

**ESTUDIO DE ABASTECIMIENTO
ELECTRICO ZONA SUR
PROVINCIA DE SANTIAGO DEL ESTERO**

El presente estudio fue solicitado por la Provincia de Santiago del Estero en 1972 a cuyos efectos el Consejo Federal de Inversiones llamó a Concurso de Expertos para su realización.-

Adjudicado en Marzo de 1973, fue realizado por los expertos Ing° Marcos E. Seeber e Ing° Isaac M. Zyngierman, siendo aprobado en Noviembre de 1973.-

Tuvieron a su cargo la supervisión técnica del estudio por el C.F.I. el Lic. Jorge M. Diamant y el Ing° Héctor M. Palópoli y por la Provincia de Santiago del Estero el Ing° Carlos A. Mujica.-

Jefe del Area .Proyectos de Infraestructura y Servicios C.F.I.: Ing° Pedro I. Giner

Secretario General

del Consejo Federal de Inversiones

Dr. ALBERTO R. GONZALEZ ARZAC

Autoridades de la Provincia de Santiago del Estero

Gobernador: Dr. CARLOS ARTURO JUAREZ

Ministro de Obras Públicas : Ing° EDUARDO VILLEGAS BELTRAN

13302

CATALOGADO



CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES

ESTUDIO DE ABASTECIMIENTO

ELECTRICO ZONA SUR

PROVINCIA DE SANTIAGO DEL ESTERO

Impreso en Argentina

Hecho el depósito que marca la ley 11.723

© 1973 CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES

Alsina 1401 Buenos Aires República Argentina

INDICE GENERAL *

0 - INTRODUCCION	
0.1 - Objeto y Alcance del Estudio	1
0.2 - Desarrollo del Estudio	2
0.3 - Resultados	3
Capítulo 1 - DEFINICION DEL AREA EN ESTUDIO Y CARACTERISTICAS	
FISICO - ECONOMICAS	
1.1 - Definición del Area en Estudio	4
1.2 - Características Físicas	5
1.2.1 - Relieve	5
1.2.2 - Clima	5
1.3 - Población	6
1.4 - Características Económicas	9
1.4.1 - Industria	9
1.4.2 - Minería	10
Capítulo 2 - DIAGNOSTICO DEL SERVICIO ELECTRICO	
2.1 - Configuración del Servicio Eléctrico	14
2.1.1 - Panorama actual	14
2.1.2 - Entes prestatarios del servicio	15
2.2 - Descripción de las Instalaciones del Servicio Público	17
2.2.1 - Instalaciones de generación	17
2.2.2 - Redes eléctricas	19
2.3 - Características Operativas del Servicio Público	20
2.3.1 - Centrales eléctricas	20
2.3.2 - Redes eléctricas	22
2.3.3 - Personal afectado al servicio	22
2.4 - Aspectos Económicos de la Explotación	24
2.5 - Sistema Tarifario	27
2.6 - Autoproducción.....	30

Capítulo 3 - ESTUDIO DEL MERCADO ELECTRICO

3.1 - Evolución Histórica de la Demanda del Servicio Publico ..	39
3.2 - Proyección de la Demanda Eléctrica	43
3.2.1 - Proyección de las demandas vegetativas	43
3.2.2 - Proyección de demandas especiales	47
3.2.3 - Proyección de la demanda total	48

Capítulo 4 - PROGRAMAS ALTERNATIVOS DE EQUIPAMIENTO

4.1 - Metodología y Criterios Básicos	93
4.1.1 - Unidades de generación	94
4.1.2 - Sistemas de transmisión.....	95
4.1.3 - Calidad y seguridad del servicio	96
4.2 - Condiciones del Análisis	98
4.3 - Programas de Equipamiento	99
4.3.1 - Equipamiento a nivel local	100
4.3.2 - Equipamientos a nivel subzonal y zonal	101
4.3.3 - Equipamientos a nivel interzonal	104
4.4 - Hipótesis de Operación de las Alternativas de Equipamien_	
to	106
ANEXO 4-I - Equipamiento Eléctrico de la Zona Norte de la Pru	
vincia de Córdoba	134
ANEXO 4-II - Alternativas de Equipamiento Abasteciendo Locali-	
dades sin Servicio y Demandas Especiales Eventua-	
les	140
4-II.1 - Equipamiento zonal con localidades sin	
servicio	140
4-II.2 - Equipamiento zonal con demandas especia	
les eventuales y localidades sin serc_i	
cio	141

4-II.3 - Equipamiento interzonal con localidades sin servicio	143
---	-----

Capítulo 5 - SELECCION DE ALTERNATIVAS DE EQUIPAMIENTO

5.1 - Metodologías y Criterios Básicos	150
5.2 - Información Económica Básica	152
5.2.1 - Inversiones	152
5.2.2 - Gastos de explotación	153
5.3 - Evaluación de Alternativas de Equipamiento Subzonales y Zonales -Flujo de Inversiones y Gastos y Cálculo de Costos Actualizados	156
5.4 - Selección de la Alternativa Zonal	160
5.4.1 - Discusión de la tasa de interés	160
5.4.2 - Otros elementos significativos en la decisión	160
5.4.3 - Selección	161

Capítulo 6 -EVALUACION DE LA ALTERNATIVA DE EQUIPAMIENTO SELECCIONADA

6.1 - Consideraciones Generales	175
6.2 - Activo Fijo Asignable al Año Base	176
6.3 - Resultados de Explotación del Año Base	176
6.4 - Presupuesto y Programa de Inversiones Anuales	177
6.5 - Proyección de los Resultados de Explotación	178
6.5.1 - Proyección de los Ingresos de Explotación	178
6.5.2 - Proyección de los Gastos de Explotación	179
6.6 - Proyección del Activo Fijo Bruto, Depreciación e Inversión Inmovilizada	182
6.7 - Rentabilidad Anual - Conclusiones	183
ANEXO 6-I - Determinación del Precio Límite de Intercambio en la Alternativa de Equipamiento Interprovincial	199

ANEXO 6-II - Presupuesto y Programa de Inversiones de la Alternativa de Equipamiento Zonal con Demandas Especiales Eventuales y Localidades sin Servicio	203
ANEXO 6-III - Información Básica de Activo Fijo	209
Indice de Cuadros	213
Indice de Láminas	221
Fuentes de Información	223

0.- INTRODUCCION

0.1 - Objeto y Alcances del Estudio

El presente estudio tiene como objetivo seleccionar el equipamiento eléctrico mas conveniente para satisfacer las necesidades futuras de energía eléctrica en la Zona Sur de la Provincia de Santiago del Estero.-

Para ello se ha realizado un diagnóstico general del servicio eléctrico existente; proyección de la demanda eléctrica; definición y selección de las posibles alternativas de equipamiento y finalmente la evaluación económica de la alternativa de equipamiento seleccionada.-

El equipamiento estudiado comprende las obras de generación y transmisión y la definición técnica de sus características principales.-

El período abarcado por el estudio se extiende hasta el año 1982.-

0.2 - Desarrollo del Estudio

El Capítulo 1 incluye la definición del Area en Estudio y la descripción sumaria de los aspectos físicos, demográficos y económicos vinculados al estudio eléctrico.-

En el Capítulo 2 - Diagnóstico del Servicio Eléctrico se determina la capacidad, estado actual y características operativas de las instalaciones del servicio público existentes, permitiendo así fijar las condiciones de partida para la elaboración de los programas de equipamiento. Se incluye en este Capítulo un análisis de los aspectos económicos y tarifarios de la explotación.-

El Capítulo 3 - Estudio del Mercado Eléctrico comprende la proyección de la demanda eléctrica hasta el año 1982. Se ha realizado previamente un análisis histórico de la demanda del servicio público.-

En el Capítulo 4 - Programas Alternativos de Equipamiento se definen las alternativas de equipamiento técnicamente capaces para el abastecimiento de la demanda pronosticada en la zona de estudio. Los programas de equipamiento comprenden los requerimientos de equipos e instalaciones a nivel de generación, transmisión y transformación de las distintas alternativas analizadas, fijándose todos los datos necesarios y suficientes para la selección económica. Incluye este Capítulo dos Anexos: el Anexo 4-I "Equipamiento Eléctrico de Zona Norte de la Provincia de Córdoba", proporcionado por la Empresa Provincial de la Energía de Córdoba y el Anexo 4-II que incluye las alternativas de Equipamiento abasteciendo Localidades sin Servicio y Demandas Especiales Eventuales (zona minera de Lomitas Blancas).

El objeto del Capítulo 5 - Selección de Alternativas de Equipamiento es la evaluación económica de las diferentes alternativas de equipamiento técnicamente factibles definidas en el Capítulo 4, seleccionando las instalaciones de generación, transmisión y transformación para la prestación mas conveniente del servicio eléctrico.-

El Capítulo 6 - Evaluación de Alternativa de Equipamiento Seleccionada consiste en la proyección de los resultados de explotación, inversión inmovilizada y rentabilidad anual para la "unidad administrativa" integrada por las centrales de Ojo de Agua, Sumampa, Sol de Julio y Los Telares. Se incluyen en este Capítulo tres Anexos: el Anexo 6-I "Determinación del Precio Límite de Intercambio en la Alternativa de Equipamiento Interprovincial", el Anexo 6-II "Presupuesto y Programa de Inversiones de Alternativa de Equipamiento Zonal con Demandas Especiales Eventuales y Localidades sin Servicio" y el Anexo 6-III "Información Básica del Activo Fijo".-

0.3 - Resultados

El estudio recomienda como alternativa de equipamiento más conveniente la solución Zonal Sistema Ojo de Agua - Sumampa - Sol de Julio - Los Telares, abastecido desde la central Sumampa e incluyendo la alimentación de las localidades sin servicio en ruta.-

El presupuesto de obras de generación y transmisión a habilitar en el decenio 1973 - 1982 para esta alternativa es de \$ 15.094.000 (Cuadros 6-6 y 6-7 del Capítulo 6).-

Caso que interese a la Provincia de Santiago del Estero el abastecimiento eléctrico a la zona minera de Lomitas Blancas, el presupuesto de obras de la solución zonal Sistema Ojo de Agua - Sumampa - Sol de Julio - Los Telares - Lomitas Blancas, abastecido desde la Central Ojo de Agua es de \$ 32.004.900 para el decenio 1973 - 1982 (Cuadros 6-II-1 y 6-II-2 del Anexo 6-II al Capítulo 6).-

En el Capítulo 6, apartado 6.1 se indican las razones por las cuales se ha descartado la variante de equipamiento interprovincial. No obstante en el Anexo 6-I a dicho Capítulo se ha determinado el precio límite de intercambio para una eventual compra de energía al Sistema de Córdoba. -

CAPITULO 1

DEFINICION DEL AREA EN ESTUDIO Y

CARACTERISTICAS FISICO - ECONOMICAS

1.- DEFINICION DEL AREA EN ESTUDIO Y CARACTERISTICAS FISICO - ECONOMICAS

1.1 - Definición del Area en Estudio

De acuerdo a lo definido contractualmente el área básica comprendida en este estudio es la zona Sur de Santiago del Estero, delimitada al este por el Río Viejo, al norte por el Río Saladillo, al oeste por la Sierra de Ambargasta y al sur por el límite con la Provincia de Córdoba. En la Lámina 1-1 se aprecia la ubicación geográfica de esta zona en la Provincia de Santiago del Estero y en relación a Córdoba.-

Examinando el área de circunvalación que rodea al área básica con el propósito de una eventual ampliación de la misma, se observa que la única localidad relativamente cercana con servicio eléctrico es la de Los Telares, la que reviste interés por sí misma y porque brinda la posibilidad de estudiar el abastecimiento en ruta a la localidad de Ramirez de Velasco en el caso de justificarse la interconexión de dicha población con las de la zona básica.-

El resto de las localidades de la Provincia de Santiago del Estero pueden considerarse no sólo alejadas desde el punto de vista de área de circunvalación, sino también como integrantes de zonas de potencial interconexión con la zona Sur, puesto que los niveles de desarrollo eléctrico y las distancias existentes obligan a descartar tal posibilidad dentro del período en estudio.-

En cuanto a la proximidad de esta área con la zona norte de la Provincia de Córdoba cabe señalar que si bien las localidades de esta última están eléctricamente cercanas a aquellas, las mismas no pueden incluirse como integrantes del área específica en estudio pues de acuerdo a la información suministrada por E.P.E.C., que se analiza en un capítulo posterior, dicha empresa está constituyendo en esa zona un sistema interconectado que se conectará a un sistema provincial dentro de la década actual. Por esta razón, a la zona norte de Córdoba se la habrá de considerar en el estudio de alternativas de abastecimiento interzonal.-

En consecuencia, la zona que finalmente se considerará como área en estudio es la definida en el primer párrafo de este punto, más la incorporación de Los Telares.-

1.2 - Características Físicas

1.2.1 - Relieve

El relieve del área en estudio es fundamentalmente de tipo serrano de bajas alturas. Con rumbo sud sudoeste - nor nordeste se extiende la Sierra de Sumampa sobre las que se encuentran situadas del lado oeste la localidad de Ojo de Agua y hacia el lado este las de Sumampa y Sol de Julio.-

La Sierra de Ambargasta se extiende con rumbo sud sudeste - nor noroeste formando una ve con la Sierra de Sumampa.-

Ambos sistemas pertenecen a las últimas estribaciones hacia el norte del cordón austral de las sierras pampeanas. Las alturas de estas formaciones son de 400m. sobre el nivel del mar.-

La zona norte del área en estudio (localidad de Los Telares) es de relieve llano.-

1.2.2 - Clima

La temperatura media anual de la zona es del orden de 18° C, con una máxima y mínima absoluta de 41° C y -10° C aprox., mientras que las máximas y mínimas medias son de 26° y 11° C.-

La humedad relativa ambiente media en los meses de verano es del orden del 63%, mientras que en los meses de otoño e invierno es del 70% aprox.-

La precipitación media anual de lluvias es de 750 mm.-

Las frecuencias medias anuales de días con precipitaciones, heladas, tormentas eléctricas y granizo son las siguientes (*):

	<u>Días</u>
- Precipitaciones	72
- Heladas	22,4
- Tormentas eléctricas	40,6
- Granizo	0,7

(*) Datos de la Estación del Servicio meteorológico Nacional Villa de María del Río Seco ubicada unos 50 kms al sur de Villa Ujo de Agua y a una elevación de 341 m. s.n.m.

1.3 - Población

La Provincia de Santiago del Estero en su conjunto tiene en 1970 una población total de 495.419 habitantes contra 476.503 habitantes en el año 1960, lo que representa una tasa intercensal de crecimiento anual medio de 3,9 %.-

El Cuadro N° 6 de la Publicación Provisional del Censo Nacional de Población, Familias y Viviendas, 1970 (I.N.D.E.C) clasifica a la Provincia de Santiago del Estero como expulsora de población, con tendencia creciente inferior a la media del país, con signando un saldo de 85.036 habitantes en el período 1960 - 1970.-

La Publicación Estadísticas Demográficas, Año 1972 de la Dirección de Estadísticas de la Provincia de Santiago del Estero estima un saldo migratorio para el período intercensal 1960 - 1970 de 104.423 habitantes según:

Crecimiento Vegetativo	119.500
Crecimiento Intercensal	<u>19.077</u>
Diferencia	104.423

Consigna dicha publicación que las "corrientes migratorias interna van hacia una mayor concentración de población, parten principalmente de regiones rurales mediante desplazamientos laterales efectuados por familias de jornaleros, cosecheros y braceros".-

Para los departamentos ubicados en la zona sur de la Provincia y que son comprendidos parcialmente por el área en estudio, los valores de población correspondientes a los censos de 1960 y 1970 son los siguientes:

<u>Departamento</u>	<u>1960</u>	<u>1970</u>	<u>Tasa media a. ac.</u>
Ojo de Agua	13.908	12.747	- 0,87 %
Quebrachos	11.320	10.391	- 0,35 %
Salavina	12.642	10.321	- 2,05 %

La situación en estos departamentos es aún mas crítica que a nivel provincial ya que además de ser expulsores de población su población total disminuye.-

a) Localidades con servicio eléctrico

Son estas las de Villa Ojo de Agua, Sumampa, Sol de Julio y Los Telares. Las cantidades de habitantes correspondientes a los censos de 1960 y 1970 son los siguientes:

<u>Localidad</u>	<u>1960</u>	<u>1970</u>	<u>Tasa media a. ac.</u>
Villa Ojo de Agua	1505	2329	4,47 %
Sumampa	2401	2334	- 0,29 %
Sol de Julio	1219	1007	- 1,69 %
Los Telares	1033	917	- 1,19 %

A nivel de localidad salvo el crecimiento excepcional de Villa Ojo de Agua las de Sol de Julio, Los Telares y Sumampa pierden población aunque esta última en mucha menor medida que las anteriores.-

Con respecto a Ojo de Agua ha sido factor decisivo en su crecimiento su ubicación estratégica sobre la ruta nacional N° 9 y el impulso dado al turismo con la apertura de un casino en dicha localidad. Este último ha sido posteriormente cerrado.-

b) Localidades sin servicio eléctrico

Las poblaciones rurales de mas de 250 habitantes ó próximas a esta cantidad ubicadas dentro del área en estudio son las siguientes:

<u>Localidad</u>	<u>Departamento</u>	<u>1960</u>	<u>1970 (**)</u>
Ambergasta	Ojo de Agua	(*)	388
Amiman	Ojo de Agua	(*)	243
Chacras	Ojo de Agua	(*)	312
Pda. Km. 49	Ojo de Agua	(*)	333
Dv. Km. 340	Quebrachos	(*)	247
Lomitas Blancas	Ojo de Agua	(*)	260
Oncan	Ojo de Agua	(*)	251
Ramirez de Velasco	Quebrachos	540	299

(*) No hay datos publicados en el Censo de 1960.-

(**) Publicación Provincial en base al Censo de 1970.-

Para estas poblaciones que como vemos son de reducida magnitud, teniendo en cuenta que a lo sumo puede considerarse una relación inicial habitante por usuario igual a 18 tendríamos en promedio alrededor de 17 usuarios por localidad.-

La habilitación del servicio eléctrico ya sea mediante grupos electrógenos locales o por el tendido de una línea de alta tensión resultaría altamente gravoso. -

Sin embargo podría considerarse plausible el servicio eléctrico en el caso en que el trazado de una línea de A.T. justificada por otros motivos dejara a algunas de estas poblaciones en su camino.-

Sería el caso de las poblaciones de Ramirez de Velasco y Dv. Km. 340 en caso de resultar conveniente la línea de 13,2 kV Sumampa - Los Telares ó las de Amiman, Chacras, Lomitas Blancas y Oncan en caso de abastecerse desde Ojo de Agua a la zona minera de manganeso situada en las proximidades de Lomitas Blancas (sierra de Ambergasta).-

1.4 - Características Económicas

El área en estudio se caracteriza como zona geoeconómica minera con ganado bovino - caprino y en menor medida turística. Hay asimismo pequeñas industrias derivadas de la transformación de productos naturales de la zona, como ser fábricas de parquets, triturado de piedras, algunos pequeños frigoríficos y elaboración de embutidos.-

1.4.1 - Industria

Según información que nos ha proporcionado la Dirección General de Comercio e Industria de la Provincia, la industria instalada en la zona al mes de Abril de 1973 es la siguiente:

<u>Industria</u>	<u>Localidad</u>	<u>Potencia Instalada</u>
Triturado de Piedras	Los Telares	60 kVA
Fca. Chacinados y Embutidos	Sumampa	10 kVA
Fca. de Parquets	Sumampa	68 kVA
Frigoríficos de Cabritos	V. Ojo de Agua	50 kVA
Fca. de Muebles Metálicos	V. Ojo de Agua	30 kVA

Todas a excepción de la Fca. de Embutidos adquieren su energía al servicio público de electricidad.-

Se encuentran en instalación ó decididos los siguientes proyectos:

<u>Industria</u>	<u>Localidad</u>	<u>Potencia Instalada</u>
Fca. de Parquets	Los Telares	80 kVA
Curtiembre	Sumampa	100 kVA

Ambas adquirirán su energía al servicio público.-

1.4.2 - Minería (*)

La actividad minera del área en estudio comprende fundamentalmente la extracción del mineral de manganeso y se encuentra localizado en la Sierra de Ambar_gasta, con centro aproximado en la localidad de Lomitas Blancas, distante unos 42 kms. al Nor-oeste de Villa Ojo de Agua.-

La producción en el quinquenio 1965 - 1970 de estos yacimientos fué la siguiente:

(En tón)

<u>Año</u>	<u>1965</u>	<u>1966</u>	<u>1967</u>	<u>1968</u>	<u>1969</u>	<u>1970</u>
Mineral de Mn	4.346	4.591	10.918	12.652	15.197	6.882
Mn. metálico	1.269	1.385	3.395	4.262	4.547	2.183

La producción nacional en 1969 y 1970 ha sido de 36.567 y 25.027 t. de mineral respectivamente.-

En 1967, 1968 y 1969 se alcanzaron niveles extraordinarios de producción como consecuencia de que al suspender SOMISA por razones técnicas la compra de mineral de baja ley, Córdoba disminuyó su producción y la Prov. de Santiago del Estero quedó como principal abastecedora de Altos Hornos Zapla.-

En 1970 por razones de mercado (bajo precio y limitación de la demanda), se inicia la declinación que hace crisis en 1972 y que abarca a toda la producción nacional.-

En noviembre de 1972, ha efectos de corregir la situación de crisis, ha sido sancionado el Decreto N° 8203 que fija en el 33% como mínimo el porcentaje de mineral nacional sobre el importado que deberán adquirir los usuarios para gozar de los beneficios de exención de derechos de importación. Determina además las cantidades porcentuales para diferentes leyes y sus precios, dentro del total de mineral nacional a comprar.-

(*) La información correspondiente a este apartado ha sido extraída del trabajo de los Dres. Edgardo A. Menoyo y Vicente H. Padula "Manganeso" publicado por la Revista Minería N° 118, 119 y 120 - (Febrero 1973).-

Se estima que con este decreto se asegurará a los productores nacionales la elaboración de manganeso a precios remunerativos, en cantidad superior al promedio anual de producción que tuvo lugar en el decenio 1960 - 1970.-

La Sociedad Mixta Siderúrgica y Altos Hornos Zapla comprarán entre ambas alrededor de 28.000 t. de mineral al año, y las industrias de ferroatraqueaciones tienen condicionada la importación de mineral de manganeso libre de derechos al uso del porcentaje antes mencionado de mineral nacional, lo que significa otras 20.000 t. para la producción local.-

El Decreto 8203 establece además que el Banco Nacional de Desarrollo será el agente financiero de mineral de manganeso de las operaciones de compra y venta de mineral nacional.-

Recientemente la Subsecretaría de Minería ha llamado a licitación pública para la realización del proyecto de ingeniería de una planta regional de concentración y aglomeración de mineral de manganeso para el Distrito Manganesífero de Santiago del Estero - Córdoba. La capacidad de esta planta sería de 200 t/ día de mineral como máximo. Actualmente este estudio se encuentra en etapa de adjudicación.-

Se estima que dicha planta podrá estar en funcionamiento para el año 1975 y la inversión se calcula en el orden de los 7.000.000 de pesos.-

No se conoce por el momento el lugar exacto de radicación que surgirá de los estudios encomendados, aunque parecería como mas probable la localidad de Pozo Nuevo situada en el extremo norte de la Provincia de Córdoba, según la información que nos han suministrado las autoridades nacionales respectivas.-

La realización de este proyecto permitiría elevar los minerales de baja ley (20 a 30% de Mn metálico). La ley promedio de la producción nacional es del 30,0% Mn, mientras que la ley mínima estimada del mineral importado es del 44% Mn.-

La ampliación de SOMISA en 1973 (nuevo alto horno y Acería LD) requerirá unas 18.000 toneladas anuales iniciales de manganeso metálico y por las características

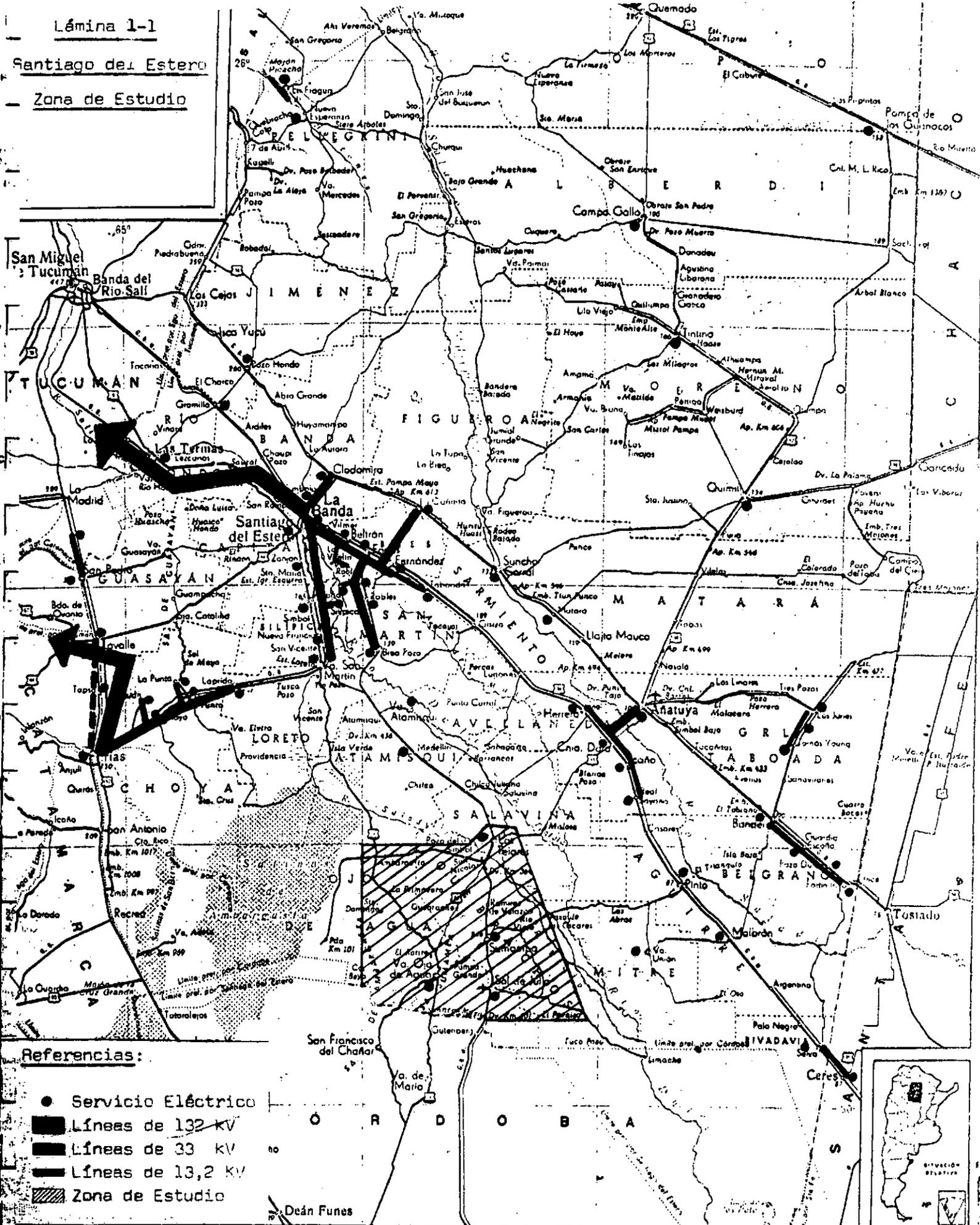
del proceso utilizará mineral de ley 35% como mínimo.-

Los centros productivos mas importantes de la Provincia de Santiago del Estero son dos: el Grupo La Santiagueña formado por las minas de "La Santiagueña", "Los Dos Leones", "La Negra" y 8 más; y el grupo Norte constituido por el yacimiento "La Clemira". La importancia de este es menor que la del Grupo La Santiagueña. Las reservas probadas e inferidas para el Grupo La Santiagueña son de 200.000 tn de mineral (Ley 20% a 30 % Mn) mientras que para el Grupo Norte son de apenas 20.000 tn. de mineral (ley media 25%).-

La ubicación de los yacimientos mas importantes es la siguiente:

<u>Yacimiento</u>	<u>Lugar o Paraje</u>	<u>Departamento</u>
La Santiagueña	Ancoches	Ojo de Agua
La Negra	Ancoches	Ojo de Agua
Los Dos Leones	Lomitas Blancas	Ojo de Agua
El Milagro	Lomitas Blancas	Ojo de Agua
El Aguila	Ashpa Puca	Ojo de Agua
La Clemira	Chilquitas	Ojo de Agua

Todos estos yacimientos a excepción de "La Clemira" y "El Aguila" se encuentran a no más de 5 kms de la localidad de Lomitas Blancas, a la que se accede desde V. Ojo de Agua por camino de tierra. La altura promedio es de 400 m. sobre el nivel del mar.-

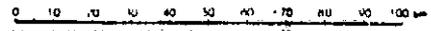


Referencias:

- Servicio Eléctrico
- ▬ Líneas de 132 kV
- ▬ Líneas de 33 kV
- ▬ Líneas de 13,2 kV
- ▨ Zona de Estudio

Fuente: D.E.P.S.E.

Escala 1: 2000000



CAPITULO 2
DIAGNOSTICO DEL SERVICIO ELECTRICO

2.- DIAGNOSTICO DEL SERVICIO ELECTRICO

2.1 - Configuración del Servicio Eléctrico

2.1.1 - Panorama actual

En la Lámina 1-1 puede apreciarse la situación espacial de la zona que es motivo de estudio en el presente informe y su ubicación relativa dentro de la Provincia de Santiago del Estero, así como también su proximidad con el Norte de la Provincia de Córdoba. En esa Lámina se indican las localidades de la Provincia de Santiago del Estero y de la zona en estudio que cuentan con servicio eléctrico, además de las principales líneas de transmisión existentes. Se advierte que salvo la zona Central y Oeste de la provincia, donde se han desarrollado algunas redes de transmisión, en el resto prevalecen los servicios aislados, lo cual es notorio particularmente en la zona Sur de la misma.-

En la Lámina 2-1 se presenta un detalle ampliado de la zona en estudio, indicándose en la misma sus cuatro localidades con servicio eléctrico actual, a saber: Ojo de Agua, Sumampa, Sol de Julio y Los Telares. Asimismo en dicha Lámina se señalan dos localidades cercanas de la Provincia de Córdoba (Villa de María y San Francisco del Chañar) que poseen servicio eléctrico.-

En la zona específica de estudio las localidades eléctricamente mas importantes son las de Ojo de Agua y Sumampa, quedando en un segundo orden las de Sol de Julio y Los Telares; habida cuenta la relatividad de esta clasificación en un área de bajo desarrollo eléctrico dentro del panorama provincial.-

Desde el punto de vista espacial resulta difícil delimitar subzonas dentro de una zona con localidades de reducido mercado eléctrico y de similar dispersión.- Pero analizando con mayor detalle las distancias relativas y sus niveles

de servicio eléctrico se puede arriesgar una subdivisión interna que comprenda, por un lado al conjunto formado por las localidades de Ojo de Agua, Sumampa y Sol de Julio - las de mayor nivel y mas cercanas entre sí; y por el otro, a la localidad de Los Telares, la mas pequeña y alejada; apreciándose en consecuencia la existencia de dos sub-zonas.-

Esta zonificación se menciona a sólo título indicativo, puesto que ello no implica introducir ninguna simplificación en los análisis que se desarrollan más adelante.-

Las cuatro localidades con servicio eléctrico de la zona de estudio poseen exclusivamente centrales compuestas de grupos diesel, las que operan todas con horario discontinuo aunque diferente en cada caso. Todas generan en corriente alternada de 50 Hz y realizan la prestación directamente mediante red de distribución, pues salvo una pequeña línea de 13,2 kV en Ojo de Agua, ninguna posee red de transmisión o subtransmisión.-

Los servicios indicados son de caracter público; no existe autoproducción eléctrica detectada en la zona.-

2.1.2 - Entes prestatarios del servicio

A partir del 5 de Abril de 1971, fecha en que se firmó el convenio respectivo con la Provincia, la empresa nacional Agua y Energía Eléctrica tiene a su cargo la prestación del servicio público de electricidad de todas las localidades donde se encuentran ubicadas las instalaciones que pertenecen a la Provincia y cuya tenencia y uso le fuera concedida en dicho acto; entre las que se contaban las de Ojo de Agua, Sumampa y Los Telares. El servicio de Sol de Julio se incorporó a dicha empresa nacional recién el 1º de Abril de 1972, una vez que se lo transfirió la cooperativa a que pertenecía. En consecuencia, todo el servicio eléctrico de la zona de estudio está actualmente en manos de Agua y Energía Eléctrica.-

El mencionado convenio, que fuera ratificado por Ley Provincial N° 3641, tiene una duración ilimitada y recién podrá ser denunciado después de los 10 años de su vigencia. Esto asegura la continuidad de la prestación por parte de Agua y Energía Eléctrica; previéndose por otra parte que ambos entes pueden incorporar nuevas instalaciones, sin que por ello se modifique el régimen de la prestación.-

2.2 - Descripción de las Instalaciones del Servicio Público

2.2.1 - Instalaciones de generación

En el Cuadro 2.1 se detallan las principales características técnicas de las centrales eléctricas de la zona en estudio, las que a continuación se describen en orden de importancia.

- Central Ojo de Agua: Esta central cuenta con cuatro grupos diesel de distinta potencia, antigüedad y estado. Dos de ellos, los más recientemente instalados, tienen una potencia nominal de 60 kW cada uno, ambos se encuentran en buen estado, son de 1.500 r.p.m. refrigerados a aire mediante radiador y son transportables aunque uno de ellos está fijado sobre chasis. La potencia efectiva de estos grupos es de 55 kW para cada uno.-

El tercer grupo se instaló en 1966, tiene una potencia nominal de 137 kW y una efectiva de 100 kW, una velocidad de rotación de 750 r.p.m. y su estado es regular, con la característica que no se le hizo ninguna reparación general desde el momento en que fuera habilitado, contando en la actualidad con unas 35.000 horas de operación.-

El cuarto grupo, de 200 kW nominales y 500 r.p.m., se encuentra actualmente fuera de servicio debido a que a mediados de 1971 se le rompió el cigüeñal, el que no ha sido reparado todavía.-

Todas las unidades generan a una tensión de 380/220 volts, y utilizan como combustible el Diesel-Oil, a partir de Octubre de 1972.-

El edificio de la central está prácticamente en su máxima utilización con las instalaciones actualmente existentes, entre las que se cuentan, además de los grupos señalados y los elementos mecánicos y eléctricos complementarios, una pileta de refrigeración con torre, otra pileta auxiliar, un tanque para combustible de 12.000 litros de capacidad y un segundo tanque de 10.000 litros.-

- Central Sumampa: Posee dos grupos Koerting de 136 kW nominales y 125 kW efectivos ca

da uno, ambos de 500 r.p.m., generan a 380/220 V., están instalados en forma fija y se alimentan a Diesel-Oil desde Octubre del año próximo pasado. Uno de estos grupos fué instalado en Mayo de 1968 y el otro en Diciembre de 1969, pero ambos se encuentran en estado regular pues requieren un mantenimiento general.-

La central cuenta con una sala de máquinas que posee espacio para una eventual instalación de un grupo adicional similar a los existentes, una pileta de refrigeración con torre y dos tanques subterráneos para combustible, uno de 16.000 litros y el otro de 12.000 litros de capacidad.-

- Central Sol de Julio: Esta central posee tres pequeños grupos de 1.500 r.p.m., fijados sobre chasis y refrigerados mediante radiador. La potencia nominal del mas antiguo, instalado en 1969, es de 40 kW, su potencia efectiva de 30 kW y su estado puede considerársele como bueno. Los otros dos tienen una potencia nominal de 49 kW cada uno, con una potencia efectiva de 35 kW y si bien han sido instalados uno de ellos en Agosto de 1972 y el otro en Enero de 1973, ambos han sido utilizados desde 1958 en otras localizaciones, por lo que su estado es regular.-

Los motores utilizan Gas-Oil como combustible y para su almacenamiento se cuenta con dos tanques subterráneos de 5.000 litros cada uno, ubicados en la calle.-

La sala de máquinas de la central está totalmente ocupada con los grupos actuales, pero podrían instalarse grupos de mayor tamaño en reemplazo de los existentes. Además existe un terrano y galpón que pertenecen a la central, con espacio suficiente para otras instalaciones eventuales, como ser nuevos grupos y/o torre de refrigeración con pileta.-

- Central Los Telares: Esta central posee un solo grupo instalado en 1968, transportable de 40 kW nominales y 30 kW efectivos, que opera a 1.500 r.p.m., genera a 380/220 Volts y se refrigera mediante radiador.-

El grupo funciona con Gas-Oil, el que se almacena en un tanque subterráneo de 6.000 litros de capacidad.-

La central posee espacio para algún grupo adicional de capacidad similar.-

- Resumen: Resumiendo la capacidad de generación de las centrales descritas de la zona, obtenemos el cuadro que sigue, válido al 31/3/1973.-

Centrales	Potencia Nominal (kW)	Potencia Efectiva (kW)
Ojo de Agua	457	210
Sumampa	272	250
Sol de Julio	138	100
Los Telares	40	35
Total	907	595

2.2.2 - Redes eléctricas

El único sistema que puede considerarse de sub-transmisión en la zona está instalado en Ojo de Agua y consiste en una pequeña línea de 13,2 kV de 2 km de longitud, que se alimenta mediante un transformador elevador de 60 kVA, 380/13.200 V. ubicado cercano a la ruta y que abastece a dos usuarios con dos transformadores reductores de 30 kVA, 13.200/380 V. cada uno.-

En todos los demás casos, el abastecimiento a los usuarios se efectúa directamente mediante red de distribución de 380/220 Volts, que se alimenta desde las barras de las respectivas centrales.-

En general el estado de dichas redes no es óptimo; debiéndose señalar que en Ojo de Agua su estado puede considerarse regular además de escasa, mientras que en Sumampa su estado general es bueno. En Sol de Julio se ha verificado que su red de distribución se encuentra en general en mal estado, existiendo sectores con servicio deficiente.-

2.3 - Características Operativas del Servicio Público

2.3.1 - Centrales eléctricas

En el Cuadro 2-2 se determinan los indicadores de operación de las centrales de la zona, correspondientes al año 1972. Para su mejor interpretación cabe definir a dichos indicadores de la siguiente manera:

- Factor de utilización: Relación entre la energía anual generada y la potencia instalada útil (potencia nominal menos unidades fuera de servicio), el que medido en horas y referido a las 8.760 horas anuales permite apreciar el grado de aprovechamiento de la capacidad de la central.-

- Factor de Planta: Relación entre la potencia efectiva y la carga máxima de la central, el que da una medida del grado de sobreequipamiento y de reserva existente.-

- Factor de Carga: Relación entre la energía anual generada y la carga máxima registrada, el que medido en horas permite caracterizar la demanda del mercado, o bien la calidad del servicio prestado (servicio continuo o discontinuo).-

En el Cuadro mencionado se indica también el horario de servicio de cada central, apreciándose que el mismo es discontinuo en todos los casos pero incluye mayor cantidad de horas diarias cuanto mayor es la demanda e importancia relativa de la localidad. En este sentido se observa que la central de Ojo de Agua opera durante casi todo el día salvo una pequeña interrupción de $1\frac{1}{2}$ horas, Sumampa lo hace durante 20 horas diarias, Sol de Julio durante 14 horas y Los Telares 10 horas.

Los horarios de servicio indicados son los elementos determinantes de los relativamente bajos factores de utilización de las centrales y de los reducidos factores de carga de la demanda de estas localidades, aunque en este último aspecto en Ojo de Agua se observa un factor de carga adecuado a su tipo de consumo. Para ambos factores se apre

cia que los mismos disminuyen con la reducción de las horas de funcionamiento de las centrales. En el caso de Sol de Julio se obtuvieron los datos de generación correspondientes a solamente nueve meses del año 1972, por lo cual los factores obtenidos deben referirse a 6.570 horas en lugar de las 8.760 horas señaladas.-

Previo al análisis de los factores de planta obtenidos cabe señalar que en una situación normal, es decir para centrales con reserva suficiente, el mismo debe encontrarse entre 2 y 2,5 en centrales de dos unidades, y entre 1,4 y 1,8 en centrales con tres y cuatro unidades. En nuestro caso se verifica que ninguna de las centrales cumplía en 1972 con estas condiciones, por lo que puede afirmarse que ninguna de ellas poseía la reserva de potencia suficiente. Esto se puede comprobar fácilmente determinando la potencia firme de cada central (potencia efectiva total menos potencia efectiva de la unidad mayor) y comparándola con la carga máxima respectiva, constatándose déficit de potencia en todos los casos. El caso mas crítico ocurre en Los Telares donde con una sola unidad su potencia firme es nula.-

En las Láminas 2-2 a 2-5 se han representado las curvas de carga diarias típicas de un día laborable por estación para cada una de las centrales en estudio. Con ellas se puede visualizar el régimen de operación de las mismas y además puede apreciarse una notoria influencia estacional sobre la demanda.-

En cuanto al combustible que utilizan estas centrales, el mismo proviene de la planta de almacenamiento de Montecristo (Córdoba), transportado mediante camión tanque. En el Cuadro 2-3 se indican los consumos totales de combustible y lubricantes para cada central durante el año 1972, determinándose asimismo los consumos específicos respectivos. Cabe reiterar que en Ojo de Agua y Sumampa hasta Octubre del año pasado se utilizaba Gas-Oil y que desde esa fecha en adelante se utiliza Diesel-Oil. Los valores de consumos específicos obtenidos en el mencionado Cuadro resultan en general adecuados a las características técnicas de las unidades que componen cada central, salvo en el caso de Los Telares donde el consumo de combustible por kWh parece excesivo.-

Con respecto al régimen de mantenimiento y reparación de los grupos, se ha observado que la situación imperante no es del todo satisfactoria, careciéndose en general de la regular atención requerida y de un plan previsto a esos efectos, así como también de los equipos y repuestos adecuados para cumplimentar un servicio garantido.-

Otro aspecto operativo que cabe señalar es el que se refiere al problema del agua de refrigeración en las centrales de Ojo de Agua y Sumampa, donde se utiliza el sistema de pileta con torre elevada. En la primera el agua es de una dureza relativamente aceptable y la dificultad consiste en que en verano, cuando las pérdidas son mayores, el agua que provee Obras Sanitarias no alcanza, debiéndose complementarla con aportes traídos especialmente mediante camión cisterna y depositados en la pileta auxiliar. Sumampa por el momento se abastece exclusivamente por Obras Sanitarias pero la dureza del agua es bastante mayor que la anterior y se prevén inconvenientes de abastecimiento a corto plazo pues la napa en explotación está casi agotada.-

2.3.2 - Redes eléctricas

Las condiciones operativas en que se encuentra la red de distribución es en general la normal para el tipo de localidad que se estudia, la cual carece por lo común de una buena regulación de tensión y un adecuado mantenimiento. En particular puede considerarse más deficiente el servicio de distribución en Sol de Julio, aunque actualmente se están tomando medidas para mejorarlo.-

No existe en la zona información suficiente que permita conocer la frecuencia de fallas e interrupciones en la red de distribución.-

2.3.3 - Personal afectado al servicio

De acuerdo con la información recogida, las centrales de la zona cuentan para el servicio con el personal que se indica a continuación:

- Ojo de Agua 1 Jefe y 4 Operarios
- Sumampa 1 Jefe y 4 Operarios
- Sol de Julio 1 Jefe y 2 Operarios
- Los Telares 2 Operarios.

