUDIOS TECNICOS</u> U/		0,90	0,27	0,52	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	7,69
2.- <u>INVERSIONES EN GENERACION</u>												
2.1. Iltuchi Nº2 (3 grupos de 1600 KW c/u)	1965/66/71	10,00	3,68					3,68				17,36
2.2. Iltuchi Nº1 (4º grupo de 1400 KW)	1968			3,50	3,50							7,00
2.3. Alao (4º grupo de 4000 KW)	1970						9,20					9,20
2.4. Total de Inversiones en Generación		10,00	3,68	3,50	3,50		9,20	3,68				33,56
3.- <u>INVERSIONES EN TRANSMISION</u>												
3.1. Líneas a 22 KV. Central Latacunga y Central Lasso - Mimitrack	1965		1,70									1,70
3.2. Línea a 69 KV. Latacunga - Ambato y Riobamba - Ambato	1966/70		6,14				8,00					14,14
3.3. Líneas de Subtransmisión	1967			2,30								2,30
3.4. Total Inversiones en Transmisión		1,70	6,14	2,30			8,00					18,14

(Sigue)

PROVINCIAS DEL COTOPAXI - TUNGURAHUA

SISTEMA ELECTRICO DE COTOPAXI - TUNGURAHUA

PROGRAMA DE INVERSIONES ESTIMADAS

(Millones de Suces)

	1964	1965	1966	1967	1968	1970	1971	1972	1973	TOTAL
AÑO DE ENTRADA EN SERVICIO DE LA OBRA										
4. <u>INVERSIONES EN SUBESTACIONES</u>										
4.1. Subestaciones Elevadoras 5.3/22 K.V. Latacunga y 13.8/69 KV. Riobamba		1,54	1,53	1,92						4,99
4.2. Subestaciones Reductoras 22/6.3 KV. Latacunga y Lasso	2,59									2,59
4.3. Subestaciones Reductoras 69/13.8 y 69/4.16 KV, Ambato		1,54	0,20	1,54	1,91					5,19
4.4. Total Inversiones en Subestaciones	2,59	3,08	0,20	3,07	3,83					12,77
5. <u>INVERSIONES EN DISTRIBUCION</u>										
Ampliaciones y nuevas redes del Sistema	1964/73	2,00	2,40	2,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	14,40
6. <u>TOTAL DE INVERSIONES</u>	17,79	15,57	8,52	8,57	2,00	23,03	2,00	2,00	2,00	86,56
7. <u>INVERSIONES EN MONEDA LOCAL</u>	8,76	7,99	4,53	3,78	1,40	12,33	1,40	1,40	1,40	46,23
8. <u>INVERSIONES EN MONEDA EXTRANJERA</u>	8,43	7,58	3,99	4,79	0,60	10,70	0,60	0,60	0,60	40,33

✓ No se incluyen estudios para las obras de generación, ya que los estudios para las plantas que se consideran están hechas. Ililuchi Nº 11 y Añao se encuentran en construcción. El cuarto grupo, Ililuchi Nº 1 representará una ampliación. Desde el año 1968 se consideran inversiones para estudios del Proyecto Pisayambo, (Tungurahua).

ACAPITE 5°.- SISTEMA ELECTRICO DE RIOBAMBA - GUANO - CAJABAMBA.

Referencias:

Cuadro No. II-5-1: Población, Demanda y Evolución de la Potencia Instalada.

Cuadro No, II-5-2: Programa de Inversiones estimadas.

Apartado 1.- Aspectos Generales

Actualmente se encuentra en construcción en el Cantón Rio bamba la central hidroeléctrica de Alao, para una capacidad total de -- 13.300 KW. Se ha estimado que la primera etapa de esta central podrá en trar en operación en dos años aproximadamente. La maquinaria para esta primera etapa de 5.300 KW, se encuentra ya instalada. Se considera que con esta potencia se puede atender cómodamente hasta 1968 la demanda de los Cantones Riobamba, Guano y Colta. Se estima que para el año indicado será necesario ampliar la capacidad de la central con 4.000 KW adicio nales para cubrir las demandas del sistema hasta el final del período.

La situación de la electrificación en los tres Cantones mencionados es en la actualidad sumamente crítica. El servicio eléctrico público es proporcionado por pequeñas centrales hidroeléctricas y termoe léctricas cuya capacidad sumada alcanza apenas a 1.500 KW., en tanto que la demanda de la zona se ha estimado en 3.000 KW, sin incluir la demanda de la fábrica de cemento "Chimborazo" y otras industrias que, para cu- plir la deficiencia del servicio público se han visto obligados a cons - truir sus propias centrales eléctricas. La terminación y puesta en ser- vicio de la hidroeléctrica Alao es pues de vital importancia para la re gión norte de la provincia del Chimborazo y, como se ha mencionado, es tam bién de interés para la realización del programa de electrificación de - Tungurahua y Cotopaxi, según se ha descrito en el Acápito anterior.

El sistema eléctrico que se proyecta, a base de la Hidroeléctrica Alao, dará servicio a una población que, para 1973, ha sido estimada en 78.000 habitantes, cuya demanda en el mismo año ha sido calculada en 8.400 KW.

Apartado 2.- Descripción

2.1.- Obras de Generación: Terminación de la Central Hidroeléctrica Alao, entrada en operación en 1966, con la maquinaria existente de 5.300 KW. En 1969 instalación de maquinaria adicional por 4.000 KW,

En 1970 nueva adición de maquinaria por 4.000 KW. que, como se ha indicado, deberá destinarse para el servicio del Sistema Coto-paxi-Tungurahua. (Las inversiones necesarias para la ejecución de esta última etapa, han sido incluidas en el sistema ~~que se acaba de mencionar~~).

2.2.- Líneas de Transmisión y Subestaciones: Para 1966 deberá entrar en servicio una línea de 18 Km. a 69 KV., entre la central de Alao y la ciudad de Riobamba. En el mismo año deberán construirse 60 Km. de líneas a 13.8 KV. para incluir en el sistema a todas las poblaciones consideradas en este Programa.

Asimismo, en 1966 deberán empezar a operar las subestaciones de elevación y reducción de 69/13.8 KV. que deberán montarse en Alao y Riobamba, respectivamente. La potencia de cada una de estas subestaciones será de 11.600 KVA.,

2.3.- Distribución: El mal estado general de las redes de distribución constituye la principal causa del deficiente servicio que soportan actualmente las poblaciones; por lo cual en la generalidad de los casos, deberán ampliarse y renovarse. Estas obras deberán comenzar a partir de 1965.

2.4.- Estudios Técnicos: Resulta de urgente necesidad la realización de los estudios de las redes de distribución y líneas de transmisión proyectadas en este sistema. Adicionalmente, deberán completarse algunos aspectos faltantes de los estudios de las obras hidráulicas de la central Alao.

PROVINCIA DEL CHIHORAZO
 SISTEMA ELECTRICO DE RIOBAMBA - GUANO - CAJABAMBA
 POBLACION, DEMANDA Y EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA

	1.963	1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973
1.- POBLACION DE LOS CENTROS SERVIDOS (Miles de habitantes)	62.85	64.21	65.57	67.01	68.47	69.98	71.49	73.06	74.65	76.30	77.99
2.- PRONOSTICO DE LA DEMANDA (MW)	3.00	3.50	4.00	4.40	4.90	5.30	5.90	6.40	7.00	7.60	8.40
3.- EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA (MW)											
3.1. EXISTENTE UTILIZABLE											
3.1.1. Hidroeléctrica Municipal	0.28	0.28	0.28								
3.1.2. Hidroeléctrica Privada (ENELEC)	1.10	1.10	1.10								
3.1.3. Termoeléctrica Municipal	0.12	0.12	0.12								
3.2. POTENCIA NUEVA PROYECTADA Hidroeléctrica Alao				5.30	5.30	5.30	9.30	9.30	9.30	9.30	9.30
3.3. POTENCIA TOTAL	1.50	1.50	1.50	5.30	5.30	5.30	9.30	9.30	9.30	9.30	9.30
3.4. DEFICIT O SUPERAVIT DE POTENCIA	- 1.50	- 2.00	- 2.50	0.90	0.40		3.40	2.90	2.30	1.70	0.90

✓ Incluye : Riobamba, Chambo, Cubijfes, San Gerardo, San Luis, Quiflag, Guano, San Andrés, San Isidro de Puluja, Cajabamba, Calpi, Licán, Sicalpa, Licto, Pungalá, Flores, Guanote.

/Raa.

SISTEMA ELECTRICO DE RIOBANBA-GUANO-CAJABANBA

PROGRAMA DE INVERSIONES ESTIMADAS

(Millones de Suces)

	ANO DE ENTRADA EN SERVICIO DE LA OBRA	1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973	TOTAL
1.- <u>INVERSIONES EN ESTUDIOS TECNICOS</u>				0,74								0,74
2.- <u>INVERSIONES EN GENERACION</u>												
Hidroeléctrica Alao	1966/69	6,00	6,00			8,08						20,00
3.- <u>INVERSIONES EN TRANSHISION</u>												
3.1. Línea de 69 KV. Alao - Riobamba	1966		1,90									1,90
3.2. Línea de 13,8 KV. Riobamba - Guano	1966		1,00									1,00
3.3. Línea de 13,8 KV. Riobamba - Cajabamba	1966		0,55	0,60								1,15
3.4. Línea de 13,8 KV. Alao - Guamate	1966		1,15									1,15
3.5. Total Inversiones en Transmisión			4,60	0,60								5,20
4.- <u>INVERSIONES EN SUBESTACIONES</u>												
4.1. Subestación Elevadora Alao	1966/69		2,70			2,00						4,70
4.2. Subestación Reductora Riobamba	1966/69		2,70			2,00						4,70
4.3. Total Inversiones en Subestaciones			5,40			4,00						9,40
5.- <u>INVERSIONES EN DISTRIBUCION</u>												
Ampliación y Construcción de Redes Nuevas en el Sistema	1966/73		6,46	2,30	0,70	1,10	0,80	0,90	1,00	1,00	1,00	15,26
6.- <u>TOTAL DE INVERSIONES</u>		6,74	22,46	2,90	0,70	13,10	0,80	0,90	1,00	1,00	1,00	50,60
7.- <u>INVERSIONES EN MONEDA LOCAL</u>		3,74	10,50	1,28	0,28	6,04	0,32	0,36	0,40	0,40	0,40	23,72
8.- <u>INVERSIONES EN MONEDA EXTRANJERA</u>		3,00	11,96	1,62	0,42	7,06	0,48	0,54	0,60	0,60	0,60	26,88

ACAPITE 6°.- SISTEMA ELECTRICO ALAUSI-CHUNCHI.

Referencias:

Cuadro No.II-6-1: Población, Demanda y Evolución de la Potencia Instalada.

Cuadro No.II-6-2: Programa de Inversiones Estimadas.

Apartado 1.- Aspectos Generales

En los dos Cantones en referencia, la capacidad teórica total de las plantas locales de servicio público llega apenas a los 185 KW. pero, debido al bajo rendimiento por la antigüedad y mala conservación de las plantas, la capacidad efectiva no es sino de 150 KW., valor con el cual difícilmente puede atenderse al 25% de la demanda.

Sobre el río Guasuntos, el Municipio de Alausí, con aportes del Gobierno Central y con el asocio de INECEL, se encuentra construyendo una central que tendrá una potencia final de 1.030 KW., desde la cual puede atenderse con facilidad a la Cabecera Cantonal de Alausí y a las Parroquias de Tixán, Sibambe, Gonzol y Pistishí.

Igualmente, en el Cantón Chunchi existe la posibilidad de ampliar el canal de aducción de la Central Hidroeléctrica existente, pudiendo obtenerse así una potencia de 300 KW, suficiente para la atención de Chunchi, Capsol y Huigra.

La culminación de estos dos proyectos, pese a su pequeñez, reviste gran importancia para la zona, tanto por la lamentable situación de su actual electrificación, como para salvar las inversiones relativamente importantes que ya se han efectuado.

La población a servirse con estos dos proyectos se estima que llegará en 1973 a 19.770 habitantes y su demanda a 1.280 KW.

Apartado 2.- Descripción

2.1.- Obras de Generación: En 1964: continuación de la construcción de la central hidroeléctrica - del río Guasuntos, que debe quedar concluida en 1965. Instalación del equipo de 265 KW. ya adquirido.

En 1965: Adquisición e instalación de un grupo gemelo de 265 en la central de Guasuntos.

En 1966: Construcción de ampliaciones en la central hidroeléctrica de Chunchi e instalación de equipos por 300 KW.

En 1967: Nueva ampliación de la hidroeléctrica Guasuntos mediante la instalación de un grupo de 500 KW. Con esta ampliación podrá prescindirse de la central hidroeléctrica de Tixán y de los termoe - léctricas de las diferentes poblaciones del Sistema. Alausí, que, hasta ese entonces, deberán seguir en operación.

2.2.- Líneas de Transmisión y Subestaciones: En 1964 deberá iniciarse la construcción del sistema de transmisión de la Central Guasuntos, de 13.8 KV y un total de 28 Km. El primer tramo a construirse debe ser el que une a la Central con Alausí. El resto del sistema de transmisión, o sea las derivaciones de Guasuntos, Gonzol, Pistishí, Sibambe y Tizán, deberán construirse en concordancia con las ampliaciones de potencia en la Hidroeléctrica Guasuntos.

La subestación elevadora de este sistema, deberá construirse por etapas. La primera etapa, a construirse en 1964, deberá ser de - 650 KVA aproximadamente. La segunda etapa deberá montarse en coordinación con la tercera ampliación de la Hidroeléctrica Guasuntos, o sea en 1967, para una capacidad igual a la de la primera etapa.

El sistema de transmisión de la Hidroeléctrica Chunchi deberá construirse en 1966, será de 14 Km. de longitud y de 13.8 KV, exten-diéndose por dos líneas derivadas desde la central hasta Huigra y Chunchi, y Capsol, respectivamente. En el mismo año deberá montarse la subesta-ción elevadora de 375 KVA.

En ninguno de estos dos sistemas se ha previsto subesta-ciones reductoras, en razón de que la tensión de distribución primaria, en las distintas poblaciones, será equivalente a la de transmisión.

La relación de transformación en las dos subestaciones deberá ser: Tensión de generación/13.8 KV.

2.3.- Redes de Distribución: Las redes de distribución de to-das las poblaciones incluidas en los dos sistemas, deberán ser reconstruídas totalmente. La tensión pri-maria de distribución tendrá que normalizarse a 13,8 KV.

Los trabajos de reconstrucción de redes deberán realizarse en los años 1964 y 1965, dejándose para 1966 la iniciación de la ex-tensión de las redes de distribución, que terminará en 1972, completándose así este programa.

2.4.- Estudios Técnicos: Los estudios técnicos para la ejecu-ción de este programa comprenden: -
Obras hidráulicas, generación, líneas de transmisión y redes de distribución en los dos sistemas.

PROVINCIA DEL CHIMBORAZO

SISTEMAS ELECTRICOS DE ALAUSI Y CHUNCHI

POBLACION, DEMANDA Y EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA

	1.963	1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973
1.- <u>POBLACION DE LOS CENTROS SERVIDOS</u> (Mites de habitantes)	17.41	17.68	17.96	18.22	18.52	18.80	18.99	19.18	19.36	19.56	19.77
2.- <u>PROMOSTICO DE LA DEMANDA</u> (MW)	0.562	0.648	0.724	0.801	0.803	0.953	1.017	1.081	1.146	1.212	1.281
3.- <u>EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA</u> (MW)											
3.1. <u>EXISTENTE UTILIZABLE</u>											
3.1.1. Centrales Hidroeléctricas	0.092	0.092	0.068	0.068	0.020						
3.1.2. Centrales Termoelectricas (Diesel)	0.059	0.059	0.059	0.059	0.036						
3.2. <u>POTENCIA NUEVA PROYECTADA</u>											
3.2.1. Hidroeléctrica Río Guasuntos (Sistema Alausí)		0.265	0.530	0.530	0.530	1.030	1.030	1.030	1.030	1.030	1.030
3.2.2. Ampliación Hidroeléctrica Río Chunchi (Sistema Chunchi)			0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300
3.3. <u>POTENCIA TOTAL</u>	0.151	0.151	0.392	0.657	0.886	1.330	1.330	1.330	1.330	1.330	1.330
3.4. <u>DEFICIT O SUPERAVIT DE POTENCIA</u>	- 0.411	- 0.497	- 0.332	- 0.144	0.003	0.377	0.313	0.249	0.184	0.118	0.049
3.4.1. Sistema Alausí	- 0.362	- 0.434	- 0.255	- 0.054	- 0.121	0.267	0.216	0.165	0.113	0.059	0.004
3.4.2. Sistema Chunchi	- 0.049	- 0.063	- 0.077	- 0.090	0.124	0.110	0.097	0.084	0.071	0.059	0.045

1/ Incluye : Alausí, Pistishi, Gonzol, Guasuntos, Tixán, Chunchi, Capzol, Huigra.

./Ram.

PROVINCIA DEL CHIMBORAZO
SISTEMAS ELECTRICOS ALAUSI Y CHUNCHI
PROGRAMA DE INVERSIONES ESTIMADAS

(Millones de Suces)

	AÑO DE ENTRADA EN SERVICIO DE LA OBRA	1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973	TOTAL
1.- <u>INVERSIONES EN ESTUDIOS TECNICOS</u>		0,30	0,05									0,36
2.- <u>INVERSIONES EN GENERACION</u>												
2.1. Hidroeléctrica Guasuntos	1965/68	1,80	0,60		1,00							3,40
2.2. Hidroeléctrica Chunchi	1967		1,15									1,15
2.3. Total de Inversiones en Generación		1,80	0,90	1,15	1,00							4,55
3.- <u>INVERSIONES EN TRANSMISION</u>												
3.1. Líneas a 13,8 KV, Sistema Guasuntos	1965/67/68	0,40		0,40	0,39							1,19
3.2. Líneas a 13,8 KV, Sistema Chunchi	1.967			0,42								0,42
3.3. Total de Inversiones en Transmisión		0,40		0,82	0,39							1,61
4.- <u>INVERSIONES EN SUBESTACIONES</u>												
Subestaciones elevadoras en los 2 sistemas	1965/67/68	0,24		0,12	0,16							0,52
5.- <u>INVERSIONES EN DISTRIBUCION</u>												
5.1. Reconstrucción y redes existentes	1964/65	1,90	1,90									3,80
5.2. Extensiones nuevas	1967/73			0,13		0,11		0,09		0,10		0,43
5.3. Total de Inversiones en Distribución		1,90	1,90	0,13		0,11		0,09		0,10		4,23
6.- <u>TOTAL DE INVERSIONES</u>		4,64	2,56	2,22	1,55	0,11		0,09		0,10		11,27
7.- <u>INVERSIONES EN MONEDA LOCAL</u>		3,18	0,93	1,05	0,50	0,04		0,04		0,04		5,78
8.- <u>INVERSIONES EN MONEDA EXTRANJERA</u>		1,46	1,63	1,17	1,05	0,07		0,05		0,06		5,49

ACAPITE 7°.- SISTEMA ELECTRICO DE GUARANDA - CHIMBO - SAN MIGUEL.

Referencias:

Cuadro No. II-7-1: Población, Demanda y Evolución de la Potencia Instalada.

Cuadro No. II-7-2: Programa de Inversiones Estimadas.

Apartado 1.- Aspectos Generales

En la Provincia de Bolívar existen en la actualidad sistemas eléctricos aislados que se abastecen por pequeñas plantas termoe-léctricas. Una excepción es el sistema eléctrico de Guaranda que posee la única central hidroeléctrica de toda la provincia y que abastece a la capital provincial y a dos parroquias de ese cantón.

Las tres cabeceras cantonales de la provincia se encuentran a corta distancia entre sí. Guaranda dista 8 kilómetros de San José de Chimbo y ésta, 4 kilómetros de San Miguel, existiendo entre estas tres ciudades principales 8 parroquias, que pueden ser alimentadas por líneas de transmisión de corta longitud.

La central hidroeléctrica de Guaranda tiene una potencia nominal de 190 KW. pero, a causa de su antigüedad y de la deficiencia de sus turbinas, la potencia efectiva es solamente de 90 KW.

Muy cerca de la ciudad de San José de Chimbo, se encuentra actualmente en construcción una central hidroeléctrica de 900 KW. de capacidad, Esta obra utilizará un caudal de 2.5 m³/seg. del río Chimbo y de 0.5 m³/seg. del río San Lorenzo.

De esta obra, está prácticamente terminado el canal de aducción y gran parte de la bocatoma. Hace varios años se adquirió la tube-

ría de presión y un grupo hidroeléctrico de 200 KW., que puede ser adaptado a las condiciones de la obra y que podría entrar a generar en un plazo muy corto. Esta central, una vez terminada, tendrá capacidad suficiente para alimentar a las principales poblaciones y parroquias de la provincia de Bolívar.

Se estima que para 1973 la población a servirse alcanzará a 26.270 habitantes, con 930 KW. de demanda.

Apartado 2.- Descripción

2.1.- Obras de Generación: En 1964 debe terminarse la construcción de la central de Chimbo para la capacidad total e instalarse provisionalmente el equipo existente de 200 KW. En 1966 se instalará en esta central un nuevo equipo de 450 KW., y en 1969, un segundo equipo de igual capacidad. En este año se retirará de operación el equipo de 200 KW., primeramente indicado. La necesidad de retirar este equipo se debe a que la caída utilizada en la central en construcción es de 42 m. con la cual, y contando con el caudal anteriormente mencionado, pueden obtenerse los 900 KW. de capacidad. El equipo de 200 KW., en cambio, está construido solamente para una caída de 22 m., por lo cual, su utilización requiere de la construcción de obras provisionales, relativamente sencillas, para disminuir la altura de trabajo. La perpetuación del empleo de este equipo, por las razones expuestas, significaría un desperdicio de altura y, consecuentemente de la potencia de generación.

Paralelamente a la obra de generación descrita en la central del río Chimbo, es conveniente la reparación de la central hidroeléctrica de Guaranda, de modo que ésta pueda generar su potencia de placa de 190 KW. La reparación debe hacerse tan pronto como Guaranda reciba energía de la línea de transmisión desde la central de San José de Chimbo, cu

ya construcción está comprendida dentro de este proyecto.

Las centrales termoeléctricas de parroquias, así como la central térmica de 120 KW. de Guaranda, saldrán sucesivamente de servicio, conforme las respectivas poblaciones dispongan de energía hidroeléctrica del sistema provincial. Conviene, sin embargo, que estos equipos no sean desmontados y que constituyan centrales de reserva o emergencia.

