
**ESTUDIO DE ABASTECIMIENTO ELECTRICO
EN LA ZONA DE GENERAL GUEMES,
GENERAL BELGRANO, SAN MARTIN II Y
ZONAS DE INFLUENCIA**

La posición oficial del CFI, en las materias de su competencia se expresa a través de resoluciones o declaraciones de sus autoridades.

En consecuencia, no debe atribuirse carácter de posición oficial del CFI, a opiniones expuestas en trabajos firmados.

Todos los derechos reservados.

Queda hecho el depósito que marca la ley 11.723

IMPRESO EN LA ARGENTINA

© Consejo Federal de Inversiones, año 1978

Alsina 1401 - Buenos Aires

SE PERMITE LA REPRODUCCION PARCIAL O TOTAL SIEMPRE QUE SE
MENCIONE LA FUENTE DE ORIGEN

GAT DO

23333



**ESTUDIO
DE ABASTECIMIENTO
ELECTRICO
EN LA ZONA
DE GENERAL GÜEMES,
GENERAL BELGRANO,
SAN MARTIN II
Y ZONAS
DE INFLUENCIA**

CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES

CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES

AUTORIDADES:

INTERVENTOR

CORONEL (RE) JULIO CESAR MEDEIROS

DIRECTOR DE OPERACIONES

ING. RAFAEL de ARRASCAETA

JEFE DEL DEPARTAMENTO DE INFRAESTRUCTURA Y SERVICIOS

Dr. JUAN CARLOS VERSINO

JEFE DEL EQUIPO DE INFRAESTRUCTURA

ING. FERNANDO GROISMAN

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

El presente estudio fue elaborado siguiendo una modalidad de trabajo quizás inédito. Ella consistió, a grandes rasgos, en confiar la elaboración de los Capítulos 1,2,3,4 y 9 a técnicos del C.F.I. y de los Capítulos 5,6,7 y 8 a un equipo de expertos contratados para ese fin.

Globalmente, la formulación de la Metodología y la Dirección del estudio estuvieron a cargo del C.F.I. a través del Equipo Infraestructura del Departamento de Infraestructura y Servicios de la Dirección de Operaciones, mientras que los expertos contratados aportaron su propio criterio de evaluación de las alternativas de abastecimiento.

El resultado de este trabajo "inter-institucional" satisface a sus autores, los que someten al juicio de su destinatario, las autoridades de las áreas correspondientes de la administración provincial.

El equipo de trabajo del C.F.I. estuvo integrado por los Ingenieros Fernando Groisman y Juan Gaidimauskas, el Calculista Científico José Luis Zabala y los Licenciados en Economía Jorge Barrera y Eduardo Calvo; colaboraron en cartografía y dibujo, la Sra. María de las Mercedes Rouco de Gonzalez y en diagramado y mecanografiado, la Sra. Eva Wacova de Amantini y la Srta. Eva V. Potocki.

El equipo de expertos contratados se integró con los Ingenieros Carlos Aronson, Alejandro Gallino y Luis V. Sbertoli, con el asesoramiento del Ingeniero Ruy F. Varela.

La dirección del estudio estuvo a cargo del Ing. Fernando Groisman.

El Informe Final presentado por los expertos se incluye sin desagregar su Introducción e Índice para posibilitar su identificación, ya que ello no interfiere con la unidad de conjunto del estudio completo.

Buenos Aires, diciembre de 1977.

I N D I C E

CAPITULO 1. - INTRODUCCION

- 1.1. Objeto y alcances del estudio
- 1.2. Desarrollo del estudio
- 1.3. Conclusiones y
Recomendaciones

CAPITULO 2. - CARACTERIZACION DEL AREA DEL ESTUDIO

- 2.1. Generalidades y delimitación geográfica
- 2.2. Características físicas
 - 2.2.1. Relieve y suelos
 - 2.2.2. Clima
 - 2.2.3. Hidrografía
- 2.3. Análisis demográfico
- 2.4. Análisis de la situación social
 - 2.4.1. Educación
 - 2.4.2. Salud
 - 2.4.3. Vivienda
- 2.5. Actividad económica
 - 2.5.1. Sector agropecuario
 - 2.5.2. Planes de colonización
 - 2.5.3. Sector industrial
- 2.6.1. Transportes
- 2.6.2. Energía
- 2.6.3. Comunicaciones
- 2.6.4. Instituciones públicas

CAPITULO 3. - ANALISIS DE LA SITUACION DE LA INFRAESTRUCTURA DEL SERVICIO ELECTRICO

- 3.1. Configuración espacial del servicio eléctrico

- 3.2. Distribución según los entes prestatarios
- 3.3. Magnitud de los servicios prestados
- 3.4. Descripción de las instalaciones existentes
- 3.5. Características operativas del servicio
 - 3.5.1. Aspectos económicos de la explotación
 - 3.5.2. Sistema tarifario
- 3.6. Autoproducción

CAPITULO 4. - ESTUDIO DEL MERCADO ELECTRICO

- 4.1. Evolución histórica del abastecimiento eléctrico
- 4.2. Evolución histórica del consumo de electricidad
- 4.3. Evaluación de la demanda de energía insatisfecha
 - 4.3.1. Estructura sectorial del consumo
- 4.4. Proyecciones de la demanda de energía y potencia
 - 4.4.1. Proyecciones de la demanda vegetativa
 - 4.4.2. Proyecciones de las demandas especiales
 - 4.4.3. Proyección de la demanda total
- 4.5. Conclusiones
 - 4.5.1. Potencia
 - 4.5.2. Energía
 - 4.5.3. Valores comparativos
 - 4.5.4. Centro de Cargas

CAPITULO 5. - PLANTEO DE ALTERNATIVAS

- 5.1. Introducción
- 5.2. Alternativas de interconexión interna con generación local

..//

CAPITULO 6. - SELECCION DE ALTERNATIVAS

6.1. Evaluación económica

6.1.1. Introducción metodológica

6.1.2. Información económica básica

6.1.2.1. Líneas de transmisión de media tensión

6.1.2.2. Estaciones transformadoras

6.1.2.3. Centrales Diesel

6.1.2.4. Observaciones

6.1.3. Análisis de resultados

6.2. Alternativas de abastecimiento en las zonas marginales

6.3. Alternativas de interconexión interna con generación externa

6.4. Factibilidad técnica

6.5. Conclusiones y recomendaciones

CAPITULO 7. - PROGRAMAS DE OBRAS E INVERSIONES

CAPITULO 8. - ANTEPROYECTOS DE INGENIERIA

8.1. Introducción

8.2. Central General Güemes

8.2.1. Disposición general

8.2.2. Sala de Máquinas

8.2.3. Grupos Generadores

8.2.4. Torres de Enfriamiento

8.2.5. Sistema de arranque

8.2.6. Celdas y tableros

8.3. Líneas de transmisión

8.3.1. L.M.T. 33 kV General Güemes - General Belgrano

8.3.2. L.M.T. 13,2 kV General Güemes - General Belgrano

8.3.3. L.M.T. 13,2 kV General Güemes - Fortín Leyes

8.3.4. L.M.T. 13,2 kV Santa Ana - El Cogoik

8.3.5. L.M.T. 13,2 kV Santa Ana - El Recreo

8.4. Estaciones transformadores

8.4.1. E.T. General Güemes

8.4.2. E.T. General Belgrano

8.4.3. E.T. San Martín II

8.4.4. E.T. Santa Ana

8.4.5. EE.TT. El Recreo, El Cogoik, Fortín Leyes

8.5. Compensación factor de potencia

8.5.1. L.M.T. General Güemes - General Belgrano

8.5.1. L.M.T. General Güemes - San Martín II

8.6. Cálculo de flechas, tensiones y distancias eléctricas

CAPITULO 9. - ESTIMACION DE INGRESOS Y PROGRAMACION FINANCIERA DE LA EJECUCION Y OPERACION DE LA ALTERNATIVA

C U A D R O S

- 2.3.1. N° 1 - Evolución de la población en el período intercensal 1960-1970
- 2.3.1. N° 2 - Población de las localidades de la zona del estudio discriminada en urbana y rural
- 2.5.1. N° 1 - Hectáreas cultivadas y producción en toneladas
- 2.5.1. N° 2 - Participación porcentual por producto en cuanto a hectáreas y producción para cada localidad
- 2.5.1. N° 3 - Participación de las hectáreas utilizadas por producto para cada localidad y zona de influencia
- 3.4. N° 1 - Equipamiento actual de las Centrales General Güemes, Espinillo e Ibarreta
- 3.5. N° 1 - Números de usuarios, potencia instalada, potencia efectiva, horas de servicio de centrales térmicas en la Pcia. de Formosa
- 3.5. N° 2 - Factores estadísticos de las centrales General Güemes, Espinillo e Ibarreta
- 3.5.1. N° 1 - Consumo específico de combustibles y lubricantes de las centrales General Güemes, Espinillo e Ibarreta
- 3.5.1. N° 2 - Dotación de personal y horas de trabajo de las centrales General Güemes, Espinillo e Ibarreta
- 3.6. N° 1 - Demandas Especiales
- 4.1. N° 1 - Evolución histórica del abastecimiento eléctrico - Formosa
- 4.1. N° 2 - " " " " " " - Clorinda
- 4.1. N° 3 - " " " " " " - Cte. Fontana
- 4.1. N° 4 - " " " " " " - Ibarreta
- 4.1. N° 5 - " " " " " " - Est. del Campo
- 4.1. N° 6 - " " " " " " - Pirané
- 4.1. N° 7 - " " " " " " - El Colorado

..//

4.1. N° 8	-	Evolución	histórica	del	abastecimiento	eléctrico	-	Las Lomitas
4.1. N° 9	-	"	"	"	"	"	-	Laguna Blanca
4.1. N° 10	-	"	"	"	"	"	-	Pozo del Tigre
4.1. N° 11	-	"	"	"	"	"	-	Palo Santo
4.1. N° 12	-	"	"	"	"	"	-	Ing. Juárez
4.1. N° 13	-	"	"	"	"	"	-	Villa Dos Trece
4.1. N° 14	-	"	"	"	"	"	-	Vª S.Fco.de Laishi
4.1. N° 15	-	"	"	"	"	"	-	Cnia. Villafañe
4.1. N° 16	-	"	"	"	"	"	-	Gran Guardia
4.1. N° 17	-	"	"	"	"	"	-	Laguna Yema
4.2. N° 1	-	Evolución	histórica	del	consumo	eléctrico	-	Formosa
4.2. N° 2	-	"	"	"	"	"	-	Clorinda
4.2. N° 3	-	"	"	"	"	"	-	Cte. Fontana
4.2. N° 4	-	"	"	"	"	"	-	Ibarreta
4.2. N° 5	-	"	"	"	"	"	-	Est. del Campo
4.2. N° 6	-	"	"	"	"	"	-	Pirané
4.2. N° 7	-	"	"	"	"	"	-	El Colorado
4.2. N° 8	-	"	"	"	"	"	-	Las Lomitas
4.2. N° 9	-	"	"	"	"	"	-	Laguna Blanca
4.2. N° 10	-	"	"	"	"	"	-	Pozo del Tigre
4.2. N° 11	-	"	"	"	"	"	-	Palo Santo
4.2. N° 12	-	"	"	"	"	"	-	Ing. Juárez
4.2. N° 13	-	"	"	"	"	"	-	Villa Dos Trece
4.2. N° 14	-	"	"	"	"	"	-	San Fco. de Laishi
4.2. N° 15	-	"	"	"	"	"	-	Cnia. Villafañe
4.2. N° 16	-	"	"	"	"	"	-	Gran Guardia
4.2. N° 17	-	"	"	"	"	"	-	Laguna Yema

..//

- 4.3.1. N° 1 - Usuarios en los primeros 5 bimestres del 1977 y el 6° bimestre del 1976 de localidades similares a las de la zona del estudio.
- 4.3.1. N° 2 - Consumo en los primeros 5 bimestres del 1977 y el 6° bimestre del 1976 de localidades similares a las de la zona del estudio.
- 4.3.1. N° 3 - Número de usuarios y consumo de energía por categorías
- 4.4.1. N° 1 - Proyección de la demanda vegetativa - General Güemes
- 4.4.1. N° 2 - " " " " " - General Belgrano
- 4.4.1. N° 3 - " " " " " - Misión Tacaaglé
- 4.4.1. N° 4 - " " " " " - San Martín II
- 4.4.1. N° 5 - " " " " " - El Cogoik
- 4.4.1. N° 6 - " " " " " - Cabo 1° Lugones
- 4.4.1. N° 7 - " " " " " - El Recreo
- 4.4.1. N° 8 - " " " " " - Sargento 1° Leyes
- 4.4.1. N° 9 - " " " " " - Unión Escuela
- 4.4.1. N° 10 - " " " " " - Sistema Gral. Belgrano-Tacaaglé
- 4.4.1. N° 11 - " " " " " - " San Martín II-Lugones
- 4.4.1. N° 12 - Número de habitantes clasificados en urbanos y rurales de las localidades de la zona y centros vecinos
- 4.4.2. N° 1 - Estimación de la potencia y energía eléctricas necesarias por Ha. de riego o por bombeo en la zona de colonización por reactivación del riacho El Porteño.
- 4.4.2. N° 1 - Proyección de las demandas especiales - Sistema rural de la colonia El Porteño
- 4.4.2. N° 2 y 3 - Proyección de las demandas especiales - Sistemas rurales de las colonias San Pablo y Las Lolas
- 4.4.2. N° 4 - Proyección de las demandas especiales - Colonización por reactivación del riacho El Porteño
- 4.4.3. N° 1 - Proyección de la demanda total de energía - General Güemes

..//

- 4.4.3. N° 2 - Proyección de la demanda total de energía - Gral. Belgrano-M. Tacaaglé
- 4.4.3. N° 3 - " " " " " " " - S. Martín II-Cbo. 1° Lugones
- 4.4.3. N° 4 - Proyección de la demanda total de potencia - Gral. Güemes
- 4.4.3. N° 5 - " " " " " " " - Gral. Belgrano-M. Tacaaglé
- 4.4.3. N° 6 - " " " " " " " - S. Martín II-Cbo. 1° Lugones
- 4.5. N° 1 - Resumen de las proyecciones de la demanda total de potencia
- 4.5. N° 2 - Resumen de las proyecciones de la demanda total de energía

Gráfico 5.1. - Distribución espacial de cargas, distancias y cargas máximas 1979/1985

Cuadro 5.1. - Balance de potencia - Alternativa 1 - General Belgrano

- 5.2. - " " " - Módulo 150 kW - General Güemes
- 5.3. - " " " - Módulo 100 kW - General Güemes
- 5.4. - " " " - San Martín II
- 5.5. - " " " - Módulo 300 kW - Sist. Gral. Belgrano-Gral. Güemes-S. Martín II
- 5.6. - " " " - Módulo 500 kW - Sist. Gral. Belgrano-Gral. Güemes-S. Martín II
- 5.7. - " " " - Módulo 750 kW - Sist. Gral. Belgrano-Gral. Güemes-S. Martín II
- 5.8. - " " " - Sistema Gral. Güemes - San Martín II
- 5.9. - " " " - Sistema Gral. Güemes - Gral. Belgrano
- 6.1. - Líneas de transmisión en Media Tensión - Costos de Inversión
- 6.2. - Transformadores - Costos de Inversión
- 6.3. - Grupos Electrónicos Diesel - Costos de Inversión. Características Mecánicas. Consumo.
- 6.4. - Combustibles y lubricantes.
- 6.5. - Personal de Centrales.
- 6.6. - Cálculo de costos anuales - Líneas de transmisión.
- 6.7. - " " " " - Estaciones transformadoras
- 6.8. - " " " " - Grupos electrónicos

- 6.9. - Costos Anuales - Alternativa Belgrano Güemes San Martín II Aislados
Güemes Módulo 150 kW
- 6.10. - Costos Anuales - Alternativa Belgrano Güemes San Martín II Interconectados
Módulo 300 kW
- 6.11. - Costos Anuales - Alternativa Güemes San Martín II Interconectados
Belgrano aislado
- 6.12. - Costos Anuales - Alternativa Güemes Belgrano Interconectados
San Martín II Aislado
- 6.13. - Costos Anuales - Alternativa Belgrano, Güemes, San Martín II Aislados
- 6.14. - Alimentación a El Recreo va Puesto La Dora - 60 km
- 6.15. - Alimentación a El Recreo directamente desde General Güemes - 40 km
- 6.16. - Alimentación a El Recreo desde una derivación de la línea Gral. Güemes -
Gral. Belgrano - 25 km
- 6.17. - Alimentación a Sargento 1° Leyes considerando la distancia adicional de
la línea Gral. Güemes-San Martín II vía El Porteñito - 10 km
- 6.18. - Alimentación a Sargento 1° Leyes desde una derivación de la línea Gral.
Güemes - San Martín II, vía San Pablo - 25 km o alimentación directa desde
Gral. Güemes
- 6.19. - Alimentación a El Cogoik desde la línea Gral. Güemes - Gral. Belgrano (San-
ta Ana) - 15 km
- 6.20. - Alimentación a El Cogoik desde Sargento 1° Leyes - 25 km

- Gráfico
- 6. 1. - Flujos de potencia - Alternativa Propuesta Carga Máxima año 1985
 - " 6. 2. - " " " - Alimentación a San Martín vía Leyes - Carga Máx. año 1985
 - " 6. 3. - Indiferencia económica Interconexión Versus Generación Local
 - " 6. 4. - Cubrimiento de la carga máxima en la alternativa seleccionada
 - " 7. 1. - Cronograma de Obras
 - " 8. 1. - Central térmica General Güemes - Disposición General
 - " 8. 2. - Central térmica General Güemes - Planta Sala de Máquinas

Gráfico 8. 3. - Central térmica General Güemes - Sección Sala de Máquinas

- " 8. 4. - L.M.T. 33 kV - Soporte Suspensión de Madera
- " 8. 5. - L.M.T. 33 kV - Soporte Suspensión H° A°
- " 8. 6. - L.M.T. 33 kV - Soporte Retención H° A°
- " 8. 7. - L.M.T. 13,2 kV - Soporte Suspensión de Madera
- " 8. 8. - L.M.T. 13,2 kV - Soporte Retención de Madera
- " 8. 9. - L.M.T. 13,2 kV - Soporte Suspensión H° A°
- " 8.10. - L.M.T. 13,2 kV - Soporte Retención H° A°
- " 8.11. - E.T. General Güemes
- " 8.12. - E.T. General Belgrano
- " 8.13. - E.T. San Martín II
- " 8.14. - E.T. 33/13,2 kV E.T. Poste 13,2/0,4 kV

Cuadro 9.N°1 - Cuadro tarifario - Resolución 581/77

- " 9.N°2 - Consumo mensual por usuario - según categorías
- " 9.N°3 - Ingresos tarifarios anuales por venta de energía según categorías se usuarios
- " 9.N°4 - Origen y aplicación de fondos de la solución adoptada
- " 9.N°5 - Origen y aplicación de fondos de la solución adoptada, tomada como única unidad administrativa

PLANOS Y ANEXOS

Plano 2.1. - Mapa General de la Zona

" 2.2. - Mapa Catastral de la Zona

" 2.3. - Mapa Colonización de El Porteñito

" 2.4. - Mapa El Porteñito 1ª Etapa - Quintas

" 2.5. - Mapa Catastral zona Las Lolas

" 2.6. - Mapa Catastral zona San Pablo

" 2.7. - Infraestructura de transporte

" 3.1. - Configuración espacial del servicio eléctrico

" 4.4. - Sistema de electrificación rural "EL PORTENITO"

Anexo I - Ley Provincial de Electrificación Rural y Desarrollo Eléctrico

" II - Decreto Ley de Energía de la Provincia

" III - Ley N° 348 Convenio entre Agua y Energía Eléctrica y la Provincia de Formosa

" IV - Revisión del diagnóstico socio-económico, estudio del mercado eléctrico y proyección de la demanda de energía

INTRODUCCION

El presente trabajo fué solicitado por el Gobierno de la Provincia de Formosa con el objeto de planear un sistema de abastecimiento eléctrico en un área que presenta, junto a las características peculiares de su territorio, los problemas propios de una zona de frontera, con múltiples necesidades de desarrollo que la Administración Provincial encara con proyectos concurrentes a ese fin.

Todo ello fué contemplado en el desarrollo del trabajo con la adopción de criterios, pautas y supuestos impartidos por la Secretaría de Planeamiento y Desarrollo de la Provincia, así como por la Dirección Provincial de Energía.

1.1. Objeto y alcances del estudio

El estudio tuvo por objetivo final la obtención del programa de obras e inversiones necesario para abastecer la demanda de energía eléctrica de la zona hasta el año 1985.

El grado de elaboración alcanzado fué desde el punto de vista técnico de ingeniería, la formulación de los anteproyectos de finitivos de las obras a realizarse, así como su cronograma y desde el punto de vista económico-financiero, la programación financiera de la ejecución de las obras y operación del sistema.

1.2. Desarrollo del estudio

Como puede apreciarse en el Índice General, el estudio se integra con nueve capítulos y cuatro anexos.

..//

A continuación se describe sintéticamente el contenido y conclusiones de cada capítulo.

1.2.1. Caracterización del área en estudio

El área en estudio abarca aproximadamente 10.000 km², repartidos en una especie de paralelograma contiguo a la República del Paraguay, en el centro-norte de la Provincia.

Comprende a las siguientes localidades: Cabo 1° Lugones, Posta San Martín II, Fortín Sargento 1° Leyes, General Belgrano, El Cogoik, General Güemes, Unión Escuela y El Recreo en el Departamento de Patiño, y Misión Franciscana Tacaaglé en el Departamento de Pilagas. También quedan incluidas en la zona algunas colonias rurales como El Porteño, San Pablo y Las Lolas, así como áreas con planes concretos de colonización como las resultantes de la reactivación del Riacho El Porteño, con proyecto del CFI.

En este capítulo se definen las características físicas del suelo y relieve, el clima y la hidrografía. Particular importancia se asignó al análisis demográfico: la población estimada de la zona para 1975 fué de 9.275 habitantes, con una relación hab/km² igual a 0,95.

El análisis de la situación social interesó en las áreas de la educación, la salud y la vivienda, pero mayor énfasis se puso en el estudio de la actividad económica, cuyos sectores: agropecuario, industrial, transporte, energía y comunicaciones tienen relación directa con el estudio del mercado eléctrico, base del proyecto elaborado.

1.2.2. Análisis de la situación de la infraestructura del servicio eléctrico

De las nueve localidades y tres colonias comprendidas en la zona del estudio, sólo General Gñemes contaba con servicio público de electricidad, con una potencia instalada de 120 kW. Estaban, además, en construcción y/o licitación los servicios para San Martín II - Lugones y para General Belgrano - Misión Tacaaglé.

Existían en la zona grupos electrógenos por un total aproximada de 800 kVA. en servicios de autogeneración.

El capítulo estudia también el equipamiento existente en la Provincia en torno a la zona a electrificarse.

1.2.3. Estudio del mercado eléctrico

Mediante una metodología apropiada (explicada detalladamente en su lugar) se determinaron las proyecciones de la demanda de energía y de potencia (carga máxima) de cada uno de los centros de consumo.

Como año horizonte se tomó 1985 que es también el año horizonte del Plan Nacional de Equipamiento de los Sistemas de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica, ya que se consideró de escasa confiabilidad abarcar un plazo más extendido.

La demanda total se obtuvo por adición de las demandas vegetativas y especiales, mereciendo destacarse que éstas últimas cobraron para este estudio una importancia relevante, correspondiendo señalar las demandas especiales de la Desmotadora de Algodón y de los Silos de la Junta Nacional de Granos, ambas en

..//

General Belgrano, así como las destinadas al riego por bombeo en el Proyecto de Colonización en las márgenes del Riacho El Porteño.

Se prestó especial importancia al estudio de la estructura sectorial de consumo, tema muy relacionado con el anterior. Corresponde señalar que la demanda total esperada de potencia del sistema regional en estudio sería de 743 kW en 1979 y de 1.364 kW en 1985, mientras que las de energía serían, respectivamente, de 1.486 y 2.489 MWh.

Una característica importante de la zona en estudio es la de que más del 90% de los valores señalados precedentemente se concentra en las localidades de General Belgrano, General Güemes y San Martín II, con el centro de cargas ubicado entre las dos primeras.

1.2.4. Planteo de alternativas

El sistema estudiado se caracteriza por su baja densidad de carga: 0,11 kW/km². para 1979 y 0,20 kW/km² para 1985; en él se plantearon dos alternativas de abastecimiento eléctrico, la segunda con dos variantes, a saber:

1. Generación local en cada localidad.
- 2.a) Interconexión interna del sistema con alimentación desde una central unificada.
- 2.b) Interconexión interna del sistema con alimentación externa desde otro sistema con menor costo de generación.

El desarrollo de la Alternativa 1 se hizo a través

..//

de balances de potencia para el cubrimiento de la carga máxima demandada. Para ello se eligió un módulo y una secuencia de equipamiento tal que la potencia firme cubra año a año la demanda de carga máxima.

En cada caso se determinó el equipamiento necesario (en generación y en transformación) y las dotaciones de personal para operación y mantenimiento de las centrales.

La Alternativa 2.a) se planteó definiendo la ubicación de la central unificada y las trazas y tensiones de las líneas de interconexión. Además, se consideraron las siguientes variantes; 2.a.1. General Belgrano, General Güemes y San Martín II interconectados; 2.a.2. General Güemes y San Martín II interconectados, General Belgrano aislado; 2.a.3. General Güemes y General Belgrano interconectados, San Martín II aislado.

1.2.5. Selección de alternativas

La evaluación de las alternativas planteadas se realizó calculando para cada una de ellas su valor presente de costos. Dicho valor representa la totalidad de los costos asociados con la alternativa en cuestión a lo largo de 30 años. Todos los valores fueron actualizados al 31.12.1978 con una tasa de descuento igual al 8%.

La comparación de resultados acusó diferencias mínimas, comprendidas entre el 1,3 y el 6,4% respecto de la de menor valor presente de costos, correspondiente a la Alternativa 2.a.1.

En virtud de la similitud de V. P. C. de las alternativas se apoyó la selección (además del criterio del menor V.P.C.) en consideraciones de orden conceptual. En cuanto a la Alternati

va 2.b. se estudió la vinculación en 33 kV de General Güemes con el cruce con la línea Fontana - Ibarreta, que resultó justificada con Yacyretá como fuente.

La factibilidad técnica de la alternativa seleccionada se realizó verificando las caídas de tensión, que resultó inferior al 9% entre centro generador y acometida del usuario.

1.2.6. Programa de obras e inversiones

El programa de obras e inversiones surge de la secuencia de equipamiento planteada para la alternativa seleccionada y consiste, sintéticamente, en lo siguiente:

Obras de generación en			
Gral. Güemes	1979/83	3x300 kW	\$ 384.500.000
Obras de transmisión	1979	170 km	\$ 393.250.000
Obras de transformación	1979/83	3.120 kVA	\$ 57.520.000
Total inversiones			<u>\$ 835.270.000</u>
(valores al 31.8.1977)			

1.2.7. Anteproyectos de ingeniería

En este capítulo se detallan las principales características del equipamiento elegido, a modo de base para la confección de los correspondientes pliegos de licitación.

Para las líneas de transmisión se adoptó el poste de eucaliptus con conductor de aluminio-acero o aleación de aluminio y aisladores de perno fijo, aunque se consideró también la variante en postes de hormigón. En cada caso se definieron las

..//

trazas respectivas.

Para la central se prevee la construcción de un nuevo edificio compuesto por: Sala de Máquinas, Tanques de Combustible y de Agua de Refrigeración, Sistema de Arranque, Tableros de Control, Taller Mecánico, Almacén de Repuestos y Sanitarios, Playa de Transformación y Maniobra Eléctrica, Tanques de Almacenamiento de Combustibles, Torres de Refrigeración de Agua y Caminos de Acceso.

Para las estaciones transformadoras se contempló la subdivisión de capacidad de transformación definida en cada localidad.

El anteproyecto incluye un estudio de la compensación del factor de potencia, así como también el cálculo preliminar de flechas, tensiones y distancias eléctricas para L.M.T. de 33 kV y 13,2 kV.

1.2.8. Estimación de ingresos y programación financiera de la ejecución y operación de la alternativa seleccionada

Determinadas las inversiones necesarias y los costos anuales de explotación, se estimaron los ingresos anuales en concepto de venta de energía, que constituye una de las fuentes de fondos para hacer frente a los desembolsos originados por el proyecto.

Los recursos destinados a cubrir los gastos de capital surgen de los aportes asignados a la Provincia por el F.E.D.E.I. y por recursos propios de Formosa, asignados expresamente a tal fin. Estos últimos sólo serán necesarios en 1979 y existe la posibilidad de liberar esa fuente con sólo postergar un año la eje

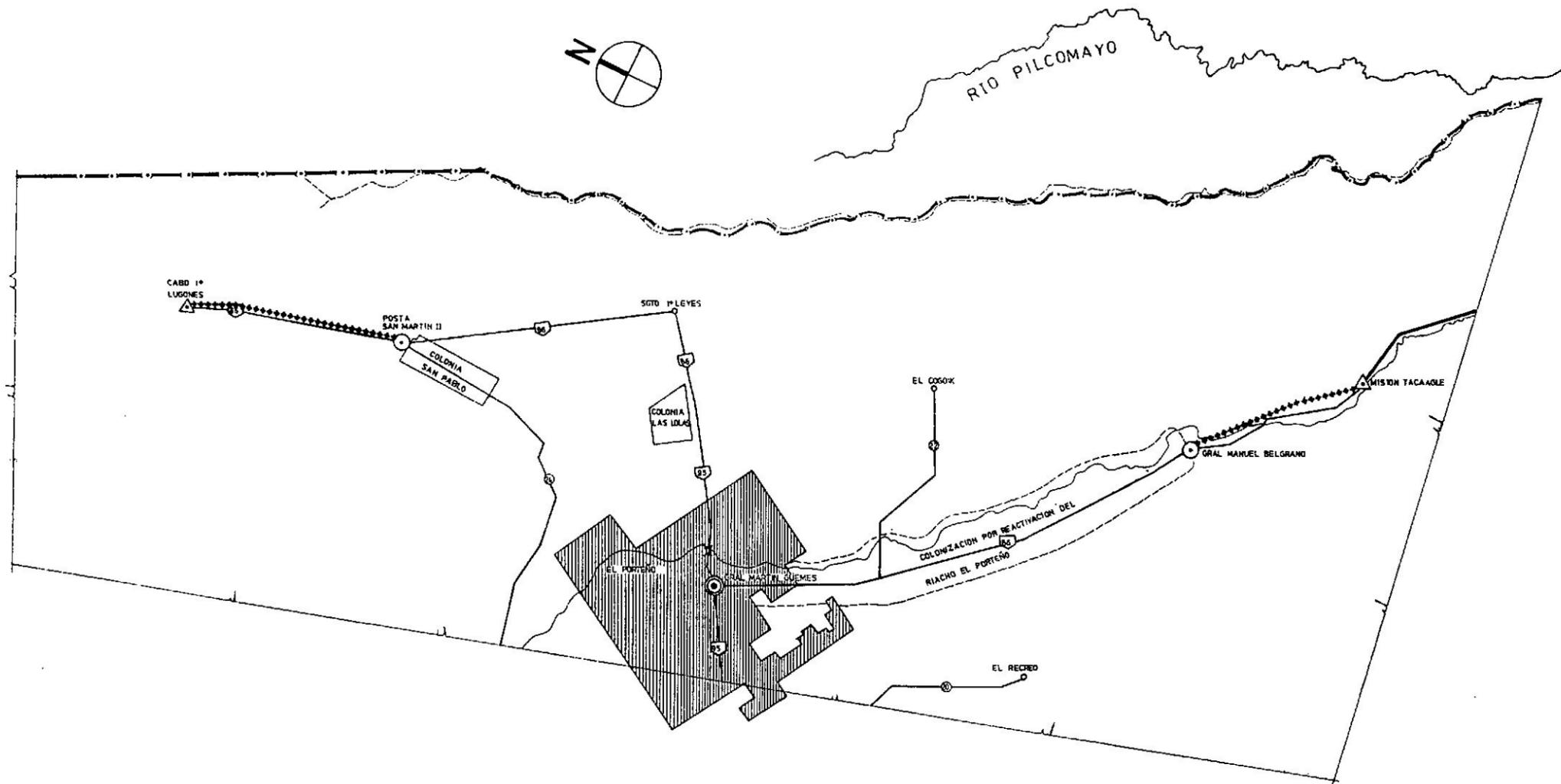
cución de las líneas de transmisión a las localidades marginales.

A pesar de que se prevee un déficit anual de explotación, éste es marcadamente decreciente y un relativamente bajo incremento del nivel real de tarifas cubriría esta brecha negativa en las cuentas de explotación.

1.3. Conclusiones y recomendaciones

El estudio realizado permite recomendar el desarrollo, en la zona elegida, de un sistema interconectado en media tensión (33 y 13,2 kV), alimentado desde una central única localizada en General Gómes y equipada con grupos Diesel de 300 kW.

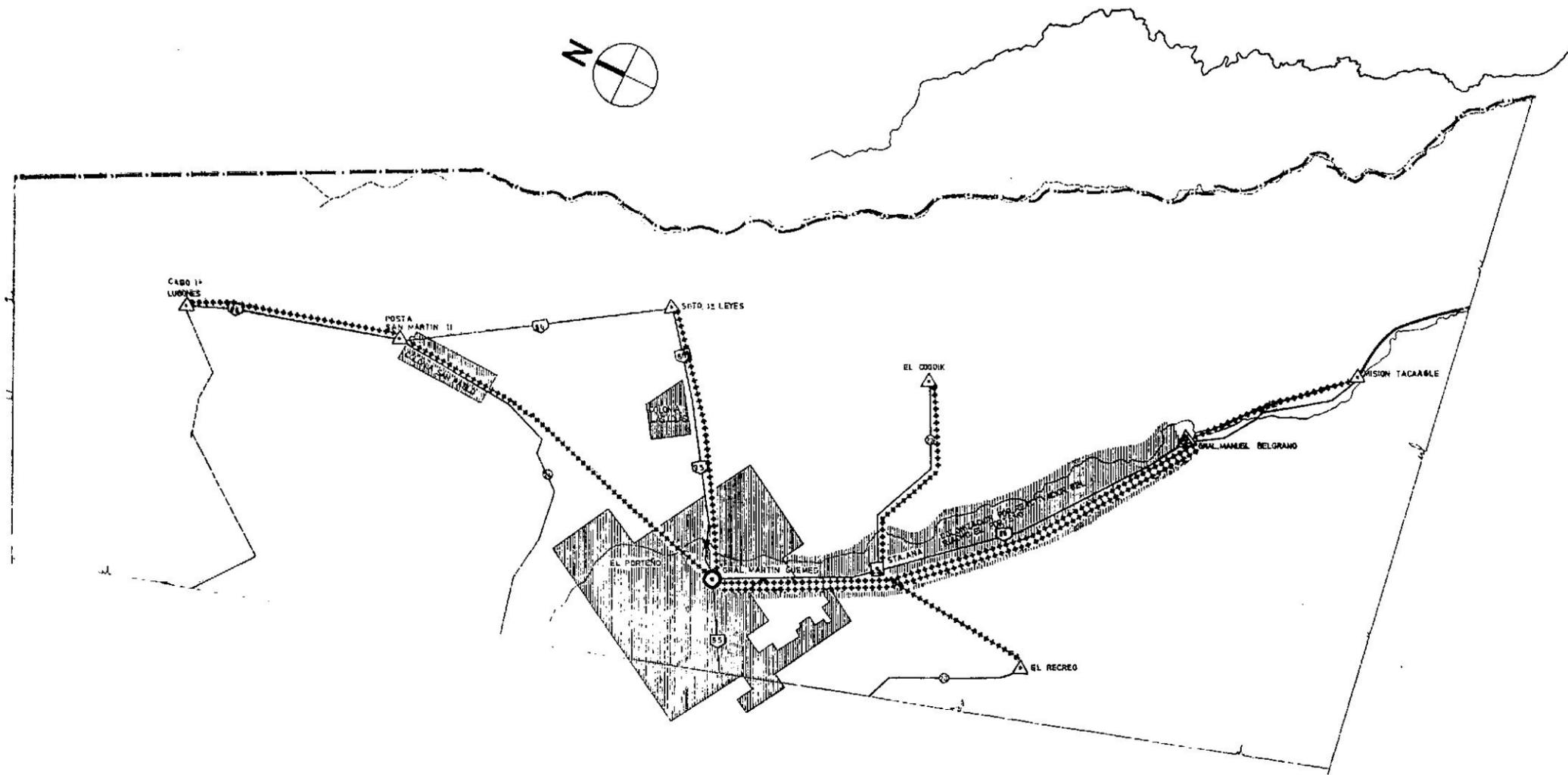
Las características de este sistema quedan perfectamente definidas en los anteproyectos de ingeniería y su planteo global se puede examinar en el Capítulo 6, párrafo N° 5.



REFERENCIAS:

- ⊙ CENTRAL EXISTENTE
RED DE DISTRIBUCION EN 280 V
- ⊙ CENTRAL EN EJECUCION
RED DE DISTRIBUCION EN 340 V
- △ ESTACION TRANSFORMADORA 13,2 / 0,4 KV
RED DE DISTRIBUCION EN 280 V
- ▨ PROYECTO DE ELECTRIFICACION RURAL
- ◆◆◆◆ 13,2 EN EJECUCION

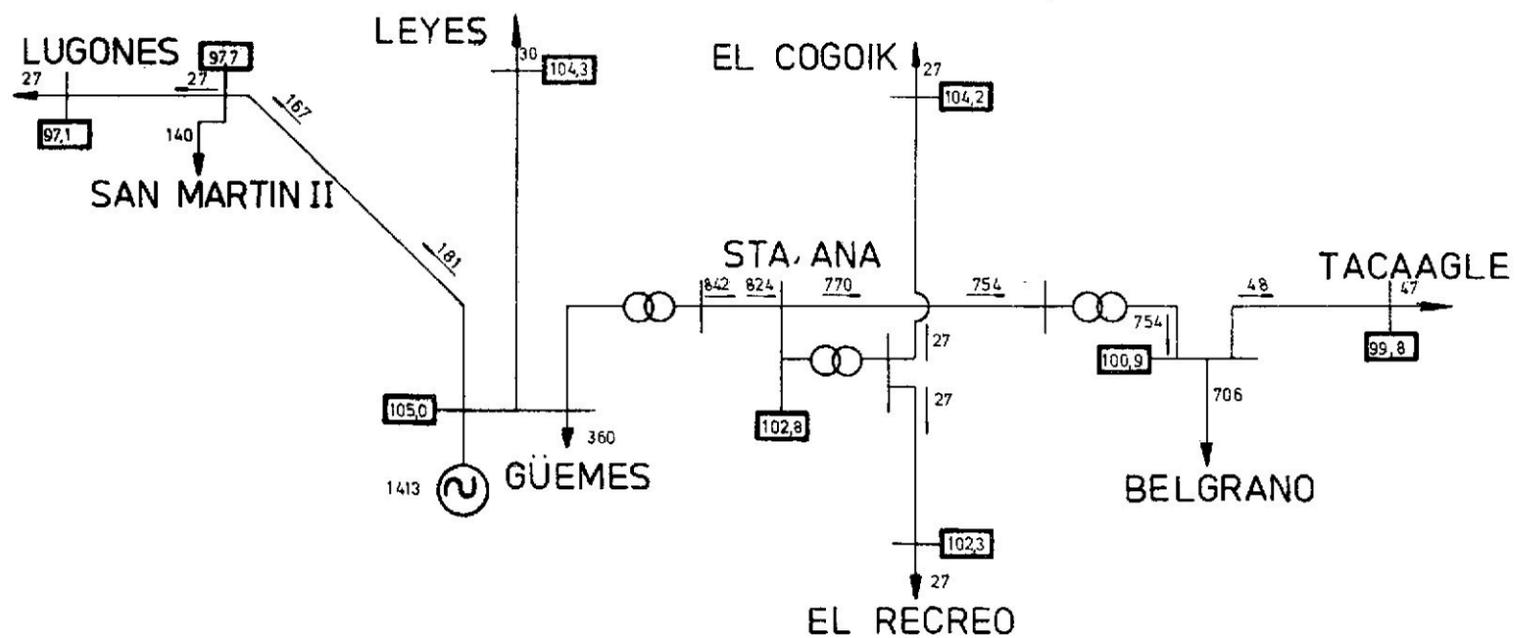
PROVINCIA DE FORMOSA				
CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES				
ESTUDIO DE ABASTECIMIENTO ELECTRICO DE LA ZONA DE GRAL. GÚEMES GRAL BELGRANO SAN MARTIN II Y ZONAS DE INFLUENCIA Exp 6847				
SITUACION DE LA ZONA DEL ESTUDIO EN 1977 AÑO DEL COMIENZO DEL ESTUDIO				PLANO Nº 1.1
DIRECTOR	JEFE DEPARTAMENTO	JEFE DE EQUIPO	PREPARO	ESCALA
<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>	J. L. Zabala	
			DIBUJO	FECHA
Ing. R. de Arce	Ing. J. C. Verónica	Ing. F. Grossman	Ignor. Jalón	



REFERENCIAS:

- CENTRAL TERMO DE CINCO GRUPOS 200 KW QUE GENERARA EN 380 V
- ESTACION TRANSFORMADORA 280 V/13,2 KV
- △ ESTACION TRANSFORMADORA 13,2/33 KV
- △ ESTACION TRANSFORMADORA DE 13,2/0,4
- RED DE DISTRIBUCION EN 380 V
- ESTACION DE REBAJE 33/13,2 KV
- △ ESTACION DE REBAJE 33/13,2 KV
- △ ESTACION TRANSFORMADORA 13,2 KV/0,4
- △ RED DE DISTRIBUCION EN 380 V
- ◆◆◆ LINEA DE MEDIA TENSION EN 33 KV
- ◆◆◆ LINEA DE MEDIA TENSION EN 13,2 KV
- ▨ ZONA DE ELECTRIFICACION RURAL

PROVINCIA DE FORMOSA CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES				
ESTUDIO DE ABASTECIMIENTO ELECTRICO DE LA ZONA DE GRAL GÜEMES GRAL BELGRANO SAN MARTIN II Y ZONAS INFLCIA [Exp 6947]				
SITUACION DE LA ZONA DEL ESTUDIO EN 1985 AÑO HORIZONTE DEL ESTUDIO				PLANO N° 1.2
DISEÑO	DIRECCION GENERAL	DIRECCION DE EQUIPO	PRECIOS	EVALUACION
R. A. de Aranda	Dr. J. C. Varela	Ing. F. Grosman	Eger. J. J. de	FECHA



PROVINCIA DE FORMOSA				
CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES				
ESTUDIO DE ABASTECIMIENTO ELECTRICO DE LA ZONA DE GRAL. GÜEMES GRAL. BELGRANO, SAN MARTIN II Y ZONAS DE INFLUENCIA (Expte N° 6847)				
DIAGRAMA UNIFILAR DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA FLUJO DE POTENCIA-CARGA MAXIMA AÑO 1985				PLANO N° 1.3.
DIRECTOR	JEFE DEPARTAMENTO	JEFE DE EQUIPO	PREPARO	ESCALA
<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>	J. L. Zabala	FECHA
Ing. R. A. de Arrascaeta	Dr. J. C. Versino	Ing. F. Grisman	Igor Jaldin	

2. CARACTERIZACION DEL AREA EN ESTUDIO

2.1. Generalidades y Delimitación Geográfica

El área en estudio se halla ubicada en la Provincia de Formosa, sobre el límite con la República del Paraguay, de modo tal que queda englobada en el área de frontera.

Su forma se puede asimilar a la de un paralelogramo, cuyos lados mayores serían: a) el límite con Paraguay, constituido por el Brazo Sur del Rfo Pilcomayo b) la línea aproximadamente paralela trazada uniendo los puntos ubicados a $59^{\circ} 00'$ long W, $25^{\circ} 25'$ lat. S. y $60^{\circ} 12'$ long W y $24^{\circ} 40'$ lat. S.

Los lados menores partirían de las coordenadas antes mencionadas y se prolongan por sus enfilaciones hacia el NE, hasta encontrarse con el límite internacional.

Dentro de esta área de aproximadamente 10.000 km^2 se contempla la electrificación de las siguientes localidades: Cabo Lugones, Posta San Martín N°2, Fn Sgto 1° Leyes, Gral. Belgrano, El Coigoi, Unión Escuela, Martín Gómes y Cnia Recreo en el Depto. Patiño y Misión Franciscana Tacaaglé en el Dpto. de Pilagás.

Estas localidades están insertas en un medio geográfico caracterizado por un clima templado cálido con inviernos secos, que se desarrolla sobre un área llana con suave pendiente hacia el SE. Está surcada por arroyos temporarios que siguen esa misma dirección, el más significativo de los cuales es el Riacho El Porteño.

La vegetación predominante es el monte bajo con predominio de vinal y bosques y sabanas con palmeras y quebrachos, lapachos, etc. en los lugares más altos y vegetación hidrófila en los bañados y esteros tan frecuentes en la región.

Ninguna de las localidades mencionadas alcanza la categoría de urbana, según los criterios censales y son además expulsoras de población.

La actividad primordial de sus habitantes es el cultivo del algodón y la cría extensiva de ganado bovino, complementada con silvicultura.

La rudimentaria infraestructura vial de la zona favorece el aislamiento del área en la época de las precipitaciones estivales. La cruzan transversalmente las rutas prov. N°24 y nacionales N° 95 y 90; y longitudinalmente la nacional N° 86.

2.2. Características físicas

2.2.1. Relieve y Suelos

No existen en la zona (ver plano 2-1) accidentes geográficos relevantes. Es una superficie plana, con desniveles de un metro y medio aproximadamente, al igual que la llanura chaqueña. La elevación media estimada son 100 mts. sobre el nivel del mar, y sus características geológicas son uniformes.

Los niveles superiores de los sedimentos que dieron origen a los suelos actuales son de origen fluvio-lacustre principalmente, con aporte eólico.

Los principales grupos de suelos identificados en el área son: castaño rojizo, planosoles, Gleí sub-húmicos, halomórficos (solométzicos, solonchalk, salinos degradados) y azonales o aluviales.

El suelo castaño rojizo es apto para la agricultura regional, con un manejo adecuado; los planosoles son más ap-

tos para la ganadería; los glei sub-húmicos pueden ser dedicados al pastoreo directo, y los halomórficos son muy pobres.

Predomina en la zona el tipo de suelo planosol y en menos medida el castaño rojizo.

2.2.2. Clima

El clima de la zona en estudio (ver plano 2-1) es templado con invierno seco, con una temperatura media anual que oscila entre los 23 y 24 grados.

En el siguiente cuadro se pueden observar las temperaturas máximas y mínimas medias (TMaM y TMiM) y las máximas y mínimas absolutas (TMaA y TMiA) para las estaciones de las localidades Misión Tacagle y Laguna Blanca registradas por el Servicio Meteorológico Nacional para los decenios 1941/50 y 1951/60.

DECENIO	LOCALIDAD	TMaM	TMiM	TMaA	TMiA
1941/50	Misión Tacagle	30,4°	16,6°	44,0°	-4,0°
	Laguna Blanca	29,3°	15,9°	41,4°	-4,7°
1951/60	Misión Tacagle	29,6°	16,5°	43,4°	-3,0°

Las precipitaciones anuales se hallan alrededor de los 1050 mm., predominando el chaparrón intenso. Los picos de precipitaciones se dan en los meses de marzo (máxima) y agosto (mínima).

La humedad relativa tiene sus picos de mínima y de máxima en el mes de agosto y los meses otoñales respectivamente.

La velocidad escalar media máxima del viento, se produce en primavera y soplan del sector nordeste y sud principalmente.

En lo que concierne a inundaciones y sequías, dado los pocos datos existentes, se puede inferir con bastante aproximación, que dependen ambas de las precipitaciones.

Las inundaciones son de origen pluvial y se producen ya avanzado el verano, mientras que las sequías son más probables entre los meses de julio y octubre, que es donde se suele manifestar déficit de precipitaciones.

Las heladas no son frecuentes aunque están influenciadas por los escasos desniveles del terreno (1,5 m. aproximadamente); y las tormentas eléctricas tienen una frecuencia bien definida siendo su máxima de 6 a 7 días por mes en verano y 2 días por mes en invierno.

2.2.3. Hidrografía

A pesar de ser una zona sin desniveles pronunciados (tiene una pendiente del 0,2 por mil) y de abundantes lluvias, es muy pobre en recursos hídricos, ya sean superficiales o subterráneos (ver plano 2-1).

Sus recursos superficiales se limitan al Riacho Porteño, el arroyo Pavao y el Riacho Tatú Piré, que en la zona son temporarios en su mayor parte.

El Riacho Porteño conduce agua por períodos (generalmente entre noviembre y abril) dado que su cauce se asienta sobre terrenos muy permeables. En las épocas de grandes precipitaciones y crecidas del río Pilcomayo, suele recibir aguas de éste. En total no llega a sumar dos meses con aguas en su cauce, que oscila entre 20 y 50 metros de ancho.

El origen del Arroyo Pavao es incierto, pues se pierde entre zanjones, esteros y campos bajos. Si bien atraviesa por terrenos menos permeables, su caudal es menor que el del Riacho Porteño, pero la proporción de tiempo con aguas en su cauce es mayor.

El Riacho Tatú Piré es el más importante de la zona objeto de estudio, ya sea por su cauce, similar al del Riacho Porteño, como por el período de conducción de agua que totaliza en el año entre 5 y 6 meses.

Sobre el caudal no se tiene información para ninguno debido que los tres carecen de aforos.

En cuanto a las aguas subterráneas, de acuerdo a las perforaciones que se realizaron en la zona, se deduce que la capa freática puede ser utilizada con ciertas limitaciones, mientras que a mayor profundidad las aguas son inaptas y de rendimientos muy pobres.

2.3. Análisis demográfico

La provincia de Formosa tenía de acuerdo a nuestra estimación-hecha para el año 1975 en base al censo de 1970 y la tasa a. ac. del decenio 1960-1970- 267-298 habitantes.

Esta provincia registra un elevado ritmo de crecimiento

de población desde comienzo del siglo, lo cual queda certificado con la simple observación de las tasas de crecimiento anual medio por 1.000 habitantes, que en los censos anteriores fue aproximadamente el doble de la tasa del país.

En el último período intersensal 1960-1970 la tasa de crecimiento anual medio para la provincia fue de 26,9 ‰, mientras que para el país alcanzó 15,5 ‰.

Hasta mediados de la década del 60 la provincia debe su evolución a la retención de un elevado crecimiento vegetativo que se basa en las altas tasas de natalidad (para el año 1966 es de 39,2 ‰ hab.) y en una sensible disminución de la tasa de mortalidad.

En los años subsiguientes se registró un fuerte incremento de la emigración, no obstante lo cual se prevee que debido a las grandes extensiones de tierras fiscales aprovechables y que su distribución traerá como consecuencia un asentamiento de nuevas familias, se revertirá el proceso apuntado.

El área de estudio abarca 9.800 km², lo cual representa el 13,6 % de la superficie provincial, con una población estimada en el año 1975 de 9.275 habitantes.

La relación hab/km² de la zona resulta ser 0,95 hab/km² siendo para la provincia de 3,7 hab/km².

La zona es expulsora de población. Esto se debe en principio, al estancamiento económico que registra la zona en los últimos años.

En el último quinquenio se puede esperar un crecimiento económico moderado en la zona por la incorporación de nuevos cultivos (entre ellos el banano) y los planes de colonización que se des

criben en el parágrafo 2.5.2.

A modo ilustrativo se transcriben en el cuadro 2.3. N° 1 el número de habitantes de las localidades que figuran en el censo nacional como urbanas.

En el cuadro 2.3. N°2 se detalla la población urbana y rural para el año 1975 de las localidades de la zona según resultados de una encuesta realizada por la Dirección Provincial de Estadística.

No se cuenta con información actualizada sobre la estructura ocupacional de la zona estudiada, aunque de acuerdo a su estructura productiva, puede inferirse que el grueso de la mano de obra es ocupado por el sector primario y el sector servicios en general siendo muy pequeño el porcentaje de mano de obra ocupada por el sector industrial.

2.4. Análisis Situación Social

2.4.1. Educación

La situación en materia de educación a nivel provincial presenta serios déficits a los cuales no escapan las localidades y sus zonas de influencia que se están analizando.

Dado que la zona tiene una estructura productiva que se asienta en la actividad agropecuaria resulta admisible que los desplazamientos de muchas familias y el ingreso temprano de los niños al proceso productivo, se conviertan en causa principal de la insuficiencia educacional; lo cual puede corroborarse con el bajo porcentaje de retención de la provincia para la cohorte 1966-71 (último dato disponible) que alcanzó al 30 %.

Las tasas de analfabetismo son elevadas, pero hay que tener en cuenta de que existe gran cantidad de indígenas que son marginales al sistema educativo.

En cuanto al número de establecimientos educacionales, de la zona objeto de estudio, existen 7 escuelas primarias (de las cuales 4 están ubicadas en localidades rurales) y 2 escuelas de nivel secundario.

ESCUELAS UBICADAS EN LOCALIDADES URBANAS

<u>Localidad</u>	<u>Escuelas</u>	<u>Director</u>	<u>Maestros</u>	<u>Alumnos</u>	
				<u>Varones</u>	<u>Mujeres</u>
Gral Belgrano	Prov.N°35	1-1 Vice	27	378	374
Gral Güemes	Prov.N°50	1-1 Vice	11	84	89
San Martín N°2	Nac.N°110	1-1 Vice	8	153	146

ESCUELAS UBICADAS EN LOCALIDADES RURALES

<u>Localidad</u>	<u>Escuelas</u>	<u>Director</u>	<u>Maestros</u>	<u>Alumnos</u>	
				<u>Varones</u>	<u>Mujeres</u>
Misión Tacagle	Prov.N°12	1-1 Vice	13	156	114
El Cogoik	Nac.N°125	1	4	41	38
Fortín Leyes	Nac.N°81	1	3	40	39
Unión Escuela	Prov.N°87	1	1	19	27

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Asesoría de Desarrollo de la Prov. de Formosa.

La relación alumnos/docentes para la provincia es 23,4 siendo para el conjunto de localidades y zonas de influencias levemente inferior (21,8).

RELACION ALUMNO/DOCENTE DISCRIMINADO POR TIPO DE LOCALIDAD

	<u>Formosa</u>	<u>Zona en estudio</u>
URBANA	22	23,5
RURAL	24	18,2

Fuente: Elaboración propia en basa a datos de la Asesoría de Desarrollo de la Prov. de Formosa.

De la discriminación por localidades en urbanas y rurales, surge que el sistema educativo de la zona en estudio comparado con el total de la Provincia arroja resultados más positivos en las localidades rurales, sin que ello descarte los deficiets apuntados anteriormente.

En lo referente a enseñanza de nivel secundario existe un colegio en la localidad de General Güemes que dicta el ciclo básico (3 años) y uno en General Belgrano con ciclo completo, desconociéndose otro tipo de datos.

2.4.2. Salud

Las condiciones generales de salud de la provincia son muy bajas, debido a la poca accesibilidad de la pobla-

ción al sistema y la insuficiente prestación de servicios sanitarios, así como la gran proporción de analfabetos y el hacinamiento existente.

Condiciones que se agravan al referirnos a las localidades y sus zonas de influencia que estamos analizando. Existen siete salas de primeros auxilios ubicadas en El Cogoik, El Portefiito, Sargento Primero Leyes, Misión Tacaaglé, San Martín II, General Güemes y General Belgrano, atendidas generalmente por enfermeros. Prueba de ello son los altos porcentajes de nacimientos atendidos por comadre y en domicilio particular, así como el número de muertes sin atención médica y la alta relación habitantes por médico del Departamento Patiño, al cual pertenecen la mayoría de las localidades, que es de 5.046 habitantes/médico. Las causas de mortalidad infantil más frecuentes son la enteritis y otras enfermedades diarreicas, las neumonías y los síntomas y estados morbosos mal definidos. Agregándose como causas de mortalidad general enfermedades del corazón y cerebrovasculares.

Entre las enfermedades transmisibles notificadas se pueden enumerar como más frecuentes el sarampión, Chagas Mazza, varicela, diarreas, coqueluche, hepatitis y las enfermedades venéreas como sífilis, blenorragia y granuloma venéreo.

Es necesario destacar los aspectos que contribuyen en la zona al deficiente estado sanitario, como el elevado índice de habitantes por cuarto y de población sin agua corriente, así como los bajos porcentajes de población servida con cloacas y con agua potable.

2.4.3. Vivienda

En el último período intercensal (1960-70) se registró un crecimiento importante del stock de viviendas de la provincia, llegando a 47.900 en el año 1970.

El crecimiento operado está correlacionado con el crecimiento poblacional, tanto a nivel urbano como rural, absorbiendo dicho crecimiento en alrededor del 90 % las ciudades de Formosa y Clorinda.

Qualitativamente este crecimiento fue compuesto por viviendas deficientes en lo que se refiere a características constructivas y sanitarias.

Entre las localidades San Martín II, Gral. Güemes, Gral. Belgrano, Sgto. 1° Leyes, El Cogoik, Misión Tacaaglé y Unión: Escuela, suman 1.834 viviendas careciéndose de datos para las localidades El Recreo y Cabo 1° Lugones.

Del total de viviendas de la zona el 51 % son urbanas.

Las viviendas rurales, por lo general están construidas de madera, chorizo y adobe, siendo su piso de tierra, careciendo de instalaciones sanitarias y con inadecuadas condiciones de iluminación y ventilación.

El otro problema grave que padecen es el agua potable, ya que las aguas subterráneas de la zona son de muy baja calidad.

La excepción la constituyen las viviendas que han sido construidas y entregadas como parte de planes de colonización.

Los índices de hacinamiento son más elevados aún que los correspondientes al total de la provincia, ya sea para vivienda urbana o rural.

Las actuales autoridades , concientes del agudo déficit habitacional que padece la zona, tienen en carpeta varios proyectos para construcción de viviendas que no hemos recibido oficialmente hasta la fecha.

A continuación se transcribe un cuadro con las viviendas existentes en la zona al 3-2-77 entregado por la Dirección Provincial de Estadísticas.