Este personal atiende en general tanto la operación de las respectivas centrales, como así también la operación de la red de distribución, reclamos de usuarios, lectura de medidores y cuestiones de carácter administrativo local.-

2.4 - Aspectos Económicos de la Explotación

Tanto en las oficinas de la Divisional Santiago del Estero de Agua y Energía con sede en dicha localidad, como en las centrales de Buenos Aires no ha sido posible obtener los Resultados de Explotación correspondientes a las centrales en estudio. -

La carencia de este tipo de información sistematizada obedece en parte a lo reciente del traspaso de servicios, y por otra parte a que hasta tanto no se ratifique por Ley Nacional el Convenio suscripto por la Provincia de Santiago del Estero y la empresa Agua y Energía Eléctrica, ésta última actúa como mera administradora de la Provincia. -

La información de tipo económico ó vinculada parcial que se nos ha suministrado es la siguiente:

- Número de agentes por central
- Costo del combustible
- Costo del lubricante

En base a la información recién mencionada y a otra obtenida durante la visita a la zona, hemos preparado los siguientes indicadores económicos de la explotación:

a) Agentes por kW instalado

Debido a las diferencias de horarios en las diferentes centrales hemos preferido utilizar la relación agentes por kW instalado y por turno:

<u>Central</u>	<u>Número de Agentes</u>	<u>Potencia Instalada (kW)</u>	<u>Turnos</u>	<u>Agentes kw turno</u>
Ojo de Agua	5	457	3,8	0,0029
Sumampa	5	272	3,3	0,0056
Sol de Julio	3	138	2,3	0,0095
Los Telares	2	40	1,7	0,0300

Las dotaciones de estas centrales son normales para estos tipos de servicio. En Ojo de Agua y Sumampa de darse horario continuo de servicio deberían aumentarse sus dotaciones a 6 agentes.-

b) Costos unitarios de combustibles

De acuerdo a la información obtenida "in situ" los precios de combustibles a Abril de 1973 puestos en central, son los siguientes:

<u>Central</u>	<u>Combustible</u>	<u>Precio en Planta</u> (\$/kgr)	<u>Flete</u> (\$/kgr)	<u>Precio en central</u> (\$/kgr)
Ojo de Agua	Diesel-oil	0,320	0,032	0,352
Sumampa	Diesel-oil	0,320	0,037	0,357
Sol de Julio	Gas-oil	0,830	0,044	0,874
Los Telares	Gas-oil	0,830	0,041	0,871

Teniendo en cuenta los consumos específicos medios del año 1972 de estas centrales (ver CUADRO 2-3), los costos unitarios de combustibles a precios de Abril de 1973, son los siguientes:

<u>Central</u>	<u>Costo Unitario (\$/kwh)</u>
Ojo de Agua	0,113
Sumampa	0,150
Sol de Julio	0,351
Los Telares	0,455

c) Costos de lubricantes

Los costos unitarios de lubricantes utilizados, valorados a precios de Abril de 1973 (5,50 \$/lt) y en base a los consumos específicos medios del año 1972, son los siguientes:

<u>Central</u>	<u>Costo Unitarios (\$/kWh)</u>
Ojo de Agua	0,053
Sumampa	0,038
Sol de Julio	0,053
Los Telares	0,039

En el Capítulo 5, apartado 5.2 - Información Económica Básica, se han realizado estimaciones de los gastos en materiales y varios de generación y transmisión, necesarios para la evaluación económica. -

Con referencia a gastos de distribución y administración, que se utilizarán en la evaluación económica de la alternativa seleccionada, los mismos se establecerán en base a nuestra experiencia en sistemas de características similares según estudios recientemente realizados.-

d) Conclusiones

Los costos analizados y las características de estos servicios nos permiten asegurar que son deficitarios en su totalidad. Teniendo en cuenta que la tarifa vigente (ver apartado siguiente) es de 0,25 \$ /kWh en Ojo de Agua, Sumampa y Los Telares, en esta última central no se alcanzan a solventar los gastos variables de combustibles y lubricantes.-

En las de Sumampa y Ojo de Agua el margen es de 0,07 \$/kWh aprox., que no alcanza a solventar los restantes gastos directos de explotación: personal, materiales y varios, administración. -

En Sol de Julio si bien la tarifa es mas elevada (0,35 \$/kWh), la situación es similar. -

2.5 - Sistema Tarifario

Al no haberse ratificado aún por la Nación el Convenio de fecha 5 de Abril de 1971 entre la Provincia de Santiago del Estero y la Empresa Agua y Energía Eléctrica, la actuación de esta última Empresa es de mera administradora por cuenta y cargo de la Provincia sujeta a rendición de cuentas (Artículo 17 del citado convenio).-

Esta situación ha determinado la imposibilidad por parte de Agua y Energía Eléctrica de aplicar sus cuadros tarifarios y las tarifas vigentes son las de los ex -servicios de la Dirección de Energía de la Provincia (D.E.P.S.E.). -

En las localidades de Ojo de Agua, Sumampa y Los Telares son las siguientes:

--Tarifa N° 1 - Monofásico

- | | |
|--|---------|
| a) Cuota fija bimensual, por suministro: | \$ 0,70 |
| b) Por cada kWh | \$ 0,25 |

- Tarifa N° 2 - Trifásico

- | | |
|---|---------|
| a) Cuota fija bimestral, por suministro: | \$ 9,00 |
| b) Por cada uno de los primeros 8.000 kWh consumidos
por bimestre: | \$ 0,22 |
| Por cada kWh excedente de 8.000 kWh | \$ 0,21 |

- Tarifa N° 3 - Industrial Especial

- | | |
|---|---------|
| a) Cuota fija bimensual, por suministro: | \$ 9,00 |
| b) Por cada uno de los primeros 8.000 kWh consumidos
por bimestre: | \$ 0,12 |
| Por cada kWh excedente de 8.000 kWh | \$ 0,11 |

- Tarifa N° 4 - Grandes Usuarios

- | | |
|--|---------|
| a) Cuota bimensual por suministro: | \$ 6,00 |
| b) Por cada uno de los primeros 30.000 kWh consumidos
por bimestre: | \$ 0,06 |
| Por cada kWh excedente de 30.000 kWh | \$ 0,05 |

La tarifa vigente en la localidad de Sol de Julio corresponde a la aplicada por el ex-servicio de la Cooperativa de dicha localidad y es la siguiente:

- Tarifa Unica:

- a) Cuota fija mensual por suministro: \$ 2,75
- b) Por cada kWh \$ 0,35

Del análisis de los datos precedentes se deduce que el cuadro tarifario que se aplica en las localidades de Ojo de Agua, Sumampa y Los Telares está adecuadamente compuesto desde el punto de vista de considerar los distintos tipos de consumidores posibles en su área de mercado, no así la correspondiente a Sol de Julio donde se unifica indiscriminadamente a todos los consumidores.-

En cuanto a la estructura de la formulación tarifaria se verifica que en todos los casos la misma es simple pero completa, por cuanto siendo de tipo binómica contempla un cargo fijo por usuario y cargos variables por consumo de energía escalonados en función de rangos de consumo. Este último aspecto no se cumple en la tarifa aplicada en Sol de Julio.-

Hemos realizado una comparación entre las tarifas vigentes en la zona y el cuadro tarifario año 1973 de Agua y Energía Eléctrica correspondiente a las Provincias de Catamarca, Jujuy, La Rioja, Salta y Santiago del Estero para centrales con demandas menores de 1.500 kW (recargo del 15%). Corresponde a la tarifa que debiera haberse aplicado en la zona de haberse ratificado el convenio entre la Provincia y dicha empresa.-

Esta comparación se ha realizado para la tarifa N° 1 correspondiente a usuarios residenciales, que en esta zona representan aproximadamente el 70% del consumo total. Se ha considerado un consumo mensual por usuario de 90 kWh (aproximadamente el correspondiente a Ojo de Agua en el año 1970).-

Los resultados obtenidos son los siguientes:

<u>Tarifa</u>	<u>Precio Medio (\$/kWh)</u>
Nº 1 vigente (ex D.E.P.S.E.)	0,252
Nº 1 Agua y Energía Eléctrica	0,212
Unica Sol de Julio (ex-Cooperativa)	0,380

La tarifa de Agua y Energía resulta un 20% aproximadamente mas económica que la vigente en Ojo de Agua, Sumampa y Los Telares, y un 45% mas económica que la correspondiente a Sol de Julio.-

2.6 - Autoproducción

No se detecta en la zona autoproducción de energía eléctrica significativa.-

Con relación a la zona minera, que utiliza principalmente otras fuentes de energía factibles de ser sustituidas por energía eléctrica, la información correspondiente la desarrollamos en el apartado 3.2.2. del Capítulo 3.-

Centrales Diesel Existentes al 31/3/1973

Central	Año de Instalación	Marca	Potencia (kW)		Tensión Generación (V)	Velocidad Rotación (r.p.m)	Tipo de Fijación	Observaciones
			Nominal	Efectiva				
Fijo de Agua	1966	MAN	137	100	380/220	750	Fijo	Estado Regular
	1968	KUERTING	200	---	380/220	500	Fijo	Fuera de servicio
	1972	DEUTZ	60	55	380/220	1.500	Transport.	Estado Buena
	1972	DEUTZ	60	55	380/220	1.500	Transport.	Estado Buena
Sumampa	1969	KUERTING	130	125	380/220	500	Fijo	Estado Regular
				125	380/220	500	Fijo	Estado Regular
				250				
Sol de Julio	1969	FIAT	40	30	380/220	1.500	Transport.	Estado Buena
				35	380/220	1.500	Transport.	Estado Regular
				35	380/220	1.500	Transport.	Estado Regular
				100				
Los Telares	1968	FIAT	40	35	380/220	1.500	Transport.	

Fuente: Elaboración propia, D.E.P.S.E., Agua y Energía.

Datos Operativos de las Centrales Diesel - Año 1972

Central	Potencia Instalada Útil (kw)	Potencia Efectiva (kw)	Generación (kwh)	Carga Máxima (kw)	Factor de Utilización (hs)	Factor de Planta	Factor de Carga (hs)	Horario de Servicio	Observaciones
Ojo de Agua	257	210	586.723	180	2.263	1,17	3.260	0a630-16a24	No se considera la unidad de 240 kw
Sumampa	272	250	336.628	155	1.236	1,61	2.172	0a2 - 6a24	
Sol de Julio	89	45	75.128	52	643 (*)	1,25	1.443 (*)	9a16-16a1	No se considera la unidad instalada en 1973, Datos de Abril a Diciembre. (5 meses)
Los Talamas	40	36	40.492	30	1.012	1,17	1.260	10a14-16a24	

(*) Referido a 5 meses, es decir a 1.574 horas

Fuente: Elaboración propia, D.E.P.S.E., Agua y Energía

CUADRO 2-3

Consumo de Combustible y Lubrificante - Año 1972

Central	Generación (kwh)	Consumo Combustible Total (kgr)	Consumo Lubrificante Total (kgr)	Consumo Especifico Combustible (gr/kwh)	Consumo Especifico Lubrificante (gr/kwh)	Observaciones
Ojo de Agua	566.723	188.929	4.761	322,0	8,1	Utilizó Gas-Oil hasta Oc- tubre y Diesel)- Oil des- de Octubre.
Sumampe	336.628	141.782	1.944	421,2	5,8	Utilizó Gas- (Oil hasta Octubre y Diesel)-Oil des- de Octubre.
Sol de Julio	75.028	30.190	610	402,4	8,1	Datos de Abril a Diciem- bre (Impreso); Consumo Gas (Oil.
Los Telares	411.492	21.151	242	522,3	6,0	Consumo Gas - Oil.

Fuente: Elaboración propia, D.E.P.S.E., Agua y Energía

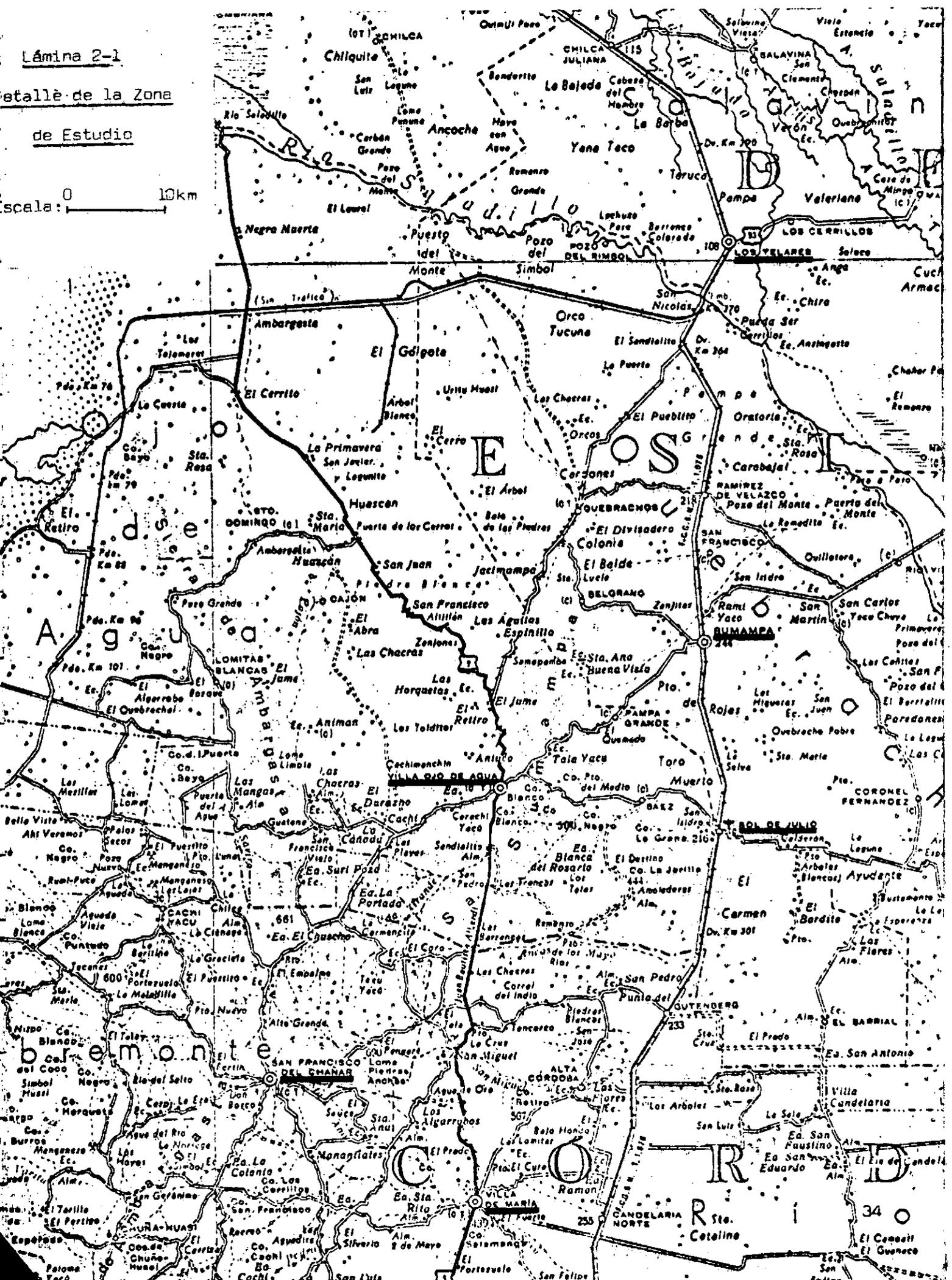
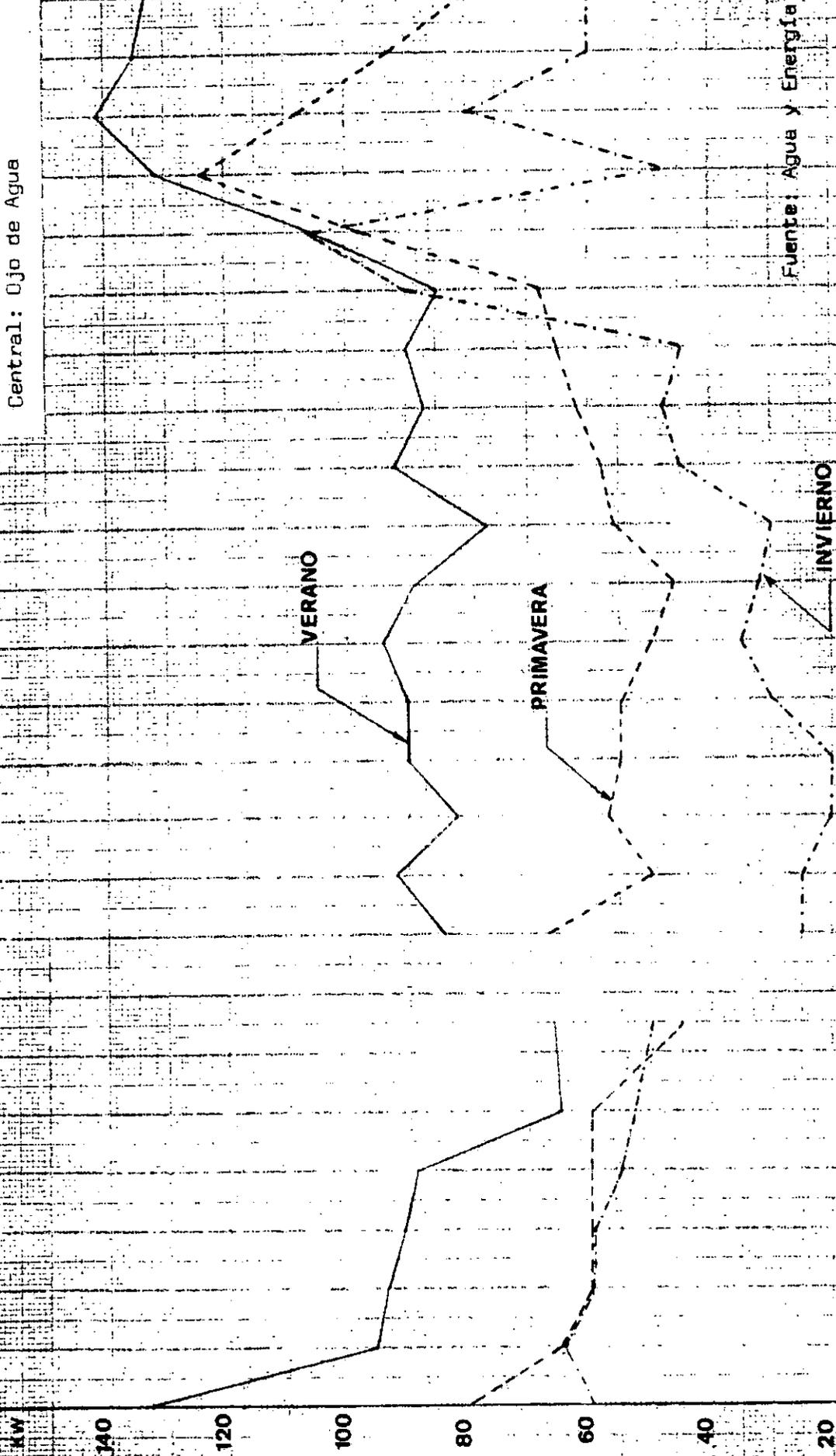


Lámina 2-2

Diagramas típicos de carga año 1972

Central: Ojo de Agua



Fuente: Agua y Energía

Lámina 2-3
Diagramas típicos de carga año 1972
Central: Sumampa

Central: Sumampa

PRIMAVERA

VERANO

INVIERNO

Fuente: Agua y Energía

KW

140

120

100

80

60

40

20

0

24 23 22 21 20 19 18 17 16 15 14 13 12 11 10 9 8 7 6 5 4 3 2 1 0

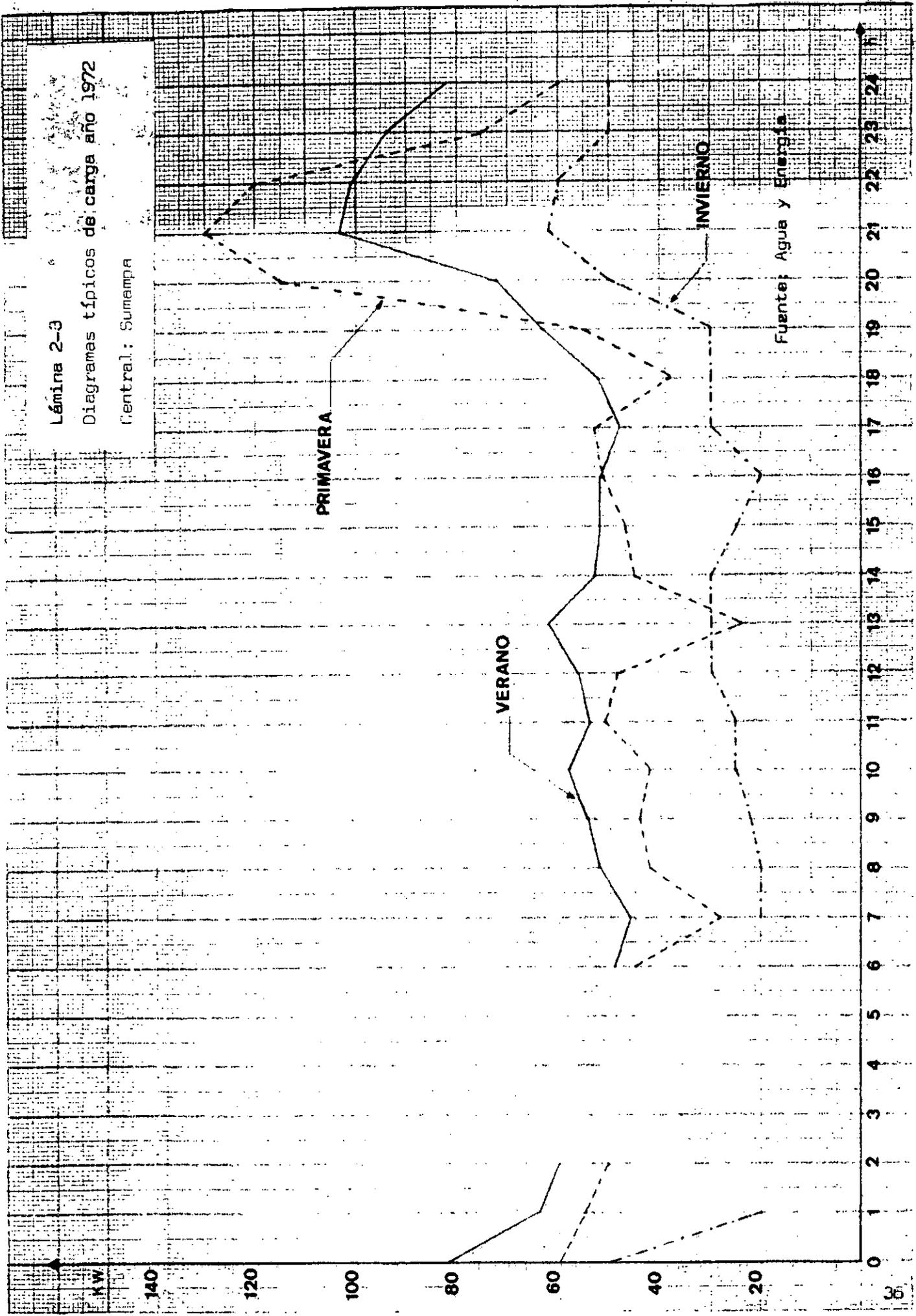


Lámina 2-4

Diagramas típicos de carga año 1972

Central: Sol de Julio

Fuente: Agua y Energía

VERANO

PRIMAVERA

INVIERNO

kW

60

50

40

30

20

10

0

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

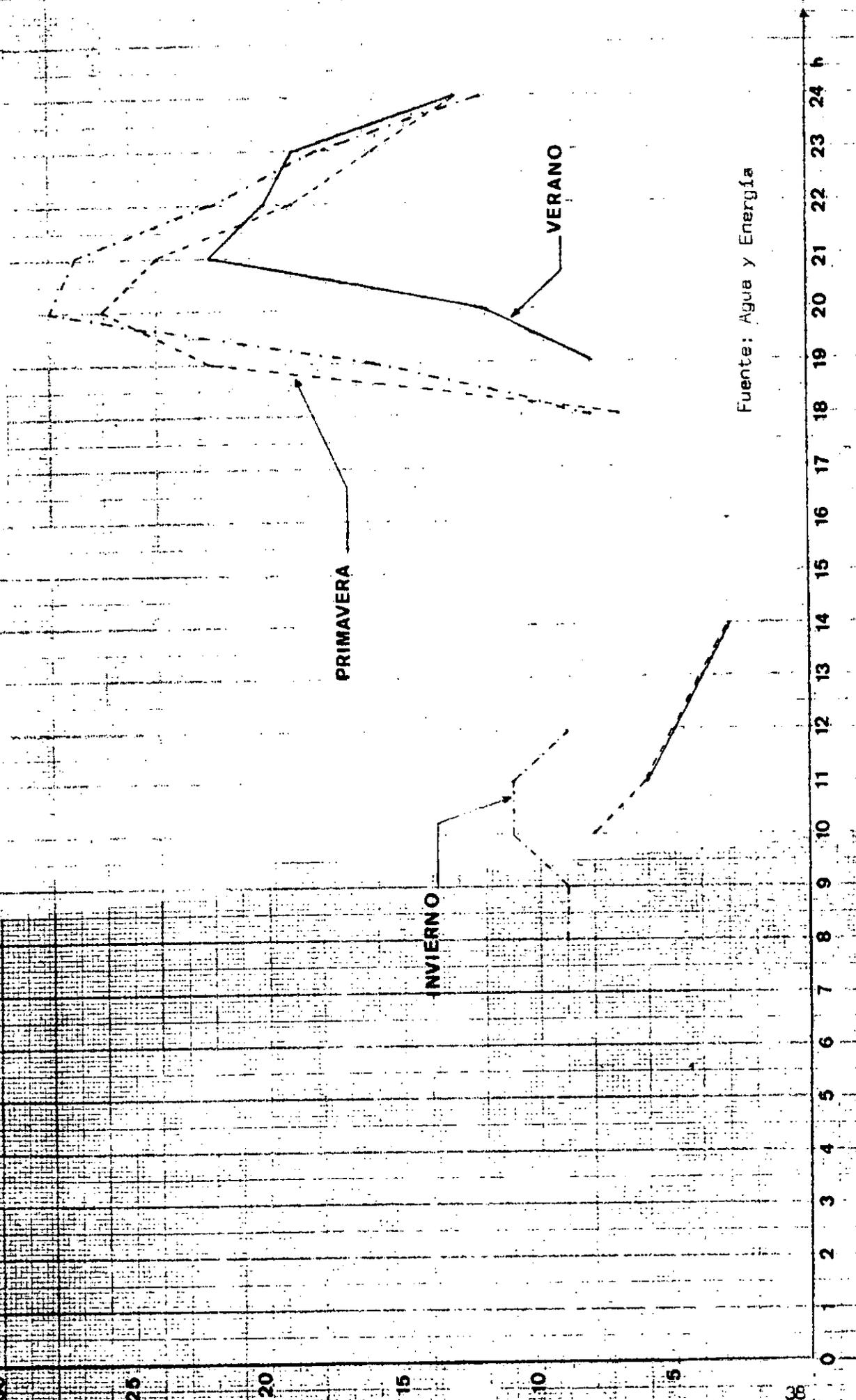
23

24

Lámina 2-5.

Diagramas típicos de carga año 1972

Central: Tur. Térmica



Fuente: Agua y Energía

CAPITULO 3
ESTUDIO DEL MERCADO ELECTRICO

3.- ESTUDIO DEL MERCADO ELECTRICO

3.1 - Evolución Histórica de la Demanda del Servicio Público

En los CUADROS 3-1 al 3-4 se presenta la evolución histórica del abastecimiento eléctrico correspondiente a las centrales de Los Telares, Ojo de Agua, Sol de Julio y Sumampa.-

Para la serie histórica consignada (1962-1972), se ha obtenido la energía bruta generada, pérdidas de uso propio, energía enviada a la red, consumo total registrado, pérdidas en la red, carga máxima anual y factor de carga.-

La información básica utilizada hasta el año 1970 inclusive ha sido obtenida de las series que elabora la Subsecretaría de Estado de Energía -Departamento de Estadísticas, mientras que para los años 1971 y 1972 nos hemos basado en información que nos han suministrado Agua y Energía Eléctrica y la Dirección General de la Energía de la Provincia de Santiago del Estero.-

Con relación a la magnitud de los servicios las centrales de Ojo de Agua y Sumampa se diferencian netamente de las de Sol de Julio y Los Telares.-

Las dos primeras han registrado en 1972 cargas máximas de 180 kW y 150 kW respectivamente y en Sol de Julio y Los Telares apenas 50 kW y 30 kW.-

Los valores de energía (generación, energía enviada a la red y consumo total registrado) y el factor de carga resultante en los diversos años se encuentran alterados por los diferentes horarios de servicio, aplicados a lo largo del tiempo.-

La Dirección de la Energía de la Provincia nos ha facilitado los horarios de servicio aplicados en cada año. Con esta información, la disponible de consumos y factores de carga registrados, las curvas de carga diarias del año 1972 y en base a nuestra experiencia en centrales similares de otros sistemas eléctricos, hemos determinado las restricciones anuales de energía por limitación de horario de servicio, que se consignan en el CUADRO 3-5.-

Sumando las mismas a los consumos totales registrados se obtiene la serie depurada de demanda a nivel de usuario que se indica asimismo en el Cuadro recién mencionado y que en lo sucesivo denominamos "consumo".-

En lo que respecta a la carga máxima registrada y a efectos de detectar posibles limitaciones a la misma por falta de potencia en generación, hemos realizado una comprobación consistente en estimar en base al conocimiento de la potencia instalada en cada año la potencia efectiva y contrastarla con la carga máxima consignada. La magnitud de potencia efectiva estimada nos ha resultado en todos los casos superior a la carga máxima registrada, salvo en la central de Sol de Julio en que hemos observado picos restringidos en los años 1966 y 1967.-

Este método no tiene en cuenta falta de potencia por indisponibilidad accidental de grupos, para la que habría que conocer el parte diario de la central en el día de máxima carga para cada año de la serie histórica.-

Con relación a las pérdidas de uso propio no existe medición de las mismas y los valores consignados en los Cuadros son estimaciones realizadas en las centrales.-

El valor medio de estas pérdidas es de aprox. el 3,5% de la energía generada, valor que nos parece correcto.-

-Las pérdidas en la red son del orden del 6-9% en las localidades de Sol de Julio y Los Telares, mientras que en Ujo de Agua y Sumampa son más elevadas (10-12%).-

Estos valores de pérdidas son normales en estos tipos de servicios.-

En los CUADROS 3-6 al 3-9 se indica la evolución histórica del consumo (serie depurada), número de usuarios, consumo por usuario, población servida y relación habitantes por usuario para la serie de los años 1965 a 1972.-

Nos ha parecido prudente por razones de imprecisión de la información, relativa poca antigüedad de los servicios y alternizaciones de la corriente ocurridas, no extender la serie más allá del año 1965.-

Para los valores del consumo e indicadores específicos recién mencionados se han determinado las tendencias de crecimiento, habiéndose obtenido la tasa promedio, tasa media a. ac. y de regresión a. ac. mediante ajuste por mínimo cuadrados de la función exponencial $O_t = O_0 (1 + r)^t$.-

Con respecto al crecimiento obtenido del consumo se observa un mayor dinamismo en las localidades de Ojo de Agua y Sumampa con tasas de regresión del 11,7 y 11,2 % a. ac. respectivamente, mientras que en Los Telares y Sol de Julio han sido de solo el 8,3 y 7,7% a. ac.

El crecimiento del número de usuarios en Ojo de Agua ha sido excepcional (7,5% a. ac) y acorde con el crecimiento de población experimentado entre los años 1960 y 1970, que ha sido del 4,47 % a. ac.-

En las restantes localidades el crecimiento de los usuarios se ha efectuado a expensas del mejoramiento de la relación habitante por usuario, ya que la población ha disminuído en todo los casos.-

En los servicios mas antiguos, Ojo de Agua y Sumampa, la relación habitante por usuario ha decrecido con tasas casi iguales: 2,9 y 3,3 % a. ac., respectivamente. En estas localidades, con relación habitante por usuario de aprox. 7,5-8 en 1972, se produce ya el amortiguamiento de sus tasas de decrecimiento.-

En los Telares y Sol de Julio la relación habitante por usuario es aún alta (11,8 y 14,9 respectivamente) y las tasas de decrecimiento, como es dable esperar, son mas altas (-5,5 y -4,8% a. ac).-

En lo que respecta al consumo por usuario, Ojo de Agua, Los Telares y Sol de Julio presentan tasas similares y del orden del 4% a. ac.-

En Sumampa el crecimiento es mas elevado (7,7% a. ac.).-

La serie de población servida ha sido interpolada en base a la tasa media a. ac. de crecimiento obtenida entre los censos de 1960 - 1970 (ver apartado 1.3 del Capítulo I) y los valores de 1971 y 1972 extrapolados con el mismo crecimiento (positivo ó negativo).-

En los CUADROS 3-10 al 3-13 se muestra la evolución histórica de la estructura sectorial del consumo registrado, años 1962 a 1970.-

Se observa una gran similitud de la estructura del consumo en Ojo de Agua y Sumampa donde los sectores residencial, comercial y otros participan del 86,4 y 85,0% respectivamente, industrial 4,6 y 3,6% y alumbrado público 9 y 12%. -

En Los Telares y Sol de Julio las estructuras son también idénticas destacándose la mayor influencia del alumbrado público (27,4%) como es dable esperar en localidades muy pequeñas.-

3.2 - Proyección de la Demanda Eléctrica

3.2.1 - Proyección de las demandas vegetativas

Denominamos demandas vegetativas a aquellas de tipo eminentemente residencial (alumbrado, particular, comercial y público) cuyos crecimientos pueden inferirse del análisis histórico de la demanda.-

Se proyecta en primer término la demanda de energía a nivel de usuario que denominamos "consumo", para luego determinar la generación de energía sobre la base de las pérdidas totales del sistema y finalmente pronosticar la evolución de la carga máxima en central mediante el factor de carga que adoptamos en cada caso.-

El año base de las proyecciones es 1972 y el período de proyección es de 10 años, es decir hasta el año 1982 inclusive.-

En todos los casos los valores de energía (consumo y generación) así como el factor de carga aplicado corresponden a horario continuo de servicio. -

a) Proyección del consumo de energía

De acuerdo a la metodología propuesta se ha elaborado la proyección de la demanda de energía por dos métodos diferentes, que hemos denominado Método A y Método B.-

- Método A: Por extrapolación de la tendencia histórica del consumo de energía determinado en el apartado 3.1 mediante el ajuste por mínimos cuadrados de la función:

$$D'_t = D_0 (1 + i)^t$$

Los valores de la función D'_t para cada central se indican en los CUADROS 3-14 a 3-17, habiéndose obtenido los límites inferiores y superiores para un intervalo de confiabilidad del 90% alrededor de la tendencia central.-

Creemos que el margen de error de la información básica manejada y las estimaciones de restricciones realizadas para depurar las series justifican modificar el intervalo de confiabilidad originalmente propuesto del 95%, motivo por el cual lo hemos disminuído al 90%.-

En los CUADROS recién mencionados se indican las tasas de crecimiento a.a.c., el coeficiente de correlación y el error standard.-

- Método B: La proyección del consumo de energía por este método se obtiene por vía indirecta mediante la expresión:

$$\text{Consumo de energía año } t = \text{Usuarios año } t \times \text{consumo por usuario año } t$$

A su vez el número de usuarios se obtiene mediante:

$$\text{Usuarios año } t = \frac{\text{Habitantes año } t}{\text{Habitantes por usuario año } t}$$

La proyección de población (numerador) se ha efectuado en base a las siguientes tasas:

- Ojo de Agua al 3,5% a. ac. lo que significa amortiguar el crecimiento intercensal en un 1% aproximadamente. La alta tasa de crecimiento de población (4,47% a.ac.) obtenida entre los censos 1960 y 1970 se explica principalmente por el auge de la actividad turística ocurrida en la década (con la consiguiente radicación de población para servicios conexos a dicha actividad) originada por la apertura de un casino en dicha localidad. Estas circunstancias han perdido posteriormente vigencia debido al cierre del citado casino, motivo por el cual hemos amortiguado el crecimiento futuro en el porcentaje señalado.-

- En Los Telares, Sumampa y Sol de Julio, donde la tendencia intercensal es decreciente (pierden población) hemos mantenido la población constante a lo largo de toda la proyección (tasa 0,0 % a.ac.).-

La relación habitante por usuario (denominador) se ha proyectado en todos los casos mediante la tasa de regresión a. ac. obtenida para la serie 1965 - 1972.-

El consumo por usuario se ha proyectado en las localidades de Los Telares y Ojo de Agua a la tasa de regresión histórica de la serie 1965 - 1972. En Sol de Julio y Sumampa hemos adoptados tasas del 3% y 6% a.ac. respectivamente, inferiores a las históricas que han sido (CUADROS 3-6 y 3-9) del 4,7 y 7,7 % a.ac. En estas localidades de haberse utilizado la tasa histórica se obtendrían en 1982 valores del consumo por usuario superiores a los de Ojo de Agua, lo que nos parece imposible. -

En efecto, de la visita efectuada a la zona en estudio se intuye a simple vista un mayor nivel socio económico en Villa Ojo de Agua respecto a Sumampa y notablemente superior a Sol de Julio. Este hecho es corroborado estadísticamente por el mayor consumo por usuario de Villa Ojo de Agua (1612 kWh año 1972) respecto a Sumampa (1180 kWh año).-

En términos de consumo per cápita 205 kWh año en Villa Ojo de Agua contra 145 kWh año en Sumampa y solo 116 kWh año en Sol de Julio. Respecto a esta última localidad ha resultado para el año base 1972 un consumo por usuario de 1692 kWh año, superior a Villa Ojo de Agua.-

Esta aparente contradicción se explica por la mayor influencia relativa del consumo de Alumbrado Público en Sol de Julio, 220 kWh año por usuario contra 110 kWh año y 103 kWh año por usuario en Villa Ojo de Agua y Sumampa respectivamente.-

No se detecta ningún hecho que pueda variar en el período de proyecciones los conceptos recién apuntados, esto es la magnitud relativa de consumos por usuario vegetativos de Villa Ojo de Agua y Sumampa. Con respecto a Sol de Julio la influencia del Alumbrado Público irá amortiguándose a medida que se incorporen nuevos usuarios al servicio. -

En las Láminas 3-1 a 3-4 se han efectuado las representaciones gráficas obtenidas por ambos métodos A y B. -

Salvo en la localidad de Sol de Julio en que la proyección según Método B supera levemente al límite superior de la banda de confiabilidad (Método A), en las restantes localidades se encuentra siempre enmarcada en la misma.-

Siguiendo un criterio optimista hemos adoptado para las localidades de Sumampa, Sol de Julio y Los Talares las proyecciones de consumo según el método, que se indican en los CUADROS 3-18 a 3-20. En Villa Ojo de Agua los resultados son prácticamente coincidentes por ambos métodos (ver Lámina 3-2) y por uniformidad con los casos anteriores adoptamos el método B, cuya proyección se indica en el CUADRO 3-21.

b) Proyecciones de la Generación y Carga Máxima

En los CUADROS 3-22 a 3-25 se ha obtenido la proyección de la energía generada y la carga máxima anual.-



Los valores del factor de pérdidas totales y del factor de carga anual a horario continuo adoptados para cada central son los siguientes:

<u>Central</u>	<u>Factor de Pérdidas (*)</u>	<u>Factor de Carga (hs)</u>
Ojo de Agua	1,177	3.400
Sumampa	1,177	2.500
Sol de Julio	1,126	2.500
Los Telares	1,126	2.500

Los valores del factor de pérdidas han sido deducidos del análisis histórico de pérdidas en la red y de uso propio, mientras que el factor de carga en base a los mismos elementos que se han utilizado para determinar la serie depurada de consumo.-

c) Proyección de demandas de localidades sin servicio

Para las localidades actualmente sin servicio seleccionadas en el Capítulo I hemos obtenido en los CUADROS 3-26 a 3-33 las proyecciones del consumo, generación y cargas máximas para un período de 10 años a partir de la fecha de comienzo del servicio.-