2.2.- Líneas de Transmisión y Subestaciones: El sistema de transmisión es-
ta formado por una línea principal que se extiende desde la central hasta Guaranda. De esta línea parten derivaciones para servir a Santa Fé y a San Simón.

Desde la central hidroeléctrica parte otro ramal troncal que llega a San José y San Miguel. De esta línea se sacan derivaciones para servir a las parroquias del sur de la provincia consideradas en el Sistema.

Las líneas troncales serán trifásicas y las derivaciones monofásicas.- La altura de los postes, la separación entre conductores, el aislamiento, etc. deberán preverse para una tensión de trabajo de 13.8 KV; pero inicialmente el sistema trabajará a 6,6 KV.

La longitud total de líneas trifásicas alcanza a 30.1 Km. y la de las monofásicas a 8.4 Km.

La subestación elevadora ya adquirida de 0.4/6.6 KV. deberá montarse en 1964.

2.3.- Redes de Distribución: Las redes de distribución de la generalidad de las poblaciones han sido instaladas en forma improvisada, sin ninguna intervención técnica,

lo que ha contribuido al mal servicio del que dispone. Por tanto, será necesario reestructurarlas o cambiarlas.

La Empresa Eléctrica de Bolívar S.A. se encuentra actualmente empeñada en la construcción de las nuevas redes de Guaranda y Chimbo. Este programa de trabajo debe continuar y hacerse extensivo a todas las otras localidades. Las inversiones destinadas a distribución deben realizarse con anticipación a la recepción del nuevo servicio, en cada población.

La tensión primaria de todas las redes debe generalizarse a 6,3 KV.

2.4.- Estudios Técnicos: Los estudios para la realización del programa descrito, se encuentran terminados, casi en su totalidad, faltando únicamente los de la red de distribución de San Miguel y de la línea de transmisión hasta dicha población y una parte de los estudios para completar las obras hidráulicas.

Es indispensable la inmediata realización de dichos estudios.

SISTEMA ELECTRICO GUARANDA - CHIMBO - SAN MIGUEL

POBLACION, DEMANDA Y EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA

1.- <u>POBLACION DE LOS CENTROS SERVIDOS</u> (Miles de Habitantes)	1/	1.963	1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973
2.- <u>PROMOSTICO DE LA DEMANDA</u> (KW)		470	520	569	612	648	688	728	772	818	867	920
3.- <u>EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA</u> (KW)		21.36	21.81	22.26	22.72	23.19	23.69	24.18	24.69	25.21	25.73	26.27
3.1. <u>EXISTENTE UTILIZABLE</u>	2/	90	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190
3.1.1. Hidroeléctrica de Guaranda		120	120	120								
3.1.2. Termoeléctrica de Guaranda		142	142	142								
3.1.3. Termoeléctricas de Cantones y Parroquias												
3.2. <u>POTENCIA NUEVA PROYECTADA</u>												
3.2.1. Hidroeléctrica Chimbo 1er. Grupo	3/	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
3.2.2. Hidroeléctrica Chimbo 2º y 3º Grupo					450	450	450	450	450	450	450	450
3.3. <u>POTENCIA TOTAL</u>		352	452	552	840	840	840	1.090	1.090	1.090	1.090	1.090
3.4. <u>DEFICIT O SUPERAVIT DE POTENCIA</u>		- 118	- 50	83	228	192	152	362	318	272	223	170

1/ Incluye : Guaranda, Guanujo, Santa Fé, San Simón, Chimbo, Magdalena, Asunción, San Sebastián, San Lorenzo, Santiago, San Miguel de Chimbo.

2/ La Planta de Guaranda se repara en 1.963

3/ Grupo existente de 200 Kw.

/Rae.

PROVINCIA DE BOLIVAR

SISTEMA ELECTRICO DE GUARANDA - CHIMBO - SAN MIGUEL

PROGRAMA DE INVERSIONES ESTIMADAS

(Millones de Suces)

	AÑO DE ENTRADA EN SERVICIO DE LA OBRA	1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973	TOTAL
1.- INVERSIONES EN ESTUDIOS TECNICOS		0,06										0,06
2.- INVERSIONES EN GENERACION												
2.1. Reparación de la Hidroeléctrica de Guaranda	1964	0,10										0,10
2.2. Terminación de la Hidroeléctrica de Chimbo	1966/69	1,00	1,30			1,20						3,50
2.3. Total de Inversiones en Generación		1,10	1,30			1,20						3,60
3.- INVERSIONES EN TRANSMISION												
3.1. Lfnea de 6,6 KV. Central - Guaranda -- Guanujo	1965	0,20										0,20
3.2. Lfnea de 6,6 KV. Central - San José - San Sebastían - San Miguel	1964	0,10										0,10
3.3. Lfnea de 6,6 KV. San José- Asunción-Magdalena	1966		0,05									0,05
3.4. Lfnea de 6,6 KV. Central - San Lorenzo-Santiago	1967			0,04								0,04
3.5. Lfnea de 6,6 KV. Derivaciones a Santa Fé, Sn.Simón	1967			0,02								0,02
3.6. Total Inversiones en Transmisión		0,30	0,05	0,06								0,41
4.- INVERSIONES EN DISTRIBUCION												
4.1. Guaranda - Guanujo - Santa Fé - San Simón	1964/69	0,46			0,16	0,16						0,78
4.2. San José - San Miguel - Asunción - Magdalena - San Lorenzo - Santiago-San Sebastían	1965/69	0,28	0,20		0,13	0,13						0,74
4.3. Total de Inversiones en Distribución		0,74	0,20		0,29	0,29						1,52
5.- TOTAL DE INVERSIONES		2,20	1,55	0,06	0,29	1,49						5,59
6.- INVERSIONES EN MONEDA LOCAL		1,55	0,37	0,03	0,12	0,36						2,43
7.- INVERSIONES EN MONEDA EXTRANJERA		0,65	1,18	0,03	0,17	1,13						3,16

ACAPITE 8°.- SISTEMA ELECTRICO DE LAS PROVINCIAS CAÑAR Y AZUAY,

Referencias:

Caudro No.II-8-1: Población, Demanda y Evolución de la potencia instalada.

Cuadro No.II-8-2: Programa de Inversiones Estimadas.

Apartado 1.- Aspectos Generales

En las provincias de Azuay y Cañar, el establecimiento de nuevas industrias de mediana y pequeña capacidad ha alcanzado niveles preponderantes en los últimos años. El crecimiento consecuente de la demanda de energía ha sido explosivo y las instalaciones de servicio eléctrico público han sido impotentes para afrontarlo. Las industrias que actualmente se encuentran en construcción, en vista de esta circunstancia, programan el establecimiento de sus propias centrales eléctricas; tal el caso, por ejemplo, de la fábrica de cemento Guapán que proyecta instalar cinco grupos de 500 KW. para suplir sus necesidades. La mala calidad del servicio es otro factor que incita a los industriales a desconectarse del servicio público y a instalar sus propios generadores.

Todas las circunstancias descritas, sumadas a la falta de estadísticas fundamentales, que es común a todo el País, hacen particularmente difícil prever el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en estas provincias, puesto que, la existencia de riquezas naturales fácilmente explotables, la abundancia de mano de obra y la vigencia de leyes de protección y fomento industrial, especiales para la región, hacen muy posible el establecimiento en el futuro de industrias de importan-cia, cuyos requerimientos de electricidad fácilmente podrían ser dos o tres veces superiores al total de la potencia actualmente instalada. Pese a que se reconoce esta posibilidad, salvo los proyectos industriales

en fase preliminar promovidos por el Centro de Rēconversión Económica del Azuay y Cañar, no existen hasta el momento hechos concretos que permitan aceptar, sobre bases ciertas, un crecimiento de la demanda eléctrica su perior al que se ha calculado, con el cual, como se muestra en el Cuadro No. II-8-1, la demanda total de la región llegaría en 1973 a 30.500 KW..

Si, como es posible, llegaran a producirse en el futuro , demandas industriales extraordinarias, que superen ~~en mucho a las pre~~ **Vistas**; se deberá llegar a convenios con los industriales interesados, a fin de conseguir participación del capital privado en la financiación de las obras requeridas. Prever hoy día grandes inversiones en obras de e lectricación para satisfacer las necesidades de inciertas industrias - futuras, podrían conducir a sobre-estimaciones que serían sumamente perjudiciales. Será mucho más conveniente que los proyectos de electrificación del Azuay y Cañar, sean revisados permanentemente y actualizados de acuerdo a las nuevas circunstancias y a las posibilidades financieras rea les.

Planteado así el problema, conviene mencionar brevemente algunos aspectos importantes para la concepción del programa.

El sistema eléctrico proyectado para las dos provincias , comprende a las dos capitales provinciales, a las cabeceras cantonales de Cañar, Biblián, Gualaceo, Paute y Sigsig y a 22 parroquias. La población total de los centros incluidos en este sistema se ha calculado en 93.300 habitantes, para 1963.

El servicio eléctrico público de la región es, en general, de mala calidad, debido no sólo a insuficiencia de la potencia instalada en las numerosas centrales existentes, sino también al mal estado general de las instalaciones.

La ciudad de Cuenca, el mayor centro consumidor de la región, recibe actualmente el servicio eléctrico de la Empresa Eléctrica "Miraflores", que posee varias centrales, con un total de 7.225 KW. nominales. Sirve también a la ciudad la "Compañía de Luz y Fuerza Crespo Toral", que posee una hidroeléctrica de 700 KW.

La Empresa "Miraflores" es propietaria de la central hidroeléctrica Saymirín, que es la más importante de la región, con una capacidad instalada de 6.500 KW. Esta central afronta un grave problema por la insuficiencia del caudal del río Machángara en los meses de estiaje, circunstancia que reduce la capacidad efectiva de la central a 2.220 KW, en los meses indicados.

Para solucionar este problema la Empresa proyecta la construcción de las presas de almacenamiento de Labrado y Chanlud y del tanque de regulación horaria de Dutasay, para lo cual ha contratado los estudios correspondientes. Con estas obras se conseguirá alcanzar la generación firme de 6.500 KW.

El resto de poblaciones consideradas en el Sistema se encuentran atendidas por pequeñas centrales independientes, la más importante de las cuales es la Hidroeléctrica de Azogues de 450 KW, nominales.

El Municipio de Cañar construye actualmente una pequeña central sobre el río Coyector, para una capacidad total de 360 KW., que deberá estar concluída en 1964. Aunque por su pequeña capacidad, esta central no es una solución ideal para el abastecimiento de electricidad al Cantón Cañar, por razones obvias, debe contemplarse en el Programa su terminación, la cual determinará que este Cantón constituya un pequeño sistema eléctrico independiente, durante los primeros años del Programa, hasta que el crecimiento de su demanda haga necesario incorporarlo al siste

ma eléctrico general.

En vista del rápido crecimiento de la demanda en la ciudad de Cuenca, puede preverse desde ahora que las obras de embalse y regulación proyectadas en la central Saymirín, no podrán concluirse a tiempo adecuado. Para evitar un déficit que podría tener graves consecuencias, se rá pues necesario establecer una central termoeléctrica de por lo menos 1.500 KW., la cual puede entrar a servicio en un plazo de 8 a 10 meses.- Esta central, en los primeros años, será utilizada para cubrir las puntas de carga y, posteriormente, cuando se cuente con nuevas fuentes de energía, pasará a servir como planta de reserva o emergencia.

Aún contando con la potencia sumada de todas las principales centrales de servicio público actualmente existentes, con el incremento de potencia de la Central Saymirín derivado de la construcción de las obras de Labrado, ~~Oran~~lud y Dutasay y con el establecimiento de las centrales Coyoctor de Cañar y térmica de Cuenca, la capacidad disponible no podrá satisfacer la demanda del sistema sino hasta 1967, aproximadamente. Deberá pues iniciarse inmediatamente la construcción de una nueva central, llamada a ser el corazón de este sistema eléctrico y cuya magnitud deberá permitir la instalación de por lo menos 28.000 KW. hasta el año 1973.

Existen varias posibilidades para el desarrollo de esta nueva fuente de energía. En la región se han encontrado recursos energéticos, hidráulicos y térmicos que, aunque no perfectamente conocidos, puede asegurarse que tienen magnitudes suficientes para ser la base de conformación de un poderoso sistema eléctrico, cuya zona de influencia podría sobrepasar los límites de las dos provincias y aún extenderse hasta el Guayas, Los Ríos y El Oro. Tal es el caso, por ejemplo, del recurso denominado "Cola de San Pablo", sobre el río Paute, en donde se ha estimado un caudal de estiaje de 35 m³/seg.. Con sólo un desarrollo de 7.6

Km. de aducción, se lograría fácilmente una potencia del orden de los 135 MW. Algo semejante puede decirse de los recursos carboníferos de Biblián; las reservas ya confirmadas de las minas de carbón de esa región permitirán establecer una central de aproximadamente 50 MW y son óptimas las perspectivas de sobrepasar con mucho esta potencia.

Aunque el desarrollo de un amplio sistema eléctrico con base a cualquiera de estos recursos potenciales o a los dos en conjunto, y que cubra, a más de Azuay y Cañar, a las tres provincias meridionales de la Costa, debe estar sujeto a mayores investigaciones y detenidos estudios de factibilidad; la posibilidad de integrar eléctricamente en un solo sistema a las cinco provincias, se considera como una solución alternativa muy importante en el presente Programa.

Para el abastecimiento exclusivo de Azuay y Cañar el desarrollo de Cola de San Pablo o de Termo-Biblián, adquiriría una prioridad de primer orden, solamente en el caso en que la demanda prevista para estas provincias sea superada de manera notable por la realidad. Si, por el contrario, no se produce un crecimiento eléctrico extraordinario imprevisto y las cifras de la demanda se mantienen dentro de los límites calculados que se muestran en el Cuadro No. II-8-1, el desarrollo de obras de gran magnitud, como la de la Cola de San Pablo, no encontraría justificación suficiente dentro del período 1964-1973. En este caso sería más importante adoptar un programa de ejecución de obras de menor magnitud pero de realización más inmediata.

Puesto que la demanda que se ha estimado para las provincias del Azuay y Cañar, a base de todos los factores normales que pueden ser previstos en la actualidad, no alcanza sino a 30.5 MW en el año 1973, bajo el punto de vista últimamente mencionado, aparece más probable y conveniente la ejecución del proyecto conocido como Dudas-Masar, que utiliza

las aguas de los ríos de los mismos nombres y que permitiría el establecimiento de una central de hasta 28 MW. Este proyecto podría ser ejecutado a plazo mucho más corto que el de Cola de San Pablo, por ejemplo, y su capacidad es suficiente para cubrir adecuadamente la demanda previsible de la zona, en conjunto con las centrales actualmente existentes convenientemente adecuadas y ampliadas en los casos posibles. Otra ventaja del Proyecto Dudas-Masar es que exige inversiones inmediatas apreciablemente menores que en los otros casos.

Por las razones expuestas, en este estudio se presentan las cifras de inversiones estimadas y las obras necesarias correspondientes al proyecto Dudas-Masar. Se debe insistir, sin embargo, en que la determinación final sobre el proyecto que debe ser llevado a la práctica : Cola de San Pablo, Termo-Biblián o Dudas-Masar, debe ser el resultado de un serio y detenido estudio tecno-económico comparativo de la factibilidad y conveniencia económica de cada una de las posibilidades enunciadas, de acuerdo a los méritos y deméritos que se comprueben para cada una de ellas, a las reales disponibilidades financieras y, de manera especial, a las posibilidades de ejecución oportuna, para no trabar el desarrollo económico de una zona que demuestra una pujanza increíble en todos los aspectos, muy especialmente en el aspecto de desarrollo industrial y que, ya ahora, soporta una escasez de energía eléctrica que podría alcanzar niveles sumamente perjudiciales, si no se la remedia a plazo inmediato.

Apartado 2.- Descripción.

2.1.- Obras de Generación: Las obras de generación previstas dentro del período son: Una central térmica en Cuenca, para 1.500 KW., que entrará en servicio para 1964.

Construcción del tanque de regulación horaria de Dutasay

y las presas Labrador y Chanlud, que deberán ejecutarse en los años de - 1964 - 1965.

Terminación de la planta eléctrica en el río Coyocctor, de 360 KW., que deberá entrar en operación en 1965.

Como ya se ha indicado, para la construcción de la principal central de este Sistema existen varias alternativas que deberán ser cuidadosamente comparadas. Cualquiera que sea la determinación a que se llegue, la nueva central deberá estar en condiciones de empezar a operar en 1967.

Aquí se presentan las obras correspondientes a la alternativa del proyecto Dudas-Masar.

En 1964 deberá iniciarse la construcción de la central. Las obras hidráulicas y civiles deberán ejecutarse previendo la capacidad total del proyecto, pero en la primera etapa se utilizarán solamente las aguas del río Dudas y se montarán maquinarias para una capacidad de 6.500 KW..

Para 1968 deberá incrementarse la capacidad instalada con 6.500 KW. adicionales. La nueva maquinaria deberá empezar a generar en 1969.

En 1970 deberán ejecutarse las obras hidráulicas necesarias para la aducción de los caudales del río Masar, y la instalación de nueva maquinaria para una capacidad de 7.500 KW.

Finalmente, en 1972, deberá instalarse los últimos grupos para 7.500 KW. adicionales. La central Dudas-Masar, tendrá así en 1973, 28.000 KW. instalados.

La obra en cuestión aprovechará una caída de 634 m., un caudal de 2.5 m³/seg. del río Dudas y de 3.1 m³/seg. del río Masar. Estas últimas cifras deberán confirmarse con los resultados de las mediciones que se realizan en la estación hidrológica instalada para el efecto.

2.2.- Líneas de Transmisión y Subestaciones: En 1965, deberá -
construirse todo el sistema de transmisión principal del proyecto, para la potencia final de cada una de sus secciones. Este Sistema incluye 50 Km. de línea troncal principal de 69 KV., entre la hidroeléctrica Dudas, Azogues y Cuenca y 70 Km. de líneas a 22 y 13.8 KV. desde la central y desde las subestaciones principales hasta los diversos centros incluidos en el Programa.

La instalación de las subestaciones de elevación y reducción deberá hacerse por etapas y en concordancia con las ampliaciones de la potencia instalada. Para el año 1973 deberá haberse incrementado la capacidad de las subestaciones de transformación aproximadamente en 58.000 KVA.

2.3.- Redes de Distribución: Las dos Empresas que proporcionan el servicio eléctrico público en la ciudad de Cuenca poseen redes de distribución independientes. Es indispensable que estos dos sistemas de distribución se unifiquen y amplíen. Las redes eléctricas en las demás poblaciones deben ser modernizadas, ampliadas o reconstruídas. Todos los trabajos deben hacerse progresivamente, conforme a los incrementos de la potencia instalada. Deben realizarse ampliaciones a través de todo el período.

2.4.- Estudios Técnicos: Se ha contratado la ejecución de los estudios correspondientes a las obras de embalse y regulación del río Machángara, necesarios para el incremen-

to de potencia de la central de Saymirín. Estos estudios incluyen también la central termoeléctrica de Cuenca.

En 1964 deberán contratarse y ejecutarse los estudios comparativos de recursos energéticos, para los futuros desarrollos, y realizarse los estudios definitivos de la obra seleccionada. Estos últimos deberán incluir las obras de generación, vías de acceso, sistema de transmisión y redes de distribución.

Aún en el caso de que se difiera el aprovechamiento del río Paute y la construcción de la Hidroeléctrica "Cola de San Pablo" para fecha posterior a 1973, se considera particularmente importante que se realicen en el período los estudios de este recurso potencial de características sobresalientes.

PROVINCIA DEL AZUAY Y CAÑAR

SISTEMA ELECTRICO DEL RIO DUDAS - MASAR

POBLACION, DEMANDA Y EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA

	1.963	1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973
1.- POBLACION DE LOS CENTROS SERVIDOS (MILES de Habitantes)	93.3	99.9	102.7	105.6	109.5	111.5	114.6	117.9	121.2	124.9	128.2
2.- PRONOSTICO DE LA DEMANDA (MW)	5.2	7.0	8.2	9.7	11.4	13.2	15.7	18.4	21.5	25.2	30.5
3.- EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA (MW)											
3.1. POTENCIA UTILIZABLE EXISTENTE											
3.1.1. Centrales Hidroeléctricas	5.05	5.05	4.7	4.7	4.7	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3
3.1.2. Centrales Termoeléctricas Cuenca	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5						
3.1.3. Potencia Existente Utilizable Total	5.55	5.55	5.2	5.2	5.2	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3
3.2. POTENCIA NUEVA PROYECTADA											
3.2.1. Termoeléctrica Cuenca		1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
3.2.2. Reservorios Hidroeléctrica Sayarín		1.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2
3.2.3. Hidroeléctrica Coyocor (Cañar)			0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36
3.2.4. Hidroeléctrica Río Dudas					6.50	6.50	13.00	13.00	20.50	20.50	28.00
3.2.5. Potencia Total Proyectada		2.7	5.06	5.06	11.56	11.56	18.06	18.06	25.56	25.56	33.06
3.3. POTENCIA TOTAL		5.55	10.25	10.25	16.76	14.86	21.36	21.36	28.86	28.86	36.36
3.4. DEFICIT O SUPERAVIT DE POTENCIA		0.35	1.25	2.06	0.56	1.66	5.66	2.96	7.36	3.66	5.86

1/ Incluye : Cuenca, Baños, Tarquij, Cumbe, Portete, Turi, Valle, Nulitti, Paccha, Chaca, Chiquintad, Ricaurte, Girón, Gualaceo, Chordeleg, San Juan, Sigüf, Paute, Sevilla de Oro, Pan, Palmas, Guachapala, Azogues, Borrero, Loyola, Corolero, Guapán, Bibián, Cañar, El Tambo.