<u>Localidades</u>			<u>Viviendas</u>	
<u>Urbana</u>	<u>Rural</u>	<u>Total</u>	<u>Urbana</u>	<u>Rural</u>
-	Fort.Sgto.1°Leyes	97	58	39
San Martin II	-	469	261	208
Gral. Güemes	-	396	196	200
-	El Cogoik	69	-	69
Gral. Belgrano	-	553	418	135
-	Misión Tacaaglé	191	-	191
Ibarreta	-	1429	614	815
Espinillo	-	1031	504	527
-	Unión Escuela	59	-	59

2.5. Actividad económica.

2.5.1. Sector agropecuario.

La evolución del sector en la provincia en la última década ha sido inferior a la evolución del sector secundario y en mayor medida del terciario.

Dentro del sector la actividad agrícola fue la que experimentó una mayor evolución, al incrementarse el total de superficie cultivada. Dicho incremento se debió a la nutrida existencia de tierras fiscales disponibles y al fácil acceso a las mismas por los colonos.

Este proceso a su vez va acompañado por un aumento del número de explotaciones de dimensiones reducidas, provocando la multiplicación del minifundio.

La superficie cultivada en la provincia según el Anuario Estadístico de Formosa del año 1970, era de unas 100.000 ha. aproximadamente.

Actualmente en la zona se están cultivando unas 14.000 ha. con una producción que se ha ido diversificando en los últimos años (ver Plano 2.2).

Actividad Agrícola por localidad y zona de influencia.

<u>Localidad</u>	<u>Producción(Tns)</u>	<u>Hectáreas sembradas</u>
Fortín Leyes	1841,8	2536,2
Lugones	—	800 *
San Martín 2	1316,0	1703,0
Gral. Guemes	1160,4	447,0
El Cogoik	484,4	643,0
Gral. Belgrano	9.045,7	3493,0
Misión Tacagle	9150,0	3437,7
Unión Escuela	-	366,5

Fuente: Dirección de Estadísticas de la Provincia.

* Estimación hecha en base a recorrido por la zona y comparación con localidades de similares características.

La cantidad de hectáreas explotadas representa aproximadamente un 10% del total provincial, siendo la participación de los principales productos de la zona respecto del total de hectáreas utilizadas para su cultivo por el rendimiento de los mismos en la provincia los siguientes:

Productos	Hectáreas	Rendimiento en la zona
Maíz (diversas clases)	10 %	3,7 tn/ha.
Algodón	12 %	0,73 tn/ha.
Sorgo Granífero	5 %	-
Mandioca	8%	7,0 tn/ha.

Fuente: Elaboración propia en base a datos del Area de Estadística, Censos y Documentación de la Provincia y datos recogidos en las localidades que componen la zona.

La zona es esencialmente productora de algodón, siendo importantes también por los volúmenes que se obtienen, la sandía, el maíz choclo, el zapallo y la mandioca.

Las localidades y las zonas de influencia correspondientes más importantes por la cantidad de hectáreas utilizadas en la explotación agrícola de la zona son: Gral. Belgrano (28,5%, Misión Tacagle (28%) y Fortín Leyes (20,7%); las cuales cubren el 77,2% del total de la zona.

En lo referente a volúmenes, Gral. Belgrano y Misión Tacaglé cubren el 79,1 % del total producido en la zona, que asciende a 22.998,3 toneladas.

La localidad de Gral. Belgrano y su área de influencia dedica el 45,7% del total de hectáreas a la producción de algodón, siguiéndole en importancia el sorgo granífero y el girasol. Contribuye con el 21,7% de la producción de algodón de la zona y es la única que produce girasol, siendo además la localid

/...

dad de mayor producción de sandía (52,6% del total de la zona), maíz (62,4% del total de la zona) y zapallo (78,7% del total de la zona).

La localidad de Misión Tacagle y su área de influencia dedica el 66,8 % de su total de hectáreas explotadas a la producción de algodón, siendo más relevante para la zona la cantidad de hectáreas utilizadas para la producción de maíz tipo dulce y tipo choclo (ver cuadro 2.5.1. N° 1 y N° 3).

En cuanto a volúmenes producidos se destaca el algodón (25,3% del total de la zona), siendo la localidad más importante en lo referente a la producción de maíz dulce, maíz choclo y mandioca, según se puede observar en el Cuadro 2.5.1. N° 1 y N° 2.

La localidad de Fortín Leyes y su zona de influencia es algodoneira casi en su totalidad, pues dedica el 88,3% a este cultivo siguiéndole en menor escala la explotación dedicada al sorgo granífero (9,1%). Es la principal productora de algodón como puede apreciarse en el cuadro citado.

Características similares a la anterior localidad, en lo que respecta a explotación agraria, posee San Martín N° 2 y su zona de influencia, ya que dedica el 78,6% de su total de hectáreas a la producción de algodón.

Del resto de los productos sobresale el cártamo, siendo esta localidad la principal productora de la zona.

La localidad y zonas de influencia El Cogoik y General Guemes son las que menor cantidad de hectáreas explotadas aportan a la zona, 5,3% y 3,6% respectivamente.

La mayor parte es dedicada a la producción del algodón. En cuanto a los volúmenes por producto obtenidos son relevantes para la zona, la producción de maíz de ambas localidades y específicamente la de maíz de tipo choclo de la localidad de Gral. Guemes.

Entre los productos menos relevantes que se explotan en la zo-

na, ya sea tanto por su producción como por la cantidad de hectáreas que ocupan en el total, figuran: la batata, el melón, el poroto chaucha y el zapallito.

La aptitud agrícola del suelo predominante, el planosol, es más ganadera que agrícola, siendo los cultivos practicados de bajo rendimiento. El sorgo granífero y algunas variedades de maíz, son los cultivos potencialmente más rendidores.

La aptitud agrícola del suelo castaño rojizo, que es el menos abundante, es buena para los cultivos regionales, siempre que se apliquen prácticas conservacionistas.

El nivel de tecnificación actualmente no es el adecuado aunque se observó una evolución favorable en los últimos años.

La explotación pecuaria de la provincia ha permanecido estancada por un período que se prolongó hasta mediados de la década pasada. De allí en más se inicia un lento repunte, que continúa hasta el presente, donde el total de cabezas de la provincia alcanza al 2% del total del país.

Las zonas de influencia de las localidades que comprende el estudio, tiene un stock ganadero cercano al 10% del total provincial.

Localidad	Nº explotaciones	Ganado vacuno
Fortín Leyes	95	16546
San Martín Nº 2	76	6869
Gral. Guemes	105	10095
El Cogoik	108	25578
Gral. Belgrano	130	40044
Misión Tacagle	<u>117</u>	<u>9342</u>
Total	631	108474

Fuente: Datos obtenidos en la Provincia.

La zona (ver Plano 2.2) presenta características diferentes para la explotación ganadera ya se trate de la parte este u oeste. La parte este es agrícola-ganadera, donde se llega a completar el ciclo cría-engorde. La explotación pecuaria se hace en dimensiones mayores y con rendimientos que a veces superan el rendimiento promedio de la provincia (17,9 kg/ha/año).

Ultimamente se avanza en cuanto a la tecnificación, incorporando a la explotación tecnología relativamente avanzada.

La parte oeste de la zona se caracteriza por menores rendimientos que el promedio provincial, menor tecnificación, mayor empleo de mano de obra y donde no se llega en la mayoría de los casos a completar el ciclo con el engorde.

El límite sudoeste de la zona objeto de estudio, presenta como característica la aparición del vinal que si bien es aprovechable como recurso forestal, obstaculiza la explotación agropecuaria.

La explotación tambera se realiza de forma muy rudimentaria, obteniendo bajos rendimientos.

En los últimos años ha progresado la explotación de ganado porcino, sin que ello lo lleve a ocupar todavía un papel predominante en la ganadería de la zona.

2.5.2. Planes de colonización (Ver Plano 2.2.)

Plan de Colonización Integral de El Porteñito (Plano 2.3.)

Está situado al noreste de la región central de la Provincia, que corresponde al Departamento Patiño. La vinculación del área con el resto de la Provincia se efectúa mediante la Ruta Nacional N° 86, que empalma con la Ruta Nacional N° 95 y la Ruta Provincial N° 24 que empalma con la Ruta Nacional N° 81.

El Estudio se realizó sobre una base de 283.000 Ha, del cual surgió un proyecto de desarrollo agrícola que abarca 100.000 Ha. Este proyecto se subdividió en dos etapas:

1^{ra} Etapa: Se efectuó un estudio detallado de 30.000 Ha que se hallan adjudicadas.

2^{da} Etapa: Se efectuó un estudio de factibilidad de 70.000 Ha. No se puede detallar hasta el momento que cantidad de hectáreas estarán adjudicadas y explotándose para el año 1992.

El parcelamiento de la 1^{ra} Etapa dió como resultado 37 lotes, de una 900 Ha aproximadamente, ya que el tamaño de la unidad económica se determinó teniendo en cuenta que se trata de una zona de secano, que se desea radicar colonos y que carece de servicios elementales.

Cada unidad de explotación fue dotada de una casa de dos dormitorios, cocina comedor, baño, galería y depósito, un tinglado parabólico, instalación eléctrica completa, agua potable suministrada por un aljibe de 50.000 litros de capacidad, tanque elevado y bomba transvasadora. Además se las entregó con 80 Ha de desmonte y una represa de 2.500.000 lts, completamente

cercada, que alimenta un tanque australiano de 125.000 lts por medio de un molino.

El núcleo urbano se trazó en el emplame de las Rutas Nacionales N° 86 y 95 y se compone de 29 viviendas unifamiliares económicas, una escuela con vivienda para personal docente, un centro comunal que permite el funcionamiento de la Municipalidad, Registro Civil, Correos, Corporación de Areas Rurales y Delegación de Bosques, y un pabellón sanitario general, un des^{ta}camiento plicial, una central eléctrica equipada para abastecer la demanda de los primeros años y un servicio de provisión de agua potable. Ya se halla adjudicado el lote donde se instalará la estación de servicios mecánicos y expendio de combustibles.

En la zona aledaña al núcleo urbano (Plano 2.3.) se proyectó la adjudicación de 54 quintas con el objetivo de abastecer de frutas y hortalizas a toda la región (Plano 2.4.).

Posiblemente se replantee en obra aumentar el tamaño de las mismas, quedando aproximadamente 30 quintas que se adjudicarán y podrán en funcionamiento en el transcurso del año 1977.

Colonia Las Lolas (Plano 2.5.)

Se halla situada sobre la Ruta Nacional N° 95, distante a unos 10 Km aproximadamente de las localidades General Martín Gómes y Sargento Primero Leyes. Se hallan ocupadas 683 Ha distribuidas irregularmente entre 24 adjudicatarios, de las cuales se explotan actualmente el 41.5% en cultivos y se consideran inaptas el 14%, siendo el resto de la superficie no explotada.

Se estima que el crecimiento a operarse del área sería del orden del 4% anual, por lo cual se llegaría al año 1992 con un total de 950 Ha adjudicadas. Según funcionarios de la Dirección de Colonización de la Provincia, se podrían considerar alrededor de 20 productores de esta colonia con capacidad para intervenir como usuarios en un proyecto de electrificación rural.

Colonia San Pablo (Plano 2.6.)

Está ubicada sobre la Ruta Provincial N° 24 y se extiende desde unos 10 Km al norte de Unión Escuela hasta las proximidades de San Martín N° 2.

Se hallan adjudicadas unas 5.000 hectáreas aproximadamente, entre 21 adjudicatarios, calculándose que para el año 1992 esa suma se elevará a 7.000 hectáreas.

El tamaño promedio de las explotaciones es de 250 Ha, existiendo según funcionarios provinciales aproximadamente 20 colonos con capacidad para ser usuarios de una futura electrificación rural.

Plan de Colonización debido a la reactivación del Riacho El Porteño

La Provincia de Formosa tiene previsto, entre sus planes de colonización, la implementación de una colonia agrícola en las márgenes del Riacho El Porteño (Ver Plano 2.1.).

La futura colonia no tiene aun localización definiti-

va; ésta se hará en función de factores determinantes, como: disponibilidad de tierras, aptitud del suelo, población, cultivos rentables, etc. y, fundamentalmente, del agua disponible para riego.

El agua para riego provendrá de las obras proyectadas para la reactivación del Riacho El Porteño, proyecto a cargo del CFI desde hace mas de 5 años, que consiste, muy sumariamente, en lo siguiente:

Para la reactivación del Riacho El Porteño se ha estudiado la posibilidad de utilizar los desbordes que anualmente se producen en el Río Pilcomayo durante los meses de verano.

Las aguas desbordadas se encauzarán en el bañado "La Estrella" y desde allí alimentarán parte de los ríos de curso temporario que atraviesan zonas de la Provincia de Formosa. Las obras estudiadas para aprovechar dichos desbordes consisten en una presa de tierra sobre la Ruta Provincial N°24, a la altura de la laguna "La Salada", con su correspondiente vertedero y obra de toma.

A los fines de asegurar que el desborde de agua se encauce en el bañado "La Estrella" y garantizar el aporte, se ha estudiado la posibilidad de inducir el curso de las aguas con la realización de pequeñas canalizaciones en la márgen derecha del Pilcomayo, a la altura de puerto Iriqoyen, zona donde anualmente se localiza la horqueta.

El estudio realizado para el CFI por la Consultora FRANKLIN CONSULT prevee que con un 10% del caudal del Río Pilcomayo deri

vado al embalse se podría garantizar el riego de 20.000 Ha.

Para ello, el anteproyecto preveía un embalse de 100 Hm³ de capacidad.

Por decisión posterior de la Provincia se decidió elevar la cantidad de hectáreas bajo riego a 40.000, con lo que el anteproyecto elevó la capacidad del embalse a 150 Hm³, con una presa de tierra de unos 28 Km de desarrollo y 5 m de azud.

El plan de desembalse elaborado por FRANKLIN CONSULT aseguraba la disponibilidad de agua en la oportunidad que la demanda de riego lo requiriese.

Actualmente se está trabajando en el proyecto ejecutivo de la presa, que se espera terminar a fines del año 1977.

Las obras podrían iniciarse a fines de 1978 y el plazo de ejecución abarcaría alrededor de 2 años. El llenado del vaso puede esperarse, de cumplirse este cronograma, durante el año 1981.

Es de esperar que hasta ese año se completan los estudios de localización de la colonia. Sin embargo, a los fines de este estudio se supondrá que la colonia abarcará una franja a ubicarse a lo largo del Riacho El Porteño, entre General Güemes y Misión Tacaaglé.

De esa manera, el centro de las cargas eléctricas de la colonización proyectada se ubicaría en el área de influencia de la localidad de General Belgrano.

En cuanto al tamaño de las chacras, cultivos, etc. no existen definiciones. Por tal motivo, en el Capítulo 4, párrafo 4.4.2. se adoptan los supuestos que permiten obviar dicha falencia.

2.5.3. Sector Industrial

El sector industrial de la Provincia, al crecer a un ritmo lento, quedó en posición muy rezagada en relación con los otros sectores económicos.

La rama textil es la más importante, de acuerdo al valor agregado que aporta siguiéndole en importancia la rama de Alimentos y Bebidas. Entre ambas ramas generan más del 60% del valor agregado industrial de la provincia.

En orden de importancia de deben mencionar las ramas de Maderas y Muebles y la Química(Tanino).

En la zona que comprende el estudio, el sector industrial no escapa a las características generales, agravado aún más por la utilización de tecnología obsoleta y la existencia de industrias artesanales con técnicas rudimentarias, cuyo producto no permite satisfacer en algunos casos el mínimo de subsistencia.

Los establecimientos más importantes de la zona son una desmotadora, ubicada en la localidad de General Belgrano, un matadero en San Martín N°2, un establecimiento para elaboración de productos lácteos y helados y otro de bebidas no alcohólicas y soda ubicados en General Güemes. En General Belgrano también hay talleres. Una sodería, una panadería, una carpintería y tres ladrillerías, ubicadas en General Belgrano completan el número de establecimientos industriales que operan actualmente en la zona.

2.6.1. Transportes

Las localidades que componen la zona objeto de estudio están interconectadas entre si y con el resto de la provincia a través de las rutas nacionales N° 86 y 95, y las rutas provinciales N° 20, 23, 24 y 26 (Plano 2.7.) suman en la zona 631 km totalmente de tierra, que en general se hallan en buen estado, sufriendo algunas interrupciones de tránsito en época de lluvias.

Las distancias se han computado según el siguiente detalle:

- R N N° 86 - Tramo Espinillo-Misión Tacaaglé-Gral Belgrano-Gral. Güemes. Total: 103 Km.
- R N N° 95 - Tramo Sgto. 1° Leyes-Gral. M. Güemes-Intersecc. R P N° 20-R N N° 81 (altura Cmte. Fontana). Total: 90 Km.
- R N N° - Tramo Sgto. 1° Leyes-San Martín N° 2 -Cabo 1° Lugones. Total: 60 Km.
- R P N° 20 - Tramo Intersec. R P N° 23- El Recreo- Intersecc. R N N° 95- Intersec. R P N° 24- Intersecc. R N N° 95 (alt. Gral. M. Güemes). Total: 109 Km.
- R P N° 23 - Tramo Gral Belgrano- Intersecc. R P N° 20- R N N° 81 (alt. Palo Santo) . Total: 75 Km.
- R P N° - Tramo El Cogoik- R N N° 86. Total: 16 Km.
- R P N° 24 - Tramo San Martín N° 2- Intersecc. R P N° 20- Las Mochas- R N N° 81 (alt. E. del Campo). Total: 90 Km.

R P N° 26 - Tramo Cabo 1° Lugones- San Martín N°1- Paso Gral Urquiza- R.N.N° 31 (alt. Pozo del Tigre). Total: 88 Km.

En lo referente a los servicios de autotransporte de pasajeros, hay dos líneas, "El Tigre" y "Salomón", que sirven a todas las localidades de la zona y tienen sus horarios combinados.

La línea "El Tigre" cuenta con 18 unidades en total, entre micros "camellos" y "doble camellos". Tiene la cabecera en Gral. Güemes y llega hasta las localidades de Gral. Belgrano, Misión Tacaaglé y El Cogoik, con una frecuencia diaria.

La línea "Salomón" cuenta con seis unidades en total, entre micros "camellos" y "doble camellos". Tiene una sola frecuencia diaria y llega hasta las localidades Sgto. 1° Leyes, Cabo 1° Lugones, San Martín N° 2, Unión Escuela y El Recreo.

La tarifa es igual a la del orden nacional al 1/8/77 para camino de tierra, 7,59 \$/Km.

Entre los planes futuros de ampliación de servicios, nuevos recorridos, cambios de frecuencias o ampliación de parque, lo único que se pudo detectar, es que existe un pedido de habilitación de recorrida solicitado por la línea "Salomón" que abarcaría las localidades de Pozo del Tigre, Gral. Urquiza, San Martín N° 1 y Cabo 1° Lugones; desde Formosa. Es decir que uniría todas las localidades que se hallan sobre la R N N°81 y aquellas que se hallan luego de empalmar hacia el Norte sobre la R P N° 26.

2.6.2. Energía

El uso de las distintas formas de energía en la zona del estudio se circunscribe a las demandas para uso doméstico (alumbrado, cocción de alimentos, calefacción, etc.), transporte y, escasamente para la actividad productiva.

En las localidades de Gral. Belgrano, Gral. Güemes y San Martín N°2, existen "Estaciones de Servicio", una por cada localidad, que proveen a la población de los distintos combustibles, derivados del Petróleo; cumplen además la función de depósito de los mismos.

El abastecimiento de combustibles, se realizan a través de camiones "Cisternas" desde la Planta Y.P.F. de Puerto Vilela, provincia del Chaco.

En cuanto al gas envasado proviene de las plantas envasadoras de Resistencia, Clorinda y Formosa (capital).

Los tipos de combustibles de uso corriente en los hogares de las mencionadas localidades, está determinado por la condición económica de cada familia, para las más humildes, la leña y el Kerosene, siendo el primero de mayor utilidad, mientras que para las de mayor ingreso, es el gas envasado.

La iluminación de las mismas, se realiza por intermedio de lámparas o faroles ya sean de Kerosene o gas envasado.

Solo la localidad de Gral. Güemes cuenta con servicio Público de Electricidad, existiendo grupos electrógenos de autogeneración privados en otras localidades y chacras, todo lo cual se explica más adelante en el capítulo N° 3.

2.6.3. Comunicaciones

De acuerdo a la información suministrada por la Provincia, la zona cuenta con servicio postal en la localidades San Martín N°2, Gral. Güemes, Gral. Belgrano y Misión Tacaglé, cubriendo de esta manera las necesidades del servicio. La categoría de estas oficinas de correo es de Estafeta Postal. No se poseen datos de los flujos anuales. Completando el cuadro de las comunicaciones, están los radios de los destacamentos de Gendarmería ubicados en Fortín Leyes, San Martín N°2 y General Güemes, y los radios de las Comisarías de Policía de las localidades Misión Tacaglé, Gral. Belgrano, Gral. Güemes y San Martín N°2.

2.6.4. Instituciones públicas

A las ya mencionadas en educación, salud, transporte y comunicaciones deben tenerse presentes las Delegaciones de Registro Civil que se encuentran en Fortín Leyes, San Martín N°2, Gral Güemes, Gral Belgrano y Misión Tacaglé; así como el Destacamento de Policía de Fortín Leyes y el Puesto de Gendarmería ubicado en El Cogoik.

Otros edificios de Instituciones Públicas que se encuentran en la zona objeto de estudio son el de la Municipalidad de San Martín N°2, los de la Delegación Lucha Sanidad Animal de Misión Tacaglé y Gral. Belgrano, el de la Delegación Agraria Argentina de Gral. Güemes y los de Agua y Energía de Gral. Belgrano y Gral. Güemes.

Las capillas ubicadas en Fortín Leyes, Gral. Güemes y Gral. Belgrano y la Iglesia existente en Misión Tacaglé completan este panorama.

Cuadro: 2.3. N° 1

EVOLUCION DE LA POBLACION EN EL PERIODO INTERCENSAL 1960 - 1970

LOCALIDAD	CENSO NACIONAL 1970	CENSO NACIONAL 1960	TASA % *
FORMOSA	61.071	36.499	5,28
CLORINDA	16.125	10.043	4,85
PIRANE	4.210	5.285	- 2,25
EL COLORADO	4.117	3.755	0,92
LAS LOMITAS	3.490	1.650	7,78
COMANDANTE FONTANA	2.752	1.686	5,02
IBARRETA	2.578	4.366	- 5,13
PALO SANTO	1.984	1.123	5,86
LAGUNA BLANCA	1.936	1.657	1,57
POZO DEL TIGRE	1.570	1.700	- 0,79
ESTANISLAO DEL CAMPO	1.447	1.532	- 0,57
INGENIERO JUAREZ	1.335	1.478	- 1,01
ESPINILLO	1.249	1.398	- 1,12
VILLA Km 213	692	300	8,72
MISION SAN FCO. DE LAISHI	893	1.944	- 7,48
COLONIA VILLAFARE	693	1.966	- 9,90
LAGUNA YEMA	543	801	- 3,81
GRAN GUARDIA	1.257	1.450	- 1,42
HERRADURA	494	1.679	-11,52
SAN HILARIO	633	890	- 3,35
RIACHO HEHE	-	1.677	-
MISION TACAAGLE	-	570	-

* NOTA: Cálculo de tasa realizado con fórmula: $P_t = P_0 (I + i)^t \therefore i\% = \sqrt[t]{\frac{P_t}{P_0}} - 1$

Cuadro 2.3. Nº 2

POBLACION DE LAS LOCALIDADES DE LA ZONA DEL ESTUDIO DISCRIMINADA EN URBANA
Y RURAL

Localidad	Población Urbana	Población Rural	Total
Sargento 1º Leyes	-	475	475
San Martín II	1308	1040	2348
Villa Gral. Güemes	1052	921	1973
El Cogoik	-	380	380
Villa Gral. Delgrano	1435	668	2093
Misión Tacaaglé	-	959	959
Unión Escuela	-	287	287

Fuente: Area de Estadística, Censos y Documentación - Formosa.
 Datos al 30/12/75.

HECTAREAS CULTIVADAS Y PRODUCCION EN Tn

Cuadro: 2.5.1. N° 1

LOCALIDAD	ALGODON		SORGO GRANIFERO		MAIZ DULCE		SANDIA		MAIZ CHOCLO		MAIZ		ZAPALLO		MANDIOCA		Total		
	Ha	Prod.	Ha	Prod.	Ha	Prod.	Ha	Prod.	Ha	Prod.	Ha	Prod.	Ha	Prod.	Ha	Prod.	Ha	Prod.	
Fortfn Leyes	2239,0	1576,2	231,0		23,0	12,0	13,3	73,0	13,0	108,5				5,0	30,0	3,3	29,1	2536,2	1841,8
San Martfn N° 2	1338,5	1191,0	50,0				29,8	21,0	9,8	30,8	27,5	6,8	32,8	10,0	1,8	3,5	1,8	1703,0	1316,0
Gral. Güemes	226,0	150,9	39,0				50,0	37,7	14,0	650,0	78,5	79,0	12,0	163,8	2,5	7,0	7,0	447,0	1160,4
El Cogoik	544,0	289,9					2,3	2,4	20,0	30,0	50,0	35,4	4,8	25,9	6,2	24,7	643,0	484,4	
Gral. Belgrano	1598,0	1314,4	475,0	1165,0	78,0	83,7	184,0	1774,5	80,5	693,0	146,0	201,5	256,0	2294,6	83,3	388,4	3493,0	9045,7	
Misión Tacaglé	2297,0	1631,0			382,3	520,0	129,8	1462,0	137,5	1504,0			300,8	391,5	55,0	633,0	3437,7	9150,0	
	8242,5	6053,4	795,0		483,3	615,7	409,2	3370,6	274,8	3016,3	302,0	322,7	611,4	2915,3	153,8	1084,0	12259,9	22998,3	

Fuente: DIRECCION PROVINCIAL DE ESTADISTICA DE FORMOSA

PARTICIPACION PORCENTUAL POR PRODUCTO EN CUANTO A HECTAREAS Y PRODUCCION PARA CADA LOCALIDAD.

Cuadro: 2.5.1. N° 2

LOCALIDAD	ALGODON		SORGO GRANIFERO		MAIZ DULCE		SANDIA		MAIZ CHOCLO		MAIZ		ZAPALLO		MANDIOCA	
	Ha	Prod. (Tn)	Ha	Prod. (Tn)	Ha	Prod. (Tn)	Ha	Prod. (Tn)	Ha	Prod. (Tn)	Ha	Prod. (Tn)	Ha	Prod. (Tn)	Ha	Prod. (Tn)
Fortfn Leyes	27,2	26,0	29,1	-	4,8	1,9	3,2	2,2	4,7	3,6	-	-	-	1,0	2,1	2,7
San Martfn N° 2	16,2	19,7	6,3	-	-	-	7,3	0,6	3,6	1,0	9,1	2,1	0,4	2,3	0,2	0,2
Gral. GBemes	2,7	2,5	4,9	-	-	-	12,2	1,1	5,1	21,5	26,0	24,5	5,6	1,6	0,6	0,6
El Cogoik	6,6	4,8	-	-	-	-	0,6	0,1	7,3	1,0	16,6	11,0	0,9	4,0	2,3	2,3
Gral. Belgrano	19,4	21,7	59,7	-	16,1	13,6	45,0	52,6	29,3	23,0	48,3	62,4	78,7	54,2	35,8	35,8
Misión Tacaglé	27,9	25,3	-	-	79,1	84,5	31,7	43,4	50,0	49,9	-	-	13,4	35,8	58,4	58,4
	8242,5	6053,4	795,0		483,3	615,7	409,2	3370,6	274,8	3016,3	302,0	322,7	611,4	2915,3	153,8	1084,0

Fuente: Elaboración propia en base a datos obtenidos en la Provincia.

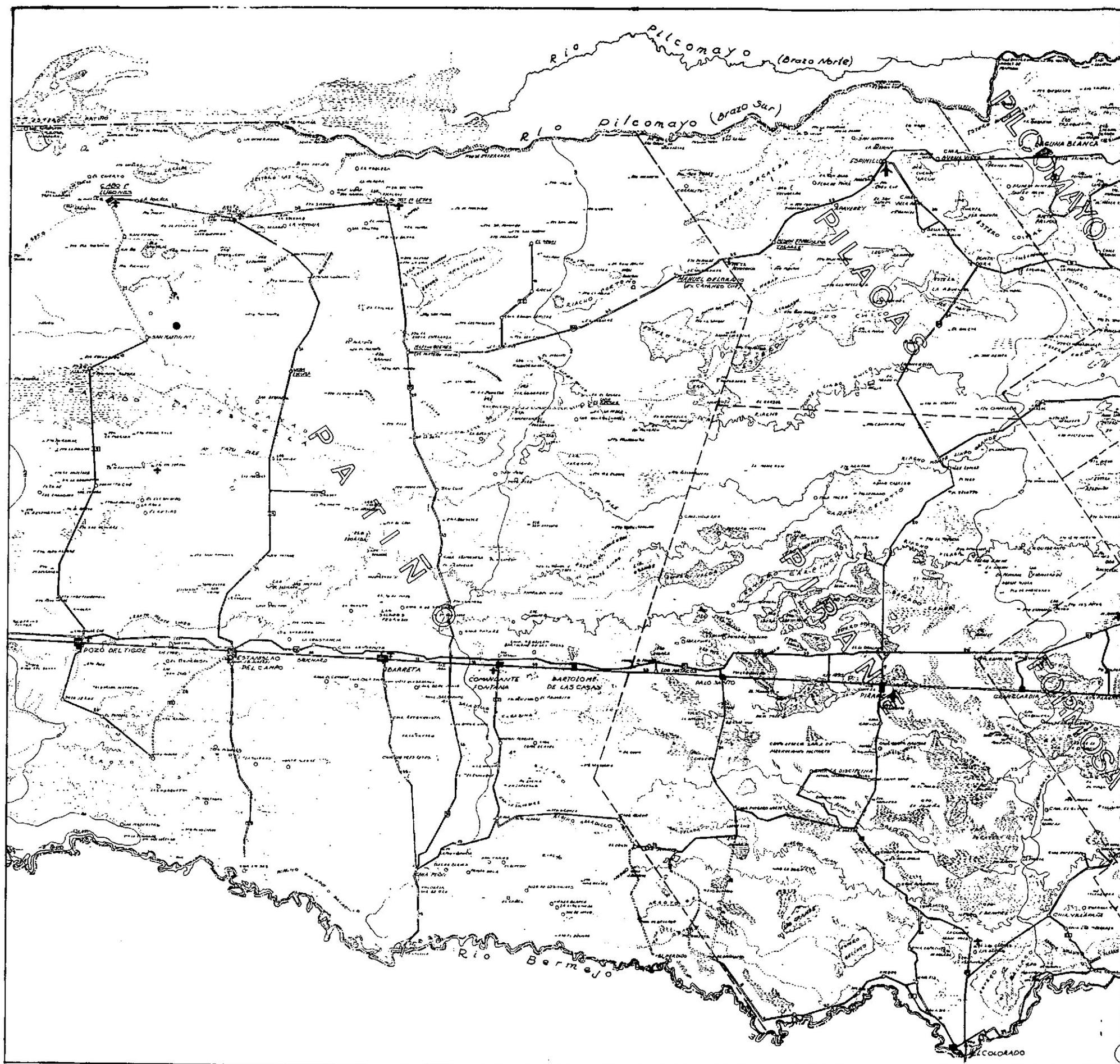
PARTICIPACION DE LAS HECTAREAS UTILIZADAS POR PRODUCTO PARA CADA LOCALIDAD Y ZONA DE INFLUENCIA

Cuadro: 2.5.1. N° 3

LOCALIDAD	TOTAL Ha	ALGODON	SORGO GRAN FERO	MAIZ DULCE	SANDIA	MAIZ CHOCLO	MAIZ	ZAPALLO	MANDIOCA	OTROS	OBSERVA- CIONES
Fortín Leyes	2536,2	88,3	9,1	0,9	0,5	0,5		0,2	0,1	0,4	
San Martín N° 2	1703,0	78,6	2,9		1,7	0,6	1,6	1,9	0,2	12,5	(Cártamo 11,7)
General Gñemes	447,0	50,5	8,7		11,2	3,1	17,6	2,7	0,6	5,6	
El Cogoik	643,0	84,6			0,3	3,1	7,7	0,7	1,0	2,6	
General Belgrano	3493,0	45,7	13,6	2,2	5,3	2,3	4,2	7,3	2,4	17,0	(6fraso) 12%
Misión Tacaaglé	3437,7	66,8		11,1	3,8	4,0		8,7	1,6	4,0	
	12.259,9	67,2	3,9	3,3	3,3	2,2	2,5	5,0	1,2		

Fuente: Elaboración propia en base a datos obtenidos en la Provincia





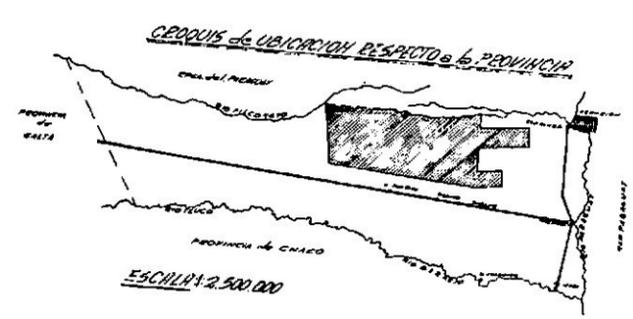
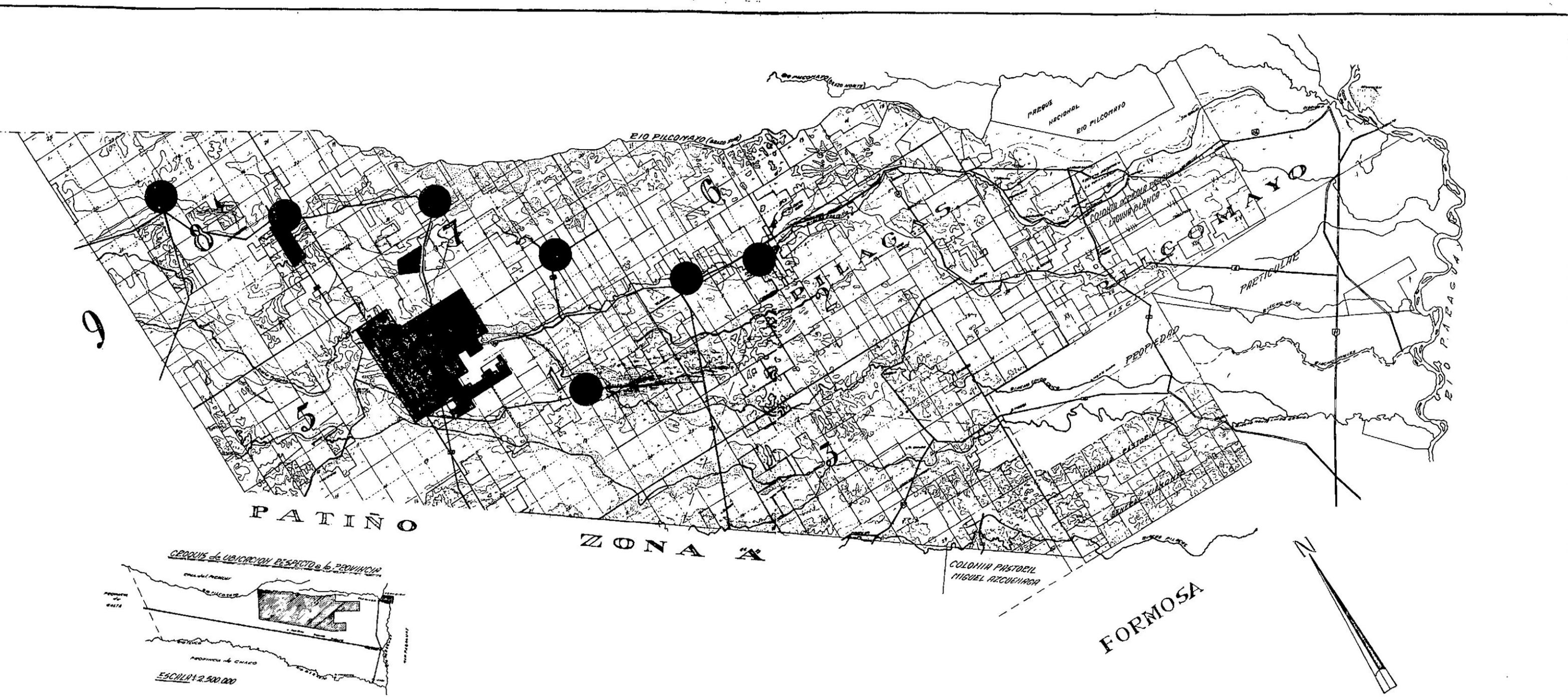
- REFERENCIAS CATASTRALES:**
- PUEBLO O CASERO
 - ▣ LOCALIDAD
 - ESTANCIA - PUESTO
 - ✈ AEROPUERTO SECUNDARIO
 - ✦ PISTA DEMUICIADA
 - FERROCARRIL - ESTACION
 - RUTA INTERNACIONAL 1 - NACIONAL 2 - PROVINCIAL 3
 - CAMINO PAVIMENTADO
 - CAMINO EN CONSTRUCCION
 - CAMINO DE TIERRA
 - CAMINO SECUNDARIO O SENDA
 - LIMITE INTERNACIONAL
 - LIMITE INTERPROVINCIAL
 - LIMITE DE DEPARTAMENTO
 - CORRIENTE DE AGUA PERMANENTE
 - CORRIENTE DE AGUA TEMPORARIA
 - LAGO-LAGUNA - 1) PERMANENTE 2) TEMPORARIA
 - ESTERO
 - ▨ BAÑADO - TERRENO ANEGADIZO
 - CURVA DE NIVEL Y SU ALTITUD EN METROS

PROVINCIA DE FORMOSA
CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES

ESTUDIO DE ABASTECIMIENTO ELECTRICO DE LA ZONA DE GENERAL GÜEMES, GENERAL BELORANO, SAN MARTIN Y ZONAS DE INFLUENCIA

MAPA GENERAL DE LA ZONA

Fuente: CARTA DEL IGM DIRECTOR: JEFE DEPARTAMENTO JEFE DE EQUIPO [Firma] [Firma]	PLANO N° 2.1 ESCALA: 1:50,000 FECHA: [Fecha]
----------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------



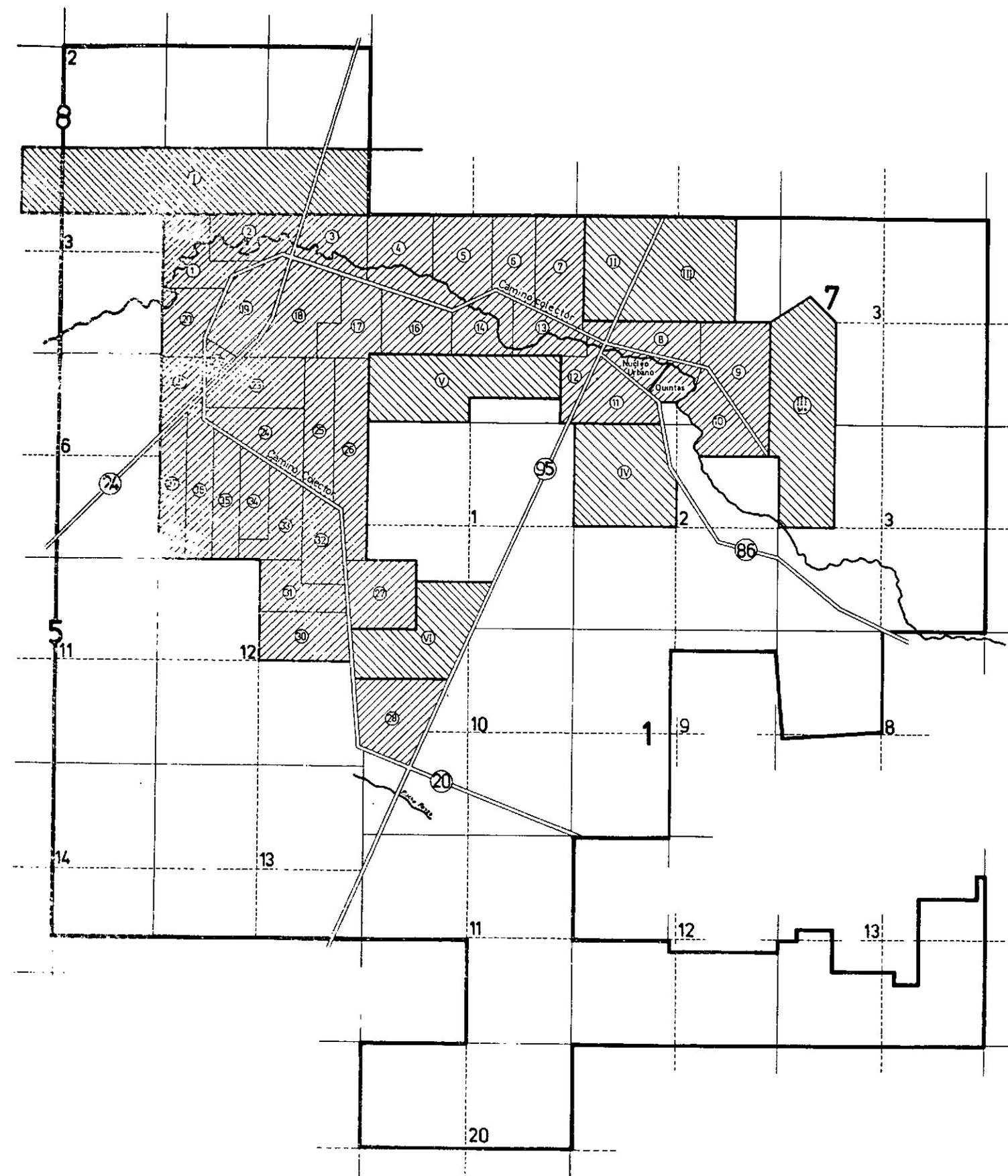
referencias

[Symbol]	TIERRA PASTORIL
[Symbol]	INBATE
[Symbol]	TIERRA RESERVA
[Symbol]	ROUTE
[Symbol]	INDETERMINADO
[Symbol]	LINEA DE FRENTE
[Symbol]	VIA FLENE

BALANCE DE SUPERFICIES

[Symbol]	SUPERFICIE ADJUDICADAS	937.350 has
[Symbol]	SUPERF PASTORIL FISCAL CON ESTUDIO	13.450 "
[Symbol]	SUPERF PASTORIL FISCAL SIN ESTUDIO	418.150 "
[Symbol]	SUPERF AGRICOLA FISCAL CON ESTUDIO	27.450 "
[Symbol]	SUPERF AGRICOLA FISCAL SIN ESTUDIO	122.700 "
[Symbol]	SUPERFICIE RESERVADAS	199.900 "
SUPERFICIE TOTAL DEL AREA		1.719.000 has

PROVINCIA DE FORMOSA				
CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES				
ESTUDIO DE ABASTECIMIENTO ELECTRICO DE LA ZONA DE GENERAL OJEMES, GENERAL BELGRANO, SAN MARTIN 2 Y ZONAS DE INFLUENCIA (E.p. 6847)				
MAPA CATASTRAL DE LA ZONA				PLANO N°
Fuente: DIRECCION PROVINCIAL DE TIERRAS				2.2
DIRECTOR	JEFE DEPARTAMENTO	JEFE DE EQUIPO	MIEEMBRO	ESCALA
[Signature]	[Signature]	[Signature]	[Signature]	1:5000
FECHA DE APROBACION	D. J. C. Verano	FECHA DE ELABORACION	FECHA	FECHA



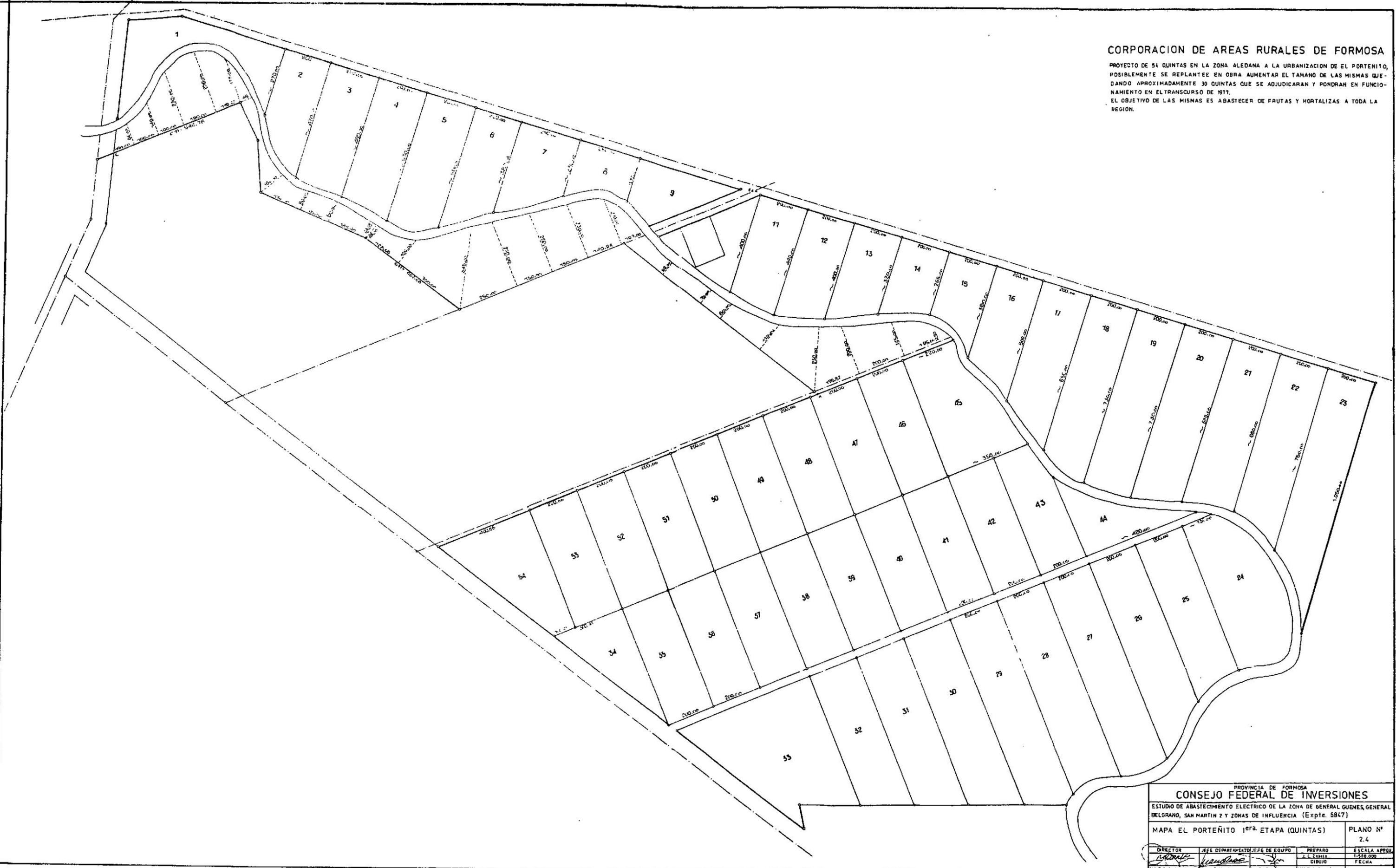
REFERENCIAS

- EL PORTEÑO 1ª ETAPA
- AMPLIACION 1ª ETAPA
LOTES PASTORIL O EXPLOTACION GANADERA,
PROXIMOS A ADJUDICAR
- EL PORTEÑO 2ª ETAPA

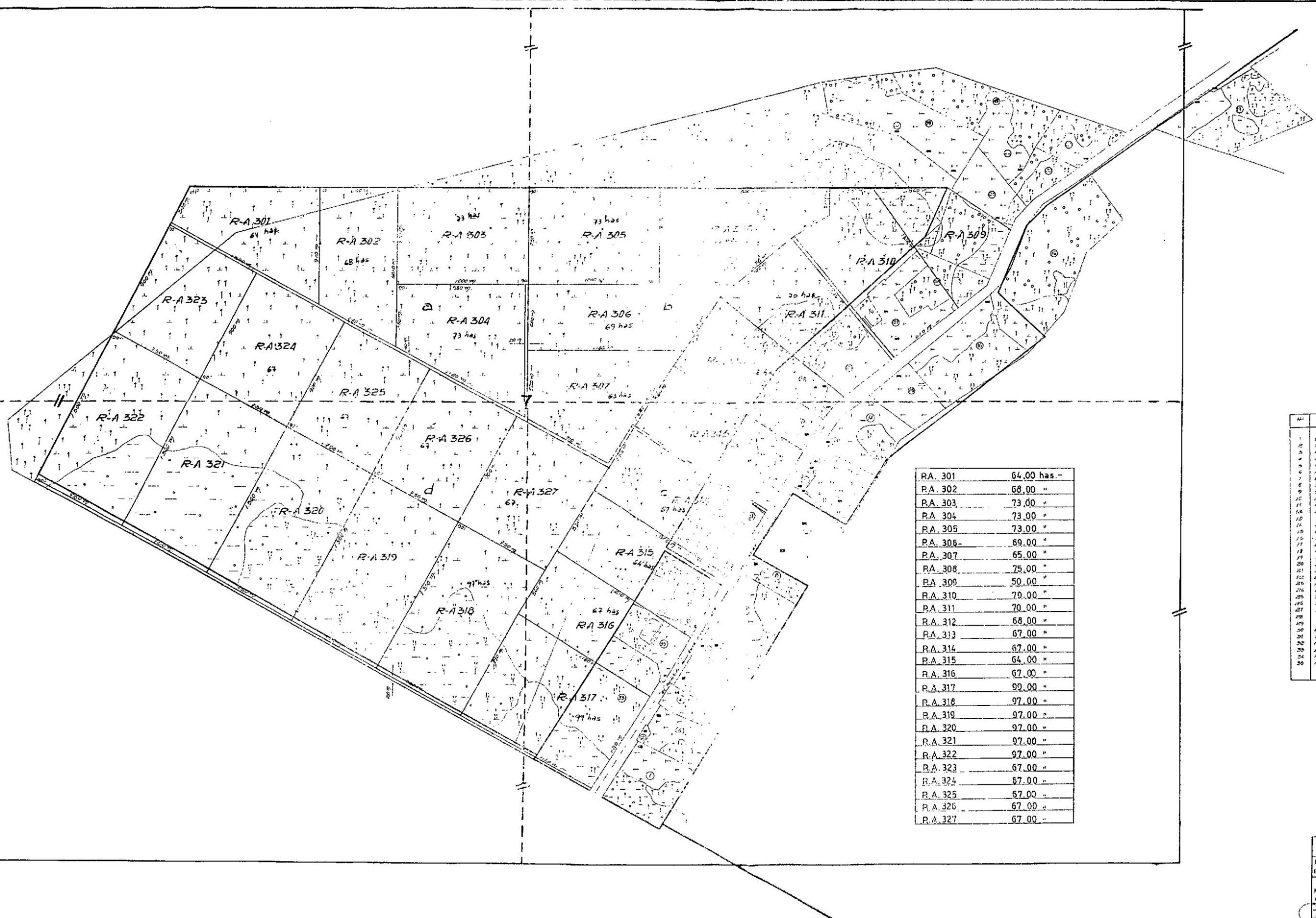
PROVINCIA DE FORMOSA				
CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES				
ESTUDIO DE ABASTECIMIENTO ELECTRICO DE LA ZONA DE GENERAL GLEMES, GENERAL BELGRANO, SAN MARTIN 2 Y ZONAS DE INFLUENCIA (Expte N° 6047)				
MAPA COLONIZACION EL PORTEÑO				PLANO N°
Fuente DIRECCION COLONIZACION Y TIERRAS FISCALES				2.3
DIRECTOR	JEFE DEPARTAMENTO	JEFE DE EQUIPO	PREPARO	ESCALA
			J. C. Zebala	1:100.000
Ing. R. A. de Arcazuela	Dr. J. C. Verfino	Ing. F. Groisman	DIBUJO	FECHA
			MMR de Doradec	

CORPORACION DE AREAS RURALES DE FORMOSA

PROYECTO DE 54 QUINTAS EN LA ZONA ALEDANA A LA URBANIZACION DE EL PORTEÑO, POSIBLEMENTE SE REPLANTEE EN OBRA AUMENTAR EL TAMAÑO DE LAS MISMAS QUEDANDO APROXIMADAMENTE 30 QUINTAS QUE SE ADJUDICARÁN Y PONDRÁN EN FUNCIONAMIENTO EN EL TRANSURSO DE 1977. EL OBJETIVO DE LAS MISMAS ES ABASTECER DE FRUTAS Y HORTALIZAS A TODA LA REGION.