En todos los casos hemos mantenido constante los habitantes actuales, de acuerdo a la tendencia general de estancamiento o decrecimiento de la población en la zona. Se ha considerado en base a nuestra experiencia en localidades similares una relación habitante por usuario inicial igual a 18, decreciente a una tasa del 3,00% a.a.c.-

(*) Coeficiente por el que hay que multiplicar el consumo para obtener la generación bruta de energía. -

El consumo por usuario inicial se ha fijado un 600kWh/año (horario continuo) creciente a una tasa del 4,0% a. ac.-

El factor de carga anual adoptado ha sido de 1.800 horas.-

Dadas las bajas magnitudes de las cargas obtenidas (como era de prever debido al tamaño de estas poblaciones) y a las distancias relativamente grandes a las centrales existentes, las posibilidades de abastecimiento a las mismas están supeditadas a efectuar rebajes en ruta de líneas de transmisión justificables por otros motivos.-

Por estas razones no integramos aún las demandas de estas localidades a las de las localidades con servicio hasta tanto no se determine el equipamiento definitivo en la zona.-

3 .2.2 - Proyección de demandas especiales

Definimos como demandas especiales aquellas de peso significativo en relación a las demandas actuales ó pronosticadas de tipo vegetativo.-

a) Demandas especiales decididas

En el CUADRO 3-34 se muestra la proyección de aquellas demandas especiales de proyectos de segura realización. En todos los casos la carga máxima ó el consumo de cada proyecto, considerado individualmente, representa como mínimo el 10% de la carga máxima o consumo actual de la central de referencia.-

Para cada proyecto se ha determinado la potencia instalada, la carga máxima y el consumo.-

b) Demandas especiales eventuales

En el CUADRO 3-35 hemos obtenido la proyección de demandas especiales de la Zona Minera de Lomitas Blancas (Sierra de Ambargasta) que hemos denominado "eventuales", ya que su concreción está supeditada al abastecimiento a dicha zona, actualmente sin servicio.-

Los valores de dicha proyección se han deducido de información que nos han suministrado las empresas mineras interesadas.-

Para los tres yacimientos mas importantes ("Los Dos Leones", "La Negra" y "El Milagro") se nos ha indicado una potencia instalada de 2.500 HP, con lo que resultarían redondeando por exceso unos 2.000 kW.-

Las instalaciones de fuerza de las empresas mineras de la zona están compuestas por motores de combustión interna (gas -oil, agrícola y nafta) que se utilizan principalmente para el accionamiento de compresores así como tambien para equipos de bombeo, zarandas y amoladoras.-

La sustitución de las fuentes actuales por energía eléctrica es técnicamente factible, pero no puede operarse en forma inmediata, necesiándose cierto tiempo para renovar los equipos actuales. -

Hemos estimado que la incorporación del 100% de la potencia requerida se producirá al 3^{er} año desde el comienzo del servicio, asignando al 1^{er} año un 30% y al 2^{do} un 60%. A partir del 3^{er} año se supone un crecimiento anual acumulativo del 6,0%.-

Los valores de carga máxima los hemos deducido aplicando un factor de demanda de 0,63 teniendo en cuenta que el tamaño de los motores empleados varía de 10-100 HP.-

El consumo de energía se ha estimado para 10 horas de funcionamiento medio diario de la instalación, habiendo resultado un factor de utilización, referido a la potencia instalada de 1.400 horas.-

El factor de diversidad entre yacimientos se fija en 1,0.-

3.2.3 - Proyección de la demanda total

En los CUADROS 3-36 a 3-39 hemos integrado las demandas vegetativas con las demandas especiales de segura realización obteniendo las demandas totales.-

La carga máxima simultánea se ha obtenido teniendo en cuenta los horarios de funcionamiento de los proyectos de demandas especiales: las bombas de agua potable son simultáneas con el pico de carga residencial, mientras que los proyectos de peque-

ña industria en los que se supone un turno de 8 horas/ día no cargan potencia en las horas punta de la central; en el caso de la central de Los Telares el pico de carga se traslada por este efecto a la mañana .-

La proyección de demanda total originada por las demandas espe_uciales eventuales no se integran hasta tanto se seleccione el equipamiento definitivo del área en estudio.-

Evolución histórica del abastecimiento eléctrico

Central: Los Telares

A ñ o s	Energía Generada		Uso propio		Energía enviada a la red		Consumo total registrado		Pérdidas en la red		Carga máxima		Factor de carga	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	kW	Horas	%	%
1962	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1963	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1964	12	6,3	1	8,3	11	9,1	10	9,1	1	9,1	s/d	—	—	—
1965	16	5,5	1	5,5	17	5,9	16	5,9	1	5,9	17	1060	12,1	—
1966	23	4,3	1	4,3	22	9,1	20	9,1	2	9,1	18	1270	14,5	—
1967	21	4,7	1	4,7	20	5,0	19	5,0	1	5,0	21	1000	11,4	—
1968	25	4,0	1	4,0	24	8,3	22	8,3	2	8,3	23	1090	12,4	—
1969	29	3,5	1	3,5	28	7,1	26	7,1	2	7,1	27	1060	12,3	—
1970	25	4,0	1	4,0	24	6,3	22	6,3	2	6,3	27	927	10,6	—
1971	29 *	4,0 *	1 *	4,0 *	28 *	7,1	26	7,1	2 *	7,1	26	1120	12,6	—
1972	41	2,5 *	1 *	2,5 *	40	7,5	37	7,5	3 *	7,5	30	1370	15,7	—

* Los Telares

Fuente: Elaboración propia en base a Información Subsecretaría de Energía (años 1962 -1970), y Agua y Energía Eléctrica y Dirección de la Energía (años 1971 y 1972).-

CUADRO 3-2

Evolución histórica del abastecimiento eléctrico

Central: Ojo de Agua

A ñ o s	Energía Generada		Uso propio		Energía enviada a la red		Consumo total registrado		Pérdidas en la red		Carga máxima		Factor de carga	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	KW	Horas	%	%
1962	101	3,1	5	3,1	156	9,6	141	15	112	1440	16,4			
1963	117	3,2	5	3,2	152	9,9	137	15	s/d					
1964	114	3,0	5	3,0	159	10,0	143	16	s/d					
1965	103	1,6	3	1,6	160	13,7	146	22	103	1560	18,0			
1966	180	1,7	2	1,7	177	9,6	160	17	107	1690	19,3			
1967	219	2,3	5	2,3	214	9,4	194	20	140	1570	17,9			
1968	323	1,9	6	1,9	317	8,8	219	26	180	1790	20,5			
1969	349	1,7	5	1,7	344	4,7	329	15	166	2000	23,6			
1970	411	1,2	5	1,2	406	6,9	370	30	169	2440	26,8			
1971	400 *	3,5	16 *	3,5	444	12,1	390	28	170	2700	29,8			
1972	587	3,2	22	3,2	575	13,7	459	30	160	3210	37,2			

* Estimado

Fuente: Elaboración propia en base a información Subsecretaría de Energía (años 1962-1970), y Agua y Energía Eléctrica y Dirección de la Energía (años 1971 y 1972).-

Evolución histórica del abastecimiento eléctrico

Central: Sol de Julio

Años	Energía Generada		Uso propio		Energía enviada a la red	Consumo total registrado		Pérdidas en la red		Carga máxima	Factor de carga	
	MWh	%	MWh	%		MWh	%	MWh	%		Horas	%
1962	16											
1963	41	0,2	1		15	14	1	6,7		s/d		
1964	41	1,5	1		49	45	5	10,0		s/d		
1965	47	2,7	1		33	34	2	5,6		26	1420	16,2
1966	45	2,2	1		40	41	3	6,8		25	1600	20,5
1967	44	2,3	1		73*	40	3	7,0		28	2000	22,8
1968	45	2,2	1		65	41	1	6,8		31	1400	16,6
1969	48	2,5	1		67	62	4	6,5		27	1300	15,2
1970	47	3,5	2		50	51	4	7,3		34	1000	17,1
1971	70*	3,0	3*		70	69*	7	5,2		41	1500	21,7
1972	100	3,5	4*		55	85	11*	11,0		48	1000	22,0

* 1972

Elaboración propia en base a Información Subsecretaría de Energía (años 1962-1970), y Agua y Energía Eléctrica y Dirección de la Energía (años 1971 y 1972).-

CUADRO 3-4

Evolución histórica del abastecimiento eléctrico

Central: Sumampa

Años	Energía Generada		Uso propio		Energía enviada a la red	Consumo total registrado	Pérdidas en la red		Carga máxima	Factor de carga	
	kwh	MWh	MWh	%			MWh	%		Horas	%
1962	129	2	2	1,5	127	107	20	15,8	93	1360	15,9
1963	135	3	3	2,2	132	115	17	12,9	s/d	---	---
1964	127	4	4	3,2	123	105	16	14,6	s/d	---	---
1965	132	2	2	1,5	130	106	24	18,5	90	1460	16,6
1966	131	2	2	1,5	129	111	18	14,0	92	1420	16,2
1967	151	5	5	3,2	146	126	20	13,7	89	1700	19,4
1968	130	4	4	3,1	126	111	15	11,9	96	1340	15,3
1969	159	4	4	2,5	155	147	6	5,2	96	1630	16,5
1970	213	5	5	2,4	208	199	9	4,3	115	1650	21,1
1971	260 *	6 *	6 *	3,0	252	227	25 *	10,0	115	2260	25,8
1972	337	10 *	10 *	3,0	327	298	33 *	10,0	155	2160	24,8

*Estimado

Fuente: Elaboración propia en base a Información Subsecretaría de Energía (años 1962-1970), y Agua y Energía Eléctrica y Dirección de la Energía (años 1971 y 1972).-

CUADRO 3-5

Restricciones de energía por limitación de horario de servicio (en MWh)

Año	C E N T R A L						S U M A M P A					
	L O S T E L A R E S			O J O D E A G U A			S O L D E J U L I O			S U M A M P A		
	Consumo Registrado	Restricciones	Demanda (*)	Consumo Registrado	Restricciones	Demanda (*)	Consumo Registrado	Restricciones	Demanda (*)	Consumo Registrado	Restricciones	Demanda (*)
1965	16	22	38	138	80	218	34	26	60	106	39	145
1966	20	19	39	160	76	236	41	29	70	111	45	156
1967	19	28	47	194	114	308	40	29	69	126	23	149
1968	22	29	51	269	114	403	41	29	70	111	55	166
1969	20	34	60	329	66	395	43	38	81	147	33	180
1970	22	38	60	370	18	388	51	24	85	199	17	216
1971	20	32	58	390	—	390	69	20	89	227	—	227
1972	37	30	67	499	21	520	85	25	110	294	42	336

Fuente: Elaboración Propia

(*) En los cuadros siguientes al presente el término demanda con el alcance de este cuadro se denominará "consumo"

CUADRO 3-6

Evolución histórica del consumo, usuarios, consumo por usuario y habitantes por usuario

Central: Los Telares

Año	Consumo		Usuarios		Consumo por usuario		Población servida		Habitantes por usuario	
	MWh	Inc. Anual (%)	Número	Inc. Anual (%)	KWh	Inc. Anual (%)	Número	Número	Número	Inc. Anual (%)
1965	38	---	54	---	704	---	974	16,04	---	
1966	39	2,63	59	9,25	661	-6,51	962	16,31	-10,60	
1967	47	20,51	64	8,47	734	11,04	951	14,86	-9,75	
1968	51	8,51	65	1,56	785	6,95	940	14,46	-2,76	
1969	60	17,65	64	-1,54	937	19,36	929	14,51	+0,35	
1970	60	0,00	63	-1,56	952	1,60	917	14,56	+0,34	
1971	58	-3,45	74	17,46	784	-21,43	907	12,26	-16,76	
1972	67	15,52	76	2,7	882	12,51	896	11,79	-3,98	
Tasa prom. a. ec.	---	8,76	---	5,19	---	3,36	---	---	---	-6,45
Tasa media a. ec.	---	6,44	---	5,01	---	3,27	-1,19	---	---	-6,26
Tasa regres. a. ec.	---	6,32	---	4,10	---	3,86	---	---	---	-5,46

Fuente: Elaboración Propia

Evolución histórica del consumo, usuarios, consumo por usuario y habitantes por usuario
 Central: Ojo de Agua

Año	Consumo		Usuarios		Consumo por usuario		Población servida		Habitantes por usuario	
	MWh	Inc. Anual (%)	Número	Inc. Anual (%)	KWh	Inc. Anual (%)	Número	Inc. Anual (%)	Número	Inc. Anual (%)
1965	218	—	200	—	1090	—	1673	—	9,37	—
1966	236	8,26	201	0,50	1174	7,71	1956	3,84	9,73	3,84
1967	306	30,51	270	34,33	1141	- 2,69	2044	-28,53	7,57	-28,53
1968	403	30,84	285	5,56	1414	23,93	2135	- 1,07	7,49	- 1,07
1969	395	-2,03	265	—	1386	- 2,02	2231	4,54	7,83	4,54
1970	388	-1,80	294	3,16	1320	5,00	2329	1,15	7,92	1,15
1971	390	0,52	302	2,72	1291	2,25	2434	1,77	8,06	1,77
1972	520	33,33	344	13,91	1612	17,12	2543	- 9,1	7,39	- 9,1
Tasa prom. a. ac.	—	14,23	—	8,69	—	5,67	—	- 3,64	—	- 3,64
Tasa media a. ac.	—	13,22	—	8,05	—	4,79	0,07	- 3,45	—	- 3,45
Tasa regres. a.ac.	—	11,70	—	7,52	—	3,66	—	- 2,93	—	- 2,93

Fuente: Elaboración Propia

CUADRO 3-8.

Evolución histórica del consumo, usuarios, consumo por usuario y habitantes por usuario

Central: Sol de Julio

Año	Consumo		Usuarios		Consumo por usuario		Población servida		Habitantes por usuario	
	MWh	Inc. Anual (%)	Número	Inc. Anual (%)	KWh	Inc. Anual (%)	Número	Número	Número	Inc. Anual (%)
1965	60	---	54	---	1111	---	1108	20,51	---	---
1966	70	16,67	54	---	1297	16,65	1087	20,13	-1,89	-1,89
1967	69	-1,45	57	3,70	1232	-5,19	1064	19,04	-5,72	-5,72
1968	70	1,45	50	---	1290	1,45	1046	18,66	-1,93	-1,93
1969	81	15,71	60	7,14	1294	8,00	1026	17,10	-9,23	-9,23
1970	85	4,94	65	8,33	1306	-3,21	1007	15,49	-10,39	-10,39
1971	89	4,71	60	-8,33	1483	13,26	988	16,47	6,33	6,33
1972	110	23,60	65	8,33	1682	14,18	968	14,50	-10,50	-10,50
Tasa prom. a. ac.	---	9,38	---	2,74	---	6,66	---	---	---	-4,74
Tasa media a. ac.	---	5,14	---	2,16	---	6,19	-1,64	---	---	-4,17
Tasa regres. a. ac.	---	7,65	---	2,82	---	4,70	---	---	---	-4,61

Fuente: Elaboración Propia

CUADRO 3-9

Evolución histórica del consumo, usuarios, consumo por usuario y habitantes por usuario

Central: Sumampe

Año	Consumo		Usuarios		Consumo por usuario		Población servida		Habitantes por usuario	
	MWh	INC Anual (%)	Número	INC Anual (%)	KWh	INC Anual (%)	Número	Número	Número	INC Anual (%)
1965	145	---	224	---	647	---	2367	10,56	---	---
1966	156	7,59	237	5,80	658	1,70	2360	9,50	- 0,102	- 0,102
1967	149	- 4,70	226	- 3,95	654	- 0,67	2353	10,12	3,61	3,61
1968	160	11,41	231	0,46	722	10,40	2347	10,20	- 1,14	- 1,14
1969	160	6,43	232	1,30	772	7,06	2340	10,14	- 1,59	- 1,59
1970	216	20,60	233	---	854	10,62	2334	10,12	- 0,20	- 0,20
1971	237	5,09	273	17,17	862	- 2,54	2326	8,52	- 17,64	- 17,64
1972	306	28,12	280	4,76	1101	41,50	2320	8,11	- 5,16	- 5,16
Tasa prom. a. ac.	---	13,70	---	3,70	---	5,22	---	---	---	- 4,01
Tasa media a. ac.	---	12,77	---	3,55	---	5,12	- 2,97	---	---	- 3,65
Tasa regres. a. ac.	---	11,26	---	3,60	---	7,72	---	---	---	- 3,31

Fuente: Elaboración Propia

Evolución histórica de la estructura sectorial del consumo

Central: Los Telares

Año	Residencial		Comercial		Industrial		A. Público		Otros		Total	
	M/h	%	M/h	%	M/h	%	M/h	%	M/h	%	M/h	%
1962	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
1963	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
1964	5	50,0	2	20,0	---	---	3	30,0	---	---	10	100,0
1965	9	56,3	2	12,5	---	---	4	24,9	1	6,3	16	100,0
1966	9	45,0	3	15,0	---	---	7	35,0	1	5,0	20	100,0
1967	11	56,0	2	10,5	1	5,2	5	26,3	---	---	19	100,0
1968	12	54,6	2	9,1	1	4,5	7	31,8	---	---	22	100,0
1969	13	50,0	4	15,4	1	3,8	7	27,0	1	3,8	26	100,0
1970	11	50,0	3	13,0	1	4,5	6	27,4	1	4,5	22	100,0

Fuente: Elaboración Propia

CUADRO 3-11

Evolución histórica de la estructura sectorial del consumo

Central: Ojo de Agua

Año	Residencial		Comercial		Industrial		A. Público		Otros		Total	
	M/h	%	M/h	%	M/h	%	M/h	%	M/h	%	M/h	%
1962	117	83,0	*	---	*	---	24	17,0	---	---	141	100,0
1963	69	50,4	26	16,9	15	10,9	20	14,7	7	5,1	137	100,0
1964	72	50,4	27	16,9	16	11,2	21	14,6	7	4,9	143	100,0
1965	70	50,7	33	23,9	---	---	32	23,2	3	2,2	138	100,0
1966	87	54,4	46	28,6	---	---	23	14,3	4	2,5	160	100,0
1967	134	69,0	25	12,9	6	4,1	26	13,5	1	0,5	194	100,0
1968	205	71,0	36	13,2	3	1,4	31	13,7	2	0,7	289	100,0
1969	238	72,3	44	13,4	15	4,6	31	9,4	1	0,3	329	100,0
1970	266	72,4	50	13,5	17	4,6	33	9,0	2	0,5	370	100,0

* Incluirlo en residencial

Fuente: Elaboración Propia

CUADRO 3-12

Evolución histórica de la estructura sectorial del consumo

Central: Sol de Julio

A ñ o	Residencial		Comercial		Industrial		A. Público		Otros		Total	
	M/h	%	M/h	%	M/h	%	M/h	%	M/h	%	M/h	%
1962	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1963	7	51,4	2	5,1	--	--	--	--	--	--	14	100,0
1964	12	37,8	6	13,4	4	8,9	16	35,5	2	4,4	45	100,0
1965	15	44,1	5	14,7	--	--	13	38,4	1	2,9	34	100,0
1966	19	46,5	6	14,8	--	--	14	36,0	2	4,9	41	100,0
1967	15	37,5	6	11,6	1	2,5	15	37,5	1	2,5	40	100,0
1968	20	48,6	5	12,2	--	--	15	36,6	1	2,4	41	100,0
1969	21	49,6	6	13,7	--	--	14	36,0	2	4,3	43	100,0
1970	27	53,0	6	15,2	--	--	14	27,4	2	3,9	51	100,0

Fuente: Elaboración Propia

Evolución histórica de la estructura sectorial del consumo

Central: Sumampa

Año	Residencial		Comercial		Industrial		A. Público		Otros		Total	
	M/h	%	M/h	%	M/h	%	M/h	%	M/h	%	M/h	%
1962	69	63,4	*	—	—	—	18	16,6	—	—	107	100,0
1963	76	66,2	19	16,5	—	—	20	17,3	—	—	115	100,0
1964	81	66,7	20	19,0	12	11,4	16	15,2	6	5,7	105	100,0
1965	81	57,0	32	31,0	—	—	12	10,5	1	0,9	106	100,0
1966	73	50,8	32	24,8	—	—	15	13,5	1	0,9	111	100,0
1967	85	48,3	16	14,4	5	4,0	18	12,5	1	0,8	126	100,0
1968	66	57,8	13	11,7	3	2,7	29	25,1	3	2,7	111	100,0
1969	90	60,3	20	13,4	4	2,7	25	17,0	2	1,4	147	100,0
1970	136	69,3	28	14,1	0	3,0	24	12,0	3	1,6	199	100,0

* Incluido en residencial

Fuente: Elaboración Propia

CUADRO 3-14

Proyección de la demanda vegetativa

Método A - Extrapolación de la tendencia histórica

Central: Los Telares

A ñ o	Dt	D't	D't inf.	D't sup.
1965	38	38,7	33,8	44,3
1966	39	42,0	36,7	48,1
1967	47	45,5	39,8	52,1
1968	51	49,4	43,2	56,6
1969	60	53,6	46,9	61,4
1970	60	58,2	50,8	66,6
1971	58	63,1	55,2	72,3
1972	67	68,5	59,9	78,4
1973	—	74,3	65,0	85,1
1974	—	80,7	70,5	92,3
1975	—	87,5	76,5	100,2
1976	—	95,0	83,0	108,7
1977	—	103,8	90,1	118,0
1978	—	111,8	97,7	128,0
1979	—	121,3	106,0	138,9
1980	—	131,6	115,0	150,7
1981	—	142,8	124,8	163,5
1982	—	154,9	135,4	177,4

Dt = Demanda de energía - Serie histórica

D't = Demanda de energía - Función de Ajuste

D't inf. = Demanda de energía - Límite inferior para 90% probabilidad

D't sup. = Demanda de energía - Límite superior para 90% probabilidad

Tasa de crecimiento a. ac. = 8,50 %

Coefficiente de correlación = 0,952

Error Stendar = 0,0302

Fuente: Elaboración Propia

CUADRO 3-15

Proyección de la demanda vegetativa

Método A - Extrapolación de la tendencia histórica

Central: Ojo de Agua

A ñ o	Dt	D't	D't inf.	D't sup.
1965	216	233,8	183,0	298,6
1966	236	261,1	204,4	333,6
1967	308	291,7	228,3	372,5
1968	403	325,8	255,1	416,1
1969	395	363,9	284,9	464,8
1970	388	406,5	316,3	519,2
1971	390	454,0	355,5	579,9
1972	520	507,2	397,1	627,6
1973	—	566,5	443,6	723,6
1974	—	632,6	495,5	808,6
1975	—	706,6	553,4	902,6
1976	—	789,6	618,2	1008,6
1977	—	881,9	690,5	1126,6
1978	—	985,1	771,3	1268,6
1979	—	1100,4	861,6	1405,5
1980	—	1229,1	962,4	1569,9
1981	—	1372,9	1075,0	1753,6
1982	—	1533,6	1200,8	1958,8

Dt = Demanda de energía - Serie histórica

D't = Demanda de energía - Función de Ajuste

D't inf. = Demanda de energía - Límite inferior para 90% probabilidad

D't sup. = Demanda de energía - Límite superior para 90% probabilidad

Tasa de crecimiento a. ac = 11,70 %

Coefficiente de correlación = 0,916

Error Standar = 0,0547

Fuente: Elaboración Propia

CUADRO 3-16

Proyección de la demanda vegetativa

Método A - Extrapolación de la tendencia histórica

Central: Sol de Julio

A Ñ o	Dt	D't	D't inf.	D't sup.
1965	60	60,1	53,5	67,6
1966	70	64,7	57,6	72,8
1967	69	69,7	62,0	78,3
1968	70	75,0	66,8	84,4
1969	81	80,8	71,9	90,9
1970	85	87,0	77,5	97,9
1971	89	93,7	83,4	105,4
1972	110	100,8	89,8	113,4
1973	—	108,6	96,7	122,2
1974	—	116,9	104,1	131,6
1975	—	125,9	112,1	141,7
1976	—	135,6	120,7	152,6
1977	—	146,0	130,0	164,3
1978	—	157,3	140,0	176,9
1979	—	169,3	150,7	190,5
1980	—	182,3	162,3	205,1
1981	—	196,4	174,8	220,9
1982	—	211,4	188,2	237,8

Dt = Demanda de energía - Serie histórica

D't = Demanda de energía - Función de Ajuste

D't inf. = Demanda de energía - Límite inferior para 50% probabilidad

D't sup. = Demanda de energía - Límite superior para 90% probabilidad

Tasa de crecimiento a. ac. = 7,68 %

Coefficiente de correlación = 0,956

Error Standar = 0,0262

Fuente: Elaboración Propia

CUADRO 3-17

Proyección de la demanda vegetativa

Método A - Extrapolación de la tendencia histórica

Central: Sumampa

A ñ o	Dt	D't	D't inf.	D't sup.
1965	145	130,4	103,4	155,1
1966	156	145,1	114,6	183,6
1967	149	161,4	127,5	204,3
1968	166	179,6	141,9	227,3
1969	180	199,6	157,9	252,8
1970	215	222,3	175,6	281,3
1971	227	247,3	195,4	312,9
1972	336	275,1	217,4	348,2
1973	---	306,1	241,8	387,3
1974	---	340,5	269,0	430,9
1975	---	378,8	299,3	479,4
1976	---	421,5	333,0	533,3
1977	---	468,9	370,5	593,3
1978	---	521,0	412,1	560,1
1979	---	560,3	458,5	734,3
1980	---	645,6	510,1	817,0
1981	---	718,2	567,5	908,9
1982	---	799,1	631,3	1011,1

Dt = Demanda de energía - Serie histórica

D't = Demanda de energía - Función de Ajuste

D't inf. = Demanda de energía - Límite inferior para 90% probabilidad

D't sup. = Demanda de energía - Límite superior para 90% probabilidad

Tasa de crecimiento e. sc. = 11,25%

Coefficiente de correlación = 0,915

Error Standar = 0,0526

Fuente: Elaboración Propia

CUADRO 3-18

Proyección de la demanda vegetativa - Método B.

Central: Los Telares

A ñ o	Población servida		Habitantes por usuario		Usuarios		Consumo por usuario		Consumo	
	Nº	Nº	Nº	Nº	Nº	Nº	kWh	kWh	MWh	MWh
1972	896	11,72	76	882	67					
1973	896	11,15	80	917	73					
1974	896	10,54	85	953	81					
1975	896	9,46	90	992	89					
1976	896	9,44	95	1031	98					
1977	896	8,53	100	1073	107					
1978	896	8,45	106	1115	118					
1979	896	7,99	112	1161	130					
1980	896	7,55	119	1206	144					
1981	896	7,15	125	1254	157					
1982	896	6,74	133	1305	174					
Tasa a r.c. %	0,10	- 5,40	(5,75)	4,00	(1,00)					

Fuente: Elaboración Propia

CUADRO 3-19

Proyección de la demanda vegetativa - Método B.

Central: Ojo de Agua

Año	Población servida		Habitantes por usuario		Usuarios		Consumo por usuario		Consumo	
	Nº	Nº	Nº	Nº	Nº	Nº	kWh	kWh	kWh	m ³ /h
1972	2543	7,39	344	1512	520					
1973	2632	7,16	367	1572	577					
1974	2724	6,97	391	1635	639					
1975	2819	6,76	417	1700	709					
1976	2914	6,57	444	1768	785					
1977	3020	6,36	473	1839	870					
1978	3125	6,19	504	1913	964					
1979	3234	6,01	538	1989	1070					
1980	3347	5,64	573	2068	1184					
1981	3465	5,67	611	2152	1314					
1982	3586	5,56	652	2236	1459					
Tasa a ec. %	3,50	-	2,90	(1,60)	4,00	(10,48)				

Fuente: Elaboración Propia

CUADRO 3-20

Proyección de la demanda vegetativa - Método B

Central: Sol de Julio

A ñ o	Población servida		Habitantes por usuario		Usuarios		Consumo por usuario		Consumo	
	Nº		Nº		Nº		kWh		MWh	
1972	969		14,90		65		1692		110	
1973	969		14,20		68		1743		119	
1974	969		13,53		72		1795		129	
1975	969		12,91		75		1848		139	
1976	969		12,29		79		1904		150	
1977	969		11,71		83		1961		163	
1978	969		11,10		87		2020		176	
1979	969		10,54		91		2081		189	
1980	969		10,14		96		2143		206	
1981	969		9,66		103		2207		227	
1982	969		9,20		106		2273		241	
Tasa de C. %	0,00		- 4,70		(5,25)		3,00		(6,15)	

Fuente: Elaboración Propia

CUADRO 3-21

Proyección de la demanda vegetativa - Método C.

Central: Sumampe

A ñ o	Población servida		Habitantes por usuario		Usuarios		Consumo por usuario		Consumo	
	Nº		Nº		Nº		kWh		MWh	
1972	2320		8,11		286		1180		336	
1973	2320		7,84		296		1250		370	
1974	2320		7,58		305		1325		405	
1975	2320		7,33		316		1405		443	
1976	2320		7,09		327		1489		486	
1977	2320		6,84		338		1578		533	
1978	2320		6,63		349		1673		585	
1979	2320		6,41		362		1774		642	
1980	2320		6,20		376		1880		702	
1981	2320		5,99		387		1993		771	
1982	2320		5,80		400		2113		845	
Tasa a ec. %	0,00		- 3,30		(3,01)		6,00		(4,44)	

Fuente: Elaboración Propia

CUADRO 3-22

Proyección de la demanda vegetativa - Generación y Carga Máxima

Central: Los Telares.

A ñ o	Consumo		Generación		Factor de carga		Carga Máxima	
	MWh	MWh	MWh	MWh	hs	kw	kw	kw
1972	67	76	2500	30				
1973	73	82	2500	33				
1974	80	91	2500	36				
1975	69	100	2500	40				
1976	96	110	2500	44				
1977	107	120	2500	48				
1978	116	130	2500	53				
1979	130	140	2500	58				
1980	144	152	2500	65				
1981	157	177	2500	71				
1982	174	196	2500	78				

Fuente: Elaboración Propia

CUADRO 3-23

Proyección de la demanda vegetativa - Generación y Carga Máxima

Central: Dijo de Agua.

A ñ o	Consumo		Generación		Factor de carga		Carga Máxima	
	MWh		MWh		hs		kw	
1972	520		612		3400		160	
1973	577		679		3400		200	
1974	639		752		3400		221	
1975	709		834		3400		245	
1976	785		923		3400		271	
1977	870		1023		3400		300	
1978	964		1134		3400		333	
1979	1070		1259		3400		370	
1980	1184		1393		3400		409	
1981	1314		1546		3400		455	
1982	1459		1717		3400		504	

Fuente: Elaboración Propia

CUADRO 3-24

Proyección de la demanda vegetativa - Generación y Carga Máxima

Central: Sol de Julio

A ñ o	Consumo		Generación		Factor de carga		Carga Máxima	
	MWh	MWh	MWh	MWh	hs	kw	kw	kw
1972	110	130	130	130	2500	52	52	52
1973	119	133	133	133	2500	55	55	55
1974	129	145	145	145	2500	58	58	58
1975	139	150	150	150	2500	62	62	62
1976	150	164	164	164	2500	67	67	67
1977	163	183	183	183	2500	73	73	73
1978	176	196	196	196	2500	79	79	79
1979	189	212	212	212	2500	85	85	85
1980	206	231	231	231	2500	92	92	92
1981	227	255	255	255	2500	102	102	102
1982	241	271	271	271	2500	106	106	106

Fuente: Elaboración Propia

CUADRO 3-25

Proyección de la demanda vegetativa - Generación y Carga Máxima

Central: Sumampa

A ñ o	Consumo		Generación		Factor de carga		Carga Máxima	
	MWh		MWh		hs		kW	
1972	336		388		2500		155	
1973	370		435		2500		174	
1974	405		477		2500		191	
1975	443		521		2500		208	
1976	486		572		2500		229	
1977	533		627		2500		251	
1978	585		689		2500		276	
1979	642		756		2500		302	
1980	703		827		2500		331	
1981	771		907		2500		367	
1982	845		995		2500		398	

Fuente: Elaboración Propia

CUADRO 3-25

Proyección de la demanda vegetativa (Localidades sin servicio)

Localidad: Ambargasta

(*)	Población servida		Habitantes por usuario		Usuarios		Consumo por usuario		Consumo		Generación		Carga máxima	
	Nº		Nº		Nº		kWh		MWh		MWh		kW	
1	388		16,0		22		600		13		15		8	
2	388		17,1		23		624		14		17		9	
3	388		16,2		24		648		16		18		10	
4	388		15,4		25		673		17		19		10	
5	388		14,6		27		699		19		21		12	
6	388		13,9		26		726		20		23		13	
7	388		13,2		29		755		22		25		14	
8	388		12,5		31		785		24		27		15	
9	388		11,9		33		816		27		34		17	
10	388		11,3		34		848		29		33		18	
11	388		10,7		36		881		32		36		20	
Tasa a.ac.	0,00		-5,00		(5,05)		4,00		(9,42)		—		—	

(*) Año desde el comienzo del servicio

Fuente: Elaboración Propia

CUADRO 3-27

Proyección de la demanda vegetativa (Localidades sin servicio)

Localidad: Amiman

(*)	Población servida		Habitantes por usuario		Usuarios		Consumo por usuario		Consumo		Generación		Carga máxima	
	Nº		Nº		Nº		KWh		MWh		MWh		KV	
1	243		16,0		14		600		8		9		5	
2	243		17,1		14		624		9		10		6	
3	243		16,3		15		648		10		11		6	
4	243		15,4		16		673		11		12		7	
5	243		14,6		17		699		12		14		8	
6	243		13,9		18		726		13		15		8	
7	243		13,2		18		755		14		16		9	
8	243		12,5		19		785		15		17		9	
9	243		11,9		20		816		16		18		10	
10	243		11,3		22		848		19		21		12	
11	243		10,7		23		881		20		23		13	
Tasa e.ec.	0,00		-5,00		(5,00)		4,00		9,60		---		---	

(*) Año desde el comienzo del servicio

Fuente: Elaboración Propia

CUADRO 3-28

Proyección de la demanda vegetativa (Localidades sin servicio)

Localidad: Ov. km. 340

(*)	Población servida		Habitantes por usuario		Usuarios		Consumo por usuario		Consumo		Generación		Carga máxima	
	Nº		Nº		Nº		KWh		MWh		MWh		KW	
1	247		16,0		14		610		8		9		5	
2	247		17,1		14		624		9		10		6	
3	247		16,2		15		648		10		11		6	
4	247		15,4		16		673		11		12		7	
5	247		14,6		17		699		12		14		8	
6	247		13,9		18		725		13		15		8	
7	247		13,2		16		755		14		16		9	
8	247		12,5		19		785		15		17		9	
9	247		11,9		20		816		16		18		10	
10	247		11,3		22		848		19		21		12	
11	247		10,7		23		881		20		23		13	
Tasa e.ec.	0,00		- 5,00		(5,00)		4,00		(9,00)		—		—	

(*) Año desde el comienzo del servicio

Fuente: Elaboración Propia

CUADRO 3-29

Proyección de la demanda vegetativa (Localidades sin servicio)

Localidad: Las Chacras

(*)	Población servida		Habitantes por usuario		Usuarios		Consumo por usuario		Consumo		Generación		Carga máxima	
	Nº		Nº		Nº		kWh		MWh		MWh		kW	
1	312		18,0		17		600		10		11		6	
2	312		17,1		18		624		11		12		7	
3	312		16,2		19		648		12		14		8	
4	312		15,4		20		672		13		15		8	
5	312		14,6		21		696		15		17		9	
6	312		13,9		22		720		15		19		10	
7	312		13,2		24		768		18		20		11	
8	312		12,5		25		780		20		23		13	
9	312		11,9		26		816		21		24		13	
10	312		11,3		28		848		24		27		15	
11	312		10,7		29		881		26		29		16	
Tasa a.ec.	0,00		- 5,00		(5,50)		4,100		(10,05)		---		---	

(*) Año desde el comienzo del servicio

Fuente: Elaboración Propia

CUADRO 3-30

Proyección de la demanda vegetativa (Localidades sin servicio)

Localidad: Lomitas Blancas

(*)	Población servida		Habitantes por usuario		Usuarios		Consumo por usuario		Consumo		Generación		Carga máxima	
	Nº		Nº		Nº		KWh		MWh		MWh		KV	
1	260		18,0		14		610		8		9		5	
2	260		17,1		15		624		9		10		6	
3	260		16,2		16		648		10		11		6	
4	260		15,4		17		673		11		12		7	
5	260		14,6		18		699		13		13		8	
6	260		13,9		19		726		13		14		9	
7	260		13,2		20		755		15		15		9	
8	260		12,5		21		785		16		16		10	
9	260		11,9		22		816		16		17		11	
10	260		11,3		23		846		20		18		11	
11	260		10,2		24		881		21		19		11	
Tasa a.ec.	U,00		-5,00		(5,00)		4,00		(9,70)		---		---	

(*) Año desde el comienzo del servicio

Fuente: Elaboración Propia

CUADRO 3-31

Proyección de la demanda vegetativa (Localidades sin servicio)

Localidad: Oncen

(*)	Población servida		Habitantes por usuario		Usuarios		Consumo por usuario		Consumo		Generación		Carga máxima	
	Nº		Nº		Nº		KWh		MWh		MWh		KW	
1	251		16,0		14		600		8		9		5	
2	251		17,3		15		624		9		10		6	
3	251		16,2		16		648		10		11		6	
4	251		18,4		16		673		11		12		7	
5	251		14,0		17		699		12		14		8	
6	251		13,9		16		776		13		15		8	
7	251		13,2		16		755		14		16		9	
8	251		17,5		21		785		16		18		10	
9	251		11,9		21		817		17		19		10	
10	251		11,3		22		848		19		21		12	
11	251		10,7		23		881		20		22		13	
Tasa e.ac.	0,00		-5,00		(11,1%)		4,00		(9,60)		---		---	

(*) Año desde el comienzo del servicio

Fuente: Elaboración Propia

CUADRO 3-32

Proyección de la demanda vegetativa (Localidades sin servicio)

Localidad: Pda. Km. 49

(*)	Población servida		Habitantes por usuario		Usuarios		Consumo por usuario		Consumo		Generación		Carga máxima	
	Nº		Nº		Nº		kWh		MWh		MWh		KW	
1	333		18,0		19		600		11		12		7	
2	333		17,1		19		624		12		14		8	
3	333		16,3		20		648		13		15		8	
4	333		15,4		22		673		15		17		9	
5	333		14,6		23		699		16		18		10	
6	333		13,9		24		726		17		19		10	
7	333		13,2		25		755		18		20		11	
8	333		12,5		27		785		21		24		13	
9	333		11,9		28		816		23		26		14	
10	333		11,3		29		849		25		28		15	
11	333		10,7		31		881		27		31		17	
Tasa a.ec.	0,00		-5,00		(5,00)		4,00		(9,00)					

(*) Año desde el comienzo del servicio

Fuente: Elaboración Propia

CUADRO 3-33

Proyección de la demanda vegetativa (Localidades sin servicio)

Localidad: Ramirez de Velazco

(*)	Población servida		Habitantes por usuario		Usuarios		Consumo por usuario		Consumo		Generación		Carga máxima	
	Nº		Nº		Nº		kWh		MWh		MWh		kW	
1	299		18,0		17		600		10		11		6	
2	299		17,1		15		624		11		12		7	
3	299		16,2		19		648		12		14		8	
4	299		15,4		20		672		13		15		8	
5	299		14,6		20		696		14		16		9	
6	299		13,9		21		720		15		18		10	
7	299		13,2		23		744		17		19		10	
8	299		12,5		24		768		18		21		10	
9	299		11,9		26		816		21		24		12	
10	299		11,3		27		840		23		26		14	
11	299		10,7		28		864		25		28		15	
Tasa a.ec.	0,00		-5,00		(5,00)		4,00		(9,00)					

(*) Año desde el comienzo del servicio

Fuente: Elaboración Propia

CUADRO 3-34

Proyección de demandas especiales

Central	Proyecto	Unidad	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	
Los Telares	<u>Fábrica de Parquets</u>												
	Pot. instalada	KW	---	64	64	64	64	64	64	64	64	64	
	Carga máxima	KW	---	42	42	42	42	42	42	42	42	42	
	Consumo	MWh	---	64	64	64	64	64	64	64	64	64	
	<u>Bomba Agua Potable</u>												
	Pot. instalada	KW	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
	Carga máxima	KW	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
	Consumo	MWh	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	
	Sumampa	<u>Curtiembre</u>											
Pot. instalada		KW	---	80	80	80	80	80	80	80	80	80	
Carga máxima		KW	---	52	52	52	52	52	52	52	52	52	
Consumo		MWh	---	80	80	80	80	80	80	80	80	80	
<u>Bomba Agua Potable</u>													
Pot. instalada		KW	---	15	15	15	15	15	15	15	15	15	
Carga máxima		KW	---	12	12	12	12	12	12	12	12	12	
Consumo		MWh	---	45	45	45	45	45	45	45	45	45	
Sol de Julio		<u>Bomba Agua Potable</u>											
	Pot. instalada	KW	---	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
	Carga máxima	KW	---	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
	Consumo	MWh	---	24	24	24	24	24	24	24	24	24	
	Ojo de Agua	<u>Bomba Agua Potable</u>											
		Pot. instalada	KW	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
		Carga máxima	KW	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
		Consumo	MWh	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66

Fuente: Elaboración Propia

CUADRO 3-35

Proyección de demandas especiales eventuales

Zona Minera Sierra de Ambargasta (Lomitas Blancas)

Yacimiento "Los Dos Leones", "La Negra" y "El Milagro"