PROVINCIAS DEL AZUAY Y CAÑAR
SISTEMA ELECTRICO DEL RIO DUDAS - MASAR
PROGRAMA DE INVERSIONES ESTIMADAS

	AÑO DE ENTRADA EN SERVICIO DE LA OBRA	1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973	TOTAL
1.- INVERSIONES EN ESTUDIOS TECNICOS	1964	4,3	1,2	1,2	2,4	2,2	1,1	0,4	0,1		0,1	13,0
2.- INVERSIONES EN GENERACION	1964	2,3	5,0									7,3
2.1. Reservorio de Labrado y Dutasay	1964											4,9
2.2. Planta Diesel Cuenca (E.E.M.S.A.)	1964	4,9										1,5
2.3. Hidroeléctrica de Coyector (Cañar)	1965	1,5										100,5
2.4. Hidroeléctrica Río Dudas - Masar	1967/69/71/73	18,0	19,5	20,0	13,0		15,0	15,0		15,0		114,2
2.5. Total de Inversiones en Generación		26,7	24,5	20,0	13,0		15,0	15,0		15,0		5,5
3.- INVERSIONES EN TRANSMISION	1967			5,5								3,4
3.1. Línea a 69 KV. Cuenca - Azogues - Río Dudas	1967			5,5								8,9
3.2. Línea de 22 KV.	1967			3,4								
3.3. Total de Inversiones en Transmisión				8,9								8,9
4.- INVERSIONES EN SUBESTACIONES	1967/71			2,0				2,0				4,0
4.1. Subestaciones Cuenca 69/13,8 KV.	1967/69/71			3,0		2,0		1,0				6,0
4.2. Subestaciones Azogues 69/22/13,8 KV.												2,0
4.3. Subestaciones Cañar, Pauto, Gualaceo, y Sigstg 22/13,8 KV.	1967/71			1,5				0,5				2,0
4.4. Subestaciones Río Dudas 13,8/69 KV.	1967/69/71			6,0		3,0		3,0				12,0
4.5. Total de Inversiones en Subestaciones				12,5		5,0		6,5				24,0
5.- INVERSIONES EN DISTRIBUCION	1965/73		3,2	2,0	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	6,8
Reparaciones y nuevas construcciones												
6.- TOTAL DE INVERSIONES		31,0	28,9	44,6	2,7	20,5	1,3	22,1	0,3	15,2	0,3	166,9
7.- INVERSIONES EN MONEDA LOCAL		16,6	15,4	23,3	2,5	9,5	1,2	11,8	6,1	7,3	0,1	87,8
8.- INVERSIONES EN MONEDA EXTRANJERA		14,4	13,5	21,3	0,2	11,0	0,1	10,3	0,2	7,9	0,2	79,1

ACAPITE 9°.- SISTEMAS ELECTRICOS DE LOJA.

Referencias:

Cuadro No. II-9-1: Población, Demanda y Evolución de la Potencia Instalada.

Cuadro No. II-9-2: Programa de Inversiones Estimadas.

Apartado 1.- Aspectos Generales.

Loja es una de las provincias que menos facilidades presta para su electrificación. Su topografía, una de las accidentadas de la República, y la gran dispersión de sus poblaciones, obstaculizan el establecimiento de un sistema eléctrico de alcance provincial, ya que las demandas no justifican la construcción de líneas de transmisión extensas. En esta provincia la electrificación deberá desarrollarse por varios años, en forma de sistemas eléctricos aislados.

Por lo expuesto y considerando la ubicación de los centros poblados más importantes y de las demandas de mayor magnitud, se han proyectado en la provincia cinco sistemas eléctricos independientes, que incluyen las cabeceras cantonales y las poblaciones de mayor importancia.

Los sistemas considerados son:

Sistema de Loja;

Sistema de Malacatos;

Sistema de Catacocha;

Sistema de Alamor - Celica, y

Sistema de Macará.

Apartado 2.- Descripción

2.1.- Sistema de Loja: El sistema más importante de la provin -

cia es el que incluye su capital y la parroquia Catamayo, con una población actual estimada en 30.730 habitantes. El abastecimiento de energía eléctrica está a cargo de la Empresa Eléctrica "Zamora" S.A., propietaria de la Central Hidroeléctrica San Francisco, que cuenta actualmente con una capacidad instalada de 1.230 KW.

La central en mención fué diseñada para 2.400 KW., pero aún no se han concluido las obras hidráulicas indispensables para aprovechar todas las aguas de la zona. La capacidad total de esta central podrá ser aprovechada mediante la construcción de un tunel de 300 m. para incrementar el caudal del río San Francisco con las aguas de la Quebrada Zurita y la construcción de un reservorio diario de regulación cerca del tanque de presión. Con estas obras se asegurará la generación de los 2.400 KW previstos en esta central. La instalación de la maquinaria podría realizarse, sea mediante un solo grupo de 1.200 KW o, en dos etapas, cada una de 600 KW.

Todas estas obras y la instalación de los equipos deberán concluirse en 1965.

La capacidad total de esta central no será suficiente para abastecer la demanda sino hasta 1971. Por lo tanto, en ese año deberá entrar en operación una nueva central hidroeléctrica, cuya construcción deberá iniciarse por lo menos con dos años de anticipación. La ubicación de la nueva central se determinará mediante la comparación de las varias posibilidades que ahora se conocen o que se encuentren en lo posterior. Será indispensable iniciar cuanto antes las mediciones y registro de los ríos que podrían ser utilizados, a fin de disponer de datos reales para la elaboración de los estudios que permitan el aprovechamiento de la mejor posibilidad.

La nueva fuente de energía deberá ser capaz de proporcionar al Sistema una potencia de por lo menos 1.000 KW. para el año ya indicado. Será lo recomendable que esta nueva hidroeléctrica sea de una capacidad total mayor que la del río San Francisco, de modo que en lo futuro pase a constituir la principal central del Sistema.

Actualmente se conocen varios recursos hidroeléctricos interesantes, que podrían ser utilizados para el efecto. Entre ellos conviene mencionar el río Sabanilla que, de acuerdo a observaciones preliminares, permitiría desarrollar hasta 15.000 KW., en una central que estaría ubicada cerca de la unión del Sabanilla con el río Zamora, aproximadamente a 32 Km. de Loja.

Igualmente, se han encontrado posibilidades para un aprovechamiento mixto, para riego y electrificación, de las aguas del río **Arenal**. La central estaría localizada cerca del sitio denominado Boquerón, a 16 Km. de Loja y podría proporcionar una potencia hasta de 4.000 KW.

Dejando la determinación de la central que deba construirse, para completar el programa de electrificación de este sector, al resultado de los estudios de comparación y conveniencia que con ese objeto deberán efectuarse, y únicamente con el propósito de proporcionar una idea del orden de magnitud de las obras e inversiones que deberán efectuarse, se hacen constar en el cuadro No. II-9-2, las cifras correspondientes al proyecto del río **Arenal**, últimamente mencionado.

Sistema de Malacatos: Para este sistema se considera el aprovechamiento del río Malacatos, en una central cuya capacidad final será de 300 KW. En esta central puede instalarse, en una primera etapa, el pequeño grupo que sirve actualmente

a la ciudad de Loja y que se encuentra instalado en la central denominada Chile, Con un reducido incremento de altura, se puede obtener de este grupo una potencia de 100 KW., los cuales se estiman suficientes para satisfacer la demanda de las poblaciones de Malacatos y Vilcabamba, hasta el año 1968. En ese año se incrementará la potencia mediante la instalación de un segundo grupo de 100 KW., con lo que se cubriría la demanda hasta 1973.

Sistema de Catacocha: Este sistema serviría a Catacocha,
Gonzanamá y Cariamanga.

Se proyecta que las tres cabeceras cantonales sean abastecidas por una central que estaría localizada en el sitio denominado "El Cóndor", sobre el río Catamayo, en donde puede obtenerse una potencia del orden de los 1.500 KW. La central debe ser construída para esa potencia; pero, en una primera etapa, sólo deben instalarse equipos para 1.000 KW., potencia suficiente para cubrir las necesidades hasta 1973. Esta central comenzaría a funcionar a partir de 1968. Hasta tanto deberán seguir en operación las plantas hidroeléctricas de Cariamanga y Gonzanamá y la termoeléctrica de Catacocha.

Sistema de Alamor-Celica: Bajo este sistema se incluirán a las poblaciones de Alamor , Mercadillo, Celica y a varios caseríos de la región, con una población que alcanza actualmente a 5.500 habitantes aproximadamente. La demanda actual de este pequeño sistema ha sido evaluada en 164 KW. y se calcula que para 1973 llegará a poco más de 400 KW..

Para este sistema se proyecta la construcción de una central de 500 KW. sobre el río Alamor. Por falta de registros estadísticos del caudal del río Alamor, la construcción de esta central no podrá iniciarse antes de 1965.

La instalación de maquinaria podrá efectuarse en dos etapas: en 1966 y 1969, respectivamente.

Sistema de Macará: El Municipio de Macará dispone actualmente de un equipo termoeléctrico nuevo de 250 KW., que se encuentra en proceso de montaje. Este equipo puede cubrir la demanda de Macará hasta 1966. Para ese año debe estar construída una pequeña planta hidroeléctrica, en la Quebrada de Sabiango, para 300 KW., capacidad suficiente para abastecer sus necesidades hasta 1973.

2.2.- Líneas de Transmisión y Subestaciones: Las líneas de transmisión a construirse para todos los sistemas eléctricos proyectados para la provincia, alcanzarán una longitud de 111 Km. y la capacidad de las subestaciones será del orden de los 4.750 KVA.. La localización de estos sistemas está indicada en el Croquis No II-9.

2.3.- Redes de Distribución: Solamente la ciudad de Loja cuenta con una red de distribución de calidad aceptable, pero muy insuficiente en capacidad. Las redes de distribución de las ~~otras~~ poblaciones incluídas en los diferentes sistemas descritos, deberán ser renovadas casi en su totalidad.

La tensión primaria de distribución en todas las redes nuevas, debe ser generalizada a 13.8 KV.

Las ampliaciones de las redes de distribución existentes y la construcción de nuevas, deberán realizarse de acuerdo con los incrementos de la potencia instalada.

2.4.- Estudios Técnicos: A más de los estudios de factibilidad

y conveniencia a que se ha hecho referencia para el Sistema de Loja, debe
rán realizarse los estudios definitivos para todos los otros descritos -
en este Programa.

PROVINCIA DE LOJA

SISTEMAS ELECTRICOS DE LOJA

POBLACION, DEMANDA Y EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA

	1.963	1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973
--	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

1.- POBLACION DE LOS CENTROS SERVIDOS

(Miles de habitantes)

1.1. Sistema de Loja	30.73	31.85	33.02	34.23	25.49	36.80	38.16	39.57	41.03	42.55	43.95
1.2. Sistema de Malacatos	2.10	2.14	2.18	2.22	2.26	2.30	2.35	2.39	2.43	2.48	2.54
1.3. Sistema de Catacocha	10.93	11.21	11.50	11.80	12.11	12.43	12.76	13.10	13.44	13.80	14.17
1.4. Sistema de Alamor-Celica	5.47	5.63	5.79	6.96	6.13	6.32	6.50	6.69	6.89	7.09	7.32
1.5. Sistema de Macard	5.25	5.41	5.59	5.76	5.95	6.14	6.33	6.54	6.75	6.96	7.19
1.6. Población Total	54.48	56.24	58.08	59.97	61.94	63.99	66.10	68.29	70.54	72.88	75.17

2.- PRONOSTICO DE LA DEMANDA (MW)

2.1. Sistema de Loja	1.230	1.358	1.500	1.656	1.828	2.018	2.228	2.400	2.715	2.990	3.300
2.2. Sistema de Malacatos	0.063	0.070	0.075	0.082	0.089	0.097	0.106	0.115	0.125	0.138	0.152
2.3. Sistema de Catacocha	0.383	0.421	0.463	0.509	0.560	0.616	0.678	0.746	0.820	0.902	0.992
2.4. Sistema de Alamor - Celica	0.164	0.180	0.197	0.216	0.237	0.260	0.285	0.312	0.344	0.377	0.417
2.5. Sistema de Macard	0.184	0.203	0.224	0.248	0.274	0.303	0.335	0.370	0.409	0.453	0.503
2.6. Demanda Total	2.024	2.232	2.459	2.711	2.988	3.294	3.632	3.943	4.413	4.860	5.364

(Sigue)

PROVINCIA DE LOJA

SISTEMAS ELECTRICOS DE LOJA

POBLACION DEMANDA Y EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA

1.963 1.964 1.965 1.966 1.967 1.968 1.969 1.970 1.971 1.972 1.973

3.- EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA (MW)

3.1. SISTEMA DE LOJA

- 3.1.1. Potencia existente utilizable
- 3.1.2. Ampliación Central Empresa Zamora
- 3.1.3. Potencia nueva proyectada
- 3.1.4. Potencia Total
- 3.1.5. Déficit o superavit de potencia

156

3.2. SISTEMA MALACATOS

- 3.2.1. Potencia existente utilizable
- 3.2.2. Potencia nueva proyectada
- 3.2.3. Potencia Total
- 3.2.4. Déficit o superavit de potencia

3.3. SISTEMA DE CATACCHA

- 3.3.1. Potencia existente utilizable
- 3.3.2. Potencia nueva proyectada
- 3.3.3. Potencia Total
- 3.3.4. Déficit o superavit de potencia

(Sigue)

PROVINCIA DE LOJA

SISTEMAS ELECTRICOS DE LOJA

PROGRAMA DE INVERSIONES ESTIMADAS

(Millones de Sueres)

	AÑO DE ENTRADA EN SERVICIO DE LA OBRA	1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973	TOTAL
1.- INVERSIONES EN ESTUDIOS TECNICOS		1,30		0,27	0,33	0,11						2,01
2.- INVERSIONES EN GENERACION												
2.1. Ampliación Central Hidroeléctrica San Francis co (1,200 KW.)	1966	1,60	1,70									3,30
2.2. Central Hidroeléctrica "u Arcaal" (4,000 KW.)	1971						6,43	6,43				12,86
2.3. Central Hidroeléctrica Río Malacatos (300 KW)	1967/69			1,28		0,23						1,51
2.4. Central Hidroeléctrica "El Cóndor" (1.500 KW)	1968			3,77	3,77							7,54
2.5. Central Hidroeléctrica Río Alamor (500 KW)	1967/70			2,42			0,46					2,88
2.6. Central Hidroeléctrica Río Nacará (300 KW)	1967			1,72								1,72
2.7. Total Inversiones en Generación		1,60	1,70	9,19	3,77	0,23	6,89	6,43				29,81
3.- INVERSIONES EN TRANSMISION												
3.1. Línea a 22 KV. Central Hidroeléctrica - Loja Loja	1971						0,75	0,81				1,56
3.2. Línea a 22 KV. Loja - Catamayo	1968			0,55	0,60							1,15
3.3. Línea a 13,8 KV. Malacatos-Vileabamba	1967			0,46								0,46
3.4. Línea a 44 KV. Catacocha-Gonzanamá-Cariamanga	1968			2,74	2,74							5,48

(SIGUE)

PROVINCIA DE LOJA

SISTEMAS ELECTRICOS DE LOJA

PROGRAMA DE INVERSIONES ESTIMADAS
(Millones de Suces)

	AÑO DE ENTRADA EN SERVICIO DE LA OBRA		1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973	TOTAL
3.5. Línea a 13,8 KV. Celica - Mercadillo-Alamor	1967			0,77									0,77
3.6. Total inversiones en Transmisión				4,52	3,34	0,75	0,81						9,42
<u>4.- INVERSIONES EN SUBESTACIONES</u>													
4.1. Subestaciones (3) en Catamayo y Loja 22/4,16 KV. 1967/68/71				0,30	0,15		0,34						0,79
4.2. Subestaciones (3) en Catacocha, Gonzanamá y Cariamanga 44/13,8 KV. 1968/71					0,50		0,26						0,76
4.3. Total Inversiones en Subestaciones				0,30	0,65		0,60						1,55
<u>5.- INVERSIONES EN DISTRIBUCION</u>													
5.1. Redes en Loja y Catamayo 1965/68/71			1,88			1,00				0,96			3,84
5.2. Redes en Malacatos - Vilcambamba 1967/69/73					0,29		0,18				0,18		0,65
5.3. Redes en Catacocha - Gonzanamá y Cariamanga 1967/69				0,92	1,00		0,87						2,79
5.4. Redes en Alamor-Mercadillo y Celica 1967/70				0,55	0,60				0,58				1,73
5.5. Redes en Macará 1965/67			1,13		0,50								1,63
5.6. Total Inversiones en Distribución			3,01	1,47	2,39	1,00	1,05	0,58	0,58	0,96	0,18		10,64
<u>6.- TOTAL DE INVERSIONES</u>			2,90	4,71	15,75	10,48	1,34	8,69	8,42	0,96	0,18		53,43
<u>7.- INVERSIONES EN MONEDA LOCAL</u>			2,08	2,05	8,28	5,43	0,63	4,31	4,16	0,38	0,06		27,38
<u>8.- INVERSIONES EN MONEDA EXTRANJERA</u>			0,82	2,66	7,47	5,05	0,71	4,38	4,26	0,58	0,12		26,05

ACAPITE 10°.- SISTEMA ELECTRICO DE ESMERALDAS.

Referencias:

Cuadro No. II-10-1: Población, Demanda y Evaluación de la Potencia Instalada.

Cuadro No. II-10-2: Programa de Inversiones Estimadas.

Apartado 1.- Aspectos Generales

Según el Censo de 1962, la población urbana de la Provincia de Esmeraldas fué, en ese año, de 39.670 habitantes. El 84% de esta población se concentra en la Capital provincial que es, al mismo tiempo, el mayor centro comercial. La demanda de electricidad de la ciudad de Esmeraldas es, por estas razones, desproporcionalmente mayor que el de las otras poblaciones principales de la provincia, incluyendo las cabéteras cantonales Valdez y Muisne, cuyas demandas actuales son menores de 100 KW. Adicionalmente, los principales centros poblados de Esmeraldas se encuentran muy alejados entre sí y, en relación con la magnitud de sus demandas, demasiado distantes de los recursos hidroeléctricos factibles de utilizar.

Todas estas circunstancias determinan la inconveniencia económica de proyectar para Esmeraldas un sistema hidroeléctrico de alcance provincial. Por lo menos durante el período en estudio, la provincia deberá ser atendida por sistemas termoeléctricos locales.

En la ciudad de Esmeraldas el servicio eléctrico público es proporcionado por tres pequeñas centrales de 312 KW. de potencia total nominal. El agudo déficit ha tenido como consecuencia inmediata, el establecimiento de más de 30 pequeños grupos particulares, a diesel y gasolina, cuya capacidad total se aproxima a los 400 KW.

En San Lorenzo, Muisne y Valdez existen también instalaciones de generación termoeléctricas que actualmente podrían satisfacer la pequeña demanda de sus respectivas localidades si existieran adecuadas posibilidades de distribución. Desgraciadamente, el estado de las redes eléctricas es tan malo, que se pierde la mayor parte de la energía generada.

La Ciudad de Esmeraldas soporta también un problema semejante en lo que respecta a la antigüedad y deficiencia de su red de distribución.

El programa de electrificación propuesto para la provincia de Esmeraldas incluye, por las razones expuestas, la instalación de grupos termoeléctricos diesel en la ciudad de Esmeraldas y la reconstrucción y ampliación de sus redes de distribución, así como las de San Lorenzo, Muisne y Valdez.

En las tres últimas poblaciones nombradas se incrementará la potencia instalada con grupos termoeléctricos de capacidad adecuada, en el caso de que se produjeran demandas imprevistas, que superaran notablemente las previsiones. Dada la pequeñez de las demandas que pueden preverse ahora sobre bases reales, para esas tres poblaciones, no se proponen en el Programa inversiones para el incremento de potencia.

Apartado 2.- Descripción

2.1.- Obras de Generación: En 1964 debe construirse en Esmeraldas una central termoeléctrica, con capacidad suficiente para dar cabida a los equipos que ahora se encuentran dispersos en las tres centrales de servicio público de la ciudad y a los cuatro grupos nuevos de 1.200 KW. que se propone se instalen dentro del período.

La adquisición y montaje de estas cuatro últimas unidades deberán efectuarse oportunamente para que entren en operación en los años 1964, 1965, 1969 y 1970, respectivamente.

2.2.- Redes de Distribución: La reconstrucción de las redes de distribución de Esmeraldas, Muisne, Valdez y San Lorenzo deberá realizarse en los dos primeros años del Programa, dando prioridad a la red de Esmeraldas. Las ampliaciones, deberán hacerse progresivamente, a medida de las exigencias del crecimiento de la demanda.

2.3.- Estudios Técnicos: Existen estudios ~~terminados~~ de la red de Esmeraldas, los cuales deberán ser revisados. Se deberá proyectar la casa de máquinas y sus instalaciones eléctricas y mecánicas, incluyendo las características de los equipos generadores. Igualmente, deberán estudiarse las redes de Muisne, Valdez y San Lorenzo. Todos los estudios deberán terminarse en 1964.

PROVINCIA DE ESMERALDAS
SISTEMA ELECTRICO DE ESMERALDAS

POBLACION, DEMANDA Y EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA

	1.963	1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973
1.- Población Servida (Miles de Habitantes)	35.63	30.48	41.56	44.89	48.48	52.35	56.54	61.07	65.95	71.23	76.90
2.- Pronóstico de la Demanda (MW)	1.10	1.50	1.90	2.30	2.70	3.00	3.30	3.70	4.10	4.50	5.00
3.- Evolución de la Potencia Instalada. (MW)											
3.1. Existente Utilizable Termoelectricas Esmeraldas	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32
3.2. Potencia Nueva Proyectada Grupos Diesel		1.20	2.40	2.40	2.40	2.40	3.60	4.80	4.80	4.80	4.80
3.3. Potencia Total	0.32	1.52	2.72	2.72	2.72	2.72	3.92	5.12	5.12	5.12	5.12
3.4. Déficit o Superavit de Potencia	- 0.78	0.02	0.82	0.40	0.02	- 0.28	0.62	1.42	1.02	0.62	0.12

CUADRO N° II - 10 - 2

PROVINCIA DE ESMERALDAS

SISTEMA ELECTRICO DE ESMERALDAS

PROGRAMA DE INVERSIONES

(Millones de Suces)

	AÑO DE ENTRADA EN SERVICIO DE LA OBRA											TOTAL	
	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973			
1.- Inversiones en Estudios técnicos 1/	0.07												0.07
2.- Inversiones en Generación	1.11	1.80	1.40	0.70	~	1.10	1.80	1.40	0.70	-			10.01
3.- Inversiones en Redes de Distribución	2.27	0.80	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	6.27
4.- Total de Inversiones	3.45	2.60	1.80	1.10	0.40	1.50	2.20	1.80	1.10	0.16	0.16	0.16	16.35
5.- Inversiones en Moneda Local	1.11	2.02	1.56	0.86	0.16	0.26	0.36	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	6.81
6.- Inversiones en Moneda Extranjera	2.37	0.58	0.24	0.24	0.24	1.24	1.84	1.64	0.94	0.24	0.24	0.24	9.54

1 /

Existen estudios de la red de distribución de Esmeraldas.

ACAPITE 11.- SISTEMAS ELECTRICOS DE MANTA Y BAHIA DE CARAQUEZ.

Referencias:

Cuadro No. II-11-1: Población, Demanda y Evolución de la Potencia Instalada.

Cuadro No. II-11-2:- Programa de Inversiones Estimadas.