PROVINCIA DE FORMOSA			
CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES			
ESTUDIO DE ABASTECIMIENTO ELECTRICO DE LA ZONA DE GENERAL GUENES, GENERAL BELGRANO, SAN MARTIN Y ZONAS DE INFLUENCIA (Expte. 5847)			
MAPA EL PORTEÑO 1ª ETAPA (QUINTAS)			PLANO N° 2.4
DIRECTOR	JEFE DEPARTAMENTO	JEFE DE EQUIPO	PREPARO
ESCALA APROX. 1:500.000			ESCALA APROX. 1:500.000
			FECHA
ING. R. A. de Arrascaeta		Dr. J. C. Virgilio	Ing. F. G. G. G. G.
			ING. R. de González



EXEDIENTE:	OBJETO: PLAN PROVINCIAL DE ORGANIZACION DE PRODUCTORES ASOCIADOS
UBICACION: FUNDACION S.E. JESUS S. PARQUE S.O. LOMA "A", TERREJO Y OLAJE CALLE "C", FUNDACION S.E. JESUS S. (2027) SECCION "A"	ETAPA: ESTRUCTURACION DEL CENSO TERREJO Y OLAJE LAS LOLAS PARA LA PRODUCCION COMERCIAL SEGUN DE PRODUCTOS MEDIANOS
ANTECEDENTES: RECONOCIMIENTO DE TERREJOS Y MEDIDAS FUNDADAS, BASE FORTANARIA ALICIA	CROQUI DE UBICACION:
ESCALA: PLAN GENERAL: 1:10.000 PROYECTO DE EJECUCION: 1:500.000	
INTERVENIDORES:	
EQUIPO ESPECIAL N° 3: DEPARTAMENTO AGROTECNICO ASISTENTE TECNICO COORDINACION	DIRECCION GENERAL DE TIERRAS FISCALES: MINISTERIO DE AGRICULTURA Y GANADERIA MINISTERIO DE BIENESTAR SOCIAL COORDINACION

R.A. 301	64,00 has.
R.A. 302	68,00 "
R.A. 303	73,00 "
R.A. 304	73,00 "
R.A. 305	73,00 "
R.A. 306	69,00 "
R.A. 307	65,00 "
R.A. 308	75,00 "
R.A. 309	50,00 "
R.A. 310	79,00 "
R.A. 311	70,00 "
R.A. 312	68,00 "
R.A. 313	67,00 "
R.A. 314	67,00 "
R.A. 315	64,00 "
R.A. 316	67,00 "
R.A. 317	92,00 "
R.A. 318	97,00 "
R.A. 319	97,00 "
R.A. 320	97,00 "
R.A. 321	97,00 "
R.A. 322	97,00 "
R.A. 323	67,00 "
R.A. 324	67,00 "
R.A. 325	67,00 "
R.A. 326	67,00 "
R.A. 327	67,00 "

N°	HOMBRE Y APELLIDO	SUPERFICIE CULTIVADA	SUPERFICIE AREA FISCAL	SUPERFICIE TIERRA	SUPERFICIE DE OBRAS
1	VALENTIN VIDAL GARRIDO	11,20	380	10,80	25,50
2	JUAN DOMINGO BARRIO	0,50	0	0	0,50
3	ANTONIO A. CHARRAS	18,00	6,30	0	18,00
4	ALBERTO BARRIO	8,00	0	0	8,00
5	MARCELO TOHOS ODIERNA	5,00	18,00	0	23,00
6	ANTONIO VIDAL	14,80	14,80	0	29,60
7	OSCARO BARRIO	3,00	4,50	0	7,50
8	OSCARO BARRIO	1,00	0	0	1,00
9	OSCARO BARRIO	0,80	0	0	0,80
10	OSCARO BARRIO	0,60	0	0	0,60
11	OSCARO BARRIO	0,60	0	0	0,60
12	OSCARO BARRIO	18,00	22,00	0	40,00
13	OSCARO BARRIO	18,00	0	0	18,00
14	OSCARO BARRIO	18,00	0	0	18,00
15	OSCARO BARRIO	18,00	0	0	18,00
16	OSCARO BARRIO	18,00	0	0	18,00
17	OSCARO BARRIO	18,00	0	0	18,00
18	OSCARO BARRIO	18,00	0	0	18,00
19	OSCARO BARRIO	18,00	0	0	18,00
20	OSCARO BARRIO	18,00	0	0	18,00
21	OSCARO BARRIO	18,00	0	0	18,00
22	OSCARO BARRIO	18,00	0	0	18,00
23	OSCARO BARRIO	18,00	0	0	18,00
24	OSCARO BARRIO	18,00	0	0	18,00
25	OSCARO BARRIO	18,00	0	0	18,00
26	OSCARO BARRIO	18,00	0	0	18,00
27	OSCARO BARRIO	18,00	0	0	18,00
28	OSCARO BARRIO	18,00	0	0	18,00
29	OSCARO BARRIO	18,00	0	0	18,00
30	OSCARO BARRIO	18,00	0	0	18,00

PROVINCIA DE FORMOSA
CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES
ESTUDIO DE ABASTECIMIENTO ELECTRICO DE LA ZONA DE GENERAL GUERRES, GENERAL BELGRAND, SAN MARTIN 2 Y ZONAS DE INFLUENCIA (Escri N° 5847)

MAPA CATASTRAL ZONA LAS LOLAS
Fuente: DIRECCION COLONIZACION Y TIERRAS FISCALES

DIRECCION	JEFE DEPARTAMENTO JEFE DE EQUIPO	PREPARO	ESCALA AMPLIACION
OSCARO BARRIO	F. C. VIDAL	F. C. VIDAL	1:50.000
OSCARO BARRIO	F. C. VIDAL	F. C. VIDAL	1:50.000

PLANO N° 25

SECCION 8

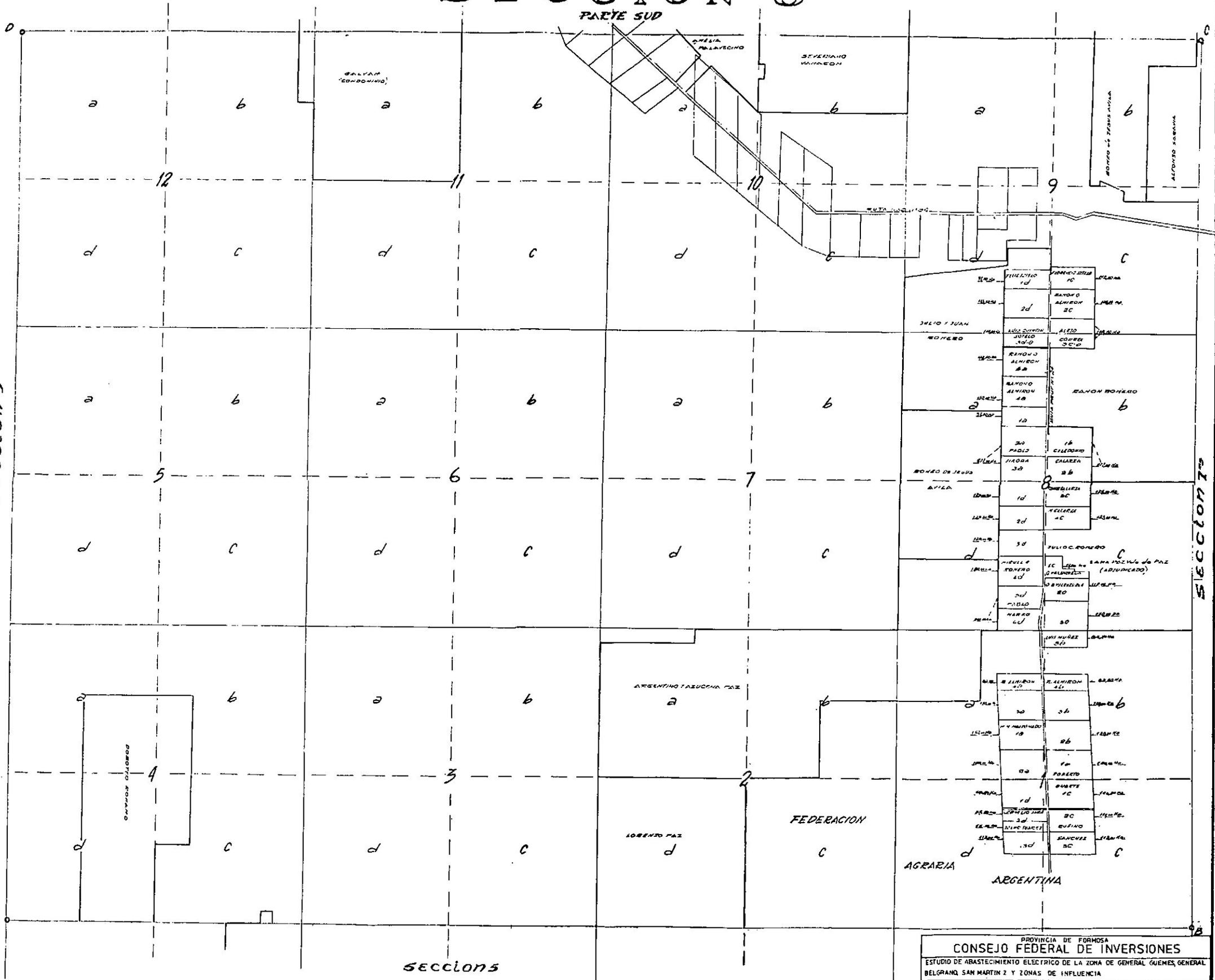
PARTE SUD



SECCION 9

SECCION 7

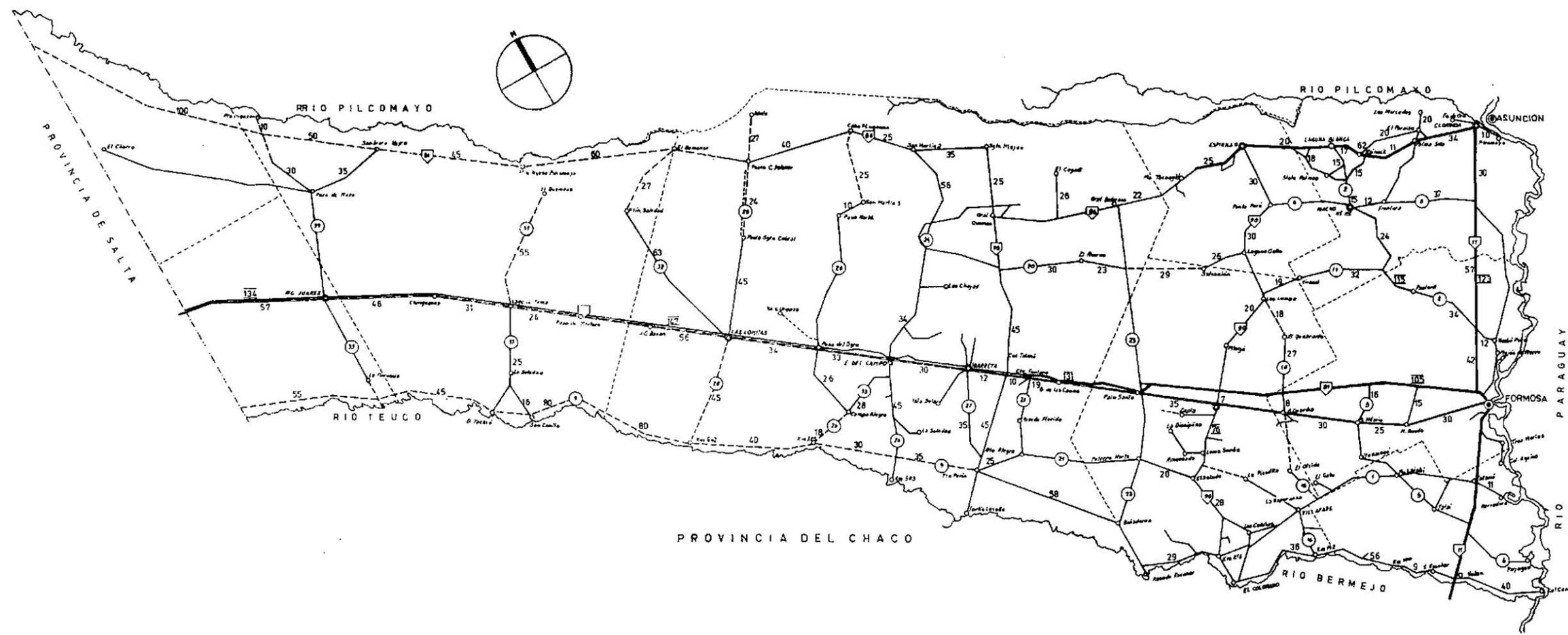
ESCALA: 1:50,000



secciones

PROVINCIA DE FORMOSA CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES ESTUDIO DE ABASTECIMIENTO ELECTRICO DE LA ZONA DE GENERAL GUERRES, GENERAL BELGRANO, SAN MARTIN 2 Y ZONAS DE INFLUENCIA				
MAPA CATASTRAL ZONA SAN PABLO FUENTE: DIRECCION COLONIZACION Y TIERRAS FISCALES			PLANO N° 2.6	
DIRECTOR	JEFE DEPARTAMENTO	JEFE DE EQUIPO	PREPARADO	ESCALA APROX
				1:50,000
				FECHA
ING. R. A. DE ARRACADA ING. J. C. VERA		ING. P. DIEZELMAN INMR. DE GONZALEZ		

REPUBLICA DEL PARAGUAY



REFERENCIAS

- RUTA PAVIMENTADA
- DE TIERRA
- - - - - PROYECTADA O INTRANSITABLE
- NACIONAL
- PROVINCIAL
- FERROCARRIL

PROVINCIA DE FORMOSA
CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES

ESTUDIO DE ABASTECIMIENTO ELECTRICO DE LA ZONA DE GENERAL GUEMES, GENERAL BELGRANO, SAN MARTIN 2 Y ZONAS DE INFLUENCIA (Expte. N° 6847)

INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE				PLANO N°
Fuente: DIRECCION DE ENERGIA Y COMUNICACIONES DE FORMOSA				27
DIRECTOR	JEFE DEPARTAMENTO	JEFE DE EQUIPO	PREPARO	ESCALA APROX
Ing. R. A. de Arrascaeta	Dr. J. C. Versino	Ing. F. Groisman	J. L. Zabala	1:1.000.000
			DIBUJO	FECHA
			M. M. R. de González	

3. ANALISIS DE LA SITUACION DE LA INFRAESTRUCTURA DEL SERVICIO ELECTRICO

Este capítulo tiene por objeto determinar las condiciones de partida para la elaboración de los distintos programas de equipamiento que configuren alternativas de abastecimiento eléctrico a las localidades y colonias de la zona.

El análisis de situación indica que de las 9 localidades y 3 colonias del área definida en el Capítulo 2, sólo una localidad cuenta hasta la fecha con servicio público de electricidad. Desde tal localidad se alimentará una colonia. También se debe tener en cuenta la existencia de proyectos de dos centrales en sendas localidades. Además, desde tales centrales se alimentarán otras dos localidades vecinas.

Todo lo anterior ya está licitado, lo que agregaría 4 localidades y 1 colonia con servicio a corto plazo.

El servicio público de electricidad en la única localidad que ya lo posee lo presta A. y E.E. y en las localidades con obras ya licitadas se prevee, una vez finalizada su construcción, el pase de los servicios para su explotación a A. y E.E.

La Dirección Provincial de Energía no tiene prestaciones a su cargo en la zona.

La potencia total instalada en la zona es a la fecha de 120 kW, integrada con dos unidades Diesel de 60 kW que producen corriente alterna en General Güemes.

Existen grupos electrógenos privados de autogeneración en varias localidades y establecimientos de las colonias. También debe considerarse la existencia de una cooperativa para la electrificación rural de El Porteñito; dicha cooperativa ya está debidamente conformada y al parecer funciona satisfactoriamente en la etapa emprendida; que es contar con el proyecto y gestionar la financiación del mismo. Dicho proyecto lo ha tomado a su cargo la D.P.E. y C.

3.1 Configuración espacial del servicio eléctrico.

En el mapa 3.1. puede apreciarse la configuración espacial del servicio eléctrico de la Provincia y la ubicación dentro del área de las localidades con servicio o próximo a tenerlo, se puede apreciar que no quedará en la zona del estudio ninguna localidad sin servicio a una distancia mayor de 50 Km de otra que lo tenga, una vez terminadas las centrales de General Belgrano y San Martín II con sus correspondientes interconexiones con Misión Tacaaglé y Cabo 1° Lugones, como así también la electrificación rural de El Porteñito alimentada desde General Güemes.

Quedarían las restantes localidades y colonias en puntos intermedios entre las tres centrales. También se observa que Misión Tacaaglé y General Güemes se encuentran en proximidades de los pueblos de Espinillo e Ibarreta respectivamente, que poseen centrales ya instaladas y en funcionamiento.

También hay que considerar que en los planes de A. y E.E. se prevee llegar con la interconexión de la Red NEA hasta Espinillo e Ibarreta, distantes a menos de 50 Km de Misión Tacaaglé y General Güemes respectivamente.

3.2 Distribución según los entes prestatarios.

En la única localidad con servicio, el mismo lo presta A. y E.E. de la Nación bajo régimen de convenio firmado entre ésta y la Provincia el día 8/5/73, en virtud de la Ley Provincial N° 348 y el Decreto del Gobierno Nacional N° 17.004 *) . Los términos del convenio establecen la tenencia en uso de las instalaciones y la obligación de A. y E.E. de efectuar en la zona de influencia de los mismos las obras surgidas de un plan elaborado en común con la Dirección de

*) Ver Anexo.

Energía y Comunicaciones de la Provincia, necesario para brindar un servicio eficiente.

El convenio citado no inhibe a la Provincia para realizar obras por su cuenta que luego serán operadas por A. y E.E. Precisamente el presente estudio responde a esa potestad provincial que confluye a la superación de las condiciones de vida y posibilidades productivas de la población de una importante zona fronteriza.

3.3 Magnitud de los servicios prestados

La magnitud de los servicios prestados en la zona puede apreciarse por la potencia instalada que en el año 1974 ascendió a 120 kW, lo que representa el 6% de los 2.000 kW instalados en toda la Provincia y del orden de 1% de la potencia total de generación que absorbe la Provincia.

Es importante destacar que con los 2.000 kW instalados se producen 2.340 MWh de los 41.247 MWh consumidos anualmente por la Provincia

Los habitantes de la zona del estudio sumaban en 1975 la cifra de 9.275, lo que significa el 3,5% de los 267.298¹⁾ habitantes estimados en el mismo año; lo que nos da una idea del sentido social y de desarrollo fronterizo que anima al presente proyecto.

3.4 Descripción de las instalaciones existentes.

El equipamiento de la Central General Güemes se detalla en el Cuadro 3.4. N° 1; también se incluye el equipamiento de las centrales Espinillo e Ibarreta que son las más próximas a la zona del estudio.

1) Estimación propia.

En dicho cuadro se indica la marca y año de instalación de los grupos, potencia nominal y efectiva, la tensión de generación y tipo de fijación.

El consumo específico de combustibles figura en el Cuadro 3.5.1 N° 1.

La potencia efectiva varía entre el 94% y el 100% de la nominal como valores extremos. Puede observarse que los consumos específicos de combustibles están en la gama de los valores normales.

Solo existen redes de distribución secundaria en 300/220 V y el estado de las mismas es aceptable.

3.5 Características operativas del servicio.

El Cuadro 3.5 N° 1 informa los datos de las centrales térmicas de la Provincia de Formosa.

En el Cuadro 3.5 N° 2 se condensa la información y los cálculos que sirven para caracterizar las centrales estudiadas.

Para cada central se han calculado los siguientes indicadores:

FACTOR DE UTILIZACION MEDIO: Es la relación entre la energía anual generada y la potencia instalada útil (potencia nominal menos las unidades fuera de servicio); medido en horas y expresado en porcentaje de las 8.760 horas anuales permite apreciar el grado de aprovechamiento de la capacidad de la central.

FACTOR DE CARGA : Es la relación entre la energía anual generada y la carga máxima registrada; medido en horas permite apreciar el tipo de servicio prestado (continuo o discontinuo). También puede expresarse en porcentaje de las 8.760 horas anuales.

FACTOR DE PLANTA: Es la relación entre la potencia efectiva y la carga máxima registrada. Mide la capacidad ociosa o grado de sobre-equipamiento y de reserva existente.

Cabe señalar que este factor para centrales con reserva suficiente, debe encontrarse entre 2 y 2,5 en centrales con dos unidades y entre 1,8 y 1,4 en centrales entre tres y cuatro unidades.

En el Cuadro 3.5. N° 2 se indica también el horario de servicio de cada central.

Del análisis de estos indicadores surgen las siguientes conclusiones:

- 1) Como es lógico, los factores de carga y de utilización son bajos por tratarse de servicios incipientes.
- 2) Los factores de planta también son algo elevados por ser centrales con poco número de máquinas y factor de utilización bajo.
- 3) Los factores de utilización medio y de carga irán mejorando con un ritmo del orden del 2% al 3% de año en año.
- 4) En cuanto al factor de planta, irá variando con el incremento de carga y las sucesivas instalaciones de nuevas máquinas. A través de dichas oscilaciones irá bajando y paulatinamente irá acercándose a la unidad.

3.5.1 Aspectos económicos de la explotación

Si bien se procuró obtener la mayor información para cada una de las centrales, se aprecia que la misma no es todo lo confiable que sería de desear, especialmente en General Güemes, donde por su reciente instalación prácticamente no existen datos y los que hay no son suficientes como para someterlos a un tratamiento estadístico.

En el Cuadro 3.5.1 N° 1 se indica para cada central el tipo de combustible utilizado y su consumo anual, igual que para los lubricantes estas cifras referidas a la energía generada indican los consumos específicos de combustibles y de lubricantes, los que en general resultan aceptables.

Las dotaciones de personal existentes se dan en el Cuadro 3.5.1 N° 2, con el cual se determinó la relación agente por kW; que para hacerla homogénea se calculó en función del número de agentes por turno, con el siguiente resultado:

General Güemes :	48 kW/agente
Espinillo :	70 kW/agente
Ibarreta :	165 kW/agente

que comparado con los 125 kW/agente que considera A. y E.E. para sus estudios, está dentro de los valores aceptables.

3.5.2 Sistema tarifario

En virtud del convenio firmado por la Provincia y A. y E.E., comentado en 3.2., en las localidades consideradas rigen las tarifas de A. y E.E. para los servicios del sistema eléctrico regional NEA que comprende Formosa, Chaco, Norte de Santa Fe, Corrientes y Misiones, más el recargo del 15% correspondiente a centrales

aisladas de menos de 1.500 kW. Ver Anexo 3.5.2.

Los cálculos por ingreso de explotación se realizarán en el Capítulo 7 con las tarifas de Agua y Energía Eléctrica con los valores allí consignados.

3.6 Autoproducción

Se ha detectado la existencia de grupos electrógenos en algunas localidades y en algunas colonias agrícolas.

En General Belgrano, la Desmotadora de Algodón tiene instalado un grupo electrógeno de 460 kVA y los Silos de la Junta Nacional de Granos uno de 100 HP. El detalle correspondiente se presenta en el Cuadro 3.6. N° 1.

En la misma localidad, la Sucursal del Banco de la Provincia tiene instalados dos grupos, de 24 y 4 kVA respectivamente; un taller de automóviles tiene dos grupos de 45 y 16,5 HP; por último, dos usuarios particulares tienen grupos de 16 HP cada uno.

En la colonia agrícola de San Pablo, existen algunos colonos con grupos electrógenos, que utilizan para abastecer sus necesidades de energía para uso doméstico, incluso agua potable y para taller, en cuyo equipamiento cuentan con soldadoras eléctricas. Las potencias de los grupos de estos colonos varía entre 8 y 16 HP.

En la localidad de San Martín II existe un grupo de 100 HP instalado en la panadería para su uso particular y desde dónde se abastece a la escuela, a la Municipalidad, a la Gendarmería y a algunos vecinos particulares.

EQUIPAMIENTO ACTUAL DE LAS CENTRALES
GENERAL GÜEMES, ESPINILLO E IBARRETA

Cuadro 3.4. N° 1

Localidad	N° de máquinas	Marca y Tipo	Potencia Nominal (kW)	Potencia Efectiva (kW)	Tensión de Generación (V)	Tipo de Fijación	Año puesta en Servicio
Gral. Güemes	1	FIAT 700	48	45	330/220	Trineo	1974
	1	FIAT 700	48	45	380/220	Trineo	1974
Espinillo	1	DEUTZ BAGL	70	70	380/220	Base	-
	1	DEUTZ BAGL	70	70	380/220	Base	-
Ibarreta	1	STORK RHO 218 K	330	320	380/220	Base	1973
	1	STORK RHO 218 K	330	320	380/220	Base	1973

Fuente: Dirección Provincial de Energía y Agua y Energía Eléctrica, Formosa.

NUMEROS DE USUARIOS, POTENCIA INSTALADA, POTENCIA EFECTIVA Y HORAS DE SERVICIO
DE CENTRALES TERMICAS EN LA PROVINCIA DE FORMOSA

Cuadro 3.5. N° 1

Localidad	N° de usuarios	Potencia instalada (kW)	Potencia efectiva (kW)	Cantidad y tipo de máquina	Servicio hora
FORMOSA	12.341	13.000	12.200	FIAT 4212 E.S.S. FIAT 4212 E.S.S. FIAT 4212 E.S.S. FIAT 4212 E.S.S.	24
CLORINDIA	3.330	3.487	3.570	FIAT 305 FIAT L-230 FIAT 2.312 FIAT 3.010	24
EL COLORADO	1.093	2.030	1.500	FIAT 305 FIAT 306 STORK D.R.U. 212 K	24
PIRAJE	1.251	1.022	1.460	FIAT 305 FIAT A 236 FIAT L-230 MAN 23,25/33	24
PALO SANTO	401	660	640	STORK R.H. 0-155 STORK R.H. 0-155	24
IBARRETA	550	660	640	STORK R.H.O. 210 K STORK R.H.O. 210 K	24
ESTANISLAO JUL CAMPO	307	356	300	DEUTZ B.A.G.L. 2114 DEUTZ B.A.G.L. 2114 NATIONAL H.4.A.G. NATIONAL H.4.A.G.	24
ING° JUAREZ	223	210	210	DEUTZ B.A.G.L. 2114 DEUTZ B.A.G.L. 2114 DEUTZ B.A.G.L. 2114	16
MISION LAISMI	175	240	200	DEUTZ A.G.L. DEUTZ A.G.L. KOERTING A.2V.5	24
GRAL. GOENES	62	96	90	FIAT 780 FIAT 780	16
GRAN GUARDIA	76	124	100	KOERTING R.H.S. 518 V.	
LAGUNA BLANCA	459	540	510	STORK R.H.O. 216 V STORK R.H.O. 216 V MAN M 6 17,5/22 A	24
ESPINILLO	96	140	140	DEUTZ V.A.G. L-2114	16
POZO DEL TIGRE	273	264	230	HEADON G.O.J. 970 HEADON G.O.J. 970 MAN II 6 V	24
SIERRADURA	50	96	90	FIAT 730 DEUTZ P-GL	16
LAS LOBITAS	530	540	520	STORK R.H.O. MAN M 6 V 17,5/22 A	24
COMANDANTE FONTANA	492	704	700	MAN M 6 V 17,5/22 A MAN M 6 V 17,5/22 A KOERTING R.H.A. 526 V KOERTING R.H.A. 526 V	24
RIACHO HE-HE	39	140	120	FIAT C.P.3 FIAT C.P.3	16
CCL.CAMPO VILLAFARE	211	Interconectado al Colorado	-	-	24
VILLA DOS TRECE	193	Interconectado al Colorado	-	-	24

Nota: Estos datos corresponden a principios del año 1977.-

Fuente: Agua y Energía Eléctrica, Formosa.

FACTORES ESTADÍSTICOS DE LAS CENTRALES GENERAL GUÉMEZ,
 ESPINILLO E IBARRETA

Cuadro 3.5. N° 2

Localidad	Factor de Utili- zación	Factor de Carga	Factor de Planta
General Guémez	$\frac{16100 \text{ kWh}}{96 \text{ kWh}} = 167.71 \text{ hs} = 0,01915$	$\frac{16100 \text{ kWh}}{46 \text{ kWh}} = 350 \text{ hs} = 0,03995$	$\frac{90 \text{ kWh}}{46 \text{ kWh}} = 1,9565$
Espinillo	$\frac{18000 \text{ kWh}^*)}{140 \text{ kWh}} = 128.6 \text{ hs} = 0,01460$	$\frac{18000 \text{ kWh}^*)}{45 \text{ kWh}} = 400 \text{ hs} = 0,04566$	$\frac{140 \text{ kWh}}{45 \text{ kWh}} = 3,1111$
Ibarreta	$\frac{669000 \text{ kWh}}{660 \text{ kWh}} = 1013.67 \text{ hs} = 0,1157$	$\frac{669000 \text{ kWh}}{290 \text{ kWh}} = 2307 \text{ hs} = 0,2633$	$\frac{640 \text{ kWh}}{290 \text{ kWh}} = 2,2069$

Nota: *) Aproximado.

CONSUMO ESPECIFICO DE COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES DE LAS CENTRALES
GENERAL CUENES, ESPINILLO E IBARRETA

Cuadro 3.5.1. N° 1

Localidad	Tipo		Consumo específico		Consumo anual	
	Combustible	Lubricante	Combustible gr/kWh	Lubricante gr/kWh	Combustible Ton.	Lubricante Kg.
General Cuenes	Gasoil	Aceite	440	4	7,084	64,40
Espinillo	Diesel Oil	Aceite	367	6	6,606	108
Ibarreta	Diesel Oil	Aceite	302	2	202,038	1338

Fuente: Agua y Energía Eléctrica, Formosa.

DOTACION DE PERSONAL Y HORAS DE TRABAJO DE LAS CENTRALES
GENERAL GUEMES, ESPINILLO E IBARRETA

Cuadro N° 3.5.1.1.1° 2

Localidad	Personal	Horas de Trabajo
General Guemes	4	16
Espinillo	4	16
Ibarreta	12	24

Fuente: Agua y Energía Eléctrica, Formosa

"Demandas Especiales"

Localidad : General Belgrano

1. Desmotadora de Algodón

1.1. Motores Desmotadora

4 x 40 CV	=	160 CV	
1 x 120 CV	=	120 CV	
1 x 5 CV	=	5 CV	
		<hr/>	285 CV
			<hr/> <hr/>

Estos motores funcionan simultáneamente de Enero a Junio, entre 16 y 24 horas diarias.

1.2. Motores Deslintadora

Varios	110 CV	
Taller	15 CV	
Cinta transp., etc.	20 CV	
	<hr/>	155 CV
		<hr/> <hr/>

Estos motores funcionan simultáneamente de Julio a Noviembre, en 2 turnos de 6 horas c/u.

1.3. Iluminación

Potencia instalada	10 kW
	<hr/> <hr/>

Cuadro 3.G. N° 1 (Continuación)

1.4. Generación

Existe un grupo electrógeno de 460 kVA, marca CROSSLEY, modelo 1962, instalado en 1973. Tanques para Gas Oil: 2 x 10.000 lts

2. Silos Junta Nacional de Granos

2.1. Motores

Secadora	1 x 23 CV =	23 CV
Chimangos	4 x 10 CV =	40 CV
Extractores ...	4 x 5,5 CV =	22 CV
Zarandas	3 x 5 CV =	15 CV
Varios =	40 CV
		<hr/>
		140 CV
		<hr/> <hr/>

Estos motores trabajan con una carga máxima simultánea de 60 CV de Noviembre a Mayo y el resto del año con 30 CV.

2.2. Iluminación

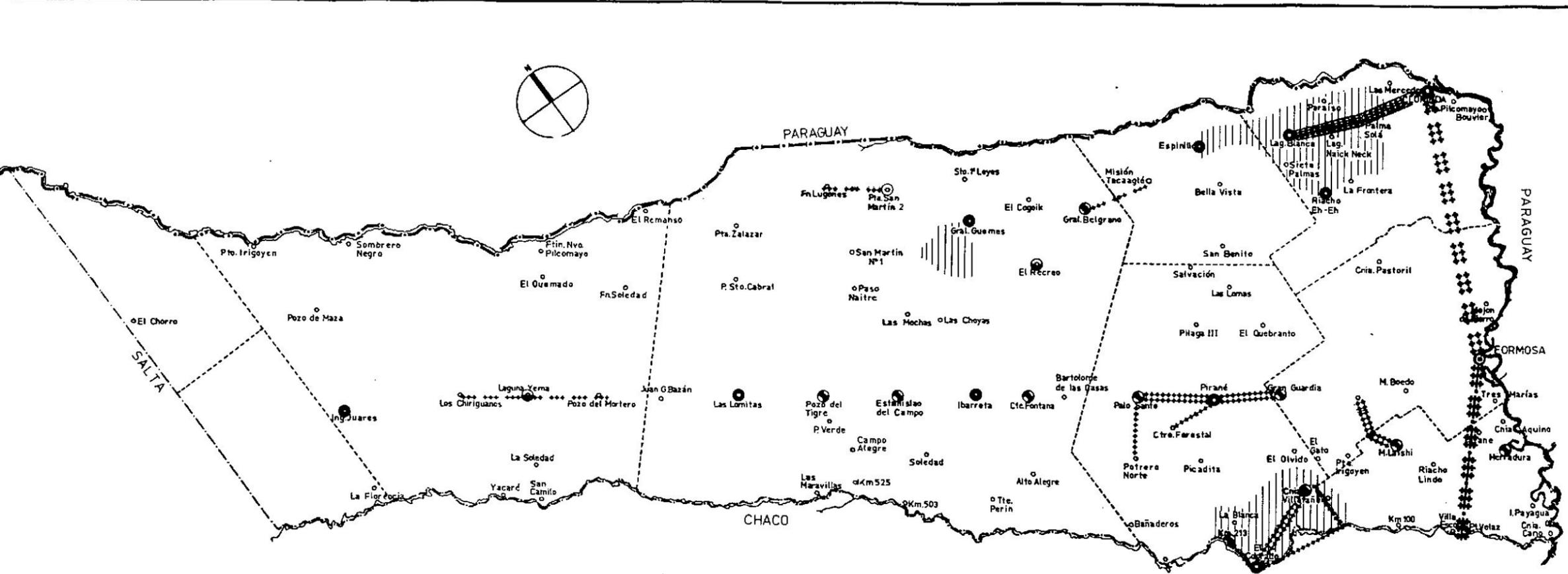
Potencia instalada 6 kW

2.3. Generación

Existe un grupo electrógeno portátil de 100 CV.

Tanque de Gas Oil de 3.000 lts.

Abastecimiento de combustibles desde Barranqueras.



REFERENCIAS

PROVINCIA	EXISTENTE	EN EJECUCION
LINEA EN 33 KV.	██████████	◆◆◆◆◆◆
LINEA EN 13,2 KV.	*****	◆◆◆◆◆◆

AGUA Y ENERGIA	EXISTENTE	EN EJECUCION	DECIDIDA
LINEA EN 132 KV.	██████████	◆◆◆◆◆◆	◆◆◆◆◆◆
LINEA EN 33 KV.	██████████	◆◆◆◆◆◆	◆◆◆◆◆◆

CENTRALES	DEFINITIVAS	PROVISORIAS
EN FUNCIONAMIENTO	●	○
A EJECUTAR	●	○

PROVINCIA DE FORMOSA
CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES

ESTUDIO DE ABASTECIMIENTO ELECTRICO DE LA ZONA DE GENERAL GUEMES, GENERAL BELGRANO, SAN MARTIN II Y ZONAS DE INFLUENCIA (Expte. N° 6847).

CONFIGURACION ESPACIAL DEL SERVICIO ELECTRICO PLANO N° 3.1

Fuente: DIRECCION PROVINCIAL DE ENERGIA

DIRECTOR	JEFE DEPARTAMENTO	JEFE DE EQUIPO	PREPARO	ESCALA
<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>	J. L. Zabala	1:1000000
R.A. de Arriscleta	J. C. Versino	F. Groisman	DIBUJO	FECHA
			M.M.R. de González	

4. ESTUDIO DEL MERCADO ELECTRICO

Este capítulo tiene por objeto obtener las proyecciones de la demanda de energía y carga máxima en cada uno de los centros de consumo de la zona del estudio, a los efectos de su posterior utilización para determinar los programas de equipamiento que satisfagan hasta el año horizonte del estudio el correcto abastecimiento del mercado consumidor. La metodología a aplicarse será sintéticamente la siguiente:

En primer lugar se hará el estudio de la evolución histórica del abastecimiento y del consumo de energía eléctrica en la zona del estudio y demás centros de consumo de la Provincia, con el objeto de determinar las tendencias del comportamiento del mercado eléctrico, traducidas en las tasas anuales de crecimiento del consumo global y por usuario, de la relación habitante por usuario, cantidad de usuarios, así como de otros indicadores específicos del mercado y de los centros de generación.

En segundo lugar se hicieron las proyecciones de la demanda de energía y de potencia, utilizando los indicadores y tendencias históricas previamente discutidas con criterios críticos. Para estas proyecciones se utilizó el procedimiento que se describe en el punto 4.4. Cabe destacar que en la zona del estudio hay una sola localidad con servicio público de electricidad que es la de General Güemes (con control propio de generación) y que de esta no existen datos suficientes como para construir series históricas que permitan deducir tendencias por los métodos estadísticos clásicos generalmente utilizados en estos casos. Es por ello que se elaboraron las series históricas del abastecimiento y del consumo correspondientes a todas las localidades con servicio público de electricidad de la Provincia, a los fines de inferir las correspondientes hipótesis razonablemente lógicas de evolución probable para las localidades comprendidas en el área del estudio.

La información básica se obtuvo en la Dirección de Estadística

..//

de la Secretaría de Energía de la Nación y en la Dirección Provincial de Energía.

Los datos sobre población, tal como se explica en el párrafo 2.3. del capítulo 2 fueron suministrados por la Dirección de Estadísticas de la Provincia.

4.1. Evolución histórica de abastecimiento eléctrico

En los cuadros 4.1. N° 1 al 17 se transcriben las series históricas de la energía bruta generada, consumo propio, pérdidas por distribución, consumo total registrado, carga máxima y factor de carga, correspondiente a todas las localidades con generación de la Provincia.

Al pie de dichos cuadros aparecen las tasas anuales acumulativas calculadas con la expresión $E_t = E_0 (1 + i)^t$ obviándose su deducción por otros procedimientos.

4.2. Evolución histórica del consumo de electricidad

Las series históricas del consumo, número de usuarios, consumo por usuario, población servida y habitantes por usuario se presentan en los cuadros 4.2. N°1 al 17. Para cada serie se calculó la tasa anual acumulativa con la misma expresión utilizada en las series del abastecimiento.

4.3. Evaluación de la demanda de energía insatisfecha

No todas las localidades analizadas en 4.1. y 4.2. tuvieron

servicios contínuos durante las 24 horas del día, por lo que los indicadores obtenidos no son estrictamente homogéneos.

Por ello se procedió a estimar, en aquellos casos, cuya afinidad con las localidades del área de estudio fuera aceptable, la energía teórica generada para el caso de que hubieran contado con servicio contínuo. Esta estimación se hizo adoptando un factor de carga corregido y conservando los valores de carga máxima observados; el producto de ambos valores da como resultado la energía que supuestamente se hubiera generado sin restricciones de horario en el servicio.

4.3.1. Estructura sectorial del consumo

Interesa conocer la composición de los usuarios por categorías y la distribución del consumo anual de energía por tipo de consumidor.

Para el cálculo de la participación porcentual de los distintos tipos de usuarios, se adoptó el supuesto de que ella coincidiría con la ocurrida en las localidades de la Provincia similares a las de la zona del estudio (Cuadro 4.3.1. N° 1).

En lo que hace a la distribución del consumo por categorías, se restó la energía insumida por los dos consumidores con potencias mayores de 50 kW y el remanente se asignó respetando la participación ocurrida en localidades similares de la Provincia (Cuadro 4.3.1. N° 2).

Con estos supuestos se construyó el Cuadro 4.3.1. N° 3 que muestra la estructura sectorial del consumo esperado en el período 1979 - 1985.

4.4. Proyecciones de la demanda de Energía y de Potencia

El pronóstico de la demanda futura de potencia y de energía en los centros de consumo de la zona del estudio se hizo particularmente difícil por falta de información histórica, originada en la casi total inexistencia de servicios públicos de electricidad en la zona. Esta circunstancia obligó a adoptar una serie de supuestos, por analogía con otras localidades similares de la Provincia. Como horizonte del modelo armado en base a estos supuestos se tomó el año 1985 -que es, también, el año horizonte del Plan Nacional de Equipamiento para los Sistemas de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica- ya que de extenderse a un período mayor sería de una confiabilidad riesgosa; no obstante, se consideró necesario dibujar un marco de referencia proyectando únicamente los valores de potencia y energía para los años 1990 y 1995, a los fines de dar entrada en el estudio al plan de colonización del Riacho El Porteño y, fundamentalmente, poder determinar el año óptimo de las interconexiones que puedan resultar no factibles hasta el año 1985.

Las proyecciones de la demanda de energía y de potencia se realizaron en tres etapas que se describen a continuación:

- 1° Proyección de la demanda vegetativa
- 2° Proyección de las demandas especiales
- 3° Proyección de la demanda total

4.4.1. Proyecciones de la demanda vegetativa

Se define como demanda vegetativa a la predominantemente residencial (uso de las personas), más los requerimientos del comercio, alumbrado público y otros usos oficiales, así como la de pequeños usuarios industriales, cuyo consumo no participa significativamente en el total.

La demanda de energía a nivel del usuario equivale al consumo. La producción de energía comprende, además, el consumo propio de la central y las pérdidas en la red de distribución. La metodología adoptada para efectuar las proyec-

pciones de la demanda vegetativa es la que se ajusta con mayor aproximación a localidades pequeñas de las características del estudio y consiste sucintamente en lo siguiente:

Se considera que la energía consumida por localidad y por año será igual al número de usuarios del año en cuestión por el consumo por usuario considerado para ese año.

El número de usuarios se obtiene mediante del cociente entre el número de habitantes o población servida y la relación habitantes por usuario. La población servida se proyecta a partir del número de habitantes extraído del Cuadro 4.4.1. N° 12 con las tasas adoptadas para cada localidad en base a criterios que se explican más adelante. La relación habitantes por usuario se proyectó en todos los casos con una tasa negativa (-4,44%) tal que partiendo de una relación habitantes por usuario igual a 10 en el año 1977 permitiese arribar a 5 en el año 1992, horizonte de las proyecciones calculado el consumo total para cada año de la serie se obtiene la energía a generar por incremento de un 15% en concepto de consumo propio de la central y pérdidas en la red de distribución.

La carga máxima simultánea surgirá entonces de relacionar la energía a generar con el factor de carga expresado en horas, adoptado en cada año y para cada localidad con los criterios que se explican más adelante para cada caso concreto.

En resumen:

$$\text{Energía consumida} = \text{N}^{\circ} \text{ de usuarios} \times \frac{\text{consumo}}{\text{usuario}}$$

..//

$$\text{N}^\circ \text{ de usuarios} = \frac{\text{N}^\circ \text{ de habitantes}}{\frac{\text{Habitante}}{\text{usuario}}}$$

$$\text{Energía a generar} = 1,15 \text{ Energía Consumida}$$

$$\text{Carga máxima (kW)} = \frac{\text{Energía a generar (kWh)}}{\text{Factor de carga (h)}}$$

En los Cuadros 4.4.1. N° 1 al 9 se presentan las series de proyecciones correspondientes a las nueve localidades en estudio y en los Cuadros 4.4.1. N° 10 y 11 de los dos sistemas ya decididos y en implementación mencionados en el capítulo 3. Estas series fueron obtenidas con la metodología expuesta anteriormente y con las tasas y/o indicadores o coeficientes que se describen a continuación:

- Población servida: Para las localidades de General Güemes, General Belgrano y Misión Tacaaglé se adoptó la tasa 2,75% prácticamente igual al promedio provincial, respondiendo así a las expectativas de crecimiento inferidas a partir del conocimiento de su situación económico social y en consulta con la Directora de la Dirección Provincial de Estadísticas y con el Director Provincial de Energía.

Para la localidad de San Martín II, El Cogoik, Cabo 1° Lugones y El Recreo se adoptó la tasa de 1,5% con igual fundamento que las anteriores. Para las restantes localidades (Sargento 1° Leyes y Unión Escuela) se adoptó la tasa 0,00% por considerar la tendencia decreciente hasta el presente tornará en población estable por influjo de las mejores condiciones de vida derivadas de

futuro suministro de electricidad.

- Habitantes por Usuario: Tal como se explicó en la metodología, para todas las localidades se partió de una relación igual a 10 en el año 1977 para llegar a 5 en el año 1992.

Dichos valores se sustentan en el análisis histórico de otras localidades con servicio de la Provincia donde puede observarse que cualquiera fuera la relación inicial a los 5, 6 ó 7 años se llegó a una relación igual a 10 por un proceso de extensión de la red de distribución que en nuestro caso sería punto de partida al inaugurarse los servicios, según proyectos y modalidad adoptada por la Dirección Provincial de Energía. El propósito de llevar el servicio hasta los usuarios más alejados del "casco urbano" explica por qué se adoptó la relación habitantes por usuario igual a 5 para el año horizonte, cifra no alcanzada todavía en ninguna de las localidades de la Provincia, pero que con la política enunciada será fácilmente alcanzable en ellas.

- Consumo por Usuario: En la localidad de General Güemes se conocen los valores para los años 74, 75 y 76 que son respectivamente de 700, 725 y 750 kWh; estos valores, relativamente altos para localidades de estas características son similares a los de Pozo del Tigre para el año 1974, cuya tasa histórica fue del 3,24% en 12 años. Es por ello que para esta localidad se proyectó el consumo por usuario con una tasa a.a.c. del 3,5% que permite arribar al año 1992 con 1.300 kWh por usuario. En las demás localidades se partió de 450 kWh por usuario en el año base, para llegar a la misma meta de 1.300 kWh en el año

1992, lo que equivale a proyectar con una tasa del 7,33% ese consumo inicial por usuario es razonable si se lo compara con los consumos iniciales de Pirané, El Colorado, Pozo del Tigre y otras localidades de la Provincia.

- Factor de Carga: A los fines del presente estudio se adoptó el criterio de que el factor de carga iría mejorando a lo largo del período del estudio en función del desarrollo económico social esperado en la zona.

Para la localidad de General Güemes se partió de 1.900 hs en 1977 para llegar a 2.557 hs en el año 1992. En cambio, para General Belgrano y San Martín II se partió de 1.500 hs para llegar a 2.701 hs y 2.513 hs respectivamente.

En las demás localidades se partió de 1.000 hs para evolucionar hasta 1.558 hs en todas, excepto Misión Tacaaglé que por sus características se pensó en 1.800 hs para 1992.

- Carga Máxima: Como ya se explicó fué obtenida por cociente entre la energía a generar y el factor de carga en horas. Se controló en todos los casos que los valores obtenidos no crecieron a tasas superiores al 11% a.ac., lo que equivale prácticamente a quintuplicar los valores en el lapso de 15 años, ya que en las otras localidades de la Provincia analizadas, el crecimiento de la carga máxima osciló entre el 9,90% a.ac. para Estanislao del Campo y el 18,63% para Laguna Blanca. Entre estos límites, las localidades con características más parecidas a las del estudio, crecieron con tendencia similar a la obtenida en los cuadros descriptos.

Las proyecciones de la demanda vegetativa de los sistemas Gene-

..//

ral Belgrano - Misión Tacaaglé y San Martín II - Cabo 1° Lugones (Cuadros 4.4.1. N° 10 y 11) se obtuvieron adicionando a la energía a generar en la localidad cabecera obtenida en los Cuadros 4.4.1. N° 2 y 4 respectivamente, la energía de las localidades receptoras, tomadas de los Cuadros 4.4.1. N° 3 y 5 respectivamente, incrementada en un 5% por pérdidas de transmisión.

Los factores de carga adoptados para el sistema se aproximan a los de la localidad cabecera, sin llegar a igualar sus valores por la influencia de las localidades receptoras que desmejoran relativamente los valores de partida.

4.4.2. Proyección de las demandas especiales

Definimos como demandas especiales a aquellas que surjan como consecuencia de la implementación de centros de consumo que, como cargas puntuales, se aparten del crecimiento vegetativo basado en la evolución histórica del mercado eléctrico local. Ejemplos de demandas especiales sería la localización de industrias, sistemas de riego por bombeo, instalación de establecimientos públicos de producción o de servicios, etc. En nuestro caso, se consideró como demandas especiales a los sistemas de electrificación rural en las colonias que se describieron en el Capítulo 2 por preverse su alimentación desde alguna de las centrales de las localidades del estudio, a modo de una demanda puntual concentrada en el centro de transformación de cada uno de los sistemas rurales.

Solo en la localidad de General Belgrano se presentó la necesidad de adicionar a las proyecciones vegetativas las "demandas especiales" originadas en la sustitución de la autogeneración existente en la Desmotadora de Algodón, perteneciente a la Dirección Provincial del Algodón y la ex-Junta Nacional de Granos,

..//

en la sucursal del Banco de la Provincia y en algunos usuarios particulares, cuya capacidad de regeneración superaba los 20 kW. Del Cuadro 3.6. N° 1 se extraen los valores que se indican a continuación:

La carga máxima simultánea originada en la desmotadora es de 220 kW en el período de Enero a Junio.

La carga máxima de la deslintadora es de 114 kW en el período de Julio a Noviembre.

La Junta Nacional de Granos tiene un equipamiento para sus instalaciones que junto con la iluminación demanda una carga máxima de 50 kW de Noviembre a Mayo y de 28 kW el resto del año.

En resumen, las cargas máximas demandadas por la desmotadora y la Junta Nacional de Granos, son:

	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Desmotadora	220	220	220	220	220	220	-	-	-	-	-	-
Deslintadora	-	-	-	-	-	-	114	114	114	114	114	-
J.N.G.	50	50	50	50	50	28	28	28	28	28	50	50
TOTAL	270	270	270	270	270	248	142	142	142	142	164	50

Además de lo anterior existen grupos electrógenos particulares de acuerdo al siguiente detalle:

Taller de automotores45 HP	45 kW
" " "16,5 HP	

..//

Bco. Pcia. de Formosa	24 kVA	
" " " "	4 kVA	22 kW
Casa particular	16 HP	
" "	16 HP	23 kW

A continuación se pasa a explicar el Cuadro 4.4.2. N° 1, donde se calculó la potencia y energía demandada por el sistema rural de la colonia El Porteñito que se alimentará desde General Güemes.

Para el cálculo de la potencia instalada se tomó como dato el anteproyecto elaborado por la Dirección Provincial de Energía que se adjunta en el plano 4.4. en el que puede observarse que se preve la instalación de 21 transformadores de 10 kVA c/u y uno de 16 kVA. Para la estimación de la demanda simultánea de potencia se afectó este valor con el coeficiente de simultaneidad que se tomó igual a 0,4 adoptando el mismo valor que en el Estudio de Electrificación Rural de Bragado, efectuado por el C.F.I. y con el coeficiente de diversidad igual a 0,4 extraído de la misma fuente. Se consideró que esta demanda entraría a jugar a partir de 1979. Para el año 1980 se tuvo en cuenta el proyecto de adjudicación de 7 lotes adicionales a los de la 1^{ra} Etapa de la colonización de El Porteñito, señalados en el plano 2.3. y a los que se les adjudicó transformadores de 10 kVA a cada uno, siguiendo el criterio de los proyectistas de la Dirección Provincial de Energía. Asimismo, se consideró que para el año 1980 estaría implementada la adjudicación de las 30 quintas señaladas en el plano 2.4., a las que se les adjudicó un transformador de 5 kVA a cada una. Los valores resultantes fueron afectados con los mismos coeficientes que los anteriores.

De esta manera resultó una potencia de 36,16 kVA iniciales para

..//

el año 1979 y una adicional de 35,20 kVA para 1980. Para el cálculo de la serie prospectiva se consideró que dichas demandas de potencia serían alcanzadas en un período de 5 años; por ello, los valores consignados en las columnas de potencia del cuadro en consideración, se obtuvieron en los primeros 5 años regresando la cifra de cálculo con una tasa del 18%. Este criterio obedece a que se estima como necesario un período de 4 años más a partir de la inauguración del servicio para completar el equipamiento electro doméstico y de taller de cada usuario. A partir del 5° año se proyectó con una tasa a.a.c. del 4% adoptando criterios similares a los del estudio ya citado. Para el cálculo de la energía en el primer año se parte de un consumo de 60kWh por mes-usuario, equivalente a 720 kWh por año-usuario.

Los valores así obtenidos se proyectaron con el 13% a.a.c. hasta el año 1984 y luego con el 4% hasta el final del período. En cuanto al número de usuarios, se consideró como tope el número de chacras ya implementado como 1^{ra} Etapa de la colonización más las 7 chacras y 30 quintas previstas como ampliación, pero no las chacras correspondientes a la 2^{da} Etapa, por no disponerse de planos firmes para la implementación de la misma.

En los Cuadros 4.4.2. N° 2 y 3 se calculó la demanda de los sistemas rurales correspondientes a las colonias de San Pablo y Las Colas.

Estas colonias, descritas en el Capítulo 2, son distintas en cuanto a la extensión de las chacras y su capacidad productiva, no obstante lo cual se siguió para ambas el mismo criterio adoptado por la Dirección Provincial de Energía para el proyecto de El Porteño, en cuanto a potencia de los transformadores, coeficientes de simultaneidad y diversidad, consumo de energía y tasas de proyección.

En el Anexo 4.4.2. N° 1 se presenta la demanda por Ha de riego de potencia y de energía correspondiente a la colonización proyectada en las márgenes del Riacho El Porteño, sin localización aún decidida, colonización sobre la que caben las siguientes consideraciones:

El C.F.I. está abocado desde el año 1971 al proyecto de reactivación del Riacho El Porteño.

El proyecto comprende el estudio de una presa de tierra de

aproximadamente 28 Km de desarrollo y 5 m de azud. Esta presa servirá para la formación de un lago con un espejo de 40.000Ha y un volumen de 150 Hm³. Las aguas así almacenadas podrán utilizarse aguas abajo de la presa de acuerdo a los requerimientos del programa de riego que se adopte en definitiva.

La etapa actual de este proyecto es la de ejecución del proyecto ejecutivo que finalizará a fines del año 1977. La obra podría iniciarse a fines de 1978, con un plazo de ejecución de 2 años.

El llenado del vaso se realizaría en alguna de las crecidas del Pilcomayo lo que, a los fines de este estudio, se supone ocurrirá en el año 1981.

Una descripción más amplia de lo anterior puede verse en el Capítulo 2, párrafo 2.5.2.

Concluidos los estudios de localización y de elección de los cultivos adecuados a la zona a las condiciones de mercado y a la tecnología más recomendable, recién se podrá ajustar con mayor precisión los valores de demanda de potencia y de energía que se incluyen de aquí en adelante a modo de primera aproximación.

La metodología utilizada para el cálculo de la demanda consistió, en primer lugar, en calcular la cantidad de agua por hectárea, necesaria en cada uno de los meses del año para el cultivo de frutas y de hortalizas. A estas cantidades se les restó las precipitaciones pluviales previstas para cada mes

y a la cantidad resultante se la corrigió con el coeficiente P = factor de riego.

La cantidad de agua necesaria por hectárea que resultó del cálculo anterior determina un caudal a extraerse del Riacho El Porteño, venciendo una altura aproximada de 5 m. Por aplicación de la fórmula

$$\text{Por (H.P)} = \frac{Q(\text{l/seg.}) H (\text{m}) (\text{Kg/l})}{76} = \text{H.P./Ha}$$

se obtiene la potencia unitaria a instalarse para el riego de las futuras chacreas que forman parte del proyecto. La cifra resultante fué de 0,10 kW/Ha que se llevaron a 0,12 con el incremento de la demanda para uso personal de los chacareros.

Para el consumo de energía se tuvo en consideración la cantidad de horas de riego por día, por mes y por año, lo que llevó a un requerimiento de 212 kWh/Ha - año.

En el Cuadro 4.4.2 N° 5 se presenta el detalle del cálculo antes descrito.

En el Cuadro 4.4.2 N° 4 se presenta el cálculo de la demanda de potencia y de energía derivadas del supuesto de que a partir del año 1982 comenzaría la implementación del proyecto con una incorporación de 500 Ha por año, lo que nos llevaría a 5500 Ha en el año 1992. Si bien este supuesto no es el resultante de un programa de desarrollo para el área, se estima realizable dadas las características regionales.

Como elemento de referencia se constató que el programa

..//

ma del Instituto de Desarrollo del Valle Inferior (I.D.E.V.I.) de Viedma, Provincia de Río Negro, con fuerte apoyo estatal, desde su creación en el año 1963 a la fecha ha incorporado 20.000 Ha bajo riego, lo que hace una media de aproximadamente 1.400 Ha/año.

Las cifras de demanda de potencia y energía que puedan observarse en este Cuadro, resultan un tanto más significativas que las demandas vegetativas de las localidades de la zona en estudio, ya que aún con este ritmo de colonización, que podría considerarse lento, se llega a una demanda de 240 kW en el año horizonte y sólo a 119 kW en General Belgrano ó 104 kW en General Güemes, etc.

En cuanto a la localización de la colonia, como ya se dijo, aún no está decidida; por ello, y conociendo los criterios a utilizarse para tal fin, que se basan en el balance de factores tales como disponibilidad de tierras, aptitud del suelo y proximidad de un centro urbano con la infraestructura de apoyo y con el dinamismo necesario para viabilizar los aspectos de la comercialización de la producción, se eligió el área de influencia de General Belgrano, que pasaría así a ser centro de abastecimiento del sistema eléctrico rural de esta colonia.

4.4.3. Proyección de la demanda total

Como ya se dijo, la demanda total se obtiene por adición de las demandas vegetativas y de las demandas especiales.

En los Cuadros 4.4.3. N° 1, 2 y 3 se presenta la demanda total de energía y en los Cuadros 4.4.3. N° 4, 5 y 6 la potencia para las tres localidades llamadas a abastecer demandas especiales.

..//

En el Cuadro N° 4.4.3. N° 1 se presenta la demanda total de energía para la localidad de General Güemes; en esta localidad se adiciona en la demanda vegetativa las demandas especiales de las colonias rurales El Porteño y Las Lolas, así como de la pequeña localidad rural Unión Escuela.

En el Cuadro 4.4.3. N° 4 las proyecciones de la demanda total de potencia calculadas por adición de las cargas máximas demandadas por los mismos centros de consumo y sin afectarlas de ningún coeficiente de simultaneidad.

En los Cuadros 4.4.3. N° 2 y 5 se presentan las series de proyecciones de las demandas totales de potencia y de energía del sistema General Belgrano - Misión Tacaaglé, obtenidas por adición a la demanda vegetativa del sistema de la originada en la colonización por reactivación del Riacho El Porteño y en la sustitución de la autogeneración de la Desmotadoras de Algodón, del Banco y de la utilizada en algunos talleres particulares, ya descriptos en el párrafo 4.4.2.

En los Cuadros 4.4.3. N° 3 y 6 se presentan las series de proyección de la demanda total de energía y de potencia, respectivamente, correspondientes al sistema San Martín 2 - Cabo 1° Lugones. Las demandas especiales, que se adicionan a las vegetativas, surgen solamente del sistema rural correspondiente a la Colonia San Pablo.

4.5. Conclusiones

4.5.1. Potencia

En el Cuadro 4.5. N° 1 se muestra la demanda de potencia total del sistema de la que surgen las siguientes reflexiones:

..//

En el año 1979 General Belgrano más General Güemes con sus respectivos sistemas significarán el 82% de la potencia del sistema y si también consideramos el sistema San Martín II, el porcentaje de significación se eleva al 93% de la potencia de toda la zona considerada, razón por la cual las localidades de El Recreo, Fortín Leyes y El Cogoik se las puede considerar como marginales. Es de destacar que los porcentajes mencionados se mantienen casi constantes a lo largo de todo el período considerado.

4.5.2. Energía

En el Cuadro 4.5. N° 2 nos presenta en forma análoga al anterior la demanda total de energía con los resultados que siguen:

Los porcentajes de significación de los sistemas General Belgrano y General Güemes respecto del total son del orden del 88% y si agregamos San Martín II, estamos considerando el 97% del sistema, por lo tanto caben en cuanto a las localidades de El Recreo, Fortín Leyes y El Cogoik las mismas consideraciones del párrafo 4.5.1.

4.5.3. Valores comparativos

En cuanto a la magnitud de la demanda de potencia y energía en 1979 para todo el sistema, podemos compararla con la de la localidad de El Colorado (cuarta en su importancia desde el punto de vista eléctrico en la Provincia) que es un centro de reciente desarrollo agropecuario fomentado por un plan similar al previsto para la zona de nuestro estudio.

También se puede destacar que la potencia instalada y la energía a generar para el año 1979 serían en ambos casos de alrededor del 3% de

las instaladas y producidas por toda la Provincia en 1974.



4.5.4. Centro de Cargas

Como se explica más adelante en el párrafo 5.1., el Centro de Cargas del Sistema está entre General Güemes y General Belgrano, siendo la localidad nombrada en primer término el centro geográfico de la zona del estudio.

ESTIMACION DE LA POTENCIA Y ENERGIA ELECTRICAS NECESARIAS POR HECTAREA
PARA RIEGO POR BOMBEO EN LA ZONA DE COLONIZACION POR REACTIVACION DEL
RIACHO EL PORTEÑO

1. Introducción.

Este estudio tiene por objeto elaborar los puntos de partida para el pronóstico de la demanda energética de la colonización a implantarse en las márgenes del Riacho El Porteño.

Como ya se explicó en los puntos 2.5.2. y 4.4.2. del texto, aun no está definido el tamaño de las chacras, el tipo de cultivos y la aptitud del suelo, así como el ritmo de la implementación del proyecto. Por tal motivo se consideró que la única forma de encarar el estudio era la de calcular las demandas de potencia y de energía por hectárea para determinados tipos de cultivos.

2. Supuestos.

Se adoptó el supuesto de que los cultivos a realizarse serán fruti-hortícolas; sobre la base se riego de compensación por bombeo desde el curso de agua de El Porteño.

Los usos consuntivos del agua para cada uno de esos cultivos y para cada mes del año se presentan en el Cuadro A; estos valores fueron tomados de un estudio similar que está realizando en la actualidad el Equipo de Riego del CFI.

Las precipitaciones pluviales fueron tomadas de la publicación de la Casa de Formosa en Buenos Aires (autor Pascual Acuña), Capítulo "Clima" Cuadro con precipitaciones pluviales 1957-1966 para Comandante Fonta-

na y se presentaron en el Cuadro B como valores nominales. Para obtener los aportes reales se debe tener en cuenta las pérdidas por evaporación y por escurrimiento superficial, lo que se consigue afectando los valores nominales por el factor 0,8. Se obtienen así los valores efectivos de las precipitaciones pluviales conjuntamente con el volumen de agua en m³/Ha aportado por las lluvias en cada mes del año.

3. Cálculo de los volúmenes de agua necesarios para riego.

En primer lugar se debe calcular la cantidad de agua que debe aportarse a los cultivos por medio del riego.

El Cuadro C presenta los aportes de riego en m³/Ha para cada cultivo y para cada mes del año, en valores nominales y demandados. Los primeros se obtienen por diferencia entre los usos consuntivos (Cuadro A) y los aportes efectivos por lluvias (Cuadro B). Los segundos se obtienen corrigiendo los valores con un "factor de riego" que toma en cuenta la eficiencia de los sistemas de riego y que, en nuestro caso, se tomó igual a 1,54 (corresponde a una efectividad del 65%).

4. Cálculo de la potencia para riego demandada por hectárea.

Para este cálculo se eligió en el Cuadro C el mes de mayor demanda de riego; para hortalizas resultó el mes de enero y diciembre para frutales. Ambos valores son de 1342 y 1393 m³/Ha respectivamente. Lógicamente, el cálculo debe realizarse para la demanda mayor, por lo que se trabaja con la demanda de 1.893 m³/Ha.