A ñ o (*)	Potencia Instalada	Carga Máxima	Consumo
	kW	kW	MWh
1	600	378	840
2	1200	756	1680
3	2000	1260	2800
4	2120	1335	2968
5	2247	1415	3145
6	2382	1500	3335
7	2523	1590	3542
8	2674	1684	3743

(*) Desde el comienzo del servicio

Fuente: Elaboración Propia

CUADRO 3-36

Proyección de la demanda total

Central: Los Telares

Año	Demanda Vegetativa				Demanda Especial				Demanda Total					
	Consumo		Generac.		Consumo		Generac.		Consumo		Generac.		C. Máxima (*)	
	MWh	MWh	MWh	KW	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	KW	KW
1972	67	75	—	30	—	—	—	—	—	—	—	—	—	30
1973	73	82	17	34	24	—	—	—	57	104	—	—	—	34
1974	81	91	60	36	88	—	—	—	104	179	—	—	—	36
1975	89	100	84	40	108	—	—	—	177	204	—	—	—	40
1976	94	110	100	44	120	—	—	—	214	240	—	—	—	44
1977	107	120	114	48	138	—	—	—	290	316	—	—	—	48
1978	118	133	126	53	150	—	—	—	310	341	—	—	—	53
1979	130	145	134	58	168	—	—	—	340	372	—	—	—	58
1980	144	162	148	65	186	—	—	—	370	402	—	—	—	65
1981	157	177	162	71	204	—	—	—	400	432	—	—	—	71
1982	174	196	174	78	222	—	—	—	430	462	—	—	—	78

(*) Carga Máxima Simultánea

Fuente: Elaboración Propia

Proyección de la demanda total

Central: Ojo de Agua

Año	Demanda Vegetativa			Demanda Especial			Demanda Total		
	Consumo	Generac.	C. Máxima	Consumo	Generac.	C. Máxima	Consumo	Generac.	C. Máxima
	MWh	MWh	KW	MWh	MWh	KW	MWh	MWh	KW
1972	520	612	180	---	---	---	520	612	180
1973	577	679	200	40	40	18	617	745	218
1974	639	752	221	66	66	18	705	818	239
1975	704	834	245	66	66	18	775	901	263
1976	785	923	271	66	66	18	851	989	289
1977	870	1023	300	66	66	18	936	1089	318
1978	964	1134	333	66	66	18	1030	1201	351
1979	1070	1249	370	66	66	18	1136	1325	388
1980	1184	1393	409	66	66	18	1250	1459	427
1981	1314	1540	456	66	66	18	1380	1612	473
1982	1459	1717	504	66	66	18	1525	1783	522

(*) Carga Máxima Simultánea

Fuente: Elaboración Propia

CUADRO 3-38

Proyección de la demanda total

Central: Sol de Julio

Año	Demanda Vegetativa			Demanda Especial			Demanda Total		
	Consumo	Generac.	C. Máxima	Consumo	Generac.	C. Máxima	Consumo	Generac.	C. Máxima
	MWh	MWh	KW	MWh	MWh	KW	MWh	MWh	KW
1972	110	130	52	---	---	---	110	130	52
1973	119	133	55	---	---	---	119	133	55
1974	129	145	58	24	24	6	153	169	64
1975	139	150	62	24	24	6	163	180	68
1976	140	156	67	24	24	6	174	192	73
1977	143	163	73	24	24	6	167	207	79
1978	176	190	79	24	24	6	200	222	85
1979	169	212	85	24	24	6	213	236	91
1980	206	231	92	24	24	6	240	255	98
1981	227	255	102	24	24	6	251	279	108
1982	241	271	108	24	24	6	265	295	114

(*) Carga Máxima Simultánea

Fuente: Elaboración Propia

CUADRO 3-39

Proyección de la demanda total

Central: Sumampa

A Ñ o	Demanda Vegetativa			Demanda Especial			Demanda Total		
	Consumo	Generac.	C. Máxima	Consumo	Generac.	C. Máxima	Consumo	Generac.	C. Máxima (*)
	MWh	MWh	KW	MWh	MWh	KW	MWh	MWh	KW
1972	336	348	155	---	---	---	336	348	155
1973	370	435	174	---	---	---	370	435	174
1974	415	477	191	125	125	64	530	602	203
1975	443	521	206	125	125	64	568	646	220
1976	480	572	224	125	125	64	611	697	241
1977	533	627	251	125	125	64	658	752	273
1978	585	689	279	125	125	64	710	814	294
1979	642	749	302	125	125	64	767	878	318
1980	703	827	331	125	125	64	828	942	343
1981	771	909	363	125	125	64	896	1012	375
1982	845	995	398	125	125	64	970	1120	410

(*) Carga Máxima Simultánea

Fuente: Elaboración Propia

Lámina 3-1

Proyección de la demanda de energía

Central: Los Telares

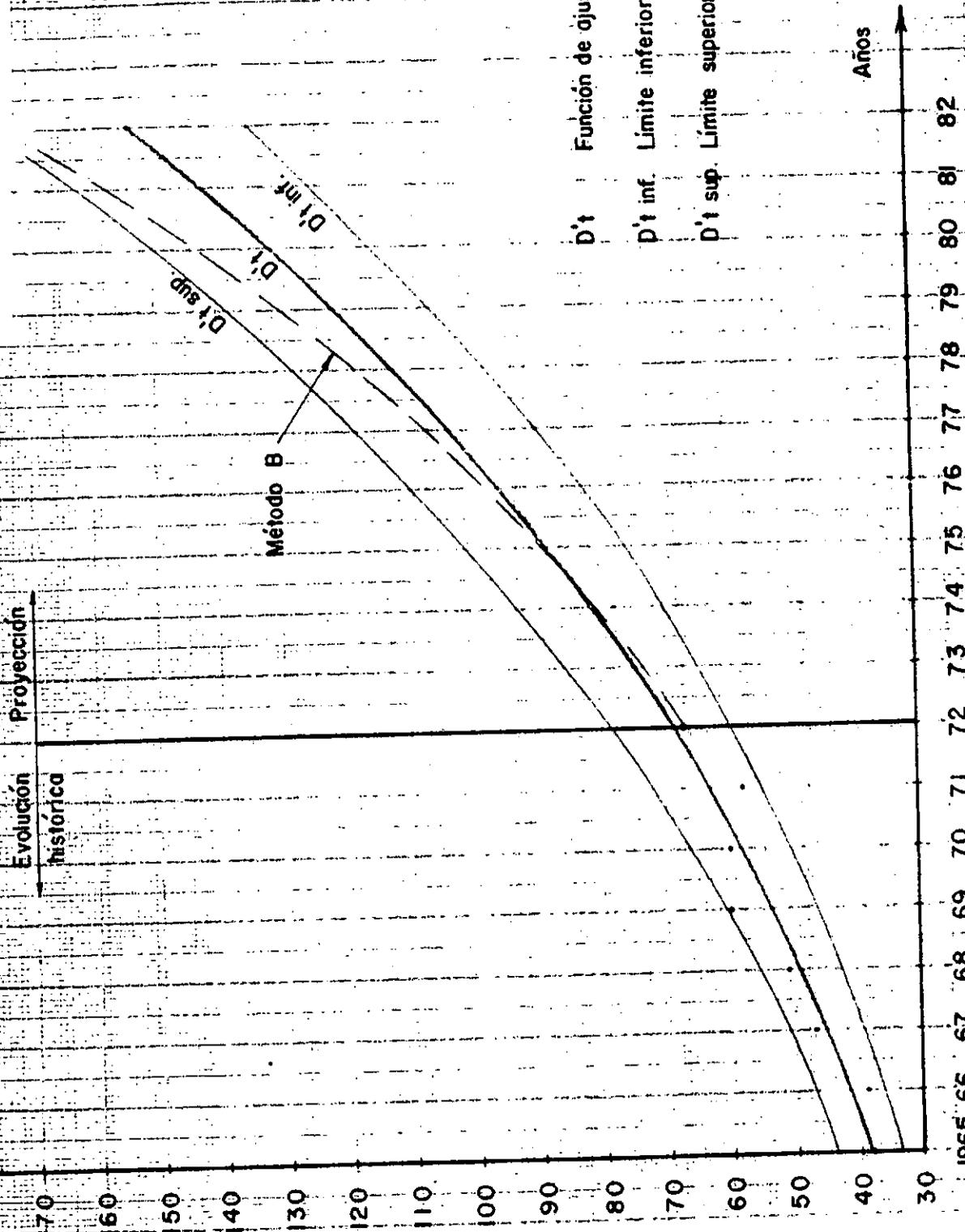


Lámina 3-2

Proyección de la demanda de energía

Central: Ojo de Agua

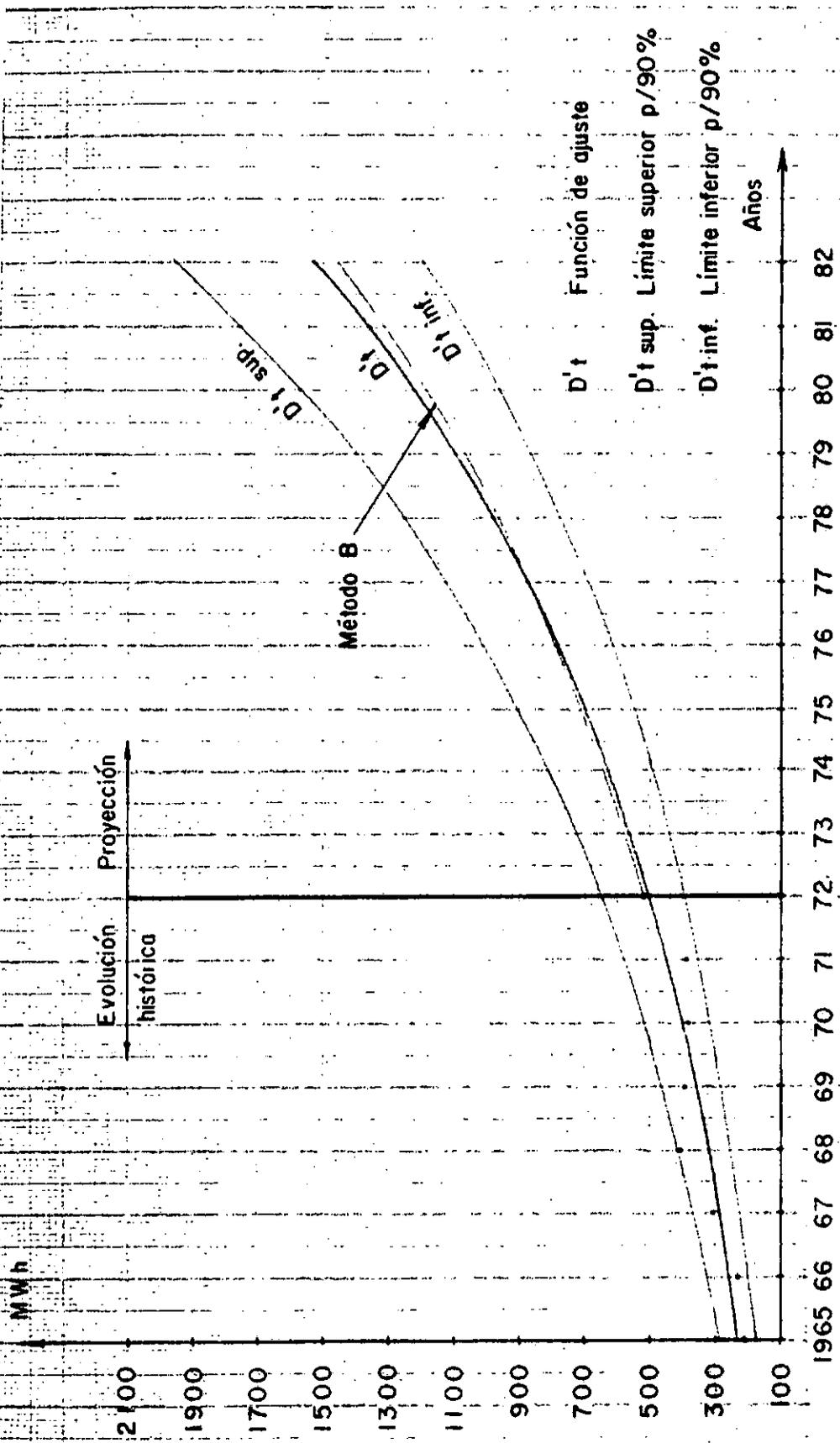


Lámina 3-3

Proyección de la demanda de energía

Central: Sol de Julio

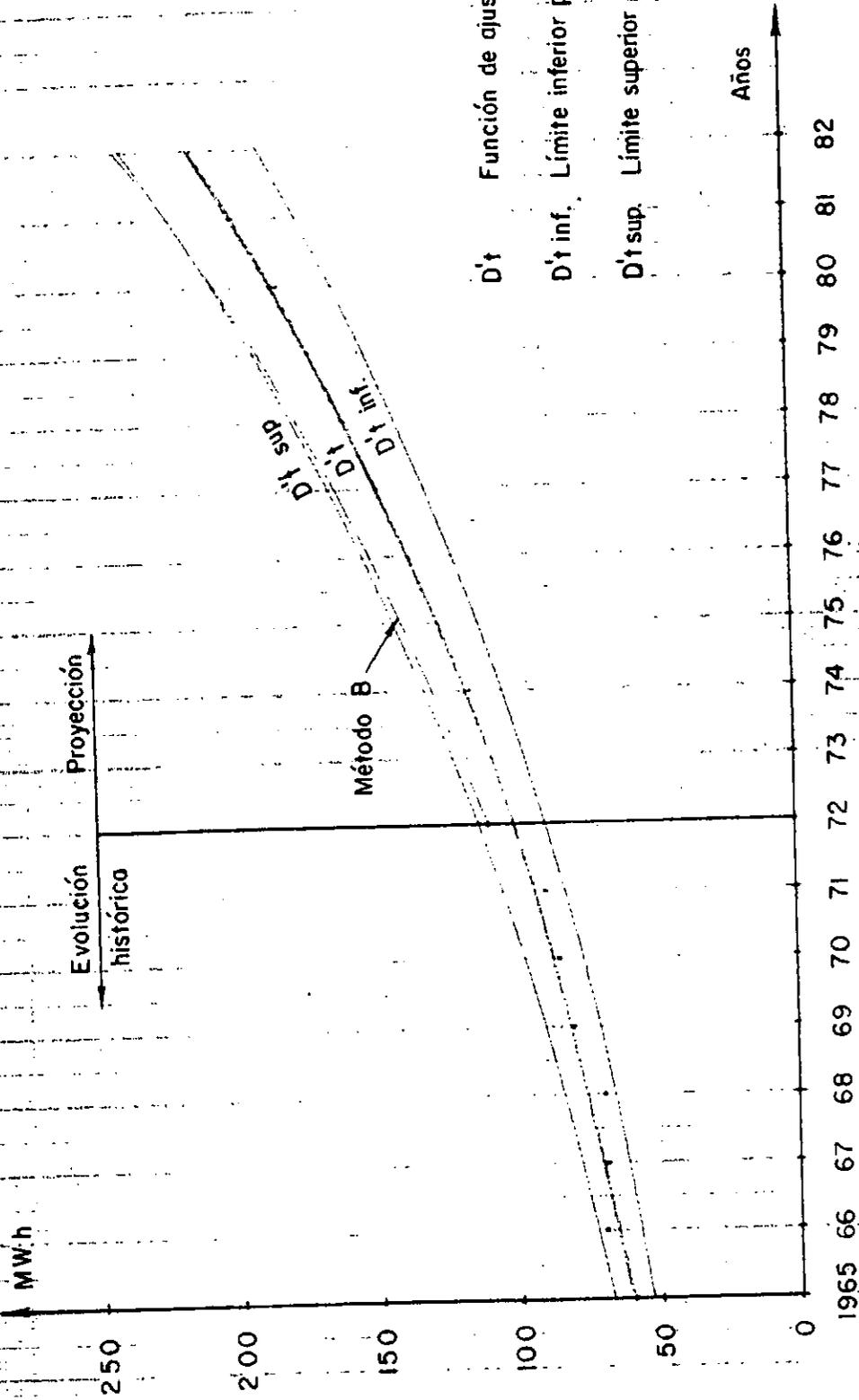
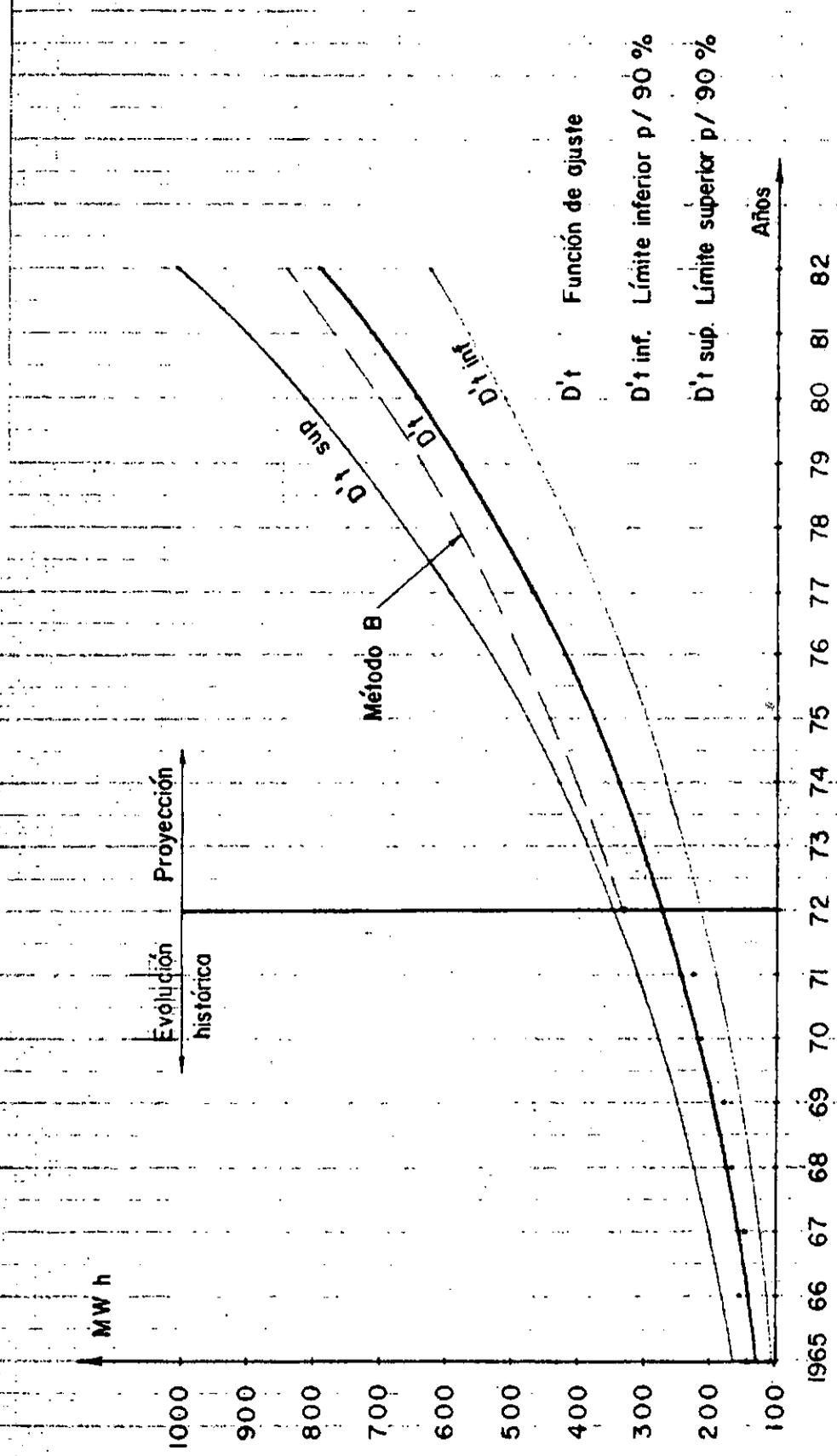


Lámina 3-4

Proyección de la demanda de energía

Central: Sumampa



4.- PROGRAMAS ALTERNATIVOS DE EQUIPAMIENTO

4.1 - Metodología y Criterios Básicos

En este capítulo se definen los programas alternativos de equipamiento técnicamente capaces de abastecer la demanda pronosticada de las localidades comprendidas en la zona de estudio, a los efectos de su posterior evaluación y selección de la alternativa mas conveniente.-

Los programas de equipamiento planteados incluyen los futuros requerimientos de incorporaciones y retiros de unidades de generación y la instalación de líneas y estaciones transformadoras de transmisión y subtransmisión, éstas últimas para los casos de alternativas con sistemas interconectados.-

El estudio de las alternativas se ha sistematizado siguiendo un criterio de agregación espacial a niveles crecientes, planteándose en primer lugar los equipamientos de las localidades aisladas; luego el abastecimiento a nivel de subzona considerando la creación de sistemas con dos o tres localidades interconectados; posteriormente una alternativa zonal que comprende la totalidad de las localidades interconectadas; y finalmente el abastecimiento mediante la interconexión interzonal.-

Para no multiplicar innecesariamente el número de alternativas en los niveles subzonales y zonal, se han considerado todas aquellas que resultan razonablemente aceptables y posibles; descartando las notoriamente imposibles o equivalentes.-

El método utilizado para definir los programas de equipamiento de centrales consiste básicamente en desarrollar, en cada caso, un balance de potencia en el período estudiado (1973-1982) por el cual se van proponiendo sucesivamente las incorporaciones y retiros de unidades necesarias para ir cubriendo adecuadamente la demanda anual de los mercados considerados. Este balance se complementa luego mediante un despacho de energía anual definido como hipótesis de operación de los programas de equipamiento. Los programas de líneas y estaciones de transmisión se determinan por un análisis

particular de las condiciones de oferta y demanda del sistema que se trate.-

En los balances de potencia indicados la verificación del correcto cubrimiento de la demanda se realiza comparando la potencia firme total con los requerimientos del mercado en cada año, siendo dicha potencia firme la diferencia entre la potencia efectiva total y la reserva técnica necesaria.-

Para lograr un adecuado programa de equipamiento se ha estudiado la dimensión de la unidad mas conveniente a incorporar en cada alternativa, teniendo en cuenta la magnitud del mercado y evolución previsible, sus instalaciones existentes, la oportunidad de los retiros y los consumos de energía correspondientes.-

En los párrafos que siguen se explicitan los criterios básicos adoptados para los distintos elementos técnicos y factores que intervienen en la definición de las alternativas de equipamiento planteadas.-

4.1.1 - Unidades de generación

Se prevé que todas las incorporaciones de unidades de generación que se realicen en el futuro sean grupos diesel, por ser el tipo de máquina que posee características técnico-económicas mas apropiadas para la magnitud y condiciones de los mercados en estudio.-

En el CUADRO 4-1 se indican las potencias unitarias nominales y efectivas de los grupos normalizados utilizados en este estudio, agrupados en tres rangos de acuerdo a sus consumos específicos, tipo de combustible y velocidad de rotación estimados. Además de las indicadas en ese CUADRO, se ha supuesto que se deberían cumplir las siguientes condiciones con respecto a estos grupos diesel:

- La refrigeración se efectuará mediante radiador en razón de las dificultades señaladas con el agua de la zona. -
- La tensión de generación será de 380/220 V y estarán directamente acopladas a las barras de distribución.-
- La utilización máxima anual será de 4.500 horas.-

- El mínimo técnico económico estará en el 30% de la potencia efectiva.-
- El número máximo de grupos por central será de 5 unidades.-
- El plazo de ejecución de la instalación de cada unidad será menor de un año.-

Salvo para el año 1974 y eventualmente 1975, para el resto de los años de la serie se ha estimado que todas las unidades propuestas en los programas de equipamiento se ponen en servicio a comienzos del año correspondiente.-

En cuanto a los retiros de los grupos, ya sean existentes ya sean incorporados en el período en estudio, se ha adoptado el criterio de efectuarlos en la medida que sus módulos se tornan inadecuados para las demandas respectivas y en consecuencia deben ser reemplazados por máquinas de potencias unitarias mayores, o bien simplemente porque el incremento de la potencia de reserva torna antieconómica su permanencia en la central.-

4.1.2- Sistemas de transmisión

Las líneas de alta tensión que fuesen necesarias para la integración de los sistemas subzonales, zonales o interzonales deberán ser de 13,2 kV o 33 KV según los casos, definiéndose la tensión mas conveniente de acuerdo a análisis técnico-económicos. Estas líneas podrán ser de construcción sencilla, con postes de hormigón o eventualmente de madera las de 13,2 kV en aquellos tramos accesibles y no accidentados. Los conductores serán de aluminio acero (Al-Ac) y su sección se elegirá apropiadamente dentro de la nómina normalizada por el IRAM.-

Las estaciones transformadoras incluidas serán de nivel, de diseño simple, incorporándose barra de conexión de alta tensión solo en aquellos casos donde se prevea más de una salida de línea o más de un transformador.-

Los transformadores correspondientes no serán regulables bajo carga, poseyendo en cambio topes de regulación sin carga. Sus tensiones primarias serán las del sistema de transmisión y las secundarias de 380/220v en todos los casos. La escala de potencias unitarias utilizada para el equipamiento de transformadores es la siguiente

te:

100 kVA	400 kVA
160 kVA	500 kVA
200 kVA	630 kVA
250 kVA	800 kVA
315 kVA	1000 kVA

de acuerdo a lo establecido por las normas IRAM.-

Se estima que el plazo de ejecución de cualquier sistema de transmisión en la zona demorará cerca de un año y medio, por lo que las interconexiones planteadas se prevén habilitadas en todas las alternativas recién a comienzos de 1975.-

4.1.3 - Calidad y seguridad del servicio

La principal norma de seguridad que se adopta en generación consiste en prever una reserva técnica de potencia propia en todas las alternativas de equipamiento de centrales. Se ha considerado necesario que dicha reserva sea de un valor no menor que el de la potencia efectiva de la unidad de mayor módulo de la central, para garantizar un adecuado mantenimiento y el cubrimiento de la demanda ante fallas imprevistas. Este criterio se ha mantenido tanto en las alternativas de equipamiento de las localidades aisladas (abastecimiento local), como en las de los sistemas interconectados (abastecimiento subzonal y zonal), pues para estos últimos se ha estimado que la reserva es compartida por todos los centros enlazados a través de líneas de alta tensión que poseen un razonable grado de confiabilidad, acorde a la magnitud de los mercados.-

Otros aspectos que se han contemplado para garantizar continuidad en el abastecimiento de energía eléctrica se refieren al cumplimiento de un programa preventivo de mantenimiento de las instalaciones, contar con el personal suficiente para operación y mantenimiento, y poseer una capacidad instalada en tanques de almacenamiento como para cubrir una reserva de combustible de por lo menos un mes de funcionamiento de la central.-

Los criterios de seguridad aplicados para los sistemas de transmisión prevén la utilización de equipos de protección contra fallas o anomalías por sobretensiones y/o sobrecargas en la red.-

En cuanto a la calidad de las prestaciones, los programas alternativos de equipamiento y de operación se han elaborado sobre la base de cumplir con un buen servicio, lo que desde el punto de vista de la regulación de frecuencia significa no admitir variaciones instantáneas superiores al 2% y desde el punto de vista de la regulación de la tensión, admitir como máximo transitorio una diferencia del 5% con respecto de la nominal.-

4.2 - Condiciones del Análisis

Las alternativas de equipamiento y de operación que se proponen en este Capítulo han sido preparadas con la expresa finalidad de ofrecer un conjunto de soluciones homogéneas y equivalentes, destinadas fundamentalmente a la comparación económica de las mismas.-

Ello significa que en este análisis se ha evitado incluir elementos que por su carácter circunstancial o aleatorio hubieran distorsionado la comparación económica. Nos referimos específicamente a las proyecciones de demanda que deben ser satisfechas mediante los equipamientos, las cuales condicionan indudablemente los programas respectivos. -

Para cumplir con lo expresado, las alternativas de equipamiento que se han elaborado en el Capítulo cubren exclusivamente las proyecciones de demanda de las localidades que actualmente cuentan con servicio. Por otra parte y a los efectos del posterior estudio económico, en el Anexo 4-II se presentan las alternativas de equipamiento zonal e interzonal que consideran el abastecimiento a las localidades sin servicio actual y a las demandas especiales eventuales (área minera).-

Otro factor condicionante de los análisis de equipamiento son los datos de partida para lo cual remitimos al lector al Capítulo 2, donde se definen las características técnicas de los equipos existentes al primer trimestre de 1973.-

Asimismo cabe advertir que en las alternativas de abastecimiento subzonal y zonal, las proyecciones de demanda de potencia (carga máxima) de los sistemas interconectados se han elaborado sumando directamente las demandas de cada una de las localidades incluidas en cada caso, por considerar que el probable incremento por pérdidas de transmisión está compensado por la diversidad existente entre las cargas máximas (factor de simultaneidad de aproximadamente 0,96). En cambio, para los balances de energía se han considerado las pérdidas correspondientes.-



4.3 - Programas de Equipamiento

Siguiendo el esquema explicado en la metodología, los programas de equipamiento se han definido según los distintos niveles de agregación espacial ya comentados, habiéndose incluido en cada uno de ellos las siguientes alternativas:

- Nivel local: Comprende el análisis de equipamiento de cada una de las centrales de la zona tomadas aisladamente.-
- Nivel subzonal y zonal: Comprende el estudio de abastecimiento de los siguientes sistemas interconectados:
 - I) Sistema Sumampa - Los Telares, con central en Sumampa.
 - II) Sistema Ojo de Agua - Sol de Julio, con central en Ojo de Agua.
 - III) Sistema Ojo de Agua - Sumampa, con central en Ojo de Agua.
 - IV) Sistema Ojo de Agua - Sumampa- Sol de Julio, con central en Ojo de Agua.
 - V) Sistema Ojo de Agua- Sumampa - Sol de Julio - Los Telares, con central en Sumampa.

Los sistemas indicados se han definido siguiendo un criterio de complejidad creciente y los enlaces se han elegido entre los mas representativos y viables de las varias combinaciones posibles de dos, tres y cuatro localidades. Como fuente de generación de los sistemas se ha seleccionado en cada caso a la mas importante de las centrales interconectadas y específicamente a Ojo de Agua en aquellas alternativas subzonales donde interviene, debido a su ubicación estratégica con respecto a los mercados actuales, a los eventuales de la zona minera y a las probables del Norte de Córdoba. En la alternativa zonal (V) se ha elegido a Sumampa como central de cabecera por estar situada en el baricentro de demandas de la zona y para optimizar los equipamiento de transmisión correspondientes.

- Nivel Interzonal: Como de acuerdo a la situación geográfica y a los programas existentes no existen posibilidades ni previsiones a corto y mediano plazo

de interconectar la zona Sur de Santiago del Estero con alguna otra zona de la misma Provincia, en este informe no se considera un abastecimiento interzonal provincial. En cambio se ha estudiado una alternativa de equipamiento considerando la interconexión con la zona Norte de la Provincia de Córdoba, denominada:

Sistema Villa de María (Córdoba) -Ojo de Agua- Sumampa - Sol de Julio, con abastecimiento desde Villa de María;

que se elabora sobre la base de información suministrada por E.P.E.C. y a mero título ejemplificativo puesto que el programa de equipamiento interzonal definitivo dependerá de la alternativa zonal que se seleccione.-

En los puntos que siguen se detallan los programas de equipamiento resultantes en cada alternativa estudiada:

4.3.1 - Equipamiento a nivel local

En los CUADROS 4-2 a 4-5 se elaboran los balances de potencia y se definen los programas de incorporaciones y retiros de unidades diesel, para cada una de las centrales o localidades de la zona con servicio eléctrico. En las Láminas 4-1 a 4-4 se representan gráficamente la evolución de la demanda en cada caso y sobre ella, los escalonamientos previstos de potencia firme y de potencia efectiva total.-

Al pie de los cuadros mencionados se indican los programas de equipamiento valorizados en potencia efectiva de cada unidad. En el Cuadro siguiente se resumen dichos programas, expresándolos en potencia nominal por unidad, y señalando con un signo positivo las incorporaciones y con un signo negativo los retiros correspondientes (Valores en kW).

Año	Ojo de Agua	Sumampa	Sol de Julio	Los Telares
1973	+200(Existente)		+49(Existente)	
1974	+ 240 - 2 x 60	+ 120		+2 x 48
1975			+ 48	
1976		+2 x 240 -2 x 136		
1977	+ 240 - 137			
1978				
1979		+ 240 - 120		
1980	+ 240			
1981			+ 2x 72 - 2x 49	+ 48
1982		+ 120		

4.3.2- Equipamientos a nivel subzonal y zonal

En los CUADROS 4-6 a 4-10 se detallan los balances de potencia y los programas de equipamiento de unidades de la central o localidad de cabecera, para cada uno de los sistemas alternativos de abastecimiento subzonal y zonal definidos en el punto 4.3.-

En todos los casos se ha supuesto que los sistemas se interconectarían en 1975, que hasta ese momento las centrales aisladas se equiparían según lo definido en el punto anterior 4.3.1 y que desde ese momento sólo queda funcionando la central de cabecera, levantándose el resto de las centrales del respec-

tivo sistema.-

La única excepción a esta regla ocurre en el sistema Ojo de Agua-Sumampa-Sol de Julio, donde circunstancialmente se admite que permanezca instalada por un año mas una unidad de 100 kW efectivos de Sumampa.-

En el cuadro que sigue se resumen los programas de incorporaciones y retiros de la central cabecera de cada sistema, expresando las potencias respectivas en kW nominales por unidad e individualizando cada sistema con la numeración utilizada en el párrafo 4.3

Año	I-Sumampa	II-Ojo de Agua	III-Ojo de Agua	IV-Ojo de Agua	V-Sumampa
1975	+2x 240 -2x 136	+ 240 - 137	+ 360	+ 360	+2 x 480 - 120
1976	+ 240 - 120		+ 360 - 137	+ 480 - 137 - 120 (Sumampa)	+ 480 -2x 136
1977					
1978		+ 240		+ 480 - 200	
1979			+ 360		+ 480
1980	+ 240				
1981				+ 480 - 240	
1982		+ 120			

En cuanto al equipamiento en transmisión para estos sistemas alternativos, en la Lámina 4-5 se representan los esquemas unifilares correspondientes a cada uno de ellos, indicándose en los mismos las características técnicas principales de las instalaciones previstas para el año 1975. Como algunas de las estaciones trans

formadoras de algunos sistemas deberán ser ampliadas dentro del período en estudio en razón del crecimiento de la demanda, a continuación se detalla el programa de líneas y estaciones de transmisión previsto para cada sistema.

I- Sistema Sumampa - Los Telares

Año 1975 : Línea 13,2 kV - 52 km - 35 mm² Al-Ac
E. T. Sumampa = 100 kVA - 13,2/0,4 kV
E. T. Los Telares = 100 kVA - 13,2 / 0,4 kV

II- Sistema Ojo de Agua - Sol de Julio

Año 1975: Línea 13,2 kV - 21 km - 50 mm² Al-Ac
E. T. Ojo de Agua = 160 kVA - 13,2/0,4 kV
E. T. Sol de Julio = 160 kVA - 13,2/0,4 kV

III- Sistema Ojo de Agua - Sumampa

Año 1975: Línea 13,2 kV - 31 km - 95 mm² Al-Ac
E.T. Ojo de Agua = 400 kVA - 13,2/0,4 kV
E.T. Sumampa = 400 kVA - 13,2/0,4 kV

Año 1980: Ampliación E.T. Ojo de Agua = 400 kVA - 13,2/0,4 kV
Ampliación E.T. Sumampa = 400 kVA - 13,2/0,4 kV

IV- Sistema Ojo de Agua - Sumampa - Sol de Julio

Año 1975: Línea Ojo de Agua - Sumampa = 13,2 kV - 31 km - 95 mm² Al-Ac
Línea Ojo de Agua - Sol de Julio = 13,2 - 21 km - 50 mm² Al-Ac
E.T. Ojo de Agua = 2 x 315 kVA - 13,2/0,4 kV
E.T. Sumampa = 400 kVA - 13,2/0,4 kV
E.T. Sol de Julio = 160 kVA - 13,2/0,4 kV

Año 1980: Ampliación E.T. Ojo de Agua = 315 kVA - 13,2/0,4 kV
Ampliación E.T. Sumampa = 400 kVA - 13,2/0,4 kV

V- Sistema Ojo de Agua - Sumampa- Sol de Julio - Los Telares

Año 1975: Línea Sumampa -Los Telares = 13,2 kV - 52 km - 35 mm² Al-Ac
Línea Sumampa -Ojo de Agua = 13,2 kV - 31 km - 95 mm² Al-Ac
Línea Sumampa -Sol de Julio =13,2 kV - 21 km - 50 mm² Al-Ac
E.T. Sumampa = 2 x 400 kVA - 13,2/0,4 kV *
E.T. Los Telares = 100 kVA - 13,2/0,4 kV
E.T. Ojo de Agua = 500 kVA - 13,2/0,4 kV
E.T. Sol de Julio = 160 kVA - 13,2/0,4 kV
Año 1980: Ampliación E.T. Sumampa = 400 kVA - 13,2/0,4 kV
Ampliación E.T. Ojo de Agua = 500 kVA - 13,2/0,4 kV

4.3.3 - Equipamiento a nivel interzonal

De acuerdo al Anexo 4-I, la alternativa de equipamiento interzonal puede apoyarse en los excedentes de potencia disponibles en la central Villa de María (Córdoba) a partir de principios de 1975, para abastecer los requerimientos del mercado de la zona Sur de Santiago del Estero. Según la información de E.P.E.C. al respecto, se contará al principio con cerca de 1.000 kW para dicho suministro y posteriormente, para fines de la década, con la potencia adicional necesaria, todo lo cual es suficiente para el aprovisionamiento de cualquiera de los sistemas interzonales o zonales que se puedan programar en el área de estudio.-

En la Lámina 4-6 se esquematiza la alternativa de equipamiento en transmisión necesaria en 1975 para integrar el sistema Villa de María-Ojo de Agua-Sumampa-Sol de Julio, elegido a título de ejemplo entre otras alternativas interzonales posibles.-

El programa de equipamiento respectivo dentro del período en estudio, se resume a continuación:

- Sistema Villa de María (Córdoba) -Ojo de Agua - Sumampa - Sol de Julio

Año 1975: Línea Villa de María -Ojo de Agua = 33 kV - 45 km - 70 mm² Al-Ac

Línea Ojo de Agua - Sumampa = 13,2 - 31 km - 95 mm² Al-Ac

Línea Ojo de Agua - Sol de Julio = 13,2 kV - 21 km - 50 mm² Al-Ac

E.T.Ojo de Agua = 1.000 kVA - 33/13,2 kV

500 kVA - 13,2/0,4 kV

E.T.Sumampa = 400 kVA - 13,2/0,4 kV

E.T.Sol de Julio = 160 kVA - 13,2/0,4 kV

Año 1980: Ampliación E.T. Ojo de Agua = 1.000 kVA - 33/13,2 kV

500 kVA - 13,2/0,4 kV

Ampliación E.T.Sumampa = 400 kVA - 13,2/0,4 kV

En el Anexo 4-II se define la alternativa de abastecimiento inter_zonal para el caso de integrarse en el Sur de Santiago del Estero el sistema Ojo de Agua - Sumampa - Sol de Julio - Los Telares, con alimentación a las localidades sin servicio actual.-

4.4 - Hipótesis de Operación de las Alternativas de Equipamiento

En los CUADROS 4-11 a 4-19 se elaboran las hipótesis de operación de cada una de las alternativas de equipamiento a nivel local, subzonal y zonal preparadas en el punto anterior. -

En cada caso se definen las horas de utilización y la producción anual prevista para los conjunto de unidades diesel incluidas en cada rango de potencias, de acuerdo a la clasificación utilizada en 4.1.1.-

El procedimiento aplicado en este análisis consiste en maximizar dentro de los parámetros establecidos, la utilización de los rangos superiores, permitiendo, si es el caso, que las unidades de módulo menor permanezcan como reserva de la central.-

La demanda total de energía, que debe ser satisfecha por la suma total de producción de todos los rangos operados, en los casos de tratarse de sistemas interconectados se ha determinado sumando a la proyección de demanda propia de la localidad de cabecera la demanda del resto de las localidades (denominada demanda externa en los CUADROS) mas las pérdidas de transmisión de energía correspondiente, las que se han estimado en el orden del 5% de la demanda externa.-

CUADRO 4-1

Características Técnicas de los Grupos Diesel Considerados en los Equipamientos

Rango	Potencia Efectiva (kW)	Potencia Nominal (kW)	Tipo de Combustible	Consumo Específico (gr/kWh)	Velocidad Rotación (r.p.m.)
I	40	48	G.O.	430	1.500
	60	72	G.O.		1.500
	100	120	G.O.		1.500
II	200	240	D.O.	320	1.000
III	300	360	D.O.	280	600
	400	480	D.O.		600

Fuente: Elaboración Propia

Balace de Potencia y Equipamiento (En kW)

Central: Ujo de Agua

Concepto	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Pot. Efectiva Actual	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210
Incorporaciones	---	210	410	410	410	600	600	600	600	600	600
Retiros	---	---	110	110	110	210	210	210	210	210	210
Pot. Efectiva Total	210	410	500	500	500	600	600	600	600	600	600
Reserva	100	200	210	200	200	200	200	200	200	200	200
Potencia Firme	110	210	300	300	300	400	400	400	400	400	400
Demanda	160	210	210	263	269	318	351	360	422	473	522
Saldo	-70	-8	61	37	11	82	49	12	174	127	78

Programa de Retiros

1974 - 2 x 55 kW (Existentes)
 1977 - 100 kW (Existente)

Programa de Incorporaciones

1973 - 200 kW (Existente, fuera de servicio)
 1974 - 200 kW
 1977 - 200 kW
 1980 - 200 kW