Apartado 1. Aspectos Generales

La provincia de Manabí es una de las más extensas y pobladas del País. Sus principales ciudades han experimentado en los últimos años un intenso crecimiento demográfico, así como también la de industrias de tamaño relativamente importante.

Las ciudades y pueblos de Manabí son atendidos casi en su totalidad por plantas térmicas aisladas, de propiedad municipal. La excepción es Manta, en donde opera la Empresa particular "CIMA". En la mayoría de los casos, el servicio es deficiente, lo que ha impedido el normal desarrollo y aprovechamiento de los múltiples recursos potenciales que tiene la provincia. La deficiencia del servicio eléctrico público ha determinado, por otra parte, la proliferación de plantas de servicio particular cuya producción se destina especialmente a la industria.

Siendo la provincia de Manabí una de las principales del País, tanto por su población, como por su importancia comercial, agrícola e industrial, se considera de interés nacional que se de atención preferente al desarrollo de su electrificación, en forma urgente y mediante un sistema eléctrico adecuado a sus necesidades, ya que la falta de electricidad es, sin duda, uno de los obstáculos que más gravemente ha afectado el normal desarrollo económico de esta provincia que, por sus múltiples riquezas naturales, está llamada a ser uno de los puntales más im-

portantes de la economía nacional.

Existen además otras razones para dedicar todo empeño a la urgente realización de obras de electrificación en esa provincia. El Instituto Ecuatoriano de Electrificación, ha invertido un capital considerable en la adecuación de varias unidades flotantes electrogeneradoras APD, que le fueron donadas por el Gobierno de los Estados Unidos. Estas Unidades que tienen una capacidad de 3.600 KW. cada una, se encuentran desde hace algún tiempo acoderadas en los muelles de Guayaquil sin utilización práctica alguna. Dos de estas centrales flotantes pueden ser trasladadas inmediatamente a Manabí, pero su utilidad sería sumamente restringida si ~~al momento no se construyen~~ líneas de transmisión, hasta los principales centros de consumo, pues la demanda exclusiva de los puertos de Manta y Bahía de Caráquez, en donde ha pensado INECEL fundear las unidades APD, daría lugar, por su pequeñez, a una generación antieconómica.

Si bien es importante la instalación de las unidades APD, para aprovechar en alguna forma los ingentes gastos realizados, su utilización debe ser considerada como una obra de emergencia dentro del Programa general de esta provincia. La orientación principal de las obras futuras debe ser, en lo posible, la substitución de las centrales termoelectricas mediante el aprovechamiento de recursos hidroelectricos que, en Manabí, parece muy factible.

La construcción de centrales hidroelectricas para el servicio de la provincia, desgraciadamente no puede ser iniciada inmediatamente por falta de conocimiento técnico suficiente de los recursos hidroelectricos. Por esta razón solamente pueden proyectarse obras de este tipo para los últimos años del período, hasta que pueda recogerse la información hidrológica necesaria. Se calcula que los estudios hidrológicos mínimos requerirán por lo menos cuatro años y, por tanto, en condi -

condiciones normales no podría contarse en Manabí con energía hidroeléctrica antes de 1970. Hasta ese año deberá pues servirse a la provincia a base de instalaciones termoeléctricas.

Se ha calculado que para el año de 1973 será económicamente conveniente, el abastecer con energía hidroeléctrica hasta un 74% de la demanda estimada para la provincia. Esto requeriría el establecimiento de aproximadamente 24.000 KW. de capacidad hidroeléctrica, hasta el año indicado.

Pese a que no existen estudios sistemáticos de los ríos que podrían ser utilizados, se puede señalar que existen varias posibilidades que, por lo que se conoce, reúnen condiciones apropiadas para el desarrollo de centrales hidroeléctricas de capacidad suficiente para las necesidades. Algunas de estas posibilidades son tanto más interesantes cuanto que están estrechamente ligadas con programas de riego de extensas áreas de la provincia de Manabí.

Una de las posibilidades nombradas sería el represamiento de las aguas del río Daule, en su parte alta, hacia el sitio de la confluencia del Daule con el Peripa. Se calcula que de esta presa se podrían derivar 3.700 millones de metros cúbicos anuales, para destinarlos al riego de 80.000 hectáreas de la provincia de Manabí y 120.000 hectáreas de la provincia del Guayas.

El canal principal partiría del embalse en dirección sur, por las faldas orientales de la cordillera de Balzar-Puca, hasta las planicies de Pedro Carbo. Para regar los valles occidentales de Manabí deberá atravesarse la cordillera nombrada mediante dos túneles para lanzar las aguas hasta las cuencas de los afluentes superiores de los ríos Chone y Portoviejo.

Los estudios definitivos de esta posibilidad, cuya idea preliminar ha sido concebida por la Caja Nacional de Riego, demostrarán la potencialidad hidroeléctrica real que pueda obtenerse al aprovechar los desniveles que deben vencerse para conducir el agua desde los canales principales hasta las zonas bajas de riego. Los datos ahora conocidos sólo permiten afirmar que, aún en los casos menos favorables, esa potencialidad sería superior a los 24.000 KW. Esta potencia probablemente se la obtendría en dos centrales, que estarían localizadas hacia el oriente de Portoviejo, aproximadamente a 25 y 40 Km. respectivamente.

Otra posibilidad consiste en el aprovechamiento del río Toachi, en una central que estaría localizada aguas arriba de la confluencia del Toachi con el río Lelia. Las observaciones realizadas en ese río, han conducido a estimar la potencia obtenible en 24.000 KW., potencia que deberá ser confirmada prosiguiendo con estudios hidrológicos sistemáticos.

Por último convendría estudiar, con miras a su utilización para la electrificación de Manabí, la posibilidad de aprovechar los ríos Angamarca, Cristal y/o Chimbo, con centrales construídas en cascada en cada uno de ellos. Esto conduciría obligadamente a la unificación, bajo un sistema eléctrico común, de la provincia de Manabí con un importante sector de la provincia de Los Ríos.

En el apartado que sigue, se describen las obras que se proponen para la electrificación de Manabí, tomando como ejemplo, la alternativa del proyecto Toachi para la segunda etapa del Programa. No debe perderse de vista, desde luego, que únicamente los estudios de factibilidad de estas posibilidades conducirán a la determinación de las obras a realizarse, de acuerdo a la mejor conveniencia técnica, a las disponibilidades económicas y, especialmente, a las posibilidades de construcción a tiempo oportuno.

Apartado 2.- Descripción

En los primeros años del programa, se desarrollarán en la provincia de Manabí dos sistemas eléctricos independientes: El sistema de Manta, que incluye las poblaciones del centro y sur de la provincia ; y el sistema de Bahía que comprende los principales centros poblados del Norte. Los dos sistemas se interconectarán a partir del año de 1968.

2.1.- Obras de Generación: En 1964 se propone la instalación de una unidad flotante APD, de 3.600 KW., en la ciudad de Manta. En 1965 deberá instalarse una unidad igual en Punta Mauricio, cerca de Bahía.

En 1966 deberá entrar en operación, en Portoviejo, una ~~uni~~dad a vapor de 6.000 KW. Esta central deberá ser ampliada con otro equipo igual, en 1968; Estos equipos deberán seguir operando hasta el final del período.

Como se ha indicado, para la segunda etapa del Programa , o sea a partir de 1970, deberá abastecerse a la provincia con energía hidroeléctrica proveniente de la central que se determine como la más conveniente construir, a base de los resultados de los estudios que se efectuarán con esta finalidad. Se describen aquí, las obras necesarias correspondientes a la alternativa río Toachi.

La central deberá ser iniciada hacia el año 1967 y construída para su capacidad total. La instalación de maquinarias deberá hacerse por etapas, de modo que puedan disponerse de 8.000, 18.000 y 24.000 KW., para los años 1970, 1971 y 1973, respectivamente.

Es imprescindible que se establezcan cuanto antes nuevas estaciones hidrológicas para el estudio de todos los recursos hidráulicos que puedan ser aprovechados para el abastecimiento de la zona.

El establecimiento de los primeros 8.000 KW. hidroeléctricos permitirá prescindir de todas las actuales centrales térmicas municipales y particulares, que hasta 1969 deberán seguir en operación. Con el incremento de la segunda etapa de 10.000 KW. hidroeléctricos en 1970, podrá retirarse de servicio a los dos unidades flotantes APD de Bahía y Manta.

2.2.- Líneas de Transmisión y Subestaciones: En el período de 1964 - 1968 deberán entrar en funcionamiento 196 Km. de líneas, a una tensión de 69 KV., para incorporar a las principales ciudades de los dos sistemas.

En 1964 a 1967 se montarían 113 Km. de línea, a 13.8 KV., que incorporarían al servicio el resto de poblaciones consideradas en este Programa.

Según la alternativa Toachi, para 1970, cuando entre en funcionamiento esa central hidroeléctrica, se necesitará 240 Km. aproximadamente de líneas de transmisión, a una tensión de 162 KV. entre la Hidroeléctrica del Toachi y la ciudad de Portoviejo.

Se consultan en estos sistemas subestaciones de elevación de 13.8/69 KV. en Manta y Punta Mauricio, que se instalarán en 1964 y 1965, respectivamente. Desde estas subestaciones partirán las líneas que lleven la energía de los barcos a las poblaciones del interior.

Subestaciones de reducción de 69/13.8 KV. se instalarán en Portoviejo, Jipijapa, Rocafuerte y Tosagua, durante los años 1964, 1965, 1966 y 1967.

En 1970 entrará en servicio una subestación reductora de 162/69 KV. en Portoviejo, La potencia prevista es de 30.000 KVA., -

15.000 de los cuales se instalarán en 1970 y los otros 15.000, en 1971.

También se requerirá de una subestación de elevación en el Toachi, que sería igual a la de Portoviejo, tanto en potencia como en la forma de su instalación.

Cuando entren en servicio las plantas hidroeléctricas, las subestaciones de Manta y Punta Mauricio se convertirán en reductoras (69/13.8 KV) para llevar la energía a Manta y Bahía, respectivamente.

En el gráfico No.II-11/13 se muestra esquemáticamente la localización de los sistemas propuestos de transmisión y de las subestaciones.

2.3.- Redes de Distribución: El mal estado de las redes de distribución es generalizado en la mayor parte de la provincia. Solamente Santa Ana y Bahía de Caráquez poseen redes de calidad aceptable. En las otras ciudades y poblaciones, las redes deben ser reconstruidas casi en su totalidad. Debe normalizarse, generalizarse la tensión de distribución primaria a 13.8 KV. en toda la provincia.

2.4.- Estudios Técnicos: Existen algunos estudios para el sistema de transmisión de Manta a Portoviejo. Estos estudios deberán ser revisados. Deberán iniciarse inmediatamente los estudios de factibilidad de los recursos hidroeléctricos. Los estudios de este tipo, referentes al Toachi están actualmente en ejecución.

De acuerdo a los estudios de factibilidad, deberán ejecutarse los estudios definitivos de la alternativa seleccionada en lo que se refiere a las obras de generación y al sistema necesario de transmi -

sión.

Deberá efectuarse inmediatamente los estudios técnicos correspondientes a las líneas de transmisión del sistema de Bahía y los correspondientes a los tramos La Pila-Jipijapa; Portoviejo-Santa Ana-Sucre y Portoviejo-Rocafuerte-Charapotó y Rocafuerte-Tosagua.

Las redes de distribución de todas las poblaciones debe rán ser proyectadas.

PROVINCIA DE MANABI

SISTEMAS ELECTRICOS DE MANTA Y BAHIA DE CARAQUEZ

POBLACION, DEMANDA Y EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA

	1.963	1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973
1.- POBLACION DE LOS CENTROS SERVIDOS (Miles de habitantes)	136	143	149	155	162	170	177	185	193	202	211
2.- PRONOSTICO DE LA DEMANDA (MW)	6.0	8.9	11.4	14.2	17.1	20.3	22.5	24.8	27.2	29.8	32.3
3.- EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA (MW)											
3.1. EXISTENTE UTILIZABLE											
3.1.1. Termoeléctrica "CIMA"	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65				
3.1.2. Termoeléctricas Municipales	1.75	1.75	1.35	1.35	1.35	1.35	1.35				
3.1.3. Termoeléctricas Industriales y particulares	2.0	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6				
3.2. POTENCIA NUEVA PROYECTADA											
3.2.1. Unidad Flotante A.P.D. N° 1 - Manta		3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6			
3.2.2. Unidad Flotante A.P.D. N° 2 - Bahía			3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6			
3.2.3. Unidad de Vapor (2 x 6 MW)				5.0	6.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0
3.2.4. Centrales Hidroeléctricas (8 MW + 10 MW + 6 MW)								8.0	18.0	18.0	24.0
3.3. POTENCIA TOTAL	4.4	8.6	11.8	17.8	17.8	23.8	23.8	27.2	30.0	30.0	36.0
3.4. DEFICIT O SUPERAVIT DE POTENCIA	-1.6	-0.3	-0.4	3.6	0.7	3.5	1.3	2.4	2.8	0.2	3.7

✓ Incluye : Manta, Santa Ana, Montecristi, 24 de Mayo, Jipijapa, Jaramijó, Rocafuerte, Charapotó, Portoviejo, Bahía de Caráquez, Chone, Canuto, Calceta, Tosagua, Junfa.

PROVINCIA DE MANABI

SISTEMAS ELECTRICOS DE MANTA Y BAHIA DE CARAQUEZ

PROGRAMA DE INVERSIONES ESTIMADAS

(Millones de Suces)

	AÑO DE ENTRADA EN SERVICIO DE LA OBRA	1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973	TOTAL
1.- INVERSIONES EN ESTUDIOS TECNICOS												
2.- INVERSIONES EN GENERACION												
2.1. Instalación de Unidad Flotante APD N°1 (Manta)	1964	1,00										1,00
2.2. Instalación de Unidad Flotante APD N°2 (Bahía)	1965	0,50	0,50									1,00
2.3. Central a vapor en Portoviejo	1966/68	14,85	14,85	14,85	14,85							59,40
2.4. Centrales Hidroeléctricas	1970/71/73			15,40	34,60	34,60	34,60	30,70	11,50	11,50		138,30
2.5. Total Inversiones en Generación		16,35	15,35	14,85	30,25	34,60	34,60	30,70	11,50	11,50		199,70
3.- INVERSIONES EN TRANSMISION												
3.1. Línea de 69 KV. (Manta-Portoviejo; La Pila-Jijapa; Portoviejo-Rocafuerte)	1964/66	4,62	6,14									10,76
3.2. Líneas de 13.8 KV. (APD N°1 - Subestaciones - Montecristi; Portoviejo-Santa Ana-24 de Mayo; Subestaciones Jaramijó; Rocafuerte-Charapotó)	1964/66/67	0,56	1,29	1,06								2,91
3.3. Líneas de 69 KV. (Punta Mauricio-Tosagua, Rocafuerte-Tosagua)	1965/66/68	4,96	1,29		3,45							9,70
3.4. Línea de 13.8 KV. (Punta Mauricio-Bahía; Tosagua-Chone; Tosagua-Calaceta-Canuto; Calaceta-Junín)	1965/67	0,27		1,25								1,52
3.5. Líneas de 162 KV. (Toachi-Quevedo-Portoviejo)	1970				30,00	30,00	30,00					60,00
3.6. Total Inversiones en Transmisión		10,41	8,72	2,31	3,45	30,00	30,00	30,70	11,50			84,89

PROVINCIA DE MANABI

SISTEMAS ELECTRICOS DE MANTA Y BAHIA DE CARAQUEZ

PROGRAMA DE INVERSIONES ESTIMADAS

(Millones de Sucres)

	1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973	TOTAL
AÑO DE ENTRADA EN SERVICIO DE LA OBRA											
4.- <u>INVERSIONES EN SUBESTACIONES</u>											
4.1. Subestaciones en Portoviejo 162/69 - 69/13.8 KV.	1,54				1,54	6,48	6,48				16,04
4.2. Subestaciones Manta 13.8/69 KV.	1,92	0,96	1,92		2,88						7,68
4.3. Subestaciones Jipijapa - Tosagua 69/13.8 KV.	1,92	1,73		1,15	1,92		0,38			0,38	7,48
4.4. Subestación Rto Toachi a 13.8/162 KV.						6,48	6,48				12,96
4.5. Total Inversiones en Subestaciones	5,38	2,69	1,92	1,15	6,34	12,96	13,34			0,38	44,16

PROVINCIA DE MANABI

SISTEMAS ELECTRICOS DE MANTA Y BAHIA DE CARAQUEZ

PROGRAMA DE INVERSIONES ESTIMADAS

(Millones de Sucras)

	PROGRAMA DE INVERSIONES ESTIMADAS										
	1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973	TOTAL
<u>5.- INVERSIONES EN DISTRIBUCION</u>											
5.1. Redes de Manta, Portoviejo y Montecristi	4,00	3,90	0,95	0,95	0,95	0,95	0,85	0,85	0,85	0,85	15,1
5.2. Redes de Bahía, Camuto, Chone y Jipijapa	1,90	1,40	0,98	0,98	0,48	0,48	0,39	0,39	0,29	0,29	7,58
5.3. Tosagua, Calceta, Jumfa	0,39	0,39	0,39	0,19	0,19	0,19	0,10	0,10	0,09	0,09	1,73
5.4. Rocafuerte, Santa Ana, Sucre			0,98	0,48	0,29	0,29	0,19	0,19	0,09	0,09	2,60
5.5. Total Inversiones en Distribución	5,90	5,69	3,30	2,60	1,91	1,91	1,53	1,53	1,32	1,32	27,01
<u>6.- TOTAL DE INVERSIONES</u>	39,65	33,94	24,83	38,81	75,99	81,47	45,57	13,03	12,82	1,70	367,81
6.1. INVERSIONES EN MONEDA LOCAL	15,84	13,55	8,90	15,60	41,74	43,24	21,30	6,36	6,28	0,68	174,49
7.- INVERSIONES EN MONEDA EXTRANJERO	22,81	20,39	15,93	23,21	34,25	38,23	24,27	6,67	6,54	1,02	193,32

./Ran..

ACAPITE 12°.- SISTEMA ELECTRICO GUAYAQUIL - BABAHOYO.

Referencias:

Cuadro No.II-12-1: Población, Demanda y Evolución de la Potencia Instalada.

Cuadro No.II-12-2: Programa de Inversiones Estimadas.

Apartado 1.- Aspectos Generales

Este sistema eléctrico, si llegan a completarse todas las obras que se prevén en el presente Programa, será en 1973 el más importante de la República, pues contará con una potencia instalada del orden de los 165.000 KW., es decir, aproximadamente el 39% de la potencia total del país en ese año.

Ya en la actualidad, solamente la ciudad de Guayaquil consume el 32% de la energía producida en el país y las instalaciones de la "Empresa Eléctrica del Ecuador", que presta servicio a esa ciudad, constituyen el sistema termoeléctrico de mayor importancia en la República.

El sistema eléctrico que se propone, integraría los más importantes sistemas actuales de seis de los principales cantones de la parte central y septentrional de la provincia del Guayas y seis de los cantones principales del sur de la provincia de Los Ríos. En esta forma quedarían incluidas en el Sistema 40 ciudades y pueblos, con una población actual estimada en 655.000 habitantes.

Las centrales actualmente instaladas en la zona descrita alcanzan a una potencia de 54.000 KW. totalmente termoeléctricos, calculándose que en 1962 consumieron unos 12.5 millones de galones de combustibles líquidos. En esta zona es pues de mayor urgencia e importancia que en cualquier otra del País, encontrar rápidas soluciones para impe-

dir el violento crecimiento de los consumos de derivados de petróleo en la generación de electricidad. Esta solución no puede ser otra que la construcción de centrales hidroeléctricas o termoeléctricas pero que utilicen otro tipo de combustible.

Desgraciadamente no puede esperarse una transformación total ni inmediata del tipo de generación en las centrales de la zona, ya que eso no sería económicamente conveniente, ni físicamente posible, a causa del tiempo más o menos prolongado que requiere la construcción de obras de generación de cualquier tipo y de las magnitudes que exigiría el Sistema. Se ha estimado que, dentro de condiciones normales, sólo podría contarse con energía hidroeléctrica para el Sistema a partir del año 1967. Hasta entonces deberá utilizarse una buena proporción de la capacidad instalada actualmente en plantas termoeléctricas y, aún más, incrementarse la potencia instalada con nuevas unidades de este tipo, para no dar lugar a la presencia de un déficit que sería muy perjudicial.

Según lo expuesto, la orientación del Programa es pues a bastecer a la mayor parte de la demanda de la zona, a partir del año 1967 con energía hidroeléctrica. Se considera, sin embargo, de suma importancia que se examine, como solución alternativa, el aprovechamiento para esta finalidad de los recursos carboníferos de Biblián, según lo que se ha descrito en el Acápite 8º, correspondiente a las provincias de Azuay y Cañar.

Esta posibilidad se presenta atractiva especialmente bajo el aspecto de que requeriría un período de estudio y construcción menor que el que necesitaría una central hidroeléctrica, factor que, para el caso del Guayas, podría adquirir gran importancia. Paralelamente, la extracción del carbón representaría una muy importante fuente de trabajo para los pobladores de la zona de Biblián, pues se estima que una central

de 50.000 KW. consumiría 700 toneladas de carbón por día.

En lo que respecta a las posibilidades hidroeléctricas para el servicio de esta zona, merece especial mención el proyecto de aprovechamiento del río Jubones.

Este proyecto ha sido estudiado por varios años por la Empresa Eléctrica del Ecuador que, además, ha hecho gestiones para su financiamiento. Puede decirse entonces que es éste uno de los proyectos de electrificación más importantes, que en los momentos actuales se encuentra listo para ser implementado. Este proyecto podría rendir hasta 120.000 KW., mediante la construcción de varias centrales en cascada, sobre el río Jubones, en el sitio denominado Ushcurrumi, aproximadamente a 180 Km. de Guayaquil.

Otra posibilidad sumamente importante, pero que desgraciadamente no cuenta con los estudios realizados como en el caso del Jubones, sería el desarrollo de la Central Hidroeléctrica Cola de San Pablo, sobre el río Paute, lo cual significaría la integración obligada de, por lo menos, las provincias de Azuay, Cañar, Guayas y Los Ríos en el más poderoso sistema eléctrico del País. Aunque ya se mencionó esta posibilidad al tratar de las provincias de Azuay y Cañar, no se puede dejar de insistir sobre su importancia puesto que, en comparación con el proyecto hidroeléctrico del Jubones, por lo que se conoce, la hidroeléctrica Cola de San Pablo tiene múltiples ventajas en lo que se refiere a la facilidad y economía de su construcción. En lo que respecta a las líneas de transmisión necesarias, puede indicarse que, en uno y otro caso, las distancias hasta Guayaquil serían equivalentes.