La potencia se calculó con la fórmula:

$$\text{Pot(kW/Ha)} = \frac{Q \cdot h \text{ (m)} \cdot \rho \text{ (Kg/lts.)} \cdot 0,736}{76 \eta_{b-m} \eta_m}$$

..//

donde:

$$Q \text{ (lts/seg Ha)} = \frac{1000 \text{ (lts/m}^3\text{)} \times 1393 \text{ (m}^3\text{/Ha)}}{12 \text{ h/día} \times 25 \text{ días} \times 3600 \text{ seg/h}} = 1,753 \frac{\text{lts}}{\text{seg Ha}}$$

siendo:

Pot. = Potencia unitaria

Q = caudal de riego necesario por hectárea

H = altura de la columna de agua desde el nivel de toma en El Porteño más pérdidas por rozamientos, cambios de dirección y otras

η_{b-m} = rendimiento bomba - motor = 0,7

η_m = rendimiento eléctrico del motor = 0,9

sustituyendo valores

$$\text{Pot} = \frac{1,753 \text{ lts/seg Ha} \times 5 \text{ m} \times 1 \text{ Kg/l} \times 0,736}{75 \times 0,7 \times 0,9} = 0,135 \text{ kW/Ha}$$

El valor de la potencia así determinado deberá ser afectado de un coeficiente de simultaneidad que tenga en cuenta el desfase entre regantes; para este caso se toma igual a 0.75 y el valor de la potencia quedará igual a

$$\text{Pot} = 0,135 \times 0,75 \frac{\text{kW}}{\text{Ha}} = \underline{\underline{0,10 \text{ kW/Ha}}}$$

Este valor, a los fines de su utilización para el cálculo de la potencia total que demandará el sistema rural a implementarse, debió incrementarse con la demanda para uso personal de los chacareros. La demanda simultánea para uso personal se tomó de varios proyectos de electrificación rural que maneja actualmente el Equipo Infraestructura del CFI. Su valor resultó igual a 500 W.

..//

Como aún no está determinada la superficie de cada chacra, se partió del supuesto de que aquella no excedería las 500 Ha y se consideró, como promedio, un valor de 250 Ha. De esa manera $\frac{0,500 \text{ kW}}{250 \text{ Ha}} = 0,02 \text{ kW/Ha}$ y el valor total resulta

$$\text{Pot} = 0,10 \times 0,02 = 0,12 \text{ kW/Ha}$$

5. Cálculo de la energía demandada por hectárea de riego.

Establecida la potencia a instalarse por hectárea, la energía insunida será proporcional a las horas de riego y éstas al volumen de riego demandado que figura en el Cuadro C, ya mencionado.

5.1. Energía para hortalizas

Se procedió, en primer lugar, a calcular la energía teórica demandada en el mes de riego máximo. Para los otros meses se afectará esa cifra por el llamado "factor de carga" que expresa la relación entre horas de utilización de la carga máxima de cada mes respecto de las horas del mes de demanda máxima. (Como ya se dijo, esto es igual a la relación entre los respectivos volúmenes de riego demandado en cada mes.)

Los valores del "factor de carga" así obtenidos se indican en la 1^{ra} línea del Cuadro D.

La demanda de energía teórica será mayor en el mes de enero que demanda 1042 m³/Ha de riego. Para lograr ese volumen con un caudal de 1,70 lts/seg. se necesita regar durante 12 horas/día durante 25 días/mes, como se vió en el punto 4. Por lo tanto, las horas de utilización en el mes serán

..//

$$25 \text{ días/mes} \times 12 \text{ horas/día} = 300 \text{ horas}$$

En cuanto a la potencia, corresponde utilizar los 0,13 kW/Ha hallados en el mismo punto sin el agregado de la potencia para uso personal, ya que las horas de utilización de esta resulta muy pequeña respecto de las de riego.

En consecuencia:

$$\text{Demanda teórica} = 0,13 \frac{\text{kWh}}{\text{Ha}} \times 300 \text{ hs} = 39 \frac{\text{kWh}}{\text{Ha}}$$

Este valor, corregido con el "factor de carga" de cada mes se presenta en la 2^{da} línea del Cuadro D.

En la 3^{ra} línea del mismo Cuadro se indica la demanda real incrementando los valores teóricos en un 10% para contemplar las "irregularidades" del régimen pluvial.

En resumen, la energía anual demandada por hectárea será de 232 kWh/Ha.

5.2. Energía para frutales

Utilizando la misma metodología que en 5.1. se construyó el Cuadro E. La energía anual demandada por hectárea será de 175 kWh/Ha.

5.3. Energía total

Se supone que el 65% de las tierras a cultivarse se destinarán a hortalizas y el 35% restante a frutales, con lo que la ener-

..//

Qúa anual demandada por hectárea de riego resultará del siguiente promedio ponderado

$$(0,55 \times 232 + 0,35 \times 175) \frac{\text{kWh}}{\text{Ha}} = 212 \frac{\text{kWh}}{\text{Ha}}$$

que es la cantidad a utilizar.

Usos consuntivos de los cultivos anuales (m³/Ha).

Cuadro A

mes	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Total
Cultivo de Hortalizas	1870	1340	1130	690	560	360	370	570	850	1200	1510	1780	12230
Cultivo de Frutales	1710	1250	1000	560	420	-	-	460	730	1120	1460	1880	10590

Fuente: Estudio de cultivos bajo riego en elaboración en el Equipo de Riego del CFI.

Precipitaciones medias y volumen de agua por Ha.

Cuadro B

mes	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Total
Nominal (mm)	84,2	96,6	91,8	117,9	66,9	29,7	8,7	16,4	39,2	64,0	136,9	81,4	833,7
Efectiva (mm)	67,36	77,28	73,44	94,32	53,52	23,76	6,96	13,12	31,36	51,20	109,36	65,12	669,8
Volumen de agua (m ³ /Ha)	673,6	772,6	734,4	943,2	535,2	237,6	69,6	131,2	313,6	512,0	1093,6	661,2	6668,0

Fuente: Elaboración propia en base a la Publicación de la Casa de Formosa en Buenos Aires, autor: Pascual Acuña.

Riego anual demandado (m³/Ha).

Cuadro C

Mes	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Total
<u>Hortalizas:</u>													
a) nominal	1196	567	396	s/r	25	122	300	439	536	1136	416	1129	6262
b) demandado	1842	873	610	-	39	186	462	676	825	1749	641	1739	9644
<u>Frutales:</u>													
a) nominal	1036	477	266	s/r	s/r	s/r	s/r	329	416	606	366	1229	4727
b) demandado	1595	735	410	-	-	-	-	507	641	936	564	1893	7281

Fuente: Elaboración propia en base a los Cuadros A y B.

Requerimiento de energía mensual y anual por Ha para el cultivo de Hortalizas.

Cuadro D

Mes	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Total
Factor de carga	1,00	0,47	0,33	0,00	0,02	0,10	0,25	0,37	0,48	0,95	0,35	0,94	
Demanda teórica kWh/Ha	39	19	13	-	1	4	10	14	19	37	14	37	207
Demanda real kWh/Ha	43	21	19	-	1	4	11	15	21	41	15	41	232

Fuente: Elaboración propia.

Requerimiento anual de energía por Ha para el cultivo de Frutales.

Cuadro E

Mes	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	il	D	Total
Factor de carga	0,84	0,39	0,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,27	0,34	0,49	0,30	1,00	
Demanda efectiva kWh/Ha	33	15	9	-	-	-	-	12	14	21	13	43	160
Demanda efectiva distribuida kWh/Ha	36	17	10	-	-	-	-	13	15	23	14	47	175

Fuente: Elaboración propia.

EVOLUCION HISTORICA DEL ABASTECIMIENTO ELECTRICO
CENTRAL : FORMOSA

CUADRO: 4.1. N°1

AÑOS	ENERGIA GENERADA		USO PROPIO		ENERGIA ENVIADA A LA RED		CONSUMO TOTAL REGISTRADO		PERDIDAS EN LA RED		CARGA MAXIMA		FACTOR DE CARGA	
	MW h	%	MW h	%	MW h	%	MW h	%	MW h	%	KW	HORAS	%	
1960	6837	2.59	177	2.59	6660		5728		932	16.27	1580	4327	49.39	
1961	8246	1.95	161	1.95	8085		6885		1200	17.43	1570	5252	59.95	
1962	8458	2.84	240	2.84	8218		6575		1643	24.99	1900	4452	50.82	
1963	9753	5.00	488	5.00	9265		8209		1056	12.86				
1964	10380	5.00	519	5.00	9861		8831		1030	11.66				
1965	12360	11.87	1467	11.87	10893		8898		1995	22.42	2900	4262	48.65	
1966	13547	1.78	241	1.78	13306		10465		2841	27.15				
1967	14613	3.00	438	3.00	14175		11198		2977	26.59				
1968	19173	7.49	1437	7.49	17736		12013		5723	47.64				
1969	16800	2.98	500	2.98	16300		12500		3800	30.40				
1970	17266	1.62	279	1.62	16987		13037		3950	30.30	4860	3553	40.55	
1971	19000	2.19	417	2.19	18583		14253		4330	30.38				
1972	24000	3.08	740	3.08	23260		18150		5110	28.15	4200	5714	65.22	
1973	23165	2.69	623	2.69	22542		18534		4008	21.63	6300	3677	41.97	
1974	32891	2.17	714	2.17	32177		27080		5097	15.84	8700	3781	43.16	

TASA

a.a.c. 11,87 10,48 11,91 11,73 12,90 12,96

Fuente: SECRETARIA DE ESTADO DE ENERGIA _ DIRECCION NACIONAL DE PLANIFICACION Y CONTROL ENERGETICO.

EVOLUCION HISTORICA DEL ABASTECIMIENTO ELECTRICO

CUADRO: 4.1. N° 2

SISTEMA
SUBSISTEMA
CENTRAL : CLORINDA

AÑOS	ENERGIA GENERADA		USO PROPIO		ENERGIA ENVIA- DA A LA RED		PERDIDAS EN LA RED		CONSUMO TOTAL REGISTRADO		CARGA MAXIMA		FACTOR DE CARGA		OBSERVA- CIONES
	MW h	%	MW h	%	MW h	%	MW h	%	MH h	KW	HORAS	%			
1960	1332	38	2.85	1294	216	16.69	1078	360	3700	42.23					
1961	1329	40	3.01	1289	233	18.08	1056	352	3776	43.10					
1962	1451	43	2.96	1408	317	22.51	1091	376	3659	44.05					
1963	1665	50	3.00	1615	349	21.61	1266								
1964	1690	51	3.02	1639	370	22.57	1269								
1965	1814	38	2.09	1776	317	17.85	1459	510	3557	40.60					
1966	1999	39	1.95	1960	386	19.69	1574								
1967	2657	267	10.05	2390	628	26.28	1762	610	4356	49.72					
1968	2548	266	10.44	2282	345	15.12	1937	674	3780	43.15					
1969	3034	268	8.83	2766	614	22.20	2152	744	4078	46.55					
1970	3356	139	4.14	3217	652	25.42	2565	924	3632	41.46					
1971	3935	170	4.32	3765	934	32.99	2931	968	4065	46.40					
1972	4400	132	3.00	4268	923	27.59	3345								
1973	5000	142	2.84	4858	617	14.55	4241	1280	3906	44.58					
1974	6391	200	3.18	6191	1428	23.07	4763	1600	3994	45.60					

TASA

a.a.c. 11.85 12.59

11.83

14.44

11.20

11.24

EVOLUCION HISTORICA DEL ABASTECIMIENTO ELECTRICO

CUADRO: 4.1. N° 3

SISTEMA
SUBSISTEMA
CENTRAL : COMANDANTE FONTANA

AÑO	ENERGIA GENERADA		USO PROPIO		ENERGIA ENVIADA A LA RED		PERDIDAS EN LA RED		CONSUMO TOTAL REGISTRADO		CARGA MAXIMA	FACTOR DE CARGA		OBSERVACIONES
	MW h	%	MW h	%	MW h	%	MW h	%	MW h	%	KW	HORAS	%	
1960	67				67	11.94	8	11.94	59	30	2233	25.49		
1961	116	3	2.59		113	15.04	17	15.04	96	80	1450	16.55		
1962	135	4	2.96		131	13.74	18	13.74	113	60	2250	25.68		
1963	144	4	2.78		140	5.71	8	5.71	132					
1964	146	6	4.11		140	10.00	14	10.00	126					
1965	192	6	3.13		186	15.05	28	15.05	158	90	2133	24.34		
1966	244	8	3.28		236	10.17	24	10.17	212					
1967	232	7	3.02		225	8.00	18	8.00	207	95	2442	27.87		
1968	289	10	3.46		279	13.98	39	13.98	240					
1969	322	20	6.21		302	9.27	28	9.27	274	110	2927	33.41		
1970	323	10	3.10		313	10.22	32	10.22	281	110	2936	33.51		
1971	337	10	2.97		327	10.09	33	10.09	294	130	2592	29.58		
1972	387	15	3.88		372	6.45	24	6.45	348	170	2276	25.98		
1973	440	11	2.50		429	9.56	41	9.56	388					
1974	558	13	2.33		545	4.22	23	4.22	522	210	2657	30.33		

TASA

a.a.c. 16,35 11.04 16.15 7.84 16.85 14.91

EVOLUCION HISTORICA DEL ABASTECIMIENTO ELECTRICO
CENTRAL: IBARRETA

CUADRO: 4.1. N° 4

AÑOS	ENERGIA GENERADA		USO PROPIO		ENERGIA ENVIA- DA A LA RED		CONSUMO TOTAL REGISTRADO		PERDIDAS EN LA RED		CARGA MAXIMA		FACTOR DE CARGA	
	MW h	%	MW h	%	MW h	%	MW h	%	MW h	%	KW	HORAS	%	%
1960	68				68		67	1	1.49	40	1700	19.40		
1961	97	3	3.09		94		92	2	2.17	60	1617	18.45		
1962	117	3	2.56		114		102	12	11.76	100	1170	13.35		
1963	128	4	3.13		124		98	26	26.53					
1964	136	4	2.94		132		103	29	28.16					
1965	178	5	2.81		173		160	13	8.13					
1966	192	6	3.13		186		174	12	6.90					
1967	168	5	2.98		163		125	38	30.40	100	1680	19.17		
1968	224	7	3.13		217		179	38	21.23					
1969	224	7	3.13		217		179	38	21.23	127	1764	20.13		
1970	242	7	2.89		235		198	37	18.69	124	1952	22.28		
1971	326	12	3.68		314		262	52	19.85	130	2508	28.63		
1972	463	25	5.40		438		361	77	21.33	145	3193	36.44		
1973	494	13	2.63		481		423	58	13.71	130	3800	43.37		
1974	669	12	1.79		657		595	62	9.44	290	2307	26.33		

TASA a. ac. 17.74 10.41 17.59 16.88 34.29 15.20

EVOLUCION HISTORICA DEL ABASTECIMIENTO ELECTRICO

CENTRAL : ESTANISLAO DEL CAMPO

CUADRO: 4.1. N° 5

AÑOS	ENERGIA GENERADA		USO PROPIO		ENERGÍA ENVIA DA A LA RED		CONSUMO TOTAL REGISTRADO		PERDIDAS EN LA RED		CARGA MAXIMA		FACTOR DE CARGA	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	kWh	Horas	¢	
1960	41	4.88	2	4.88	39	11.43	35	4	11.43	40	1025	11.70		
1961	49	2.04	1	2.04	48	9.09	44	4	9.09	62	790	9.01		
1962	52	3.85	2	3.85	50	11.11	45	5	11.11	62	839	9.57		
1963	49	4.08	2	4.08	47	6.82	44	3	6.82					
1964	52	5.77	3	5.77	49	11.36	44	5	11.36					
1965	76	2.63	2	2.63	74	10.45	67	7	10.45					
1966	99	3.03	3	3.03	96	12.94	85	11	12.94	100	990	11.30		
1967	104	2.88	3	2.88	101	10.99	91	10	10.99					
1968	156	3.21	5	3.21	151	11.03	136	15	11.03					
1969	166	3.01	5	3.01	145	11.03	145	16	11.03	80	2075	23.68		
1970	174	43.10	75	43.10	169	11.18	152	17	11.18	75	2320	26.48		
1971	165	3.64	6	3.64	159	4.61	152	7	4.61	80	2063	23.55		
1972	180	3.33	6	3.33	174	10.83	157	17	10.83					
1973	200	3.00	6	3.00	194	11.49	174	20	11.49					
1974	414	3.38	14	3.38	400	21.00	316	84	21.00	150	2760	31.51		
TASA a. ac.	17.96		14.91		18.09		17.02	24.29		9.90				

EVOLUCION HISTORICA DEL ABASTECIMIENTO ELECTRICO

CUADRO: 4.1. N° 6

CENTRAL: PIRANE

AÑOS	ENERGIA GENERADA		USO PROPIO		ENERGIA ENVIA- DA A LA RED		CONSUMO TOTAL REGISTRADO		PERDIDAS EN LA RED		CARGA MAXIMA		FACTOR DE CARGA	
	MW h	%	MW h	%	MW h	%	MW h	%	MW h	%	KW	HORAS	%	%
1961	190		6	3.16	184		166		18	10.84	95	2000	22.83	
1962	226		7	3.10	219		197		22	11.17				
1963	222		7	3.15	215		194		27	10.82				
1964	262		8	3.05	254		239		15	6.28				
1965	254		8	3.15	246		224		22	9.82				
1966	321		25	7.79	296		233		63	27.04	180	1783	20.35	
1967	411		44	10.71	367		291		76	26.12	200	2055	23.45	
1968	734		85	11.58	649		540		109	20.19				
1969	1024		105	10.25	919		760		159	20.92	265	3864	44.10	
1970	1041		107	10.28	934		776		158	20.36				
1971	1349		94	6.97	1255		938		317	33.80	300	4497	51.33	
1972	1655		99	5.98	1556		1164		392	33.68	380	4355	49.71	
1973	1863		60	3.22	1803		1532		271	17.69	380	4903	55.97	
1974	2246		126	5.61	2120		1735		385	18.16	500	4492	51.28	
TASA														
a. ac.	20.92		26.39		20.69		19.78		26.57				13.63	

EVOLUCION HISTORICA DEL ABASTECIMIENTO ELECTRICO

CENTRAL: EL COLORADO

CUADRO: 4.1. N° 7

AÑO	ENERGIA GENERADA		USO PROPIO		ENERGIA ENVIADA A LA RED		CONSUMO TOTAL		PERDIDAS EN LA RED		CARGA MAXIMA		FACTOR DE CARGO		OBSERVACIONES
	MW h	%	MW h	%	MW h	%	MW h	%	MW h	%	KM	HORAS	%		
1961	98		3	3.06	95		86		9	10.47					
1962	101		3	2.97	98		88		10	11.36					
1963	106		3	2.83	103		93		10	10.75					
1964	168		5	2.98	163		147		16	10.88					
1965	180		7	3.89	173		155		18	11.61					
1966	203		6	2.96	197		177		20	11.30					
1967	656		70	10.67	586		463		123	26.57	200	3280	37.44		
1968	702		21	2.99	681		538		143	26.58					
1969	837		80	9.56	757		528		229	43.37	200	4185	47.77		
1970	893		83	9.29	810		710		100	14.08	220	4059	46.33		
1971	1380		50	3.62	1330		779		551	70.73	300	4600	52.51		
1972	1415		99	7.00	1316		978		338	34.56	340	4162	47.51		
1973	1700		52	3.06	1648		1335		313	23.45	400	4250	48.51		
1974	2087		149	7.14	1938		1537		401	20.69	570	3661	41.80		

TASA

a. ac. 26.53 35.04

26.11

24.83

33.92

16.14

EVOLUCION HISTORICA DEL ABASTECIMIENTO ELECTRICO
CENTRAL: LAS LOMITAS

CUADRO: 4.1. N° 8

AÑOS	ENERGIA GENERADA		USO PROPIO		ENERGIA ENVIA- DA A LA RED		CONSUMO TOTAL REGISTRADO		PERDIDAS EN LA RED		CARGA MAXIMA		FACTOR DE CARGA	
	MW h	%	MW h	%	MW h	%	MW h	%	MW h	%	KN	HORAS	%	%
1961	58		2	3.45	56		51		5	9.80	43	1349	15.39	
1962	60		2	3.33	58		52		6	11.54				
1963	59		2	3.39	57		52		5	9.62				
1964	63		2	3.17	61		55		6	10.91				
1965	154		5	3.25	149		134		15	11.19	100	1540	17.57	
1966	156		5	3.21	151		136		15	11.03	100	1560	17.80	
1967	167		5	2.99	162		146		16	10.96				
1968	214		19	8.88	195		114		81	71.05				
1969	175		5	2.86	170		153		17	11.11				
1970	285		9	3.16	276		228		48	21.05	170	1676	19.13	
1971	367		11	3.00	356		317		39	12.30	135	2719	31.03	
1972	393		12	3.05	381		343		38	11.08				
1973	435		15	3.45	420		375		45	12.00				
1974	688		50	7.27	638		482		156	24.45	180	3822	43.63	
TASA a.a.c.	20.96		28.10		20.58		18.86		30.30		11.64			

EVOLUCION HISTORICA DEL ABASTECIMIENTO ELECTRICO
CENTRAL: LAGUNA BLANCA

Cuadro: 4.1. N° 9

AÑOS	ENERGIA GENERADA		USO PROPIO		ENERGIA ENVIA DA A LA RED		CONSUMO TOTAL REGISTRADO		PERDIDAS EN LA RED		CARGA MAXIMA		FACTOR DE CARGA		
	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	kW	Horas	%	%	
1961	33		1	3.03	32		29		3	10.34					
1962	35		1	2.86	34		31		3	9.68					
1963	33		1	2.63	37		33		4	12.12					
1964	62		2	3.23	60		58		2	3.45					
1965	71		2	2.82	69		63		6	9.52	51	1392	15.89		
1966	63		3	3.61	80		73		7	9.59	56	1482	16.91		
1967	90		3	3.33	87		81		6	7.41	78	1154	13.17		
1968	66		2	3.03	64		56		6	10.34					
1969	116		3	2.59	113		99		14	14.14	80	1450	16.55		
1970	138		4	2.90	134		124		10	8.06	85	1624	18.53		
1971	164		4	2.44	160		148		12	8.11	95	1726	19.70		
1972	175		5	2.86	170		153		17	11.11					
1973	375		12	3.20	363		311		52	16.72					
1974	401		15	3.74	386		346		40	10.36	200	2005	22.89		
Tasa a.a.c.	21.18		23.16		21.11		21.01		22.05		18.63				

EVOLUCION HISTORICA DEL ABASTECIMIENTO ELECTRICO
CENTRAL: POZO DEL TIGRE

Cuadro: 4.1.N° 10

AÑOS	ENERGIA GENERADA		USO PROPIO		ENERGIA ENVIA DA A LA RED		CONSUMO TOTAL REGISTRADO		PERDIDAS EN LA RED		CARGA MAXIMA		FACTOR DE CARGA	
	kWh	%	kWh	%	kWh	%	kWh	%	kWh	%	kWh	%	Horas	%
1962	52		2	3.85	50		45		5	11.01				
1963	47		2	4.26	45		38		7	18.42				
1964	50		2	4.00	48		41		7	17.07				
1965	89		3	3.37	86		80		6	7.50				
1966	108		3	2.78	105		93		12	12.90	70	1543	17.61	
1967	118		3	2.54	115		106		9	8.49	72	1639	18.71	
1968	131		4	3.05	127		106		21	19.81				
1969	118		4	3.39	114		97		17	17.53	52	2269	25.90	
1970	102		3	2.94	99		87		12	13.79	54	1889	21.56	
1971	122		3	2.46	119		113		6	5.31				
1972	138		4	2.90	134		121		13	10.74				
1973	186		6	3.23	180		160		20	12.50				
1974	230		10	4.35	220		195		25	11.36	120	1917	21.88	
Tasa a.a.c.	12.12		14.35		13.14		13.00		14.35		6.97			

EVOLUCION HISTORICA DEL ABASTECIMIENTO ELECTRICO
CENTRAL: PALO SANTO

Cuadro: 4.1. Nº 11

AÑOS	ENERGIA GENERADA		USO PROPIO		ENERGIA ENVIA DA A LA RED		CONSUMO TOTAL REGISTRADO		PERDIDAS EN LA RED		CARGA MAXIMA		FACTOR DE CARGA	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	kW	Horas	%	%
1963	4				3		3		1	33.33				
1964	15		1	6.67	14		13		1	7.69				
1965	25		1	4.00	24		22		2	9.09				
1966	27		1	3.70	26		23		3	13.04				
1967	29		1	3.45	28		25		3	12.00				
1968	54		2	3.70	52		46		6	13.04				
1969	84		9	10.71	75		64		11	17.19	80	1050	11.98	
1970	170		5	2.94	165		142		23	16.20	100	1700	19.40	
1971	226		10	4.42	216		208		8	3.85	120	1883	21.49	
1972	248		7	2.82	241		217		24	11.06				
1973	332		9	2.71	323		292		31	10.62	130	2554	29.15	
1974	425		15	3.53	410		381		29	7.07	170	2500	28.54	
Tasa a.a.c.	52.83		27.91		52.33		55.33		35.81		16.27			

EVOLUCION HISTORICA DEL ABASTECIMIENTO ELECTRICO
CENTRAL: INGENIERO JUAREZ

Cuadro: 4.1. N° 12

AÑOS	ENERGIA GENERADA		USO PROPIO		ENERGIA ENVIA DA A LA RED		CONSUMO TOTAL REGISTRADO		PERDIDAS EN LA RED		CARGA MAXIMA		FACTOR DE CARGA	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	kW	Horas	%	%
1967	5				5		4		1	25.00	35	143	1.63	
1968	32		2	6.25	30		26		4	15.38				
1969	31		1	3.23	30		25		5	20.00	40	775	8.84	
1970	37		1	2.70	36		32		4	12.50				
1971	64		2	3.13	62		47		15	31.91	40	1600	18.26	
1972	68		2	2.94	66		53		13	24.53				
1973	88		4	4.55	84		75		9	12.00	96	917	10.46	
1974	214		7	3.27	207		154		53	25.60	80	2675	30.54	
Tasa a.a.c.	71.03		23.22		70.21		68.46		76.33		12.54			

EVOLUCION HISTORICA DEL ABASTECIMIENTO ELECTRICO

CUADRO: 4.1. N° 13

CENTRAL: VILLA DOS TRECE

AÑOS	ENERGIA GENERADA		USO PROPIO		ENERGIA ENVIA- DA A LA RED		CONSUMO TOTAL		PERDIDAS EN LA RED		CARGA MAXIMA		FACTOR DE CARGO		OBSERVA- CIONES
	MW h	%	MW h	%	MW h	%	MW h	%	MW h	%	KW	HORAS	%		
1968	18		1	5.56	17		15		2	13.13	33	545	6.22		
1969	46		2	4.35	44		27		17	62.96	35	1314	15.00		
1970	50		2	4.00	48		35		13	37.14					
1971	53		2	3.77	51		39		12	30.77					
1972	57		2	3.51	55		50		5	10.00					
1973	143		5	3.50	138		123		15	12.20					
1974	235		17	7.23	218		199		19	8.72					

TASA

a. ac. 53.45 60.35

52.99

53.86

45.53

EVOLUCION HISTORICA DEL ABASTECIMIENTO ELECTRICO
CENTRAL: MISION SAN FRANCISCO DE LAISHI

Cuadro : 4.1. n° 14

AÑOS	ENERGIA GENERADA		USO PROPIO		ENERGIA ENVIA DA A LA RED		CONSUMO TOTAL REGISTRADO		PERDIDAS EN LA RED		CARGA MAXIMA		FACTOR DE CARGA	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	kV	Horas	%	%
1968	19		1	5.26	18		16		2	12.50				
1969	49		2	4.08	47		40		7	17.50	35	1400	15.96	
1970	74		2	2.70	72		64		8	12.50	35	2114	24.13	
1971	85		3	3.53	82		74		6	10.81	28	3036	34.65	
1972	91		3	3.30	88		78		10	12.82				
1973	149		5	3.36	144		129		15	11.63				
1974	172		6	3.49	166		150		16	9.64	60	2867	37.72	
Tasa a.a.c.	44.37		34.80		44.61		45.21		41.42		11.36			

EVOLUCION HISTORICA DEL ABASTECIMIENTO ELECTRICO
CENTRAL: COLONIA VILLAFANE

Cuadro: 4.1. N° 15

AÑOS	ENERGIA GENERADA		USO PROPIO		ENERGIA ENVIA DA A LA RED		CONSUMO TOTAL REGISTRADO		PERDIDAS EN LA RED		CARGA MAXIMA		FACTOR DE CARGA	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	kV	Horas	%	%
1969	73		3	4.11	70		60		10	16.67	45	1622	18.51	
1970	74		8	10.86	66		43		23	53.49	45	1644	18.76	
1971	145		5	3.45	140		86		54	62.79	55	2636	70.09	
1972	155		5	3.23	150		128		22	12.19				
1973	157		6	3.82	151		131		20	15.27				
1974	187		6	3.21	181		163		18	9.94	60	3117	35.58	
Tasa a.a.c.	20.70		14.87		20.93		22.13		12.47		5.92			

EVOLUCION HISTORICA DEL ABASTECIMIENTO ELECTRICO
CENTRAL : GRAN GUARDIA

Cuadro: 4.1. N° 16

AÑOS	ENERGIA GENERADA		USO PROPIO		ENERGIA ENVIA DA A LA RED		CONSUMO TOTAL REGISTRADO		PERDIDAS EN LA RED		CARGA MAXIMA		FACTOR DE CARGA	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	kV	Horas	%	%
1970	11				11		10		1	10.00	20	550	6.27	
1971	12	8.33	1		11		10		1	10.00	25	480	5.47	
1972	13	7.69	1		12		10		2	20.00				
1973	21				21		19		2	10.53				
1974	23	0.00	0		23		26		2	7.14	19	1474	16.82	
Tasa a.a.c.	26.31				26.31		26.98		18.92		-1.27			

EVOLUCION HISTORICA DE ABASTECIMIENTO ELECTRICO
CENTRAL : LAGUNA YEHA

Cuadro: 4.1. N°17

AÑOS	ENERGIA GENERADA		USO PROPIO		ENERGIA ENVIA DA A LA RED		CONSUMO TOTAL REGISTRADO		PERDIDAS EN LA RED		CARGA MAXIMA		FACTOR DE CARGA	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	kW	Horas	%	
1969														
1970														
1971														
1972														
1973														
1974														
Tasa a.a.c.	---													

EVOLUCION HISTORICA DEL CONSUMO ELECTRICO

Cuadro: 4.2. N^o 1

Localidad: FORMOSA

Sistema:

Subsistema:

AÑO	CONSUMO		Usuarios		CONSUMO POR USUARIO		POBLACION SERVIDA	HABITANTES POR USUARIO	
	MWh	Inc. Anual %	Número	Inc. Anual %	KWh	Inc. Anual %		Número	Número
1960	5728	20,1	4194	4,5	1366	14,9	36499	9	0,0
1961	6885	-4,6	4384	4,9	1570	-9,0	38433	9	0,0
1962	6575	24,8	4602	5,5	1429	18,2	40470	9	0,0
1963	8209	7,5	4857	0,8	1690	6,6	42615	9	0,0
1964	8831	0,7	4900	6,1	1802	-5,1	44874	9	0,0
1965	8898	-17,6	5200	22,8	1711	-4,3	47252	9	-11,2
1966	10465	7,0	* 6388	0,0	1638	7,0	49756	8	0,0
1967	11198	7,2	6388	-5,8	1753	13,2	52393	8	12,5
1968	12013	4,0	6050	15,7	1986	-10,1	55170	9	-11,2
1969	12500	4,2	7000	15,7	1786	-10,0	58094	8	0,0
1970	13037	9,3	8101	0,0	1609	9,3	61071	8	
1971	14253	27,3	8101	6,1	1759	19,9			
1972	18150	2,1	8600	6,7	2110	-4,3			
1973	18534	46,1	9177	16,2	2020	25,7			
1974	27080		10661		2540				
Tasa me- dia a.a.c.	11,73		6,89		4,53		5,28		-1,2

Fuente: SECRETARIA DE ESTADO DE ENERGIA - DIRECCION NACIONAL DE PLANIFICACION Y CONTROL ENERGETICO.

EVALUACION HISTORICA DEL CONSUMO ELECTRICO.

Localidad: CLORINDA

Sistema:

Subsistema:

Cuadro: 4.2. Nº 2

AÑO	CONSUMO		USUARIOS		CONSUMO POR USUARIO		Población Servida		HABITANTES POR USUARIO	
	KWh	Inc. Anual %	Número	Inc. Anual %	KWh	Inc. Anual %	Número	Inc. Anual %	Número	Inc. Anual %
1960	1078	-2,1	1150	2,6	937	-4,5	10043	0,0	9	0,0
1961	1056	3,3	1180	3,2	895	0,1	10525	0,0	9	0,0
1962	1091	16,0	1218	0,1	896	15,8	11030	0,0	9	0,0
1963	1266	0,2	1220	1,5	1038	-1,4	11560	11,1	9	11,1
1964	1269	14,9	1239	5,0	1024	9,4	12115	0,0	10	0,0
1965	1459	7,8	1301	0,0	1121	-0,2	12696	10,0	10	10,0
1966	1574	11,9	1406	3,9	1119	7,7	13305	11,1	9	11,1
1967	1762	9,9	1461	1,4	1206	8,3	13944	0,0	10	0,0
1968	1937	11,0	1482	9,1	1307	1,8	14613	-10,0	10	-10,0
1969	2152	19,1	1617	12,7	1331	5,7	15315	0,0	9	0,0
1970	2565	10,3	1823	5,5	1407	4,5	16125		9	
1971	2831	18,1	1925	5,2	1471	12,2				
1972	3345	26,7	2026	35,5	1651	-6,4				
1973	4241	12,3	2747	3,3	1544	8,7				
1974	4763		2837		1679					
Tasa me- dia a.ac.		11,20		6,66		4,25		4,85		

Fuente: SECRETARIA DE ESTADO DE ENERGIA - DIRECCION DE PLANIFICACION Y CONTROL ENERGETICO.

EVOLUCION HISTORICA DEL CONSUMO ELECTRICO

Cuadro : 4.2. Nº 3

Localidad: COMANDANTE FONTANA

Sistema:

Subsistema:

	CONSUMO		USUARIOS		CONSUMO POR USUARIO		POBLACION SERVIDA		HABITANTES POR USUARIO	
	MWh	Inc. Anual %	Número	Inc. Anual %	KWh	Inc. Anual %	Número	Número	Número	Inc. Anual
1960	59	62,7	172	6,3	343	53,0	1686	10	0,0	
1961	96	17,7	183	17,4	525	0,1	1770	10	-10,0	
1962	113	16,8	215	6,9	526	9,1	1859	9	-11,2	
1963	132	-4,6	230	1,7	574	-6,3	1952	8	11,2	
1964	126	25,3	234	9,4	538	14,6	2050	9	-11,2	
1965	158	34,1	256	5,8	617	26,7	2153	8	0,0	
1966	212	-2,4	271	7,3	782	-9,1	2260	8	0,0	
1967	207	15,9	291	9,2	711	6,1	2374	8	0,0	
1968	240	14,1	318	-0,7	755	14,8	2492	8	0,0	
1969	274	2,5	316	2,8	867	-0,3	2617	8	0,0	
1970	281	4,6	325	7,6	865	-2,9	2752	8		
1971	294	18,3	350	7,1	840	10,4				
1972	348	11,4	375	23,7	928	-10,0				
1973	388	34,5	464	0,0	826	34,6				
1974	522		464		1125					

Tasa me-
dia a.a.c.

16,85

7,35

8,85

5,02

-2,2

Fuente: SECRETARIA DE ESTADO DE ENERGIA - DIRECCION DE PLANIFICACION Y CONTROL ENERGETICO.

EVOLUCION HISTORICA DEL CONSUMO ELECTRICO.

Localidad: IBARRETA
 Sistema:
 Subsistema:

Cuadro: 4.2. Nº 4

AÑO	CONSUMO		USUARIOS		CONSUMO POR USUARIO		POBLACION SERVIDA		HABITANTES POR USUARIO	
	MWh	Inc. Anual %	Número	Inc. Anual %	KWh	Inc. Anual %	Número	Número	Número	Inc. Anual %
1960	67	37,3	190	1,0	353	35,6	4366	23	-4,4	
1961	92	10,0	192	3,6	479	7,0	4141	22	-9,1	
1962	102	-4,0	199	4,0	513	-7,8	3928	20	-10,0	
1963	98	5,1	207	2,4	473	2,7	3726	18	5,6	
1964	103	55,3	212	12,2	486	38,2	3534	17	-17,7	
1965	160	8,7	238	1,6	672	6,9	3352	14	-7,2	
1966	174	-28,2	242	0,4	719	-28,6	3179	13	-7,7	
1967	125	43,2	243	4,9	514	36,5	3015	12	-8,4	
1968	179	0,0	255	12,1	702	-10,9	2860	11	-18,2	
1969	179	10,6	286	-5,3	626	16,7	2713	9	0,0	
1970	198	32,3	271	11,0	731	19,0	2578	9		
1971	262	37,7	301	11,2	870	23,9				
1972	361	17,1	335	14,6	1078	2,2				
1973	423	40,7	384	22,1	1102	15,1				
1974	595		469		1269					

Tasa inc-
 dia a.ac.

16,83

6,67

9,57

-5,13

-9,0

Fuente: SECRETARIA DE ESTADO DE ENERGIA - DIRECCION NACIONAL DE PLANIFICACION Y CONTROL ENERGETICO.

EVOLUCION HISTORICA DEL CONSUMO ELECTRICO

Localidad: ESTANISLAO DEL CAMPO

Sistema:

Subsistema:

Cuadro: 4.2. Nº 5

AÑO	CONSUMO		USUARIOS		CONSUMO POR USUARIO		POBLACION SERVIDA		HABITANTES POR USUARIO	
	MWh	Inc. Anual %	Número	Inc. Anual %	KWh	Inc. Anual %	Número	Inc. Anual %	Número	Inc. Anual %
1960	35	25,7	166	-11,5	211	41,7	1532	11,1	9	11,1
1961	44	2,3	147	8,8	299	-6,1	1524	-11,1	10	-11,1
1962	45	-2,3	160	12,5	281	-13,2	1515	-11,2	9	-11,2
1963	44	0,0	180	11,6	244	-10,8	1507	-12,5	8	-12,5
1964	44	52,2	201	-9,0	219	67,1	1499	14,2	7	14,2
1965	67	26,8	183	3,2	366	22,9	1490	0,0	8	0,0
1966	85	7,0	189	0,0	450	6,8	1482	0,0	8	0,0
1967	91	49,4	189	10,5	481	35,3	1474	-12,5	8	-12,5
1968	136	6,6	209	8,1	651	-1,4	1466	-14,3	7	-14,3
1969	145	4,8	226	0,0	642	4,8	1458	0,0	6	0,0
1970	152	0,0	226	19,9	673	-16,7	1447		6	
1971	152	3,2	271	0,3	561	2,8				
1972	157	10,8	272	17,2	577	-5,6				
1973	174	81,6	319	8,5	546	67,6				
1974	316		346		913					
Tasa me- dia a. ac.		17,2		5,39		11,03		-0,57		-4

Fuente: SECRETARIA DE ESTADO DE ENERGIA - DIRECCION NACIONAL DE PLANIFICACION Y CONTROL ENERGETICO.

EVOLUCION HISTORICA DEL CONSUMO ELECTRICO

Cuadro: 4.2. Nº 6

Localidad : Pirané
 Sistema :
 Subsistema:

AÑO	CONSUMO		USUARIOS		CONSUMO POR USUARIO		POBLACION SERVIDA		HABITANTES POR USUARIO	
	kWh	Inc. Anual %	Número	Inc. Anual %	kWh	Inc. Anual %	Número	Inc. Anual %	Número	Inc. Anual %
1961	166		283		587		5164		18	
1962	197	18.6	335	18.3	588	0.1	5045		15	- 16.7
1963	194	- 1.6	335	0.0	579	- 1.6	4929		15	0.0
1964	239	23.1	316	- 5.7	756	30.5	4816		15	0.0
1965	224	- 6.3	391	23.7	573	-24.3	4705		12	- 20.0
1966	233	4.0	395	1.0	590	2.9	4597		12	0.0
1967	291	24.8	395	0.0	737	24.9	4491		11	- 8.4
1968	540	85.5	467	18.2	1157	56.8	4388		9	- 18.2
1969	760	40.7	542	16.0	1402	21.2	4237		8	- 11.2
1970	776	2.1	575	6.0	1350	- 3.8	4210		7	- 12.5
1971	936	20.8	645	12.1	1454	7.7				
1972	1164	24.0	696	7.9	1672	14.9				
1973	1532	31.6	853	23.2	1736	6.8				
1974	1735	13.3	1052	22.6	1649	- 7.7				
Tasa a.a.c.		19.76		10.63		8.27		-2.25		-10.0

Fuente: SECRETARIA DE ENERGIA - DIRECCION NACIONAL DE PLANIFICACION Y CONTROL ENERGETICO.

EVOLUCION HISTORICA DEL CONSUMO ELECTRICO.

Cuadro: 4.2. Nº 7

Localidad: EL COLORADO

Sistema:

Subsistema:

	CONSUMO		USUARIOS		CONSUMO POR USUARIO		POBLACION SERVIDA		HABITANTES POR USUARIO	
	MWh	Inc. Anual %	Número	Inc. Anual %	KWh	Inc. Anual %	Número	Número	Número	Inc. Anual %
1961	86	2,3	175	8,5	491	-5,8	3790	22	-9,1	
1962	88	5,6	190	26,8	463	-16,7	3824	20	-20,0	
1963	93	58,0	241	0,0	386	58,0	3859	16	0,0	
1964	147	5,4	241	30,7	610	-19,4	3895	16	-25,0	
1965	155	14,1	315	0,9	492	13,2	3931	12	0,0	
1966	177	161,5	318	11,9	557	133,5	3967	12	-8,4	
1967	463	16,1	356	0,0	1301	16,1	4003	11	0,0	
1968	538	-1,9	356	14,0	1511	-14,0	4040	11	-9,1	
1969	528	34,4	406	15,5	1300	16,4	4077	10	-10,0	
1970	710	9,7	469	8,3	1514	1,2	4117	9		
1971	779	25,5	508	13,7	1533	10,3				
1972	978	36,5	578	20,7	1692	13,0				
1973	1335	15,1	698	3,2	1913	11,6				
1974	1537		720		2135					
Tasa me- dia a. ac.		24,83		11,49		11,97	0,92		-9,5	

Fuente: SECRETARIA DE ESTADO DE ENERGIA - DIRECCION NACIONAL DE PLANIFICACION Y CONTROL ENERGETICO.

EVOLUCION HISTORICA DE CONSUMO ELECTRICO.

Localidad: LAS LOMITAS
 Sistema:
 Subsistema

Cuadro: 4.2. Nº 8

AÑO	CONSUMO		USUARIOS		CONSUMO POR USUARIO		POBLACION SERVIDA		HABITANTES POR USUARIO	
	MWh	Inc. Anual %	Número	Inc. Anual %	KWh	Inc. Anual %	Número	Número	Número	Inc. Anual %
1961	51	1,9	55	0,0	927	1,9	1779	32	9,3	
1962	52	0,0	55	49,0	945	-33,0	1917	35	-28,6	
1963	52	5,7	82	9,7	634	-3,7	2067	25	0,0	
1964	55	143,6	90	188,8	611	-15,8	2228	25	-64,0	
1965	134	1,4	260	0,0	515	1,5	2402	9	11,1	
1966	136	7,3	260	0,0	523	7,4	2589	10	10,0	
1967	146	-22,0	260	8,8	562	-28,3	2791	11	0,0	
1968	114	34,2	283	0,01	403	34,2	3009	11	0,0	
1969	153	49,0	283	16,0	541	27,7	3243	11	0,0	
1970	228	39,0	330	8,4	691	28,0	3490	11	0,0	
1971	317	8,2	358	0,5	885	7,6				
1972	343	9,3	360	21,1	953	-9,8				
1973	375	28,5	436	18,8	860	8,3				
1974	482		518		931					
Tasa me- día a.a.c.		18,86		18,83		0,03	7,78		-11,2	

Fuente: SECRETARIA DE ESTADO DE ENERGIA - DIRECCION NACIONAL DE PLANIFICACION Y CONTROL ENERGETICO.

EVOLUCION HISTORICA DEL CONSUMO ELECTRICO

Cuadro: 4.2. N° 9

LOCALIDAD : LAGUNA BLANCA
 SISTEMA :
 SUBSISTEMA :

AÑO	CONSUMO		USUARIOS		CONSUMO POR USUARIO		POBLACION SERVIDA		HABITANTES POR USUARIO	
	MWh	Inc. Anual %	Húmero	Inc. Anual %	kWh	Inc. Anual %	Número	Inc. Anual %	Número	Inc. Anual %
1961	29	6.8	69	12.3	326	- 5.0	1663	- 10.6	19	- 10.6
1962	31	6.4	100	0.0	310	6.4	1709	0.0	17	0.0
1963	33	75.7	100	14.0	330	54.2	1735	- 11.8	17	- 11.8
1964	58	8.6	114	5.2	509	3.1	1762	0.0	15	0.0
1965	63	15.8	120	20.0	525	- 3.5	1789	- 13.4	15	- 13.4
1966	73	10.9	144	22.9	507	- 9.7	1817	- 23.1	13	- 23.1
1967	81	- 28.4	177	1.6	458	-29.7	1845	0.0	10	0.0
1968	58	70.6	180	8.8	322	56.8	1874	0.0	10	0.0
1969	99	25.2	196	6.1	505	18.0	1903	- 10.0	10	- 10.0
1970	124	19.3	208	12.9	596	5.7	1936		9	
1971	148	3.3	235	0.0	630	3.3				
1972	153	103.2	235	43.8	651	41.3				
1973	311	11.3	338	21.0	920	- 8.0				
1974	346		409		846					
Tasa a.ac.		21.01		12.45		7.61	1.57		-8.0	

Fuente: SECRETARIA DE ESTADO DE ENERGIA - DIRECCION NACIONAL DE PLANIFICACION Y CONTROL ENERGETICO

EVOLUCION HISTORICA DEL CONSUMO ELECTRICO

Cuadro: 4.2. N° 10

LOCALIDAD : POZO DEL TIGRE
 SISTEMA :
 SUBSISTEMA :

AÑO	CONSUMO		USUARIOS		CONSUMO POR USUARIO		POBLACION SERVIDA		HABITANTES POR USUARIO	
	MWh	Inc. Anual %	Número	Inc. Anual %	kWh	Inc. Anual %	Número	Número	Número	Inc. Anual %
1962	45	- 15.6	90	47.7	500	- 42.8	1673	19	- 36.9	
1963	38	7.8	133	12.7	286	4.6	1660	12	- 8.4	
1964	41	95.1	150	2.0	273	91.5	1646	11	0.0	
1965	80	16.2	153	5.2	523	10.5	1633	11	- 9.1	
1966	93	13.9	161	0.0	578	13.8	1620	10	0.0	
1967	106	0.0	161	0.6	658	- 0.7	1607	10	0.0	
1968	106	- 8.5	162	- 9.9	654	1.5	1594	10	10.0	
1969	97	- 10.4	146	0.6	664	- 10.9	1581	11	0.0	
1970	87	29.8	147	21.7	592	6.5	1570	11		
1971	113	7.0	179	0.5	631	6.4				
1972	121	32.2	180	40.5	672	- 6.0				
1973	160	21.9	253	5.1	632	5.9				
1974	195		266		733					
Tasa a. ac.		13.00		9.45		3.24	-0.79		-6.6	

Fuente: SECRETARIA DE ESTADO DE ENERGIA - DIRECCION NACIONAL DE PLANIFICACION Y CONTROL ENERGETICO

EVOLUCIÓN HISTÓRICA DEL CONSUMO ELÉCTRICO

Cuadro: 4.2. H° 11

LOCALIDAD : PALO SANTO
 SISTEMA :
 SUBSISTEMA :

AÑO	CONSUMO		USUARIOS		CONSUMO POR USUARIO		POBLACION SERVIDA		HABITANTES POR USUARIO	
	kWh	Inc. Anual %	Número	Inc. Anual %	kWh	Inc. Anual %	Número	Inc. Anual %	Número	Inc. Anual %
1963	3	433.3	81		37		1333		16	
1964	13	69.2	80				1441		10	
1965	22	4.5	80	5.0	275	0.4	1494		19	0.0
1966	23	8.6	84	1.1	274	7.2	1582		19	5.2
1967	25	84.0	85	25.8	294	46.2	1675		20	-15.0
1968	46	39.1	107	21.4	430	14.4	1774		17	-17.0
1969	64	121.8	130	22.3	492	81.5	1878		14	-14.3
1970	142	46.4	159	14.4	893	27.9	1984			
1971	208	4.3	182	1.0	1143	3.1				
1972	217	34.5	184	34.2	1179	0.2				
1973	292	30.5	247	30.0	1182	0.4				
1974	381		321		1187					
Tasa a.a.c.		55.33		13.34		37.07	5.86		-4.0	

Fuente: SECRETARÍA DE ESTADO DE ENERGÍA - DIRECCIÓN NACIONAL DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL ENERGÉTICO

EVOLUCION HISTORICA DEL CONSUMO ELECTRICO

Cuadro: 4.2. N°12

LOCALIDAD :
SISTEMA :
SUBSISTEMA:

AÑO	CONSUMO		USUARIOS		CONSUMO POR USUARIOS		POBLACION SERVIDA		HABITANTES POR USUARIO	
	kWh	Inc. Anual %	Número	Inc. Anual %	kWh	Inc. Anual %	Número	Número	Número	Inc. Anual %
1967	4	650.0	45	4.4	89	621.3	1376	31	-	6.5
1968	26	- 3.9	47	42.5	553	- 32.6	1362	29	-	31.1
1969	25	28.0	67	4.4	373	22.5	1348	20	-	5.0
1970	32	46.8	70	70.0	457	- 13.6	1335	19		
1971	47	12.7	119	1.6	395	10.8				
1972	53	41.5	121	48.7	438	- 4.8				
1973	75	105.3	180	11.7	417	83.7				
1974	154		201		766					
Tasa a.a.c.	68.46		23.84		36.00		- 0.01			- 15.1

Fuente: SECRETARÍA DE ESTADO DE ENERGIA - DIRECCION DE PLANIFICACION Y CONTROL ENERGETICO

EVOLUCION HISTORICA DEL CONSUMO ELECTRICO

Cuadro: 4.2. N° 13

LOCALIDAD : VILLA DOS TRECE
 SISTEMA :
 SUBSISTEMA:

AÑO	CONSUMO		USUARIOS		CONSUMO POR USUARIO		POBLACION SERVIDA		HABITANTES POR USUARIO	
	kWh	Inc. Anual %	Número	Inc. Anual %	kWh	Inc. Anual %	Número	Inc. Anual %	Número	Inc. Anual %
1960							300			
1966	15	30.0	69	5.7	217	70.5	585		8	12.5
1969	27	29.6	73	2.7	370	26.2	636		9	0.0
1970	35	56.0	75	0.0	467	11.3	692		9	
1971	39	26.2	75	0.0	520	28.2				
1972	50	146.0	75	89.3	667	29.8				
1973	123	61.6	142	65.5	866	- 2.2				
1974	199		235		847					
Tasa a.a.c.	53.86		22.66		25.46		8.72		6.1	

Fuente: SECRETARIA DE ENERGIA - DIRECCION NACIONAL DE PLANIFICACION Y CONTROL ENERGETICO

EVOLUCION HISTORICA DEL CONSUMO ELECTRICO

Cuadro : 4.2. N° 14

LOCALIDAD : SAN FRANCISCO - MISION LAISHI
 SISTEMA :
 SUBSISTEMA :

AÑO	CONSUMO		USUARIOS		CONSUMO POR USUARIO		POBLACION SERVIDA		HABITANTES POR USUARIO	
	kwh	Inc. Anual %	Número	Inc. Anual %	kwh	Inc. Anual %	Número	Inc. Anual %	Número	Inc. Anual %
1960										
1968	16	150.0	53	13.2	302	120.5	1944		20	- 20.0
1969	40	60.0	60	18.3	666	35.2	1042		15	- 18.8
1970	64	15.6	71	14.0	901	1.4	964		13	
1971	74	5.4	81	2.4	914	2.8	893			
1972	78	65.3	83	45.7	940	13.4				
1973	129	16.3	121	9.1	1066	6.6				
1974	150		132		1136					
Tasa a. ac.	45.21		16.43		24.71				- 7.48	-19.4

Fuente: SECRETARIA DE ESTADO DE ENERGIA - DIRECCION NACIONAL DE PLANIFICACION Y CONTROL ENERGETICO

EVOLUCION HISTORICA DEL CONSUMO ELECTRICO

LOCALIDAD : COLONIA VILLAFANE

SISTEMA :

SUBSISTEMA :

Cuadro : 4.2. N° 15

AÑO	CONSUMO		USUARIOS		CONSUMO POR USUARIO		POBLACION SERVIDA		HABITANTES POR USUARIO	
	kWh	Inc. Anual %	Número	Inc. Anual %	kWh	Inc. Anual %	Número	Inc. Anual %	Número	Inc. Anual %
1960							1966			
1963	60	- 28.4	49	28.5	1224	- 44.2	769		16	- 31.3
1970	43	100.0	63	17.4	683	70.1	693		11	
1971	86	48.8	74	2.7	1162	44.9				
1972	128	2.3	76	19.7	1684	- 14.5				
1973	131	24.4	91	76.9	1440	- 29.7				
1974	163		161		1012					
Tasa a.a.c.	22.13		26.86		- 3.73		- 9.90		- 31.3	

Fuente: SECRETARIA DE ESTADO DE ENERGIA - DIRECCION NACIONAL DE PLANIFICACION Y CONTROL ENERGETICO

EVOLUCION HISTORICA DEL CONSUMO ELECTRICO

Cuadro : 4.2. N° 16

LOCALIDAD : GRAN GUARDIA
 SISTEMA :
 SUBSISTEMA :

AÑO	CONSUMO		USUARIOS		CONSUMO POR USUARIO		POBLACION SERVIDA		HABITANTES POR USUARIO	
	kWh	Inc. Anual %	Número	Inc. Anual %	kWh	Inc. Anual %	Número	Inc. Anual %	Número	Inc. Anual %
1960										
1970	10	0.0	30	0.0	333	0.0	1450			
1971	10	0.0	30	0.0	333	0.0	1257		42	
1972	10	90.0	30	70.0	333	12.0				
1973	19	36.8	51	5.9	373	29.1				
1974	26		54		481					
Tasa a.a.c.	26.98		15.83		9.63				-1.42	

Fuente: SECRETARIA DE ESTADO DE ENERGIA - DIRECCION NACIONAL DE PLANIFICACION Y CONTROL ENERGETICO

EVOLUCION HISTORICA DEL CONSUMO ELECTRICO

Cuadro : 4.2. II° 17

LOCALIDAD : LAGUNA YEMA
 SISTEMA :
 SUBSISTEMA :

AÑO	CONSUMO		USUARIOS		CONSUMO POR USUARIO		POBLACION SERVIDA		HABITANTES POR USUARIO	
	kWh	Inc. Anual %	Número	Inc. Anual %	kWh	Inc. Anual %	Número	Inc. Anual %	Número	Inc. Anual %
1960							801			
1969				No inició actividad.						
1970				No inició actividad.						
1971				No inició actividad.						
1972				No inició actividad.						
1973				No inició actividad.						
1974				No inició actividad.						
Tasa a.a.c.										- 3.31

Fuente: SECRETARIA DE ESTADO DE ENERGIA - DIRECCION NACIONAL DE PLANIFICACION Y CONTROL ENERGETICO

Cuadro 4.3.1. N° 1

USUARIOS EN LOS PRIMEROS 5 BIMESTRES DEL 1977 Y EL 6° BIMESTRE DEL 1976 DE LOCALIDADES SIMILARES A LA ZONA DEL ESTUDIO

Localidad	Residencial	% Comercial	% Industrial	% Nacional	% Provincial	% Municipal	% Asoc.S.F.L.	% Total					
Riacho He-He	98	79	14	11	3	2	2	2	2	2	2	125	
Espinillo	103	76	22	15	3	2	4	3	3	2	1	138	
Herradura	47	71	10	15	1	2	4	6	2	3	3	66	
Misión Laishi	123	66	43	23	5	3	2	1	7	4	1	186	
Laguna Blanca	400	75	89	17	18	3	7	1	6	1	4	531	
Gran Guardia	75	78	7	8	2	2	2	2	5	3	3	96	
Las Lomitas	431	78	81	15	6	1	14	3	5	1	5	547	
Total	1.277	76	266	16	38	2	35	2	31	2	21	1	1.689
General Gúemes	41	57	12	17	4	6	5	7	7	9	3	4	72

Fuente: Dirección Provincial de Energía, Secretaría de Energía de la Nación

CONSUMO DE LOS PRIMEROS 5 BIMESTRES DEL 1977 Y EL 6° BIMESTRE DEL 1976 DE LOCALIDADES SIMILARES A LA ZONA DEL ESTUDIO

Localidad	Residencial	% Comercial	% Industrial	% Nacional	% Provincial	% Municipal	% Asoc.S.F.L.	% Total							
Riacho He-He	60.890	62	15.961	16	3.207	3	495	1	7.613	8	9.984	10	833	1	98.983
Espínillo	77.693	60	27.551	21	2.864	2	6.687	5	4.779	4	10.558	8	210	0	130.342
Herradura	33.765	57	12.015	20	3.250	6	3.063	5	2.115	4	4.614	8	-	-	58.822
Misión Laishi	130.046	46	57.243	20	45.370	16	4.887	2	11.540	4	17.617	6	13.306	5	280.009
Laguna Blanca	363.675	51	165.581	23	35.226	5	21.244	3	60.437	8	51.072	7	15.613	2	712.848
Gran Guardia	39.085	61	7.771	12	223	0	1.327	2	3.998	6	11.410	18	613	1	64.427
Las Lomitas	469.693	55	118.187	14	42.182	5	129.669	15	29.514	3	54.882	6	9.463	1	853.590
TOTAL	1.174.847	53	404.309	18	132.322	7	167.372	8	119.996	5	160.137	7	40.038	2	2.199.021
GENERAL GÜemes	29.463	38	26.036	33	4.990	6	441	1	3.775	5	13.532	17	-	-	78.197

Fuente: Dirección Provincial de Energía, Secretaría de Energía de la Nación

NÚMERO DE USUARIOS Y CONSUMO DE ENERGÍA POR CATEGORÍAS

AÑOS	RESIDENCIAL		COMERCIAL		INDUSTRIAL		RIEGO		OFICIAL		ALUMBRADO PÚBLICO MWh	GRANDES POTENCIAS > 50 kW (en MWh)	TOTAL N° USUARIOS
	N° USUARIOS	MWh											
1979	528	280	111	98	14	38	-	-	42	82	38	940	695
1980	562	334	118	113	15	44	-	-	44	94	44	940	739
1981	592	375	125	127	16	49	-	-	47	106	49	940	780
1982	626	428	132	146	17	56	5	106	50	121	56	940	830
1983	664	481	140	164	18	64	10	212	53	136	64	940	885
1984	700	539	147	183	18	71	15	318	55	152	71	940	935
1985	739	595	155	203	19	79	20	424	58	169	79	940	991

Fuente: Elaboración propia.