Fuente: Elaboración propia

CUADRO 4-3

Balance de Potencia y Equipamiento (En kW)

Central: Sumampa

Concepto	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Pot. Efectiva Actual	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Incorporaciones	---	---	100	100	500	500	500	700	700	700	800
Retiros	---	---	---	---	250	250	250	350	350	350	350
Pot. Efectiva Total	250	250	350	350	500	500	500	600	600	600	700
Reserva	125	125	125	125	200	200	200	200	200	200	200
Potencia Firme	125	125	225	225	300	300	300	400	400	400	500
Demanda	155	174	203	220	241	263	288	314	343	375	410
Saldo	-30	-49	22	5	50	37	12	60	57	25	90

Programa de Incorporaciones

- 1974 - 100 kW
- 1976 - 2 x 200 kW
- 1979 - 200 kW
- 1982 - 100 kW

Fuente: Elaboración Propia

Programa de Retiros

- 1976 - 2 x 125 kW (Existentes)
- 1979 - 100 kW (Incorporado en 1974)

CUADRO 4-4

Balance de Potencia y Equipamiento (En KW)

Central: Sol de Julio

Concepto	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Pot. Efectiva Actual	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65
Incorporaciones	—	35	35	75	75	75	75	75	75	195	195
Retiros	—	—	—	—	—	—	—	—	—	70	70
Pot. Efectiva Total	65	100	100	140	140	140	140	140	140	190	190
Reserva	35	35	35	40	40	40	40	40	40	60	60
Potencia Firme	30	65	65	100	100	100	100	100	100	130	130
Demanda	52	55	64	68	73	79	85	91	98	108	114
Saldo	-22	10	1	32	27	21	15	9	2	22	16

Programa de Incorporaciones

1973 - 35 KW (Existente al 31/1/73)

1975 - 40 KW

1981 - 2 x 60 KW

Fuente: Elaboración Propia

Programa de Retiros

1981 - 2 x 35 KW (Existentes)

CUADRO 4-5

Balance de Potencia y Equipamiento (En kW)

Central: Los Telares

Concepto	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Pot. Efectiva Actual	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Incorporaciones	---	---	80	80	80	80	80	80	80	120	120
Retiros	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Pot. Efectiva Total	35	35	115	115	115	115	115	115	115	155	155
Reserva	---	(*)	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Potencia Firme	35	35	75	75	75	75	75	75	75	115	115
Demanda	30	39	61	62	64	65	67	68	71	77	84
Saldo	5	-4	14	13	11	10	8	7	4	38	31

(*) No se considera reserva por no contarse con ella

Programa de Incorporaciones:

1974 - 2 x 40 kW

1981 - 40 kW

Fuente: Elaboración Propia

CUADRO 4-6

Balance de Potencia y Equipamiento (En kw)

Sistema: Sumampa - Los Telares

Central: Sumampa

Interconexión en 1975

Concepto	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Pot. Efectiva Actual	250	250	250	250	250	250	250	250
Incorporaciones	500	700	700	700	700	900	900	900
Retiros	250	350	350	350	350	350	350	350
Pot. Efectiva Total	500	600	600	600	600	600	600	600
Reserva	200	200	200	200	200	200	200	200
Potencia Firme	300	400	400	400	400	400	400	400
Demanda	262	305	328	355	382	410	452	491
Saldo	18	95	72	45	18	180	148	106

Programa de Incorporaciones

1975 - 2 x 200 kW

1976 - 200 kW

1980 - 200 kW

Programa de Retiros

1975 - 2 x 125 kW (Existentes)

1976 - 100 kW (Incorporados en 1974)

Fuente: Elaboración Propia

CUADRO 4.7

Balance de Potencia y Equipamiento (En kW)

Sistema: Ojo de Agua - Sol de Julio

Central: Ojo de Agua

Interconexión en 1975

Concepto	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Pot. Efectiva Actual	210	210	210	210	210	210	210	210
Incorporaciones	600	600	600	800	800	800	800	900
Retiros	210	210	210	210	210	210	210	210
Pot. Efectiva Total	600	600	600	800	800	800	800	900
Reserva	200	200	200	200	200	200	200	200
Potencia Firme	400	400	400	600	600	600	600	700
Demanda	331	362	397	436	479	525	581	636
Saldo	69	38	3	164	121	75	19	64

Programa de Incorporaciones

- 1975 - 200 kW
- 1978 - 200 kW
- 1982 - 100 kW

Programa de Retiros

- 1975 - 100 kW (Existentes)

Fuente: Elaboración propia

CUADRO 4-8

Balance de Potencia y Equipamiento (En kW)

Sistema: Ojo de Agua - Sumampa

Central: Ojo de Agua

Interconexión en 1975

Concepto	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Pot. Efectiva Actual	210	210	210	210	210	210	210	210
Incorporaciones	700	1000	1000	1000	1300	1300	1300	1300
Retiros	110	210	210	210	210	210	210	210
Pot. Efectiva Total	800	1000	1000	1000	1300	1300	1300	1300
Reserva	300	300	300	300	300	300	300	300
Potencia Firme	500	700	700	700	1000	1000	1000	1000
Demanda	483	530	581	639	702	770	848	932
Saldo	17	170	119	61	298	220	152	68

Programa de Incorporaciones

1975 - 300 kW

1976 - 300 kW

1979 - 300 kW

Programa de Retiros

1976 - 100 kW (Existentes)

Fuente: Elaboración propia

CUADRO 4-9

Balance de Potencia y Equipamiento (En kW)

Sistema: Ojo de Agua - Sumampa - Sol de Julio

Central: Ojo de Agua

Interconexión en 1975

Concepto	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Pot. Efectiva Actual	210	210	210	210	210	210	210	210
Aporte de Sumampa	100	---	---	---	---	---	---	---
Incorporaciones	700	1100	1000	1500	1500	1500	1500	1500
Retiros	110	210	210	410	410	410	610	610
Pot. Efectiva Total	900	1100	1000	1500	1500	1500	1500	1500
Reserva	300	400	400	400	400	400	400	400
Excedencia Fianza	500	700	700	500	500	900	1100	1100
Deposito	500	600	100	720	700	1000	550	1000
Saldo	400	500	400	176	107	22	140	500

Programa de Incorporaciones

- 1975 - 300 kW
- 1976 - 400 kW
- 1977 - 200 kW
- 1981 - 400 kW

Programa de Retiros

- 1976 - 100 kW (Existentes)
- 1976 - 100 kW de Sumampa (Retenidos)
- 1979 - 200 kW (Incorporados en 1973)
- 1981 - 200 kW (Incorporados en 1974)

Fuente: Elaboración propia

CUADRO 4-10

Balance de Potencia y Equipamiento (En kW)

Sistema: Ojo de Agua - Sumampa - Sol de Julio - Los Telares

Central: Sumampa

Interconexión en 1975

Concepto	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Pot. Efectiva Actual	250	250	250	250	250	250	250	250
Incorporaciones	900	1300	1300	1300	1700	1700	1700	1700
Retiros	100	350	350	350	350	350	350	350
Pot. Efectiva Total	1050	1200	1200	1200	1600	1600	1600	1600
Reserva	400	400	400	400	400	400	400	400
Potencia Firme	650	800	800	800	1200	1200	1200	1200
Demanda	612	657	725	791	861	949	1023	1100
Saldo	37	133	25	9	339	251	177	?

Programa de Incorporaciones

1975 - 2 x 400 kW
 1976 - 400 kW
 1979 - 400 kW

Programa de Retiros

1975 - 100 kW (Incorporado en 1974)
 1976 - 2 x 125 kW (Existentes)

Fuente: Elaboración propia

CUADRO 4-11

Hipótesis de Operación

Central: Ojo de Agua

Concepto	Unidad	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Demanda Propia	MWh	745	818	910	989	1089	1200	1325	1459	1612	1783
Demanda Externa + Pérdidas	MWh										
Demanda Total	MWh	745	818	910	989	1089	1200	1325	1459	1612	1783
Potencia Efectiva Rango I	Kw	110									
Utilización	Hs	1318									
Generación Rango I	MWh	145									
Potencia Efectiva Rango II	Kw	700	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Utilización	Hs	2310	1536	1800	1976	1915	2100	2216	1824	2015	2229
Generación Rango II	MWh	1600	818	1400	1489	1089	1200	1325	1459	1612	1763
Potencia Efectiva Rango III	Kw										
Utilización	Hs										
Generación Rango III	MWh										

Fuente: Elaboración propia

CUADRO 4-12

Hipótesis de Operación

Central: Sumampa

Concepto	Unidad	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Demanda Propia	MWh	435	602	646	697	752	814	881	952	1032	1120
Demanda Externa + Pérdidas	MWh										
Demanda Total	MWh	435	602	646	697	752	814	881	952	1032	1120
Potencia Efectiva Rango I	Kw	250	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Utilización	Hs	1740	1220	1840	1240	1060	2090	1400	1567	1220	1047
Generación Rango I	MWh	435	602	646	697	752	814	881	952	1032	1120
Potencia Efectiva Rango II	Kw				460	460	460	460	460	460	460
Utilización	Hs				1240	1060	2090	1400	1567	1220	1047
Generación Rango II	MWh				697	752	814	881	952	1032	1120
Potencia Efectiva Rango III	Kw										
Utilización	Hs										
Generación Rango III	MWh										

Fuente: Elaboración propia

CUADRO 4-13

Hipótesis de Operación

Central: Sol de Julio

Concepto	Unidad	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Demanda Propia	MWh	133	169	180	192	207	222	236	255	279	295
Demanda Externa + Pérdidas	MWh	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Demanda Total	MWh	133	169	180	192	207	222	236	255	279	295
Potencia Efectiva Rango I	kw	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
Utilización	Hs	1741	1690	1246	1371	1479	1546	1406	1621	1448	1553
Generación Rango I	MWh	119	169	180	192	207	222	236	255	279	295
Potencia Efectiva Rango II	kw										
Utilización	Hs										
Generación Rango II	MWh										
Potencia Efectiva Rango III	kw										
Utilización	Hs										
Generación Rango III	MWh										

Fuente: Elaboración propia

CUADRO 4-14

Hipótesis de Operación

Central: Los Telares

Concepto	Unidad	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Demanda Propia	MWh	1100	179	188	198	208	221	234	250	265	284
Demanda Externa + Pérdidas	MWh	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Demanda Total	MWh	1100	179	188	198	208	221	234	250	265	284
Potencia Efectiva Rango I	Kw	76	114	115	115	117	118	119	119	155	155
Utilización	Hrs	3,529	1,587	1,735	1,722	1,609	1,622	1,515	2,174	1,710	1,632
Generación Rango I	MWh	307	174	183	198	206	221	231	240	265	284
Potencia Efectiva Rango II	Kw										
Utilización	Hrs										
Generación Rango II	MWh										
Potencia Efectiva Rango III	Kw										
Utilización	Hrs										
Generación Rango III	MWh										

Fuente: Elaboración propia

CUADRO 4-15

Hipótesis de Operación

Sistema: Sumampa - Los Teleres

Central: Sumampa

Concepto	Unidad	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Demanda Propia	MWh	646	657	752	814	881	952	1032	1160
Demanda Externa + Pérdidas	MWh	197	218	218	232	240	262	278	298
Demanda Total	MWh	843	875	970	1046	1121	1214	1310	1458
Potencia Efectiva Rango I	KW	---	---	---	---	---	---	---	---
Utilización	HS	---	---	---	---	---	---	---	---
Generación Rango I	MWh	---	---	---	---	---	---	---	---
Potencia Efectiva Rango II	KW	646	646	646	646	646	646	646	646
Utilización	HS	2007	1508	1617	1743	1848	1937	1937	1772
Generación Rango II	MWh	943	905	970	1046	1121	1214	1310	1458
Potencia Efectiva Rango III	KW	---	---	---	---	---	---	---	---
Utilización	HS	---	---	---	---	---	---	---	---
Generación Rango III	MWh	---	---	---	---	---	---	---	---

Fuente: Elaboración propia

CUADRO 4-16

Hipótesis de Operación

Sistema: Ojo de Agua - Sol de Jujin

Central: Ojo de Agua

Concepto	Unidad	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Demanda Propia	MWh	900	989	1089	1200	1325	1459	1612	1783
	MWh	189	202	217	231	248	268	293	310
	MWh	989	1191	1306	1431	1573	1727	1905	2093
Potencia Efectiva Rango I	kW	—	—	—	—	—	—	—	—
Utilización	Hs	—	—	—	—	—	—	—	—
Generación Rango I	MWh	—	—	—	—	—	—	—	—
Potencia Efectiva Rango II	kW	600	600	600	800	800	800	800	800
	Hs	1648	1989	2176	1188	1906	2159	2361	2616
	MWh	989	1191	1306	1431	1573	1727	1905	2093
Potencia Efectiva Rango III	kW	—	—	—	—	—	—	—	—
Utilización	Hs	—	—	—	—	—	—	—	—
Generación Rango III	MWh	—	—	—	—	—	—	—	—

Fuente: Elaboración propia

CUADRO 4-18

Hipótesis de Operación

Sistema: Pjo de Agua - Sumampa - Sol de Julio

Central: Ojo de Agua

Concepto	Unidad	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Demanda Propia	MWh	900	989	1069	1200	1325	1959	1612	1783
Demanda Externa + Pérdidas	MWh	867	934	1007	1086	1173	1268	1377	1486
Demanda Total	MWh	1767	1923	2076	2286	2498	2727	2989	3269
Potencia Efectiva Rango I	KW	1000	---	---	---	---	---	---	---
Utilización	HS	---	---	---	---	---	---	---	---
Generación Rango I	MWh	---	---	---	---	---	---	---	---
Potencia Efectiva Rango II	KW	500	400	400	200	200	200	---	---
Utilización	HS	1731	---	---	---	---	---	---	---
Generación Rango II	MWh	847	---	---	---	---	---	---	---
Potencia Efectiva Rango III	KW	300	700	700	1100	1100	1100	1500	1500
Utilización	HS	3000	2747	2994	2028	2270	2479	2717	2972
Generación Rango III	MWh	900	1923	2096	2286	2498	2727	2989	3269

Fuente: Elaboración propia

CUADRO 4-19

Hipótesis de Operación

Sistema: Ojo de Agua - Sumampa - Sol de Julio - Los Telares

Central: Sumampa

Concepto	Unidad	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Demanda Propia	MWh	646	697	752	814	881	952	1032	1120
	MWh	1331	1448	1578	1723	1879	2062	2214	2480
		MWh	1977	2145	2330	2537	2760	3014	3296
Potencia Efectiva Rango I	KW	250							
Utilización	Hs								
Generación Rango I	MWh								
Potencia Efectiva Rango II	KW								
Utilización	Hs								
Generación Rango II	MWh								
Potencia Efectiva Rango III	KW	800	1200	1200	1200	1600	1600	1600	1600
Utilización	Hs	2471	1787	1942	2114	1725	1884	2050	2250
Generación Rango III	MWh	1977	2145	2330	2537	2760	3014	3296	3600

Fuente: Elaboración propia

Lámina 4-1

Programa de Equipamiento a nivel Local

Central: Ojo de Agua

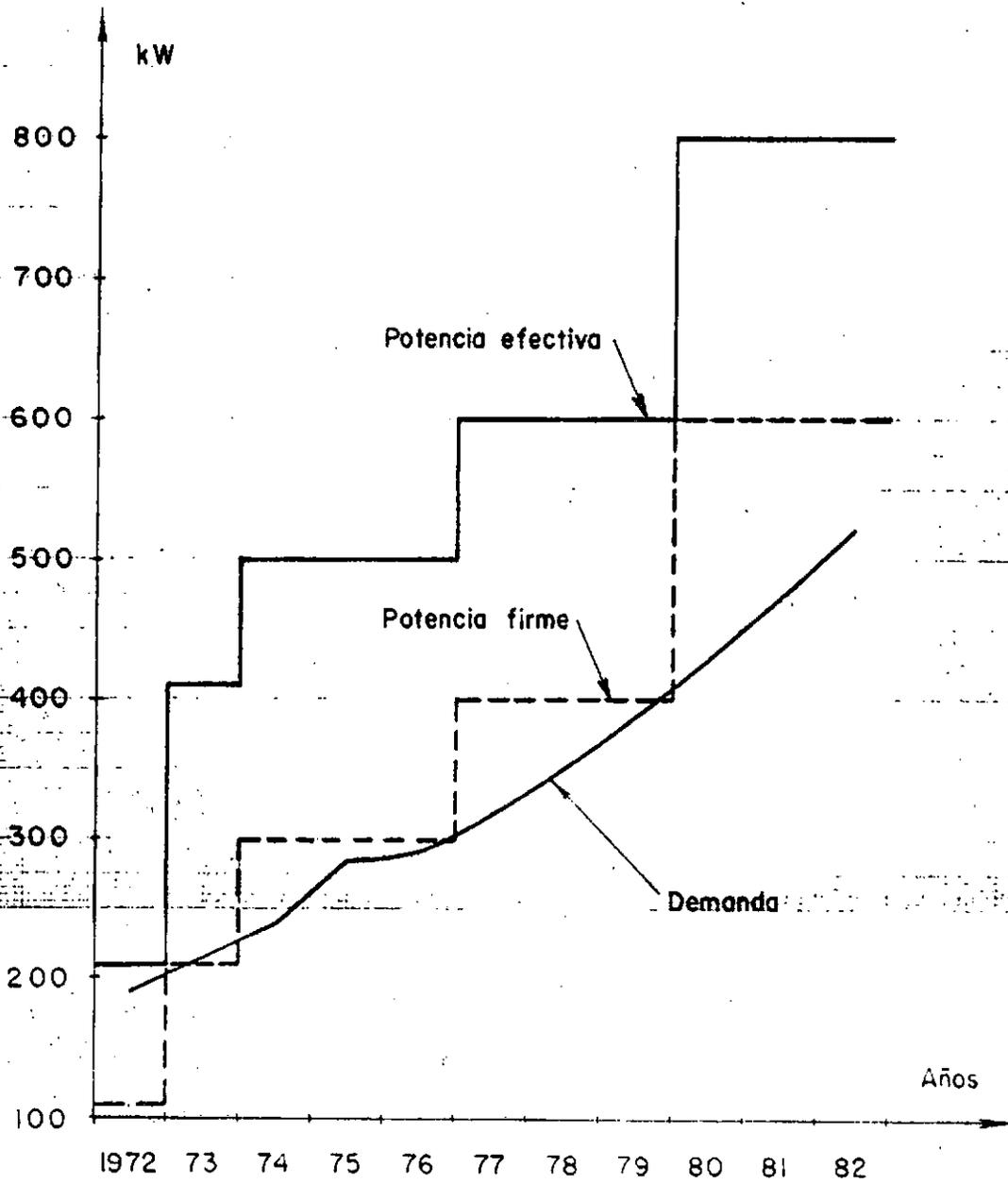


Lámina 4-2

Programa de Equipamiento a nivel Local

Central: Sumampa

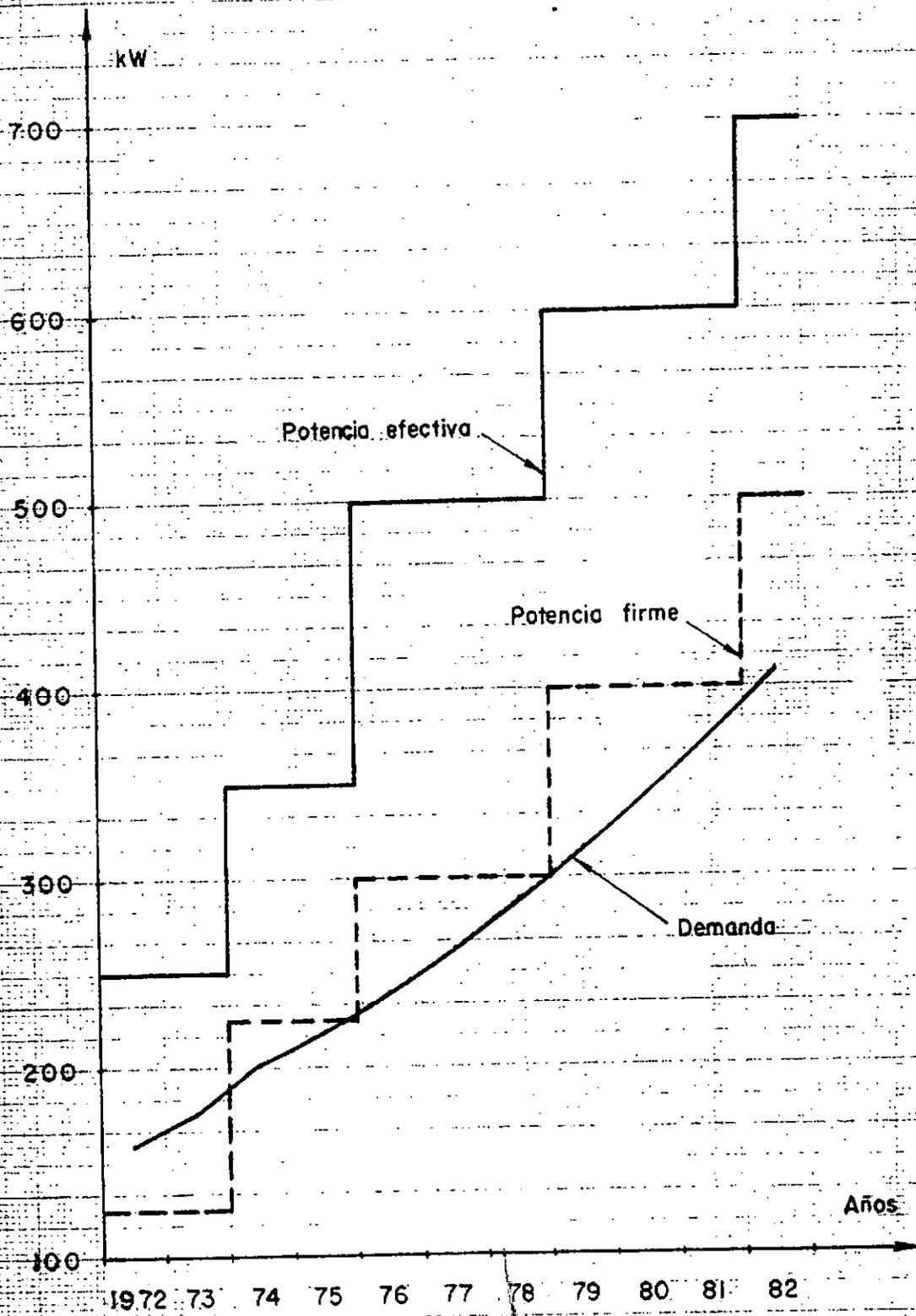


Lámina 4-3

Programa de Equipamiento a nivel Local

Central: Sol de Julio

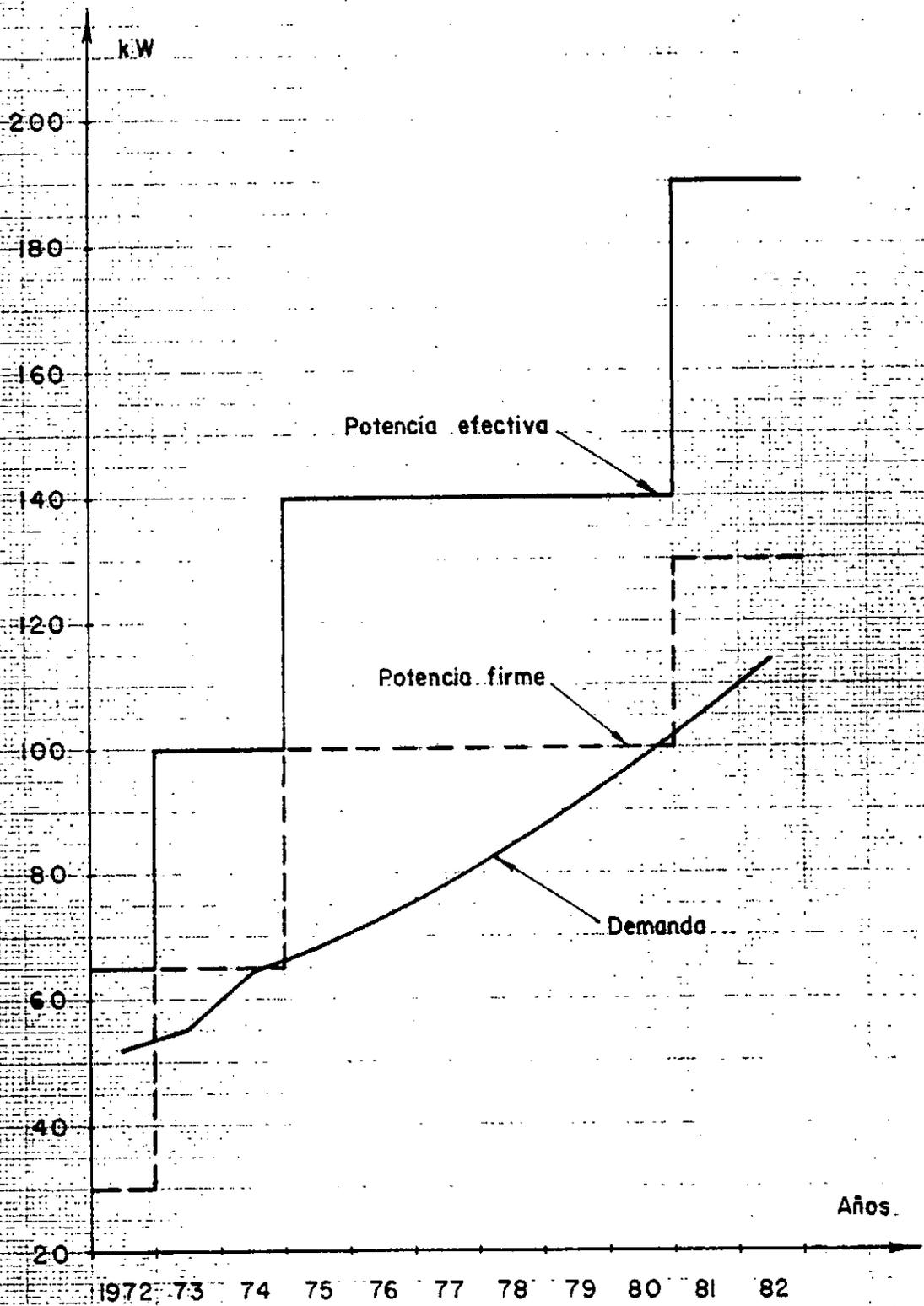


Lámina 4-4

Programa de Equipamiento a nivel Local

Central: Los Telares

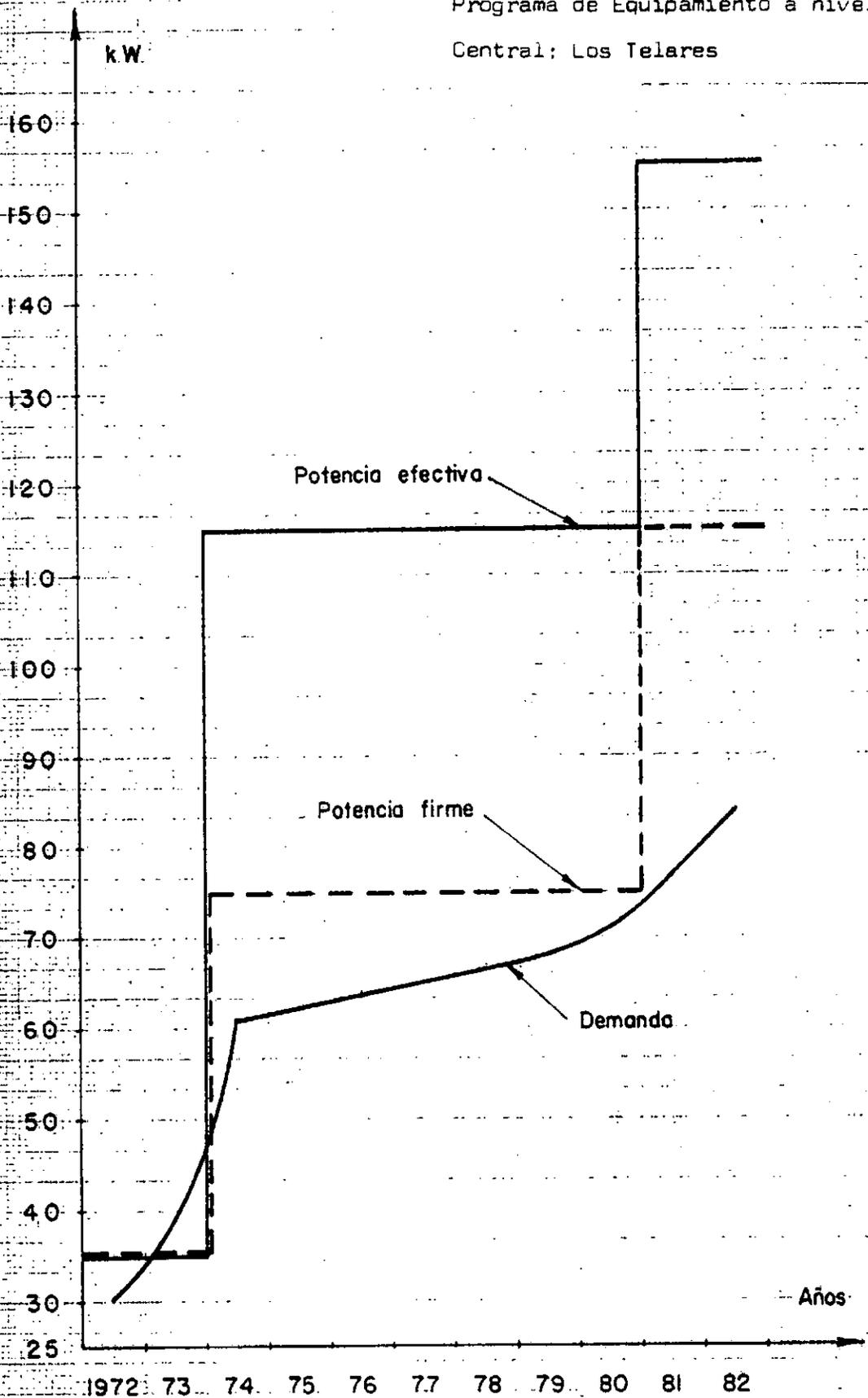
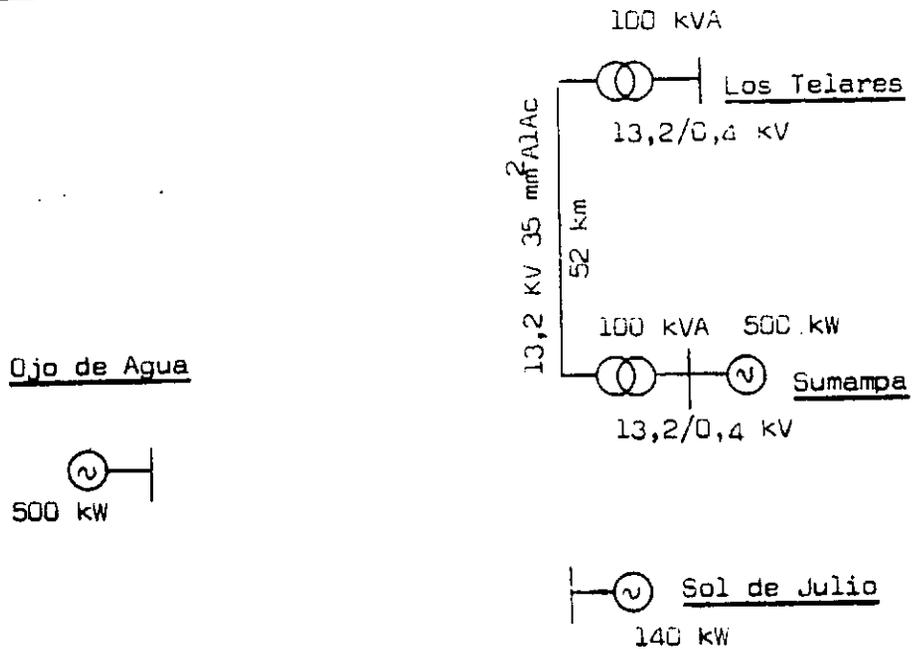


Lámina 4-5

Esquemas Alternativas de Abastecimiento Subzonal y Zonal - Año 1975

I - Sistema Sumampa - Los Telares



II - Sistema Ojo de Agua - Sol de Julio

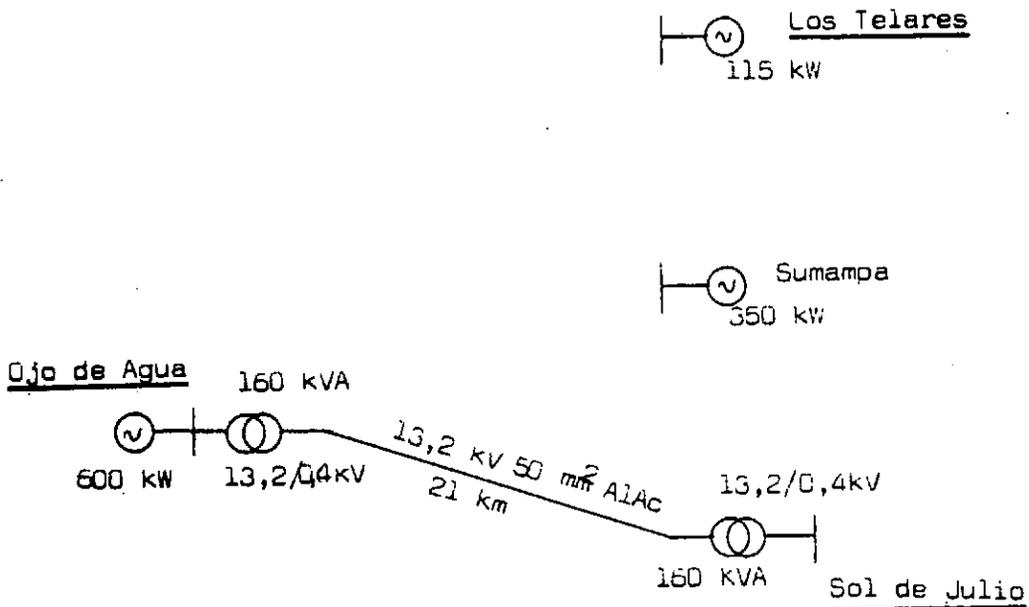
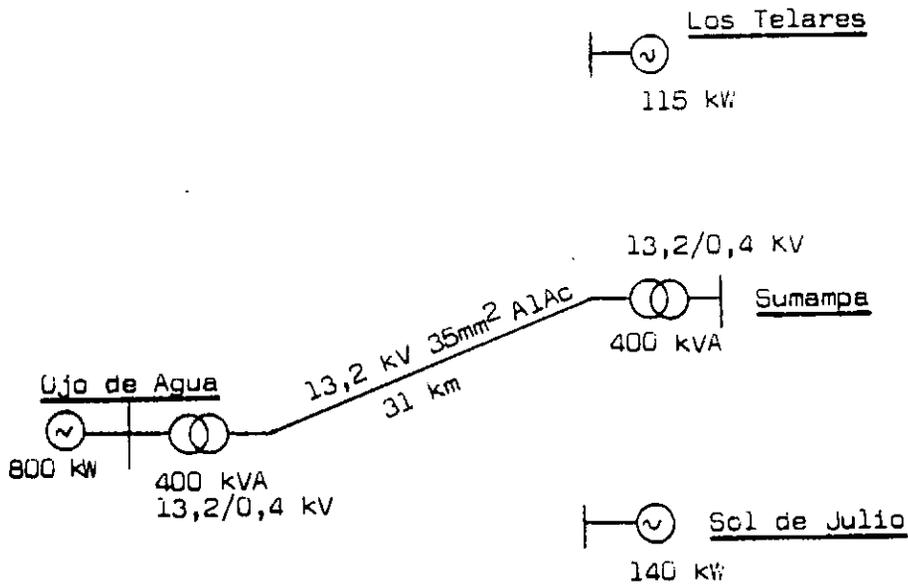


Lámina 4-5 (Continuación)

Esquemas Alternativos de Abastecimiento Subzonal y Zonal - Año 1975

III - Sistema Ojo de Agua - Sumampa



IV - Sistema Ojo de Agua - Sumampa - Sol de Julio

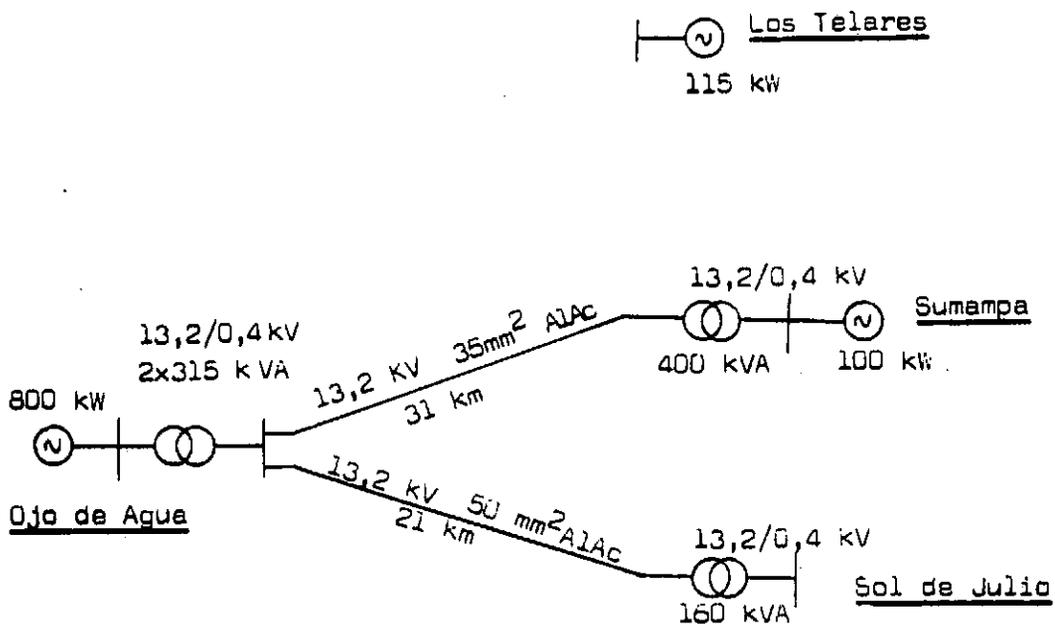
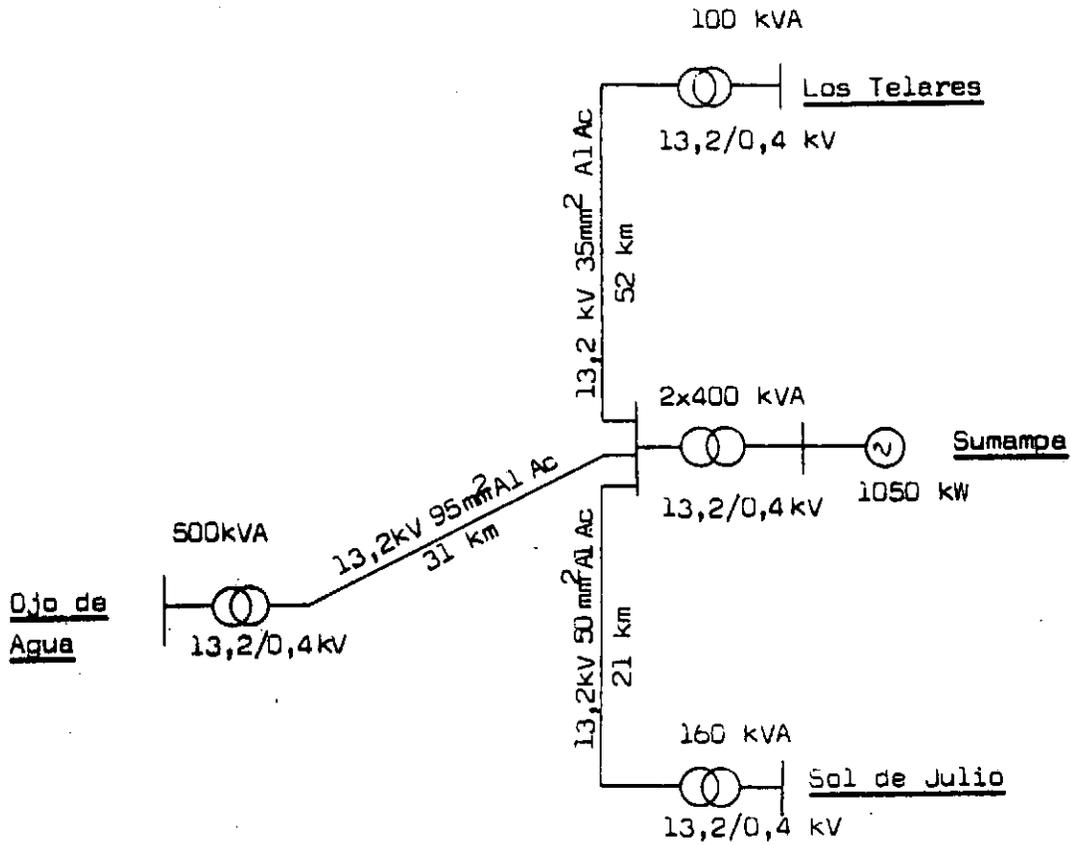


Lámina 4-5 (Continuación)

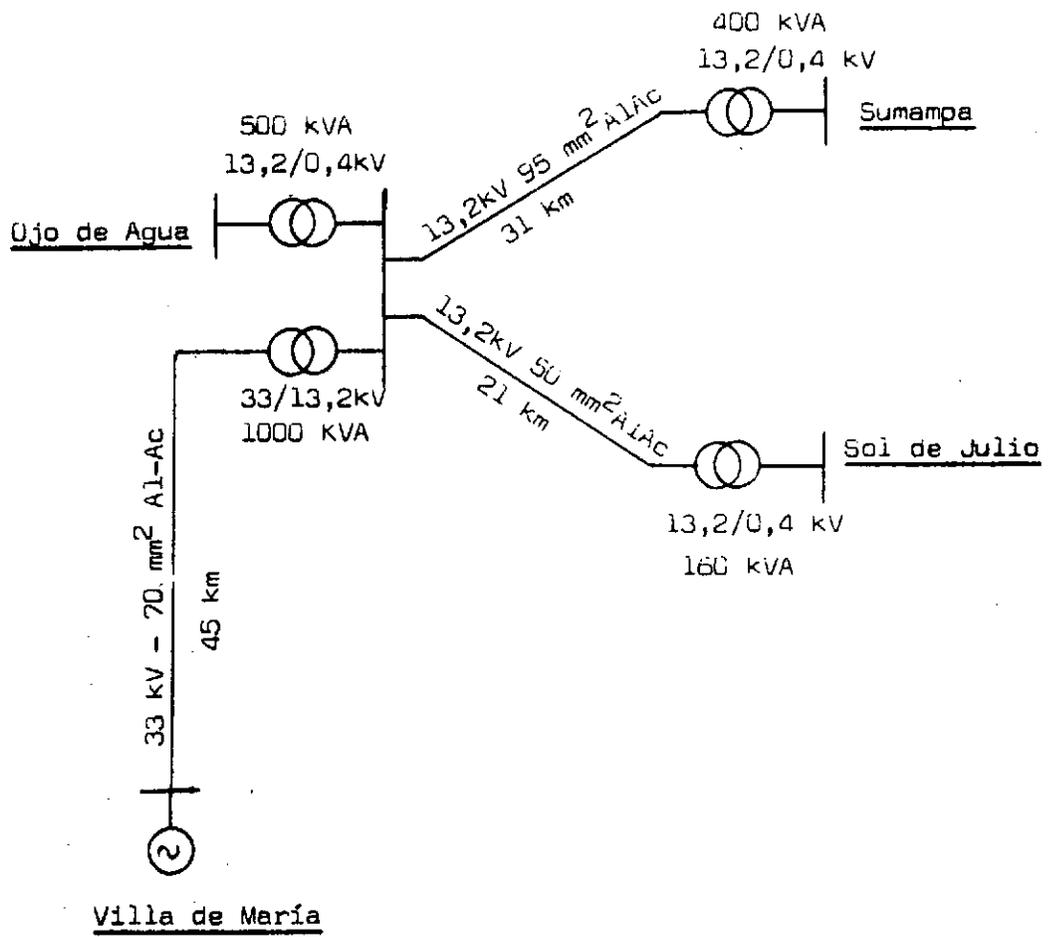
Esquemas Alternativas de Abastecimiento Subzonal y Zonal - Año 1975

V - Sistema Ojo de Agua - Sumampa - Sol de Julio - Los Telares



Esquema Alternativo de Abastecimiento Interzonal - Año 1975

Sistema Villa de María (Córdoba) - Ojo de Agua - Sumampa - Sol de Julio



Equipamiento Eléctrico de la Zona Norte de la Provincia de Córdoba

A los fines de estudiar la alternativa de equipamiento interzonal, se requirió a E.P.E.C. información sobre la situación eléctrica actual de la zona norte de la Provincia de Córdoba, los excedentes y disponibilidades para un posible abastecimiento a la zona Sur de Santiago del Estero, los planes de expansión previstos y las tarifas de intercambio de energía en caso de plantearse tal eventualidad.-

Además se consultó que posibilidades habría de que dicha zona norte fuera alimentada desde la Provincia de Santiago del Estero.-

En las hojas adjuntas se reproduce la respuesta de E.P.E.C. a nuestra solicitud.-



EMPRESA PROVINCIAL DE ENERGIA DE CORDOBA
AV. GENERAL PAZ 374 - CASILLA DE CORREO N°. 300

1626

Córdoba, 30 mayo de 1973

Señor

Marcos Eduardo Seeber

Corrientes 1257-3^a Piso "F"

CAPITAL FEDERAL

CERTIFICADA

Tengo el agrado de dirigirme a Ud., en respuesta de su nota de fecha 7 del corriente, referida al Estudio de Abastecimiento Eléctrico, en la Zona Sur de la Provincia de Santiago del Estero, encomendado por el Consejo Federal de Inversiones .-

Sobre el particular, cúmpleme acompañar copia del informe producido por nuestra Gerencia de Programación, que responde a los temas consultados.-

Con tal motivo, hago propicia la oportunidad para saludarle con atenta consideración.-




Ing. Mec. Elec. ALDO RUBEN CIOCHIN
SUB-DIRECTOR GENERAL
A CARGO DE LA DIRECCION GENERAL



EXPIE. N° 22704

E.T. N° 325

Señor Director General:

Con relación a la nota obrante a fs. 2 de la presente actuación, cúmplenos informarle lo siguiente:

Punto 1:

- El sistema actualmente en explotación está compuesto por:
 - Central Villa de María
 - Central San Francisco del Chañar
 - Línea 33 kV San Francisco del Chañar-Villa de María (25 km)
 - Línea 13,2 kV (rural) San Francisco del Chañar-Sanatorio Dr. Fuente (8 km).
 - Línea 13,2 kV (rural) San Francisco del Chañar-Pozo Nuevo (40 km)

siendo las obras programadas para la zona las siguientes:

- 1 - Nueva Central Villa de María 2 MW (en construcción)
- 2 - Línea en 66 kV Villa de María-Santa Elena (28 km) con ramales en 13,2 kV Santa Elena-Payo Cortado y Santa Elena-Sebastián / Elcano, con sus correspondientes subestaciones de transformación. Previsto iniciar 1975.
- 3 - Línea en 66 kV Villa Gral. Mitre-Villa Tulumba-Deán Funes // (55 km) con estación transformadora 66/13,2 kV - 2x2 MVA en / Villa Tulumba. Previsto iniciar 1976.
- 4 - Línea en 66 kV Villa Tulumba - San José de la Dormida - Santa Elena (45 km) y estación transformadora 66/13,2 kV y 2x2 / MVA en Santa Elena. Prevista iniciar 1978.
- 5 - Línea en 13,2 kV Villa de María-Gutenberg y Villa de María-Candelaria (40 km), con sus correspondientes subestaciones.