En la descripción de las obras que se hace en el Apartado 2, que sigue, se adopta la alternativa río Jubones para cubrir la deman

da a partir del año 1967. Se deja, sin embargo, perfectamente establecido que las otras alternativas descritas no son menos importantes y que solamente un estudio comparativo deberá decidir cual debe ser el proyecto que se ejecute.

Apartado 2.- Descripción

2.1.- Obras de Generación: Hasta fines de 1963 deberán instalarse nuevas unidades diesel por un total de 2.000 KW. en centros fuera de Guayaquil.

Como alternativa para esta parte del Programa conviene examinar la posibilidad de utilizar una o dos de las unidades flotantes APD, de propiedad de INECEL.

En 1966 deberá entrar en servicio en Guayaquil una unidad a vapor de 15.000 KW. Esta unidad será un incremento de la capacidad instalada de la Empresa Eléctrica del Ecuador.

En 1967 la zona deberá ser abastecida con energía proveniente de las hidroeléctricas de la Sierra (Jubones o Cola de San Pablo) o de la Termo-Biblián, según se ha descrito. Las obras correspondientes a la alternativa Jubones serían:

En 1964 iniciación de la primera etapa de la Hidroeléctrica Ushcurrumi, instalación de maquinarias por 40.000 KW. que deben entrar en servicio en 1967.

En 1967 y 1972, respectivamente, iniciación de la operación de la segunda y tercera etapas de esta obra, por una potencia de 40.000 KW cada una.

2.2.- Líneas de Transmisión y Subestaciones: La energía generada en la Hidroeléctrica Jubones (o Cola de San Pablo o Termo-Biblián), será transportada por una línea de 162 KV., diseñada para futura operación a 230 KV. para cuando la línea funcione a plena carga. Tendrá aproximadamente una longitud de 180 Km. desde la central en el Jubones, hasta la subestación principal en Eloy Alfaro, frente a Guayaquil.

Eloy Alfaro será el centro de distribución principal del que partirán las siguientes líneas:

Alfaro-Daule-Balzar: Longitud, 100 Km.; tensión, 69 KV.; alimentará todas las poblaciones importantes hasta Balzar.

Alfaro-Samborondón-Babahoyo: Esta línea es de 69 KV. hasta Babahoyo, desde donde se extiende hasta Pueblo Viejo, a 44.5 KV., con una longitud total de 94 Km.

Alfaro-Milagro: De 28 Km. de longitud, 69 KV., servirá a Milagro y los pueblos vecinos hasta Maridueña. Esta zona es de importancia agrícola e industrial y para ella se prevén cargas apreciables.

Las líneas de 13.8 KV. se emplearán para la subtransmisión desde las subestaciones principales hasta los centros de consumo, siendo, al mismo tiempo, esta tensión la que se empleará para distribución primaria en las poblaciones.

La longitud de las líneas a 13.8 KV. totalizará unos 290 Km. en 1973.

El principal centro de transformación estará ubicado en Alfaro, a orillas del río Guayas, frente a Guayaquil. En 1973 la potencia

total de este centro será de unos 150 MVA.

Existirá una subestación elevadora de 150 MVA, ubicada junto al centro de generación elegido: Río Jubones, "Cola de San Pablo" o Termo-Biblián.

Existirán otras subestaciones reductoras, de 69/13.8 KV., en Milagro, Samborondón, Babahoyo, Daule y Balzar, totalizando unos 34 MVA.

La localización de las principales líneas y subestaciones descritas, se muestra en el gráfico No.12/14.

2.3.- Redes de Distribución: A excepción de la red de distribución de Guayaquil, que solamente deberá ser ampliada en la medida del crecimiento del servicio, las redes de todas las otras poblaciones deberán ser reconstruidas progresivamente dentro del período para adaptarlas a las condiciones técnicas que requiere su integración dentro del sistema. La tensión primaria de distribución debe ser generalizada en 13.8 KV.

2.4.- Estudios Técnicos: Deben iniciarse urgentemente los estudios de factibilidad y conveniencia de Termo-Biblián y Cola de San Pablo, en comparación con el proyecto Jubones. Asimismo, en 1964 deberán realizarse los estudios de las obras de generación y transmisión y de las redes de distribución.

CUADRO Nº 11 - 12 - I.

PROVINCIA DEL GUAYAS. - LOS RIOS
 SISTEMA ELECTRICO GUAYAQUIL - BABAHOYO
 POBLACION, DEMANDA Y EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA

	1.963	1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973
1.- POBLACION DE LOS CENTROS SERVIDOS (Miles de Habitantes)		693.0	732.0	772.0	816.0	861.0	910.0	959.0	1.011.0	1.068.0	1.125.0
2.- PROMOSTICO DE LA DEMANDA (MW)	50.8	56.0	63.8	77.0	80.7	89.7	98.8	109.7	121.0	133.5	147.1
3.- EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA (MW)											
3.1: EXISTENTE UTILIZABLE											
3.1.1. Termoelectricas (EMELEC)	44.0	44.0	44.0	44.0	36.0	36.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
3.1.2. Plantas Municipales y Particulares	10.0	10.0	10.0	10.0							
3.2. POTENCIA NUEVA PROYECTADA											
3.2.1. Unidades Diesel (Municipales y Particulares)	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0					
3.2.2. Termoelectrica Guayaquil		15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0
3.2.3. Hidroelectrica Rio Jabones		40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	80.0	80.0	80.0	120.0	120.0
3.3. POTENCIA TOTAL INSTALADA	54.0	56.0	56.0	71.0	93.0	93.0	125.0	125.0	125.0	165.0	165.0
3.4. DEFICIT O SUPERAVIT DE POTENCIA	3.2	-	-7.8		12.9	3.9	26.2	15.3	4.0	31.5	17.9

✓ Incluye : Guayaquil, Yaguachi, Milagro, Sabborondón, Duile, Balzar, Taura, Las Torres, Chobo, Mariscal Sucre, Venecia, Conducta, Naranjito, Maridueña, Pascuales, Piedrahita, Loma-Arriba, Isidro Ayora, Estancada, Pedro Carbo, Santas Animas, Limonal, El Desao, Santa Lucía, Barbasco, Porvenir, San Eduardo, Palestina, Guarderas, Enriqueta, Boca Chica, Babahoyo, Baba, Catarana, Pueblo Viejo, Vines, Palenque, Ventanas, Barreiro.

CUADRO Nº 11 - 12 - 2

PROVINCIAS DEL GUAYAS Y LOS RIOS

SISTEMA ELECTRICO GUAYAQUIL -- BABAHOYO

PROGRAMA DE INVERSIONES ESTIMADAS

(Millones de Sucres)

	AÑO DE ENTRADA EN SERVICIO DE LA OBRA	1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973	TOTAL
1.- <u>INVERSIONES EN ESTUDIOS TECNICOS</u>		10,93	10,36	1,00		4,00						26,29
2.- <u>INVERSIONES EN GENERACION</u>												
2.1. Unidades Diesel Municipales	1964	6,60										6,60
2.2. Termoelectricas (vapor) EMELEC	1966	37,12	37,13									74,25
2.3. Hidroeléctrica Jubones	1967/69/72	78,40	78,40	156,80	78,40	78,40	78,40	78,40	78,40	78,40		705,60
2.4. Total Inversiones en Generación		122,12	115,53	156,80	78,40	78,40	78,40	78,40	78,40	78,40		786,45
3.- <u>INVERSIONES EN TRANSMISION</u>												
3.1. Transmisión dentro de las provincias	1967			29,76								29,76
3.2. Línea a 230 KV. (Jubones - E. Alfaro)	1967			61,74								61,74
3.3. Total Inversiones en Transmisión				91,50								91,50
4.- <u>INVERSIONES EN SUBESTACIONES</u>												
4.1. Subestaciones locales provinciales	1967/69/72			4,36		4,35			4,35			13,06
4.2. Subestación E. Alfaro	1967/69/72			29,40		29,40			29,40			88,20
4.3. Subestación Rio Jubones	1967/69/72			29,40		29,40			29,40			88,20
4.4. Total Inversiones en Subestaciones				63,16		63,15			63,15			189,46
5.- <u>INVERSIONES EN DISTRIBUCION</u>			25,70	20,00	20,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	95,70
6.- <u>TOTAL DE INVERSIONES</u>		133,05	151,59	332,46	98,40	150,55	63,40	83,40	146,55	5,00	5,00	1.189,40
7.- <u>INVERSIONES EN MONEDA LOCAL</u>		58,87	67,27	167,56	47,20	70,46	41,20	41,20	66,46	2,00	2,00	564,22
8.- <u>INVERSIONES EN MONEDA EXTRANJERA</u>		74,18	84,32	164,90	51,20	80,09	42,20	42,20	80,09	3,00	3,00	625,18

ACAPITE 13.- SISTEMA ELECTRICO DE QUEVEDO.

Referencias:

Cuadro No.II-13-1: Población, Demanda y Evolución de la Potencia Instalada.

Cuadro No.II-13-2: Programa de inversiones Estimadas.

Apartado 1.- Aspectos Generales

Este sistema comprende las poblaciones de Quevedo, Valencia y Velasco Ibarra (Empalme).

Estas poblaciones están actualmente servidas por plantas - térmicas independientes que abastecen los servicios residencial, comercial y de alumbrado público, con una carga de 620 KW. El servicio es discontinuo y las pérdidas en las redes exceden del 30%.

La demanda inmediata se estima en 960 KW. y, al final del período considerado, en 5.620 KW.. Para solucionar la falta de energía - en esta zona, será necesario, como primera medida, instalar grupos térmicos capaces de atender los requerimientos de cuatro años más, hasta poder explotar los recursos hidráulicos de Macuchi y Pilaló.

Apartado 2.- Descripción

2.1.- Obras de Generación: Para servir la demanda futura inmediata será necesario instalar, en 1964 un grupo térmico de 500 KW. y otro de 1.000 KW., en el año 1965. Estos grupos trabajarían acoplados con los existentes.

Para 1967 se proyecta explotar la antigua central hidroeléctrica de Macuchi, con una capacidad de 1.500 KW. luego de efectuar la re-

posición de la tubería de presión de los grupos hidroeléctricos, obras de reparación en la toma, así como la instalación de las compuertas que fueron retiradas.

En 1970 deberá entrar en funcionamiento la primera etapa de una central hidro-eléctrica localizada más abajo de Macuchi, con 2.500 KW. iniciales, utilizando las aguas del río Pilaló, mediante una aducción de 6 Km., totalmente en túnel y una caída superior a 300 m.. La potencia total obtenible será de 4.500 KW.

A partir de 1970, el sistema de Quevedo será totalmente hidroeléctrico, ya que desde esa fecha saldrán del servicio los grupos térmicos antes enunciados.

En esta misma zona existe un anteproyecto para riego y electrificación en La Maná, utilizando el río Pucayacu, del que se obtendrían 2.000 KW. Convendría examinar esta posibilidad sea como una alternativa al programa descrito, o como reserva para después del período considerado.

2.2.- Líneas de Transmisión y Subestaciones: Se requiere 91 Km. de líneas, desde los sitios de generación a Quevedo, a una tensión de 44 KV.; y, desde esta población a Valencia y Velasco Ibarra, a 22 KV. Se proyecta, además, una subestación reductora de 7.500 KVA., en Quevedo.

2.3.- Redes de Distribución: En general, será necesario renovar y ampliar las redes de distribución de las poblaciones incluidas en este Sistema.

2.4.- Estudios Técnicos: Los estudios técnicos se iniciarán en 1964 y comprenden los proyectos hidroeléctricos, líneas de transmisión, subestaciones y redes de distribución.

PROVINCIA DE LOS RIOS
SISTEMA ELECTRICO DE QUEVEDO

POBLACION, DEMANDA Y EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA

	1.963	1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973
1.- <u>POBLACION DE LOS CENTROS SERVIDOS</u> (Miles de Habitantes)		29.3	32.1	35.3	38.7	42.5	46.7	51.4	56.5	62.2	68.5
2.- <u>PROMOSTICO DE LA DEMANDA</u> (MW)	0.96	1.26	1.61	1.98	2.40	2.79	3.20	3.69	4.24	4.88	5.62
3.- <u>EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA</u> (MW)											
3.1. <u>POTENCIA EXISTENTE UTILIZABLE</u>											
3.1.1. Termoeléctricas de Quevedo	0.516	0.516	0.456	0.456	0.432	0.432	0.432				
3.1.2. Termoeléctrica de Valencia	0.024	0.024	0.024	0.024							
3.1.3. Termoeléctrica de V. Ibarra	0.080	0.080	0.080	0.080							
3.2. <u>POTENCIA NUEVA PROYECTADA</u>											
3.2.1. Central Termoeléctrica		0.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500
3.2.2. Central Hidroeléctrica (Macuchi)											
3.2.3. Central Hidroeléctrica (Pital6)								2.500	3.500	3.500	4.500
3.3. <u>POTENCIA TOTAL DEL SISTEMA</u>	0.620	1.120	2.060	2.060	3.432	3.432	3.432	4.000	5.000	5.000	6.000
3.4. <u>DEFICIT O SUPERAVIT DE POTENCIA</u>	- 0.340	- 0.140	0.450	0.080	1.032	0.642	0.232	0.310	0.760	0.120	0.380

NOTAS : 1/ Incluye : Quevedo, Valencia, V. Ibarra, (Empalme).

./Ram.

CUADRO Nº 11 - 13 - 2

PROVINCIA DE LOS RIOS
SISTEMA ELECTRICO DE QUEVEDO
PROGRAMA DE INVERSIONES ESTIMADAS
(Millones de Sucres)

	AÑO DE ENTRADA EN SERVICIO DE LA OBRA	1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973	TOTAL
1.- <u>INVERSIONES EN ESTUDIOS TECNICOS</u>		0,94	0,06	0,58	0,54		0,03					2,15
2.- <u>INVERSIONES EN GENERACION</u>		1,50	3,00	5,76	10,75	10,75	2,21	2,21	2,21	2,21		4,50
2.1. Central Termoeléctrica	1964/65											4,50
2.2. Centrales Hidroeléctricas	1967/70/71/73	1,50	3,00	5,76	10,75	10,75	2,21	2,21	2,21	2,21		31,68
2.3. Total de Inversiones en Generación		1,50	3,00	5,76	10,75	10,75	2,21	2,21	2,21	2,21		36,18
3.- <u>INVERSIONES EN TRANSMISION</u>												
3.1. Líneas de 44 KV. Central (H) Quevedo	1967		2,40	2,40								4,80
3.2. Línea de 22 KV. Quevedo - Valencia	1969			0,49	0,49							0,98
3.3. Línea de 22 KV. Quevedo - V. Ibarra (Español)	1967		0,69	0,69								1,38
3.4. Total Inversiones en Transmisión			3,09	3,09	0,49	0,49						7,16
4.- <u>INVERSIONES EN SUBESTACIONES</u>												
Subestación en Quevedo 44/22/13,8 KV.	1967/71			1,44			0,72					2,16
5.- <u>INVERSIONES EN DISTRIBUCION</u>												
Ampliación de las redes existentes	1964/73	0,96	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	2,93	1,92	2,21	1,92	10,56
6.- <u>TOTAL DE INVERSIONES</u>		3,40	8,07	10,87	2,95	11,24	12,70	2,93	1,92	2,21	1,92	58,21
7.- <u>INVERSIONES EN MONEDA LOCAL</u>		1,62	3,28	5,89	1,60	5,67	6,18	1,40	0,77	1,11	0,77	28,29
8.- <u>INVERSIONES EN MONEDA EXTRANJERA</u>		1,78	4,79	4,98	1,35	5,57	6,52	1,53	1,15	1,10	1,15	29,92

ACAPITE 14°.- SISTEMA ELECTRICO SALINAS - SANTA ELENA.

Referencias:

Cuadro No.II-14-1: Población, Demanda y Evolución de la
Potencia Instalada.

Cuadro No.II-14-2: Programa de Inversiones Estimadas.

Apartado 1.- Aspectos Generales

En razón de la importancia de los Cantones Salinas y Santa Elena y, especialmente a causa del angustioso problema de electrificación que soportan actualmente sus principales poblaciones, se ha considerado importante incluir en este Programa un pequeño sistema eléctrico para la región en estudio.

En la actualidad las poblaciones están servidas por pequeñas centrales termoeléctricas locales de propiedad de los Municipios y de la Junta de Mejoras de la Península, a más de numerosas instalaciones particulares. Entre estas últimas, son las más importantes las pertenecientes a las Refinerías de Petróleo, que cuentan con modernas instalaciones y centrales a vapor que aprovechan el gas que obtienen de los pozos petrolíferos.

INECEL ha promovido la formación de una Empresa Eléctrica autónoma que asociaría los capitales del Instituto con los de los Municipios de Santa Elena y Salinas y los de la Junta de Mejoras de Santa Elena. El interés principal de INECEL es integrar una zona de influencia adecuada para la instalación de una de las unidades flotantes APD.

Lo atractivo de este proyecto radica en que podría ser ejecutado en pocos meses. La potencia de 3.600 KW. de esa unidad podría satisfacer la demanda de la zona a lo largo del período, sin considerar

desde luego, la carga de las Refinerías de Petróleo que, como se ha indi
cado, poseen sus propias instalaciones, en donde obtienen costos de produ
cción que no admiten competencia con los que se obtendrían en la unidad -
APD. En consecuencia, se ha considerado que esta industria seguirá abas
tenciéndose de sus propias plantas.

Para la electrificación de la Península, existe también
la alternativa de construir una línea de transmisión desde Guayaquil, con
una longitud aproximada de 120 KM. Sin embargo, especialmente en los pri
meros años del período, la energía transmitida desde Guayaquil resulta -
ría a precios algo elevados a causa de la pequeña demanda de la zona, en
relación con los costos proporcionalmente considerables de la línea de -
transmisión. No se descarta, no obstante, esta alternativa y se propone
que se la examine detenidamente.

Apartado 2.- Descripción

2.1.- Obras de Generación: En 1964, instalación de una unidad
flotante APD, de 3.600 KW. frente a
La Libertad. Se considera este lugar el más adecuado por estar equidis
tante de los centros de mayor consumo: Salinas y Santa Elena.

2.2.- Líneas de Transmisión: Para 1965 debe entrar en servicio
una línea de 24 Km. de longitud, a
13.8 KV. que serviría a Santa Elena, La Libertad y Salinas; y, en 1966 ,
otra línea también de 24 Km. y 13.8 KV. entre Santa Elena, Ancón, Atahual
pa, etc..

2.3.- Redes de Distribución: Se ha planeado la reparación y am
pliación de las redes de distribu
ción en las diferentes poblaciones consideradas en este Sistema. Estos tra
bajos, que en algunas partes como Salinas ya se han comenzado, se reali-

zarán desde 1965 en adelante y dentro del período contemplado.

2.4.- Estudios Técnicos: Se contempla los estudios para la localización de la unidad flotante APD frente a La Libertad y los proyectos de las líneas y redes eléctricas.

SISTEMA ELECTRICO DE SALINAS SANTA ELENA
POBLACION, DEMANDA Y EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA

	1.963	1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973
1.- POBLACION DE LOS CENTROS SERVIDOS (Miles de habitantes)											
2.- PRONOSTICO DE LA DEMANDA (MW)	26.42	27.40	28.83	30.12	31.47	32.88	34.35	35.88	37.48	39.16	40.85
3.- EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA (MW)	1.32	1.66	1.87	2.05	2.20	2.37	2.54	2.73	2.92	3.13	3.35
3.1. EXISTENTE UTILIZABLE Térmicas Municipales	0.98	0.30	0.30								
3.2. POTENCIA NUEVA PROYECTADA Unidad Flotante A.P.D. (La Libertad)		3.60	3.60	3.60	3.60	3.60	3.60	3.60	3.60	3.60	3.60
3.3. POTENCIA TOTAL	0.98	3.90	3.90	3.60	3.60	3.60	3.60	3.60	3.60	3.60	3.60
3.4. DEFICIT O SUPERAVIT DE POTENCIA	- 0.34	2.24	2.03	1.55	1.40	1.23	1.06	0.87	0.68	0.47	0.25

1/ Incluye : Salinas, La Libertad, Santa Elena, Cautivo, Ballenita, Taabo Abajo, Ancón, Anconito, Tigre, Atahualpa, J.L. Tamayo, Santa Rosa.

2/ No se incluye la demanda de las refineras de petróleo.

./Ram.

PROVINCIA DEL GUAYAS

SISTEMA ELECTRICO SALINAS - SANTA ELENA

PROGRAMA DE INVERSIONES ESTIMADAS

(MILES DE DOLARES)

	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	Total
AÑO DE ENTRADA EN SERVICIO DE LA OBRA											
1.- INVERSIONES EN ESTUDIOS TECNICOS	200,0	92,0									292,0
2.- INVERSIONES EN GENERACION											
(Unidad Flotante A.P.O. Libertad)	1.000,0										1.000,0
3.- INVERSIONES EN TRANSMISION											
3.1. Línea de 13,8 KV. Libertad - Salinas - Santa Elena - Ballenita	922,0										922,0
3.2. Línea de 13,8 KV. Santa Elena - Ancón Atahualpa		922,0									922,0
3.3. Total de Inversiones en Transmisión	922,0	922,0									1.844,0
4.- INVERSIONES EN REDES DE DISTRIBUCION											
1965/73		800,0	600,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	400,0	4.000,0
5.- TOTAL DE INVERSIONES	2.122,0	1.814,0	600,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	400,0	7.936,0
6.- INVERSIONES EN MONEDA LOCAL	1.753,0	965,0	240,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	160,0	4.318,0
7.- INVERSIONES EN MONEDA EXTRANJERA	369,0	849,0	360,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	240,0	3.618,0

1/ Se incluye \$ 20.000 para estudios de la localización del barco en la Libertad.

ACAPITE 15°.- SISTEMA ELECTRICO DE LA PROVINCIA DE EL ORO.

Referencias:

Cuadro No.II-15-1: Población, Demanda y Evolución de la
Potencia Instalada.

Cuadro No.II-15-2: Programa de Inversiones estimadas.

Apartado 1.- Aspectos Generales

Por su gran producción agrícola de exportación, la provincia de El Oro ha atraído una fuerte corriente migratoria del resto del País, lo que ha dado lugar a que en esta zona se registren los más altos índices de crecimiento de población de toda la República. El crecimiento de la capacidad eléctrica ha sido, por el contrario, demasiado lento, a tal punto que las disponibilidades de potencia per cápita, registradas a fines de 1962, fueron inferiores a las correspondientes a 1955.