PROYECCION DE LA DEMANDA VEGETATIVA

Localidad : General Güemes (centro urbano)

Cuadro 4.4.1. N° 1

Año	Población	Habitantes	Cantidad	Consumo	Energía	Factor	Carga	Observaciones
	Servida Múm. Habit.	por Usuario	de Usuarios	por Usuario	a Generar	de Carga	Máxima	
		Número	Número	kWh	MWh	Horas	kW	
1974	1.023	51,0	20	700	14,0	1.400	10,0	
1975	1.052	53,0	20	725	14,5	-	-	Datos histó-
1976	1.001	54,0	20	750	15,0	-	-	ricos
1977	1.111	10,0	111	776	86,1	1.900	52,1	
1978	1.141	9,6	119	803	98,8	1.938	58,6	
1979	1.173	9,1	129	831	107,2	1.977	62,3	
1980	1.205	8,7	139	860	119,2	2.016	68,1	
1981	1.238	8,3	145	891	129,2	2.057	72,2	
1982	1.272	8,0	159	922	146,6	2.098	80,3	
1983	1.307	7,6	172	954	164,1	2.140	88,1	
1984	1.343	7,3	184	987	181,6	2.183	95,6	
1985	1.330	7,0	197	1.022	201,3	2.226	103,9	
Tasa 77-85 a.a.c. (%)	2,75	- 4,44	(7,62)	3,50	-(11,39)	2,00	(9,21)	

PROYECCION DE LA DEMANDA VEGETATIVA

Localidad: General Belgrano (centro urbano)

Cuadro 4.4.1. N° 2

Año	Población		Cantidad de Usuarios	Consumo		Energía a Generar	Factor de Carga	Carga	
	Servida	habitantes por Usuario		por Usuario	Total			Máxima	Observaciones
	Núm. Habit.	Número	ilúmero	kWh	MWh	MWh	Horas	kW	
1975	1.435								
1976	1.474								
1977	1.515	10,0	152	450	68	78,2	1.500	52,1	
1978	1.557	9,6	162	483	78	89,7	1.560	57,5	
1979	1.599	9,1	176	518	91	104,7	1.622	64,5	
1980	1.643	8,7	189	556	105	120,8	1.687	71,6	
1981	1.685	8,3	203	597	121	139,2	1.755	79,3	
1982	1.755	8,0	217	641	139	159,9	1.825	87,6	
1983	1.783	7,6	235	688	162	186,3	1.898	98,2	
1984	1.832	7,3	251	738	185	212,8	1.974	107,8	
1985	1.882	7,0	269	792	213	245,0	2.053	119,3	
Tasa 77-85 a. ac. (%)	2,75	- 4,44	(7,40)	7,33	(15,34)	(15,34)	4,00	(10,91)	

PROYECCION DE LA DEMANDA VEGETATIVA

Cuadro 4.4.1. N° 3

Localidad: Misión Tacaaglé

Año	Población Servida	Habitantes por Usuario	Cantidad de Usuarios	Consumo por Usuario	Consumo Total	Energía a Generar	Factor de Carga	Carga Máxima	Observaciones
	Núm. Habit.	Número	número	kWh	kWh	MWh	Horas	kW	
1975	275								
1976	283								
1977	290	10,0	29	450	13,1	15,1	1.000	15,1	
1978	298	9,6	31	433	15,0	17,3	1.040	17,3	
1979	307	9,1	34	518	17,6	20,2	1.082	20,2	
1980	315	8,7	36	556	20,0	23,0	1.125	23,0	
1981	324	8,3	39	597	23,3	26,8	1.170	26,8	
1982	333	8,0	42	641	26,9	30,9	1.217	30,9	
1983	342	7,6	45	688	31,0	35,7	1.265	35,7	
1984	351	7,3	48	738	35,4	40,7	1.316	40,7	
1985	361	7,0	52	792	41,2	47,4	1.369	47,4	
Tasa 77-85									
a.ac.(%)	2,75	- 4,44	(7,60)	7,33	(15,46)	(15,46)	4,00	(11,01)	

PROYECCION DE LA DEMANDA VEGETATIVA
Localidad: San Martín II

Cuadro 4.4.1. N° 4

Año	Población Servida		Habitantes por Usuario		Cantidad de Usuarios		Consumo por Usuario		Consumo Total		Energía a Generar		Factor de Carga		Carga Máxima		Observaciones
	Núm. Habit.	Número	Número	Número	Número	Número	kWh	MWh	MWh	MWh	MWh	Horas	kWh				
1975	1.308																
1976	1.328																
1977	1.348	10,0		135		450	60,8	69,9		1.500		46,6					
1978	1.368	9,6		143		483	69,1	79,5		1.553		51,1					
1979	1.388	9,1		153		518	79,3	91,2		1.607		56,7					
1980	1.409	8,7		162		556	90,1	103,6		1.663		62,2					
1981	1.430	8,3		172		597	102,7	118,1		1.721		68,6					
1982	1.452	8,0		182		641	116,7	134,2		1.782		75,3					
1983	1.473	7,6		194		688	133,5	153,5		1.844		83,2					
1984	1.496	7,3		205		738	151,3	174,0		1.908		91,1					
1985	1.518	7,0		217		792	171,9	197,7		1.975		100,1					

Tasa 77-85 a.ac. (%) 1,50 - 4,44 (6,29) 7,33 (14,07) 3,50 (10,22)

PROYECCION DE LA DEMANDA VEGETATIVA

Localidad: Sargento Primero Leyes

Cuadro 4.4.1. N° 8

Año	Población Servida	Habitantes por Usuario	Cantidad de Usuarios	Consumo por Usuario	Consumo Total	Energía a Generar	Factor de Carga	Carga Máxima	Observaciones
	Núm. Habit.	Número	Número	kWh	MWh	MWh	Horas	kW	
1975	294								
1976	294								
1977	294	10,0	29	450	13,1	15,1	1.000	15,10	
1978	294	9,6	31	483	15,0	17,2	1.030	16,70	
1979	294	9,1	32	518	16,6	19,1	1.061	18,00	
1980	294	8,7	34	556	18,9	21,7	1.093	19,90	
1981	294	8,3	35	597	20,9	24,0	1.126	21,30	
1982	294	8,0	37	641	23,7	27,3	1.159	23,60	
1983	294	7,6	39	688	26,8	30,8	1.194	25,80	
1984	294	7,3	40	738	29,5	33,9	1.230	27,60	
1985	294	7,0	42	792	33,3	38,3	1.267	30,22	

Tasa 77-85
a.ac.(%)

0,00 - 4,44 (4,85) 7,33 (12,50) 3,00 (9,21)

PROYECCION DE LA DEMANDA VEGETATIVA

Cuadro 4.4.1. N° 9

Localidad: Unión Escuela

Año	Población Servida	Habitantes por Usuario	Cantidad de Usuarios	Consumo por Usuario	Consumo Total	Energía a Generar	Factor de Carga	Carga Máxima	Observaciones
	Núm.Habit.	Número	Número	kWh	MWh	MWh	Horas	kWh	
1975	175								
1976	175								
1977	175	10,0	17	450	7,7	8,9	1.000	8,9	
1978	175	9,6	18	483	8,7	10,0	1.030	9,7	
1979	175	9,1	19	518	9,8	11,3	1.061	10,7	
1980	175	8,7	20	556	11,1	12,8	1.093	11,7	
1981	175	8,3	21	597	12,5	14,4	1.126	12,8	
1982	175	8,0	22	641	14,1	16,2	1.159	14,0	
1983	175	7,6	23	688	15,8	18,2	1.194	15,2	
1984	175	7,3	24	738	17,7	20,4	1.230	16,6	
1985	175	7,0	25	792	19,8	22,8	1.267	18,0	
Tasa 77-85 a.ac. (%)	0,00	- 4,44	(4,93)	7,33	(12,57)	(12,57)	3,00	(9,29)	

PROYECCION DE LA DEMANDA VEGETATIVA

Cuadro 4.4.1. N°11

Sistema San Martín II () - Cabo Primero Lugones ()

Año	E n e r g í a a G e n e r a r (MWh)			Factor de Carga (Horas)	Carga Máxima (kW)
	Localidad Cabecera	Localidad Receptora	Total Sistema		
1975					
1976					
1977	69,9	13,0	82,9	1.400	59,2
1978	79,5	15,2	94,7	1.442	65,6
1979	91,2	16,9	108,1	1.485	72,7
1980	103,6	19,4	123,0	1.530	80,3
1981	118,1	22,4	140,5	1.576	89,1
1982	134,2	25,6	159,8	1.623	98,4
1983	153,5	29,1	182,6	1.672	109,2
1984	174,0	33,0	207,0	1.722	120,2
1985	197,7	36,3	234,0	1.773	131,9

NUMERO DE HABITANTES CLASIFICADOS EN URBANOS Y RURALES
DE LAS LOCALIDADES DE LA ZONA Y CENTROS VECINOS

Localidad	Habitantes		
	Total	Urbana	Rural
General Belgrano	2.093	1.435	668
Misión Tacaaglé	950	275	684
General Güemes	1.973	1.052	921
San Martín II	2.348	1.308	1.040
Cabo 1° Lugones	380	235	145
Sargento 1° Leyes	475	294	281
El Cogoik	380	235	145
Unión Escuela	287	175	187
El Recreo	380	235	145
Ibarreta	8.047	3.763	4.284
Espinillo	4.766	2.243	2.523

Fuente: Dirección Provincial de Estadísticas. Datos al 31.12.75

PROYECCION DE LAS DEMANDAS ESPECIALES

Sistema rural de la Colonia El Porteñito

Cuadro 4.4.2. N° 1

**** 1979 Potencia:**

21 us x 10 kVA = 210 kVA
 * 1 us x 16 kVA = 16 kVA

1980 7 us x 10 kVA = 70 kVA
 30 us x 5 kVA = 150 kVA

Energía:

* 32 us x 720 kWh/us = 23.040 kWh

226 kVA x 0,4 x 0,4 = 36,16

(23.040 x 1,18) + (37 us x 720 kWh/us) =
 = 27.187 + 26.640 = 53.827

220 kVA x 0,4 x 0,4 = 35,20

Año	Potencia kVA	Energía kWh	Tasa a.ac.%		Observaciones
			Potencia	Energía	
1979	16,35	23.040	-	-	* La diferencia entre la cantidad de usuarios considerados en los cálculos de potencia y energía se debe a que 10 transformadores son compartidos por 2 usuarios. ** Potencia de plena utilización que se logra recién a los 5 años (ver parágrafo 4.4.2.).
1980	35,85	53.827	18	18	
1981	43,72	63.516	18	18	
1982	53,32	79.949	18	18	
1983	65,02	88.439	18	18	
1984	72,81	104.359	4	4	
1985	75,72	108.533			

PROYECCION DE LAS DEMANDAS ESPECIALES

Cuadro 4.4.2.Nº 1

Sistema rural de la colonia El Porteñito

1979 Potencia:

21 us x 10 KVA = 210 KVA
1 us x 16 KVA = 16 KVA

226 KVA x 0,4 x 0,4 = 36,16

Energía:

32 us x 720 kWh/us = 23.040 kWh

1980 7 us x 10 KVA = 70 KVA
30 us x 5 KVA = 150 KVA

220 KVA x 0,4 x 0,4 = 35,20

(23.040 x 1,18) + (37 us x 720 kWh/us) =
= 27.187 + 26.640 = 53.827

Año	Potencia KVA	Energía kWh	Tasa a.ac. (%) Energía		Observaciones
			Potencia	Energía	
1979	16,35	23.040		-	
1980	35,85	53.827		18	
1981	43,72	63.516		18	
1982	53,32	79.949		18	
1983	65,02	88.439		18	
1984	72,81	104.359	4		
1985	75,72	108.533		4	

PROYECCION DE LAS DEMANDAS ESPECIALES
Sistemas rurales de las colonias San Pablo y Las Lolas

Cuadro 4.4.2. N° 2 y 3

1979 <u>Potencia:</u>		<u>Energía:</u>		Observaciones	
20 us x 10 kVA c/u; 200 kVA x 0,4 = 32 kVA		20 us x 720 kWh/us = 14.400 kWh			
Año	Potencia kVA	Energía kWh	Tasa a.ac. %	Potencia Energía	Observaciones
1979	14,47	14.400	18	18	
1980	17,64	16.992	18	18	
1981	21,52	20.051	18	18	
1982	26,24	23.660	18	18	
1983	32,00	27.918	4	4	
1984	33,30	29.035	4	4	
1985	34,60	30.197			

PROYECCION DE LAS DEMANDAS ESPECIALES
 Colonización por Reactivación del Riacho El Porteño

Cuadro 4.4.2. N° 4

Año	Hectáreas a Implementar	Demanda Unitaria Potencial		Demanda Total Potencial		Observaciones
		Potencia (kW)	Energía (kWh)	Potencia (kW)	Energía (kWh)	
1982	500	0,12	212	60	106	
1983	1.000	0,12	212	120	212	
1984	1.500	0,12	212	180	318	
1985	2.000	0,12	212	240	424	
1990	4.500	0,12	212	540	954	
1995	7.000	0,12	212	840	1.484	

PROYECCION DE LA DEMANDA TOTAL DE ENERGIA
Sistema General Belgrano - Misión Tacaaglé

Cuadro 4.4.3. N° 2

Año	Demanda Vegetativa		Demandas Especiales		TOTAL	Observaciones
	Cuadro 4.4.1. N° 10	-	Autogeneración	Colonización por reactivación del Riacho El Porteño Cuadro 4.4.2. N° 4		
1977	94,1	-	-	-	78,0	
1978	106,1	-	65,0	-	171,1	En Genral Belgrano: MWh
1979	125,9	-	1.004,5	-	1.130,4	Banco 46,5
1980	145,0	-	1.004,5	-	1.149,5	Particulares 18,5
1981	167,3	-	1.004,5	-	1.171,8	65,0
1982	192,3	-	1.004,5	106	1.302,3	Desmotadora,
1983	223,6	-	1.004,5	212	1.440,3	y J.N.G. 939,5
1984	255,5	-	1.004,5	318	1.577,7	1.004,5
1985	294,8	-	1.004,5	424	1.723,3	=====
1990				954		
1995				1.484		

PROYECCION DE LA DEMANDA TOTAL DE ENERGIA (MWh)
 Sistema San Martín II - Cabo 1° Lugones

Cuadro 4.4.3. N° 3

Año	Demanda Vegetativa Cuadro 4.4.1. N° 11	Demandas Especiales		TOTAL	Observaciones
		Colonia Rural San Pablo Cuadro 4.4.2. N° 2			
1977	82,9	-		82,9	
1978	94,7	-		94,7	
1979	108,1	14,4		122,5	
1980	123,0	17,0		140,0	
1981	140,5	20,1		160,6	
1982	159,8	23,7		183,5	
1983	182,6	27,9		210,5	
1984	207,0	29,0		236,0	
1985	234,0	30,2		264,2	

PROYECCION DE LA DEMANDA TOTAL DE POTENCIA (Carga Máxima en kW)
Localidad : General Güemes

Cuadro 4.4.3. N° 4

Año	Demanda Vegetativa	Demandas Especiales			TOTAL
		Colonia El Porteño	Localidad Rural Unión Escuela	Colonia Las Lolas	
1977	99,0	0,0	8,9	-	107,9
1978	113,6	0,0	9,7	-	123,3
1979	123,3	16,7	10,7	14,8	165,2
1980	137,4	35,9	11,7	17,6	202,6
1981	146,6	43,7	12,8	21,5	226,6
1982	168,6	53,3	14,0	26,2	262,1
1983	188,7	65,0	15,2	32,0	300,9
1984	206,8	72,8	16,6	33,3	331,5
1985	231,5	75,7	18,0	34,6	359,8

Cuadro 4.4.1.N° 1 Cuadro 4.4.2.N° 1 Cuadro 4.4.1.N° 9 Cuadro 4.4.2.N° 3

PROYECCION DE LA DEMANDA TOTAL DE POTENCIA (carga máxima en kW)
Sistema General Belgrano - Misión Tacaaglé

Cuadro 4.4.3. N° 5

Año	Demandas			TOTAL	Observaciones
	Demanda Vegetativa	Autogeneración	Especiales		
			Colonización por Reactivación del Riacho El Porteño		
	Cuadro 4.4.1. N° 10		Cuadro 4.4.2. N° 4		
1977	67,2	-	-	67,2	
1978	72,9	39	-	161,9	
1979	83,2	359	-	442,2	En Gral. Belgrano:
1980	92,1	359	-	451,2	Desmot. Algodón y J.N.G. 270 kW
1981	102,1	359	-	461,1	Taller Autom. 45 kW
1982	112,9	359	60	531,9	Banco 22 kW
1983	126,4	359	120	505,4	Particulares 22 kW
1984	138,7	369	180	677,7	
1985	153,9	359	240	752,9	359 kW
1990			540		
1995			840		

PROYECCION DE LA DEMANDA TOTAL DE POTENCIA (carga máxima en kW)
 Sistema San Martín II - Cabo 1° Lugones

Cuadro 4.4.3. N° 6

Año	Demanda Vegetativa Cuadro 4.4.1. N°11	Demandas Especiales		TOTAL	Observaciones
		Colonia Rural San Pablo	Cuadro 4.4.2. N° 2		
1977	59,2	-	-	59,2	
1978	65,6	-	-	65,6	
1979	72,7	14,5	-	87,2	
1980	80,3	17,6	-	97,9	
1981	89,1	21,5	-	110,6	
1982	98,4	26,2	-	124,6	
1983	109,2	32,0	-	141,2	
1984	120,2	33,3	-	153,5	
1985	131,9	34,6	-	166,5	

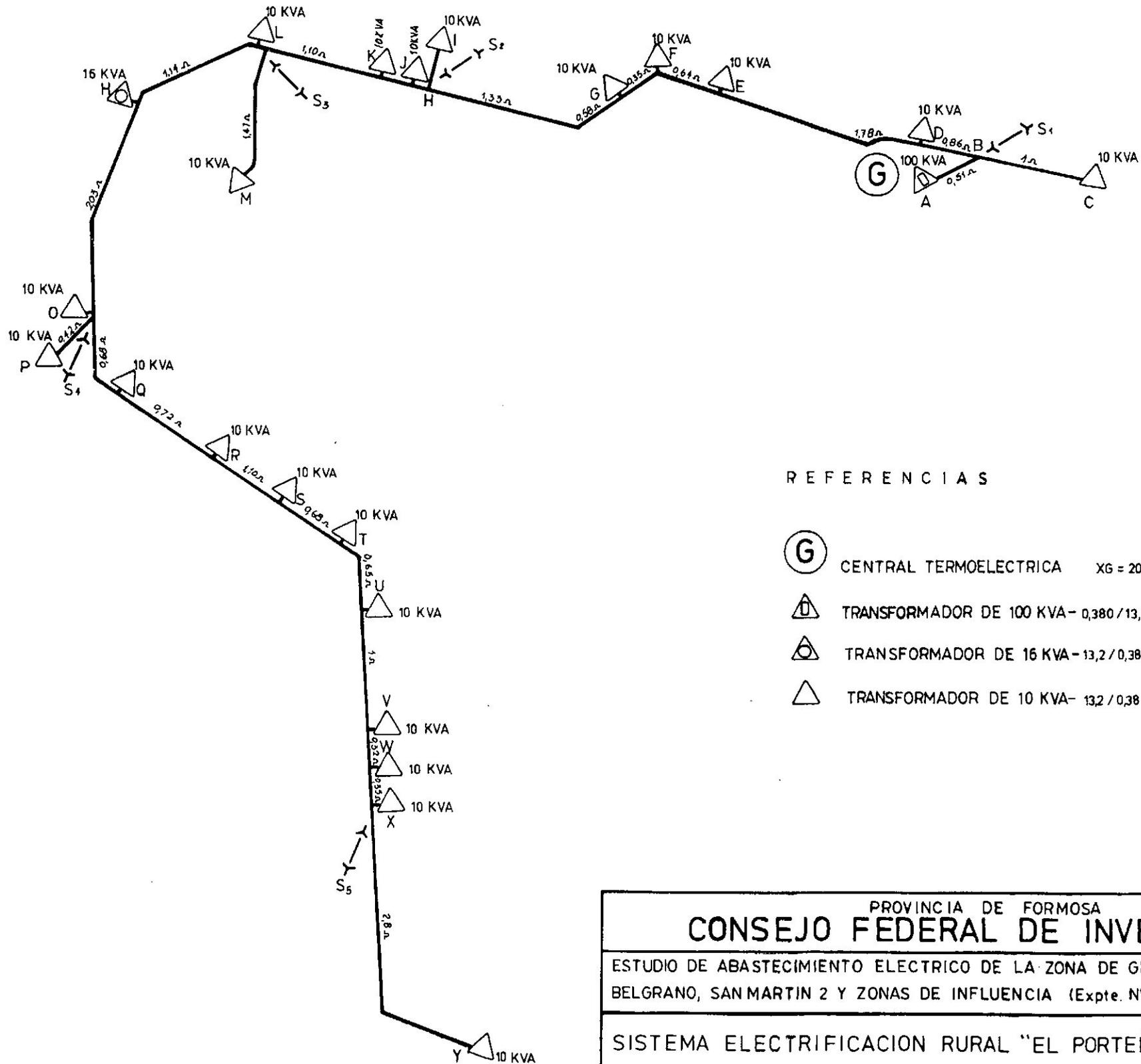
RESUMEN DE LAS PROYECCIONES DE LA DEMANDA TOTAL DE POTENCIA (carga máxima en kW)

Sistema o Localidad	Año										
	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1990	1995
Gral. Belgrano-M. Tacaaglé y Colonizac. por reactivación del Riacho El Porteño	67,2	161,9	442,2	451,2	461,1	531,9	605,4	677,7	752,9		
Gral. Güemes-Cnia. El Porteño-Unión Escuela-Cnia. Las Lolas	107,9	123,3	165,2	202,6	226,6	262,1	300,9	331,5	359,8		
San Martín II-Lugones-Cnia. San Pablo	59,2	65,6	87,2	97,9	110,6	124,6	141,2	153,5	166,5		
El Recreo	12,4	14,1	15,2	16,9	18,9	21,1	23,2	25,5	27,3		
Fortín Leyes	15,1	16,7	18,0	19,9	21,3	23,6	25,8	27,6	30,2		
El Cogoik	12,4	14,1	15,2	16,9	18,9	21,1	23,2	25,5	27,3		
TOTAL	274,2	395,7	743,0	805,4	857,4	984,4	1119,7	1241,3	1364,0		

RESUMEN DE LAS PROYECCIONES DE LA DEMANDA TOTAL DE ENERGIA (MWh)

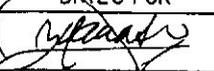
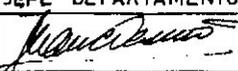
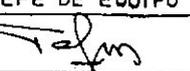
Cuadro 4.5.Nº 2

Sistema o Localidad	Año										
	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1990	1995
Gral. Belgrano-M. Tacaaglé y Colonizac. por reactivación del Riacho El Porteño	78,0	171,1	1130,4	1149,5	1171,8	1302,8	1440,3	1577,7	1723,3		
Gral. Gñemes-Cnia. El Porteño-Unión Escuela - Cnia. Las Lolas	103,3	124,1	181,6	221,6	247,3	289,2	324,1	363,6	394,1		
San Martín II -Lugones - Cnia. San Pablo	82,9	94,7	122,5	140,0	160,6	183,5	210,5	235,0	264,2		
El Recreo	12,4	14,5	16,1	18,5	21,3	24,4	27,7	31,4	34,6		
Fortín Leyes	15,1	17,2	19,1	21,7	24,0	27,3	30,8	33,9	38,3		
El Cogoik	12,4	14,5	16,1	18,5	21,3	24,4	27,7	31,4	34,6		
TOTAL	309,1	436,1	1485,8	1569,8	1646,3	1851,6	2061,1	2274,0	2489,1		



REFERENCIAS

-  CENTRAL TERMoeLECTRICA $X_G = 20\%$
-  TRANSFORMADOR DE 100 KVA - 0,380 / 13,2 KV $X_t = 5\%$
-  TRANSFORMADOR DE 16 KVA - 13,2 / 0,38 KV $X_t = 4\%$
-  TRANSFORMADOR DE 10 KVA - 13,2 / 0,38 KV $X_t = 7\%$

PROVINCIA DE FORMOSA CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES				
ESTUDIO DE ABASTECIMIENTO ELECTRICO DE LA ZONA DE GENERAL GUEMES, GENERAL BELGRANO, SAN MARTIN 2 Y ZONAS DE INFLUENCIA (Expte. N° 6847)				
SISTEMA ELECTRIFICACION RURAL "EL PORTEÑITO"				PLANO N° 4.4
Fuente: PROYECTO EFECTUADO POR LA DIREC. PROV. DE ENERGIA				
DIRECTOR	JEFE DEPARTAMENTO	JEFE DE EQUIPO	PREPARO	ESCALA
			J. L. Zabala	1:100.000
Ing. R.A. de Arrascaeta	Dr. J.C. Versino	Ing. F. Groisman	DIBUJO	FECHA
			M.M.R. de González	

5. PLANTEO DE ALTERNATIVAS

5.1 Introducción

Dos características básicas condicionan en este tipo de sistemas, las variantes de equipamiento que resulta razonable plantear: las distancias entre los distintos centros de cargas y las magnitudes absolutas y relativas de estas últimas. Ambas características pueden, a su vez, expresarse conjuntamente a través de la densidad de carga.

El caso que nos ocupa presenta, frente a distancias relativamente altas, cargas relativamente bajas y, en consecuencia, una densidad de carga sensiblemente pequeña.

En efecto, el sistema puede considerarse contenido en un rectángulo de aproximadamente 150 x 50 km., lo que da una extensión del orden de 7 000 km², tomando los límites estrictos fijados por Lugones, Leyes, M. Tacaaglé y El Recreo. Si se toman las cargas máximas conjuntas de todas las localidades suman 74,3 kW en 1979 y 136,4 kW en 1985, resultando densidades de carga de unos 0,11 y 0,20 kW/km² para los años citados. Como referencia, este indicador da actualmente unos 5 kW/km² en el Sistema Litoral.

Esto se debe a que sólo una pequeña parte del área puede considerarse como auténtica región de consumo eléctrico, puesto que incluye algunas superficies aprovechadas para cultivo y, fundamental-

mente, un extenso monte. Además los pueblos, separados entre sí por distancias entre 30 y 60 km., que constituyen las verdaderas zonas de consumo, presentan cargas específicas muy inferiores a los valores usuales debido al tipo de viviendas y a la escasa o prácticamente inexistente industria.

Para una caracterización topológica del sistema, se adoptó el agrupamiento de centros consignado en el cuadro 4.5:

Zona 1: Gral. Belgrano; incluye Misión Tacaaglé, Colonia Lomas de San Pablo y Colonia por reactivación del Riacho El Porteño

Zona 2: Gral. Güemes; incluye Colonia El Porteñito, Unión Escuela y Colonia Las Lolas

Zona 3: San Martín II; incluye Cabo 1º Lugones y Colonia San Pablo

Zona 4: El Recreo

Zona 5: Fortín Leyes

Zona 6: El Cogoik

Dicho agrupamiento, así como las distancias entre zonas y sus cargas máximas puede apreciarse en el gráfico N° 5.1

Se desprende que hay tres zonas: Gral. Belgrano, Gral. Güemes y San Martín 2, que son las más importantes, distantes 65 y 50 km. respectivamente y separadas en consecuencia, 115 km. las extremas. En conjunto representan más del 90% de la carga máxima del sistema, destacándose Gral. Belgrano cuya demanda, incluyendo la desmotadora de algodón, es del orden del 50% del total.

Debido a ello, el baricentro de cargas del sistema, calculado sobre las demandas del año 1979, se encuentra prácticamente en el punto medio entre Gral. Belgrano y Gral. Güemes.

En cuanto a las zonas 4,5 y 6, dada su escasa contribución a la carga máxima del sistema, se las puede caracterizar como marginales, caracterización que condicionará su consideración en el planteo y evaluación de alternativas.

Dos variantes extremas de suministro de energía pueden plantearse para un sistema de las características expuestas:

1. Generación local diesel
2. Interconexión interna del sistema, alimentándolo:
 - a) internamente mediante generación diesel en una central unificada
 - b) externamente vinculándolo a un sistema de menor costo de generación

Debido a los costos relativamente altos de generación, operación,

mantenimiento y personal de las centrales térmicas pequeñas, la tendencia actual es interconectar, en la medida y oportunidad que económicamente se justifique.

En términos generales, los beneficios de una interconexión resultan de ahorros de capital (por economía de escala y reserva compartida), ahorros de combustible (por mejor rendimiento de los equipos de generación y eventualmente la posibilidad de quemar derivados pesados o sustitución) y disminución de gastos de operación y mantenimiento en general y personal en particular.

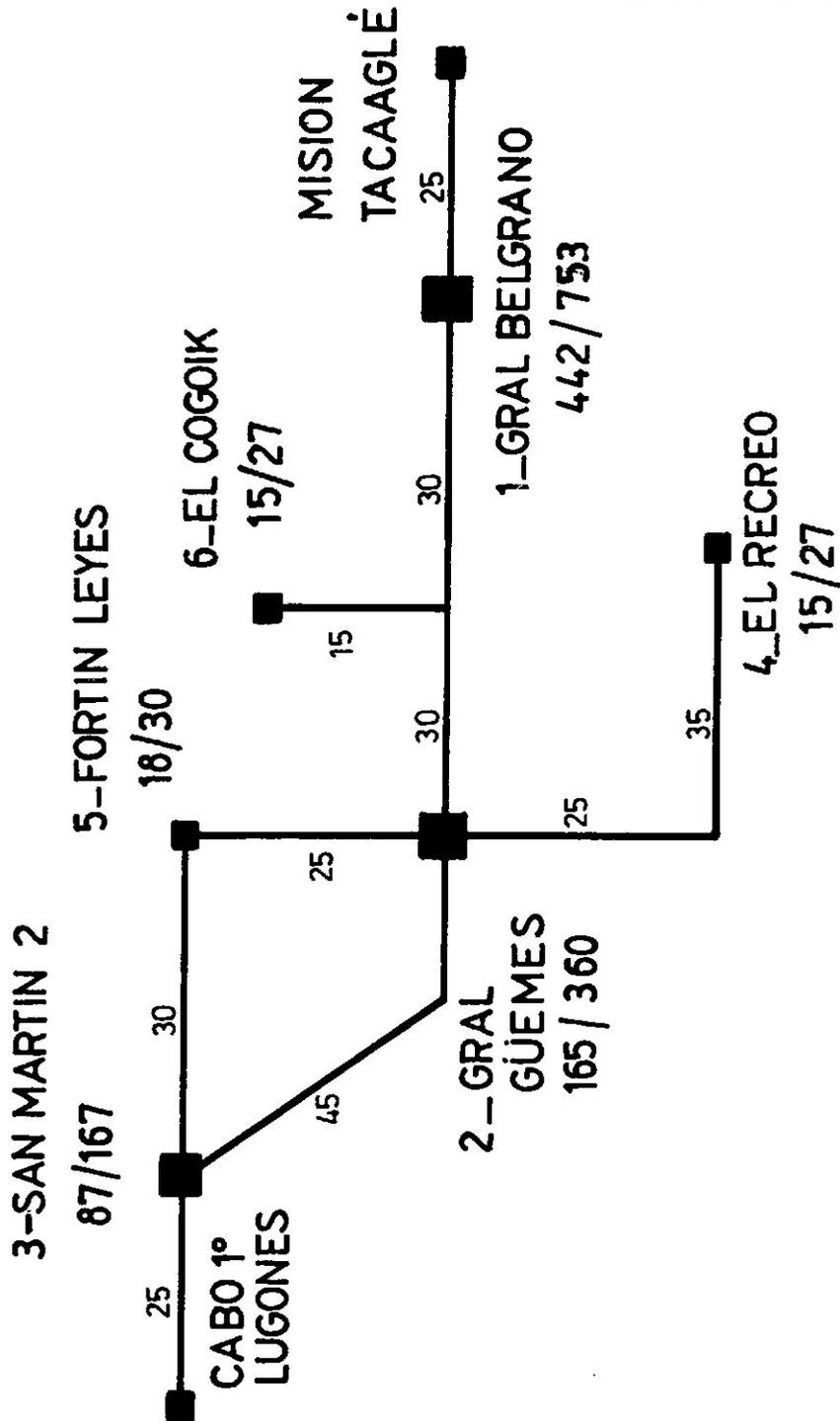
Sin embargo, el sistema en estudio, por sus características propias, así como las de los equipos a utilizar sólo permite, en las variantes de interconexión interna con generación local, economías sensibles en los gastos de personal. Ello, debido a:

- La ausencia de economía de escala en los costos de inversión de grupos diesel,
 - El pequeño rango de variación en los rendimientos de los grupos diesel, que oscilan entre 240 y 290 g/kWh.
- Se suma a ello, además, la baja utilización de los equipos debido al reducido factor de carga.

En razón de lo expuesto se destaca que, sin dejar de considerar todos los costos intervinientes, lo que en última instancia determinará una interconexión interna en el corto plazo será la comparación de su costo anual con los del personal de la central aislada.

En cuanto a la vinculación externa del sistema, su factibilidad económica depende tanto de la disponibilidad de una fuente de generación de bajo costo como de la futura configuración de los sistemas provincial y regional. Este aspecto será desarrollado más adelante, en el punto 6.3

GRAFICO N° 5.1



ABASTECIMIENTO ELECTRICO A GRAL GÜEMES Y
ZONA DE INFLUENCIA _PCIA DE FORMOSA_

DISTRIBUCION ESPACIAL DE CARGAS_

DISTANCIAS Y CARGAS MAXIMAS 1979/1985_

5.2. Alternativas aisladas con generación local

El desarrollo de las variantes de suministro basadas en la generación local se efectuó a través de los balances de potencia para el cubrimiento de la carga máxima de la zona en cuestión.

Dicho cubrimiento se realizó para las zonas 1, 2 y 3 sin considerar, en principio, el equipamiento actualmente existente por dos razones.

- De acuerdo con las demandas planteadas, tanto los grupos instalados en Gral. Güemes - 2 x 48 kW - como el que está montado en Gral. Belgrano - 1 x 62 kW - quedarán fuera de módulo.

- Se considera, como hipótesis factible, que dichos grupos pueden trasladarse a las zonas 4, 5 y 6. Esta hipótesis, que será evaluada más adelante, se planteó también en las alternativas de interconexión.

Los balances de potencia fueron confeccionados con la metodología estándar: se establece un módulo y una secuencia de equipamiento de manera tal que la potencia firme de la central cubra, año a año, la carga máxima de la zona. La potencia firme surge de la diferencia entre la potencia efectiva y la reserva que se plantee.

Dado que la potencia nominal o de chapa de los grupos dependerá

de la marca que se adquiriera, se considera que los módulos estandarizados en el cuadro N° 3 del capítulo de costos corresponden a las respectivas potencias en bornes de generadores.

Como criterio de reserva se estableció que debe ser igual o mayor que la máquina mayor de la central, para cubrir su falla en el pico y/o su eventual mantenimiento. Dicho criterio se aplicó en forma flexible, a efectos de evitar sobreequipamientos en el año de entrada de un nuevo grupo, de manera tal de aceptar un déficit de reserva inferior al 15% de la carga máxima cuando ello permita postergar un año la entrada de una máquina adicional. Esto implica, en el peor de los casos, aceptar un corte parcial de suministro inferior al 15% de la carga máxima en las horas de pico de los días del año de mayor demanda. La confiabilidad resultante se considera aceptable, más aún si se tiene en cuenta que, dado el bajo factor de carga del sistema, no redundará, en general, en déficits de energía.

La determinación de módulos se efectuó atendiendo básicamente a:

- evitar sobreequipamientos por reserva,
- evitar que la secuencia de equipamiento implique un estado de obra permanente. Cuando como consecuencia de un módulo pequeño era necesario incluir máquinas en años consecutivos, se lo aumentó para que dicho lapso no fuera inferior a dos años,
- instalar, dentro del período de análisis, máquinas

del mismo módulo.

- evitar que dentro del período de análisis el número de máquinas de una central sea superior a cinco.

- mantener una relación razonable entre el módulo, la potencia efectiva, la carga máxima y la reserva.

Dado que no siempre es posible conjugar dichos criterios año a año, se puso énfasis en que la secuencia de equipamiento tendiera a cumplirlos con el correr del tiempo, aceptando en algunos casos, pequeñas distorsiones en los primeros años.

Cuando la aplicación de estos criterios no permita definir claramente el módulo, o persista alguna ambigüedad en su determinación, la elección se hará mediante una comparación económica módulo a módulo.

Cabe destacar que el criterio de mantener una reserva del orden del 20% de la carga máxima, generalmente aceptado como norma de planificación de sistemas grandes con tasas de crecimiento del orden del 10% anual, no es estrictamente válido en casos como el que nos ocupa.

En efecto, si se quiere evitar sobreequipamientos para reserva, implica que el módulo sea igual al 20% de la carga máxima y que, en un año de equilibrio, la central tendrá seis grupos; cinco para cubrir la demanda y uno para reserva. Con tasas de crecimiento superiores al 10% de la carga máxima anual, ello implicaría nece

sariamente la adición de por lo menos un grupo por año y un estado permanente de obra en la central.

Aunque no se pone en evidencia por caer fuera del período de análisis, se supone que cuando un central alcanza los 5 o 6 grupos del mismo módulo, ello implica un cambio de módulo.

- Zona 1: Gral. Belgrano

Para desarrollar el balance de potencia de Gral. Belgrano se consideró incluida en la carga máxima anual la demanda de la desmotadora de algodón. Ello, en función de la voluntad expresada de tomar energía del servicio público. Como la desmotadora pertenece a la provincia, sus autoridades podrán tomar una decisión respecto al destino del grupo diesel de 460 kVA - 370 kW instalados - con el que se autogenera actualmente la demanda de la planta. Al respecto cabe considerar que se trata de un grupo pesado, que tiene 15 años de servicio, importado, de una marca de la cual no resulta fácil conseguir repuestos en el país.

En función de ello, antes que afectarlo al servicio público - en el lugar o trasladándolo - parecería razonable mantenerlo en la planta como reserva fría, tanto para la desmotadora como para el servicio público de Gral. Belgrano y del sistema que resulte interconectado.

Por lo expuesto, no se lo considerará en la oferta de ninguna de las alternativas que se plantee.

El módulo que resultó más adecuado para Gral. Belgrano aislado es 250 kW. La secuencia de equipamiento resultante es tres grupos en el año 1979 y uno adicional en 1983. Se llega así, como se

ve en el cuadro N° 5.1 a un balance equilibrado en todos los años, con un pequeño superávit - 20% de la carga máxima - en 1983, año de ingreso del cuarto grupo, que de cualquier forma no puede postergarse.

- Zona 2: Gral. Güemes

El balance para esta localidad aislada figura en el cuadro N° 5.2. Con un módulo de 150 kW resulta necesaria la incorporación de dos grupos en 1979, uno en 1980 y otro en 1985.

El módulo citado obedece al intento de equipar en la medida de lo posible con grupos mayores de 100 kW, más adecuados para servicio continuo que los grupos pequeños. Si bien estos últimos tienen menor inversión unitaria, su menor vida útil compensa, en términos de costos anuales de capital, la mayor inversión y vida útil de los grupos pesados.

No obstante lo planteado, se efectuó una variante con módulo de 100 kW, que figura en el cuadro N° 5.3, con resultados satisfactorios. Al efectuar la evaluación económica se volverá sobre el punto.

- Zona 3: San Martín 2

El balance de potencias y cargas máximas planteado para San Martín 2 aislado se presenta en el cuadro N° 5.4

Con un módulo de 80 kW resulta necesario instalar dos grupos en 1979 y un tercero en 1981, aceptando un déficit de reserva del 15% de la carga máxima en 1980.

- Zonas 4,5,6: El Recreo, Fortín Leyes, El Cogoik

Dadas las características de estas localidades se obvia, por su simplicidad, los balances de potencia correspondientes. En efecto, si se mantuvieran los criterios planteados para el cubrimiento de la demanda, habría que equipar cada una de estas centrales con dos grupos de 15 kW c/u, de manera de cubrir los 30 kW de carga máxima estimada para 1985.

Alternativamente se podrían equipar con un grupo de 30 kW en cada localidad. De cualquier manera, y de acuerdo con lo expuesto en el punto 5.1, a efectos del análisis marginal que se efectuará para estas zonas las características del equipamiento aislado no son trascendentes.

Alternativa 1: Gral. Belgrano, Gral. Güemes y San Martín 2 aislados

El equipamiento de generación de esta alternativa es el que surge de los balances correspondientes a las zonas 1, 2 y 3, presentados en los cuadros N° 5.1 a 5.4

Líneas de transmisión no hay, ya que no se considera la parte de distribución, común a las alternativas aisladas e interconectadas.

Por la misma razón el único equipamiento de transformación requerido es el de elevación 0,4/13,2 kV de las centrales. Las características de dicho equipamiento figuran en el cuadro resumen, más adelante.

La determinación de las dotaciones de personal para operación y mantenimiento de las centrales se realizó, en todos los casos, sobre la base del criterio seguido por Agua y Energía para las centrales diesel de servicio continuo. En general se considera deseable que haya, por turno, dos personas como mínimo. Con el régimen actual de horarios - 8 hs por turno - se requieren tres turnos diarios. Se computa además un cuarto turno en descanso y/o reserva y un quinto por vacaciones, enfermedades, inasistencias, etc.

Según el criterio expuesto, una central de relativa importancia - más de dos grupos y más de 100 kW por grupo - requeriría actual-

mente por lo menos 10 personas de operación. Hasta 1976, con turnos rotativos de 6 hs. diarias se requería cubrir 6 turnos por central.

Esta es la razón de la elevada incidencia del personal en el costo anual de operación de las centrales diesel pequeñas y una de las causas por las que la norma planteada como deseable, no siempre se cumple en la realidad. Y es también uno de las razones por las que, en centrales pequeñas, se presta servicio con horarios discontinuos.

Considerando lo expuesto, se ha sido cauto en la determinación de plan teles, ajustándose a las cantidades mínimas pero tratando de reflejar, a nivel de un estudio de planificación, lo que como norma de operación se considera deseable.

Así se han planteado, para las centrales de esta alternativa, las siguientes dotaciones:

Gral. Belgrano: 10 personas

- 1 Jefe de Central
- 4 Maquinistas
- 4 Ayudantes maquinistas
- 1 Mantenimiento

Gral. Güemes: 10 personas

- 1 Jefe de Central
- 4 Maquinistas
- 4 Ayudantes maquinistas
- 1 Mantenimiento

San Martín 2: 8 personas

- 1 Jefe de Central
- 3 Maquinistas
- 3 Ayudantes Maquinistas
- 1 Mantenimiento

Para sintetizar, se presenta en el siguiente cuadro el equipamiento necesario para esta alternativa.

CONCEPTO	CARACTERÍSTICAS	LOCALIDAD/ES	AÑO
Generación	D 3 x 250 kW	Gral. Belgrano	1979
	D 1 x 250 kW	Gral. Belgrano	1983
	D 2 x 150 kW	Gral. Güemes	1979
	D 1 x 150 kW	Gral. Güemes	1980
	D 1 x 150 kW	Gral. Güemes	1985
	D 2 x 80 kW	San Martín 2	1979
	D 1 x 80 kW	San Martín 2	1981
Transformación	ET 0,4/13,2 kV, 1000 kVA	Gral. Belgrano	1979
	ET 0,4/13,2 kV, 500 kVA	Gral. Güemes	1979
	ET 0,4/13,2 kV, 200 kVA	San Martín 2	1979

5.3. Alternativas de interconexión interna con generación local

La base para el planteo de estas alternativas consiste en interconectar las zonas unificando la generación en una de ellas. Económicamente ello se justificará, en términos generales, si las inversiones en líneas son inferiores a las economías resultantes de concentrar la generación en una central.

En función de lo expuesto es necesario definir tanto la ubicación de la central unificada como la tensión y traza de las líneas de interconexión. Si bien el criterio básico para definir tales características es el de mínimo costo, se tuvieron en cuenta otros criterios, técnicos y económicos. En cuanto a la ubicación de la generación, se trató que estuviera:

- lo más próxima posible al baricentro de cargas del sistema. Más específicamente, en un punto que minimice las pérdidas de transmisión.
- lo más próxima posible al centro geográfico de la zona.
- en un punto de fácil acceso; en lo posible, que tuviera acceso terrestre por más de una vía, de manera de facilitar el suministro de combustible.

En cuanto a la elección del nivel de tensión de las líneas, se buscó:

- trabajar con tensiones normalizadas y existentes en la Región

- Que no se saturen dentro del período de análisis, entendiéndose por saturación alcanzar su máxima capacidad de transporte, limitada, en estos casos, por la caída de tensión admisible.
- Minimizar las pérdidas de potencia y energía. Las primeras por su incidencia en la saturación de la línea y las segundas por su eventual incidencia en los costos de generación.

Para determinar la sección de los conductores se buscó que fueran, dentro de las normalizadas, las mínimas, atendiendo a su influencia en la caída de tensión y pérdidas de potencia, como se analiza en el capítulo 6.

En lo referente a las trazas, cuando hubiera alternativas, se trató de:

- buscar la mínima distancia.
- Seguir, en lo posible, los caminos existentes. Ello, a efectos de facilitar su mantenimiento a la vez que permitir la conexión de eventuales usuarios ubicados en su recorrido.

La capacidad de transformación se determinó en función de la potencia que se requiere transformar en el año 1985, con un factor de potencia igual a 0,8 en la carga. En todos los casos se consideró la transformación necesaria para alimentar la red de distribución en 13,2 kV. Las capacidades que se consignan no

implican necesariamente un sólo transformador. La cantidad de transformadores se determinará exactamente en la etapa de anteproyecto.

Alternativa 2.1: Gral. Belgrano, Gral. Güemes y San Martín 2 interconectados.

Como se consignó en el punto 5.1, el baricentro de cargas del sistema se encuentra aproximadamente a mitad de camino entre Gral. Belgrano y Gral. Güemes. Atendiendo a ello, sería indistinto ubicar la generación en cualquiera de ambas localidades. Sin embargo, considerando los otros criterios planteados, la elección se vuelca a Gral. Güemes, ya que:

- Tiene acceso por las rutas 95 y 86, desde Ibarreta y Clorinda, respectivamente.
- Está más próxima al centro geográfico del sistema.
- Como se verá más adelante, facilita más la transmisión hacia la zona de San Martín 2. Si se localizara la generación en Gral. Belgrano la distancia desde la fuente hasta la carga extrema - Lugones - no sería inferior a 130 km,

Definida esta localización se seleccionaron las trazas, adoptándose para la línea Gral. Güemes-Gral. Belgrano, la que sigue la Ruta 86, equivalente prácticamente a la distancia mínima. Dicho camino tiene un recorrido de 58 km., adoptándose 60 km como valor de cálculo. Para la línea Gral. Güemes-San Martín 2 se plantearon dos variantes:

- Vía Leyes, siguiendo la Ruta 95 hasta esa localidad - 26 km. - y desde allí hasta San Martín 2 por la misma ruta, con 29 km. adicionales; como distancia de cálculo se adoptó 55 km.

- Siguiendo el camino colector de El Porteñito, empalmado con la Ruta 24 hasta San Martín 2, con un recorrido de 43 km. Como distancia de cálculo se adoptó 45 km.

Frente a la menor distancia de la segunda, la primer variante permite alimentar directamente a las localidades de Colonia Las Lolas y Sgto. Leyes.

Para definir los niveles de tensión se analizaron las caídas respectivas, primero en 13,2 kV y luego 33 kV - capítulo 6 - resultando para el tramo Gral. Güemes-San Martín 2 en 13,2 kV con 25 mm² de sección, niveles aceptables en Cabo 1º Lugones dentro del período de análisis para las tres variantes de trazas. No ocurre lo mismo en el tramo Gral. Güemes-Gral. Belgrano, para el cual se repitió el cálculo con 33 kV y 50 mm², obteniéndose valores adecuados en Misión Tacaaglé.

Este mismo tramo tampoco hubiera resultado factible en 13,2 kV con generación en Gral. Belgrano, ya que siendo su carga aproximadamente la mitad del conjunto, la misma carga habría que transportarla desde allí hasta Gral. Güemes, con el agravante de que el tramo Gral. Güemes-San Martín se vería más comprometido.

En cuanto al módulo y secuencia de equipamientos de generación

a ubicar en Gral. Güemes, se determinó aplicando la metodología descripta en el punto 5.2 según se muestra en los balances de potencias de los cuadros N° 5.5, 5.6 y 5.7. Cada uno de ellos corresponde a las tres variantes de módulo analizadas: 300, 500 y 750 kW. La comparación económica realizada no dió diferencias sensibles, adoptándose en consecuencia el módulo de 300 kW por su mayor flexibilidad, tanto para la operación del sistema como para realizar el equipamiento en función de la real evolución de la demanda. Además es la variante que requiere menor inversión inicial.

Para cubrir la demanda de esta alternativa se requiere, en consecuencia, los siguientes grupos diesel:

- 3 x 300 kW en 1979
- 1 x 300 kW en 1980
- 1 x 300 kW en 1983

En cuanto a la dotación de personal se planteó, de acuerdo con los criterios expuestos:

- 1 Jefe de Central
- 1 Segundo Jefe de Central
- 4 Maquinistas
- 4 Ayudantes maquinistas
- 3 Mantenimiento
- 1 Administrativo

resultando un plantel de 14 personas.

Se consignan en el cuadro resumen los requerimientos de transformación, tanto de elevación como de rebaje.

En síntesis, el equipamiento que requiere la alternativa durante el período de análisis se muestra en el siguiente cuadro:

CONCEPTO	CARACTERISTICAS	LOCALIDAD/ES	AÑO
Generación	D 3 x 300 kW	Gral. Güemes	1979
	D 1 x 300 kW	Gral. Güemes	1980
	D 1 x 300 kW	Gral. Güemes	1983
Transmisión	LMT 33 kV, 60 km	Güemes-Belgrano	1979
	LMT 13,2 kV, 45 km	Güemes-S.Martín	1979
Transformación	ET 0,4/33 kV, 1000 kVA	Gral. Güemes	1979
	ET 0,4/13,2 kV, 700 kVA	Gral. Güemes	1979
	ET 33/13,2 kV, 1000 kVA	Gral. Belgrano	1979

Alternativa 2.2 Gral. Güemes y San Martín interconectados,
Gral. Belgrano aislado

Las características de la transmisión en esta alternativa son idénticas a la anterior: línea de 13,2 kV, 25 mm² entre Gral. Güemes y San Martín 2, con las dos variantes de trazas; vía El Por

teñito - 45 km - y vía Sgto. Leyes - 55 km. Como en el caso anterior se tomará como referencia para la evaluación la primer variante, dejándose la segunda para el análisis marginal de abastecimiento a Leyes.

La cantidad y características de transformadores que se requieren para elevación y rebaje se consignan más adelante.

Para determinar la secuencia de equipamientos del sistema Gral. Quiemes-San Martín 2 interconectado se realizó el balance de potencia, que figura en el cuadro N° 5.8; con un módulo de 150 kW se requieren tres grupos en 1979, un cuarto en 1982 y el quinto en 1985.

La dotación de personal, compuesta por 12 personas está integrada por:

- 1 Jefe de Central
- 5 Maquinistas
- 5 Ayudantes maquinistas
- 1 Mantenimiento

En cuanto a la central en Gral. Belgrano se adoptó el mismo módulo, secuencia de equipamiento y dotación de personal planteado en la alternativa aislada: 4 grupos de 250 kW y un plantel de 10 personas.

El equipamiento total necesario para esta alternativa se resume en el siguiente cuadro:

CONCEPTO	CARACTERISTICAS	LOCALIDAD/ES	AÑO
Generación	D 3 x 150 kW	Gral. Güemes	1979
	D 1 x 150 kW	Gral. Güemes	1982
	D 1 x 150 kW	Gral. Güemes	1985
	D 3 x 250 kW	Gral. Belgrano	1979
	D 1 x 250 kW	Gral. Belgrano	1983
Transmisión	IMT 13,2 kV, 45 km.	Güemes-S.Martín	2 1979
Transformación	ET 0,4/13,2 kV, 700 kVA	Gral. Güemes	1979
	ET 0,4/13,2 kV, 1000 kVA	Gral. Belgrano	1979

Alternativa 2,3: Gral. Güemes- Gral. Belgrano interconectados,
San Martín 2 aislado

Las características de la interconexión Güemes-Belgrano son las mismas que se plantearon en la alternativa 2.1: 33 kV, 50 mm², 60 km.

Considerando que del lado de Gral. Güemes no hay que alimentar la carga de San Martín 2 por estar aislada, se analizó la posibilidad de localizar la generación en Gral. Belgrano para ver si resultaba factible la línea Gral. Belgrano-Gral. Güemes en 13,2 kV, con resultado negativo. En efecto, se obtienen caídas de tensión inadmisibles con cargas inferiores a 360 kW, que es la máxima de

Gral. Güemes en 1985.

Con la línea de 33 kV se requieren los transformadores que figuran en el cuadro resumen.

Del balance de potencia del sistema interconectado Gral. Güemes-Gral. Belgrano, que se consigna en el cuadro N° 5.9, surge la necesidad de instalar cuatro grupos de 250 kW en 1979 y uno adicional en 1983.

A su vez la dotación planteada para dicha central requiere 14 personas, compuestas por:

- 1 Jefe de Central
- 1 Segundo Jefe de Central
- 4 Maquinistas
- 4 Ayudantes Maquinistas
- 3 Mantenimiento
- 1 Administrativo

En cuanto al equipamiento y dotación de personal de San Martín 2 vale lo planteado para la alternativa aislada.

La síntesis de los equipamientos planteados para esta alternativa es la siguiente:

CONCEPTO	CARACTERISTICAS	LOCALIDAD/ES	AÑO
Generación	D 4 x 250 kW	Gral. Güemes	1979
	D 1 x 250 kW	Gral. Güemes	1983
	D 2 x 80 kW	San Martín 2	1979
	D 1 x 80 kW	San Martín 2	1981
Transmisión	LMT 33 kV, 60 km.	Güemes-Belgrano	1979
Transformación	ET 33/13,2 kV, 1000 kVA	Gral. Belgrano	1979
	ET 0,4/33 kV, 1000 kVA	Gral. Güemes	1979
	ET 0,4/13,2 kV, 500 kVA	Gral. Güemes	1979
	ET 0,4/13,2 kV, 200 kVA	San Martín 2	1979

ABASTECIMIENTO ELECTRICO A GRAL. GÜEMES Y ZONA DE INFLUENCIA

SISTEMA: GRAL. BELGRANO

Cuadro N° 5.1

Alternativa 1.-

BALANCE DE POTENCIA (kW)

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Incorporaciones	3x250				1x250		
POTENCIA EFECTIVA	750	750	750	750	1000	1000	1000
RESERVA	250	250	250	250	250	250	250
POTENCIA FIRME	500	500	500	500	750	750	750
DEMANDA	442	451	461	532	605	678	753
SALDO	58	49	39	-32	145	72	-3

ABASTECIMIENTO ELECTRICO A GRAL. GUEMES Y ZONA DE INFLUENCIA

SISTEMA: GRAL. GUEMES

Cuadro N° 5.2

Alternativa 1; Módulo 150 kW

BALANCE DE POTENCIA (kW)

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Incorporaciones	2x150	1x150					1x150
POTENCIA EFECTIVA	300	450	450	450	450	450	600
RESERVA	150	150	150	150	150	150	150
POTENCIA FIRME	150	300	300	300	300	300	450
DEMANDA	165	203	227	262	301	332	360
SALDO	-15	97	73	38	-1	-32	90

ABASTECIMIENTO ELECTRICO A GRAL. GÜEMES Y ZONA DE INFLUENCIA

SISTEMA: GRAL. GÜEMES

Cuadro N° 5.3

Alternativa 1; Módulo 100 kW

BALANCE DE POTENCIA (kW)

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Incorporaciones	3x100			1x100			1x100
POTENCIA EFECTIVA	300	300	300	400	400	400	500
RESERVA	100	100	100	100	100	100	100
POTENCIA FIRME	200	200	200	300	300	300	400
DEMANDA	165	203	227	262	301	332	360
SALDO	35	-3	-27	38	-1	-32	40

ABASTECIMIENTO ELECTRICO A GAL. GIGMES Y ZONA DE INFLUENCIA

SISTEMA: SAN MARTIN 2

Cuadro N° 5.4

Alternativa 1

BALANCE DE POTENCIA (KW)

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Incorporaciones	2x80		1x80				
POTENCIA EFECTIVA	160	160	240	240	240	240	240
RESERVA	80	80	80	80	80	80	80
POTENCIA FIRME	80	80	160	160	160	160	160
DEMANDA	87	98	111	125	141	154	167
SALDO	-7	-18	19	35	29	6	-7

ABASTECIMIENTO ELECTRICO A GRAL. GÜEMES Y ZONA DE INFLUENCIA

SISTEMA: GRAL BELGRANO-GRAL. GÜEMES-SAN MARTIN 2

Cuadro N° 5.5

Alternativa 2.1; Módulo 300 kW

BALANCE DE POTENCIA (kW)

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Incorporaciones	3x300	1x300			1x300		
POTENCIA EFECTIVA	900	1200	1200	1200	1500	1500	1500
RESERVA	300	300	300	300	300	300	300
POTENCIA FIRME	600	900	900	900	1200	1200	1200
DEMANDA	694	752	799	919	1047	1164	1280
SALDO	-94	148	101	-19	153	36	-80

ABASTECIMIENTO ELECTRICO A GRAL. GÜEMES Y ZONA DE INFLUENCIA

SISTEMA: BELGRANO-GÜEMES-SAN MARTIN 2

Cuadro N° 5.6

Alternativa 2.1; Módulo 500 kW

BALANCE DE POTENCIA (kW)

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Incorporaciones	3x500						1x500
POTENCIA EFECTIVA	1500	1500	1500	1500	1500	2000	2000
RESERVA	500	500	500	500	500	500	500
POTENCIA FIRME	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1500
DEMANDA	694	752	799	919	1047	1164	1280
SALDO	306	248	201	81	-47	-164	220

ABASTECIMIENTO ELECTRICO A GRAL. GÜEMES Y ZONA DE INFLUENCIA

SISTEMA: BELGRANO-GUEMES-SAN MARTIN 2

Cuadro N° 5.7

Alternativa 2.1; Módulo 750 kW

BALANCE DE POTENCIA (kW)

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Incorporaciones	2x750			1x750			
POTENCIA EFECTIVA	1500	1500	1500	2250	2250	2250	2250
RESERVA	750	750	750	750	750	750	750
POTENCIA FIRME	750	750	750	1500	1500	1500	1500
DEMANDA	694	752	799	919	1047	1164	1280
SALDO	56	-2	-49	581	453	346	220

ABASTECIMIENTO ELECTRICO A GRAL. GÜEMES Y ZONA DE INFLUENCIA

SISTEMA: GÜEMES-SAN MARTIN 2

Cuadro N° 5.8

Alternativa 2.2

BALANCE DE POTENCIA (kW)

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Incorporaciones	3x150			1x150			1x150
POTENCIA EFECTIVA	450	450	450	600	600	600	750
RESERVA	150	150	150	150	150	150	150
POTENCIA PLANE	300	300	300	450	450	450	600
DEMANDA	252	300	337	387	442	485	526
SALDO	48	-	-37	63	8	-35	74

ABASTECIMIENTO ELECTRICO A GRAL. GÜEMES Y ZONA DE INFLUENCIA

SISTEMA: GÜEMES-BELGRANO

Cuadro N° 5.9

Alternativa 2.3

BALANCE DE POTENCIA (kW)

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Incorporaciones	4x250				1x250		
POTENCIA EFECTIVA	1000	1000	1000	1000	1250	1250	1250
RESERVA	250	250	250	250	250	250	250
POTENCIA FIRME	750	750	750	750	1000	1000	1000
DEMANDA	607	654	688	794	906	1009	1113
SALDO	143	96	62	-44	94	-9	-113

6. Selección de Alternativas

6.1 Evaluación Económica

6.1.1 Introducción, Metodología

La evaluación de las alternativas planteadas en el capítulo anterior se realizó calculando para cada una de ellas su valor presente de costos.