Todas las obras citadas precedentemente se encuentran indicadas en plano adjunto, siendo necesario destacar que todas las líneas en 13,2 kV estarán a cargo de las Cooperativas interesadas.



EXYTE. Nº 22704

S.T. Nº 325

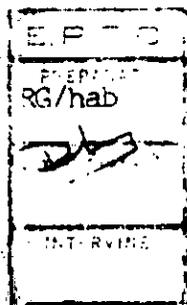
Punto 2:

Una vez concretadas las obras mencionadas y en funcionamiento la nueva Central de Villa de María, se prevé que el excedente de potencia será de aproximadamente 1 MW. potencia esta que estimamos suficiente para abastecer las localidades de Río de Agua, Guamma, Sol de Julio y / sus zonas de influencia. Posteriormente, y una vez efectuada la incorporación de la zona norte de la Provincia de Córdoba al Sistema Interconectado Provincial mediante las líneas previstas, se podrá incrementar la / disponibilidad de energía y potencia en dichas localidades.

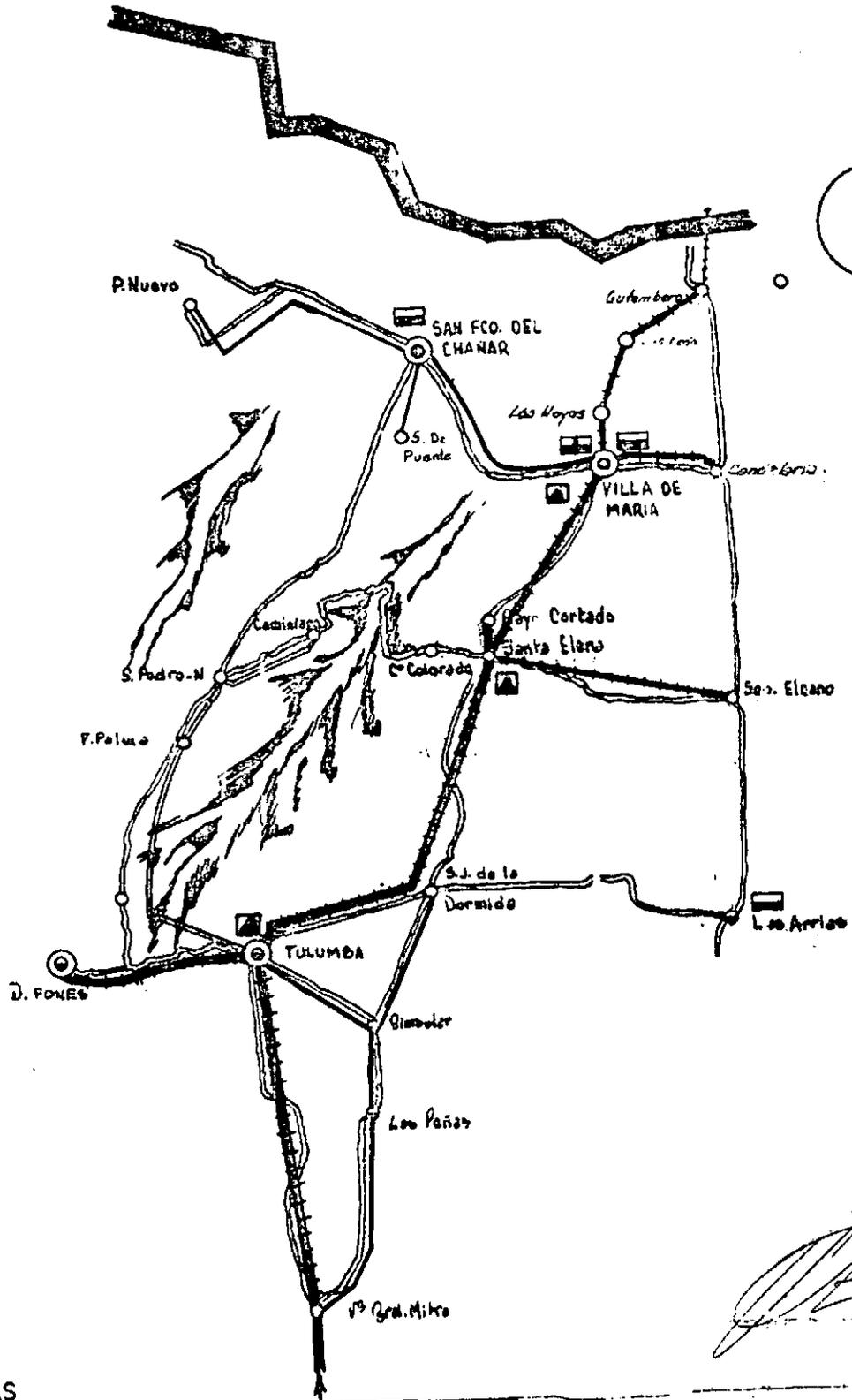
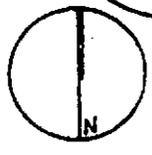
La tarifa de intercambio se podría determinar una vez fijadas las características de la demanda que eventualmente se solicite.

Punto 3: De lo expresado anteriormente se desprende que EPEC se encuentra en vías de solucionar el problema del abastecimiento electroenergético de la zona norte de la provincia, por lo que una solución distinta a / la programada, como podría ser la interconexión y alimentación desde otro sistema, solo podría ser considerada en función de los beneficios // que pueda ofrecer, para cuya evaluación se tendría que conocer la potencia y energía a disponer, tarifas correspondientes, etc.

GERENCIA DE PROGRAMACION, Oficina de Estudios Técnicos, 22-5-73



ING. ALBERTO C. FOGLEZZO
SUB GERENTE DE PROGRAMACION



REFERENCIAS

	<u>EXIST.</u>	<u>EN EJEC</u>	<u>PROYEC.</u>
LINEA 66 KV			
LINEA 33 KV			
LINEA 13,2 KV			
CENTRAL			
EST. TRANSF.			

ANEXO 4-II

Alternativas de Equipamiento Abasteciendo Localidades sin Servicio y Demandas Especiales Eventuales

4-II.1 -Equipamiento zonal con localidades sin servicio

4-II.2 -Equipamiento zonal con demandas especiales eventuales y localidades sin servicio

4-II.3 -Equipamiento interzonal con localidades sin servicio

ANEXO 4-II

Alternativas de Equipamiento Abasteciendo Localidades sin Servicio y Demandas Especiales Eventuales

A fin de poder efectuar, si se considerase necesario, el análisis económico de las alternativas de equipamiento que tengan en cuenta el abastecimiento a las localidades sin servicio actual y a las demandas especiales eventuales de la zona minera del Sur de la Provincia de Santiago del Estero, en este Anexo se definen dichos equipamiento para los sistemas de caracter zonal e interzonal, de acuerdo a lo indicado en el Capítulo 4.-

Cada tipo de abastecimiento se determina por separado a los efectos de poder estudiarlos independientemente; y las localidades sin servicio que se incluyen son las que se encuentran en la ruta de las líneas de interconexión de cada sistema.

Las proyecciones de la demanda utilizadas para las localidades sin servicio incluidas y para la zona minera, son las definidas en los Cuadros respectivos del Capítulo 3, adoptando como año de arranque (Año 1) el año previsto para sus conexiones, que se ha supuesto será el año 1975, fecha en que podría constituirse el correspondiente sistema interconectado zonal o interzonal.-

4-II.1 - Equipamiento zonal con localidades sin servicio

Para el caso del abastecimiento zonal a las localidades sin servicio actual, se ha tomado el Sistema Ojo de Agua - Sumampa - Sol de Julio - Los Telares, que es el mas extendido de los propuestos en el Capítulo 4, y se lo ha vuelto a estudiar incluyendo la alimentación a Ramirez de Velazco y a Div. km 340, que son las únicas localidades que se encuentran en la ruta de sus líneas de interconexión.-

En el CUADRO 4-II-1 se ha realizado el Balance de potencia y Equipamiento del nuevo sistema y en el CUADRO 4-II-2, la correspondiente hipótesis de operación. Se puede observar que el programa de incorporaciones y retiros de unidades es el mismo que el definido para el Sistema V del Capítulo 4, y que sus necesidades de generación se incrementan en muy pequeña medida.-

En cuanto a su equipamiento en transmisión, en la Lámina 4-II-1 se ha realizado el correspondiente esquema unifilar para el año 1975, apreciándose que su única diferencia con el esquema V de la Lámina 4-5 consiste en el agregado de dos estaciones de rebaje de 100 kVA cada una, para alimentar precisamente a las dos nuevas localidades incluidas. En consecuencia, con esta única salvedad, sigue valiendo para este sistema el programa de equipamiento en transmisión indicado en el punto 4.3.2 del Capítulo 4.-

4-II.2 - Equipamiento zonal con demandas especiales eventuales y localidades sin servicio

Para determinar el equipamiento zonal necesario para el abastecimiento a las demandas especiales eventuales del área minera, se ha definido un nuevo sistema alternativo que es una ampliación del sistema anteriormente analizado. Al mismo se lo ha denominado Sistema Ojo de Agua- Sumampa- Sol de Julio- Los Telares- Lomitas Blancas; e incluye todas las localidades del sistema precedente, el área minera y además las localidades de Animán y Lomitas Blancas, que quedan en la ruta de la línea que deberá abastecer las demandas especiales eventuales.-

La proyección de la demanda de potencia de este nuevo sistema se ha compuesto tomando un factor de simultaneidad de 0,65 de la demanda de las localidades, para tener en cuenta que la carga máxima se desplazará hacia las horas de la mañana por la mayor importancia de la carga minera.-

Por estar en el baricentro de las cargas se ha estimado conveniente que la central de cabecera sea la de Ojo de Agua, y para su equipamiento se uti-

lizan unidades diesel de módulo mayor a los normalizados en el Capítulo 4, puesto que la demanda para este caso excede la prevista en el análisis de dicho Capítulo.-

En el CUADRO 4-II-3 se realiza el balance de potencia y equipamiento de la alternativa, por el cual se llega a definir el siguiente programa de incorporaciones y retiros de unidades, indicadas en kW nominales por máquina:

<u>Año</u>	<u>Incorporaciones</u>	<u>Retiros</u>
1975	2 x 480	137
1976	780	—
1977	780	—
1978	780	2 x 240
1980	780	480
1982	780	480

En la Lámina 4-II-2 se ha esquematizado la red de transmisión del sistema, la que incluye, dentro del período estudiado, las siguientes obras:

Año 1975: Línea Ojo de Agua - Sumampa = 33 kV - 31 km - 70 mm² - Al Ac
 Línea Ojo de Agua - Lomitas Blancas = 33 kV - 42 km - 70 mm² - Al Ac
 Línea Sumampa - Los Telares = 13,2 kV - 52 km - 35 mm² - Al Ac
 Línea Sumampa - Sol de Julio = 13,2 kV - 21 km - 50 mm² - Al Ac
 E.T. Ojo de Agua = 2 x 1000 kVA - 33/0,4 kV
 E.T. Lomitas Blancas = 2 x 1000/1000/100 kVA - 33/13,2/0,4 kV
 E.T. Amimán = 100 kVA - 33/0,4 kV
 E.T. Sumampa = 630 kVA - 33/13,2 kV
 400 kVA - 13,2/0,4 kV
 E.T. Sol de Julio = 160 kVA - 13,2/0,4 kV
 E.T. Ramirez de Velazco = 100 kVA - 13,2/0,4 kV
 E.T. Div.km 340 = 100 kVA - 13,2/0,4 kV
 E.T. Los Telares = 100 kVA - 13,2/0,4 kV

Año 1980: Ampliación E.T. Ojo de Agua = 1000 kVA - 33/0,4 kV
Ampliación E.T. Lomitas Blancas = 1000/1000/100 kVA - 33/13,2/0,4 kV
Ampliación E.T. Sumampa = 630 kVA - 33/13,2 kV
400 kVA - 13,2/ 0,4 kV

4-II.3 - Equipamiento interzonal con localidades sin servicio

Para incorporar dentro de la alternativa de equipamiento interzonal a las demandas de las localidades sin servicio actual, se ha definido el Sistema Villa de María (Córdoba) - Ojo de Agua - Sumampa - Sol de Julio - Los Telares, incluyendo a Ramirez de Velazco y Div. km 340.-

En la Lámina 4-II-3 se muestra el esquema unifilar correspondiente al año 1975, con el cual se puede plantear el siguiente programa de equipamiento en transmisión, dentro del período en análisis:

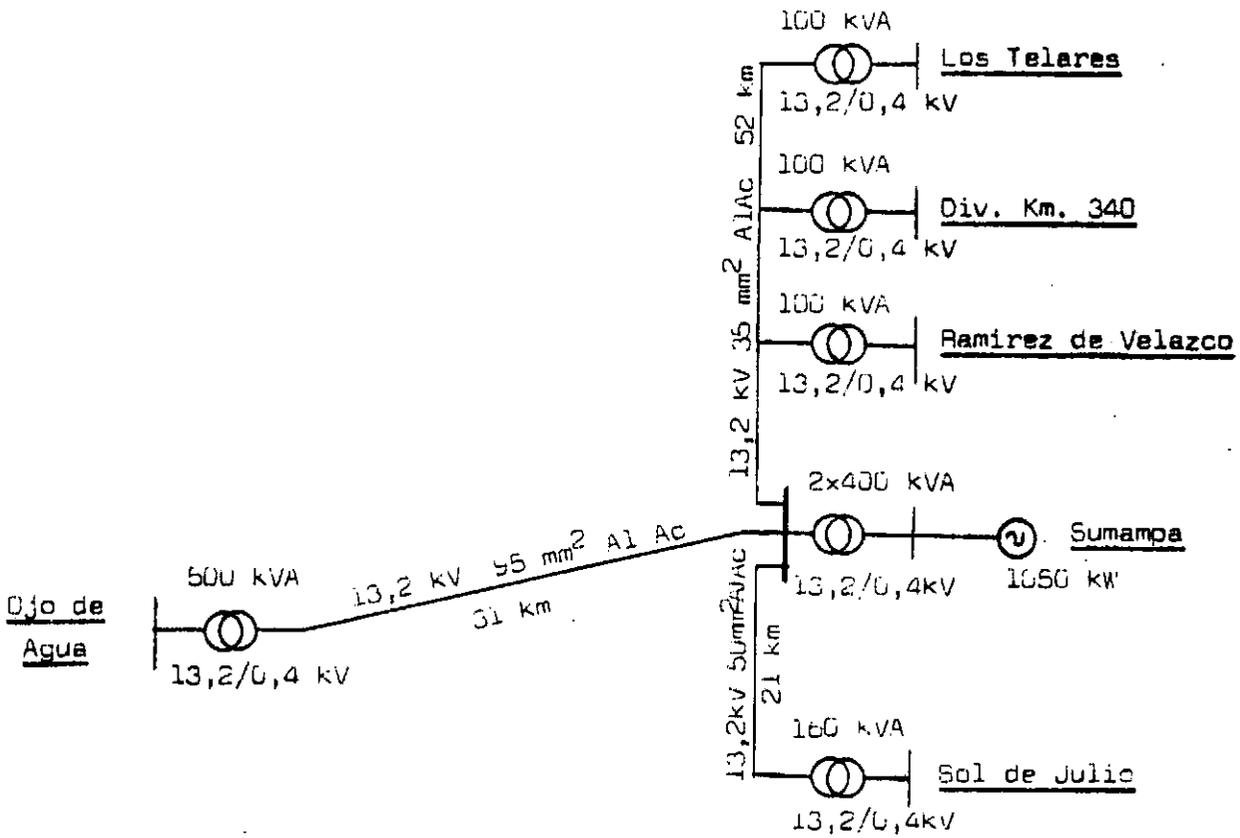
Año 1975: Línea Villa de María - Ojo de Agua = 33 kV-45 km -70 mm² -Al Ac
Línea Ojo de Agua - Sumampa = 33 kV - 31 km -70 mm² -Al Ac
Línea Sumampa -Los Telares = 13,2 kV -52 km - 35 mm² -AlAc
Línea Sumampa -Sol de Julio = 13,2 kV -21 km - 50 mm² -Al Ac
E.T. Ojo de Agua = 500 kVA - 33/0,4 kV
E.T. Sumampa = 630 kVA - 33/13,2 kV
400 kVA - 13,2/ 0,4 kV
E.T. Sol de Julio = 160 kVA - 13,2 /0,4 kV
E.T. Ramirez de Velazco = 100 kVA - 13,2/0,4 kV
E.T. Div. km 340 = 100 kVA - 13,2/0,4 kV
E.T. Los Telares = 100 kVA - 13,2/0,4 kV

Año 1980: Ampliación E.T. Ojo de Agua = 500 kVA - 33/0,4 kV
Ampliación E.T. Sumampa = 630 kVA - 33/13,2 kV
400 kVA - 13,2/ 0,4 kV

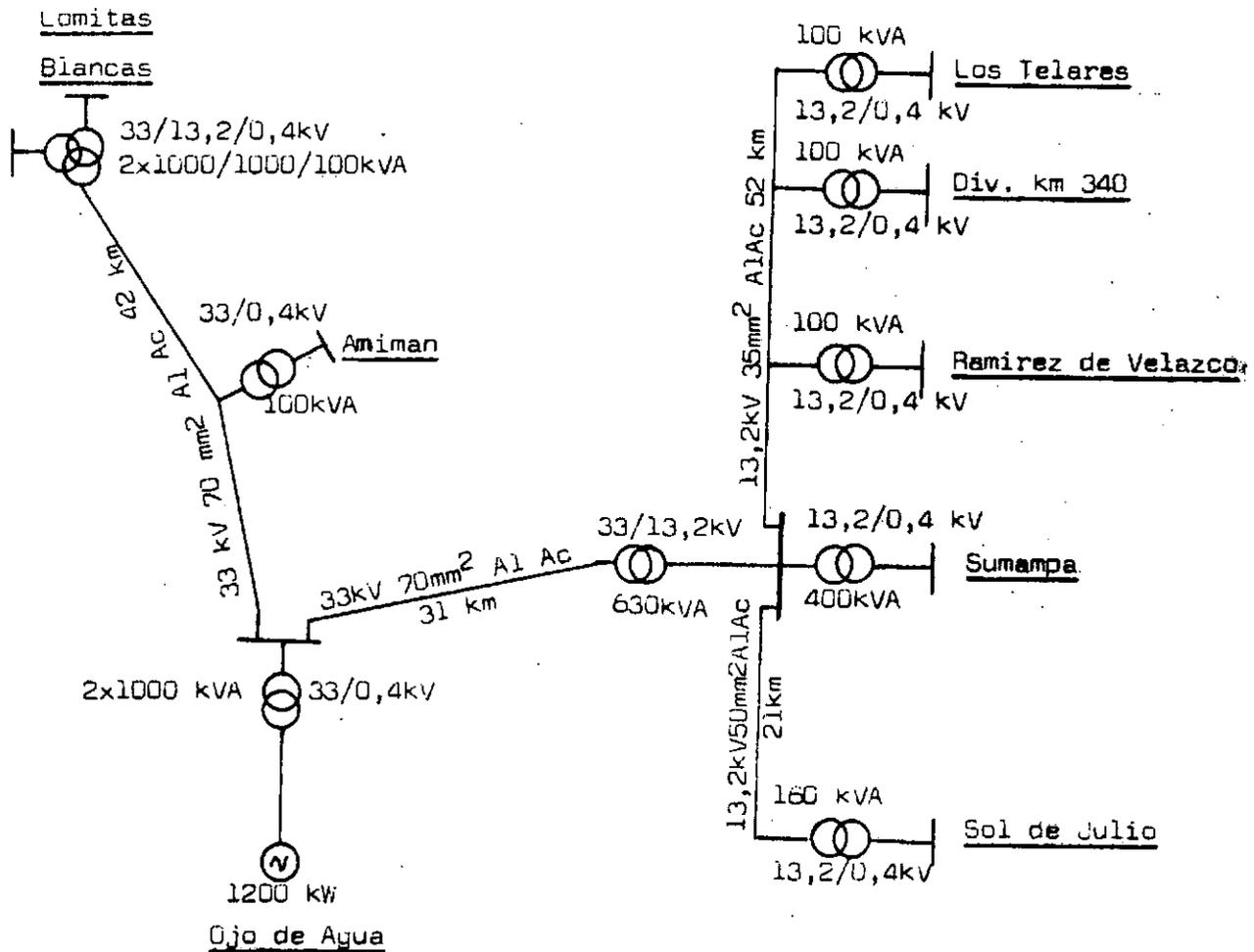
Lámina 4-II-1

Esquema Unifilar - Año 1975

Sistema: Ojo de Agua - Sumampa - Sol de Julio - Los Telares, incluyendo Ramirez de Velazco y Div. km 340

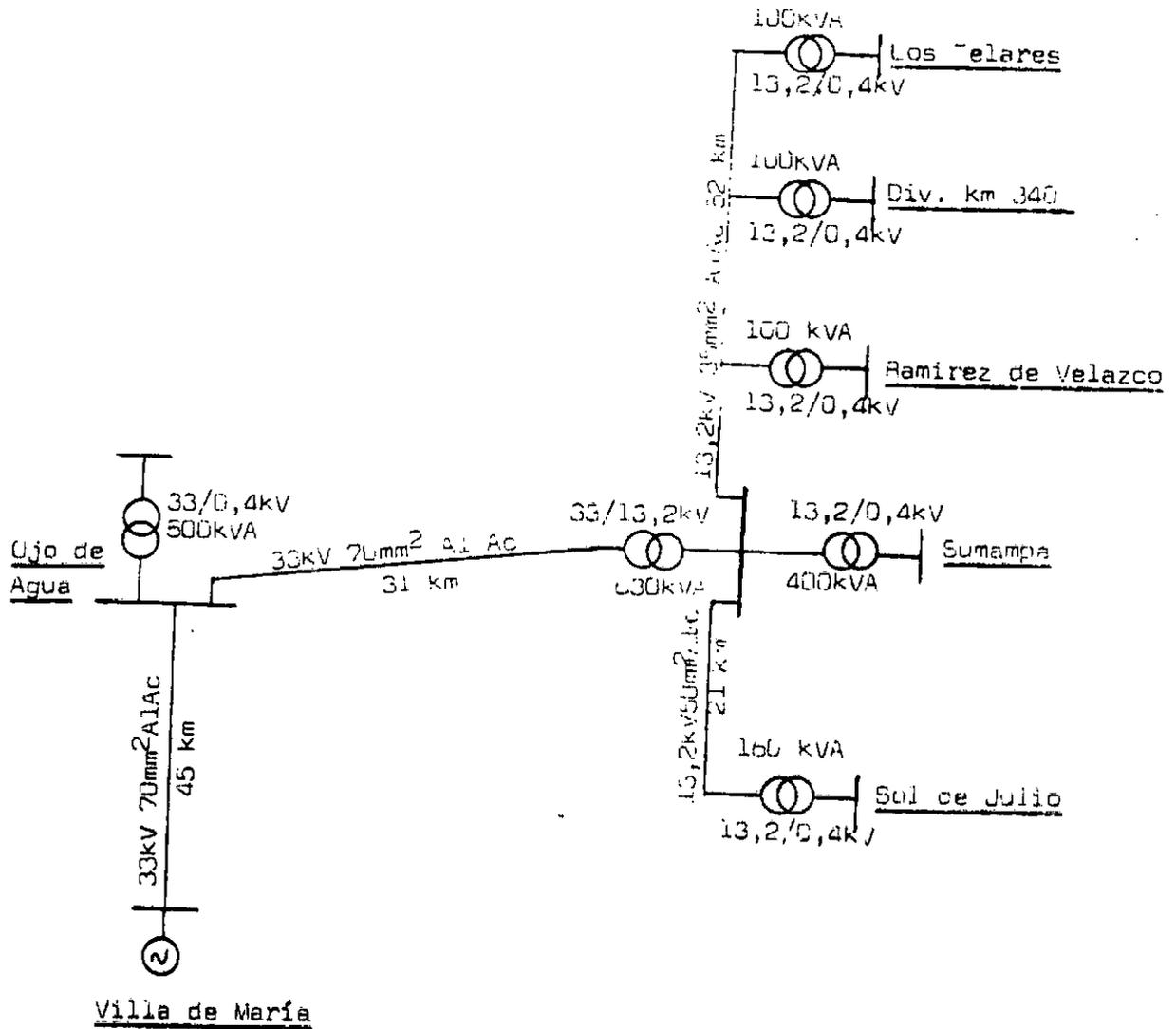


Sistema: Ojo de Agua - Sumampa - Sol de Julio - Los Telares - Lomitas Blancas



Esquema Unifilar - Año 1975

Sistema: Villa de María (Córdoba) - Ujo de Agua - Sumampa - Sol de Julio - Los Telares
incluyendo Ramirez de Velazco y Div. km 340



CUADRO 4-II-1

Balance de Potencia y Equipamiento (en kW)

Sistema: Ojo de Agua - Sumampa - Sol de Julio - Los Telares, incluyendo Ramirez de Velasco y Div. km 340

Central: Sumampa

Interconexión en 1975

Concepto	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Pot. Efectiva Actual	250	250	250	250	250	250	250	250
Incorporaciones	900	1300	1300	1300	1700	1700	1700	1700
Retiros	100	350	350	350	350	350	350	350
Pot. Efectiva Total	1050	1200	1200	1200	1600	1600	1600	1600
Reserva	400	400	400	400	400	400	400	400
Potencia Fija	650	800	800	800	1200	1200	1200	1200
Demanda	624	680	739	806	878	967	1052	1151
Saldo	26	120	61	-6	322	233	148	49

Programa de Incorporaciones

1975 = 2 x 400 kW

1976 = 400 kW

1979 = 400 kW

Programa de Retiros

1975 = 100 kW (Incorporados en 1974)

1976 = 2 x 125 (Existentes)

CUADRO 14-III-3

Hipótesis de Operación

Sistema: Ojo de Agua - Sumampa - Sol de Julio - Los Telares, incluyendo Ramirez de Velazco y Div. km 340

Central: Sumampa

Concepto	Unidad	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Demanda Propia	MWh	646	697	752	814	881	352	1032	1120
Demanda Externa + Pérdidas	MWh	1350	1469	1601	1748	1909	2095	2299	2517
Demanda Total	MWh	1996	2166	2353	2562	2790	3047	3331	3637
Potencia Efectiva Rango I	KW	250	—	—	—	—	—	—	—
Utilización	Hs	—	—	—	—	—	—	—	—
Generación Rango I	MWh	—	—	—	—	—	—	—	—
Potencia Efectiva Rango II	KW	—	—	—	—	—	—	—	—
Utilización	Hs	—	—	—	—	—	—	—	—
Generación Rango II	MWh	—	—	—	—	—	—	—	—
Potencia Efectiva Rango III	KW	800	1200	1200	1200	1600	1600	1600	1600
Utilización	Hs	2495	1805	1961	2135	1744	1904	2082	2273
Generación Rango III	MWh	1996	2166	2353	2562	2790	3047	3331	3637

CUADRO 4-II-3

Balace de Potencia y Equipamiento (en kW)

Sistema: Ojo de Agua - Sumampa - Sol de Julio - Los Telares - Lomitas Blancas

Central: Ojo de Agua

Interconexión en 1975

Concepto	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Pot. Efectiva Actual	210	210	210	210	210	210	210	210
Incorporaciones	1200	1850	2500	3150	3150	3800	3800	4450
Retiros	210	210	210	610	610	1010	1010	1410
Pot. Efectiva Total	1200	1650	2500	2750	2750	3000	3000	3250
Reserva	400	650	650	650	650	650	650	650
Potencia Firme	800	1200	1650	2100	2100	2350	2350	2600
Excedente	790	1200	1740	1646	1996	2140	2285	2444
Saldo	10	-6	102	232	104	210	65	156

Programa de Incorporaciones

- 1975 = 2 x 400 kW
- 1976 = 650 kW
- 1977 = 650 kW
- 1978 = 650 kW
- 1980 = 650 kW
- 1982 = 650 kW

Programa de Retiros

- 1975 = 100 kW (Existentes)
- 1978 = 2 x 200 kW (Incorporados en 1973/74)
- 1980 = 400 kW (Incorporados en 1975)
- 1982 = 400 kW (Incorporados en 1976)

CAPITULO 5

SELECCION DE ALTERNATIVAS DE EQUIPAMIENTO

5.- SELECCION DE ALTERNATIVAS DE EQUIPAMIENTO

5.1 - Metodología y Criterios Básicos

El objeto de este capítulo es la evaluación económica de las alternativas de equipamiento técnicamente factibles definidas en el Capítulo 4, a fin de seleccionar las instalaciones de generación y transmisión para la prestación mas conveniente del servicio eléctrico.-

El criterio de evaluación utilizado es el método del valor presente, es decir la comparación de inversiones y costos actualizados para equipamientos alternativos que presten el mismo servicio, seleccionándose aquellas soluciones que impliquen un menor costo total actualizado.-

En la metodología propuesta habíamos indicado que las evaluaciones serían de "tipo marginal", es decir sin considerar aquellos costos e inversiones comunes en valor y secuencia a las alternativas de comparación.-

En el presente trabajo hemos modificado el criterio anterior considerando evaluaciones totales.-

Si bien las diferencias absolutas entre costos totales actualizados son idénticas por ambos procedimientos, en términos relativos las diferencias pueden diferir considerablemente.-

Los criterios básicos utilizados han sido los siguientes:

a) Año base

Es el año 1973, actualizándose el flujo de gastos e inversiones al 1° de Enero de dicho año.-

b) Período de descuentos

Se ha fijado en treinta años, asegurándose así una invariabilidad de los

resultados ante una prologación del mismo. Se han deducido los valores no amortizados de los equipos cuya vida útil sobrepasa el límite de análisis (31-12-2002), considerándose además los reemplazos intermedios.-

c) Período de expansión

El período de expansión para el cual se definen los programas de equipamiento que satisfacen la demanda prevista es de 10 años (1973-1982) y su límite es el "año horizonte".

d) Tasa de interés

En todos los casos se han efectuado las actualizaciones a las tasas del 8%, 10% y 12%.-

e) Vida útil de las instalaciones

Se ha considerado una vida útil de 15 años para centrales diesel y de 30 años para instalaciones de transmisión (líneas y subestaciones), con valor residual nulo al cabo de la vida útil en ambos casos.-

f) Precios

El flujo de inversiones y gastos se establece a precios vigentes al mes de Mayo de 1973.-

5.2 - Información Económica Básica

En este punto se analiza la información económica básica utilizada en la generación del flujo de inversiones y costos de las diferentes alternativas. Los precios corresponden al mes de Mayo de 1973.-

5.2.1 - Inversiones

1) Grupos electrógenos diesel

Para los rangos de grupos electrógenos definidos en el Capítulo 4, apartado 4.1.1 se han adoptado los siguientes costos unitarios de inversión (referidos a la potencia instalada):

Rango I	3.500 \$ / kW
Rango II	4.300 \$ / kW
Rango III	3.900 \$ / kW

Los valores anteriores incluyen motor, generador, tablero, fletes, mano de obra y materiales de montaje, obras civiles y repuestos.-

Esta información ha sido obtenida luego de analizar precios de diferentes casas de fabricantes.-

2) Líneas de transmisión

Luego de analizar diversa información de precios de líneas de transmisión de reciente adjudicación, hemos adoptado los siguientes costos unitarios (por km) de inversión:

Línea 13,2 kV	40.000 \$/km
Línea 33 kV	70.000 \$/km

Estos precios incluyen todos los elementos y montajes necesarios para la puesta en servicio.

3) Subestaciones transformadoras

Los presupuestos de estaciones transformadoras han sido establecidos en cada caso particular, teniendo en cuenta los esquemas unifilares definidos en la Lámina 4-5 del Capítulo 4. En todos los casos se trata de subestaciones a nivel con sus correspondientes elementos de protección y medición.-

Los costos utilizados son los siguientes:

a) Transformadores

<u>13,2/0,4 kV</u>	<u>\$</u>
100 KVA	21.000
160 KVA	26.000
315 KVA	39.400
400 KVA	44.000
500 KVA	49.400

<u>33/13,2 kV</u>	<u>\$</u>
1.000 KVA	92.000

b) Salidas de línea y de transformadores

0,4 kV	\$ 30.000
13,2 kV	\$ 75.000
33,0 kV	\$125.000

Se ha adicionado al costo de equipos un 15% en concepto de montaje de la subestación.-

5.2.2 -Gastos de explotación

1) Generación Diesel

a) Personal

Se ha adoptado un costo por operario de \$ 41.000 /año en concepto de sueldos y cargas sociales, correspondiente a una categoría "K" del Convenio con 10

años de antigüedad.-

La dotación de cada central se ha establecido en cada caso particular de acuerdo a los requerimientos de personal según su equipamiento.-

b) Combustibles y Lubricantes

Los precios de combustibles adoptados corresponden a los vigentes al mes de Mayo de 1973 para centrales del servicio público y son los siguientes en plan ta de expedición:

Diesel-oil 0,320 \$/kgr
Gas-oil 0,830 \$/kgr

Se han considerado fletes diferenciados para cada localidad, en base a la información recopilada "in situ":

<u>Localidad</u>	<u>Flete (\$/kgr) *</u>
Los Telares	0,041
Ojo de Agua	0,032
Sol de Julio	0,044
Sumampa	0,037

Se han calculado los costos unitarios de combustible (\$/kwh) de acuerdo a los precios recién consignados y a los consumos específicos de combustibles adoptados para cada rango en el Capítulo 4.-

El costo de lubricante se ha valorado considerando un consumo específico medio de 5g/kwh igual para todos los rangos y un precio de 5.50 \$/lt.-

c) Materiales y Varios

Hemos analizado información histórica de estudios recientes para centrales similares, habiendo adoptado los siguientes valores

Rango I 0,045 \$/kwh
Rango II 0,030 \$/kwh
Rango III 0,026 \$/kwh

(*). En camión, desde Planta Montecristo, Prov. de Córdoba.-

2) Gastos en transmisión

También de información histórica disponible de estudios realizados hemos adoptado los gastos de conservación de líneas y subestaciones en un 1% de la inversión realizada.-

5.3 - Evaluación de Alternativas de Equipamiento Subzonales y Zonales - Flujo de Inversiones y Gastos y Cálculo de Costos Actualizados

Hemos comenzado la serie de evaluaciones por la correspondiente a las alternativas aisladas de cada una de las centrales. En los CUADROS 5-1 a 5-4 se indica los flujos de gastos e inversiones y costo total actualizado de las centrales de Los Telares, Ojo de Agua, Sol de Julio y Sumampa. En dichos Cuadros como así en todos los que le siguen en el presente subcapítulo incluimos la potencia efectiva, potencia instalada y generación por rangos de grupos, a efectos de facilitar la comprensión de los mismos. Para mayor detalle respecto a cada equipamiento en particular remitimos al lector al Capítulo 4.-

Los resultados obtenidos para las alternativas aisladas son los siguientes:

<u>Central aislada</u>	<u>Costos totales Actualizados</u>		
	i = 8%	i = 10%	i = 12%
Los Telares	3.987,1	3.343,3	2.861,3
Ojo de Agua	8.542,6	7.197,7	6.148,9
Sol de Julio	3.956,1	3.285,8	2.731,5
Sumampa	8.310,6	7.099,3	6.177,5

Determinado el costo actualizado de alternativas aisladas hemos establecido cual de las centrales, Sol de Julio ó Los Telares está en peores condiciones para interconectarse a una central de cabecera (fuentes de abastecimiento definidas en el Capítulo 4).-

La central de Los Telares debido a su extensión de línea 52 kms a la central de Sumampa se encuentra en condiciones mas desfavorables que Sol de Julio, esta última ubicada a 21 kms de Sumampa y a la misma distancia de Ojo de Agua.-

Con respecto a la demanda, la carga máxima de la central Sol de Julio es superior a lo largo de toda la proyección a la correspondiente de Los Telares.-

Se ha realizado por lo tanto la evaluación de la alternativa subzonal Sumampa-Los Telares interconectados en 1975, obtenida en el CUADRO 5-5.