El notable desequilibrio entre los crecimientos de la población y de la potencia instalada se ha traducido en un servicio de pésima calidad, en el que el déficit de capacidad instalada, se ve agudizado por el mal estado general de las redes de distribución. Igual que en el resto de las provincias de la Costa, se anota también en El Oro un marcado predominio de las centrales termoelectricas sobre las hidroeléctricas.

Como una solución de emergencia a este problema, INECEL ha proyectado instalar en Puerto Bolívar una de sus unidades generadoras a vapor APD. Este proyecto exige la inmediata construcción de un sistema de transmisión apropiado para ampliar la zona de influencia de la futura central flotante, a niveles suficientes para obtener la carga adecuada para permitir una operación normal de la central; ya que la carga que se conec

taría a este sistema en Puerto Bolívar y Machala exclusivamente es muy inferior a los 3.600 KW. de capacidad nominal de la central flotante.

Se prevé, sin embargo, la inconveniencia de extender por mucho tiempo la utilización de la unidad flotante a causa de su complicada operación y alto costo de producción. En general, todas las centrales termoeléctricas, incluyendo la unidad APD, deben ser reemplazadas al plazo más corto posible con centrales hidroeléctricas. Cabe esperar que esta sustitución pueda realizarse progresivamente a partir de 1967.

Aunque dentro de este Programa se ha considerado independientemente a la Provincia de El Oro para facilidad de estudio, es muy posible que su futuro sistema eléctrico se integre y forme parte común del sistema principal de la provincia del Guayas. Esta integración tendría lugar en el caso de que, como aquí se propone, se abastezca a la provincia con energía hidroeléctrica de la central Ushicurrumi, en el Jubones. De confirmarse suficiente capacidad en esta central, será lo lógico que no sólo abastezca a las provincias de Guayas y Los Ríos, sino que se destine parte de su capacidad para el servicio de la provincia de El Oro, tanto más cuanto que las líneas principales de transmisión en su recorrido desde el Jubones hacia Guayaquil deberán atravesar o pasar muy próximas a importantes poblaciones de esta provincia. Para esta finalidad, la capacidad instalada en las hidroeléctricas del Jubones deberá incrementarse a medida de los requerimientos adicionales, que serán del orden de los 14.000 KW. para el año 1963.

Otra posibilidad que conviene examinar para el abastecimiento hidroeléctrico a la provincia de El Oro, es la utilización del río Pindo, en un aprovechamiento mixto para riego y electrificación. Este proyecto que ha sido estudiado parcialmente por la Caja Nacional de Riego,

consiste esencialmente en la conducción de las aguas del río Pindo, a través de la cordillera de Tahuin, a la zona de Arenillas, en donde se provocaría un salto de 300 m. que permitiría obtener algo más de 20.000 KW. Esta interesante posibilidad estaría desgraciadamente supeditada al desarrollo de las obras de irrigación, ya que éstas constituyen su justificación económica principal. Desde el punto de vista opuesto, si llegan a ejecutarse las obras de riego con suficiente rapidez, la utilización de estas obras para el establecimiento de una central hidroeléctrica, resultaría obligado y adquiriría mayor prioridad.

En el Apartado 2, a continuación, se hace la descripción de las obras propuestas para la electrificación de El Oro, adoptando la alternativa "río Jubones". No obstante, para determinar las obras que deben ejecutarse, deberá preceder un estudio detenido de cada una de las posibilidades que se han mencionado.

Igualmente, para facilidad de estudio y presentación, se han calculado independientemente los costos de los incrementos de potencia que deberán realizarse en la central del Jubones para el servicio de El Oro y los valores proporcionales sobre la línea de transmisión y subestaciones, imputables a las cargas eléctricas correspondientes a esta provincia. Estos valores constan en el Cuadro No. II-15-2.

Apartado 2.- Descripción

2.1.- Obras de Generación: En 1964 se instalará un buque planta de 3.600 KW. en Puerto Bolívar.

En 1968 entrará en servicio la central hidroeléctrica Jubones, destinándose 2.000 KW. para la provincia de El Oro.

La potencia de la central Jubones, destinada a la provincia

de El Oro, deberá incrementarse en la siguiente forma: 6.000 KW. en 1969; 2.000 KW. en 1970 y 4.000 KW. en 1972.

Las actuales centrales eléctricas se retirarán del servicio hacia 1967 y la unidad flotante APD en 1968.

2.2.- Líneas de Transmisión y Subestaciones: Las líneas de transmisión deberán entrar a servir en el siguiente orden:

En 1965, la línea entre Machala, Pasaje y Bellavista, a 69 KV.

En el mismo año, las líneas a 13.8 KV., entre Puerto Bolívar, Machala, El Cambio, El Guabo; Bellavista, Santa Rosa, Arenillas; Pasaje, Buenavista.

En 1967, la línea a 162 KV., entre la central hidroeléctrica Jubones y Pasaje. Esta línea es la misma que la propuesta para el sistema Guayas-Los Ríos.

Las subestaciones entrarán en servicio en el siguiente orden:

Subestación reductora de 13.8/6.3 KV., en Machala: en 1965 se instalarán 1.000 KVA; en 1967, 3.000 KVA y, en 1969, 7.500 KVA.

Subestación elevadora de 13.8/69 KV. en Machala: en 1965 se instalarán 2.500 KVA y, en 1969, 9.000 KVA. más.

Subestaciones reductoras de 69/13.8 KV., en Pasaje y Bellavista: en 1965 se instalarán 3.000 KVA. y, en 1969, 5.000 KVA. más.

Subestación reductora de 162/69 KV. en Pasaje: en 1967

se instalarán 2.500 KVA; en 1969, 10.000 KVA. y, en 1972, 5.000 KVA. más.

La subestación elevadora de 13.8/69 KV. de Machala, se transformaría en reductora (69/13.8 KV.) a partir de 1969, con el objeto de recibir la energía proveniente de la central hidroeléctrica Jubones.

2.3.- Redes de Distribución: En la ciudad de Pasaje se construye actualmente una nueva red de distribución proyectada de acuerdo a las necesidades del sistema general. En las otras poblaciones las redes deberán ser ampliadas o reconstruídas. Las obras de reconstrucción deberán efectuarse especialmente en los primeros años del Programa. La tensión primaria de todas las redes deberá normalizarse y generalizarse a 13.8 KV.

2.4.- Estudios Técnicos: Existen algunos estudios para el fondeo de la unidad flotante en Puerto Bolívar y para el sistema de transmisión de 69 KV., Machala-Pasaje-Bellavista. Estos estudios deberán ser completados y revisados. Deben iniciarse inmediatamente los estudios de factibilidad y conveniencia técnica de la alternativa río Pindo, y ejecutarse los estudios definitivos faltantes de las obras de generación, transmisión y distribución.

PROVINCIA DE EL ORO

SISTEMA ELECTRICO DEL RIO JUBONES

POBLACION, DEMANDA Y EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA

	1.963	1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973
1.- <u>POBLACION DE LOS CENTROS SERVIDOS</u> (Miles de Habitantes)		73.8	79.6	85.9	92.8	100.4	108.7	117.8	127.7	138.5	150.4
2.- <u>PROMOSTICO DE LA DEMANDA</u> (MW)	2.05	2.58	3.18	3.87	4.64	5.52	6.52	7.66	8.94	10.39	12.03
3.- <u>EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA</u> (MW)											
3.1. <u>EXISTENTE UTILIZABLE</u>											
3.1.1. Hidráulica	0.11	0.11	0.11	0.11							
3.1.2. Térmica	1.61	1.36	1.36	1.36							
3.2. <u>POTENCIA NUEVA PROYECTADA</u>											
3.2.1. Unidad Flotante A.P.D.		3.60	3.60	3.60	3.60	3.60					
3.2.2. Energía Hidroeléctrica del Jubones					2.00	2.00	8.00	10.00	10.00	14.00	14.00
3.3. <u>POTENCIA TOTAL</u>	1.72	5.07	5.07	5.07	5.60	5.60	8.00	10.00	10.00	14.00	14.00
3.4. <u>DEFICIT O SUPERAVIT DE POTENCIA</u>	- 0.33	2.49	1.89	1.20	0.96	0.80	1.48	2.34	1.06	3.61	1.97

✓ Incluye : Puerto Bolívar, Machala, El Cambio, La Iberia, El Guabo, Pasaje, Buenavista, Santa Rosa, Bellavista, La Avanzada,

Arenillas : Otras poblaciones menores.

./Raa.

CUADRO Nº 11 - 15 - 2

PROVINCIA DE EL ORO
SISTEMA ELECTRICO DEL RIO JUBONES
PROGRAMA DE INVERSIONES ESTIMADAS

	AÑO DE ENTRADA EN SERVICIO DE LA OBRA	1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973	Total
1.- INVERSIONES EN ESTUDIOS TECNICOS		0,80	1,21	0,95	0,09	0,48						3,53
2.- <u>INVERSIONES EN GENERACION</u>												
2.1. Unidad A.P.D. en Puerto Bolívar	1.964	1,00										1,00
2.2. Hidroeléctrica del río Jubones	1967/69/72	3,92	3,92	19,60	15,68	15,60	7,84	7,84	7,84			82,32
2.3. Total Inversiones en Generación		4,92	3,92	19,60	15,68	15,68	7,84	7,84	7,84			83,32
3.- <u>INVERSIONES EN TRANSMISION</u>												
3.1. Línea a 69 KV Machala-Pasaje-Bellavista	1965	4,26										4,26
3.2. Línea a 13,8 KV. Puerto Bolívar - Cambio, Guabo, Bellavista, Sta. Rosa, Arenillas, Pasaje, Buenavista.	1965	5,54										5,54
3.3. Línea a 162 KV, Jubones-Pasaje (Cuota El Oro)	1967			8,82								8,82
3.4. Total Inversiones en Transmisión		9,80		8,82								18,62
4.- <u>INVERSIONES EN SUBESTACIONES</u>												
4.1. Subestación reductora 13.8/6.3 KV. (Machala)	1965/67/69	0,56		1,60		4,03						6,19
4.2. Subestación Elevadora 13.8/69 KV. (Machala)	1965/69	0,98				3,46						4,44
4.3. Subestaciones Reductoras 69/13.8 KV. Pasaje - Bellavista	1965/69	1,30				1,92						3,22
4.4. Subestación Reductora 69/69 KV. (Pasaje)	1967/69/72			1,08		4,32		2,16				7,56
4.5. Total Inversiones en Subestaciones		2,84		2,68		13,73		2,16				21,41

(Sigue)

PROVINCIA DE EL ORO

SISTEMA ELECTRICO DEL RIO JUBONES

PROGRAMA DE INVERSIONES ESTIMADAS

(Millones de Suces)

	AÑO DE ENTRADA EN SERVICIO DE LA OBRA		1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973	TOTAL
	1965/66	1967/73											
5.- <u>INVERSIONES EN DISTRIBUCION</u>													
5.1. Reconstrucción de Redes Existentes	3,36	3,36											6,72
5.2. Extensión de Redes		1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	12,48
5.3. Total Inversiones en Distribución	3,36	3,36	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	19,20
6.- <u>TOTAL DE INVERSIONES</u>	18,36	8,49	35,41	17,69	31,81	9,76	9,76	11,92	1,92	5,55	0,77	0,38	73,10
7.- INVERSIONES EN MONEDA LOCAL	10,78	4,51	18,45	8,70	14,58	4,69	4,69	5,55	0,77	1,15	0,58	0,58	72,98
8.- INVERSIONES EN MONEDA EXTRANJERA	7,58	3,98	16,96	8,99	17,23	5,07	5,07	6,37	1,15	0,96	0,96	0,96	146,08

./Rama.

ACAPITE 16°.- SISTEMAS ELECTRICOS DE LA REGION ORIENTAL.

Referencias:

Cuadro No.II-16-1: Población, Demanda y Evolución de la Potencia Instalada.

Cuadro No.II-16-2: Programa de Inversiones Estimadas.

Apartado 1.- Aspectos Generales

En materia de electrificación la Región Oriental es la menos favorecida del País y soporta las mayores deficiencias de servicio eléctrico. Desgraciadamente, la gran dispersión de la población oriental unida a la pequeña magnitud de sus demandas, hace que sea económicamente inconveniente tratar de establecer un vasto sistema eléctrico que incorpore a una parte importante de esta región.

Por la razón expuesta se propone solamente la construcción de cinco pequeños sistemas hidroeléctricos, en las zonas en donde la concentración de los centros poblados justifica la realización de estas obras.

Los sistemas propuestos son:

Méndez-Chupianza; (Provincia Morona-Santiago),

Gualaquiza; (Provincia Morona-Santiago),

Tena-Archidona-Napo; (Provincia de Napo),

Puyo-Shell Mera; (Provincia del Pastaza), y

Zamora; (Provincia Zamora-Chinchipec).

Apartado 2.- Descripción

2.1.- Obras de Generación: Para el sistema Méndez-Chupianza, se propone instalar una central hidro-

léctrica en el río Cuchanza, para una potencia de 80 KW., que se instala ría en dos etapas de 40 KW. en los años 1967 y 1971, respectivamente.

En el sistema Gualaquiza, se programa la construcción de una central en el río Yamasa, para una potencia de 56 KW.. La central entraría en funcionamiento en 1967.

Para Puerto Napo, Tena y Archidona, se proyecta la cons - trucción de una central hidroeléctrica en el río Misagualli, para una po tencia total de 400 KW., a instalarse en dos etapas de 200 KW., que en - trarían en funcionamiento en los años 1967 y 1969.

Para el sistema Puyo-Shell Mera, debería construirse una central en el río Pindo. Las construcciones deben ejecutarse para la po tencia total de esta central, pero para cubrir la demanda sólo se requie re la instalación de la maquinaria correspondiente a las dos primeras e - tapas de 344 KW. cada una, según lo que se proyecta en los estudios que se han ejecutado de esta obra. La primera etapa deberá entrar en opera - ción en 1967 y, la segunda, en 1972.

Para el sistema Zamora, se propone la ampliación de la ac - tual central San Francisco, incrementado su capacidad a 80 KW. en 1965 y a 120 KW. en 1971.

Con las instalaciones de las centrales hidroeléctricas men - cionadas se cubriría la demanda de cada uno de estos sistemas. Hasta que estas centrales entren en funcionamiento deberán seguir en operación las plantas que actualmente sirven a las poblaciones incluidas en cada siste - ma. Solamente en Puerto Napo-Tena y Archidona las centrales que están en servicio continuarían funcionando hasta dos años después de la iniciación de la operación de la planta de Misagualli.

2.2.- Líneas de Transmisión y Subestaciones: En todos los casos las centrales se encuentran cercanas a las poblaciones, por lo que las líneas de transmisión serían de corta longitud. Solamente en los sistemas de Puerto Napo Tena-Archidona y Puyo-Shell Mera, hay necesidad de líneas de transmisión de relativa importancia.

Para el primero de los dos sistemas nombrados, se requiere una línea de transmisión de 13.8 KV. y 19 Km. Para el sistema Puyo - Shell Mera deberá construirse una línea de 20 Km. y de 13.8 KV. En los dos casos las líneas de transmisión deberán entrar en servicio en 1967.

2.3.- Redes de Distribución: Las redes de distribución deberán ser reemplazadas en casi todas las poblaciones, ya que las que existen en la actualidad son técnicamente mal construídas, y se encuentran en estado deplorable.

La construcción de redes deberá iniciarse a partir de 1967.

2.4.- Estudios Técnicos: Existen estudios preliminares de todas las centrales a construirse. Deberán ejecutarse los estudios definitivos y los correspondientes a las líneas de transmisión y redes de distribución de los diferentes sistemas.

PROVINCIAS DE NAPO, PASTAZA, MORONA SANTIAGO, ZAMORA CHINCHIPE

SISTEMAS ELECTRICOS DE LA REGION ORIENTAL

POBLACION, DEMANDA Y EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA

	1.963	1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973
1.- POBLACION DE LOS CENTROS SERVIDOS (Miles de habitantes)											
1.1. Sistema Méndez Chupianza (Morona Santiago)	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84
1.2. Sistema Gualaquiza (Morona Santiago)	0,59	0,61	0,62	0,64	0,65	0,67	0,68	0,70	0,72	0,73	0,75
1.3. Sistema Tena - Napo - Archidona (Napo)	2,12	2,32	2,53	2,76	3,01	3,29	3,59	3,92	4,28	4,67	5,10
1.4. Sistema Puyo - Shell Mera (Pastaza)	3,20	3,40	3,61	3,83	4,07	4,32	4,59	4,88	5,18	5,50	5,84
1.5. Sistema Zamora (Zamora Chinchipe)	1,14	1,21	1,29	1,37	1,46	1,55	1,65	1,75	1,86	1,98	2,10
1.6 Población Total	7,89	8,38	8,89	9,44	10,03	10,67	11,35	12,09	12,88	13,72	14,63
2.- PRONOSTICO DE LA DEMANDA (Kw)											
2.1. Sistema Méndez - Chupianza	25	27	29	31	33	35	37	39	41	43	45
2.2. Sistema Gualaquiza	18	20	21	23	25	27	29	31	33	35	38
2.3. Sistema Tena - Napo - Archidona	74	90	109	130	154	181	208	239	274	313	357
2.4. Sistema Puyo - Shell Mera	128	146	166	188	212	238	266	298	332	369	409
2.5. Sistema Zamora	34	39	44	49	55	62	69	77	86	95	105
2.6. Demanda Total	279	322	369	421	479	543	609	684	766	855	954
3.- EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA (Kw)											
3.1. SISTEMA MENDEZ - CHUPIANZA											
3.1.1. Potencia Existente Utilizable (Hidroeléctrica Méndez)	6,6	6,6	6,6	6,6							
3.1.2. Potencia nueva proyectada (Hidroeléctrica Cuchanza)					40	40	40	40	40	40	40
3.1.3. Potencia Total del Sistema	6,6	6,6	6,6	6,6	40	40	40	40	40	40	40
3.1.4. Déficit o Superavit de Potencia	- 18,4	- 20,4	- 22,4	- 24,4	7	5	3	1	39	37	35

PROVINCIAS DE NAPO, PASTAZA, MORONA SANTIAGO, ZAMORA CHINCHIPE
SISTEMAS ELECTRICOS DE LA REGION ORIENTAL

POBLACION, DEMANDA Y EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA

	1.963	1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973
3.2. SISTEMA GUALAQUIZA											
3.2.1. Potencia Existente Utilizable (Hidroeléctrica Gualaquiza)	3.6	3.6	3.6	3.6	56	56	56	56	56	56	56
3.2.2. Potencia Nueva Proyectada (Hidroeléctrica Yumaza)					56	56	56	56	56	56	56
3.2.3. Potencia Total del Sistema	3.6	3.6	3.6	3.6	56	56	56	56	56	56	56
3.2.4. Déficit o Superavit de Potencia	14.4	16.4	17.4	19.4	31	29	27	25	23	21	18
3.3. SISTEMA NAPO - ARCHIDONA - IENA											
3.3.1. Potencia Existente Utilizable (Hidroeléctrica Archidona-Puerto Napo - Iena - Iena)	47	47	47	47	200	200	400	400	400	400	400
3.3.2. Potencia Nueva Proyectada (Hidroeléctrica Misaguallf)					200	200	400	400	400	400	400
3.3.3. Potencia Total	47	47	47	47	200	200	400	400	400	400	400
3.3.4. Déficit o Superavit de Potencia	- 27	- 43	- 62	- 83	46	19	192	161	126	87	43
3.4. SISTEMA PUYO - SHELL MERA											
3.4.1. Potencia Existente Utilizable (Hidroeléctrica Puyo)	60	60	60	60	344	344	344	344	344	344	344
3.4.2. Potencia Nueva Proyectada (Hidroeléctrica Pindo)					344	344	344	344	344	344	344
3.4.3. Potencia Total	60	60	60	60	344	344	344	344	344	344	344
3.4.4. Déficit o Superavit de Potencia	- 68	- 86	- 106	- 128	132	106	78	46	12	319	279
3.5. SISTEMA ZAMORA											
3.5.1. Potencia Existente Utilizable (Hidroeléctrica Zamora)	13	13	13	13	80	80	80	80	80	80	80
3.5.2. Potencia Nueva Proyectada (Ampliación Hidroeléctrica Zamora)					80	80	80	80	80	80	80
3.5.3. Potencia Total	13	13	13	13	80	80	80	80	80	80	80
3.5.4. Déficit o Superavit de Potencia	- 21	- 26	- 31	- 36	25	18	11	3	34	25	15

U incluye : Puyo, Tarqui, Veracruz, Fátima, Madre Tierra, Shell Mera.

PROVINCIAS: DE NAPO, PASTAZA, MORONA SANTIAGO, ZAMORA CHUNCHIPE

SISTEMAS ELECTRICOS DE LA REGION ORIENTAL
PROGRAMA DE INVERSIONES ESTIMADAS

(Miles de Sucres)

	1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973	TOTAL
1.- SISTEMA MENDEZ CHUPIANZA											
1.1. Inversiones en estudios técnicos	26,0										26,0
1.2. Inversiones en generación (Hidroeléctrica Puchanza)			368,0	20,0	20,0	20,0	92,0	20,0	10,0	10,0	460,0
1.3. Inversiones en Distribución				20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	10,0	10,0	120,0
1.4. Total de Inversiones	26,0		368,0	20,0	20,0	20,0	112,0	20,0	10,0	10,0	606,0
2.- SISTEMA GUALAQUIZA											
2.1. Inversiones en estudios técnicos	18,0										18,0
2.2. Inversiones en Generación (Hidroeléctrica Yumaza)			322,0	18,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	322,0
2.3. Inversiones en Distribución				18,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	108,0
2.4. Total de Inversiones	18,0		322,0	18,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	448,0
3.- SISTEMA TENA - NAPO - ARCHIDONA											
3.1. Inversiones en estudios técnicos	157,0										157,0
3.2. Inversiones en generación (hidroeléctrica Misagallf)		922,0	922,0	460,0							2.304,0
3.3. Inversiones en Transmisión (13.8 KV.)			730,0								730,0
3.4. Inversiones en Distribución				134,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	734,0
3.5. Total de Inversiones	157,0	922,0	1.652,0	134,0	560,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	3.925,0

(Sigue)

PROVINCIAS DEL MAPO, PASTAZA, MORONA SANTIAGO, ZAMORA CHINCHIPE

SISTEMAS ELECTRICOS DE LA REGION ORIENTAL

PROGRAMA DE INVERSIONES ESTIMADAS

(Miles de Sucras)

	AÑO DE ENTRADA EN SERVICIO DE LA OBRA		1.964	1.965	1.966	1.967	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973	TOTAL
4.- SISTEMA PUYO - SHEL MERA			130,0										130,0
4.1. Inversiones en estudios técnicos													
4.2. Inversiones en Generación (Hidroeléctrica Pindo)	1967/72			1.777,5						900,0			4.455,0
4.3. Inversiones en Transmisión (13.8 KV.)	1967			1.620,00									1.620,0
4.4. Inversiones en Distribución	1967				100,0	100,0	100,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	450,0
4.5. Total de Inversiones			130,0	1.777,5	3.397,5	100,0	100,0	50,0	50,0	950,0	50,0	50,0	6.655,0
5.- SISTEMA ZAMORA													
5.1. Inversiones en estudios técnicos			41,0										41,0
5.2. Inversiones en generación (Ampliación Hidro- eléctrica Zamora)	1967/71			600,0					92,0				692,0
5.3. Inversiones en Distribución	1967				50,0	50,0	50,0	42,0	40,0	40,0	40,0	40,0	302,0
5.4. Total de Inversiones			41,0	600,0	50,0	50,0	42,0	42,0	132,0	40,0	40,0	40,0	1.035,0
6.- TOTAL INVERSIONES EN LOS SISTEMAS			372,0	2.699,5	6.339,5	322,0	745,0	227,0	409,0	1.125,0	215,0	215,0	12.669,0
7.- INVERSIONES EN MONEDA LOCAL			372,0	1.349,7	3.404,7	128,0	344,0	90,8	182,0	540,0	86,0	86,0	6.584,0
8.- INVERSIONES EN MONEDA EXTRANJERA				1.349,8	2.934,8	193,2	401,0	136,2	227,0	585,0	129,0	129,0	6.085,0

A N E X O S

G R A F I C O S

SIGNOS CONVENCIONALES

CENTRALES



Hidroeléctrica Existente



Hidroeléctrica Ampliación



Hidroeléctrica en Proyecto



Térmica Existente



Térmica Ampliación



Térmica en Proyecto



Unidad APD

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y SUBESTACIONES

----- Líneas Menores a 13.8 KV.