Dicho valor representa la totalidad de los costos asociados con la alternativa en cuestión a lo largo de 30 años (vida útil máxima de los equipamientos considerados, correspondiente a líneas y estaciones transformadoras). Estos costos, expresados en forma de valores anuales, ingresan al valor presente luego de ser actualizados a una fecha de referencia según una tasa de descuento seleccionada a priori.

En nuestro caso, la fecha de referencia adoptada es el 31/12/78 y la tasa de descuento, 8%.

A los efectos de la evaluación, se ha supuesto que los valores económicos anuales se realizan en forma puntual el 31/12 de cada año, fecha que, en consecuencia, determina su período de actualización.

La evaluación realizada considera en forma individual los años correspondientes al período 1979/1985, para el cual se dispone de

series completas de demanda de potencia y energía. Para los años posteriores (1986/2008) se mantienen los valores correspondientes a 1985, congelando así la situación del sistema, en lo que hace a la valorización de las alternativas, en dicho año.

A continuación se describe la forma de cálculo de los costos anuales de los diferentes rubros considerados.

1. Capital

Los costos anuales de capital de los equipamientos se han calculado aplicando a los costos de inversión correspondientes el "factor de recuperación de capital" definido por la tasa del 8% y la vida útil del equipamiento en cuestión. Dicho factor toma en cuenta en forma conjunta la amortización del bien y el interés del capital invertido en el mismo, de forma tal que el depósito de la cuota anual resultante a una tasa del 8% permite obtener, al fin de la vida útil, el capital invertido, más los intereses correspondientes a dicho período. Esto asegura, al fin de la vida útil, la reposición automática del bien.

Se resumen a continuación los valores correspondientes a cada tipo de inversión.

Inversión	Vida Util (años)	f.r.c. (8%)
Grupos electrógenos		
Hasta 100 kW	15	.116 830
Más de 100 kW	25	.093 679
Obras civiles	25	.093 679
Líneas de transmisión (madera, H ² A ²)	30	.088 827
Líneas de transmisión (Palma)	10	.149 029
Estaciones transfor- madoras	30	.088 827

2. Operación y mantenimiento

Los gastos anuales de operación y mantenimiento se han calculado tomando como base la información consignada en el punto 6.1.2, y que se resume a continuación.

2.1 Personal: salario correspondiente a la categoría 8 del convenio colectivo de trabajo de F.A.T.L. y F.

2.2 Materiales y varios Centrales:

Hasta 100 kW: 2% inversión en grupos electrógenos

Más de 100 kW: 1% inversión

2.3 Líneas de transmisión:

Postes Hº Aº 1% inversión

Postes madera 2% inversión

2.4 Estaciones transformadoras: 1% inversión

3. Combustible y lubricantes

Se calculó a partir de los datos consignados en 6.1.2 un costo en \$/kWh correspondiente a cada una de las centrales consideradas. Dicho costo, multiplicado por la demanda de energía abastecida por las centrales proporciona el costo anual de combustible y lubricante de las mismas.

En los cuadros NOS 6.6, 6.7 y 6.8 se muestran los costos anuales considerados para grupos electrógenos, líneas de transmisión y estaciones transformadoras. La suma de los costos descriptos proporciona un costo total anual. Dicho costo anual debe ser actualizado al 31/12/78 mediante la aplicación del "factor de actualización de un pago simple" (faps) correspondiente a una tasa del 8% y al número de años que media entre su realización (31/12 del año en cuestión) y el 31/12/78.

Para el período 1985/2008 se procede de la siguiente manera: se actualiza la serie de 24 valores iguales mediante el correspondiente "factor de actualización de una serie uniforme" (fasu) (24 años, 8%). Como dicho factor produce un valor presente al 1/1 del

primer año, el valor resultante debe considerarse realizado el año anterior (1984).

El valor presente de costos de cada alternativa se obtiene, por último, como suma de los valores anuales actualizados de los años 1979/2008.

El cálculo del V.P.C. de las alternativas se muestra en los cuadros N^{os} 6.9 a 6.13.

6.1.2 Información económica básica

A los efectos de tener un panorama general de los costos a considerar en las alternativas de equipamiento, se llevó a cabo una investigación que incluyó consultas con la Secretaría de Estado de Energía, Agua y Energía Eléctrica, Federación Argentina de Cooperativas Eléctricas, Yacimientos Petrolíferos Fiscales y diversos proveedores de equipos. Los valores obtenidos fueron complementados con información propia y sistematizados a fin de establecer un costo de referencia para cada rubro.

6.1.2.1 Líneas de transmisión de Media Tensión

Teniendo en cuenta la magnitud de las cargas a abastecer y las distancias involucradas, se centró la atención en los costos de las líneas de transmisión de media tensión: 13,2 y 33 kV.

Para las líneas de 33kV se consideró el tipo con cadena de suspensión, con variantes de postes de hormigón armado y madera tratada (tipo eucaliptus). Se estima que el tipo de perno fijo resulta aproximadamente un 10% más económico. En el cuadro 6.1 se consignan los costos unitarios de inversión para diversas secciones de conductor de Aluminio/Acero.

Con respecto a la líneas de 13,2 kV se consideró el tipo de perno fijo con las mismas variantes de postes que en el caso anterior y tres secciones de conductor de Aluminio/Acero. Cabe destacar la posibilidad de utilizar postes de palma, madera abundante en la zona, que la Dirección Provincial de Energía está aplicando actualmente. Se estima

para esta variante un costo de inversión un 20% inferior al de la línea con postes de eucaliptus.

Los valores adoptados figuran en el Cuadro 6.1

Para el costo de operación y mantenimiento de las líneas, se estableció un valor anual igual al 1% de la inversión total para la variante con postes de hormigón armado, y al 2% de la misma para la variante con postes de madera.

6.1.2.2 Estaciones transformadoras

Se tomaron en cuenta dos tipos de transformadores, 33/13,2 kV y 13,2/0,4-0,2 kV. En ambos casos se consideraron módulos normalizados entre 10 y 1000 kVA. En el Cuadro 6.2 se consigna la inversión total correspondiente a los transformadores mencionados.

El costo total de la estación transformadora se obtiene adicionando al costo del transformador una suma global que tiene en cuenta las estructuras y accesorios (elementos de medición y protección, plataformas, soportes, etc.) y el montaje de la estación. Esta suma global depende del módulo y del tipo de estación, por lo que se adoptaron los siguientes valores medios:

10/40 kVA	Aérea de poste	1.000.000 \$
63/315 kVA	Aérea con plataforma	2.000.000 \$
400/1000 kVA	A nivel	3.000.000 \$

Como costo anual de operación y mantenimiento, se adoptó un 1% de la inversión total.

6.1.2.3 Centrales Diesel

- 1 - Costos de inversión. Grupos electrógenos

Se llevó a cabo un relevamiento del mercado de grupos electrógenos Diesel, tratando de cubrir toda la gama de tipos y módulos utilizables en las alternativas de equipamiento eléctrico de la zona. En el cuadro 6.3 se consignan los costos para un amplio espectro de grupos típicos, conjuntamente con las características mecánicas y de consumo de los mismos. Todos los grupos incluidos son, en principio, aptos para un servicio de tipo continuo, aunque sus parámetros mecánicos (velocidad, peso, etc.) dan una idea, al menos cualitativa, de la confiabilidad y vida útil probable de cada uno de ellos.

- 2 - Costos de inversión. Obras civiles

La inversión correspondiente a las obras civiles de las centrales (edificio, fundaciones, tanques de combustible y agua, etc.) se determinará sobre los esquemas preliminares que se planteen en cada alternativa. Como valor global de referencia se estima un costo unitario de 120.000 \$ / m².

- 3 - Combustibles y lubricantes

Los precios de combustibles y lubricantes se obtuvieron

de la resolución Nº 680 - julio de 1977 - de la Secretaría de Estado de Energía. Se adoptó para los combustibles su precio de venta al público, ya que la citada resolución establece el mecanismo de desaparición del esquema que actualmente fija un valor diferencial para los mismos cuando se destinan a centrales eléctricas de servicio público. Dicho mecanismo lleva a igualar los precios citados con los de venta al público en enero de 1978, mediante un ajuste del 6 % mensual.



Con respecto a los lubricantes, se adoptó el precio de venta a reparticiones públicas.

Los valores correspondientes se muestran en el Cuadro 6.4. En el mismo se consigna además un valor de referencia para el flete de combustible (Barranqueras-Villa General Güemes), ya que Y.P.F. fija su precio en planta despachadora, en nuestro caso Barranqueras, no haciéndose cargo del transporte hasta las centrales.

- 4 - Gastos de operación y mantenimiento, Personal

Sobre la base del Convenio Colectivo de Trabajo de la Federación Argentina de Trabajadores de Luz y Fuerza se realizó un análisis del costo anual del personal de las centrales. Se seleccionaron cuatro categorías representativas (1, 5, 8, 11) y para cada una de ellas se definió un costo global que incluye las remuneraciones y los aportes en concepto de cargas sociales. Para este último rubro, se adoptó un 100% de la remuneración del trabajador.

Los resultados obtenidos pueden verse en el Cuadro N° 6.5

- 5 - Gastos de operación y mantenimiento, Materiales y varios

Para este rubro se ha estimado, en función de la información disponible, un valor anual global igual al 2% de la inversión total para grupos de hasta 100 kW, y al 1% para grupos de más de 100 kW.

6.1.2.4 Observaciones

Los precios consignados para todos los rubros deben entenderse referidos al 31 de agosto de 1977, fecha para la cual se estimó una paridad dólar de referencia de 450 \$/u\$s.

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE MEDIA TENSIÓN

COSTOS DE INVERSIÓN

TENSIÓN	SECCIÓN COND.	INVERSIÓN	INVERSIÓN
(kV)	(mm ²)	Poste H ² A ²	Poste eucaliptus
		(10 ³ \$/km)	(10 ³ \$/km)
33	120	6.750	-
33	95	5.850	4.500
33	70	5.175	4.000
33	50	4.725	3.600
13,2	35	2.250	1.700
13,2	25	2.000	1.550
13,2	50	2.400	1.850

FUENTES CONSULTADAS: AyEE, S.E.E., F.A.C.E.

TRANSFORMADORES

COSTOS DE INVERSION

TENSION (KV)	CAPACIDAD (KVA)	INVERSION (10 ³ \$)
33/13,2	1000	7.000
	800	6.000
	500	4.000
	200	2.400
	100	1.650
	63	1.260
	10	735
13,2/0.4-0.2	1000	6.000
	800	4.960
	500	3.250
	400	2.720
	315	2.268
	200	1.800
	160	1.680
	100	1.150
	63	1.040
	40	920
	20	610
	16	568
10	500	

GRUPOS ELECTROGENOS DIESEL

COSTOS DE INVERSION, CARACTERISTICAS MECANICAS, CONSUMO

POTENCIA (kW)	VELOCIDAD (rpm)	PESO (Kg)	REFRIG.	CONSUMOS ESPECIFICOS		COSTO (10 ³ \$)
				Combustible (g/kWh)	Lubricante (g/kWh)	
25	1500	1300	R	270	2,6	3.300
40	1500	1500	R	290	2,4	4.500
60	1500	1800	R	290	2,4	6.600
80	1500	2350	R	280	2,2	7.400
100	1500	2900	R	280	2,2	9.400
150	1200	6000	T	280	2,1	43.900
300	1000	9800	T	270	1,9	76.900
500	600	19700	T	250	1,7	128.250
750	1000	18000	T	240	1,3	135.000
1000	1000	21000	T	240	1,3	180.000
1500	1000	26000	T	240	1,3	270.000

R: Radiador ; T: Torre de enfriamiento

FUENTES CONSULTADAS: AyEE, F.A.C.E., Proveedores (FIAT, STORK, M.A.N.,
DEUTZ, KOERTING)

COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES

DENOMINACION	PRECIO (\$/l.)	DENSIDAD (g/l)	PRECIO (\$/Kg)
FUEL-OIL (')	-	0,95	20
DIESEL-OIL (')	35	0,85	41
GAS-OIL	50	0,83	60
LUBRICANTE HD415	280	0,90	311
LUBRICANTE HD429	330	0,90	367
LUBRICANTE HD431	330	0,90	367

(') Precio F.O.B. planta despachadora (Barranqueras). Flete Barranqueras-Villa General Güemes: 4 \$/Kg.

FUENTES CONSULTADAS: S.E.E., Y.P.F.

PERSONAL DE CENTRALES

CATEGORIA (C.C.T. FATLYF)	COSTO ANUAL (miles de \$)
1	1.590
5	1.910
8	2.050
11	2.410

FUENTES CONSULTADAS: C.C.T. FATLYF, AyEE, F.A.C.E.

CUADRO N° 6.6

CALCULO DE COSTOS ANUALES

LINEAS DE TRANSMISION

TENSION	SECCION	POSTE	INVERSION	VIDA UTIL	COSTO ANUAL CAPITAL	OPERACION Y MANTENIMIENTO
kV	mm ²		<u>miles \$</u> km	años	<u>miles \$</u> km	<u>miles \$</u> km
33	50	M	3 600	30	320	72
13,2	25	M	1 550	30	137,7	31

CALCULO COSTOS ANUALES
ESTACIONES TRANSFORMADORAS

TENSION	CAPACIDAD	INVERSION	VIDA UTIL	COSTO ANUAL CAPITAL	OPERACION Y MANTENIMIENTO
kV	kVA	miles \$	años	miles \$	miles \$
33/13.2	1000	10000	30	890	100
	40	2000	30	180	20
33/0,4	1000	9500	30	840	95
13,2/0,4	1000	9000	30	800	90
	700	7500	30	665	75
	500	6250	30	555	63
	200	3800	30	340	38
	40	1920	30	170	19

CALCULO DE COSTOS ANUALES

GRUPOS ELECTROGENOS

MODULO	INVERSION	VIDA UTIL	COSTO ANUAL CAPITAL	COMBUSTIBLE LUBRICANTE	OPERACION Y MANTENIMIENTO
kW	miles \$	años	miles \$	\$/kWh	miles \$
80	7400	15	870	13,4	150
100	9400	15	1100	13,4	190
150	43900	25	4110	13,4	440
250	65900	25	6170	12,9	660
300	76900	25	7200	12,8	770
500	128250	25	12010	11,9	1280
750	135000	25	12650	11,3	1350

ALTERNATIVA: BELGRANO-GÜEMES, SAN MARTIN 2 AISLADOS

Cuadro N° 6.9

en miles de \$

VARIANTE : GÜEMES: MÓDULO 150 KW

COSTOS ANUALES

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985 / 2008
<u>1. CAPITAL</u>							
1.1 Grupos electrogénos	28.480	32.590	33.450	33.450	39.620	39.620	43.740
1.2 Obra civil centrales	3.770	3.770	3.770	3.770	3.770	3.770	3.770
1.3 Líneas de alta tensión							
1.4 Estaciones transformadoras	1.690	1.690	1.690	1.690	1.690	1.690	1.690
Sub-total	33.940	38.050	38.910	38.910	45.080	45.080	49.200
<u>2. OPERACION Y MANTENIMIENTO</u>							
2.1 Personal centrales	57.400	57.400	57.400	57.400	57.400	57.400	57.400
2.2 Materiales y varios centrales	3.150	3.590	3.740	3.740	4.400	4.400	4.840
2.3 Líneas y estaciones transformadoras	190	190	190	190	190	190	190
Sub-total	60.740	61.180	61.330	61.330	61.990	61.990	62.430
<u>3. COMBUSTIBLE Y LUBRICANTES</u>							
	18.670	19.670	20.590	23.150	25.740	28.380	31.040
<u>4. TOTAL ANUAL</u>	113.350	118.900	120.830	123.390	132.810	135.450	142.670
<u>5. TOTAL ANUAL ACTUALIZADO</u>	104.954	101.938	95.919	90.695	90.388	85.358	946.604
<u>6. VALOR PRESENTE</u>	1.515.856						

ALTERNATIVA : 2.1: BELGRANO, GUEMES, SAN MARTIN 2 INTERCONECTADOS
 MODULO 300 KW

Cuadro N° 6.10

en miles de\$

COSTOS ANUALES

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985 / 2008
<u>1. CAPITAL</u>							
1.1 Grupos electrógenos	21.610	28.810	28.810	28.810	36.020	36.020	36.020
1.2 Obra civil centrales	1.970	1.970	1.970	1.970	1.970	1.970	1.970
1.3 Líneas de alta tensión	25.370	25.370	25.370	25.370	25.370	25.370	25.370
1.4 Estaciones transformadoras	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400
Sub-total	51.350	58.550	58.550	58.550	65.760	65.760	65.760
<u>2. OPERACIONES Y MANTENIMIENTO</u>							
2.1 Personal centrales	28.700	28.700	28.700	28.700	28.700	28.700	28.700
2.2 Materiales y varios centrales	2.300	3.080	3.080	3.080	3.850	3.850	3.850
2.3 Líneas y estaciones transformadoras	5.990	5.990	5.990	5.990	5.990	5.990	5.990
Sub-total	36.990	37.770	37.770	37.770	38.540	38.540	38.540
<u>3. COMBUSTIBLE Y LUBRICANTES</u>							
	16.430	19.420	20.300	22.820	25.380	27.980	30.600
<u>4. TOTAL ANUAL</u>	106.770	115.740	116.620	119.140	129.680	132.280	134.900
<u>5. TOTAL ANUAL ACTUALIZADO</u>	98.861	99.228	92.577	87.571	88.258	83.359	895.051
<u>6. VALOR PRESENTE</u>	1.444.905						

ALTERNATIVA 2.2 : GUEMES, SAN MARTIN 2, INTERCONECTADOS, BELGRANO AISLADO

COSTOS ANUALES

Cuadro N°6.11 en miles de \$

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985 / 2008
<u>1. CAPITAL</u>							
1.1 Grupos electrogenos	30.860	30.860	30.860	34.970	41.140	41.140	45.250
1.2 Obra civil centrales	3.130	3.150	3.150	3.150	3.150	3.150	3.150
1.3 Líneas de alta tensión	6.190	6.190	6.190	6.190	6.190	6.190	6.190
1.4 Estaciones transformadoras	1.470	1.470	1.470	1.470	1.470	1.470	1.470
Sub- total	41.670	41.670	41.670	45.780	51.950	51.950	56.060
<u>2. OPERACION Y MANTENIMIENTO</u>							
2.1 Persona centrales	45.100	45.100	45.100	45.100	45.100	45.100	45.100
2.2 Materiales y varios centrales	3.300	3.300	3.300	3.730	4.390	4.390	4.830
2.3 Líneas y estaciones transformadoras	1.650	1.560	1.560	1.560	1.560	1.560	1.560
Sub-total	49.960	49.960	49.960	50.390	51.050	51.050	51.490
<u>3. COMBUSTIBLE Y LUBRICANTES</u>							
	18.670	19.670	20.590	23.150	25.740	28.380	31.040
<u>4. TOTAL ANUAL</u>	110.300	111.300	112.220	119.320	128.740	131.380	138.590
<u>5. TOTAL ANUAL ACTUALIZADO</u>	102.130	95.422	89.084	87.704	87.618	82.792	919.534
<u>6. VALOR PRESENTE</u>	1.464.284						

ALTERNATIVA 2.3: GUEMES, BELGRANO INTERCONECTADOS, SAN MARTIN AISLADO

Cuadro N°6.12

COSTOS ANUALES

en miles de \$

	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985 / 2008
<u>1. CAPITAL</u>							
1.1 Grupos electrogenos	26.420	26.420	27.290	27.290	33.460	33.460	33.460
1.2 Obra civil centrales	2.870	2.870	2.870	2.870	2.870	2.870	2.870
1.3 Líneas de alta tensión	19.180	19.180	19.180	19.180	19.180	19.180	19.180
1.4 Estaciones transformadoras	2.620	2.620	2.620	2.620	2.620	2.620	2.620
Sub- total	51.090	51.090	51.960	51.960	58.130	58.130	58.130
<u>2. OPERACION Y MANTENIMIENTO</u>							
2.1 Personal centrales	45.100	45.100	45.100	45.100	45.100	45.100	45.100
2.2 Materiales y varios centrales	2.930	2.930	3.080	3.080	3.740	3.740	3.740
2.3 Líneas y estaciones transformadoras	4.620	4.620	4.620	4.620	4.620	4.620	4.620
Sub- total	52.650	52.650	52.800	52.800	53.460	53.460	53.460
<u>3. COMBUSTIBLE Y LUBRICANTES</u>							
	18.500	19.490	20.390	22.920	25.490	28.110	30.750
<u>4. TOTAL ANUAL</u>	122.240	123.230	125.150	127.680	137.080	139.700	142.340
<u>5. TOTAL ANUAL ACTUALIZADO</u>	113.185	105.650	99.348	93.849	93.294	88.035	944.415
<u>6. VALOR PRESENTE</u>	1.536.776						

ALTERNATIVA 1 : BELGRANO, GUEMES, SAN MARTIN AISLADOS

VARIANTE 2 : GUEMES: MODULO 100 KW

COSTOS ANUALES

Cuadro N°6.13

en miles de \$

1985 / 2008

1984

1983

1982

1981

1980

1979

1. CAPITAL

1.1 Grupos eléctricos	23.550	23.550	24.410	25.510	31.680	31.680	32.780
1.2 Obra civil centrales	4.100	4.100	4.100	4.100	4.100	4.100	4.100
1.3 Líneas de alta tensión							
1.4 Estaciones transformadoras	1.690	1.690	1.690	1.690	1.690	1.690	1.690

Sub-total

	29.340	29.340	30.200	31.300	37.470	37.470	38.570
--	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

2. OPERACION Y MANTENIMIENTO

2.1 Personal centrales	57.400	57.400	57.400	57.400	57.400	57.400	57.400
2.2 Materiales y varios centrales	2.840	2.840	2.990	3.170	3.830	3.830	4.020
2.3 Líneas y estaciones transformadoras	190	190	190	190	190	190	190

Sub- total

	60.430	60.430	60.580	60.760	61.420	61.420	61.610
--	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

3. COMBUSTIBLE Y LUBRICANTES

	18.670	19.670	20.590	23.150	25.740	28.380	31.040
--	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

4. TOTAL ANUAL

	108.440	109.440	111.370	115.210	124.630	127.270	131.220
--	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------

5. TOTAL ANUAL ACTUALIZADO

	100.407	93.827	88.409	84.683	84.821	80.202	870.635
--	---------	--------	--------	--------	--------	--------	---------

6. VALOR PRESENTE

1.402.984

6.1.3 Análisis de resultados

El análisis comparativo de las alternativas planteadas se basa en el valor presente de costos de las mismas. Dichos valores se resumen a continuación.



<u>Alternativa</u>	<u>V.P.C.</u> (millones \$)	<u>Relación</u> (%)
1	1.516	104,9
2.1	1.445	100,0
2.2	1.464	101,3
2.3	1.537	106,4

La alternativa de menor valor presente de costos es la 2.1 que considera la interconexión de las localidades y la concentración de la generación de energía en Gral. Güemes.

Sin embargo surge del cuadro anterior que los valores presentes de costos de todas las alternativas son sensiblemente similares, siendo la máxima diferencia entre los mismos inferior al 7%.

Cabe consignar que para la alternativa de generación local aislada se ha analizado una variante en la que Gral. Güemes se equipa con máquinas de 100 kW, que parece un módulo más adecuado para dicha localidad.

Las máquinas de 100 kW disponibles en plaza son de tipo liviano,

de características muy diferentes a las planteadas para los grupos de Gral. Güemes y Gral. Belgrano en el resto de las alternativas, y poco aptas para el tipo de servicio a prestar. Se ha estudiado esta variante porque no existe en el mercado un grupo de 100 kW de características "pesadas".

El valor presente de costos de esta variante resulta un 3% inferior al de la alternativa 2.1, por lo cual cae dentro de la situación de indiferencia mencionada al principio, con el agregado de considerar equipos menos apropiados, que tienden a desaconsejar esta variante.

La similitud de V.P.C de las alternativas, sin quitar valor al resultado de la evaluación, indica que las mismas se hallan en un estado de indiferencia económica, por cuanto las variaciones del indicador utilizado (V.P.C.) son inferiores o a la suma del mismo orden que la indeterminación esperable de las diferentes magnitudes involucradas en el cálculo (la demanda de potencia y energía, costos de equipos, etc.).

Es preciso destacar, sin embargo, que en la evaluación se han adoptado hipótesis que desfavorecen a la alternativa de interconexión, tales como:

- 1) Congelar el análisis en 1985, siendo que dicha alternativa es la de mínimo costo variable: todo aumento de energía consumida tendería a aumentar el ahorro relativo que la mis-

ma produce.

2) Se considera para las líneas el tipo de "cadena de suspensión". La consideración del tipo "de perno fijo" daría un ahorro en inversión en líneas del 10%.

3) Considerar una tasa de descuento del 8%, que si bien es la utilizada corrientemente en este tipo de análisis podría resultar algo elevada, a la luz de una revisión de su valor real de mercado en los últimos años y de la posibilidad de asignación a las obras de fondos provinciales y nacionales a tasas de interés más bajas. Esto último mejoraría la conveniencia financiera de la interconexión.

Una tasa de descuento más baja ampliaría el ahorro de la alternativa de interconexión, ya que la misma es la que presenta la mayor inversión, y costos anuales de operación, mantenimiento y combustible inferiores.

Más allá de estas circunstancias, que no modificarían con todo en forma substancial el resultado de la evaluación, cabe tener en cuenta otro tipo de consideraciones, cuya valorización económica es difícilmente cuantificable, y que tienden a aconsejar el desarrollo de la alternativa 2.1 (sistema interconectado, generación en Gral. Güemes).

1. Las líneas de transmisión, en particular los tramos de 13,2 kV

permiten un abastecimiento directo mediante un rebaje a 380/220 V de las zonas que atraviesan. En un caso como el nuestro, que incluye colonias y zonas colonizables, desarrolladas a lo largo de rutas cuyas trazas coinciden con las de las líneas, esto puede significar un ahorro apreciable en la etapa de distribución de energía eléctrica, sirviendo además como base de los sistemas de electrificación rural.

2. La interconexión de las localidades crea la infraestructura necesaria para un eventual aprovechamiento en la zona de energía eléctrica más barata mediante su vinculación con el sistema interconectado provincial en Montana o Espinillo.

3. Además de la reducción de personal de operación y mantenimiento que esta alternativa permite, y que ha sido tomada en cuenta en la evaluación, la concentración de la generación en un punto produce beneficios adicionales en cuanto a:

- Abastecimiento de combustible
- Reparaciones y repuestos. Mantenimiento
- Manejo administrativo (registros, personal, etc.)

4. Si bien se tomó como hipótesis básica que todas las localidades tuvieran servicio continuo, dicha condición podría ser discutible, sobre todo en el caso de las localidades más pequeñas.

La existencia de un sistema interconectado zonal favorece la posibilidad de brindar un abastecimiento continuo, que puede operar como factor de impulso regional, al posibilitar, junto con la mayor disponibilidad de energía, la eventual implantación de consumos industriales y comerciales.

6.2. Alternativas de abastecimiento a las zonas marginales

El esquema de análisis adoptado para evaluar la conveniencia de interconectar las localidades 4, 5 y 6 se basa en que su peso en la carga máxima del sistema es muy pequeño (del orden del 2% para cada una).

Por lo tanto, se supone que la interconexión de dichas localidades no modifica el equipamiento que resulta del análisis de los centros más importantes (Gral. Belgrano, Gral. Gñemes, San Martín 2).

Ello implica que en la evaluación económica no se considerarán inversiones en generación para abastecer las demandas de El Recreo, Leyes y El Cogoik.

Este supuesto se ve reforzado por el hecho de no haber computado en los balances de potencia el equipamiento actual de Gral. Gñemes y Gral. Belgrano ($2 \times 48 \text{ kW} + 1 \times 60 \text{ kW}$). Estos grupos pueden asignarse al cubrimiento de la demanda de las zonas 4, 5 y 6 desde su ubicación actual, en el caso de interconectarse, o trasladándolos en caso contrario. Por ello, tampoco se computarán inversiones en generación al evaluar la alternativa de que no se interconecten.

Tampoco se considerarán los costos de combustible, por ser los mismos de acuerdo con lo planteado (si la energía es generada en ambos casos por los grupos pequeños) o por haber un ahorro del orden

del 10% a favor de la interconexión si la energía es generada por los grupos grandes. Esto último implica una posición conservadora respecto de las líneas.

La evaluación se reduce a comparar el costo anual de la línea versus los gastos de operación y mantenimiento de la central aislada, considerando, según lo ya definido, servicio continuo.

Dada la magnitud de estas localidades, la distribución urbana será en 380 V, por lo que al costo de las líneas se le adicionará el de la estación transformadora de rebaje.

Zona 4: El Recreo

Pueden plantearse tres variantes de trazas para la línea de 13,2 kV que alimente a El Recreo.

- Desde Gral. Güemes por la Ruta 95 hasta Puesto La Dora - 22 km - y desde allí hasta El Recreo siguiendo el camino existente - 34 km - como distancia de cálculo se adopta 50 km.
- Desde Gral. Güemes directamente a campo traviesa hasta El Recreo. Como distancia de cálculo se adopta 40 km.
- Haciendo un derivación de la línea Gral. Güemes-Gral. Belgrano en un punto distante aproximadamente 30 km de Gral. Güemes (Sta. Ana) directamente hasta El Recreo, a campo traviesa. Como distancia

de cálculo se adopta 25 km.

La caída de tensión se calculó para las tres variantes resultando en todos los casos muy pequeña.

A efectos de estimar los gastos anuales de operación y mantenimiento de la alternativa aislada se supone en Gral. Güemes un equipamiento de 30 kW, que alcanza a cubrir la carga máxima de 1985. Como dotación mínima para servicio continuo se requieren cinco personas.

Zona 5: Sargento Leyes

Tres variantes de trazas pueden plantearse para la línea de 13,2 kV que alimenta a Sgto. Leyes.

- Desde Gral. Güemes siguiendo la Ruta 95. Son 25 km.

- La misma traza, computada como distancia adicional respecto de la línea Gral. Güemes-San Martín 2 vía El Porteñito. Es decir, se considera la diferencia entre las distancias de las líneas Gral. Güemes-San Martín 2 vía El Porteñito y vía Leyes. Resultan así 10 km, y la interconexión Gral. Güemes-San Martín 2 pasaría por Sgto. Leyes.

- Haciendo una derivación desde Puesto Las Cañitas hasta Sgto. Leyes de la línea Gral. Güemes-San Martín 2 vía El Porteñito. La distancia adoptada es de 25 km.

Los datos de la alternativa aislada son los mismos que para El Recreo: 30 kW con una dotación de 5 personas para servicio continuo.

Zona 6: El Cogoik

Dos variantes de traza pueden plantearse para interconectar a El Cogoik.

- Desde una derivación en Santa Ana, de la línea Gral. Gihmes-Gral. Belgrano, longitud 15 km, siguiendo el camino Santa Ana-El Cogoik.

- Desde Fortín Leyes, a campo traviesa, con una longitud aproximada de 25 km.

Frente a su menor distancia la primer variante debe incluir el rebaje 33/13,2 kV en Santa Ana.

Para calcular los gastos anuales de operación, mantenimiento y personal de la central aislada se considera un grupo de 30 kW en servicio continuo, con una dotación de 5 personas.

La evaluación se desarrolla en los cuadros N° 6.14 a 6.20, calculándose el costo anual equivalente de la alternativa aislada y el de las interconectadas para las diferentes variantes de trazas con las fórmulas:

$$CABa = Gpd + Goynd$$

$$CABl = Il \times \text{fre} (30/8\%) + Iet \times \text{fre} (30/8\%) + Goyml + Goymet$$

donde:

Gpd Gasto anual de personal de la central diesel

Goynd Gasto anual de materiales, repuestos y varios de la central diesel

Il Inversión en la línea

Iet Inversión en la estación transformadora

Goyml Gasto anual de operación y mantenimiento de la línea

Goymet Gasto anual de operación y mantenimiento de la estación transformadora

fre (30/8%) factor de recuperación del capital para una vida útil de 30 años y un interés del 8%.

En todos los casos se ha calculado el ahorro de interconectar las localidades pequeñas en términos de personal equivalente. Descontando dicho personal de la dotación de servicio continuo correspondiente (5 personas), podríamos definir qué dotación de personal hace que las alternativas sean económicamente indiferentes. Con esto, se puede determinar a partir de cuántos turnos de 8 horas de servicio conviene la interconexión, en las condiciones de análisis adoptadas (costo de potencia nulo). Ello permitiría, en los casos en que la interconexión se justifica a partir de dos turnos o de servicio continuo, postergar la inversión en las líneas manteniendo en la localidad correspondiente un servicio restringido mediante máquinas trasladadas desde otros puntos.

A continuación, se resume el número de turnos de servicio a partir del cual conviene interconectar para cada uno de los casos analizados.

LOCALIDAD	INTERCONEXION	DIFERENCIA COSTOS (miles \$)	PERSONAL EQUIVALENTE	Nº TURNOS DE IGUALACION
EL RECREO	PUESTO LA DORA	10	-	3 (continuo)
	DIRECTA	3390	2	2
	DESDE LMT 33 kV	5710	3	1
SGTO. LEYES	ADICIONAL LMT A SAN MARTIN 2	8440	4	1
	DERIVACION DESDE LMT A S. MARTIN 2	5910	3	1
EL COGOIK	DESDE LMT 33 kV	7400	3	1
	DESDE SGTO. LEYES	5910	3	1

ALIMENTACION A EL RECREO VIA PUESTO LA DORA - 60 km

CONCEPTO	INVERSION (miles de \$)	COSTO ANUAL (miles de \$)
Gastos de personal	-	10 250
Gastos O y M, materiales etc	-	70
TOTAL AISLADO	-	10 320
LMT 13,2 kV, 25 mm ² , 60 km	93 000	8 260
ET El Recreo 13,2/0,4 kV, 40 kVA	1 920	170
Operación y mantenimiento LMT	-	1 860
Operación y mantenimiento ET	-	20
TOTAL INTERCONECTADO	94 920	10 310

Cuadro N° 6.15

ALIMENTACION A EL RECREO DIRECTAMENTE DESDE GRAL. GUEMES - 40 km

CONCEPTO	INVERSION (miles de \$)	COSTO ANUAL (miles de \$)
Gastos de personal	-	10 250
Gastos O y M, materiales etc.	-	70
TOTAL AISIADO	-	10 320
LMT 13,2 kV, 25 mm ² , 40 km	62 000	5 500
ET El Recreo 13,2/0,4 kV, 40 kVA	1 920	170
Operación y mantenimiento LMT	-	1 240
Operación y mantenimiento ET	-	20
TOTAL INTERCONECTADO	63 920	6 930

ALIMENTACION A EL RECREO DESDE UNA DERIVACION DE LA LINEA GRAL.

GÜEMES-GRAL. BELGRANO - 25 km.

CONCEPTO	INVERSION (miles de \$)	COSTO ANUAL (miles de \$)
Gastos de personal	-	10 250
Gastos de O y M, materiales, etc.	-	70
TOTAL AISLADO		10 320
LMT 13,2 kV, 25 mm ² , 25 km	38 750	3 440
ET derivación, 33/13,2 kV, 40 kVA	2 000	180
ET El Recreo, 13,2/0,4 kV, 40 kVA	1 920	170
Operación y mantenimiento LMT	-	780
Operación y mantenimiento EETT	-	40
TOTAL INTERCONECTADO	42 670	4 610

Cuadro N° 6.17

ALIMENTACION A SGTO. LEYES CONSIDERANDO LA DISTANCIA ADICIONAL DE
LA LINEA GRAL GÜEMES-SAN MARTIN 2 VIA EL PORTENITO - 10 km

CONCEPTO	INVERSION (miles de \$)	COSTO ANUAL (miles de \$)
Gastos de personal	-	10 250
Gastos de O y M, materiales etc	-	70
TOTAL AISLADO	-	10 320
LMT 13,2 kv, 25 mm ² , 10 km	15 500	1 380
ET Sgto. Leyes, 13,2/0,4 kv, 40 kVA	1 920	170
Operación y mantenimiento LMT	-	310
Operación y mantenimiento ET	-	20
TOTAL INTERCONECTADO	-	1 880

ALIMENTACION A SGTO. LEYES DESDE UNA DERIVACION DE LA LINEA
 GRAL. GÜEMES-SAN MARTIN 2 VIA SAN PABLO - 25 km - O ALIMENTA
 CION DIRECTA DESDE GRAL. GÜEMES

CONCEPTO	INVERSION (miles de \$)	COSTO ANUAL (miles de \$)
Gastos de personal	-	10 250
Gastos de O y M, materiales, etc.	-	70
TOTAL AISIADO	-	10 320
LMT 13,2 kV, 25 mm ² , 25 km	38 750	3 440
ET Sgto. Leyes 13,2/0,4 kV, 40 kVA	1920	170
Operación y mantenimiento LMT	-	780
Operación y mantenimiento ET	-	20
TOTAL INTERCONECTADO	40 670	4 410

ALIMENTACION A EL COGOIK DESDE LA LINEA GRAL. GÜEMES-GRAL. BELGRANO
(SANTA ANA) - 15 km

CONCEPTO	INVERSION (miles de \$)	COSTO ANUAL (miles de \$)
Gastos de personal	-	10 250
Gastos de O y M, materiales, etc.	-	70
TOTAL AISLADO	-	10 320
LMT 13,2 kv, 25 mm ² , 15 km	23 250	2 060
ET derivación 33/13,2 kv, 40 kVA	2 000	180
ET El Cogoik 13,2/0,4 kv, 40 kVA	1 920	170
Operación y mantenimiento LMT	-	470
Operación y mantenimiento EETT	-	40
TOTAL INTERCONECTADO	27 170	2 920

ALIMENTACION A EL COGOIK DESDE SGTO. LEYES - 25 km

CONCEPTO	INVERSION (miles de \$)	COSTO ANUAL (miles de \$)
Gastos de personal	-	10 250
Gastos de O y M, materiales, etc.	-	70
TOTAL AISLADO	-	10 320
LMT 13,2 kV, 25 mm ² , 25 km	38 750	3 440
ET Sgto. Leyes 13,2/0,4 kVA	1 920	170
Operación y mantenimiento LMT	-	780
Operación y mantenimiento ET	-	20
TOTAL INTERCONECTADO	40 670	4 410

6.3 Alternativas de interconexión interna con generación externa

En la actualidad la totalidad de la energía eléctrica que se consume en la provincia de Formosa es generada con grupos diesel. La estructura de generación se irá modificando paulatinamente, según los planes de obra provinciales, regionales y nacionales, de acuerdo con el siguiente esquema:

- Actualmente se encuentra en construcción la línea de 132 kV Barranqueras-Formosa - 180 km - a cargo de Agua y Energía.

Los postes de hormigón ya están colocados, habiéndose comenzado el tendido del conductor. La estación transformadora Formosa aún no se ha licitado, por lo que difícilmente la línea estará en servicio antes de fines de 1979 o principios de 1980.

- Los últimos planes de obra de Agua y Energía prevén, además, la construcción de la línea de 132 kV Formosa-Clorinda, obra que difícilmente se comience antes de 1979. O sea que no estará en servicio antes de 1981.

- En similares condiciones se encuentra el proyecto de la línea de 132 kV El Lapacho (derivación de la línea Barranqueras-Formosa)- Gral San Martín (Chaco), que podría llegar hasta el Colorado (Formosa).

Con estas tres obras se comenzará a consumir en la zona Este de la provincia - la más desarrollada - energía térmica generada por las turbinas de vapor y gas de Barranqueras y Corrientes. Este cambio, trascendente por incorporar a Formosa al sistema interconectado regional, no lo es desde el punto de vista de los costos de generación como se verá más adelante.

- Agua y Energía demostró en un estudio publicado en 1975 bajo el título "Interconexión Litoral-Noreste" la factibilidad de construir una línea de 500 kV desde Santa Fé hasta Resistencia para abastecer la demanda de la región desde el Sistema Interconectado Nacional, durante el período 1981/85. Dicha línea está incluida además, en el "Plan Nacional de Equipamiento para los Sistemas de Generación y Transmisión", Fase I, elaborado y publicado por la Secretaría de Energía durante el corriente año.

El estudio de Agua y Energía incluye un despacho hidrotérmico del sistema interconectado nacional para valorizar la componente variable del costo de la energía que fluye por la línea, resultando del orden de 20 milésimas de dólar el kWh. Este valor significa una disminución sensible en la estructura de costos variables de generación para la región. Si se comenzara a construir el año próximo, esta obra podría estar en servicio en 1982.

- Durante 1978 comenzará la construcción de las obras civiles de la C.H. Yacyretá, que empezaría a generar, de acuerdo con

las estimaciones oficiales, en 1985. Para que su energía pueda ser consumida en el Noreste, se necesitará una línea desde Yacyretá hasta el nudo Corrientes-Barranqueras.

En síntesis, las fuentes, costos y disponibilidades de energía en la región se muestran en el siguiente cuadro.

Fuente de generación	Costo variable de la energía (mills/kWh)	Disponibilidad en Formosa
Diesel NEA	30/35	Actual
Turbogás NEA	40/45	1979/80
Turbovapor NEA	30/35	1979/80
SIN+LAT 500 kV Litoral Noreste	15/20	1982/83
Yacyretá	10/15 ⁽¹⁾	1985/86

(1) Se refiere al costo de capital sobre la generación media anual.

Los valores expresados no incluyen - salvo Yacyretá - las cargas fijas de las obras de generación, ni las de transmisión.

Con estos costos se podría justificar - como estimación "a priori" - que el sistema de 132 kV llegue hasta Pirané, desde Formosa o desde San Martín-El Colorado. Técnicamente, habría que analizar los problemas de caída de tensión, regulación, estabilidad, etc., considerando que habría entre 250 y 300 km de línea de 132 kV desde Barranqueras.

La oportunidad, características y condiciones en que el sistema interconectado pueda llegar hasta Fontana-Ibarreta es un tema a analizar cuidadosamente, cosa que escapa al alcance de este estudio. De hecho, la Provincia y Agua y Energía están vinculando paulatinamente en 33 kV y 13,2 kV las localidades sobre la Ruta 81, pero ello no implica necesariamente el funcionamiento en paralelo con el futuro sistema interconectado regional. Más bien se trata, por ahora, de interconexiones destinadas - como en el caso de la zona de Gral. Güemes - a integrar subsistemas y unificar la generación, eliminando la gran dispersión de centrales diesel pequeñas y aisladas.

Sin embargo, y al sólo efecto del análisis económico que se propone, supondremos que en el mediano plazo Fontana-Ibarreta estarán vinculados al sistema interconectado regional.

Dicho supuesto vale también para Clorinda, más precisamente Laguna Blanca, ya que actualmente está en construcción la línea de 33 kV Laguna Blanca-Clorinda, a cargo de Agua y Energía. A corto plazo se prevé llegar en esa tensión hasta Espinillo.

Se puede plantear entonces qué nivel de demanda del sistema Gral. Güemes justifica económicamente su vinculación al sistema interconectado, y en qué tensión.

Dado el amplio rango de costos de energía en el sistema interconectado, y a la dificultad para estimar la componente fija que

debe apropiarse en concepto de inversiones en generación y transmisión sin un análisis profundo a nivel del sistema NEA, dicho costo será parametrizado.

En el caso de interconectarse el sistema Gral. Gilemes los costos anuales están dados por la suma de costos de capital, de operación y mantenimiento y el costo de la energía de la fuente:

$I_l \times L \times \text{frc} (30/8\%) + I_l \times L \times 0,01 + C_{ef} \times P \times H$, donde:

I_l : inversión unitaria en la línea (\$/km)

L : longitud de la línea (km)

$\text{frc} (30/8\%)$: factor de recuperación del capital para 30 años de vida útil y 8% de interés anual.

$I_l \times L \times 0,01$: Costo anual de operación y mantenimiento de la línea, igual a 1% de su inversión.

C_{ef} : Costo total de la energía que fluye por la línea (\$/kWh)

P : Carga máxima anual (kW) del sistema a abastecer.

H : Horas de utilización de la carga máxima (hs)

Si el sistema permanece aislado hay que continuar equipándolo con grupos diesel, y el costo anual de esta variante está conformado por el costo de capital de la central, su operación y mantenimiento, su personal y el costo de combustible:

$I_d \times P \times \text{frc} (25/8\%) + I_d \times P \times 0,01 + G_{pd} + C_{cl} \times P \times H$

I_d : Inversión unitaria en grupos diesel (\$/kW)

P : Carga máxima del sistema a abastecer (kW)

$\text{frc} (25/8\%)$: Factor de recuperación del capital para 25 años de vida útil y 8% de interés anual.

$I_d \times P \times 0,01$: Costo anual de materiales, repuestos y varios de la central diesel, igual al 1% de su inversión. (\$)

Gpd: Gastos anuales de personal de la central diesel. (\$)

Ccl: Costo unitario de combustible y lubricantes de la central diesel (\$/kWh)

H: Horas de utilización de la carga máxima. (hs)

La carga máxima del sistema Gral. Güemes que hace indiferente que se interconecte o permanezca aislado está dada por la siguiente ecuación:

$$I_d \times P \times \text{frc}(25/8\%) + I_d^4 \times P \times 0,01 + Gpd + Ccl \times P \times H =$$

$$I_l \times L \times \text{frc}(30/8\%) + I_l \times L \times 0,01 + Cef \times P \times H$$

que expresada como función del costo de la energía en la fuente resulta:

$$P = \frac{I_l \times L \times (\text{frc}(30/8\%) + 0,01) - Gpd}{I_d \times (\text{frc}(25/8\%) + 0,01) + (Ccl - Cef) \times H}$$

Utilizando esta ecuación se puede tener una idea del nivel de demanda que justifica la interconexión en función del costo de la energía de la fuente. Como toda modelización considera, en términos generales, los costos más relevantes, despreciando elementos que deberían computarse en una evaluación precisa.

Alternativa 3.1: Línea de 33 kV desde Gral. Güemes hasta el cruce con la línea Fontana-Ibarreta, versus grupos diesel de 750 kW.

Los valores adoptados para el cálculo son:

$$I_l = 5850 \times 10^3 \text{ \$/km (33 kV, } 95 \text{ mm}^2, \text{ H}^\circ \text{ A}^\circ)$$

$$L = 70 \text{ km}$$

$$\text{frc (30/8\%)} = 0,0888$$

$$\text{frc (25/8\%)} = 0,0937$$

$$G_{pd} = 28700 \times 10^3 \text{ \$ (14 personas)}$$

$$I_d = 180\,000 \text{ \$/kW}$$

$$C_{el} = 11,3 \text{ \$/kWh}$$

$$H = 2\,000 \text{ hs}$$

Con ellos, la ecuación se reduce a:

$$P = \frac{5880}{21 - C_{ef}}$$

obteniéndose el siguiente cuadro del valores, que se representa en el gráfico N° 6.3

	Cef	P
(mills/kWh)	(\\$/kWh)	(kW)
10	4,5	355
20	9	490
30	13,5	785
40	18	1960

Con estos resultados la línea se justifica con Yacyretá como fuente.

En efecto, en 1985 la carga máxima del sistema alcanza a 1364 kW, lo que da un costo de indiferencia en la fuente de 37 mills/kWh. Aunque se le prorrateen los costos de capital del sistema de transmisión desde Yacyretá hasta Fonatana no se llegaría a dicho valor.

Tomando como fuente al Sistema Interconectado Nacional, en el año 1983 la carga máxima del Sistema Gral. Güemes alcanza a 1120 kW, lo que da un costo de indiferencia en la fuente de 35 mills/kWh. Vale, para este caso, la consideración precedente en cuanto a los componentes fijos del costo de la energía.

Sin embargo, admitiendo una caída de tensión del 5% desde la derivación hasta Gral. Güemes - tolerando otro 5% de caída desde Gral. Güemes hasta las barras extremas del sistema - esta línea satura su capacidad de transporte en 1230 kW, carga que se alcanzaría en 1984. En consecuencia, no resulta una solución técnicamente atractiva.

En peor situación se encontraría una línea de 33 kV desde Laguna Blanca hasta Gral. Belgrano - 116 km - por su longitud y porque la caída de tensión, al calcularla desde Clorinda hasta Gral. Belgrano no permitiría transportar prácticamente nada.

Alternativa 3.2: Línea de 132 kV desde Fontana hasta Gral. Güemes versus grupos diesel de 1000 kW.

Si bien hay soluciones intermedias entre la línea de 33 kV y la que

se plantea - doble línea o doble terna en 33 kV; línea de 66 kV, etc. - el análisis de esta alternativa cumple el objetivo de aclarar el panorama en el largo plazo.

Esta variante presupone la existencia - discutible en el mediano plazo - del nivel de 132 kV en Fontana.

Para su análisis se adoptaron los costos del "Modelo para la planificación de interconexiones regionales" publicado por Agua y Energía en el año 1976.

Los valores para el cálculo son:

I_l: 11 000 x 10³ \$/km (132 kV, 150 mm²)

L: 70 km

G_{pd}: 28 700 x 10³ \$ (14 personas)

I_d: 180 000 \$/kW

C_{cl}: 11,3 \$/kWh

H: 2 000 hs

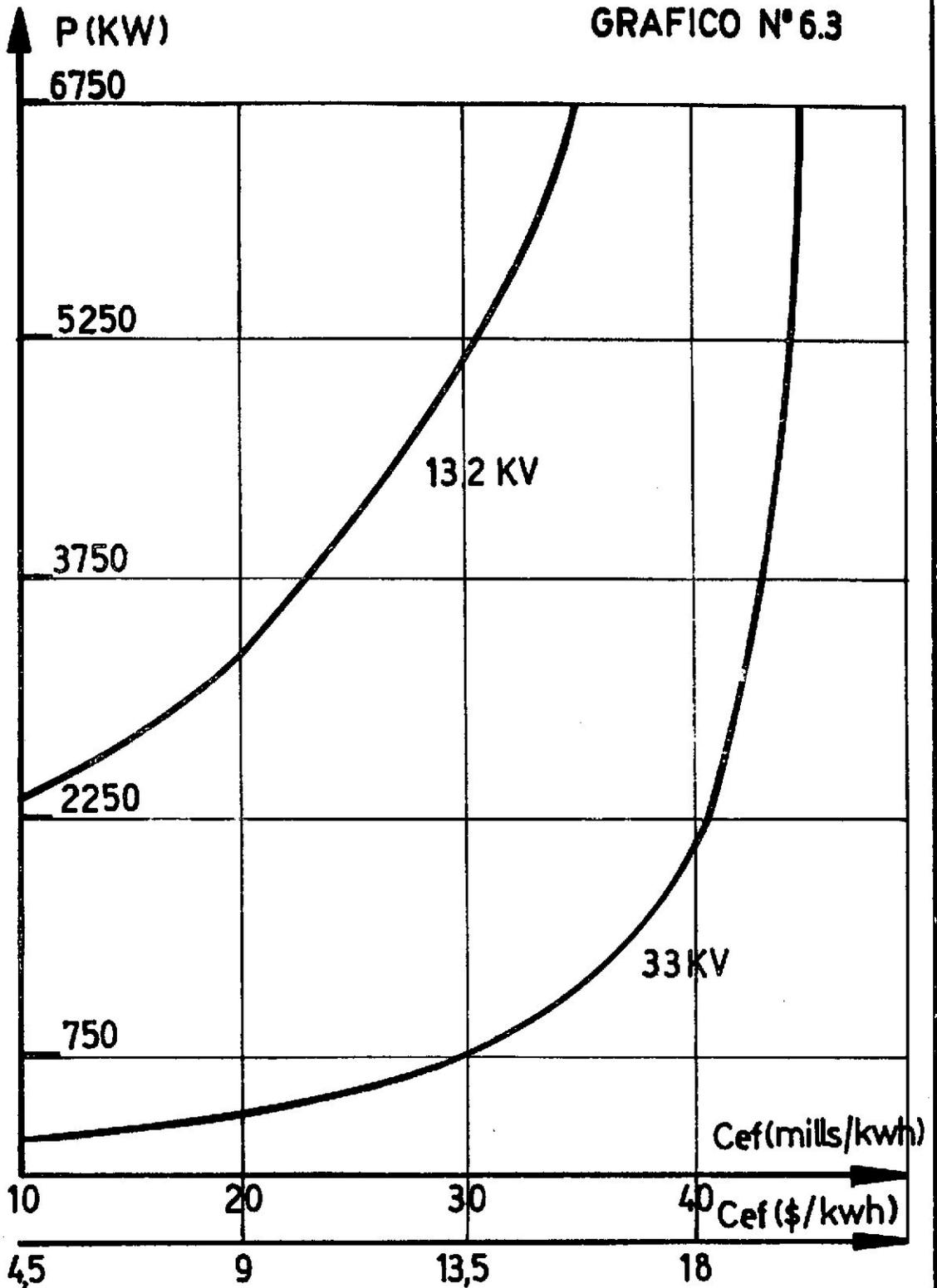
Se computa también la inversión de una estación transformadora de 132/33 kV, 7 500 kVA:

I_{et}: 300 000 x 10³ \$

La ecuación resulta:
$$P = \frac{38\ 500}{21 - Cef}$$

obteniéndose el siguiente cuadro de valores:

GRAFICO N° 6.3



ABASTECIMIENTO ELECTRICO A GRAL GÜEMES Y ZONA DE INFLUENCIA – PCIA DE FORMOSA –

INDIFERENCIA ECONOMICA –

INTERCONEXION VS. GENERACION LOCAL –

Cef		P
(mills/kWh)	(\$/kWh)	(kW)
10	4,5	2335
20	9	3210
30	13,5	5135
40	18	12835

Con tasas de crecimiento comprendidas entre el 12 y el 15% anual la carga máxima alcanzaría a 2 400/2 750 kW en 1990 y a 4 250/5 500 kW en 1995. Las cargas citadas corresponden a costos de energía en la fuente de 11/15 y 26/31 mills/kWh, respectivamente.

Suponiendo que para la fecha el sistema interconectado regional llegue hasta Fontana, la vinculación del sistema Gral. Güemes en 132 kV se justificará en el período 1990/95, según la evolución de sus cargas máximas y la estructura futura de costos de energía del sistema eléctrico regional.

6.4 Factibilidad Técnica

Debido a las características regionales antes mencionadas, que se resumen en un valor sumamente reducido de la densidad de carga, al considerar la interconexión de las localidades en estudio nos enfrentamos con el análisis de una red de media tensión que abastece cargas relativamente reducidas pero ubicadas a gran distancia del centro generador.

Ello nos obliga a verificar el funcionamiento de dicha red, haciendo hincapié en forma especial en lo referente a la caída de tensión entre el punto generador y el usuario.

En esto, se ha seguido el criterio usual de admitir una tensión de usuario que no se aparte más del 5% (en más o en menos) de la nominal.

Teniendo en cuenta que las instalaciones domiciliarias pueden presentar caídas internas del orden del 1%, la variación de tensión de llegada al usuario deberá quedar comprendida entre el 105% y el 96% de la nominal.

Ante la ausencia en este tipo de redes de otra clase de regulación, de lo dicho se desprende que la máxima caída de tensión admisible entre el centro generador y la acometida al usuario es del 9%.

Lo anterior debe observarse en forma bastante estricta, dado que en

los hechos se superpone el efecto, no cuantificado, de elevación de tensión en las horas de mínima carga por efecto de la capacidad a tierra de las líneas.