Los valores obtenidos para esta alternativa de interconexión y la suma de costos actualizados para Los Telares y Sumampa aislados son los siguientes:

<u>Alternativa</u>	<u>Costos Totales Actualizados</u>		
	i = 8%	i = 10%	i = 12%
Sumampa-Los Telares interconectados	12.285,0	10.852,5	9.692,1
Sumampa y Los Telares aislados	12.297,0	10.442,6	9.038,8

Para una tasa del 8% ambas alternativas resultan equivalentes, mientras que aumentando la tasa de interés se torna mas favorable la alternativa aislada.-

Este resultado nos permite preveer ya que las interconexiones de Sol de Julio y/u Ojo de Agua a la central de cabecera Sumampa serán favorables, y lo mismo para los sistemas equivalentes, esto es Sumampa y/o Sol de Julio abastecidos desde Ojo de Agua.-

El próximo paso ha consistido en realizar la evaluación de todo el sistema Los Telares- Ojo de Agua- Sol de Julio - Sumampa interconectados en 1975 abastecidos desde esta última central, que se indica en el CUADRO 5-6.-

Los resultados obtenidos son los siguientes:

<u>Alternativa</u>	<u>Costos Totales Actualizados</u>		
	i = 8%	i = 10%	i = 12%
Sistema Zonal interconectado	22.576,0	20.005,3	18.016,1
Centrales todas aisladas	24.796,4	20.926,1	17.955,2

Para el 8% la solución aislada es casi un 10% mas cara que el sistema zonal interconectado. Para una tasa de interés del 10% la diferencia anterior se reduce al 4,5 % y a una tasa de interés del 12% se produce un corte, esto es se tornan equivalentes (la diferencia en favor de la aislada es mínima) ambas soluciones.-

Hemos continuado evaluando la alternativa Ojo de Agua - Sol de Julio - Sumampa interconectados en 1975 y abastecidos desde la primera central (este sistema es equivalente a que si fuera abastecido desde Sumampa).-

Esta evaluación se indica en el CUADRO 5-7 y los resultados han sido francamente favorables a la alternativa interconectada, según se observa a continuación:

<u>Alternativa</u>	<u>Costos totales Actualizados</u>		
	i = 8%	i = 10%	i = 12%
Ojo de Agua - Sol de Julio-Sumampa interconectados	17.546,6	15.667,2	13.924,1
Ojo de Agua + Sol de Julio + Sumampa aislados	20.809,3	17.582,8	15.093,9

La alternativa aislada es a una tasa de interés del 8% un 20% mas cara que la aislada, no produciéndose corte para tasas del 10% y 12%.-

Por razones obvias se ha descartado la evaluación de los subsistemas zonales Ojo de Agua - Sol de Julio y Ojo de Agua - Sumampa abastecidos ambos desde Ojo de Agua.-

Finalmente hemos adicionado al costo actualizado del Sistema Ojo de Agua-Sol de Julio - Sumampa, el correspondiente a Los Telares aislado y comparado con el sistema interconectado Los Telares - Ojo de Agua - Sol de Julio - Sumampa obteniendo los siguientes valores:

<u>Alternativa</u>	<u>Costos totales Actualizados</u>		
	i = 8 %	i = 10%	i = 12%
Ojo de Agua-Sol de Julio-Sumampa interconectados + Los Telares aislado	21.533,7	19.010,5	16.765,4

<u>Alternativa</u>	<u>Costos totales Actualizados</u>		
	i = 8%	i = 10%	i = 12%
Los Telares- Ojo de Agua- Sol de Julio - Sumampa in terconectados	22.576,0	20.005,3	18.016,1

El sistema Ojo de Agua - Sol de Julio - Sumampa interconnectados + Los Telares aislado resulta el óptimo de los ensayados, con una diferencia relativa del orden del 5% a su favor.-

En el CUADRO 5-8 se resumen los costos actualizados de todas las alternativas consideradas.-

5.4 - Selección de la Alternativa Zonal

5.4.1 - Discusión de la tasa de interés

Entendemos que por las características de bajo nivel económico de la zona en estudio deben considerarse tasas bajas de interés (tasas de fomento) que estimamos deben ser menores al 8%.-

Por otra parte las fuentes de financiamiento con que se encararán las obras serán muy seguramente fondos provenientes de recursos provinciales o bien del Fondo de Desarrollo Eléctrico del Interior (F.E.D.E.I.). En este último caso el préstamo se realiza con un interés del 6% anual, habiendo además una proporción importante que se realiza en calidad de aporte.-

Estos elementos de juicio nos indican que para las decisiones a adoptar en este estudio deberíamos situarnos en una tasa que a lo sumo fuera del 5% anual.-

Habiendo efectuado nuestro estudio para tasas del 8%, 10% y 12 % conocemos la sensibilidad de los costos actualizados para los mismos, y de acuerdo a los resultados obtenidos que no se producen cortes para tasas inferiores al 8%. Por lo tanto las decisiones las realizamos en base a esta última tasa.-

5.4.2 - Otros elementos significativos en la decisión

A igualdad de costos actualizados ó diferencias poco significativas entre alternativas interconectadas ó aisladas nos inclinamos por la interconexión, por las razones que exponemos a continuación:

- a) Abastecimiento en ruta a localidades sin servicio y posibilidades que se brindan para la electrificación rural.
- b) Ventajas de la interconexión con demandas crecientes.
- c) Ventajas de centralizar la producción.

d) Características deficitarias de los servicios que de no realizarse la interconexión obligan a mantener horarios parciales de suministro, lo que no propende al desarrollo de la zona.-

5.4.3 - Selección

El estudio de evaluación económica ha demostrado que las alternativas Sistema interconectado Los Telares- Ojo de Agua - Sol de Julio - Sumampa y Sistema Ojo de Agua- Sol de Julio - Sumampa mas Los Telares aislado son altamente convenientes, No habiendo una diferencia muy significativa a favor de este último y por las razones enumeradas en el apartado 5.4.2 recomendamos como solución Zonal de equipamiento al Sistema Los Telares- Ojo de Agua - Sol de Julio - Sumampa.-

Anexo B - 1
 Estimación de Interactivas de Liquidación
 Control Los Interes (Interes)

C E N T R O	C A T E G O R I A	PERIODO - Año = Julio 10												
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
		1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	
I - Costos de Liquidación	Costos de Liquidación	28	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	
	Costos de Liquidación	40	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136	136	
	Costos de Liquidación	168	178	186	198	208	218	228	238	248	258	268	278	
	Costos de Liquidación	83,1	72,9	74,5	84,6	84,7	89,9	104,6	107,9	115,6				
	Costos de Liquidación	100,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	
	Costos de Liquidación	4,8	8,1	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	
	Costos de Liquidación	211,9	286,0	286,0	294,5	295,1	304,8	319,7	334,4	334,4	334,4	334,4	334,4	
	TOTAL I													
	Costos de Liquidación													
	Costos de Liquidación													
TOTAL II														
TOTAL III														
TOTAL IV														
TOTAL V														
TOTAL VI														
TOTAL VII														
TOTAL VIII														
TOTAL IX														
TOTAL X														
TOTAL XI														
TOTAL XII														
TOTAL XIII														
TOTAL XIV														
TOTAL XV														
TOTAL XVI														
TOTAL XVII														
TOTAL XVIII														
TOTAL XIX														
TOTAL XX														
TOTAL XXI														
TOTAL XXII														
TOTAL XXIII														
TOTAL XXIV														
TOTAL XXV														
TOTAL XXVI														
TOTAL XXVII														
TOTAL XXVIII														
TOTAL XXIX														
TOTAL XXX														
TOTAL XXXI														
TOTAL XXXII														
TOTAL XXXIII														
TOTAL XXXIV														
TOTAL XXXV														
TOTAL XXXVI														
TOTAL XXXVII														
TOTAL XXXVIII														
TOTAL XXXIX														
TOTAL XL														
TOTAL XLI														
TOTAL XLII														
TOTAL XLIII														
TOTAL XLIV														
TOTAL XLV														
TOTAL XLVI														
TOTAL XLVII														
TOTAL XLVIII														
TOTAL XLIX														
TOTAL L														

ANEXO 5-2
 Estimación de Alteraciones de Equipamiento
 Central Eléctrica de Agua (Sistema)

CONCEPTO	UNIDAD	CATEGORÍA	PERIODO - AÑO - SEMESTRE																				
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11/12	13	14	15	16	17/18	19	20/21	22	23/24	25
I - Costos de Instalación			1075	1374	1978	1075	1374	1978	1075	1374	1978	1075	1374	1978	1075	1374	1978	1075	1374	1978	1075	1374	1978
Potencia efectiva Rango I	kw		140																				
Potencia instalada Rango I	kw		128																				
Generación Rango I	wh		145																				
Potencia efectiva Rango II	kw		300	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Potencia instalada Rango II	kw		337	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577	577
Generación Rango II	wh		650	618	600	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609	609
- Combustibles y lubricantes																							
Rango I	8-10 ³	0,4228/wh	58,3																				
Rango II	8-10 ³	0,1043/wh	86,4	117,6	129,6	142,4	156,8	172,8	188,8	207,0	224,0	240,0	256,0	272,0	287,0	307,0	327,0	347,0	367,0	387,0	407,0	427,0	447,0
- Lubricantes y cargas locales	8-10 ³	541,1820/wh	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0	246,0
- Materiales varios																							
Rango I	8-10 ³	0,1043/wh	6,5																				
Rango II	8-10 ³	0,1043/wh	18,0	24,5	27,0	29,7	32,7	36,0	39,7	43,7	47,8	51,9	56,0	60,1	64,2	68,3	72,4	76,5	80,6	84,7	88,8	92,9	97,0
TOTAL I			415,2	388,5	407,6	418,1	436,1	476,5	517,8	558,9	599,9	640,9	681,9	722,9	763,9	804,9	845,9	886,9	927,9	968,9	1009,9	1050,9	1091,9
II - Inverciones																							
Rango I	8-10 ³	4,3031/wh	1,732,0																				
Rango II	8-10 ³			258,0																			
TOTAL II				258,0																			
III - TOTAL I + II			415,2	646,5	407,6	418,1	436,1	476,5	517,8	558,9	599,9	640,9	681,9	722,9	763,9	804,9	845,9	886,9	927,9	968,9	1009,9	1050,9	1091,9
TURBINA ACTUAL EXISTENTE																							
8 %			33,2																				
10 %			41,5																				
12 %			49,8																				

CENSA 803
 Comisión de Alternativas de Ecuatoriano
 Central del de Agua (Sistema)

CONCEPTO	UNIDAD	EFICIENTE	PERIODO - AÑO - CALIFICADO																		
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11/76	12/71	22	23/79	31				
I - Costos de Explotación	Potencia efectiva Rango I kw	0,0488/kwh	100	100	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140			
			138	138	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186			
			133	136	160	162	207	222	238	255	272	285	298	305	310	315	320	325	330		
	- Combustibles y Lubricantes	kwh ²	41,0252/kwh- 14 año	94,9	98,9	73,4	76,3	84,4	90,6	96,3	104,0	113,6	120,4								
				166,0	164,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0							
	- Materiales Varios	kwh ²	0,0458/kwh	6,0	7,6	8,1	6,6	9,3	10,0	10,6	11,5	12,6	13,3								
				279,2	240,0	286,5	291,9	299,4	305,6	311,9	311,9	311,9	311,9	311,9							
	TOTAL I																				
II - Inversiones	kwh ²	3,6008/kwh	368,0	368,0																	
TOTAL II																					
TOTAL I + II																					
ESTADOS ACTUALIZADOS																					
8 %																					
10 %																					
12 %																					

Forma 5-4
 Submisión de Anticipación de Contratos
 Contratos (sección)

CONCEPTO	UTILIDAD	CATEGORÍA	PERIODO - AÑO - CONTABILIDAD																		
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11/77	16	19/70	21	22/73	24	25/79	30	
I - Sistema de explotación			1073	1074	1075	1076	1077	1078	1079	1080	1081	1082	1983/89	1989	1991/92	1993	1995/96	1996	1997/01	2002	
Potencia efectiva rango I	8-10/3		250	300	320	100	100	100	100	100	100	100									
Potencia instalada rango I	8-10/3		272	362	302	120	120	120	120	120	120	120									
Consumo rango I	8-10/3		435	602	646																
Potencia efectiva rango II	8-10/3																				
Potencia instalada rango II	8-10/3																				
Generación rango II	8-10/3																				
- Combustibles y lubricantes																					
Rango I	8-10/3		170,2	203,8	261,6																
Rango II	8-10/3																				
- Combustibles y Gases Licuados																					
Rango I	8-10/3		205,0	205,0	205,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0									
Rango II	8-10/3																				
- Materias variadas																					
Rango I	8-10/3		19,6	27,1	29,1																
Rango II	8-10/3																				
Total I	8-10/3		403,8	475,9	495,7	369,2	369,2	369,2	369,2	369,2	369,2	369,2									
II - Inverciones																					
Rango I	8-10/3		45,0		2.000,0																
Rango II	8-10/3																				
Reserva	8-10/3																				
Total II	8-10/3		45,0		2.000,0																
III - Inverciones																					
Rango I	8-10/3		600,0	620,0	2.500,0	70,0	100,0	1.000,0	240,0	413,0	413,0	413,0									
Rango II	8-10/3																				
Total III	8-10/3		600,0	620,0	2.500,0	70,0	100,0	1.000,0	240,0	413,0	413,0	413,0									
IV - Inverciones																					
Rango I	8-10/3		6.310,0																		
Rango II	8-10/3																				
Total IV	8-10/3		6.310,0																		
Total			7.089,2																		
Total			6.177,5																		

Anexo 5-B
 Evolución de Alimentación de Equipos y Redes
 Sistema Sumpes - Los Paleros, Interconexión en 1975

C O N C E P T O	UNIDAD	CLASIFICACIÓN	PERIODO - AÑO - DISTRITO															
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12				
E- Ductos de Alimentación E.1-Central Los Paleros	aa	Potencia efectiva rango I	273	276	275	275	277	276	277	276	277	276	277	276	277	276	277	
	ab	Potencia instalada rango I	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	
	ac	Generación	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	
	ad	0.0023/wh	185	179														
	ae	0.0023/wh	43.1	72.9														
E.2-Transmisión	ba	0.0023/wh	104.0	203.8														
	bb	0.0023/wh	4.8	6.1														
	bc	0.0023/wh																
E.3-Central Sumpes	aa	Potencia efectiva rango I	250	350	344													
	ab	Potencia instalada rango I	272	393	420													
	ac	Generación rango I	435	662														
	ad	Potencia efectiva rango II			400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	
	ae	Potencia instalada rango II			400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	
E.4-Transmisión	ba	0.0023/wh			60.5	56.5	57.0	56.5	57.0	56.5	57.0	56.5	57.0	56.5	57.0	56.5	57.0	
	bb	0.0023/wh																
	bc	0.0023/wh																
	bd	0.0023/wh																
	be	0.0023/wh																
E.5-Transmisión	ba	0.0023/wh	17.2	20.8	23.0	23.0	23.0	23.0	23.0	23.0	23.0	23.0	23.0	23.0	23.0	23.0	23.0	
	bb	0.0023/wh																
	bc	0.0023/wh																
	bd	0.0023/wh																
	be	0.0023/wh																

EXPOSICIÓN 8-5
Evaluación de Alternativas de Equipamiento. Zonas
Distrito Surco - Los Yeleros, Interconectadas en 1976 (continuación)

C O N T E N I D O	UNIDAD	CLIENTE	PERIODO - AÑO - QUINCENA																
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12					
II- Instalaciones																			
II.1 Obras civiles																			
Rango I (Los Yeleros)	\$x10 ³	3.500/ha																	
Rango I (Sumaco)	\$x10 ³	3.500/ha																	
Rango II (Sumaco)	\$x10 ³	4.300/ha																	
MILLONES																			
Los Yeleros	\$x10 ³																		
Sumaco	\$x10 ³																		
II.2 Transmisión																			
-Línea 13,2kv -52 has	\$x10 ³	40.000/ha																	
-Subestación Sumaco	\$x10 ³																		
-Subestación Los Yeleros	\$x10 ³																		
TOTAL II	\$x10 ³																		
III- OTRAS II																			
TOTAL ALTERNATIVAS																			
8 %	\$x10 ³																		
10 %	\$x10 ³																		
12 %	\$x10 ³																		

CUADRO 5-8

Comparación de Alternativas de Equipamiento Zonales

A L T E R N A T I V A S	Costos de comparación actualizados al 1-1-73		
	1 = 8%	1 = 10%	1 = 12%
Los Telares aislado + Sumampa aislado v.s.	12.257,7	10.442,6	9.036,8
Los Telares - Sumampa Interconectados	12.285,0	10.852,5	9.692,1
Los Telares aislado + Ujo de Agua aislado + Sul de Julio aislado + Sumampa aislado v.s.	24.796,4 *	20.926,1 *	17.955,2 *
Los Telares- Ujo de Agua -Sul de Julio - Sumampa Interconectados	22.676,0 *	20.055,3 *	18.016,1 *
Ujo de agua aislado + sul de Julio aislado +sumampa aislado v.s.	20.800,0	17.562,6	15.050,9
Ujo de Agua-Sul de Julio - Sumampa Interconectados	17.546,0	15.107,2	13.924,1
Ujo de Agua - Sul de Julio- Sumampa Interconectados + Los Telares aislado	21.001,7 *	17.500,5	16.285,4 *

* Alternativas comparables entre sí

Fuente: Elaboración Propia

CAPITULO 6
EVALUACION DE LA ALTERNATIVA DE EQUIPAMIENTO
SELECCIONADA

6.- EVALUACION DE LA ALTERNATIVA DE EQUIPAMIENTO SELECCIONADA

6.1 - Consideraciones Generales

En el presente Capítulo se realiza la evaluación económica de la alternativa de equipamiento zonal seleccionada en el Capítulo 5, esto es el Sistema Ujo de Agua - Sumampa - Sol de Julio - Los Telares incluyendo la alimentación de las localidades sin servicio en ruta, según las modificaciones introducidas en el Anexo 4-II-1 al Capítulo 4.-

La evaluación económica comprende la proyección de los resultados de explotación, inversión inmovilizada y rentabilidad anual para un período de diez años (1973 - 1982), habiéndose considerado la "unidad administrativa" integrada por las centrales de Ujo de Agua, Sumampa, Sol de Julio y Los Telares.-

Es forzoso que el estudio económico se realice para la alternativa zonal puesto que en la variante interprovincial, además de desconocerse los precios de intercambio es previsible que no se cuente con un abastecimiento económico y técnicamente adecuado hasta el año 1979, fecha en que, de acuerdo a la programación de E.P.E.C., su sistema Norte se integrará al Sistema Interconectado de Córdoba.-

No obstante, en el Anexo b-I al presente Capítulo se determinan las condiciones económicas límites de una eventual compra de energía del Sistema Zonal al Sistema de Córdoba, que hemos denominado "Determinación del Precio Límite de Intercambio en la Alternativa Interzonal". -

Finalmente en el Anexo 6-II se ha obtenido el presupuesto y programa de inversiones anuales de la Alternativa de Equipamiento Zonal incluyendo el abastecimiento a la zona Minera de Lomitas Blancas (demandas especiales eventuales definidas en el Capítulo 3), lo que brinda un elemento de juicio adicional a la Provincia de Santiago del

Estero caso que interese a su política promover dicha zona.-

6.2 - Activo Fijo Asignable al Año Base

En los CUADROS 6 -1 a 6-4 se indican los valores de activo fijo correspondientes a las centrales de Ojo de Agua, Sumampa, Sol de Julio y Los Telares respectivamente, revaluados a precios de Mayo de 1973.-

La información básica nos ha sido suministrada por la Empresa Agua y Energía Eléctrica y se consigna en el Anexo 6-III al presente Capítulo, estando los valores del Activo para las centrales de Ojo de Agua, Sumampa y Los Telares a una paridad dólar-pe_{so} igual a 1\$ USA = 4,00\$ y para la central de Sol de Julio a 1\$ USA = 5,00\$. Se ha considerado para Mayo de 1973 una paridad 1\$ USA = 10,00\$ por lo que el coeficiente de revalúo ha resultado de 2,5 para las centrales mencionadas en primer término y de 2,0 para la de Sol de Julio.-

Mediante la utilización de precios mayoristas no agropecuarios se llega a coeficientes de revalúo muy similares, por lo que hemos utilizado el criterio anterior de acuerdo a la práctica actual de la Empresa Agua y Energía Eléctrica.-

Los valores de activo fijo han sido agrupados en los siguientes rubros: edificios, maquinaria de generación, transmisión, distribución (comprende distribución primaria, secundaria, alumbrado público y medidores) y bienes varios (comprende útiles, herramientas y medios de Transporte).-

En el CUADRO 6-5 se han agregado los valores para el Sistema Ojo de Agua - Sumampa - Sol de Julio - Los Telares.-

6.3 - Resultados de Explotación del Año Base

Se solicitó a la Empresa Agua y Energía Eléctrica información de los Resultados de Explotación correspondiente al año 1972, la que no nos ha sido suministrada tanto

en la Divisional Santiago del Estero como en las oficinas centrales en Buenos Aires. Estimamos, dado lo reciente de los traspasos de servicios y en virtud además que dicha empresa actúa como administradora de la Provincia de Santiago del Estero hasta tanto se ratifique el Convenio de Explotación por Ley Nacional, que se carece de información procesada de este tipo.-

Se nos ha suministrado información parcial de ingresos de explotación correspondiente al año 1972, la que es utilizada posteriormente en el apartado 6.5 para la determinación de la proyección de ingresos por venta de energía. -

6.4 -Presupuesto y Programa de Inversiones Anuales

En el CUADRO 6-6 Plan de Equipamiento y Presupuesto se indica el año de habilitación y presupuesto de cada una de las obras en generación y transmisión del equipamiento zonal objeto de la presente evaluación. Los mismos han sido efectuados en base a la información económica básica del apartado 5.2 del Capítulo 5.-

El CUADRO 6-7 muestra el Programa de Inversiones Anuales de las obras en generación, transmisión y distribución.-

La estimación de las inversiones anuales correspondientes a este último proceso se han estimado estableciendo la inversión media acumulada por usuario al año base que ha resultado de 1450\$/usuario, obtenida de los valores del activo fijo revaluado. En base a dicha relación y al crecimiento del número de usuarios se ha obtenido la inversión acumulada a fin de cada año y por diferencia las inversiones anuales correspondientes.-

Con respecto al programa de obras en transmisión previsto originalmente (Capítulo 4) con fecha de habilitación en 1975 en su totalidad, hemos introducido una modificación consistente en retrasar un año la interconexión de Los Telares (línea de 13,2 kV Sumampa

Los Telares , subestación Los Telares y abastecimientos en ruta a Ramirez de Velazco y Div. km 340).-

Dicho cambio no produce efecto alguno en el equipamiento en generación y tiene la ventaja de reducir apraciablemente el pico de inversiones que se produce en el año 1974 (ver CUADRO 6-7) que resulta de esta manera de 6.713.400 pesos.-

6.5 - Proyección de los Resultados de Explotación

En el presente apartado se realiza la proyección de los resultados de explotación de la unidad administrativa definida en el apartado 6.1 del presente Capítulo. -

La proyección de ingresos y gastos de explotación se efectúa para el período 1973 - 1982, estando los valores monetarios expresados a precios constantes de Mayo de 1973.-

La proyección de los resultados de explotación se indica en el CUADRO 6-8. -

6.5.1 - Proyección de los ingresos de explotación

Comprende los ingresos por venta de energía y los denominados "otros ingresos de explotación".-

Los ingresos por venta de energía se proyectan en base al precio de venta del año 1972, y a las proyecciones del consumo obtenidas en el Capítulo 3. -Estudio del Mercado Eléctrico - agregadas para el Sistema Ojo de Agua - Sumampa - Sol de Julio - Los Telares con la incorporación de Ramirez de Velazco y Div. km,340 en 1976.-

El precio medio de venta para el año 1972 ha resultado según información que nos ha suministrado la Divisional Santiago del Estero de Agua y Energía Eléctrica de 0,245 \$/kwh.-

Cabe consignar que las tarifas vigentes en dicho año (ver apartado 2.5 - Sistema Tarifario del Capítulo 2) y sobre las cuales se ha obtenido el precio medio de 0,245 \$/kWh son las mismas que se aplican en Mayo de 1973.-

Los denominados "otros ingresos de explotación" (conexiones, reconexiones, etc.) han sido estimados en base a nuestra experiencia en un 1% de los ingresos por venta de energía.-

6.5.2- Proyección de los gastos de explotación

6.5.2.1 - Sueldos y cargas sociales del Personal ocupado

En el CUADRO 6-9 se ha realizado una estimación de la dotación de personal requerida en los procesos de Generación, Transmisión, Distribución y Administración, partiendo de la dotación existente en 1972.-

Al respecto caben las siguientes observaciones:

- a) Las proyecciones de los resultados de explotación para el período 1973 - 1982 se realizan para horarios continuo de servicio eléctrico. En 1972 el horario es discontinuo en la totalidad de las centrales (ver apartado 2.4-Aspectos Económicos de la Explotación - del Capítulo 2) y para llevar a horario continuo a las centrales de Los Telares y Sol de Julio que son las que menor cantidad de turnos tienen se hace necesario aumentar como mínimo la dotación a 4 operarios en cada una.-
- b) En 1975 se produce el retiro de las centrales de Ojo de Agua y Sol de Julio y en 1976 de Los Telares, absorbiéndose el personal de las mismas con el incremento de la dotación de la central Sumampa y por otra parte con la creación de los rubros transmisión, distribución y administración.-

En la práctica a efectos de evitar la incorporación de personal en 1973, para luego tener que reducirlo, es conveniente mantener el horario ac-

tual de servicio en las centrales de Sol de Julio y Los Telares hasta la fecha de interconexión. De esta forma puede mantenerse en 15 operarios la dotación total del personal del sistema hasta el año 1982.-

Además los altos costos de combustible en dichas centrales (20,40\$/kWh) hacen económicamente muy desfavorable la extensión de su horario con equipamiento aislado.-

En función de los requerimientos de personal del sistema y de un costo de 41.000\$/operario año (ver apartado 5.2.2 del Capítulo 5) se ha realizado la correspondiente proyección anual de sueldos y cargas sociales consignada en el CUADRO 6-8 antes mencionado.-

b.5.2.2 - Gastos en combustibles y lubricantes

Se proyectan en base a la generación anual de cada central y a los costos unitarios utilizados en el Capítulo 5 para la evaluación de las alternativas de equipamiento (ver especialmente apartado 5.2.2 del citado Capítulo).-

b.5.2.3 - Gastos en materiales y varios

La proyección de gastos en materiales y varios de generación y transmisión se realiza en base a los costos adoptados en la evaluación de las alternativas de equipamiento.-

Con respecto a los gastos en materiales y varios en distribución y administración los mismos se han obtenido en base a los siguientes indicadores deducidos de costos históricos de sistemas similares al analizado:

Materiales y Varios Distribución	20,0 \$/usuario
Materiales y Varios Administración.....	30,0 \$/usuario

... ..
... ..
... ..

... ..
... ..

... ..
... ..
... ..

... ..
... ..
... ..

... ..
... ..
... ..

... ..
... ..

... ..
... ..

6.5.2.4 - Depreciación

La depreciación anual del sistema se obtiene del CUADRO 6-10 "Proyección del Activo Fijo Bruto, Depreciación e Inversión Inmovilizada" al cual nos referimos en el apartado 6.6 del presente Capítulo.

6.5.2.5 - Excedente de explotación e ingreso neto de explotación

Por diferencia entre los ingresos de explotación y los gastos directos de explotación se obtiene el excedente anual de explotación, mientras que por diferencia entre los ingresos y gastos totales obtenemos el ingreso neto de explotación (resultado neto).-

Con respecto al excedente de explotación este resulta negativo a lo largo de todo el período de proyección disminuyendo en un 50% aproximadamente en 1982 con relación a 1973. Las reducciones anuales más importantes se obtienen en los años 1975 y 1976 por efecto favorable de la interconexión.-

El resultado neto en términos absolutos, déficit en este caso, permanece aproximadamente constante durante todo el período de proyección, con un leve incremento en 1975 por efecto del aumento de la depreciación anual con motivo de nuevos equipamientos (ampliación de subestaciones transformadoras e incorporación de potencia en generación).-

En términos relativos-déficit sobre inversión inmovilizada- se opera una considerable reducción de la misma durante el período de proyección y a ello nos referimos en el apartado 6.7 del presente Capítulo.-

6.6 - Proyección del Activo Fijo Bruto, Depreciación e Inversión Inmovilizada

En el CUADRO 6-10 se indica la proyección del activo fijo bruto, depreciación anual e inversión inmovilizada del equipamiento en estudio.-

La proyección del activo fijo bruto ha sido efectuada partiendo del Activo Fijo asignable al Año Base (apartado 6.2) y en base al programa de habilitaciones e inversiones efectuado en el apartado 6.4 del presente Capítulo, teniendo en cuenta además los registros de grupos y edificios de centrales según los programas de equipamiento definidos en el Capítulo 4.-

La depreciación anual se ha determinado en base al método lineal, con las siguientes vidas útiles y valores residuales.

<u>Rubro</u>	<u>Vida Util</u> (años)	<u>Valor Residual</u> %	<u>Tasa deprec.</u> %
Edificios	50	10	1,80
Maq. Generación (diesel)	15	10	6,00
Transmisión	30	15	2,83
Distribución	30	15	2,83
Bienes Varios	10	--	10,00

Obtenida la depreciación anual, se ha determinado la depreciación acumulada, activo fijo neto e inversión inmovilizada. Esta última se ha obtenido adicionando al activo fijo neto promedio del año un 5% del mismo en concepto de capital de trabajo.-

6.7 - Rentabilidad Anual - Conclusiones

En el CUADRO 6-11 se han obtenido las relaciones resultado bruto sobre inversión inmovilizada y resultado neto sobre inversión inmovilizada ambas expresadas en porcientos.

Para la primera de ellas puede observarse que de un valor de -25% estimado para 1973 se reduce a -5,9% en 1976 y a -5,0% en 1982, lo que significa una reducción del 80% aproximadamente.-

Respecto al déficit sobre inversión inmovilizada la reducción operada es del 66% aprox.-

En el CUADRO 6-12 hemos obtenido la evolución del costo unitario por proceso en \$/kwh vendido.-

Puede apreciarse que para 1973 hemos determinado un costo de generación de 1,082\$/kwh (108,2 m\$/kwh) en el rubro generación únicamente. Teniendo en cuenta que el precio medio de venta vigente es de solo 0,245 \$/kwh solo es posible absorber una cuarta parte aprox. del costo de generación únicamente.-

El costo directo unitario es de 1,114 \$/kwh en 1973 reduciéndose a la mitad por efecto de la interconexión en 1976.-

Las causas de la no desaparición del déficit durante el período de proyección se originan en la enorme desproporción entre las tarifas vigentes y los costos de explotación. El Cuadro tarifario vigente en Mayo de 1973 se encuentra congelado desde 1971, no habiéndose producido reajustes a pesar de los mayores costos operados en 1971, 1972 y primer cuatrimestre de 1973.-

Como elemento comparativo diremos que en servicios de características similares

de la Provincia de La Pampa se aplicaban a mediados de 1972 tarifas comprendidas entre 0,38 y 0,55 \$/kwh.-

Como medida complementaria del equipamiento que recomendamos se propone un reajuste del cuadro tarifario vigente a efectos de llevar los precios a valores compatibles con los costos actuales. Este reajuste deberá producirse en forma gradual y escalonada en el tiempo, llegándose a valores que por lo menos cubran los costos directos de explotación.-

CUADRO 6-1

Activo Fijo Asignable al Año Base, en pesos a precios de Mayo 1973

Central: Ojo de Agua

Rubro	Activo Fijo Bruto	Depreciación Acumulada	Activo Fijo Neto
Edificios	529.315,00	32.711,67	496.603,33
Maquin. Generación	1.671.833,25	760.884,78	910.948,47
Transmisión	—	—	—
Distribución	388.225,70	90.107,05	298.118,65
Bienes Varios	40.020,98	692,93	39.328,05
Total	2.629.400,93	884.396,43	1.745.004,50

Elaborado por el Departamento de Estudios Económicos, en base a información suministrada por Agua y Energía Eléctrica

Activo Fijo Asignable al Año Base, en pesos a precios de Mayo 1973

Central: Sumampa

Rubro	Activo Fijo Bruto	Depreciación Acumulada	Activo Fijo Neto
Edificios	447.495,00	115.453,72	332.041,28
Maquin. Generación	874.246,45	125.891,50	748.354,95
Transmisión	—	—	—
Distribución	418.254,50	119.736,50	298.518,00
Bienes Varios	31.964,00	1.420,37	30.543,63
TOTAL	1.771.959,95	362.502,09	1.409.457,86

Fuente: Elaboración Propia en base a información suministrada por Agua y Energía Eléctrica.

CUADRO 16-3

Activo Fijo Asignable al Año Base, en pesos a precios de Mayo 1973

Central: Sol de Julio

Rubro	Activo Fijo Bruto	Depreciación Acumulada	Activo Fijo Neto
Edificios	241.516,34	49.365,94	192.150,40
Maquin. Generación	374.124,00	134.684,64	239.439,36
Transmisión	—	—	—
Distribución	121.546,10	30.994,78	90.551,32
Bienes Varios	919,86	359,70	560,16
TOTAL	738.106,30	215.405,06	522.701,24

Fuente: Liberación Propia en base a información suministrada por Agua y Energía Eléctrica

CUADRO 6-4

Activo Fijo Asignable al Año Base, en pesos a precios de Mayo 1973

Central: Los Telares

Rubro	Activo Fijo Bruto	Depreciación acumulada	Activo Fijo Neto
Edificios	103.907,50	9.546,30	94.361,20
Maquin. Generación	121.622,90	13.135,27	108.487,63
Transmisión	—	—	—
Distribución	100.202,60	26.109,10	74.093,50
Bienes Varios	5.486,20	—	5.486,20
TOTAL	331.219,20	48.790,67	282.428,53

Fuente: Dirección Provincial de Electricidad y Agua. Según estadísticas por Agua y Energía Eléctrica.

CUADRO 6-5

Activo Fijo Asignable al Año Base, en pesos e precios de Mayo 1973

Sistema: Ojo de Agua - Sumampa - Sol de Julio - Los Telares

Rubro	Activo Fijo Bruto	Depreciación Acumulada	Activo Fijo Neto
Edificios	1.322.233,84	207.077,63	1.115.156,21
Maquin. Generación	3.041.826,60	1.034.596,19	2.007.230,41
Transmisión	—	—	—
Distribución	1.028.230,96	266.947,43	761.283,53
Bienes Varios	76.397,04	2.473,04	75.924,00
TOTAL	5.470.688,44	1.810.794,29	3.659.894,15

Nota: Electrificación Propia en base a información suministrada por Agua y Energía Eléctrica

CUADRO 6-6

Plan de Equipamiento y Presupuesto (en miles de Pesos)

Sistema Ojo de Agua - Sumampa - Sol de Julio - Los Telares

O b r a	Año de Habi litación	Presupuesto
2 x 48 kW diesel Los Telares	1974	336,0
1 x 240 kW diesel Ojo de Agua	1974	1.032,0
1 x 120 kW diesel Sumampa	1974	420,0
2 x 480 kW diesel Sumampa	1975	3.744,0
1 x 480 kW diesel Sumampa	1976	1.872,0
1 x 480 kW diesel Sumampa	1979	1.872,0
Línea 13,2 KV -ALAC - 95 mm ² Sumampa- Ojo de Agua	1975	1.240,0
Línea 13,2 KV - ALAC - 50 mm ² Sumampa- Sol de Julio	1975	840,0
Línea 13,2 - ALAC - 35 mm ² Sumampa-Los Telares	1976	2.080,0
Estación Transf. Sumampa 0,4/13,2 KV- 2 x 400 KVA	1975	500,0
Subestación Ojo de Agua 13,2/0,4 KV - 1 x 500 KVA	1975	177,0
Subestación Sol de Julio 13,2/0,4 KV - 1 x 160 KVA	1975	150,0
Subestación Los Telares 13,2/0,4 KV - 1 x 100 KVA	1976	126,0
Subestación Ramirez de Velazco 13,2/0,4 KV - 1 x 100 KVA	1976	126,0

...///

CUADRO 6-6 (Continuación)

Plan de Equipamiento y Presupuesto (en miles de pesos)

Sistema Ojo de Agua - Sumampa - Sol de Julio - Los Talares

O b r a	Año de Habilitación	Presupuesto
Subestación Div. km 340 13,2/0,4 kV - 1x 100 kVA	1976	126,0
Ampliación Estac. Transf. Sumampa 0,4/13,2 kV - 1 x 400 kVA	1980	183,0
Ampliación Subestación Ojo de Agua 13,2/0,4 kV - 1 x 500 kVA	1980	270,0
Total Presupuesto de Obras	—	15.094,0

Fuente: Elaboración Propia

CUADRO 6-7

Programa de Inversiones Anuales (en miles de pesos)
 Sistema: Ojo de Agua - Sumampa - Sol de Julio - Los Telares

O b r a	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
I. Generación										
1x240 kW diesel Ojo de Agua	1032,0									
2x46 kW diesel Los Telares	336,0									
1x120 kW diesel Sumampa	420,0									
2x460 kW diesel Sumampa		3744,0								
1x460 kW diesel Sumampa			1672,0			1672,0				
1x460 kW diesel Sumampa						1672,0				
Total Generación	1788,0	3744,0	1672,0							
II. Transmisión										
Línea 13,2 kv Sumampa - Ojo de Agua		1240,0								
Línea 13,2 kv Sumampa- Sol de Julio		640,0								
Línea 13,2 kv Sumampa-Los Telares			2080,0							
Subestación 13,2/0,4kv 500 kVA Ojo de Agua		177,0								
Subestación 13,2/0,4 kv 160 kVA Sol de Julio		150,0								

CUADRO 6-7 (Continuación)

Programa de Inversiones Anuales (en miles de pesos)

Sistema: Ojo de Agua - Sumampa - Sol de Julio - Los Telares

O b r a	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Subestación 0,4/13,2kV 2x400 KVA Sumampa		500,0								
Subestación 13,2/0,4 kV 100 KVA Los Telares			126,0							
Subestación 13,2/0,4kV 100 KVA Ramirez de Velazco			126,0							
Subestación 13,2/0,4 kV 100 KVA Div. km 340			126,0							
Ampliación subestación Sumampa pa lx 400 kVA							183,0			
Ampliación Subestación Ujo de Agua 1 x 500 kVA							270,0			
Total Transmisión		2907,0	2458,0				453,0			
III.- <u>Distribución</u>	56,0	62,4	63,8	113,1	72,5	79,8	84,1	86,9	97,2	95,7
TOTAL	1846,0	6713,4	4393,8	113,1	72,5	1951,8	537,1	86,9	97,2	95,7

Proyección de los Resultados de Explotación (en miles de pesos)