————— Líneas de 13.8 KV.

• - - - - - Líneas de 22 KV.

==== Líneas de 33 KV.

===== Líneas de 44 KV.

===== Líneas de 69 KV.

• = • = • = • = • Líneas de 162 KV.

————— Líneas de 230 KV.



Subestaciones

POBLACIONES



Capital de la República



Capital de Provincia



Cabecera Cantonal



Parroquia

+ - + - + - + Límites Provinciales

+ + + + + Límites Internacionales

SISTEMAS ELECTRICOS DE QUITO - MEJIA - RUMIÑAHUI Y DE STO. DGO. DE LOS COLORADOS



GRAFICO N° II-5/6

SISTEMAS ELECTRICOS DE RIOBAMBA - GUANO - CAJABAMBA Y
DE ALAUSI - CHUNCHI

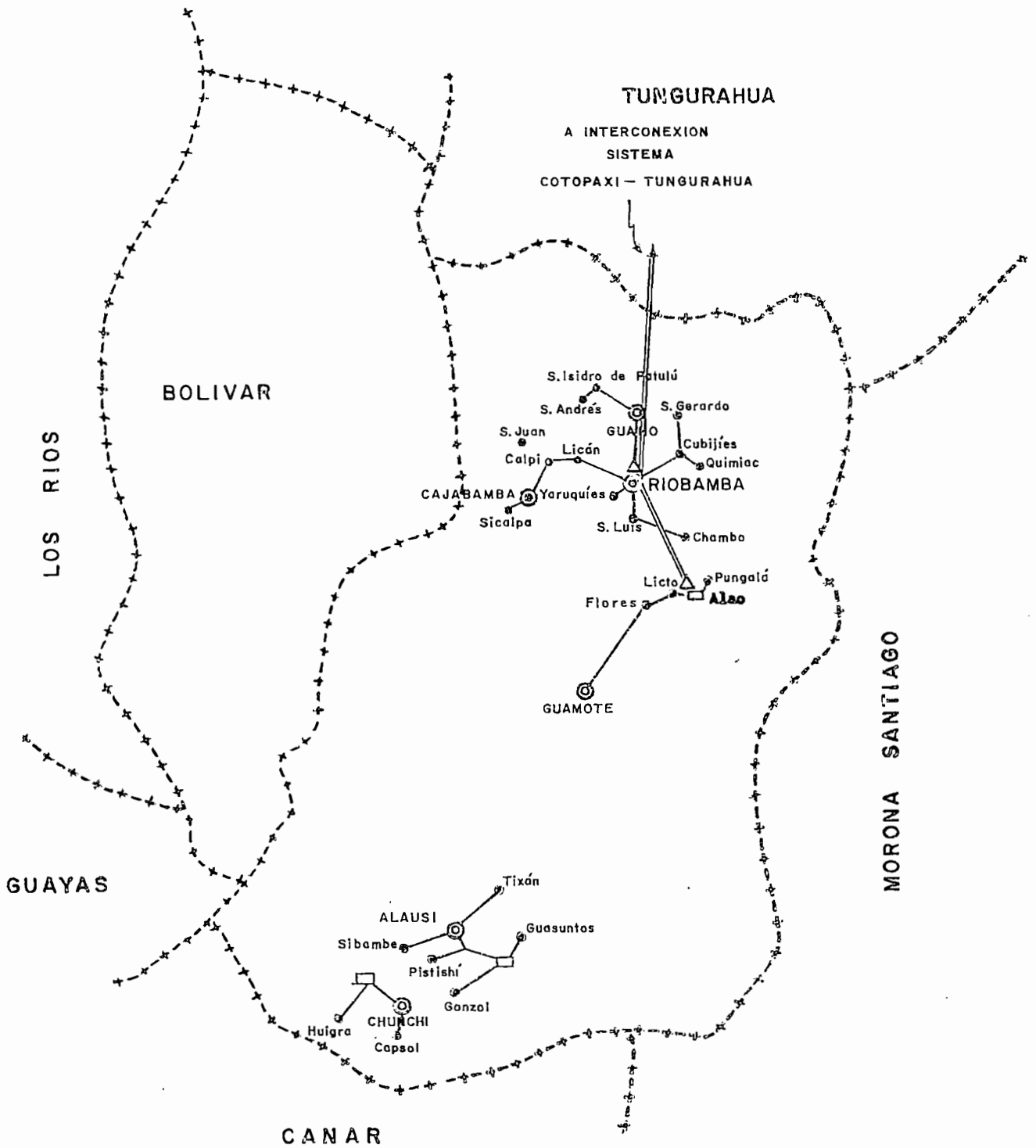


GRAFICO Nº II - 7

SISTEMA ELECTRICO GUARANDA-CHIMBO-SAN MIGUEL

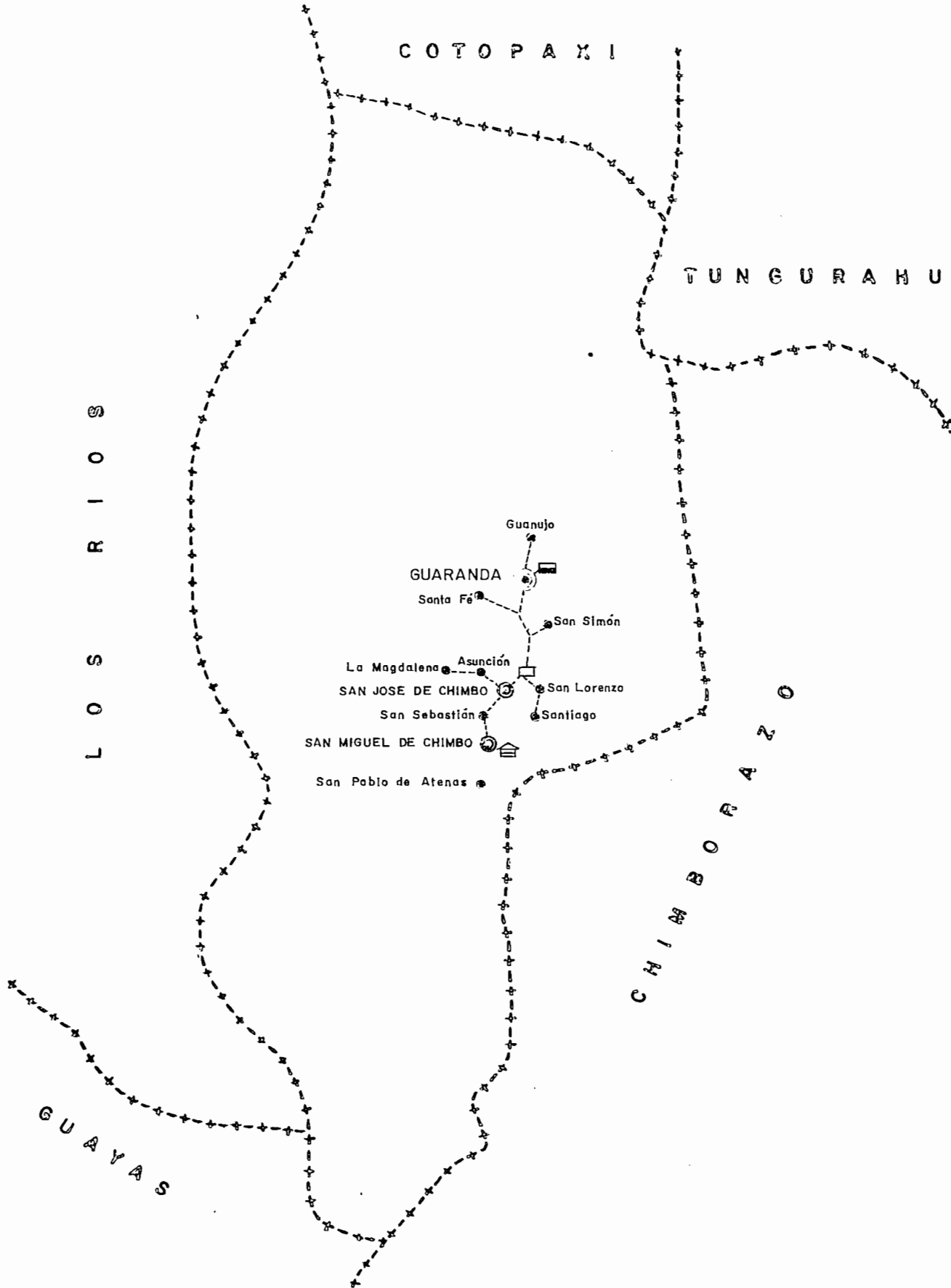


GRAFICO N° II - 8
SISTEMA ELECTRICO DE LAS PROVINCIAS AZUAY-CAÑAR
(ALTERNATIVA RIO DUDAS - MASAR)

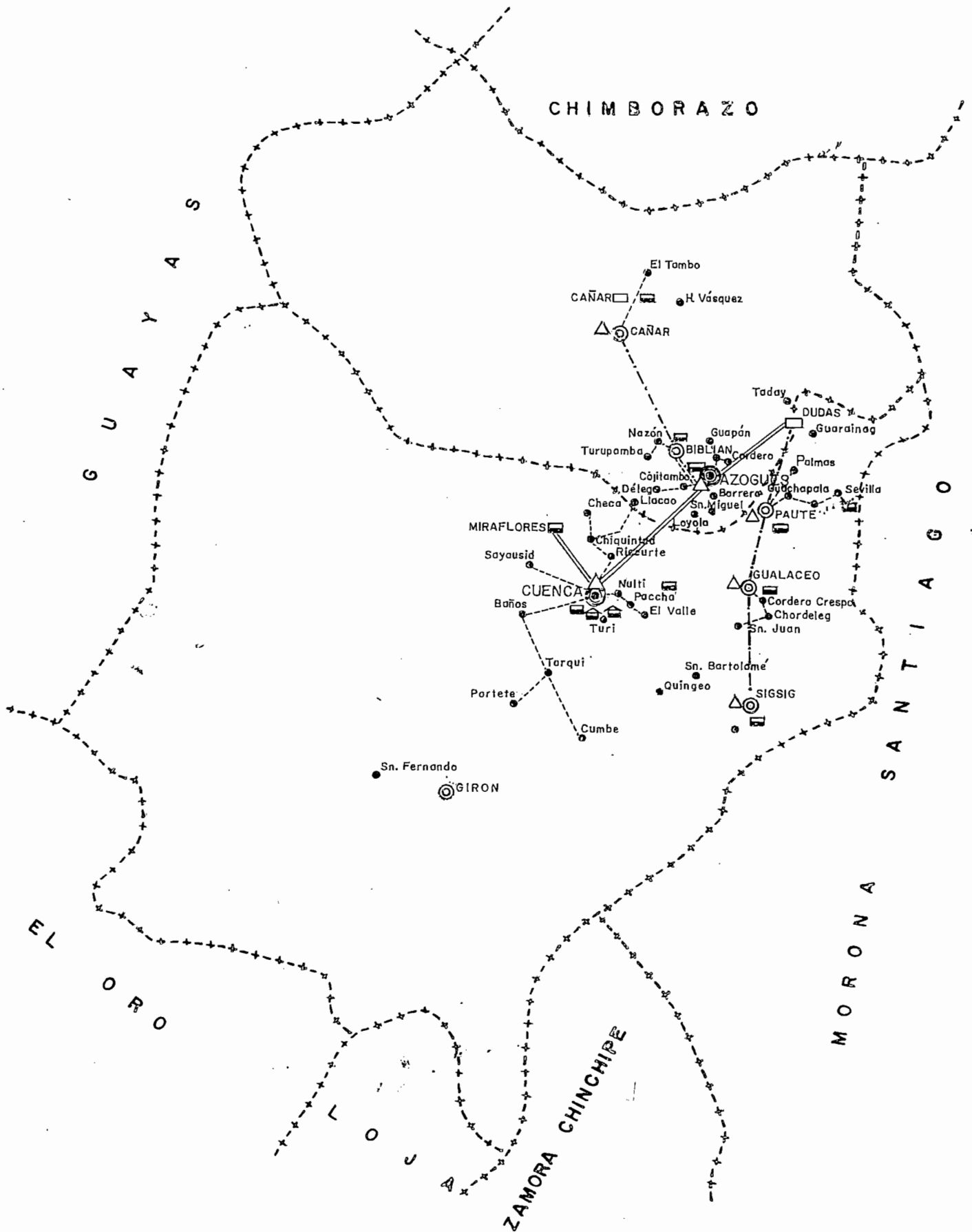
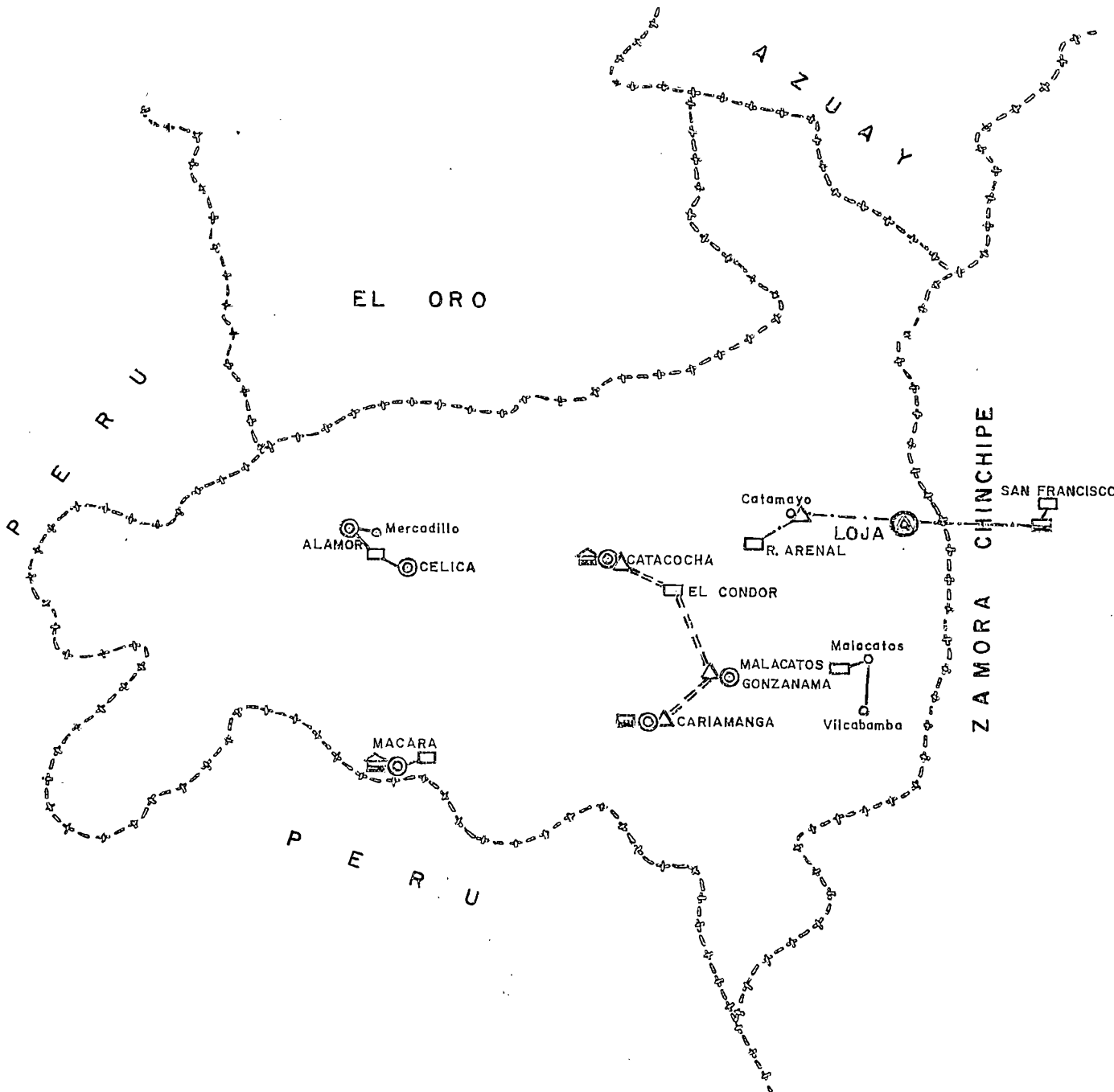
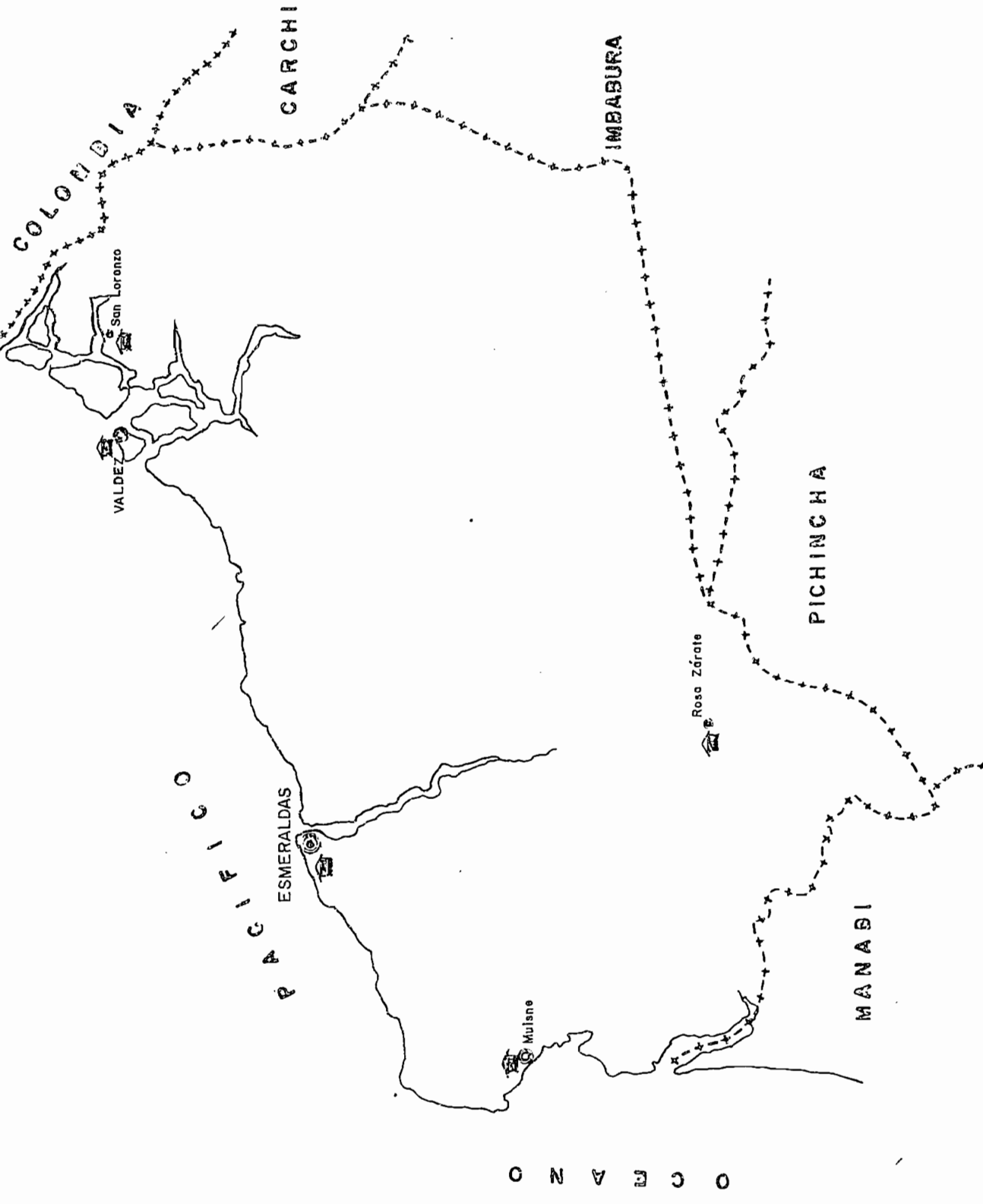


GRAFICO Nº II-9

SISTEMAS ELECTRICOS DE LOJA



SISTEMAS ELECTRICOS DE ESMERALDAS



SISTEMAS ELECTRICOS DE MANTA, BAHIA DE CARAQUEZ Y QUEVEDO

(ALTERNATIVA TOACHI)