En los cálculos, se ha considerado un factor de potencia de 0.8, lo cual si bien puede resultar en nuestro caso algo pesimista, introduce en el análisis un factor de seguridad.

Los cálculos se han realizado para la situación de carga máxima anual de 1985, de forma de garantizar el correcto funcionamiento hasta dicho año. Si bien el cumplimiento del criterio precedente en cuanto a la caída de tensión asegura simultáneamente que la pérdida de potencia queda limitada a valores admisibles, se ha verificado el valor de la misma para todos los tramos de línea en el año 1985. Cabe destacar que, debido al bajo factor de carga del sistema, las pérdidas de energía en la transmisión resultan despreciables.

En efecto, considerando un factor de carga de 2000 hs anuales, como se prevé en la zona hasta 1985, resulta un factor de pérdidas de energía de aproximadamente 1000 horas anuales. Una pérdida de potencia del orden de la calculada en nuestro caso (5%), con una utilización de 1000 horas produce una pérdida de energía anual inferior al 0,5%.

En el gráfico N° 6.1 puede verse la distribución aproximada de flujos de potencia para la alternativa propuesta correspondiente al momento de carga máxima de 1985. Se incluyen en dicho gráfico los niveles de tensión en cada una de las barras del sistema. Puede apreciarse

en dicho gráfico que el funcionamiento resulta satisfactorio, siendo la máxima caída de tensión del orden del 8%. La pérdida de potencia total resulta del 4,5%. En el gráfico N° 6.2 se vuelcan los flujos de potencia y niveles de tensión en barras para el caso de alimentación a S. Martín 2 vía Leyes. Puede apreciarse que en este caso, la caída de tensión en Lugones supera el límite adoptado y, aunque el sistema podría llegar a operar, se considera que en dicho año la alimentación Güemes-Leyes-San Martín 2-Lugones ya se ha saturado.

Más allá del período considerado, una vez alcanzada la saturación de las líneas, podría pensarse aún en aumentar su capacidad descargándolas de parte o todo de la energía reactiva que transmiten. Ello podría conseguirse apelando a algún tipo de compensación (paralelo o serie) mediante capacitores, lo cual reduciría simultáneamente la caída de tensión en las líneas y la pérdida de potencia.

Se consigna a continuación la forma de cálculo de la caída de tensión y de la pérdida de potencia.

CALCULO DE LA CAIDA DE TENSION

$$\Delta U \% = \frac{100}{U^2} \cdot (R \cdot P + X \cdot Q)$$

$$\Delta U \% = \frac{S \cdot L \cdot 100}{U^2} \cdot (\rho \cdot \cos \varphi / q + x \cdot \sen \varphi)$$

S	Potencia aparente de la carga en MVA
L	Longitud de la línea en km
U	Tensión de línea en la carga en kV
ρ	Resistividad del conductor en $\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$
q	Sección del conductor en mm^2
x	Reactancia de la línea en Ω/km
φ	Angulo de la carga

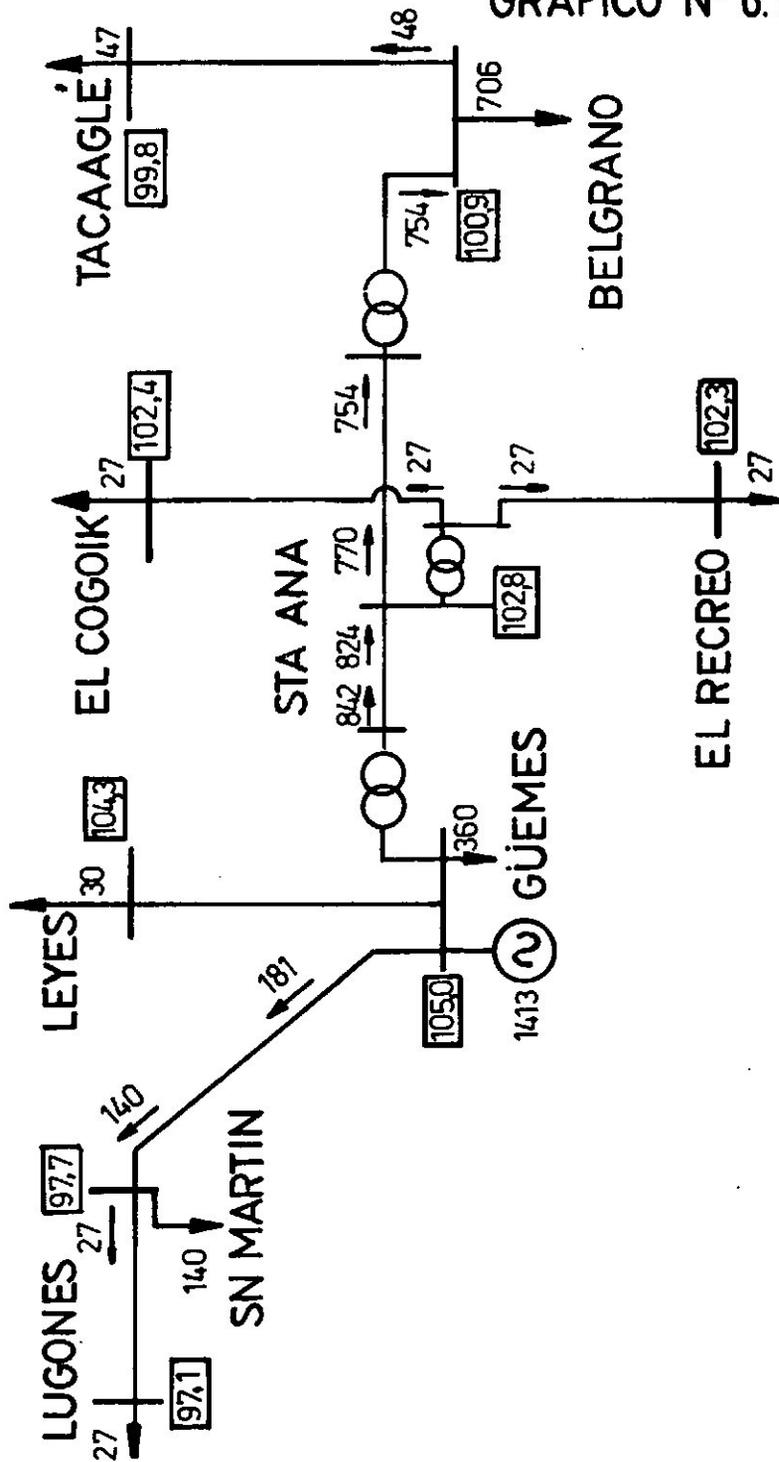
CALCULO DE LA PERDIDA DE POTENCIA

$$P \% = 3. I^2 . R . 100 / P$$

$$P \% = \frac{S . L . \rho}{U^2 . \cos \psi . q} . 100$$

- S Potencia aparente de la carga en Mva
- L Longitud de la línea en km
- U Tensión de línea en la carga en kV
- ρ Resistividad del conductor en $\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$
- q Sección del conductor en mm^2
- ψ Angulo de la carga

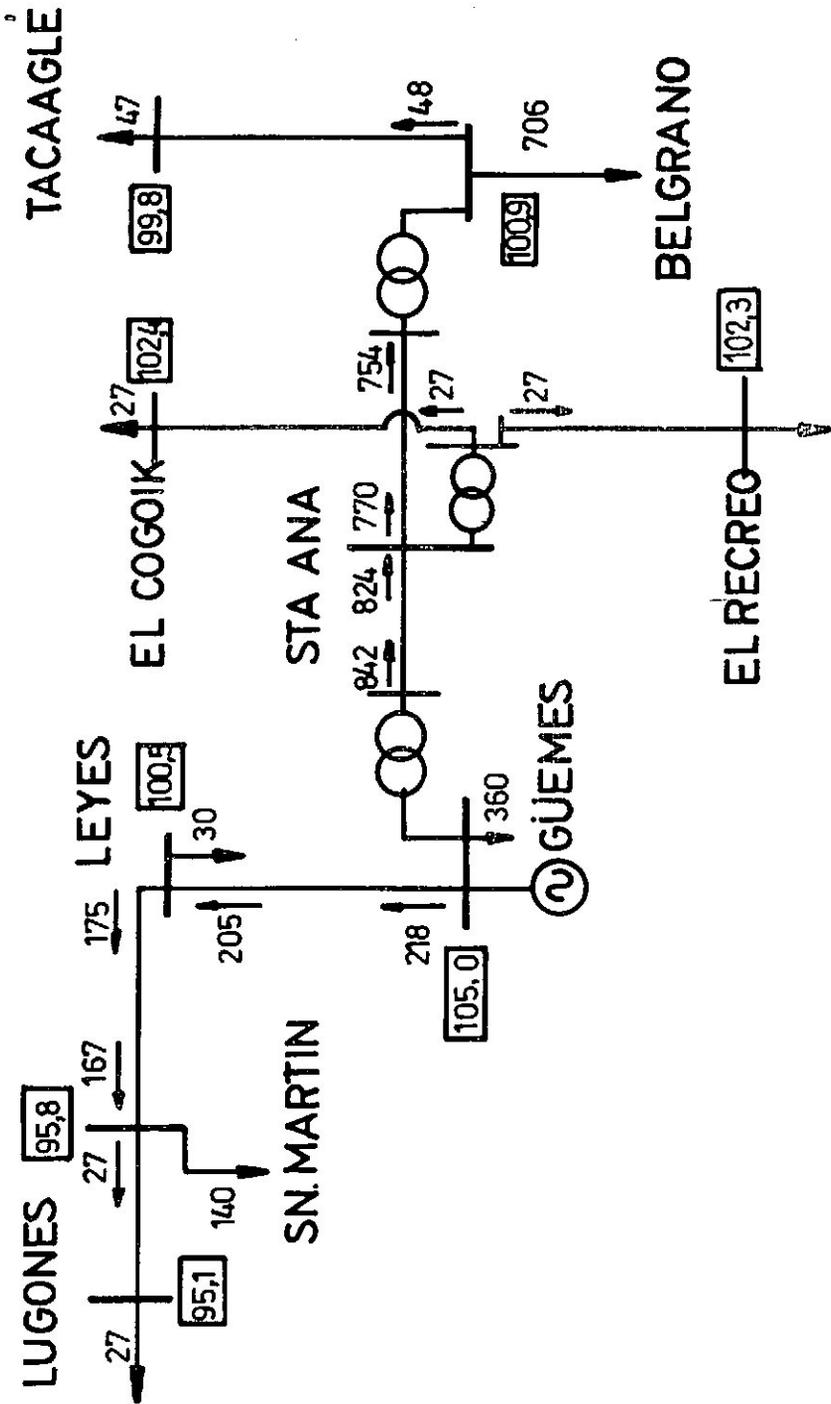
GRAFICO N° 6.1



ABASTECIMIENTO ELECTRICO A GRAL GÜEMES Y ZONA DE INFLUENCIA - PCIA. DE FORMOSA -

FLUJOS DE POTENCIA - ALTERNATIVA PROPUESTA CARGA MAXIMA - AÑO 1985 -

GRAFICO Nº 6.2



ABASTECIMIENTO ELECTRICO A GRAL GÜEMES
Y ZONA DE INFLUENCIA - PCIA. DE FORMOSA -

FLUJOS DE POTENCIA - ALIMENTACION A SN. MAR-
TIN VIA LEYES - CARGA MAXIMA. AÑO 1985 -

6.5 Conclusiones y recomendaciones

En virtud de los análisis y consideraciones realizados en los diversos puntos del presente capítulo, se estima conveniente recomendar el desarrollo en la zona del estudio de un sistema interconectado en media tensión (33 y 13,2 kV), alimentado desde una central única localizada en General Güemes y equipada con grupos diesel de 300 kW.

El desarrollo de la red mencionada debería comenzar por la ejecución de las interconexiones de General Belgrano y San Martín 2 con General Güemes, pudiendo desplazarse eventualmente, si razones presupuestarias o financieras así lo aconsejasen, la integración de las localidades más pequeñas.

Para la interconexión de San Martín 2 con General Güemes en 13,2 kV se considera como más conveniente la traza adoptada en la alternativa 2.1, ya que la misma, además de su menor longitud y por lo tanto sus menores caída de tensión y pérdida de potencia, coincide en parte de su recorrido con el sistema previsto de electrificación rural de El Porteñito y con el eje de desarrollo de la Colonia San Pablo. Esta traza coincide con la Ruta Nacional N° 86.

Para la interconexión de General Belgrano en 33 kV se ha seleccionado la traza que sigue la Ruta Nacional N° 86.

Con respecto a las localidades más pequeñas, si bien se han analizado diversas alternativas que no difieren significativamente entre sí, se proponen las siguientes soluciones basadas en una consideración global del sistema:

El Cogoik, El Recreo: alimentación en 13,2 kV desde una estación de rebaje 33/13,2 kV ubicada en el punto medio de la línea Gral. Belgrano - Gral. Güemes, a aproximadamente 30 km de ambas localidades (Estancia Santa Ana). Esta solución coincide con la de mínimo costo.

Sgto. Leyes: alimentación directa en 13,2 kV desde Gral. Güemes. Si bien no es la variante de mínimo costo, permite la alimentación a San Martín 2 en condiciones técnicamente más favorables.

En cuanto al equipamiento de la Central Gral. Güemes, se ha considerado en el cálculo el ingreso en servicio de tres grupos de 300 kW en 1979, uno más en 1980 y otro en 1983. Debe destacarse que las fechas indicadas surgen de los criterios generales expresados al realizar los balances de potencia que sustentan la evaluación económica. Un criterio más flexible aconseja el desplazamiento del ingreso del cuarto grupo de la central a 1981, con lo cual se lograría un programa de obras más racional a costa de admitir en el pico de 1980 un déficit de reserva del 20% que, aunque supera el valor de 15 % adoptado como límite general, resulta moderado. Este desplazamiento, por otro lado, reduce el valor presente de costos de la alternativa seleccionada.

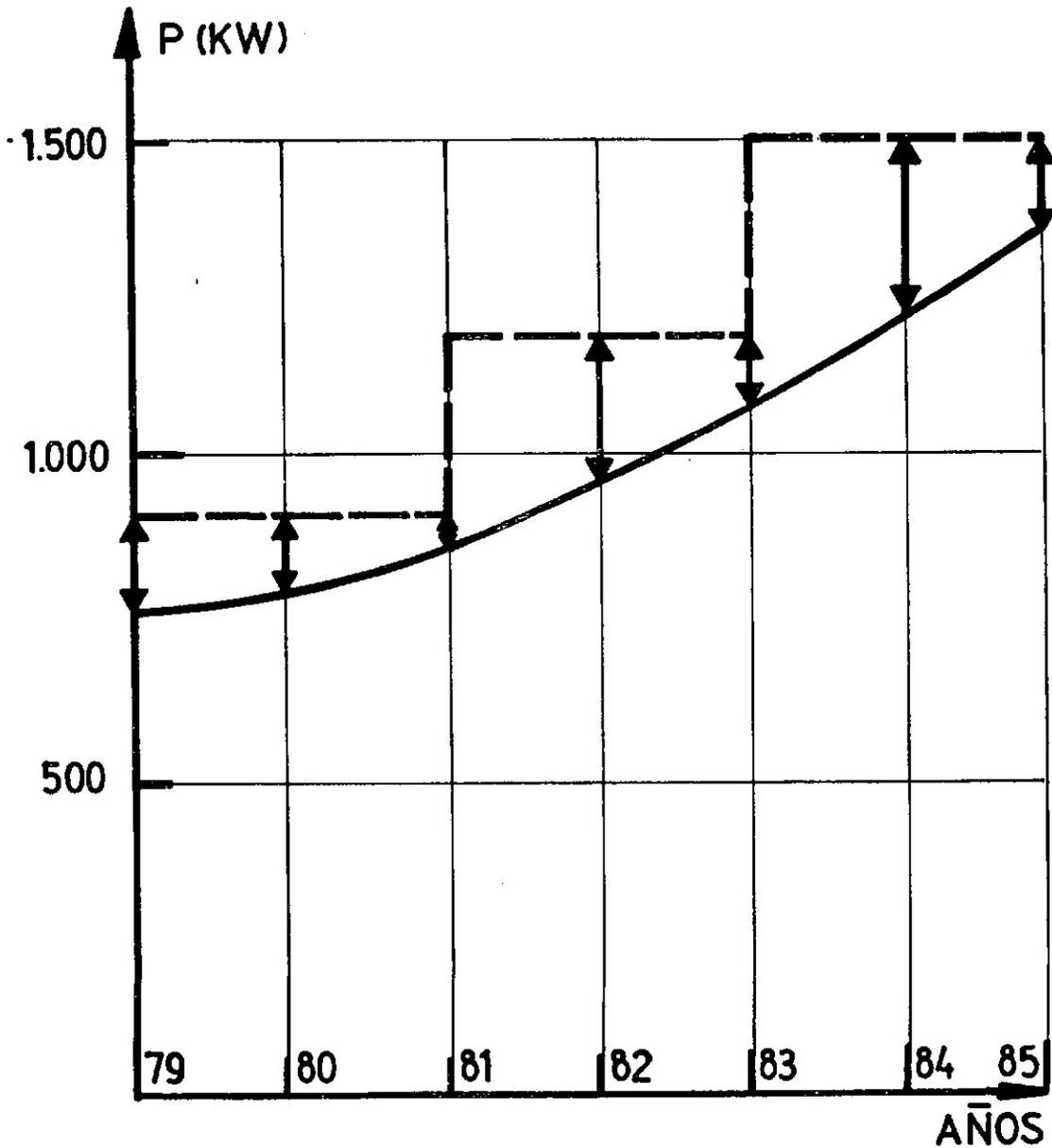
Lo expuesto hasta este punto plantea un programa de equipamiento que resulta apropiado, teniendo en cuenta las características de la zona y su desarrollo pre visto en el corto plazo (1978/1985). Posibilita, con una inversión inicial máxima del orden de los 800 millones de pesos (en el caso de encarar simultáneamente todas las obras del plan), equivalente en forma aproximada a 1,8 millones de dólares, lograr en la región del estudio una amplia infraestructura de servicio eléctrico, no confinada a las localidades existentes sino abierta a su utilización directa en las áreas de desarrollo rural (electrificación rural, eventuales aserraderos, colonos, etc.)

Cabe mencionar en esta síntesis que en el análisis previo de alternativas se descartó la interconexión en 33kV desde Ibarreta con generación diesel en esta última porque su caída de tensión dificultaba la factibilidad técnica de las posibles interconexiones internas. Desde el punto de vista económico, la inversión que la línea mencionada implica no compensa la economía de personal que podría ocasionar en el sistema Gral. Güemes interconectado, sobre todo si se computa el aumento de personal que exigiría en Ibarreta.

Del análisis de la vinculación externa del sistema, por último, realizado considerando fuentes de alimentación de bajo costo en el mediano y largo plazo, surge la conveniencia de continuar con equipamiento diesel el Gral. Güemes durante el período 1985/90, ya que la solución en 33 kV presenta posibilidades muy limitadas. Durante el período 1990/95, la solución en 132 kV podría justificarse en las condiciones planteadas.

GRAFICO N° 6.4

REFERENCIAS
— DEMANDA
- - OFERTA
↕ RESERVA
REAL



ABASTECIMIENTO ELECTRICO A GRAL GÜEMES
Y ZONA DE INFLUENCIA _ PCIA DE FORMOSA _

CUBRIMIENTO DE LA CARGA MAXIMA
EN LA ALTERNATIVA SELECCIONADA _

7. PROGRAMA DE OBRAS E INVERSIONES

El programa de obras e inversiones surge de la secuencia de equipamiento planteada para la alternativa seleccionada - 2.1 - tal cual se consignó en el punto 5.3.

A ese programa básico se le han hecho pequeñas modificaciones que no alteran la configuración de la alternativa ni los resultados de la evaluación.

Se desplazó un año la entrada de la cuarta máquina en Gral. Güemes, se adoptó una sección de 35 mm² en lugar de los 25 mm² previstos para la línea Gral. Güemes-San Martín 2 y se subdividió la potencia de los transformadores adoptándose módulos diferentes según el caso.

Por otra parte, si bien en todas las alternativas se previó la transformación necesaria para llegar hasta el nivel de 13,2 kV en los puntos de consumo, se considera conveniente prever en este programa los transformadores de 13,2/0,4 kV para Fortín Leyes, El Cogoik y El Recreo donde, por no existir en la actualidad infraestructura eléctrica alguna, será imprescindible adquirirlos cuando se implementen las respectivas líneas de 13,2 kV.

Con estas consideraciones el detalle de las obras e inversiones a realizar es el siguiente:

GENERACION

CT GÜEMES

OC + D 3 x 300 kW	1979	\$230 700 x 10 ³
D 1 x 300 kW	1981	\$ 76 900 x 10 ³
D 1 x 300 kW	1983	\$ 76 900 x 10 ³

SUBTOTAL GENERACION \$384 500 x 10³

TRANSMISION

LMT 33 kV, 50 mm ² , 60 km Güemes-Belgrano	1979	\$216 000 x 10 ³
LMT 13,2 kV, 35 mm ² , 45 km Güemes-S. Martín 2	1979	\$ 76 500 x 10 ³
LMT 13,2 kV, 25 mm ² , 25 km Güemes-F. Leyes	1979	\$ 38 750 x 10 ³
LMT 13,2 kV, 25 mm ² , 15 km Ea. Sta. Ana-El Cogoik	1979	\$ 23 250 x 10 ³
LMT 13,2 kV, 25 mm ² , 25 km Ea. Sta. Ana-El Recreo	1979	\$ 38 750 x 10 ³

SUBTOTAL TRANSMISION \$393 250 x 10³

TRANSFORMACION

ET Gral. Güemes 0,4/13,2 kV	2 x 600 kVA	1979	\$ 11 000 x 10 ³
	1 x 600 kVA	1983	\$ 4 000 x 10 ³
ET Gral. Güemes 13,2/33 kV	2 x 350 kVA	1979	\$ 10 000 x 10 ³
	1 x 350 kVA	1981	\$ 3 500 x 10 ³
ET Gra' Belgrano 33/13,2 kV	2 x 350 kVA	1979	\$ 10 000 x 10 ³
	1 x 350 kVA	1981	\$ 3 500 x 10 ³
ET San Martín 2 13,2/0,4 kV	1 x 160 kVA	1979	\$ 4 680 x 10 ³
	1 x 160 kVA	1983	\$ 1 680 x 10 ³
ET Ea. Sta. Ana 33/13,2 kV	1 x 80 kVA	1979	\$ 3 400 x 10 ³
ET Fortín Leyes 13,2/0,4 kV	1 x 40 kVA	1979	\$ 1 920 x 10 ³
ET El Cogoik 13,2/0,4 kV	1 x 40 kVA	1979	\$ 1 920 x 10 ³
ET El Recreo 13,2/0,4 kV	1 x 40 kVA	1979	\$ 1 920 x 10 ³

SUBTOTAL TRANSFORMACION \$ 57 520 x 10³

TOTAL INVERSIONES \$ 835 270 x 10³

Si bien en la evaluación económica se trabajó con la hipótesis de que la inversión se efectuaba al principio del año en que debía habilitarse la obra, de manera que la primer cuota de capital se realizaba al final de ese año, dicho supuesto no permite una discriminación clara de las inversiones año a año.

A tal efecto se supondrá, para la confección del presente programa, que las obras deben estar en servicio a mediados del año planteado, de manera tal que si su plazo de ejecución es inferior a seis meses, se carga el total de la inversión al año en cuestión, y si es superior a seis meses, se la reparte entre ese año y el anterior.

De las obras incluidas en el presente programa, sólo dos se encuentran en esa situación.

- La instalación de la central diesel Gral. Güemes puede tener un plazo de ejecución del orden de 1 año, considerando el plazo de fabricación y montaje de los tres grupos diesel; por tal razón se cargará el 50% de la inversión al año 1978 y el otro 50% al año 1979.

- La línea de 33 kV Gral. Güemes-Gral. Belgrano, de 60 km de longitud, puede tener un plazo de ejecución entre 10 y 12 meses, incluyendo las respectivas estaciones transformadoras. La inversión correspondiente se distribuirá

análogamente entre los años 1978 y 1979.

Los plazos citados dejan, además, un margen de seis meses para el proyecto ejecutivo y el proceso licitatorio, razonable para que las obras comiencen a ejecutarse a mediados de 1978.

De esta manera las inversiones anuales se reparten de la siguiente forma:

	En miles de \$					
	1978	1979	1980	1981	1982	1983
<u>GENERACION</u>						
CT Gral. Güemes	115350	115350	-	76910	-	76900
<u>TRANSMISION</u>						
LMT Güemes-Belgrano	108000	108000	-	-	-	-
LMT Güemes-S.Martín 2	-	76500	-	-	-	-
LMT Güemes-F.Leyes	-	38750	-	-	-	-
LMT Sta.Ana-El Cogoik	-	23250	-	-	-	-
LMT Sta.Ana-El Recreo	-	38750	-	-	-	-
SUBTOTAL TRANSMISION	108000	285250	-	-	-	-
<u>TRANSFORMACION</u>						
ET Gral. Güemes	10500	10500	-	3500	-	4000
ET Gral. Belgrano	5000	5000	-	3500	-	-
ET San Martín 2	-	4680	-	-	-	1680
ET Fortín Leyes	-	1920	-	-	-	-
ET Santa Ana	-	3400	-	-	-	-
ET El Cogoik	-	1920	-	-	-	-
ET El Recreo	-	1920	-	-	-	-
SUBTOTAL TRANSF.	15500	29340	-	7000	-	5680
TOTAL	238850	429940	-	83900	-	82580
TOTAL 1978/85	835270					

Analizado desde el punto de vista presupuestario, este cronograma permite repartir la inversión inicial entre los años 1978 y 1979.

Si se presentaran restricciones presupuestarias en el año 1979 se podría, inclusive, diferir al año 1980 las líneas de 13,2 kV a Fortín Leyes, El Cogoik y El Recreo. Esto en perjuicio de la alimentación a dichas localidades las que, de cualquier manera no disponen de servicio eléctrico hasta el momento. En esta variante el cronograma de inversiones sería el siguiente:

	En miles de \$						
	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
Generación	115350	115350	-	76900	-	76900	-
Transmisión	108000	184500	100750	-	-	-	-
Transformación	15500	20180	9160	7000	-	5680	-
TOTAL	238850	320030	109910	83900	-	82580	-

Con las consideraciones expuestas se podría diferir inversiones en caso de restricciones presupuestarias sin alterar el cronograma de obras prioritarias.

Finalmente, en el diagrama de barras del gráfico 7.1 se muestra el cronograma de obras de la variante principal.

8. ANTEPROYECTOS DE INGENIERIA

8.1 Introducción

En el presente capítulo se detallarán las principales características de los equipamientos definidos en los capítulos precedentes.

La descripción de las mencionadas características no reviste un carácter taxativo, y sólo intenta ser la base de confección de los pliegos de licitación correspondientes.

En particular, en lo referente a las líneas de transmisión, se adoptó como esquema básico el de poste de eucaliptus con conductor de aluminio-acero o aleación de aluminio y aisladores de perno fijo, contemplándose, no obstante, la variante con poste de hormigón armado, en particular para la línea de 33 kV Gral. Güemes- Gral. Belgrano. Se deja para la etapa de proyecto ejecutivo, una vez que se disponga de la planialtimetría correspondiente, la definición del tipo constructivo más conveniente.

Análogamente, en el caso de la central, se intenta una descripción global, que deberá actualizarse luego de la elección de las máquinas a instalar (marca, potencia efectiva, etc.).

Por último, en lo concerniente a las estaciones transformadoras, se adoptaron esquemas que responden en cada caso a la importancia de las mismas, contemplando la subdivisión de la capacidad de transformación definida en cada localidad. Lo anterior no sólo

permite el desplazamiento a años posteriores de parte de la inversión sino también, una vez completado el plan, disminuir los efectos de una indisponibilidad programada o intempestiva en la etapa de transformación.

Al final del capítulo se dedica un punto al análisis de la compensación de las cargas reactivas del sistema mediante capacitores en paralelo.

En el punto N° 8.6 se incluye el cálculo preliminar de flechas, tensiones y distancias eléctricas para las LMT de 33 kV y 13,2 kV.

8.2 Central Gral. Güemes

La central Gral. Güemes se ubicará en el terreno donde se encuentra la central existente. Constará en una primera etapa de tres grupos diesel de aproximadamente 300 kW, completándose con otro grupo similar en 1981 y un quinto en 1983.

A los efectos de la ubicación de dichos grupos se prevé la construcción de un edificio nuevo, dejando el actual para funciones auxiliares (administración, depósito u otros).

Las características de detalle deberán definirse necesariamente una vez seleccionado el grupo electrógeno a instalar. Lo que se enuncia a continuación reviste el carácter de descripción general, quedando supeditado a las características reales de las máquinas a ubicar.

8.2.1 Disposición general

La central térmica Gral. Güemes estará compuesta por la Sala de Máquinas, recinto que alojará los grupos motor-alternador, tanques de combustible y agua de refrigeración, sistema de arranque, tableros de control, taller mecánico, almacén de repuestos y sanitarios, la playa de transformación y maniobra eléctrica; tanques de almacenamiento de combustible; torres de refrigeración de agua y caminos de acceso.

La disposición general en planta, con dimensiones aproximadas, que deberán ajustarse de acuerdo al tamaño de los grupos que efectivamente se instalen, se muestra en el gráfico N° 8.1.

8.2.2 Sala de máquinas

Fundaciones

Se deberá realizar un ensayo previo del terreno de fundación a fin de determinar sus características y obtener la tensión admisible del terreno, definiéndose asimismo el tipo de fundación a adoptarse.

La profundidad de las fundaciones será determinada al ejecutarse los planos de la obra correspondientes; la profundidad mínima a adoptarse será de 0,60 m para muros de 0,30 m de espesor, asentándose la mampostería sobre zapatas de hormigón de cascotes de ladrillos.

La totalidad de las fundaciones del módulo de cabecera se ejecutará en hormigón armado, así como las bases de los grupos eléctricos y las bases del galpón.

Estructura

Estará compuesta por ocho pórticos que deberán calcularse considerando la instalación de un puente grúa de 5 ton. de capacidad portante como mínimo.

Los muros exteriores se ejecutarán en mampostería llevando en su

paramento exterior un revoque hidrófugo a base de productos inorgánicos previo al jaharro y enduido correspondiente.

Los muros y tabiques llevarán capa aisladora doble a base de hidrófugos inorgánicos unidos verticalmente. La adición del producto hidrófugo a las mezclas se hará siguiendo en un todo las especificaciones del fabricante. El ladrillo a la vista se tratará con soluciones impermeabilizantes.

Los muros de cerramiento del módulo se ejecutarán en mampostería de ladrillos comunes de cal de primera calidad de 30 cm de espesor.

Los tabiques que se indiquen de 10 cm se ejecutarán en mampostería de ladrillos cerámicos huecos de 20 x 15 x 8 cm de seis agujeros.

El piso de la sala de máquinas será de baldosas graníticas de 0,20 x 0,20 m.

Los escalones y contraescalones se revestirán con granito reconstruido de 3,5 cm y 2 cm de espesor respectivamente.

Las aberturas que posea el edificio se indicarán en los planos de proyecto. Deberá verificarse que las secciones de los perfiles y espesores de chapas sean en todos los casos los adecuados y aseguren la debida rigidez de los elementos donde se

utilicen. Se exigirá, como mínimo, para marcos y ventanas, chapa N° 18.

Instalaciones sanitarias

Contarán con distribución de agua fría y caliente, desagües, artefactos, accesorios, etc. Los artefactos que se colocarán serán 2 inodoros sifónicos, 2 mingitorios y 2 lavatorios.

Instalaciones eléctricas - Iluminación

Las instalaciones eléctricas serán totalmente embutidas de acuerdo a normas. Los niveles de iluminación serán del orden de 200 lux para la sala de máquinas y taller y 100 lux para el resto de los locales.

La iluminación se proyectará en su totalidad sobre la base de lámparas incandescentes, excepto la destinada a iluminar exteriores que será de vapor de sodio en artefactos blindados.

Los circuitos se establecerán en forma tal que la distribución de cargas sea simétrica sobre las fases y que en caso de corto circuitos se vea afectada únicamente la fase dañada.

Se instalarán tomas monofásicas y trifásicas alimentadas por circuitos independientes.

Puesta a tierra

La malla de puesta a tierra se realizará con varilla de hierro de 12 mm de diámetro galvanizada. Las partes visibles se pintarán de color negro, los empalmes y derivaciones se realizarán

mediante bulón de hierro galvanizado de 12,5 mm.

La malla deberá estar unida a las estructuras metálicas que tuviera el edificio y tener chicotes para conectar cada grupo electrógeno.

Sobre el techo, a aproximadamente cuatro metros sobre la cumbrera, se tenderá un cable de acero galvanizado de 50 mm² que bajará por ambos extremos del edificio y se unirá con la malla de tierra.

Vereda perimetral

Exteriormente y en todo el perímetro del edificio se ejecutará vereda perimetral de cemento aislado con juntas tomadas cada 2 m asentada sobre contrapiso de hormigón de cascotes.

Las características de la sala de máquinas se muestran en el plano 8.2 con medidas aproximadas, las que se deberán ajustar una vez que se seleccionen los grupos electrógenos.

8.2.3 Grupos generadores

La central constará en una primera etapa de tres grupos de una potencia aproximada de 300 kW cada uno en bornes de generador y se ampliará con dos grupos análogos más en un plazo de cuatro años.

Cada grupo estará compuesto por un motor diesel y su correspondiente alternador.

El motor diesel será del tipo estacionario compacto, sobre bastidor o trineo, que podrá ser sobrealimentado o no, de aproximadamente 450 CV, de dos o cuatro tiempos.

El generador sincrónico trifásico de corriente alterna, 400/231 V, $\pm 5\%$, 50 Hz, será apto para funcionar con acople semi-elástico al motor diesel. Estará construido en forma abierta y autoventilada, eje horizontal.

La potencia aparente en servicio continuo será aproximadamente de 380 kVA.

La corriente de excitación de los polos del generador será suministrada por una excitatriz principal coaxial con el generador.

La provisión de los grupos comprenderá además los accesorios necesarios para su normal funcionamiento tales como dispositivos de alarma y detención por alta temperatura de agua de refrigeración, baja presión de aceite y exceso de velocidad de giro del motor, termostatos para regulación del circuito de refrigeración, termómetros, pirómetros para medición de temperatura de los gases de escape, una termocupla en cada cilindro, bombas de circulación de agua de refrigeración y las necesarias para los circuitos de lubricación y los correspondientes intercambiadores de calor.

8.2.4 Torres de enfriamiento de tiraje mecánico

Las torres estarán destinadas a enfriar el agua de circulación de los grupos electrógenos.

Serán dimensionadas en forma tal de asegurar el mantenimiento de la temperatura de trabajo para el caudal máximo de agua de circulación en las condiciones de temperatura de bulbo húmedo más exigentes para la zona.

Serán de tiraje forzado o inducido mientras reúnan los requisitos indicados. Su construcción debe asegurar una distribución perfecta del agua caliente, como asimismo el mayor fraccionamiento posible de las gotas de agua, a efectos de obtener una gran superficie de contacto agua-agua.

La pileta recolectora de agua será de chapa de acero de construcción robusta, de tal manera que permita montar sobre sí misma, la estructura y relleno de la torre.

Contará con un caño de aspiración de agua, vertedero, válvulas de reposición y todo otro elemento que corresponda para su correcto funcionamiento.

El motor eléctrico para el accionamiento del ventilador será del tipo blindado. El ventilador poseerá las partes expuestas a la corrosión de material resistente a la misma.

8.2.5 Sistema de arranque

Contará con un compresor de accionamiento eléctrico y otro con accionamiento con un motor a explosión para proveer la presión de trabajo necesaria para el llenado de los botellones de arranque.

Las cañerías serán de acero negro sin costura para soldar o de cobre. Las válvulas serán de tipo globo, con cuerpo de acero estampado y guías de acero inoxidable pulido a espejo.

8.2.6 Celdas y tableros

La central constará de los correspondientes tableros de control comando y medición de los generadores, las celdas, tablero de media tensión y de servicio interno.

Los tableros serán de tipo interior y estarán montados dentro de la sala de máquinas. Serán contruidos con chapa de acero doble decapada N° 12 convenientemente reforzada y soldada.

En el frente de los tableros de comando y control se colocará un diagrama mímico del circuito de potencia.

Además de los elementos propios de los generadores, contendrán cada uno la central de alarmas de su correspondiente motor diesel. Uno de ellos contendrá el cuadro de avisos agrupados de la parte eléctrica, la medición y el registro de tensión. A un costado se instalará un brazo de sincronización oscilando sobre eje vertical.

8.3 Líneas de transmisión

Para las líneas de 33 y 13,2 kV se realizaron los cálculos preliminares de dimensionamiento de los soportes, para las variantes de maderay hormigón armado, tomando en cuenta las hipótesis de estado de carga siguientes.

Hipótesis Nº	Descripción	t °C	Viento km/h
I	Temperatura min.	-5	-
II	Viento máximo	10	100
III	Temperatura máxima	50	-
IV	Medio anual	20	-

El estado crítico resulta en todos los casos, para los vanos considerados, el IV, en el que se limita la tensión del conductor para disminuir su desgaste debido a vibraciones, salvo para la LMT 13,2 kV con conductor de aluminio/acero, en que es el II.

A partir de las condiciones del estado IV se calculó la tensión y la flecha para el resto de los estados, adoptándose para dimensionar el soporte el valor de la flecha en el estado de temperatura máxima. El cálculo se realizó para conductor de aluminio/acero y de aleación de aluminio, siendo los resultados sumamente similares. Se adoptó como valor de la flecha máxima el mayor de los dos valores.

La altura libre del conductor más bajo al terreno se estableció

en 6,5 m para la IMT de 33 kV y en 5,5 m para las de 13,2 kV. Esto corresponde a las especificaciones para zonas rurales, que son las típicas de nuestro caso. Para soportes urbanos y las eventuales situaciones de cruces (líneas de comunicación, caminos, etc.) se deberán aplicar en el proyecto ejecutivo las normas de uso general.

Para el hilo de guardia de la IMT se fijó un ángulo máximo de protección de 30°.

Los esquemas tentativos de postes de suspensión y retención para las variantes de madera y hormigón armado se muestran en los gráficos Nos. 8.4 a 8.10.

A continuación se describen las principales características constructivas de cada una de las líneas.

8.3.1 IMT 33 kV Gral. Güemes-Gral. Belgrano

Traza: Siguiendo la ruta nacional N° 86, entre los actuales empiazamientos de las centrales eléctricas de ambas localidades.

Soportes: Serán de madera (eucaliptus o similar), debidamente tratados para garantizar su correcto comportamiento a todo lo largo de su vida útil. Llevarán cruceta especial de hierro galvanizado.

Disposición de los conductores: Triangular con hilo de guardia.

Conductores:

Variante 1: Aluminio - acero

Sección: 50/8 mm²

Formación (Nº y diámetro) 6 x 3,2/1 x 3,2 mm

Diámetro 9,6 mm

Peso 195 kg/km

Tensión máxima admisible

Hipótesis I,II y III 11 kg/mm²

Hipótesis IV 6,5 kg/mm²

Variante 2: Aleación de aluminio

Sección: 50 mm²

Formación: (7 + 12) x 1,85 mm

Diámetro 9,25 mm

Peso 140 kg/km

Tensión máxima admisible

Hipótesis I,II y III 10 kg/mm²

Hipótesis IV 6 kg/mm²

Vano: El vano rural medio será de 100 m y el urbano de 80 m.
En los tramos rectos, se admitirá una separación máxima entre soportes de retención de 1,5 km. No se efectuarán trasposiciones.

Aisladores: En los soportes de suspensión se utilizarán aisladores rígidos MN14, clase IRAM 908, con pernos rectos MN414. En los soportes de retención se utilizarán cadenas de tres aisladores tipo MN12 clase IRAM 45/I a rótula, con cadena de retención de hierro galvanizado

Protección contra descargas atmosféricas: Se realizará colocando en ambos extremos de la línea descargadores autovalvula colgantes de intensidad mínima 10 KA.

Puesta a tierra: Se ejecutará una puesta a tierra de la línea cada tres vanos mediante jabalinas y cable de acero galvanizado.

8.3.2 IMT 13,2 kV Gral. Gilemes-San Martín 2

Traza: Desde la central de Gral. Gilemes siguiendo el camino colector de la Colonia El Porteñito hasta su cruce con la Ruta Provincial N° 24 y luego siguiendo ésta hasta San Martín 2.

Soportes: id. IAT 33 kV

Disposición de los conductores: Coplanar horizontal sin hilo de guardia.

Conductores:

Variante 1: Aluminio-acero

Sección:	35/6 mm ²
Formación:	6 x 2,7/1 x 2,7 mm
Diámetro:	8,1 mm
Peso	138,8 kg/km

Tensión admisible

Hipótesis I, II y III	11 kg/mm ²
Hipótesis IV	6,5 kg/mm ²

Variante 2: Aleación de aluminio

Sección	35 mm ²
Formación	(1 + 6) x 2,52 mm
Diámetro	7,56 mm
Peso	95,5 kg/km

Tensión admisible

Hipótesis I, II y III	10 kg/mm ²
Hipótesis IV	6 kg/mm ²

Vano: El vano rural medio será de 90 m. y el urbano de 80 m. La separación máxima entre soportes de retención en tramos rectos será de 1,5 km. No se efectuarán trasposiciones.

Aisladores: En los soportes de suspensión se utilizarán aisladores rígidos MN3 con pernos MN411.

En los soportes de retención, se ejecutarán cadenas de dos aisladores MN12, con retención de hierro galvanizado.

Protección contra descargas atmosféricas: Se realizará colocando en ambos extremos de la línea descargadores autoválvula de intensidad mínima 5 KA.

Puesta a tierra: Se pondrá a tierra la línea cada tres vanos mediante jabalina y cable de hierro galvanizado.

8.3.3 LMT 13,2 kV Gral. Gñemes- Fortín Leyes

Traza: Siguiendo la Ruta Provincial N° 45.

Las restantes características coinciden con las de la LMT Gral. Gñemes-San Martín II, con la sola excepción del conductor.

Conductor:

Variante 1: Aluminio-acero

Sección:	25/4 mm ²
Formación:	6 x 2,25/1 x 2,25 mm
Diámetro:	6,8 mm
Peso:	96,4 kg/km
Tensión admisible:	
Hipótesis I, II y III	11 kg/mm ²
Hipótesis IV	6,5 kg/mm ²

Variante 2: Aleación de aluminio

Sección:	25 mm ²
Formación:	(1 + 6) x 2,15 mm
Diámetro:	6,45 mm
Peso:	69,5 kg/km
Tensión admisible:	
Hipótesis I, II y II	10 kg/mm ²
Hipótesis IV	6 kg/mm ²

Para las restantes líneas valen las especificaciones referidas a la LMT Gral. Güemes-Fortín Leyes, por lo cual se especifica para ellas únicamente la traza.

8.3.4 LMT 13,2 kV Santa Ana-El Cogoik

Traza: Desde la derivación de la LMT 33 kV (E.T. Santa Ana) siguiendo la Ruta Provincial N° 22 hasta El Cogoik.

8.3.5 LMT 13,2 kV Santa Ana-El Recreo

Traza: Desde la derivación de la LMT 33 kV (E.T. Santa Ana) en línea recta hasta El Recreo.

8.4 Estaciones Transformadoras

Para las estaciones transformadoras incluidas en el plan de obras se han adoptado esquemas determinados por la importancia de las mismas. Así, para las localidades grandes (Gral. Güemes, Gral. Belgrano, San Martín 2) se han previsto estaciones a nivel, para la subestación de Santa Ana, de plataforma y para la alimentación a Fortín Leyes, El Recreo y el Co-goik, subestaciones de poste. Se incluye a continuación, para cada estación, una descripción de los equipos con su fecha de ingreso y un esquema unifilar.

8.4.1 E.T. Gral. Güemes

La E.T. Gral. Güemes estará ubicada en el mismo terreno de la central. La energía generada por los grupos diesel en 380 V se transformará en su casi totalidad a 13,2 kV. A la salida de los transformadores se dispondrá un juego de barras. De estas barras saldrán los alimentadores de 13,2 kV a Gral. Güemes, San Martín 2 y Fortín Leyes, y la alimentación a los transformadores 13,2/33 kV. De barras de 33 kV saldrá la alimentación a la línea Gral. Belgrano. (Gráfico 8.11)

En una primera etapa (año 1979) se instalarán dos transformadores de 0,4/13,2 de 500 kVA cada uno y dos transformadores 13,2/33 kV de 350 kVA. En 1981 se prevé agregar un transformador 13,2/33 kV de 350 kVA y en 1983 otro 0,4/13,2 kV de 600 kVA.

En esta estación es conveniente prever espacio para la eventual instalación de un autotransformador de relación 1:1 con regulación automática de tensión en el lado de 13,2 kV. El objeto de este equipo sería convertir la barra de 13,2 kV de Gral. Güemes en un punto de tensión constante cuando la caída de tensión en la líneas se torne excesiva aún después del mejoramiento del factor de potencia mediante capacitores en paralelo.

8.4.2 E.T. Gral. Belgrano

La E.T. Gral. Belgrano será una estación de tipo a nivel, equipada en una primera etapa con dos transformadores de 33/13,2 kV de 350 kVA cada uno. En 1981 se agregará un tercer transformador similar a los anteriores. Se preverá en esta estación el espacio para ubicar en el lado de 33 kV capacitores hasta un máximo de 500 kVAR (ver punto 8.5.1) para contemplar la posibilidad de aumentar la capacidad de transmisión de la LMT desde Gral. Güemes mediante la eliminación de circulación de potencia reactiva. El máximo mencionado corresponde a lograr la máxima transferencia admisible con un factor de potencia de 0.95.

El esquema unifilar se muestra en el gráfico N° 8.12

8.4.3 E.T. San Martín 2

Será una estación de tipo a nivel, que contará en 1979 con un transformador 0,4/13,2 kV de 160 kVA, y con uno adicional de las mismas características en 1983.

En esta estación, más allá de 1985, se instalarán capacitores en paralelo para llevar el factor de potencia de la carga a 0.95 (ver punto 8.5.2); la potencia de compensación máxima aproximada será de 80 kVAr.

El esquema unifilar correspondiente se ve en el gráfico N° 8.13

8.4.4 E.T. Santa Ana

La E.T. Santa Ana, ubicada sobre la IMT Gral. Güemes-Gral. Belgrano alimentará los tramos en 13,2 kV que interconectan con el sistema a El Cogoik y El Recreo. Será una estación de tipo de plataforma, equipada con un transformador 33/13,2 kV de 80 kVA.

El esquema unifilar puede verse en el gráfico N° 8.14

8.4.5 EE TT El Recreo, El Cogoik, Fortín Leyes

serán estaciones de poste, con transformadores de 40 kVA.

El esquema unifilar se muestra en el gráfico N° 8.14

8.5 Compensación del factor de potencia

El análisis realizado del funcionamiento del sistema de transmisión recomendado supone en las cargas un factor de potencia de 0,8. Como se comentó previamente, este hecho permite introducir en el cálculo un factor de seguridad, ya que normalmente en un sistema de este tipo resulta una hipótesis pesimista.

No obstante se ha procedido a calcular, en base a la hipótesis mencionada, la potencia reactiva a instalar en capacitores para aumentar la potencia transmisible a las localidades mayores (Gral. Belgrano, San Martín 2) manteniendo una caída de tensión máxima del 8%. Este análisis pretende establecer la capacidad máxima de transmisión de las líneas mencionadas para mostrar su posibilidad de asegurar el abastecimiento aún fuera del período analizado mediante inversiones adicionales relativamente pequeñas a realizar después de 1985.

8.5.1 LMT Gral. Glemes-Gral. Belgrano

Despreciando la potencia absorbida en puntos intermedios (El Recreo, El Cogoik), suponiendo una caída de tensión máxima del 8% se define una potencia aparente máxima transmisible de 1700 kVA. A continuación se muestra la potencia activa transmisible y la potencia reactiva de compensación necesaria para factores de potencia entre 0,8 y 0,95, suponiendo un factor de potencia propio de la carga de 0,8. Se excluye la consideración de un factor de

potencia 1 por estimarse que difícilmente pudiera justificarse desde el punto de vista económico.

$\cos \psi$ -	$\sin \psi$ -	Q_{comp} (kVAr)	P_{max} (kW)
0,80	0,60	-	1350
0,85	0,53	120	1450
0,90	0,44	280	1530
0,95	0,31	500	1615

8.5.2 LMT Gral. Güemes-San Martín 2

Para una caída del 8% se obtiene una potencia aparente máxima de 290 kVA. A continuación, se muestran las potencias activas máximas y reactivas de compensación para diversos factores de potencia.

$\cos \psi$ -	$\sin \psi$ -	Q_{comp} (kVAr)	P_{max} (kW)
0,80	0,60	-	230
0,85	0,53	20	245
0,90	0,44	50	260
0,95	0,31	80	275

8.6 Cálculo de flechas, tensiones y distancias eléctricas

Fórmulas de cálculo

Vano crítico entre dos estados 1 y 2

$$a_c = \left[24 \left(\frac{\sigma_{2M} - \sigma_{1M}}{E} + \alpha (\theta_2 - \theta_1) \right) \frac{1}{(\varepsilon_2 / \sigma_{2M})^2 - (\varepsilon_1 / \sigma_{1M})^2} \right]^{1/2}$$

Esfuerzo por acción del viento

$$\varepsilon_v = C \times K \times \frac{V^2}{16} \times \frac{F}{S}$$

Ecuación de cambio de estado

$$\sigma_2^2 (\sigma_2 + A) = B$$

$$A = E \alpha (\theta_2 - \theta_1) + \frac{a^2 E}{24} \left(\frac{\sigma_1}{\sigma_1} \right)^2 - \sigma_1$$

$$B = a^2 \frac{\varepsilon^2}{24} E$$

Flecha

$$f = \frac{a^2 g}{8 \sigma}$$

a_c	Vano crítico (m)
σ_{1M}, σ_{2M}	Tensiones máximas admisibles en cada estado (kg/mm^2)
α	coeficiente de dilatación térmica ($1/^\circ\text{C}$)
θ	Temperatura ($^\circ\text{C}$)
g	Carga actuante sobre el conductor (kg/mm^2)
C, K	Coefficientes de presión dinámica y de acción desigual del viento en el vano.
V	Velocidad del viento (m/s)
F	Superficie expuesta al viento (m^2)
S	Sección real (mm^2)
σ_2	tensión resultante en el estado 2 (kg/mm^2)
σ_1	Tensión máxima admisible del estado de referencia
a	Vano

Distancias eléctricas mínimas

Entre fases
$$b_{\text{mín}} = K (f + l_k)^{1/2} + \frac{U_n}{150}$$

A masa
$$b_{\text{mín}} = \frac{U_n}{150}$$

f	Máxima flecha vertical (m)
l_k	Longitud de cadena de aisladores (con perno fijo, $l_k = 0$)
U_n	Tensión de línea nominal (kV)

1. LMT 33.kv. 50 mm²

<u>Datos del conductor</u>	Aleac. de Aluminio	Aluminio/Acero
Sección nominal (mm ²)	50	50/8
Peso total (kg/km)	140	195
Módulo de elasticidad (kg/mm ²)	5700	8250
Coefficiente de dilatación térmica (1/°C)	2,3 x 10 ⁻⁵	1,9 x 10 ⁻⁵
Diámetro exterior (mm)	9,25	9,60
Sección real (mm ²)	51,07	48,3/8
Vano de cálculo (m)	100	100

Resultados

Vano crítico I - IV (m)	IMAGINARIO	IMAGINARIO
II - IV (m)	185	145
III - IV (m)	IMAGINARIO	IMAGINARIO

Tabla de tensiones y flechas

Estado	Aleac. de alum.		Aluminio/Acero	
	σ (kg/mm ²)	f(m)	σ (kg/mm ²)	f(m)
I	9,0	0,38	9,9	0,44
II	9,23	1,25	9,95	1,14
III	3,25	1,06	3,75	1,16
IV	6	0,57	6,50	0,67

Distancias eléctricas

Entre fases (perno fijo)	$b_{\min} = 1,10 \text{ m}$
Entre fases (cadena de aislación)	$b_{\min} = 1,40 \text{ m}$
A masa	$b_{\min} = 0,22 \text{ m}$

2. LMT 13,2 kV. 35 mm²

<u>Datos del conductor</u>	Aleación de Aluminio	Aluminio/Acero
Sección nominal (mm ²)	35	35/6
Peso total (kg/km)	95,5	138,8
Módulo de elasticidad (kg/mm ²)	6000	8250
Coef. de dilatación térm. (1/°C)	$2,3 \times 10^{-5}$	$1,91 \times 10^{-5}$
Diámetro exterior (mm)	7,6	8,1
Sección real (mm ²)	34,9	34,3/5,7
Vano de cálculo (m)	90	90

Resultados

Vano crítico I - IV (m)	IMAGINARIO	IMAGINARIO
II - IV (m)	102	50
III - IV (m)	IMAGINARIO	IMAGINARIO

El estado de referencia para aluminio/acero pasa a ser el II.

En este caso, se procedió solamente al cálculo de la flecha máxima

que resulta ser aproximadamente 0,90 para aleación de aluminio y 0,70 para aluminio/acero. Análogo resultado se obtiene con un conductor de 25 mm².