Sistema: Sumampa - Ojo de Agua - Sol de Julio - Los Telares

Concepto	Coefficiente	Unidad	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
DATOS OPERATIVOS												
Carga Máxima	—	kW	486	567	613	680	739	800	876	967	1,052	1,151
Potencia Instalada	—	kW	907	1,243	1,366	1,440	1,440	1,440	1,440	1,920	1,920	1,920
Potencia Efectiva	—	kW	796	1,045	1,165	1,200	1,200	1,200	1,600	1,600	1,600	1,600
Generación	—	MWh	1,419	1,764	1,977	2,116	2,303	2,542	2,796	3,047	3,331	3,637
Factor de Utilización	—	ha	1,566	1,420	1,440	1,500	1,625	1,700	1,450	1,590	1,725	1,890
Factor de Carga	—	ha	2,920	3,120	3,220	3,180	3,180	3,180	3,160	3,180	3,160	3,180
Consumo	—	MWh	1,203	1,537	1,683	1,840	1,996	2,168	2,350	2,566	2,811	3,059
Número de Usuarios	—	Nº	811	854	898	976	1,026	1,001	1,139	1,200	1,266	1,332
Personal	—	Nº	18	18	17	15	15	15	15	15	15	15
RESULTADOS DE EXPLOTACION												
Ingresos de Explotación												
Venta de energía	0,245\$/kWh	\$x10 ³	294,7	381,5	412,3	450,8	489,0	531,2	677,2	628,7	686,2	749,5
Utrun ingresos de explotación	1,07	\$x10 ³	2,9	3,8	4,1	4,5	4,9	5,3	5,8	6,3	6,9	7,5
Total ingresos de explotación	—	\$x10 ³	297,6	385,3	416,4	455,3	493,9	536,5	683,0	635,0	693,1	757,0
Costos de Explotación												
Generación:												
Central Los Telares												
Combustibles y lubricantes	0,407\$/kWh	\$x10 ³	43,1	72,9	76,5	—	—	—	—	—	—	—
Materiales y Varios	0,045\$/kWh	\$x10 ³	4,8	8,1	8,5	—	—	—	—	—	—	—
Sueldos y Cargas Sociales	41,00\$/cmr.	\$x10 ³	104,0	144,0	144,0	—	—	—	—	—	—	—
Sub-total Los Telares	—	\$x10 ³	211,9	245,0	245,0	—	—	—	—	—	—	—
Central Sumampa												
Combustibles y lubricantes:												
Rango I	0,405\$/kWh	\$x10 ³	170,2	243,8	—	—	—	—	—	—	—	—
Rango III	0,102\$/kWh	\$x10 ³	—	—	208,1	285,9	310,6	338,2	368,2	402,2	439,6	480,0
Materiales y Varios:												
Rango I	0,045\$/kWh	\$x10 ³	19,6	27,1	—	—	—	—	—	—	—	—
Rango III	0,026\$/kWh	\$x10 ³	—	—	46,8	56,3	61,2	66,6	72,5	79,2	86,0	94,6
Sueldos y Cargas Sociales	41,00\$/cmr.	\$x10 ³	205,0	205,0	287,0	326,0	329,0	328,0	328,0	328,0	328,0	328,0
Sub-total Sumampa	—	\$x10 ³	400,8	475,9	569,6	670,2	699,8	732,8	768,7	809,4	854,0	922,5
Central Ojo de Agua												
Combustibles y lubricantes:												
Rango I	0,402\$/kWh	\$x10 ³	58,3	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Rango II	0,104\$/kWh	\$x10 ³	86,4	117,6	—	—	—	—	—	—	—	—
Materiales y Varios:												
Rango I	0,045\$/kWh	\$x10 ³	6,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Rango II	0,030\$/kWh	\$x10 ³	18,0	24,5	—	—	—	—	—	—	—	—
Sueldos y Cargas Sociales	41,00\$/cmr.	\$x10 ³	205,0	205,0	—	—	—	—	—	—	—	—
Sub-total Ojo de Agua	—	\$x10 ³	374,2	347,3	—	—	—	—	—	—	—	—
Central Sol de Julio												
Combustibles y lubricantes	0,407\$/kWh	\$x10 ³	51,4	68,8	—	—	—	—	—	—	—	—
Materiales Varios	0,045\$/kWh	\$x10 ³	6,0	7,6	—	—	—	—	—	—	—	—
Sueldos y Cargas Sociales	41,00\$/cmr.	\$x10 ³	104,0	104,0	—	—	—	—	—	—	—	—
Sub-total Sol de Julio	—	\$x10 ³	221,4	240,4	—	—	—	—	—	—	—	—
Total Generación	—	\$x10 ³	1,208,3	1,308,6	814,6	670,2	699,8	732,8	768,7	809,4	854,2	902,6
Transmisión:												
Sueldos y Cargas Sociales	41,00\$/cmr.	\$x10 ³	—	—	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0
Materiales y Varios	1% Inv.	\$x10 ³	—	—	29,1	53,7	53,7	53,7	58,2	58,2	58,2	58,2
Total transmisión	—	\$x10 ³	—	—	152,1	176,7	176,7	176,7	181,2	181,2	181,2	181,2
Distribución												
Sueldos y Cargas Sociales	41,00\$/cmr.	\$x10 ³	—	—	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0
Materiales y Varios	20,03\$/US	\$x10 ³	16,2	17,1	18,0	19,5	20,5	21,0	22,8	24,6	25,3	26,8
Total Distribución y Varios	—	\$x10 ³	16,2	17,1	141,1	142,5	143,1	144,6	145,8	147,0	143,3	149,6
Administración y Varios:												
Sueldos y Cargas Sociales	41,00\$/cmr.	\$x10 ³	—	—	—	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0
Materiales y Varios	30,03\$/US	\$x10 ³	24,3	25,6	26,9	29,3	30,6	32,4	34,2	36,0	38,0	40,0
Total Administración y Varios	—	\$x10 ³	24,3	25,6	26,9	70,3	71,8	73,4	75,2	77,0	79,0	81,0
SUB-TOTAL GASTOS DIRECTOS	—	\$x10 ³	1,248,8	1,351,3	1,134,6	1,059,7	1,091,6	1,127,5	1,170,9	1,214,6	1,262,7	1,314,4
- Depreciación	(1)	\$x10 ³	245,1	356,9	445,0	553,5	553,5	553,5	576,7	611,9	644,7	677,8
TOTAL GASTOS DE EXPLOTACION	—	\$x10 ³	1,493,9	1,708,3	1,580,2	1,613,2	1,647,3	1,685,6	1,844,6	1,906,5	1,957,4	2,011,9
EXCEDENTE DE EXPLOTACION												
	—	\$x10 ³	(951,2)	(966,0)	(718,2)	(604,4)	(597,9)	(591,0)	(587,4)	(579,6)	(576,6)	(557,4)
INGRESO NETO DE EXPLOTACION												
	—	\$x10 ³	(1,196,3)	(1,322,9)	(1,163,8)	(1,157,9)	(1,153,0)	(1,149,1)	(1,263,1)	(1,271,5)	(1,265,0)	(1,254,9)

(1) Según CUADRO 6-10
Fuente: Elaboración Propia

Estimación de la dotación de personal

Concepto	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Generación											
Central Los Telares	2	4	4	4	-	-	-	-	-	-	-
Central Ujo de Agua	5	5	5	-	-	-	-	-	-	-	-
Central Sol de Julio	3	4	4	-	-	-	-	-	-	-	-
Central Sumampa	5	5	5	7	8	8	8	8	8	8	8
Total Generación	15	18	18	11	8	8	8	8	8	8	8
Transmisión	-	-	-	3	3	3	3	3	3	3	3
Distribución	-	-	-	3	3	3	3	3	3	3	3
Administrativos	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1
TOTAL	15	18	18	17	15	15	15	15	15	15	15

Fuente: Elaboración Propia

Proyección del Activo Fijo Bruto, Depreciación e Inversión Inmovilizada (en miles de pesos)

Sistema: Damsa - Ojo de Agua - Sol de Julio - Los Talaros

Concepto	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
1.- Edificios										
Activo fijo bruto al com. del ejercicio	1.322,2	1.322,2	1.322,2	561,4	447,5	447,5	447,5	447,5	447,5	447,5
Incorporaciones	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Retiros	—	—	1.770,8	103,9	—	—	—	—	—	—
Activo fijo bruto al final del ejercicio	1.322,2	1.322,2	561,4	447,5	447,5	447,5	447,5	447,5	447,5	447,5
Depreciación anual (1,8%)	23,7	23,7	9,9	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1
Depreciación acumulada	230,8	254,5	154,8	148,8	156,9	165,0	173,1	181,2	189,3	197,4
2.- Generación										
Activo fijo bruto al com. del ejercicio	3.041,8	3.041,8	4.829,8	5.075,9	5.616,1	5.616,1	5.616,1	7.488,1	7.488,1	7.488,1
Incorporaciones	—	1.788,0	3.744,0	1.872,0	—	—	1.872,0	—	—	—
Retiros	—	—	3.497,9	1.331,8	—	—	—	—	—	—
Activo fijo bruto al final del ejercicio	3.041,8	4.829,8	5.075,9	5.616,1	5.616,1	5.616,1	7.488,1	7.488,1	7.488,1	7.488,1
Depreciación anual (6,0%)	182,5	289,7	304,3	337,0	337,0	337,0	449,3	449,3	449,3	449,3
Depreciación acumulada	1.217,1	1.506,8	583,4	922,0	889,0	1.226,0	1.685,3	2.134,6	2.583,9	3.033,2
3.- Transmisión										
Activo fijo bruto al com. del ejercicio	—	—	—	2.907,0	5.366,0	5.366,0	5.366,0	5.366,0	5.818,0	5.818,0
Incorporaciones	—	—	2.907,0	2.438,0	—	—	—	453,0	—	—
Retiros	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Activo fijo bruto al final del ejercicio	—	—	2.907,0	5.366,0	5.366,0	5.366,0	5.366,0	5.818,0	5.818,0	5.818,0
Depreciación anual (2,83%)	—	—	82,3	154,8	154,8	154,8	154,8	164,6	164,6	164,6
Depreciación acumulada	—	—	82,3	234,1	388,9	537,7	689,5	854,1	1.018,7	1.183,3
4.- Distribución										
Activo fijo bruto al com. del ejercicio	1.028,2	1.028,2	1.148,6	1.212,4	1.325,5	1.350,8	1.477,6	1.562,5	1.649,4	1.740,6
Incorporaciones	58,0	62,4	63,8	113,1	72,5	74,8	84,7	86,8	97,2	95,7
Retiros	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Activo fijo bruto al final del ejercicio	1.086,2	1.148,6	1.212,4	1.325,5	1.350,8	1.477,6	1.562,5	1.649,4	1.740,6	1.842,3
Depreciación anual (2,83%)	30,7	32,5	34,3	37,5	39,4	41,8	44,2	46,8	49,4	52,1
Depreciación acumulada	297,6	330,1	364,4	401,9	441,2	483,0	527,2	574,0	623,4	675,5
5.- Bienes Varios										
Activo fijo bruto al com. del ejercicio	78,4	81,7	109,5	146,2	191,3	192,3	193,6	222,9	231,0	232,5
Incorporaciones	3,3	27,8	36,7	46,1	1,0	1,3	29,3	8,1	1,6	1,4
Retiros	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Activo fijo bruto al final del ejercicio	81,7	109,5	146,2	191,3	192,3	193,6	222,9	231,0	232,5	233,9
Depreciación anual (10,0%)	8,2	11,0	14,6	19,1	19,2	19,4	22,3	23,1	23,3	23,4
Depreciación acumulada	10,7	21,7	36,3	55,4	74,6	94,0	116,3	139,4	162,7	186,1
6.- Activo Fijo Bruto Total										
A comienzo del ejercicio	8.470,7	8.628,7	7.406,9	9.889,7	12.942,2	13.015,7	13.096,8	15.082,8	15.630,8	15.729,5
Incorporaciones	61,3	1.878,2	6.781,5	4.488,2	70,5	81,1	1.800,0	548,0	90,7	97,1
Retiros	—	—	4.268,7	1.435,7	—	—	—	—	—	—
A fines del ejercicio	8.528,7	7.406,9	9.889,7	12.942,2	13.015,7	13.096,8	15.082,8	15.630,8	15.729,5	15.826,6
7.- Depreciación Acumulada										
Total principio del ejercicio	1.810,8	2.055,9	2.412,8	1.520,9	1.701,9	2.257,4	2.815,5	3.481,2	4.183,1	4.877,8
Mas: depreciación anual	245,1	356,9	445,8	563,5	555,5	558,1	675,7	691,9	684,7	697,5
Menos: depreciación bienes retirados	—	—	1.337,5	372,5	—	—	—	—	—	—
Total fines del ejercicio	2.055,9	2.412,8	1.520,9	1.701,9	2.257,4	2.815,5	3.481,2	4.183,1	4.877,8	5.575,3
8.- Activo Fijo Neto										
Total principio del ejercicio	3.659,9	3.472,8	4.994,1	8.368,8	11.240,3	10.758,3	10.261,3	11.591,6	11.447,7	10.851,7
Total fines del ejercicio	3.472,8	4.994,1	8.368,8	11.240,3	10.758,3	10.261,3	11.591,6	11.447,7	10.851,7	10.251,3
Promedio	3.666,3	4.233,5	6.681,4	9.804,5	10.999,3	10.519,8	10.936,4	11.519,6	11.149,7	10.551,5
9.- Capital de Trabajo										
(% activo fijo neto)	178,3	311,7	334,2	490,2	569,9	625,9	540,8	576,0	566,8	527,8
10.- Inversión Inmovilizada										
	3.744,6	4.445,2	7.015,6	10.294,7	11.549,2	11.045,7	11.483,2	12.095,6	11.706,5	11.079,0

CUADRO 6-11

Rentabilidad del Servicio Eléctrico

A ñ o	<u>Result. Bruto</u> x100 Inv. Inmovilizada	<u>Result. Neto</u> x100 Inv. Inmovilizada
1973	(25,4)	(32,0)
1974	(21,8)	(29,8)
1975	(10,2)	(16,6)
1976	(5,9)	(11,3)
1977	(5,2)	(10,0)
1978	(5,4)	(10,4)
1979	(5,1)	(11,0)
1980	(4,8)	(10,5)
1981	(5,2)	(11,1)
1982	(5,0)	(11,3)

Fuente: Elaboración Propia

CUADRO 6-12

Evolución del costo unitario por proceso (en \$/kWh vendido)

A ñ o	Generación	Transmisión	Distribuc .	Administ.	Costo Directo	Deprecia- ción	Costo Total
1973	1,082	—	0,013	0,020	1,114	0,204	1,318
1974	0,840	—	0,011	0,016	0,867	0,229	1,096
1975	0,484	0,090	0,084	0,015	0,673	0,264	0,937
1976	0,364	0,096	0,077	0,038	0,575	0,300	0,875
1977	0,350	0,088	0,072	0,036	0,556	0,278	0,834
1978	0,338	0,081	0,067	0,034	0,520	0,258	0,778
1979	0,325	0,078	0,062	0,032	0,497	0,286	0,783
1980	0,314	0,070	0,057	0,030	0,471	0,270	0,741
1981	0,306	0,065	0,053	0,028	0,452	0,248	0,700
1982	0,295	0,059	0,049	0,026	0,429	0,228	0,657

Fuente: Elaboración Propia

Determinación del Precio Límite de Intercambio en la Alternativa de Equipamiento Interprovincial

El objeto del presente Anexo es la determinación del precio límite de intercambio en la Alternativa de Equipamiento Interzonal cuyo equipamiento ha sido definido en el apartado 4-II-3 del Anexo 4 - II al Capítulo 4.-

El criterio utilizado para la obtención del precio límite ha sido el del método del costo de sustitución, esto es el cálculo del costo de generación en la alternativa de equipamiento zonal seleccionada descontando del mismo los costos incrementales de transmisión en la alternativa interzonal.-

Si denominamos:

S_z : Sistema Zonal

S_i : Sistema Interzonal

deberán verificarse las siguientes ecuaciones:

Costo medio del kWh S_z (\$/kWh) = Costo Generación S_z + Costo Transmisión S_z

Costo medio del kWh S_i (\$/kWh) = Precio de intercambio S_i + Costo Transmisión S_i

y para que convenga la compra de energía deberá cumplirse la siguiente inecuación:

Costo medio kWh S_i \leq Costo medio kWh S_z

y para esto deberá ser

Precio de intercambio S_i = Precio Límite \leq Costo de Generación S_z +
(Costo Transm. S_z - Costo Transm. S_i)



o sea:

$$\text{Precio Límite} \approx \text{Costo de Generación } S_2 - \Delta \text{Costo Transmisión}$$

La anterior ha sido implementada para un período de 7 años (1976 - 1982), habiéndose determinado el precio límite promedio para dicho período, que ha resultado de 0,368 \$/kWh, según se indica en el CUADRO 6-I-1.

Dicho Cuadro ha sido preparado de acuerdo a las siguientes consideraciones:

a) Costo de generación alternativa equipamiento zonal:

- Combustibles y lubricantes: son los correspondientes a la central Sumampa según CUADRO 6-8 - Proyección de los Resultados de Explotación (columna "coeficientes")
- Materiales y Varios: idem punto anterior.
- Sueldos y Cargas Sociales: dividiendo los gastos anuales en Sueldos y Cargas Sociales de la central Sumampa por la energía generada, según cuadro recién mencionado.-
- Costo Capital (\$/kWh) = $\frac{(\text{f.r.c.}) \times \text{Inversión}}{\text{Energía Generada}}$
en donde (f.r.c.) = 0,102963 es el factor de recuperación de capital para Vida Útil = 15 años; i = 6,00%.

b) Incremento del costo de transmisión de la alternativa interzonal respecto a la alternativa zonal de equipamiento

- Materiales y Varios: se ha determinado la diferencia de inversiones en transmisión en ambas alternativas, aplicando a la misma el coeficiente 0,01 (1% Inv.), dividiendo luego los valores incrementales de gastos anuales por la energía generada.
- Costo de Capital = $\frac{(\text{f.r.c.}) \times \Delta \text{Inversiones}}{\text{Energía Generada}}$
en donde (f.r.c.) = 0,072649 (Vida Útil = 30 años; i = 6,00%)

En ambas alternativas, equipamiento zonal e interzonal se ha supuesto que la energía generada es igual a la energía comprada lo que significa que las mayores pérdidas de transmisión en la alternativa interzonal (mayor extensión de líneas) son compensadas por la inexistencia de las pérdidas de uso propio de centrales.-

CUADRO 6-I-1

Determinación del Precio Límite de Intercambio en la Alternativa de Equipamiento Interzonal
(en \$/kwh medido en barras de 33 kv Villa de María, Córdoba)

C o n c e p t o	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	Promedio
<u>I.-Costo de Generación Alternativa de Equipamiento Zonal</u>								
-Combustibles y Lubrificantes	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	-
-Materiales y Varios	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	-
-Sueldos y Cargas Sociales	0,151	0,140	0,128	0,118	0,106	0,099	0,090	-
-Costo Capital	0,266	0,246	0,286	0,273	0,250	0,230	0,210	-
Costo Generación	0,575	0,544	0,572	0,549	0,516	0,487	0,458	0,528
<u>II.-Incremento del Costo de Transmisión de la Alternativa Interprovincial respecto a la alternativa Zonal de Equipamiento</u>								
-Materiales y Varios	0,021	0,020	0,017	0,016	0,013	0,015	0,013	-
-Costo Capital	0,156	0,143	0,134	0,121	0,100	0,109	0,101	-
Incremento Costo Transmisión	0,177	0,163	0,151	0,137	0,113	0,124	0,114	0,140
<u>III.-Precio Límite de Intercambio</u>								
(I - II)	0,396	0,381	0,421	0,412	0,403	0,363	0,344	0,388

Fuente: Elaboración Propia

ANEXO 6- II

Presupuesto y Programa de Inversiones de la Alternativa de Equipamiento Zonal con Demandas Especiales Eventuales y Localidades sin Servicio

En el presente Anexo se define el presupuesto y programa de inversiones del equipamiento zonal incluyendo las demandas especiales eventuales (abastecimiento a la zona minera de Lomitas Blancas) y localidades sin servicio desarrollado en el apartado 4 -II-2 del Anexo 4-II al Capítulo 4.-

En el CUADRO 6-II-1 Plan de Equipamiento y Presupuesto - se indica el año de habilitación y presupuesto de cada una de las obras en generación y transmisión con - prometidas en este equipamiento.-

El CUADRO 6-II-2 muestra el correspondiente Programa de Inversiones Anuales incluyendo las obras en generación, transmisión y distribución.-

Los presupuestos de obras correspondientes a este equipamiento han sido efectuados en base a la información económica básica del apartado 5.2 del Capítulo 5.- Para los grupos diesel de 780 kW utilizados en esta alternativa y cuyo costo no estaba previsto en la información del apartado recién mencionado, se ha utilizado un costo unitario de 3.600 \$/kW instalado. -

Para este equipamiento resulta un presupuesto total de obras en generación y transmisión para el decenio 1973 - 1982 de \$ 32.004.900.-

CUADRO 6-II-1

Plan de Equipamiento y Presupuesto (en miles de pesos)

Sistema Ojo de Agua - Sumampa - Sol de Julio - Los Telares - Lomitas Blancas
(Zona Minera)

O b r a	Año de Habi litación	Presupuesto
1 x 240 kW diesel Ojo de Agua	1974	1.032,0
2 x 48 kW diesel Los Telares	1974	336,0
1 x 120 kW diesel Sumampa	1974	420,0
2 x 480 kW diesel Ojo de Agua	1975	3.744,0
1 x 780 kW diesel Ojo de Agua	1976	2.808,0
1 x 780 kW diesel Ojo de Agua	1977	2.808,0
1 x 780 kW diesel Ojo de Agua	1976	2.808,0
1 x 780 kW diesel Ojo de Agua	1980	2.808,0
1 x 780 kW diesel Ojo de Agua	1982	2.808,0
Línea 33 kV - ALAC - 70 mm ² Ojo de Agua - Sumampa	1975	2.170,0
Línea 33 kV - ALAC- 70 mm ² Ojo de Agua - Lomitas Blancas	1975	2.940,0
Línea 13,2 kV - ALAC 50 mm ² Sumampa- Sol de Julio	1975	840,0
Línea 13,2 kV - ALAC - 35 mm ² Sumampa- Los Telares	1976	2.080,0
Estación Transformadora Ojo de Agua 0,4/33 kV - 2 x 1000 kVA	1975	857,9
Estación Transformadora Lomitas Blancas 33/13,2/0,4 kV- 2x1000/1000/100 kVA	1975	934,9

...///

CUADRO 6-II-1 (Continuación)

Plan de Equipamiento y Presupuesto (en miles de pesos)

Sistema Ojo de Agua - Sumampa - Sol de Julio - Los Telares - Lomitas Blancas
(Zona Minera)

O b r a	Año de Habi- litación	Presupuesto
Estación Transformadora Sumampa 33/13,2 kv -1x630 kVA y 13,2/0,4kv - 1x400 kVA	1975	652,0
Subestación Sol de Julio 13,2/0,4 kv - 1x 160 kVA	1975	150,0
Subestación Amiman 33,0/0,4 kv - 1x100 kVA	1975	126,0
Subestación Los Telares 13,2/0,4 kv 1x100 kVA	1976	126,0
Subestación Ramirez de Velazco 13,2/0,4kv 1x100 kVA	1976	126,0
Subestación Div. km 340 13,2/0,4 kv 1x100 kVA	1976	126,0
Ampliación Est. Transf. Ojo de Agua 33/0,4 kv- 1 x100 kVA	1980	285,2
Ampliación Est. Transf. Lomitas Blancas 33/ 13,2/0,4 kv - 1x 1000/1000/100 kVA	1980	395,6
Ampliación Est. Transf. Sumampa 33/13,2 kv -1x630 kVA y 13,2/0,4kv -1x400 kVA	1980	623,3
Total Presupuesto Obras	—	32.004,9

Fuente : Elaboración Propia

Programa de Inversiones Anuales (en miles de pesos)

Sistema Ojo de Agua - Sumampa - Sol de Julio - Los Telares - Lomitas Blancas (Zona Minera)

O b r a	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
<u>I. -Generación</u>										
2x48 kW diesel Los Telares	336,0									
1x240 kW diesel Ojo de Agua	1032,0									
1x120 kW diesel Sumampa	420,0									
2x480 kW diesel Ujo de Agua		3744,0								
1x780 kW diesel Ujo de Agua			2808,0							
1x780 kW diesel Ujo de Agua				2808,0						
1x780 kW diesel Ujo de Agua					2808,0					
1x780 kW diesel Ujo de Agua						2808,0				
1x780 kW diesel Ujo de Agua							2808,0			
Total Generación	1786,0	3744,0	2808,0	2808,0	2808,0		2808,0		2808,0	
<u>II. - Transmisión</u>										
Línea 33kv Ujo de Agua-Lomitas Blancas		2740,0								
Línea 33 kv Ujo de Sgua-Sumampa		2170,0								
Línea 13,2 kv Sumampa-Sol de Julio		840,0								
Línea 13,2 kv Sumampa-Los Telares			2080,0							
Est.transf. Ujo de Agua 0,4/33 kv -2x10LJKVA		857,9								

CUADRO 6-II-2 (Continuación)

Programa de Inversiones Anuales (en miles de pesos)

Sistema Ojo de Agua - Sumampa - Sol de Julio - Los Telares - Lomitas Blancas (Zona Minera)

U b r a	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Est.transf.Lomitas Blancas 33/13,2/ 0,4 kv- 2x1000/1000/100 kVA		934,9								
Est.transf. Sumampa 33/13,2kv 1x630 kVA y 13,2/0,4 kv -1x400 kVA		652,0								
Subestación Sol de Julio 13,2/0,4 kv -1x100 kVA		150,0								
Subestación Amimán 13,2/0,4 kv - 1 x 100 kVA		120,0								
Subestación Los Telares 13,2/0,4 kv - 1 x 100 kVA			126,0							
Subestación Ramirez de Velazco 13,2/ 0,4 kv -1 x100 kVA			126,0							
Subestación Div. Km.340 13,2/0,4 kv- 1 x 100 kVA			126,0							
Ampliación Est. transf. Lomitas Blan cas 33/13,2/0,4 kv-1x1000/1000/100 kVA							395,6			
Ampliación Est.transf.Ojo de Agua 0,4/ 33 kv - 1x1000 kVA							285,2			

CUADRO 6-II-2 (Continuación)

Programa de Inversiones Anuales (en miles de pesos)

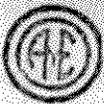
Sistema Ojo de Agua - Sumampa - Sol de Julio - Los Telares - Lomitas Blancas (Zona Minera)

O b r a	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Ampliación Est. Transf. Sumampa 33/ 13,2 kv - 1x630 kVA y 13,2/0,4 kv - 1 x 400 kVA							623,3			
		8669,9	2458,0				1304,1			
Total Transmisión	58,1	62,4	104,4	114,6	75,4	82,6	87,0	89,9	98,6	96,5
III.-Distribución										
TOTAL	1846,0	12476,3	5370,4	2922,6	2883,4	82,6	4199,1	89,9	2906,6	96,5

Fuente: Elaboración Propia

ANEXU 6 - III

Información Básica de Activo Fijo



AGUA Y ENERGIA ELECTRICA
Empresa del Estado



55344

Sírvase Citar: DC/REX/CEL n°

BUENOS AIRES, 20 05/1973

Objeto: Estudio abastecimiento eléctrico Zona Sur provincia Sgo. del Estero.
(Cda. Dec. n° 20407/73)

SEÑOR
ING. D. Marcos Eduardo SEEDER
PRESENTE

Atento a lo solicitado en nota de fecha 5/6/73 remitimos adjunto detalle del Activo Fijo a la fecha de arribo de transferencia para cada uno de los Distritos y contenidos:

Valor no Depreciado o de Reposición

Valor Depreciado o Actual

Con respecto al punto 2° Resultados de Explotación, informámosle que si bien ya se han solicitado al Servicio, no se cuenta aún con dicha información.

Sin otro particular, saludamos a Ud. muy atentamente.

DR. ANDRÉS B. CIBARRA
DIRECTOR GENERAL

FG/LEM
25

R U B R O	Valor Reposición	Valor Actual Reposición
<u>GIO DE AGUA</u> (Edad 6 años al 5/4/71)		
Terreno	3.062,50	3.062,50
Edificio	291.765,60	198.641,33
Maquinarias	600.723,50	364.379,39
D. P.	5.400,93	4.329,63
D. S. y A. P.	111.000,27	89.016,10
Transformadores	16.202,00	10.531,89
Medidores	24.790,00	15.369,84
Utiles, Herramien. etc.	12.510,79	12.510,79
Transporte	3.500,00	3.222,83
Total (s/Terreno)	<u>1.051.700,37</u>	<u>698.051,80</u>
<u>SUMATORIA</u> (Edad 12 años al 5/4/71)		
Terreno	1.995,00	1.995,00
Edificio	170.000,00	132.816,51
Maquinarias	340.000,50	299.341,98
D. S. y A. P.	140.000,01	108.557,11
Medidores	10.000,00	10.050,09
Utiles, Herramien. etc.	9.285,60	9.285,60
Transporte	3.500,00	2.931,85
Total (s/Terreno)	<u>730.780,11</u>	<u>563.783,14</u>
<u>LOS TITANES</u> (Edad 10 años al 5/4/71)		
Terreno	1.145,00	1.145,00
Edificio	41.563,00	37.744,48
Maquinarias	40.640,10	43.395,05
D. S. y A. P.	30.000,00	29.071,45
Medidores	1.050,90	565,95
Utiles, Herramien. etc.	2.194,48	2.194,48
Total (s/Terreno)	<u>132.487,48</u>	<u>112.971,41</u>



1/2.

SOL DE JULIO (Edad 10 años al 1/4/72)

Terreno	<u>1.460,04</u>	<u>1.460,04</u>
Edificio	120.758,17	96.075,20
Maquinarias	187.062,00	119.719,68
D. S.; A. P. Servi dumbre y Medidores	60.774,03	45.276,69
Utiles y Herramien.	<u>459,93</u>	<u>280,00</u>
Total (s/Terreno)	<u>369.054,18</u>	<u>261.351,65</u>

JRE/LRM

INDICE DE CUADROS

Cuadro 2-1	Centrales Diesel Existentes al 31/3/1973	31
Cuadro 2-2	Datos Operativos de las Centrales Diesel -Año 1972	32
Cuadro 2-3	Consumo de Combustible y Lubricante -Año 1972	33
Cuadro 3-1	Evolución histórica del abastecimiento eléctrico. Central: Los Telares	50
Cuadro 3-2	Evolución histórica del abastecimiento eléctrico. Central: Ojo de Agua	51
Cuadro 3-3	Evolución histórica del abastecimiento eléctrico. Central: Sol de Julio	52
Cuadro 3-4	Evolución histórica del abastecimiento eléctrico. Central: Sumampa	53
Cuadro 3-5	Restricciones de energía por limitación de horario de ser- vicio (en Mwh)	54
Cuadro 3-6	Evolución histórica del consumo, usuarios, consumo por usua- rio y habitantes por usuario. Central: Los Telares	55
Cuadro 3-7	Evolución histórica del consumo, usuarios, consumo por usua- rio y habitantes por usuario. Central: Ojo de Agua	56
Cuadro 3-8	Evolución histórica del consumo, usuarios, consumo por usua- rio y habitantes por usuario. Central: Sol de Julio	57
Cuadro 3-9	Evolución histórica del consumo, usuarios, consumo por usua- rio y habitantes por usuario. Central: Sumampa	58
Cuadro 3-10	Evolución histórica de la estructura sectorial del consumo Central: Los Telares	59

Cuadro 3-11	Evolución histórica de la estructura sectorial del consumo. Central: Ojo de Agua	60
Cuadro 3-12	Evolución histórica de la estructura sectorial del consumo. Central: Sol de Julio	61
Cuadro 3-13	Evolución histórica de la estructura sectorial del consumo. Central: Sumampa	62
Cuadro 3-14	Proyección de la demanda vegetativa. Método A - Extrapolación de la tendencia histórica. Central: Los Telares	63
Cuadro 3-15	Proyección de la demanda vegetativa. Método A - Extrapolación de la tendencia histórica. Central: Ojo de Agua	64
Cuadro 3-16	Proyección de la demanda vegetativa. Método A - Extrapolación de la tendencia histórica. Central: Sol de Julio	65
Cuadro 3-17	Proyección de la demanda vegetativa. Método A - Extrapolación de la tendencia histórica. Central Sumampa ...	66
Cuadro 3-18	Proyección de la demanda vegetativa - Método B. Central Los Telares	67
Cuadro 3-19	Proyección de la demanda vegetativa - Método B. Central Ojo de Agua	68
Cuadro 3-20	Proyección de la demanda vegetativa - Método B. Central Sol de Julio	69
Cuadro 3-21	Proyección de la demanda vegetativa - Método B. Central Sumampa	70

Quadro 3-22	Proyección de la demanda vegetativa - Generación y Carga Máxima. Central: Los Telares	71
Quadro 3-23	Proyección de la demanda vegetativa - Generación y Carga Máxima. Central: Ojo de Agua	72
Quadro 3-24	Proyección de la demanda vegetativa - Generación y Carga Máxima. Central: Sol de Julio	73
Quadro 3-25	Proyección de la demanda vegetativa - Generación y Carga Máxima. Central Sumampa	74
Quadro 3-26	Proyección de la demanda vegetativa (Localidades sin ser vicio) Localidad: Ambargasta	75
Quadro 3-27	Proyección de la demanda vegetativa (Localidades sin ser vicio) Localidad: Amiman	76
Quadro 3-28	Proyección de la demanda vegetativa (Localidades sin ser vicio) Localidad: Div. Km. 34B	77
Quadro 3-29	Proyección de la demanda vegetativa (Localidades sin ser vicio) Localidad: Las Chacras	78
Quadro 3-30	Proyección de la demanda vegetativa (Localidades sin ser vicio) Localidad: Lomitas Blancas	79
Quadro 3-31	Proyección de la demanda vegetativa (Localidades sin ser vicio) Localidad: Uncan	80
Quadro 3-32	Proyección de la demanda vegetativa (Localidades sin ser vicio) Localidad: Pca. Km. 49	81
Quadro 3-33	Proyección de la demanda vegetativa (Localidades sin ser vicio) Localidad: Ramirez de Velazco	82

Cuadro 3-34	Proyección de demandas especiales	83
Cuadro 3-35	Proyección de demandas especiales eventuales. Zona Mi- nera Sierra de Ambargasta (Lomitas Blancas) Yacimiento "Los Dos Leones", "La Negra" y "El Milagro"	84
Cuadro 3-36	Proyección de la demanda total. Central: Los Telares...	85
Cuadro 3-37	Proyección de la demanda total. Central: Ojo de Agua...	86
Cuadro 3-38	Proyección de la demanda total. Central: Sol de Julio..	87
Cuadro 3-39	Proyección de la demanda total. Central: Sumampa	88
Cuadro 4-1	Características Técnicas de los Grupos Diesel Conside- rados en los Equipamientos	107
Cuadro 4-2	Balance de Potencia y Equipamiento (En kW). Central: Ojo de Agua	108
Cuadro 4-3	Balance de Potencia y Equipamiento (En kW). Central: Sumampa	109
Cuadro 4-4	Balance de Potencia y Equipamiento (En kW). Central: Sol de Julio	110
Cuadro 4-5	Balance de Potencia y Equipamiento (En kW). Central: Los Telares	111
Cuadro 4-6	Balance de Potencia y Equipamiento (En kW) Sistema: Sumampa - Los Telares. Central Sumampa- Interconexión en 1975	112
Cuadro 4-7	Balance de Potencia y Equipamiento (En kW) Sistema: Ojo de Agua - Sol de Julio. Central: Ojo de Agua -Inter- conexión en 1975	113
Cuadro 4-8	Balance de Potencia y Equipamiento (en kW) Sistema:Ojo	

	de Agua - Sumampa. Central: Ojo de Agua -Interconexión en 1975	114
Cuadro 4-9	Balace de Potencia y Equipamiento (En kW) Sistema: Ojo de Agua - Sumampa - Sol de Julio. Central: Ojo de Agua -Interconexión en 1975	115
Cuadro 4-10	Balace de Potencia y Equipamiento (En kW) Sistema: Ojo de Agua - Sumampa - Sol de Julio - Los Telares. Central: Sumampa. Interconexión en 1975	116
Cuadro 4-11	Hipótesis de Operación. Central: Ojo de Agua	117
Cuadro 4-12	Hipótesis de Operación. Central: Sumampa	118
Cuadro 4-13	Hipótesis de Operación. Central: Sol de Julio	119
Cuadro 4-14	Hipótesis de Operación. Central: Los Telares	120
Cuadro 4-15	Hipótesis de Operación. Sistema: Sumampa - Los Telares. Central: Sumampa	121
Cuadro 4-16	Hipótesis de Operación. Sistema: Ojo de Agua - Sol de Julio. Central: Ojo de Agua	122
Cuadro 4-17	Hipótesis de Operación. Sistema: Ojo de Agua - Sumampa. Central: Ojo de Agua	123
Cuadro 4-18	Hipótesis de Operación. Sistema: Ojo de Agua - Sumampa - Sol de Julio. Central: Ojo de Agua	124
Cuadro 4-19	Hipótesis de Operación. Sistema: Ojo de Agua - Sumampa - Sol de Julio - Los Telares. Central: Sumampa	125
Cuadro 4-II-1	Balace de Potencia y Equipamiento (En kW) Sistema: Ojo de Agua - Sumampa - Sol de Julio - Los Telares, incluyendo Ramirez de Velazco y Div. Km. 340. Central: Sumampa. Interconexión en 1975	147

Cuadro 4-II-2	Hipótesis de Operación. Sistema: Ojo de Agua - Sumampa - Sol de Julio - Los Telares, incluyendo Ramirez de Velazco y Div. Km. 340. Central: Sumampa	148
Cuadro 4-II-3	Balance de Potencia y Equipamiento (En kW). Sistema: Ojo de Agua - Sumampa - Sol de Julio - Los Telares-Lomitas Blancas. Central: Ojo de Agua. Interconexión en 1975	149
Cuadro 5-1	Evaluación de Alternativas de Equipamiento. Central: Los Telares (aislada).....	152
Cuadro 5-2	Evaluación de Alternativas de Equipamiento. Central: Ojo de Agua (aislada)	163
Cuadro 5-3	Evaluación de Alternativas de Equipamiento. Central: Sol de Julio (aislada)	164
Cuadro 5-4	Evaluación de Alternativas de Equipamiento. Central: Sumampa (aislada)	165
Cuadro 5-5	Evaluación de Alternativas de Equipamiento Zonales. Sistema: Sumampa - Los Telares, interconectados en 1975	166
Cuadro 5-6	Evaluación de Alternativas de Equipamiento Zonales. Sistema: Sumampa - Ojo de Agua - Los Telares - Sol de Julio, interconectados en 1975	166
Cuadro 5-7	Evaluación de Alternativas de Equipamiento Zonales. Sistema: Ojo de Agua - Sumampa - Sol de Julio, interconectado en 1975	171
Cuadro 5-8	Comparación de Alternativas de Equipamiento Zonales.....	174
Cuadro 6-1	Activo Fijo Asignable al Año Base, en pesos a precios de Mayo 1973. Central: Ojo de Agua	185
Cuadro 6-2	Activo Fijo Asignable al Año Base, en pesos a precios de Mayo 1973. Central: Sumampa	186

Cuadro 6-3	Activo Fijo Asignable al Año Base, en pesos a precios de Mayo 1973. Central: Sol de Julio	187
Cuadro 6-4	Activo Fijo Asignable al Año Base, en pesos a precios de Mayo 1973. Central: Los Telares	188
Cuadro 6-5	Activo Fijo Asignable al Año Base, en pesos a precios de Mayo 1973. Sistema: Ujo de Agua - Sumampa - Sol de Julio - Los Telares	189
Cuadro 6-6	Plan de Equipamiento y Presupuesto (en miles de Pesos) Sistema: Ujo de Agua - Sumampa - Sol de Julio - Los Telares	190
Cuadro 6-7	Programa de Inversiones Anuales (en miles de Pesos) Sistema: Ujo de Agua - Sumampa - Sol de Julio - Los Telares	192
Cuadro 6-8	Proyección de los Resultados de Explotación (en miles de Pesos) Sistema: Sumampa - Ujo de Agua - Sol de Julio - Los Telares	194
Cuadro 6-9	Estimación de la cotación de personal	195
Cuadro 6-10	Proyección del Activo Fijo Bruto, Depreciación e Inversión Inmovilizada (en miles de pesos) Sistema: Sumampa - Ujo de Agua - Sol de Julio - Los Telares	196
Cuadro 6-11	Rentabilidad del Servicio Eléctrico	197
Cuadro 6-12	Evolución del costo unitario por proceso (en \$/kWh vendido)	198
Cuadro 6-I-1	Determinación del Precio Límite de Intercambio en la Alternativa de Equipamiento Interzonal (en \$/kWh medido en barras de 33 kv villa de Sarí, Córroba)	202

Cuadro 6-II-1

Plan de Equipamiento y Presupuesto (en miles de pesos)

Sistema: Ojo de Agua - Sumampa - Sol de Julio - Los

Telares - Lomitas Blancas (Zona Minera) 204

Cuadro 6-II-2

Programa de Inversiones Anuales (en miles de pesos)

Sistema: Ojo de Agua - Sumampa - Sol de Julio - Los Te

lares - Lomitas Blancas (Zona Minera) 206

INDICE DE LAMINAS

Lámina 1-1	Santiago del Estero - Zona de Estudio	13
Lámina 2-1	Detalle de la Zona de Estudio	34
Lámina 2-2	Diagramas típicos de carga año 1972. Central: Ojo de Agua...	35
Lámina 2-3	Diagramas típicos de carga año 1972. Central: Sumampa	36
Lámina 2-4	Diagramas típicos de carga año 1972. Central: Sol de Julio..	37
Lámina 2-5	Diagramas típicos de carga año 1972. Central: Los Telares...	38
Lámina 3-1	Proyección de la demanda de energía. Central: Los Telares...	89
Lámina 3-2	Proyección de la demanda de energía. Central: Ojo de Agua...	90
Lámina 3-3	Proyección de la demanda de energía. Central: Sol de Julio..	91
Lámina 3-4	Proyección de la demanda de energía. Central: Sumampa	92
Lámina 4-1	Proyección de equipamiento a nivel Local. Central: Ojo de Agua	126
Lámina 4-2	Programa de Equipamiento a nivel Local. Central: Sumampa ...	127
Lámina 4-3	Programa de Equipamiento a nivel Local. Central: Sol de Ju- lio	128
Lámina 4-4	Programa de Equipamiento a nivel Local. Central: Los Telares	129
Lámina 4-5	Esquemas Alternativos de Abastecimiento Subzonal y Zonal - Año 1975	130
Lámina 4-6	Esquema Alternativo de Abastecimiento Interzonal - Año 1975.	132
Lámina 4-II-1	Esquema Unifilar - Año 1975. Sistema: Ojo de Agua -Sumampa -Sol de Julio -Los Telares, incluyendo Ramirez de Velazco y Div. Km. 340	144

Lámina 4-II-2	Esquema Unifilar - Año 1975. Sistema: Ojo de Agua - Sumampe - Sol de Julio - Los Telares - Comitas Blancas	145
Lámina 4-II-3	Esquema Unifilar - Año 1975. Sistema: Villa de María (Cór - oba) - Ojo de Agua - Sumampe - Sol de Julio - Los Telares incluyendo Ramirez de Velazco y Siv. km. 340	146

FUENTES DE INFORMACION

Las siguientes entidades han prestado su colaboración en el suministro de información requerida para el estudio, la cual se les agradece muy especialmente.-

Agua y Energía Eléctrica, Empresa del Estado

Cetel Minera S.A.I.C. - Mendoza

Corporación del Río Dulce, Santiago del Estero

Dirección de la Energía de Santiago del Estero

Dirección de Estadísticas de Santiago del Estero

Dirección General de Comercio e Industria de Santiago del Estero

Dirección General de Hidráulica de Santiago del Estero

Dirección General de Minería e Hidrogeología de Santiago del Estero

Empresa Provincial de Energía de Córdoba

Hugo A. Castro - Santiago del Estero

Instituto Nacional de Estadísticas y Censos

Ministerio de Obras Públicas de la Prov. de Santiago del Estero

Orlando H. Carnacini - Córdoba

Servicio Meteorológico Nacional

Subsecretaría de Energía de la Nación

Subsecretaría de Minería de la Nación