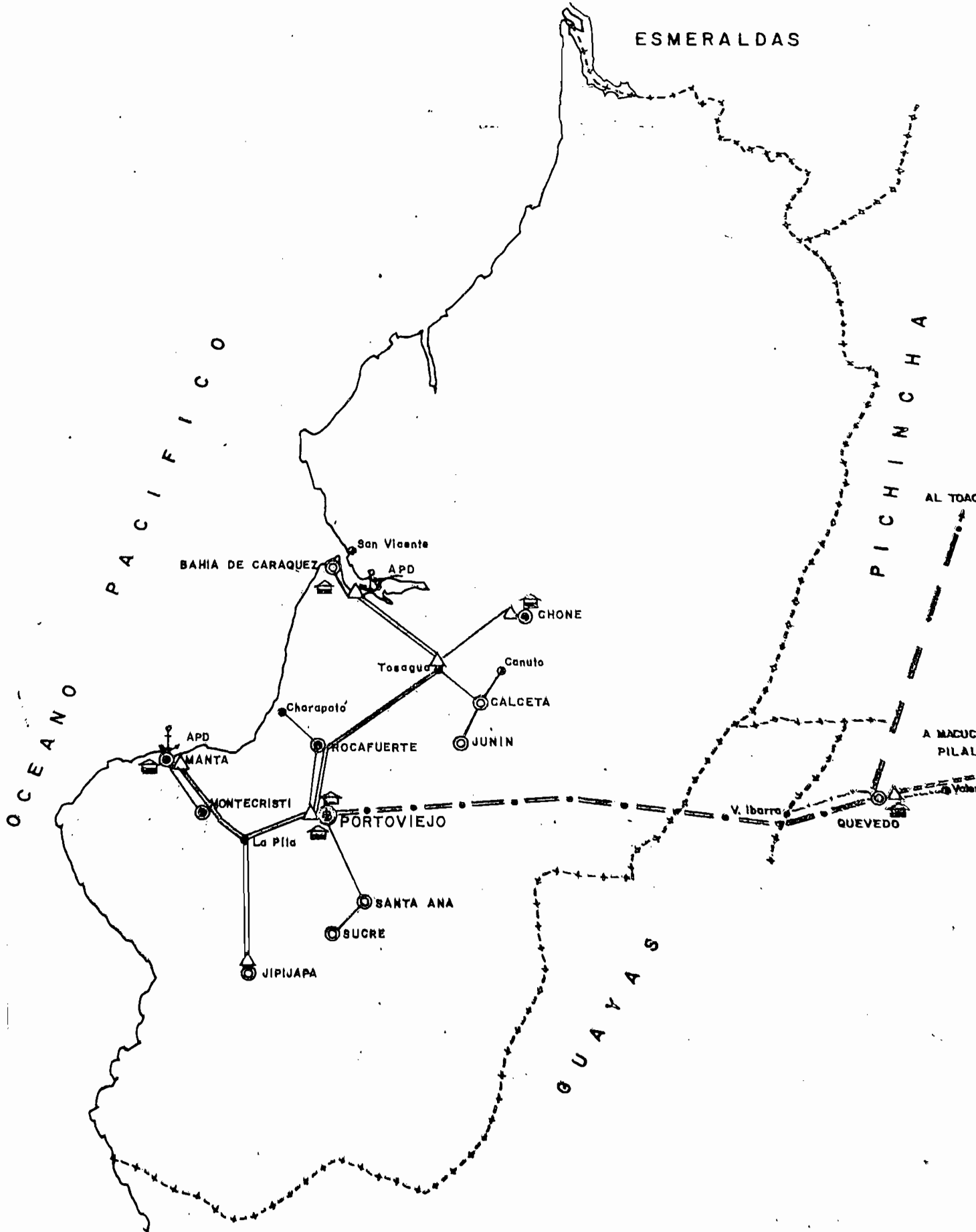
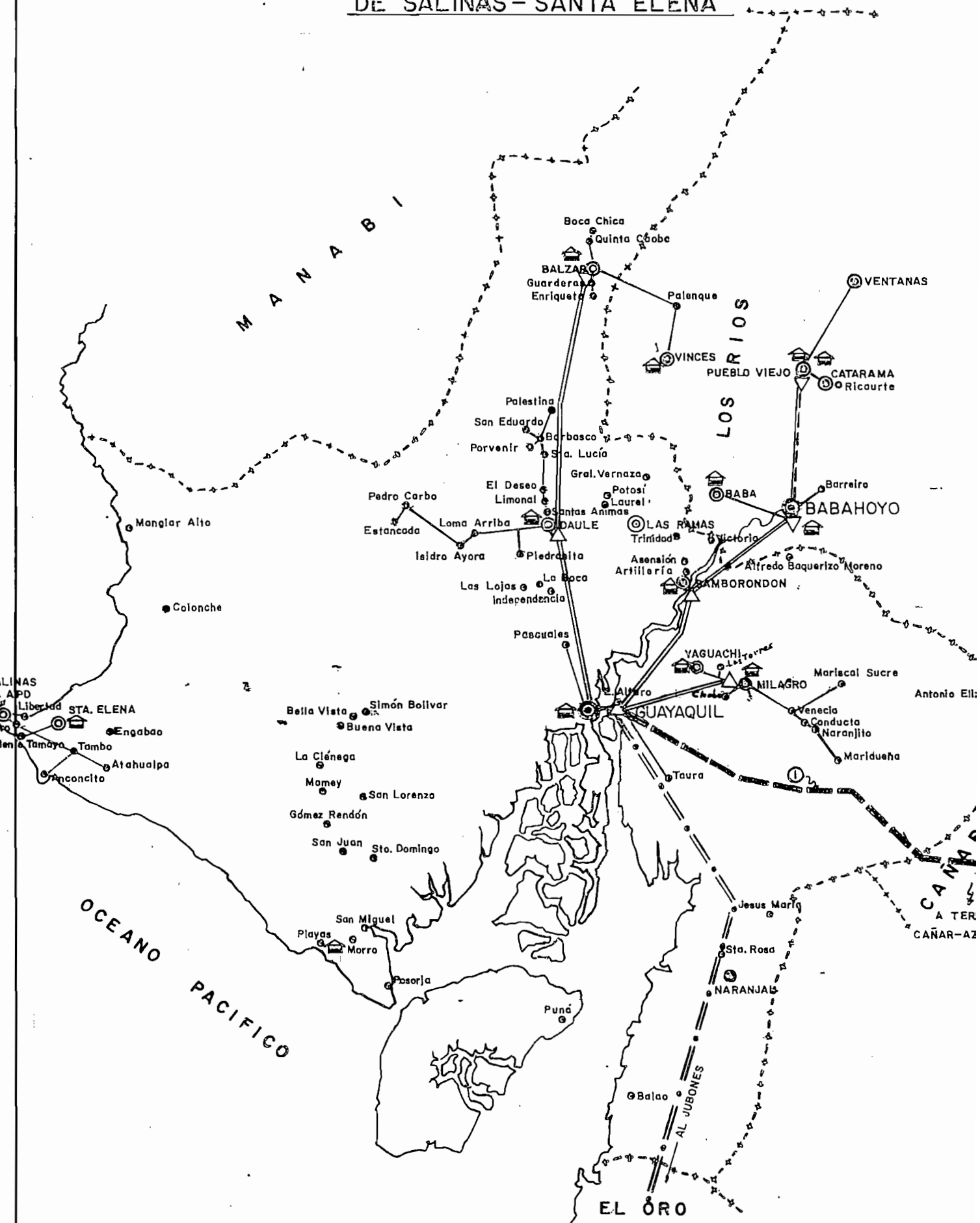


GRAFICO N.º II-12/14

SISTEMAS ELECTRICOS DE GUAYAQUIL - BABAHOYO Y DE SALINAS - SANTA ELENA

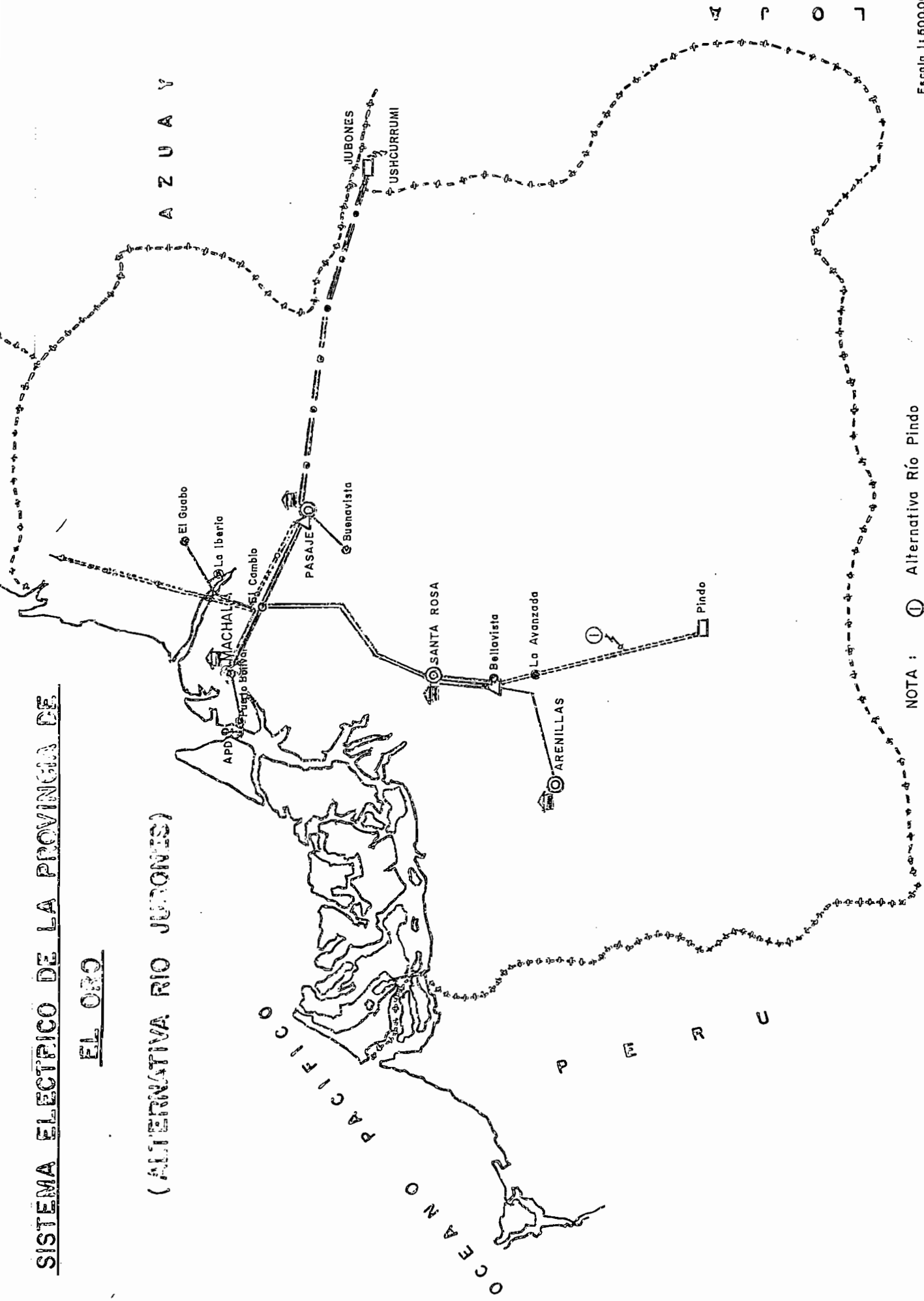


NOTA: ① ALTERNATIVA CAÑAR - AZUAY

SISTEMA ELECTRICO DE LA PROVINCIA DE

EL ORO

(ALTERNATIVA RIO JUBONES)



NOTA : ① Alternativa Río Pindo

Escala 1: 500,000

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

A.- FUENTES DE INFORMACION

- 1.- PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACION; Ing. Roger F. Ouvrard; Junta Nacional de Planificación, Quito; 1955.
- 2.- BASES Y DIRECTIVAS PARA PROGRAMAR EL DESARROLLO ECONOMICO DEL ECUADOR, Tomos I y II; Junta Nacional de Planificación; Quito, 1958.
- 3.- BASES Y DIRECTIVAS PARA PROGRAMAR EL DESARROLLO ECONOMICO DEL ECUADOR, Apéndice Estadístico; Junta Nacional de Planificación; Quito, 1958.
- 4.- PLAN INMEDIATO DE DESARROLLO, Tomos I y II; Junta Nacional de Planificación; Quito, 1960.
- 5.- INFORME ANUAL 1954-1955; Junta Nacional de Planificación; Quito, 1955.
- 6.- INFORME ANUAL 1955-1956; Junta Nacional de Planificación; Quito, 1956.
- 7.- INFORME ANUAL 1956-1957; Junta Nacional de Planificación; Quito, 1957.
- 8.- INFORME ANUAL (Primera Parte) 1957-1958; Junta Nacional de Planificación; Quito, 1958.
- 9.- PLAN CARCHI; Junta Nacional de Planificación; Quito, 1962.
- 10.- ANTEPROYECTO DE LEY QUE CREA LA DIRECCION DE SERVICIOS ELECTRICOS Y EL INSTITUTO DE ELECTRIFICACION DEL ECUADOR; Junta Nacional de Planificación; Quito, 1958.
- 11.- LISTA GEOGRAFICA DE ENTIDADES; Junta Nacional de Planificación; Quito, 1960.

- 12.- AZUAY Y CAÑAR; Junta Nacional de Planificación; Quito, 1956.
- 13.- INFORME SOBRE EL PROYECTO DE ELECTRIFICACION DE LOS CANTONES DE GUA
RANDA Y CHIMBO PARA LA EMPRESA ELECTRICA BOLIVAR S.A.; Consultores
Asociados S.A.; Quito, 1962.
- 14.- MEMORIA DEL GERENTE DEL BANCO CENTRAL DEL ECUADOR CORRESPONDIENTE AL
EJERCICIO DE 1962; Banco Central del Ecuador; Quito, 1963.
- 15.- ENCUESTA SANITARIA NACIONAL, Tomos I/IV; Servicio Cooperativo Inte-
ramericano de Salud Pública; Quito, 1961.
- 16.- EVALUACION DE LOS PROYECTOS DE RIEGO Y DE ENERGIA ELECTRICA PARA
LAS PROVINCIAS DE AZUAY, CAÑAR Y MORONA SANTIAGO; Ing. Carlos Ramí-
res Ulloa; Quito, 1962.
- 17.- EL DESARROLLO ECONOMICO DEL ECUADOR, Apéndice Estadístico; Naciones
Unidas; Río de Janeiro, 1953.
- 18.- EL PROBLEMA ELECTRICO DE IBARRA; Ing. Roger F. Ouvrard; Junta Nacio-
nal de Planificación; Quito, 1955.
- 19.- ELECTRIFICACION DE LA PROVINCIA DE EL ORO; Ing. Roger F. Ouvrard ;
Junta Nacional de Planificación; Quito, 1955.
- 20.- INFORME DEL CENTRO DE RECONVERSION ECONOMICA DE AZUAY, CAÑAR Y MORO-
NA SANTIAGO; Cuenca, 1961.
- 21.- GUAYAQUIL EN CIFRAS; Instituto de Investigaciones Económicas de la
Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad de Guayaquil; Gua-
yaquil, 1962.
- 22.- INFORME DEL CONSEJO NACIONAL DE ECONOMIA AL H. CONGRESO NACIONAL ;
Quito, 1962.

- 23.- PROGRAMA DE ELECTRIFICACION DE PEQUEÑOS POBLADOS; Armando Ibarra A; Junta Nacional de Planificación; Quito, 1963 (inédito).
- 24.- ESTADISTICA DE LA PRODUCCION ELECTRICA EN EL ECUADOR; Ministerio de Obras Públicas; Quito, 1953.
- 25.- CENSO ELECTRICO NACIONAL 1955; Junta Nacional de Planificación; Quito, 1956.
- 26.- CENSO ELECTRICO NACIONAL, RESULTADOS PROVISIONALES; Ministerio de Fomento; Quito, 1963.
- 27.- CENSO INDUSTRIAL 1955; Dirección General de Estadística y Censos; Quito, 1956.
- 28.- ENCUESTA INDUSTRIAL 1961; Dirección General de Estadística y Censos; (inédito).
- 29.- CLASIFICACION POR LOCALIDADES, POR CATEGORIAS Y VOLUMEN DE POBLACION; Ministerio de Economía; Quito, 1958.
- 30.- LOS ESTRATOS SOCIOECONOMICOS DEL ECUADOR; Reinaldo Torres; Junta Nacional de Planificación; Quito, 1960.
- 31.- LA POBLACION DEL ECUADOR; Dr. Gonzalo Rubio Orbe; Junta Nacional de Planificación; Quito, 1957.
- 32.- POBLACION Y MANO DE OBRA; Cecilia Moreno Mora; Junta Nacional de Planificación (inédito).
- 33.- PRIMER CENSO DE POBLACION DEL ECUADOR, 1950; Dirección de Estadística y Censos; Quito, 1960.
- 34.- SEGUNDO CENSO DE POBLACION Y PRIMERO DE VIVIENDA; Dirección General

- de Estadística y Censos; Quito, 1962.
- 35.- LEY DE DIVISION TERRITORIAL DE LA REPUBLICA; Ministerio de Gobierno; Quito, 1961.
- 36.- INDUSTRIAL DEVELOPMENT LAW; República of Ecuador; Junta Nacional de Planificación; Quito, 1959.
- 37.- INVESTIGACION NACIONAL DEL ARTESANADO (información estadística); Junta Nacional de Planificación; Quito, 1960.
- 38.- BASES PARA UNA POLITICA DE FOMENTO INDUSTRIAL EN EL ECUADOR; Edward J. Wygard; Junta Nacional de Planificación; Quito, 1962.
- 39.- INDUSTRIA E INDUSTRIALIZACION EN EL ECUADOR; Néstor Vega Moreno; Junta Nacional de Planificación; Quito, 1959.
- 40.- SUGERENCIAS SOBRE EL ESTUDIO Y PROMOCION DE ALGUNAS INDUSTRIAS; Edward J. Wygard; Junta Nacional de Planificación; Quito, 1959.
- 41.- ALGUNAS POSIBILIDADES DE EXPANSION INDUSTRIAL; Junta Nacional de Planificación; Quito, 1959.
- 42.- INVESTIGACION NACIONAL DEL ARTESANADO; Junta Nacional de Planificación; Quito, 1960.
- 43.- CONTRIBUCION AL ESTUDIO DEL DESARROLLO INDUSTRIAL ECUATORIANO; Galo Salvador; Junta Nacional de Planificación; Quito, 1960.
- 44.- ESTUDIO HIDRAULICO PRELIMINAR DEL ECUADOR; CEPAL; Panamá, 1959.
- 45.- RECURSOS HIDRAULICOS DEL ECUADOR; J. Cano; CEPAL; Panamá, 1959.
- 46.- PRELIMINARY REPORT OF OAS MISSION FOR PREPARATION OF THE TERMS OF

- REFERENCE FOR A PLAN OF NATURAL RESOURCE INVENTORY FOR ECUADOR ;
Kirk P. Rodgers; Ellis Knox; Benjamín Monroe, Gerardo Canet; Quito,
1962.
- 47.- LOS RECURSOS HIDRAULICOS DE AMERICA LATINA Y CHILE; Naciones Unidas;
México, 1960.
- 48.- ANUARIO METEOROLOGICO 1959, 1960, 1961; Servicio Nacional de Meteo
rología e Hidrología; Quito, 1962.
- 49.- ANUARIO METEOROLOGICO; Servicio Nacional de Meteorología e Hidrolo
gía; Quito, 1963.
- 50.- ESTUDIO FINANCIERO-ECONOMICO PARA FIJACION DE TASAS TARIFARIAS; Em
presa Eléctrica Quito S.A.; Quito, 1962.

B.- TEXTOS DE CONSULTA

- 51.- ESTUDIOS SOBRE LA ELECTRICIDAD EN AMERICA LATINA; Naciones Unidas;
México, 1962.
- 52.- LA ENERGIA EN AMERICA LATINA; Naciones Unidas; México, 1956.
- 53.- INFORME DEL SEMINARIO LATINOAMERICANO DE ENERGIA ELECTRICA; Naciones
Unidas; México, 1962.
- 54.- PLAN GENERAL DE DESARROLLO ECONOMICO Y SOCIAL DE COLOMBIA; Departa
mento Administrativo de Planeación y Servicios Técnicos; Cali, 1962.
- 55.- LA INDUSTRIA DE ENERGIA ELECTRICA; Cristóbal Lara Beautell; Fondo de
Cultura Económica; México, 1953.
- 56.- NUEVAS FUENTES DE ENERGIA Y DESARROLLO ECONOMICO; Naciones Unidas,

New York, 1957.

- 57.- LAS POLITICAS Y LA PLANIFICACION DE RECURSOS NATURALES EN LOS PAISES EN VIA DE DESARROLLO; L.L.Fisher; Naciones Unidas; New York, 1962.
- 58.- PLANIFICACION A LARGO PLAZO DE LA ECONOMIA ENERGETICA PARA LAS ZONAS MENOS DESARROLLADAS; G. Czippel; Naciones Unidas; New York, 1962.
- 59.- ESTADO ACTUAL Y EVOLUCION RECIENTE DE LA ENERGIA ELECTRICA EN AMERICA LATINA; Naciones Unidas; México, 1960.
- 60.- METODOLOGIA PARA LA PROYECCION DE LA DEMANDA ELECTRICA; Naciones Unidas, 1960.
- 61.- LA EXPANSION DEL SECTOR ELECTRICO EN AMERICA LATINA Y SUS NECESIDADES DE CAPITAL PARA 1960-1970; Naciones Unidas; México, 1960.
- 62.- METODOS PARA PROYECTAR LAS NECESIDADES FUTURAS DE ENERGIA ELECTRICA; División de Energía de la Comisión Económica para Europa de las Naciones Unidas; México 1960.
- 63.- LA ESTADISTICA, BASE FUNDAMENTAL PARA PLANEAR LA ELECTRIFICACION DE PAISES POCO DESARROLLADOS; José G. Treviño Siller; México, 1960.
- 64.- LA ELECTRIFICACION PLANIFICADA EN LOS PAISES POCO DESARROLLADOS DE AMERICA LATINA; Rodolfo Ortega Mata; México, 1960.
- 65.- METODOLOGIA DE PROYECTOS DE LA DEMANDA ELECTRICA; U. Alberto Trujillo E.; México, 1960.
- 66.- EL CRITERIO ECONOMICO APLICADO A LA SELECCION DE LAS INVERSIONES ; Unión Internationale de Producteurs et Distributeurs d' Energie; México, 1960.

67.- PRECIOS Y COSTOS DE LA INDUSTRIA DE LA ENERGIA ELECTRICA DE AMERICA LATINA; CEPAL; México, 1960.

68.- LOS RECURSOS HIDROELECTRICOS EN AMERICA LATINA. SU MEDICION Y APROVECHAMIENTO; Naciones Unidas; México, 1960.