Distancias eléctricas

Entre fases $b_{\min} = 0,60 \text{ m}$

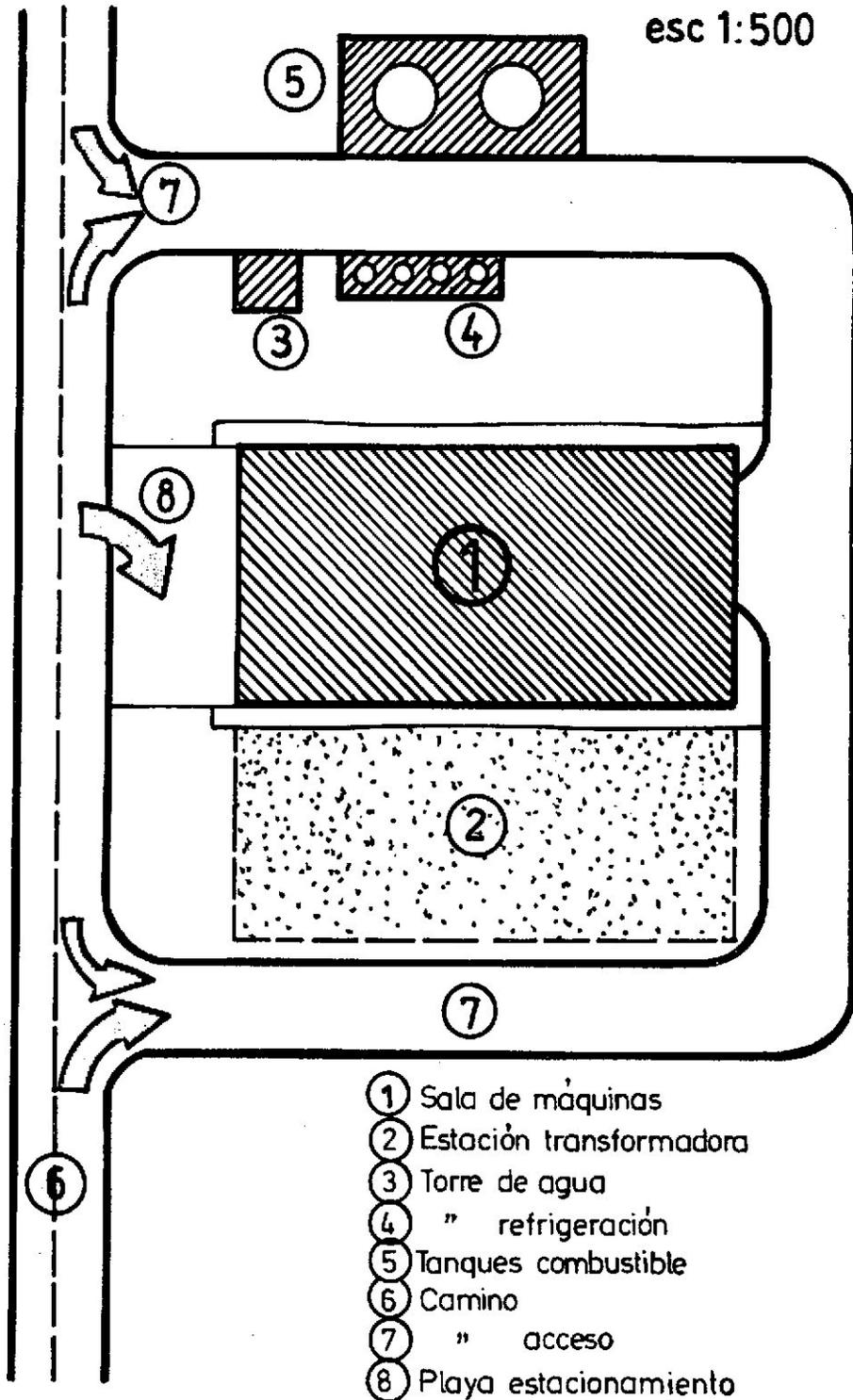
A masa $b_{\min} = 0,15 \text{ (')} \text{ m}$

(') Se adopta este valor por ser el mínimo admisible, ya que

$$\frac{U_N}{150} < 0,15$$

GRAFICO N° 8.1

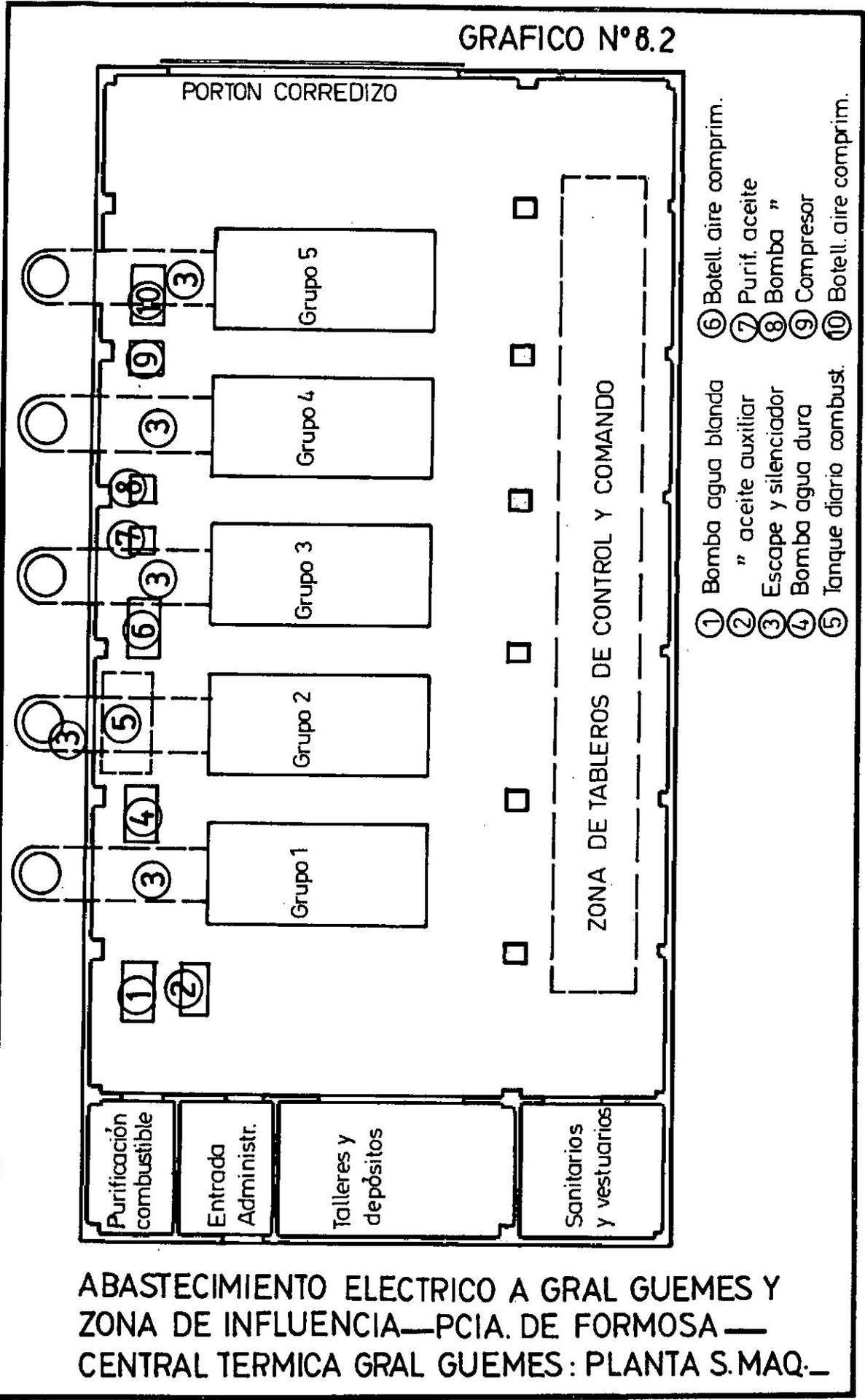
esc 1:500



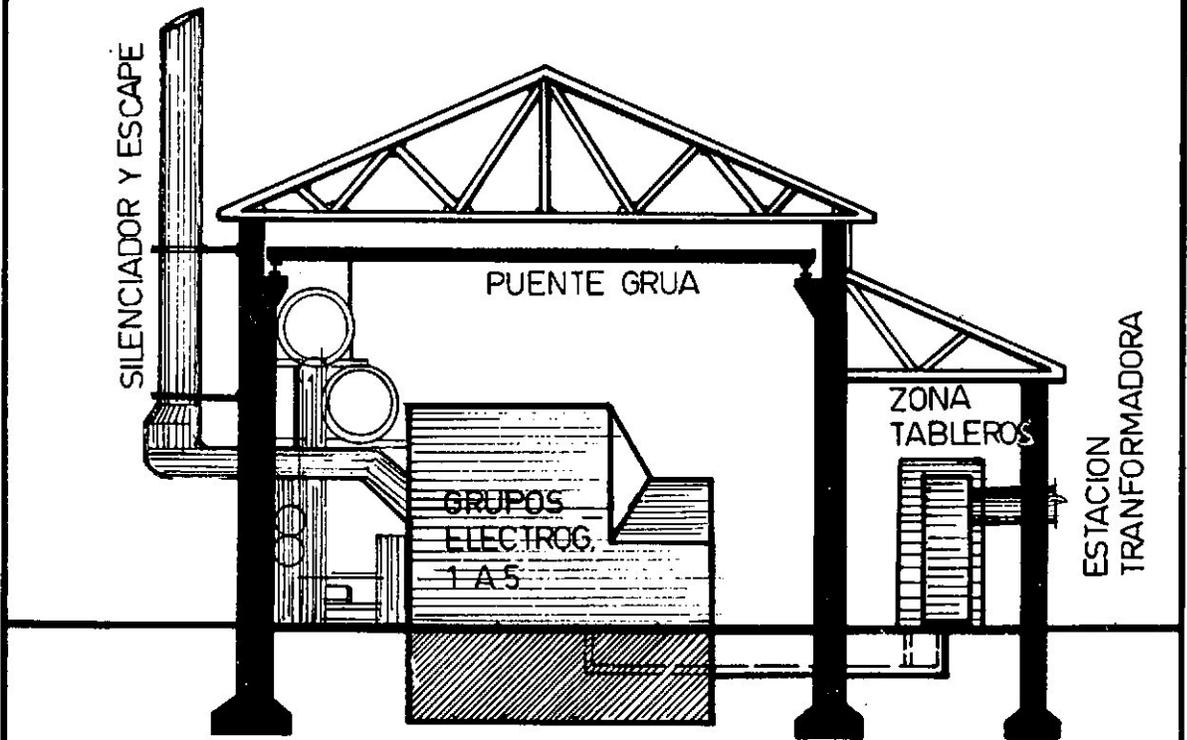
- ① Sala de máquinas
- ② Estación transformadora
- ③ Torre de agua
- ④ " refrigeración
- ⑤ Tanques combustible
- ⑥ Camino
- ⑦ " acceso
- ⑧ Playa estacionamiento

ABASTECIMIENTO ELECTRICO A GRAL GÜEMES
Y ZONA DE INFLUENCIA-PCIA. DE FORMOSA —
CENTRAL TERMICA GRAL GÜEMES —
DISPOSICION GRAL —

GRAFICO N° 8.2



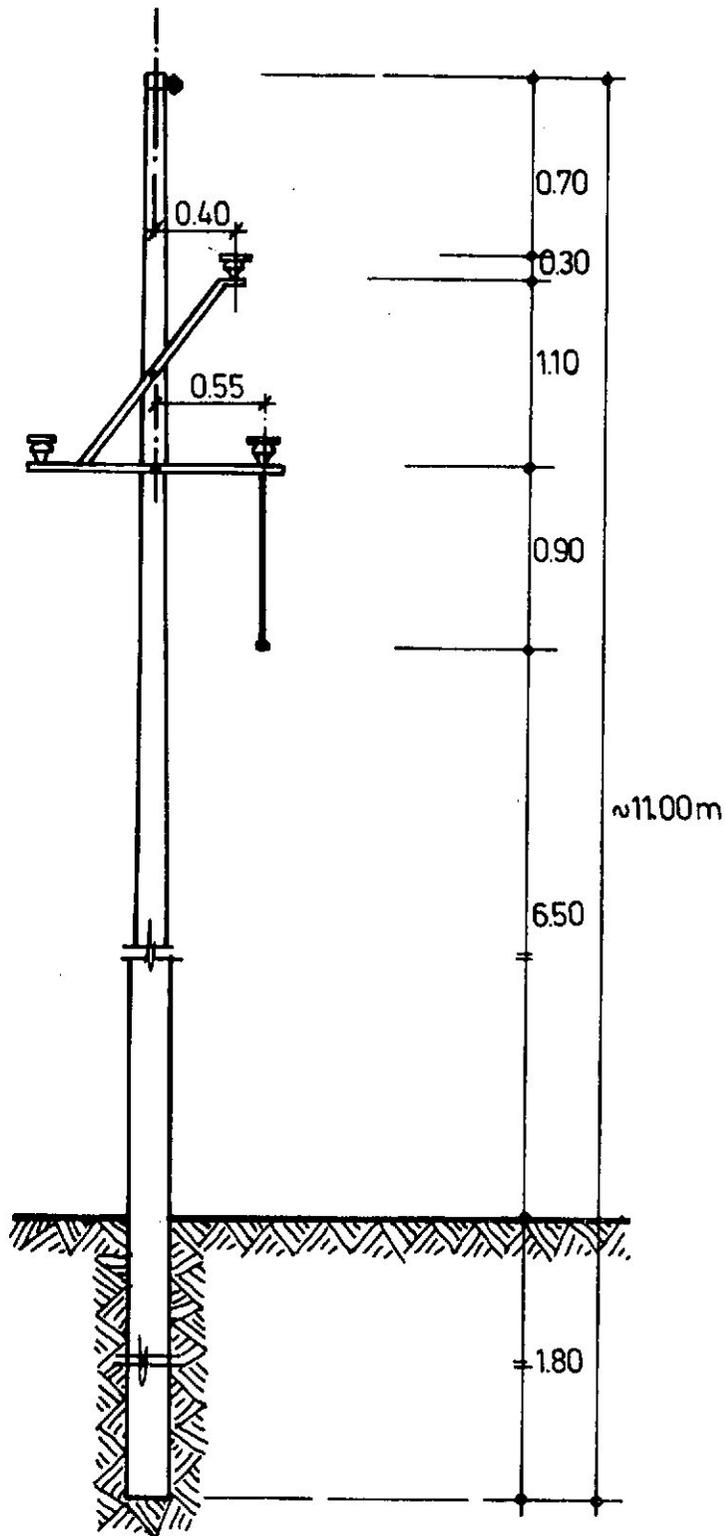
ABASTECIMIENTO ELECTRICO A GRAL GUEMES Y
 ZONA DE INFLUENCIA—PCIA. DE FORMOSA—
 CENTRAL TERMICA GRAL GUEMES : PLANTA S.MAQ.—



ABASTECIMIENTO ELECTRICO A GRAL GÜEMES
Y ZONA DE INFLUENCIA—PCIA DE FORMOSA—

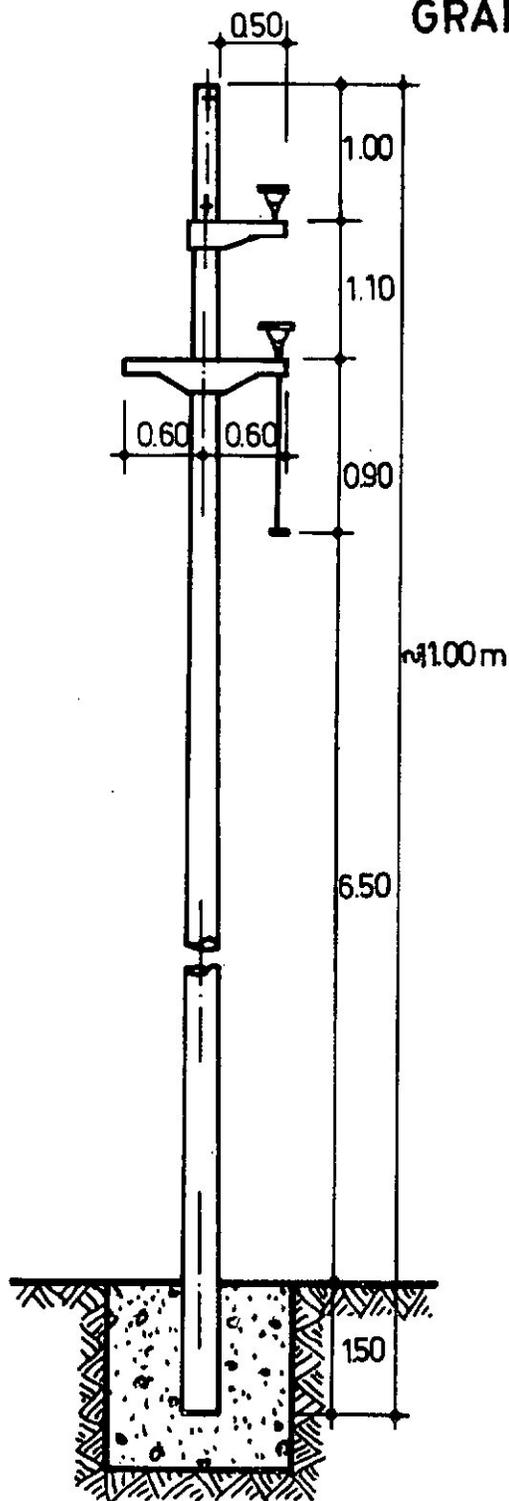
CENTRAL TERMICA GRAL GÜEMES—
SECCION SALA DE MAQUINAS—

GRAFICO N°8.4



ABASTECIMIENTO ELECTRICO A GRAL GÜEMES
Y ZONA DE INFLUENCIA - PCIA DE FORMOSA -
LMT. 33 KV - SOPORTE SUSPENSION MADERA -

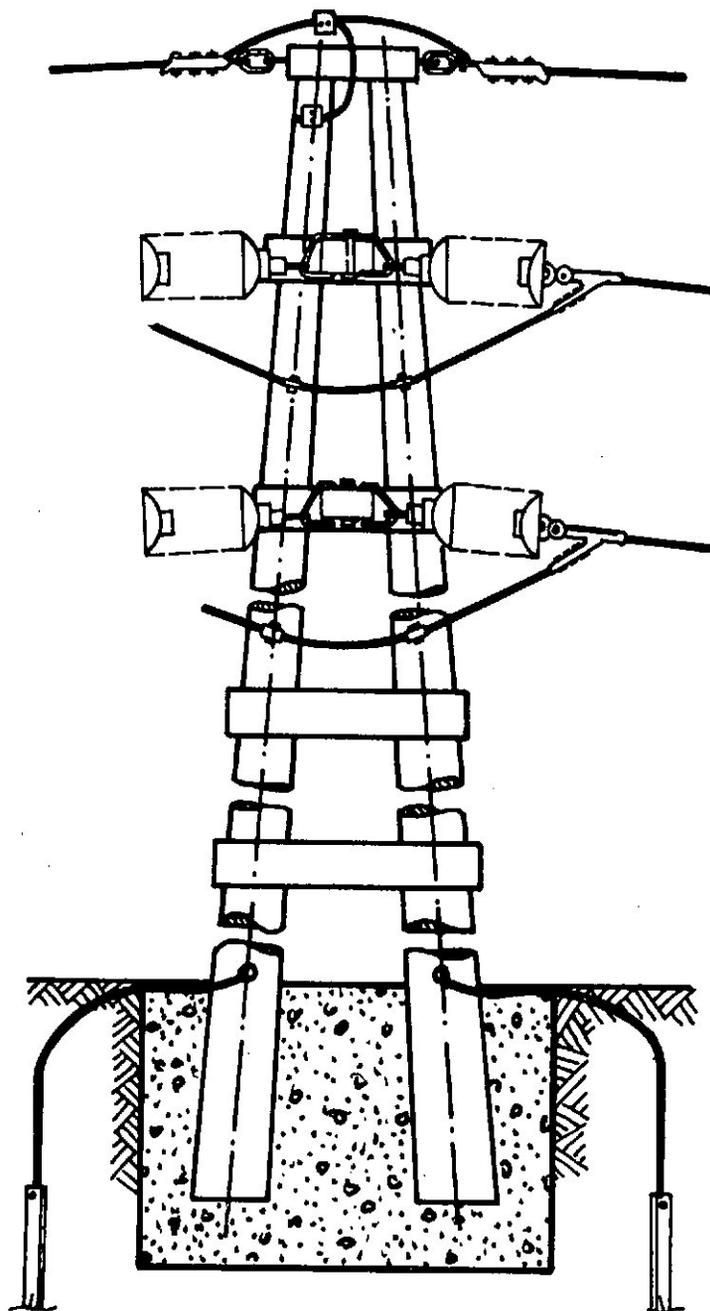
GRAFICO N°8.5



ABASTECIMIENTO ELECTRICO A GRAL GÜEMES
Y ZONA DE INFLUENCIA —Pcia. DE FORMOSA—

L.M.T. 33 KV — SOPORTE SUSPENSION H° A° —

GRAFICO N°8.6



ABASTECIMIENTO ELECTRICO A GRAL GÜEMES
Y ZONA DE INFLUENCIA - PCIA. DE FORMOSA -
LMT 33 KV - SOPORTE RETENCION H° A° -

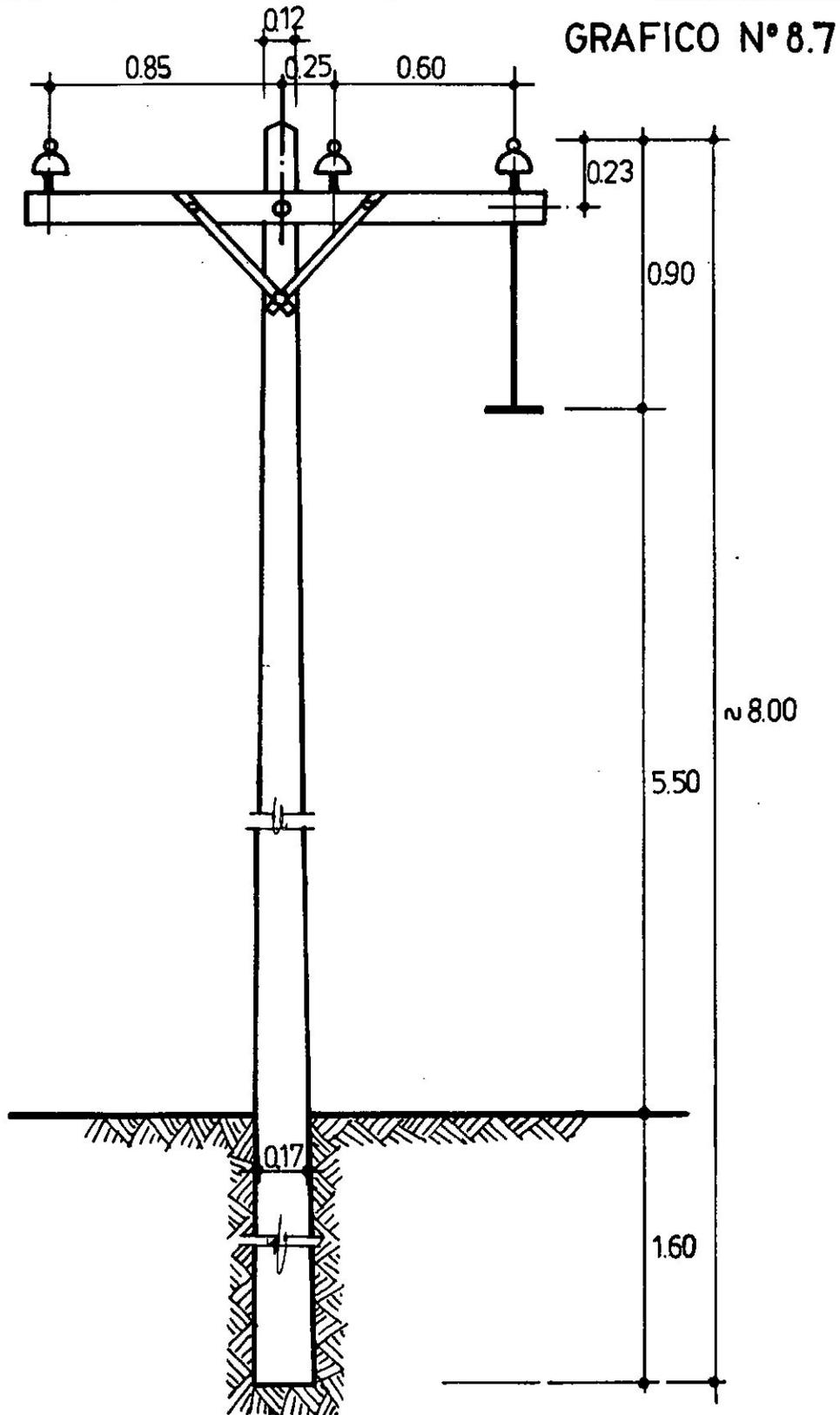
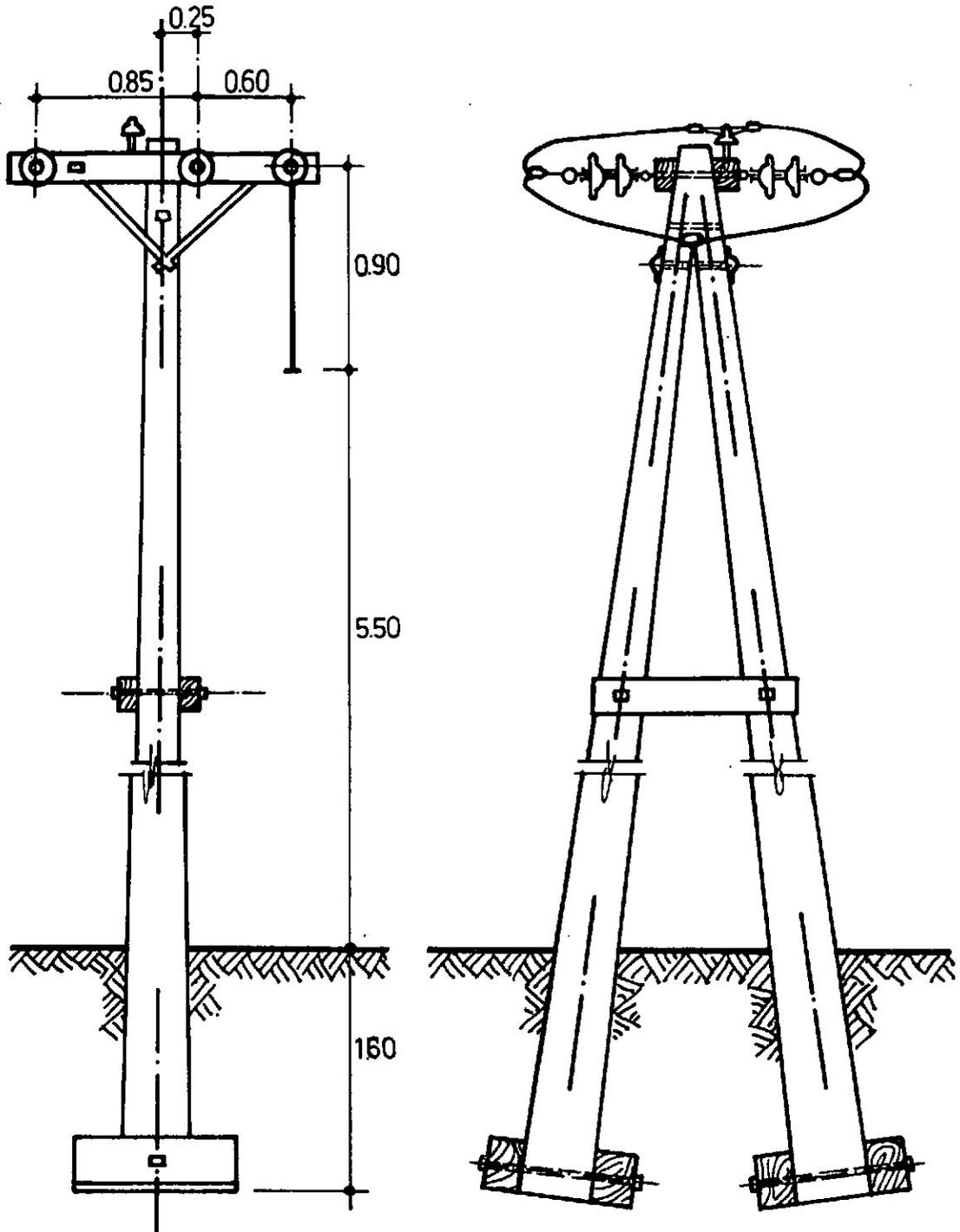


GRAFICO N° 8.7

ABASTECIMIENTO ELECTRICO A GRAL GÜEMES Y
 ZONA DE INFLUENCIA - PCIA. DE FORMOSA -
 LMT 13,2 KV - SOPORTE SUSPENS. DE MADERA -

GRAFICO N° 8.8



ABASTEMIENTO ELECTRICO A GRAL GÜEMES Y
ZONA DE INFLUENCIA _ PCIA DE FORMOSA _

LMT 13,2 KV _ SOPORTE RETENCION MADERA _

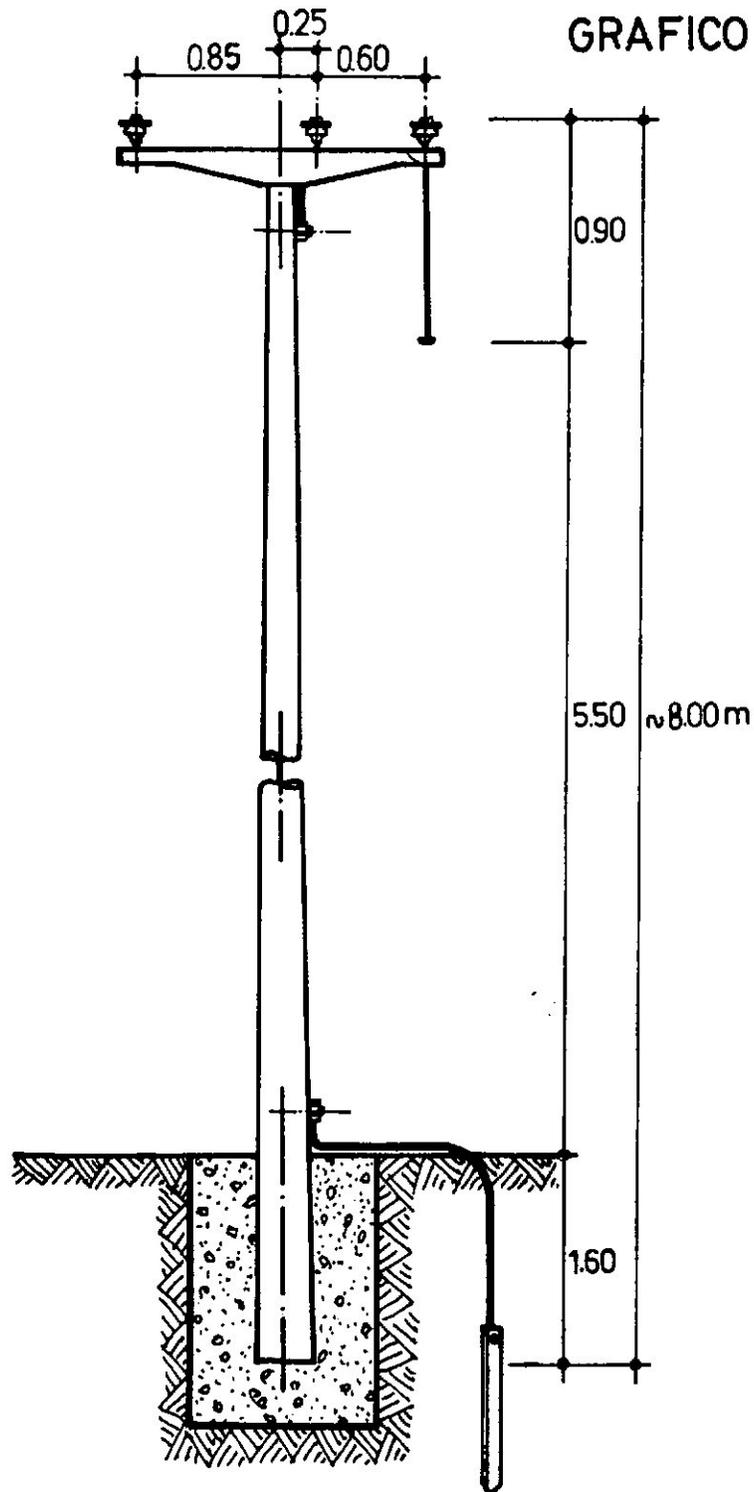
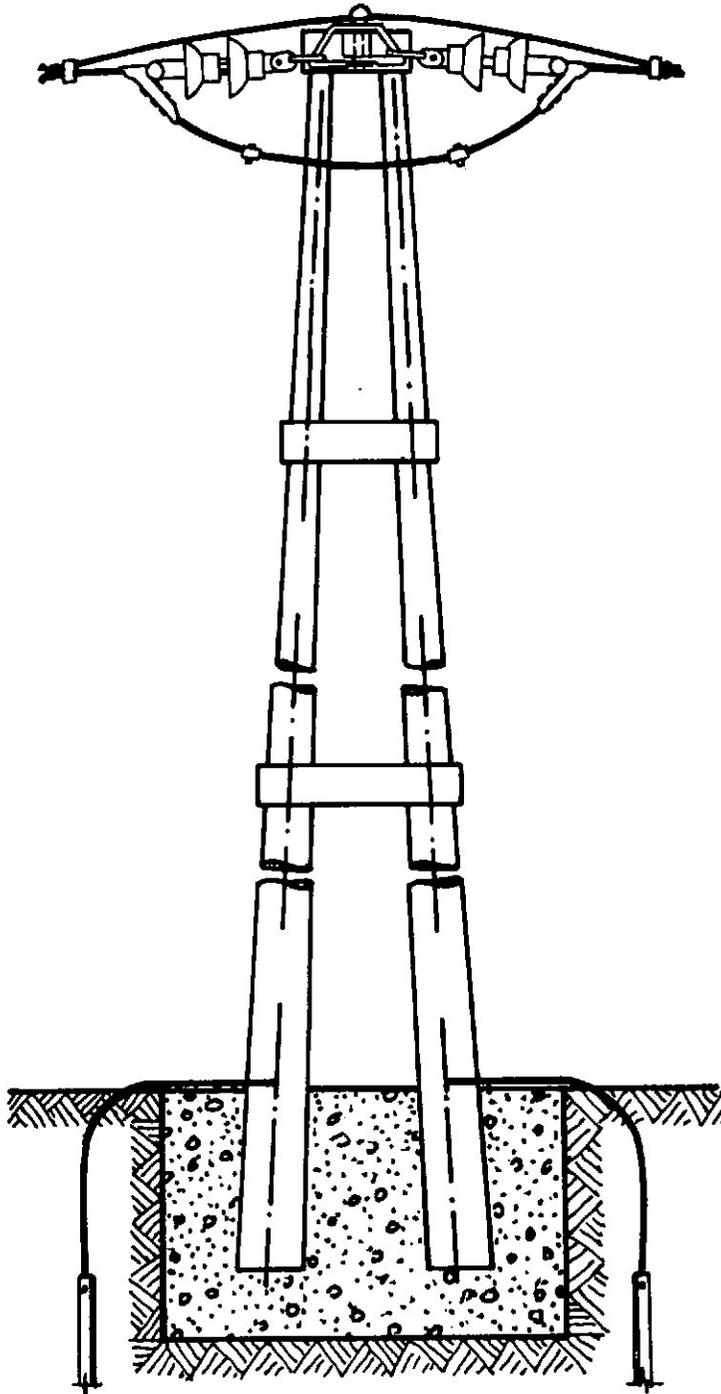


GRAFICO N° 8.9

ABASTECIMIENTO ELECTRICO A GRAL GÜEMES Y
ZONA DE INFLUENCIA — PCIA. DE FORMOSA —

L.M.T 13,2 KV — SOPORTE SUSPENSION H° A° —

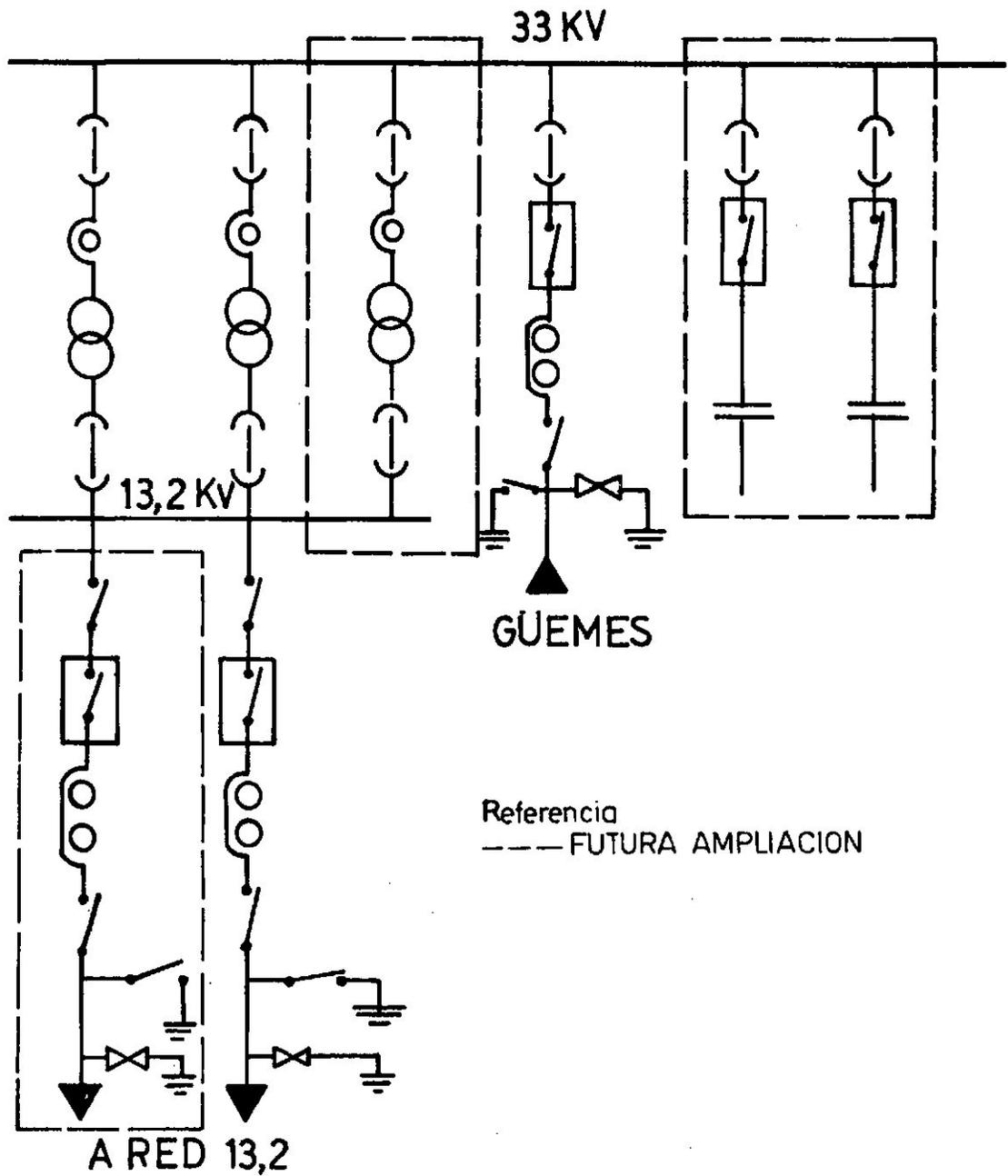
GRAFICO N° 8.10



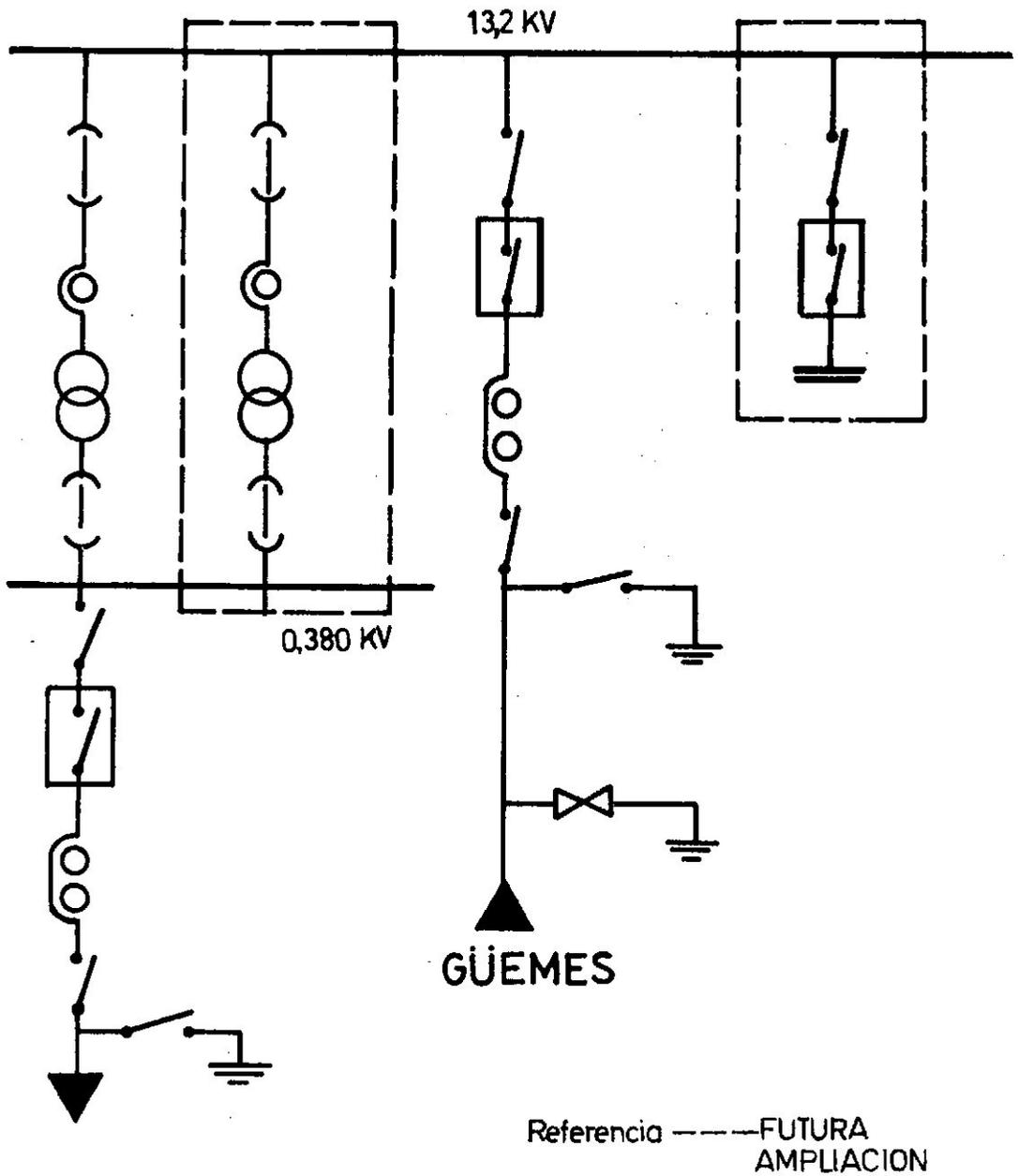
ABASTECIMIENTO ELECTRICO A GRAL GÜEMES
Y ZONA DE INFLUENCIA — PCIA DE FORMOSA —

LMT 13,2 KV — SOPORTE RETENCION H° A° —

GRAFICO N° 8.12

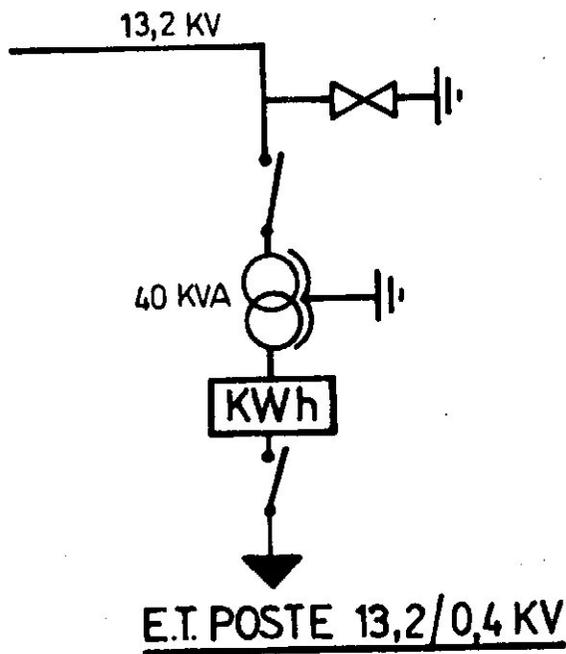
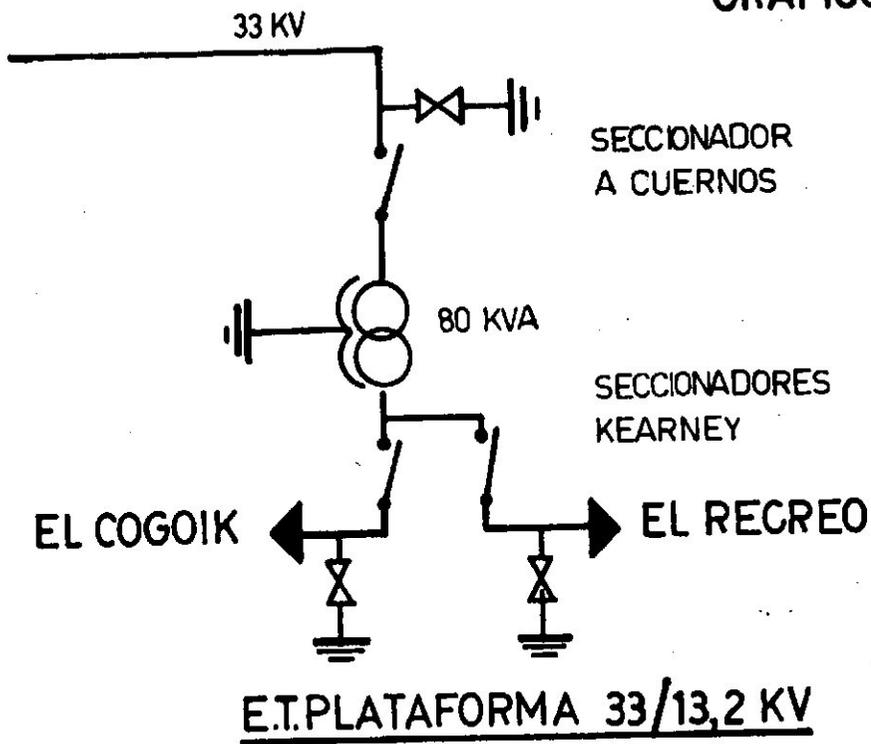


ABASTECIMIENTO ELECTRICO A GRAL GÜEMES Y
ZONA DE INFLUENCIA — PCIA DE FORMOSA —
E.T. BELGRANO —



ABASTECIMIENTO ELECTRICO A GRAL GÜEMES
Y ZONA DE INFLUENCIA —PCIA DE FORMOSA—
E.T. SN MARTIN 2—

GRAFICO N° 8.14



ABASTECIMIENTO ELECTRICO A GRAL. GÜEMES
Y ZONA DE INFLUENCIA — PCIA DE FORMOSA —

PROVINCIA DE FORMOSA
PODER EJECUTIVO

---0---

FORMOSA, 12 de octubre de 1976.-

V I S T O:

Las facultades que le confiere la Instrucción N° 1/76 - Anexo 8- para el ejercicio de facultades legislativas, Artículo 1° 1.4; Expediente N°23.914-E-75;

EL GOBERNADOR DE LA PROVINCIA
SANCIONA Y PROMULGA CON FUERZA DE

L E Y :

Artículo 1°: DECLARASE de interés provincial y urgente necesidad, la prosecución y ejecución de la Electrificación Rural y Desarrollo Eléctrico, dentro del territorio de la Provincia de Formosa.-

Artículo 2°: Se considerará como Electrificación Rural y Desarrollo Eléctrico, todo suministro de energía eléctrica con las características de servicios públicos, a los pobladores y/o productores rurales con o sin explotación agropecuaria, como así también a los establecimientos industriales de actividades afines, ubicados en la zona de influencia de las obras de electrificación.-

Artículo 3°: El Poder Ejecutivo de la Provincia, ejercerá por intermedio de la Dirección de Energía y Comunicaciones, las facultades de autorización, normalización, ordenamiento y coordinación de la Obras de Electrificación Rural y Desarrollo Eléctrico, y de concesión y fiscalización de las prestaciones, amparadas bajo el régimen de la presente ley.-

Artículo 4°: CREASE el Fondo de Electrificación Rural y Desarrollo Eléctrico de Formosa (F.E.R.Y.D.E.F.), que será administrado por la Dirección de Energía y Comunicaciones de la Provincia, con opinión de un Consejo Consultivo, y destinado a las Obras de Electrificación Rural y Desarrollo

Eléctrico, en las condiciones que establece la presente Ley. La integración y funcionamiento del Consejo Consultivo, deberá ser establecido en la Reglamentación correspondiente.

Los excedentes del F.E.R.Y.D.E.F., luego de la planificación anual para Obras de Electrificación Rural y Desarrollo Eléctrico, serán destinados al fomento de la explotación eléctrica, en la forma que determine la Reglamentación.

Artículo 5º: El F.E.R.Y.D.E.F., se integrará anualmente con:

- a) Una cantidad del Presupuesto Anual de la Dirección de Energía y Comunicaciones, fijada por el Poder Ejecutivo, a propuesta de la Dirección;
- b) Un recargo sobre cada KWh, para la totalidad de la venta de Energía Eléctrica de la Provincia, de acuerdo a lo establecido en la Ley Provincial Nº 476;
- c) Los derechos de conexión actualizados, que deberán depositar los nuevos usuarios que solicitan conexión a los sistemas construidos según el régimen establecido más adelante, en el Art.10º de la Reglamentación de la presente Ley;
- d) Las sumas provenientes de los reintegros de los préstamos e intereses acordados según el régimen de la presente Ley;
- e) Fondos recaudados por el arrendamiento de los servicios propiedad de la Provincia, otorgados para su explotación a cualquier Ente Provincial, Nacional, Comunal o Cooperativo;
- f) Fondos provenientes de la Secretaría de Estado de Energía para este tipo de obra.

Artículo 6º: El F.E.R.Y.D.E.F., tendrá por misión financiar toda obra de Electrificación Rural y Desarrollo Eléctrico, que a solicitud de los futuros usuarios interesados en las obras, sea considerada como tal.

Artículo 7º: Los usuarios beneficiarios de las obras ejecutadas por el sistema establecido por la presente Ley, deberán amortizarlas en un plazo que no excederá de quince (15) años, con un interés anual sobre saldos.

En la reglamentación correspondiente se especificará la tasa del interés, forma de integrar las cuotas de amortización, como así también sus fechas y formas de vencimiento.

Artículo 8º: A los efectos determinados en la presente Ley, denominase "Áreas de Contribución Obligatoria", a aquellas regiones o zonas rurales, que, en razón de haberse considerado conveniente dotarlas de servicios eléctricos, sean declaradas tales por el Poder Ejecutivo. En dichas áreas se realizarán las obras correspondientes, de acuerdo al Régimen que establece esta Ley y su Reglamentación.

Artículo 9º: Para que un área a electrificar sea declarada de Contribución Obligatoria, será necesario que se cumplan las siguientes condiciones:

- a) Contar con un exhaustivo análisis técnico-socio-económico que justifique la necesidad de las Obras de Electrificación Rural y Desarrollo Eléctrico por parte de la Dirección de Energía y Comunicaciones;
- b) Contar con la aprobación del Consejo Consultivo;
- c) Contar con una determinación exacta y concreta del Área que comprenderá la declaración.

Todos los posibles usuarios que se hallen dentro del área encuadrada en la Declaración de Obligatoriedad, quedan obligados a contribuir en la forma y medida que lo establezca esta Ley y su Reglamentación.

Artículo 10º: La Dirección de Energía y Comunicaciones de la Provincia aportará por las obras a realizarse en las áreas comprendidas en el Artículo 8º de la presente Ley, el cuarenta por ciento (40%) del costo de las mismas, y los usuarios el sesenta por ciento (60%) restante, en la forma y tiempo que se establezca en la Reglamentación.

La obra quedará en este caso, de propiedad del Estado Provincial, pudiendo ser entregada para su explotación al Ente concesionario del área. Este Ente deberá asegurar en dichas zonas la potenciación necesaria para la futura obra.

Artículo 11º: Se establece un régimen de promoción a aquellas entidades o Asociaciones de usuarios y/o Cooperativas que desean electrificar áreas estrictamente rurales, entendiéndose por tales, a aquellas que se hallen fuera de los ejidos municipales y en las que predominen la explotación de la tierra. En tales casos, por tratarse de interés provincial y Desarrollo Eléctrico Rural, el F.E.R.Y.D.E.F., podrá financiar la obra en la forma que lo establece el Artículo 10º.

Artículo 12º: En el caso de que la Entidad solicitante obtenga la conformidad de la tercera parte de los futuros usuarios del área rural a electrificar, y que los mismos reúnan el capital suficiente para cubrir el 50% del costo de la Obra, podrán solicitar al Poder Ejecutivo, por conducto de la Dirección de Energía y Comunicaciones, que se declare la obligatoriedad del aporte para la totalidad de los usuarios en el área autorizada, por lo cual el F.E.R.Y.D.E.F., podrá cubrir el 50% restante, monto que será reintegrado por los usuarios con la obligatoriedad provista de acuerdo al Artículo 7º

Artículo 13º: Los inmuebles rurales que integran un Plan de Electrificación Rural, conforme al régimen de la presente Ley, podrán desgravarse en el orden provincial por un período variable, según la siguiente escala:

Inmuebles de hasta	10 has.	10 años
Inmuebles de hasta	50 has.	5 años
Inmuebles de hasta	500 has.	3 años
Inmuebles de más de	500 has.	2 años

La exención impositiva determinada por el presente Artículo, no podrá sobrepasar el importe máximo de PESOS VEINTICINCO MIL (\$25.000,00).

Artículo 14º: Toda Obra de Electrificación Rural y Desarrollo Eléctrico en la Provincia de Formosa, que no está comprendida en los Regímenes de la presente Ley, deberá ser autorizada por la Dirección de Energía y Comunicaciones.

Artículo 15º: Regístrese, comuníquese al Poder Ejecutivo Nacional, publíquese y ARCHIVÉSE.-

fdo.

JUAN CARLOS COLOMBO
-Coronel-
Gobernador

LEY Nº 417/76

cgb

VISTO:

La Ley N° 417/76, por la que se declara de interés provincial y urgente necesidad, la promoción y ejecución de la Electrificación Rural y Desarrollo Eléctrico, dentro del territorio de la Provincia de Formosa (Expediente N°23914-E-75); y

CONSIDERANDO:

Que en su artículo 4º, la citada Ley crea el Fondo para la Electrificación Rural y Desarrollo Eléctrico de Formosa (FERYDEF) que será administrado por la Dirección de Energía y Comunicaciones de la Provincia, con opinión del Consejo Consultivo a cuyo efecto corresponde dictar el acto administrativo que reglamente su funcionamiento;

Por ello,

EL GOBERNADOR DE LA PROVINCIA

DECRETA:

Artículo 1º: APRUEBASE el cuerpo de disposiciones anexo al presente Decreto, que constituye la Reglamentación de los Artículos 3º, 4º, 5º, 7º, 9º, 10º, 11º, 12º y 14º de la Ley N°417/76, de creación del Fondo para la Electrificación Rural y Desarrollo Eléctrico de Formosa (FERYDEF).

Artículo 2º: REFRENDE el presente Decreto el señor Ministro Secretario de Estado en el Departamento de Obras y Servicios Públicos.

Artículo 3º: DESE al Registro Provincial y Boletín Oficial, comuníquese, publíquese y archívese.-

DECRETO N° 1707
cio

Fdo.

LUIS ALBERTO PEDRAZZINI
Mayor
Secretario General

Fdo.

JUAN CARLOS COLOMBO
Coronel
Gobernador

Fdo.

M.M.O. LUIS DIEZ
Ministro O. y Servicios Públicos

ES COPIA

PROVINCIA DE FORMOSA

INTERVENCION FEDERAL

FORMOSA, 13/10/75.-

VISTO:

El Convenio suscripto entre la Provincia y la Empresa del Estado Agua y Energía Eléctrica, ratificada por Ley N° 348/73 de la Honorable Cámara de Diputados (Expediente N° 19.927-S-74); y

CONSIDERANDO:

Que la situación administrativa en la Dirección de Electricidad, que motivara su intervención, hace necesaria una Auditoría integral por parte de los Organismos competentes; circunstancia ésta que implicaría la paralización del citado Organismo con el consiguiente perjuicio para el normal desenvolvimiento de los planes de la Provincia en el sector;

Que es necesario crear el nuevo Ente Técnico que implemente las políticas sectoriales dentro del marco de la Reconstrucción y Liberación Nacional y sujetos a las pautas que fije el Gobierno de la Provincia;

Que dicho Ente Técnico tomará a su cargo la totalidad de // las obras y servicios que se ejecuten o presten en el sector;

Que el mencionado organismo se constituirá sobre la base de la Dirección de Electricidad en lo que se refiere a personal y bienes que componen su dotación;

Que es necesario modificar la legislación en vigencia, dado que el actual Decreto-Ley N° 476/70 y su modificatorio N° 550/72, Carta Orgánica / de la Dirección de Electricidad, no se adecúan a los fines perseguidos;

Por ello, y de acuerdo a la autorización conferida por S.E. el señor Ministro del

..//

Interior por Resolución N° 32/75,

EL INTERVENTOR FEDERAL EN LA PROVINCIA
EN ACUERDO GENERAL DE MINISTROS
SANCIONA Y PROMULGA CON FUERZA DE
DECRETO - LEY:

Artículo 1°.- DEROGASE el Decreto-Ley 476/70 de reglamentación del servicio público de Energía Eléctrica y de creación de la Dirección de Electricidad y su modificatorio N° 550/72.

Artículo 2°.- CREASE la Dirección de Energía y Comunicaciones organismo de la Administración Centralizada dependiente de la Subsecretaría de Servicios Públicos.

CAPITULO I

Del Servicio Público de Energía Eléctrica

Artículo 3°.- Ambito de aplicación y provincialización del Servicio.

Declárase provinciales, quedando sujetos a las disposiciones de la // presente Ley y sus reglamentos, los servicios públicos de generación, transporte, transformación y distribución de energía eléctrica en todo el territorio de la Provincia, a excepción de aquellos comprendidos en las disposiciones de la Ley Nacional N° 15.336.

Artículo 4°.- Plan de Electrificación

El Poder Ejecutivo promoverá la electrificación integral de la Provincia y formulará el Plan de Electrificación de Formosa, de acuerdo a la política que fije la presente Ley.

Artículo 5°.- Interconexiones

El Plan de Electrificación de Formosa deberá contemplar la intercone

xión de las distintas centrales entre sí, o de estas con sistemas interprovinciales o internacionales, cuando razones técnicas o económicas lo aconsejen. Los concesionarios de los servicios públicos provinciales de electricidad pueden ser obligados a efectuar las interconexiones en tales circunstancias y si no lo hicieren, el Poder Ejecutivo podrá revocar la concesión.

Artículo 6°.- Expropiaciones

Declárase de utilidad pública y sujeto a expropiación o a las restricciones y límites del dominio previsto en el Artículo 2611 del Código Civil, a los bienes de cualquier naturaleza, obras, instalaciones,/// construcciones o sistemas de explotación de cuyo dominio fuera necesario disponer, restringir o limitar para el cumplimiento de los objetivos que fije el presente Decreto-Ley.

El Poder Ejecutivo hará uso de esta declaración genérica, determinando en cada caso la necesidad y objeto de la expropiación, restricción o límites del dominio y el órgano que tendrá facultades para promover // los procedimientos judiciales pertinentes.

Artículo 7°.- Estímulos

El Poder Ejecutivo, previo dictamen de la Dirección de Energía y Comunicaciones, podrá estimular, bajo forma de aportes de capital, financiación, contribución y/o exenciones impositivas temporarias, a los titulares de concesiones o entes cooperativos, cuyos sistemas eléctricos incluyan obras comprendidas en el Plan de Electrificación de la// Provincia.

Artículo 8°.- Empresa Eléctrica

Autorízase al Poder Ejecutivo a promover la formación de una sociedad o empresa provincial que tenga por objeto la explotación de los servi

//4.-

cios que están actualmente o en el futuro, a cargo de la Provincia, o comprendido en su jurisdicción. Para ello, la Dirección de Energía y Comunicaciones procederá a:

- a) Formular las bases técnicas legales y económicas sobre las que operará la empresa.
- b) Proponer las condiciones técnicas y económicas en que se efectuará la transferencia de las instalaciones y administración que, // previa aceptación por la sociedad o empresa provincial pueda corresponder.

Artículo 9°.- Domicilio

La Dirección de Energía y Comunicaciones tendrá domicilio en la Ciudad de Formosa.

Artículo 10°.- Objeto

La Dirección de Energía y Comunicaciones deberá planificar, promover y fiscalizar la electrificación y las comunicaciones de la Provincia, de acuerdo a las disposiciones del presente Decreto-Ley y la política que consecuentemente fije el Poder Ejecutivo y ejercer el poder de política.

Artículo 11°.- Dirección

La Dirección de Energía y Comunicaciones estará dirigida por un Director y en ausencia de éste por el Jefe del Departamento de Estudios y Proyectos.

Artículo 12°.- Requisitos

El Director deberá reunir los siguientes requisitos:

- a) Ser argentino nativo o naturalizado, mayor de 25 años de edad.

..//

- b) Residir en la Provincia durante el término de su mandato.
- c) Poseer título de Ingeniero Electromecánico, Mecánico, Electrónico o Electricista, expedido por Universidad Nacional, acreditar buena conducta y no hallarse concursado civilmente o en estado de quiebra o inhabilitación.
- d) No tener ninguna de las incompatibilidades que establecen las Leyes de la Provincia para el desempeño de funciones públicas.

Artículo 13º- Deberes y atribuciones del Director

a) Política General

Fijar la política general del Organismo, dentro de la orientación que, acorde con la Constitución de la Provincia y el presente Decreto-Ley, le fije el Poder Ejecutivo.

b) Planificación

Preparar los planes de electrificación de la Provincia y controlar su cumplimiento.

c) Asesoramiento

Actuar como órgano Asesor del Poder Ejecutivo a través de la Subsecretaría de Servicios Públicos en todas las cuestiones de su competencia, debiendo dictaminar previamente el otorgamiento o revocación de toda concesión del servicio público de generación, transmisión o distribución de energía eléctrica y los actos de estímulos a que se refiere el Artículo 7º del presente Decreto-Ley.

d) Fiscalización y política del servicio

Ejercer todas las atribuciones del Gobierno, inspección y política de todos los servicios públicos de electricidad de jurisdicción provincial y nacional que se presten dentro del ámbito jurisdiccional

provincial. A tal efecto podrá aplicar multas de un valor igual al precio medio de venta de 1 .000 kWh al momento de la falta de servicio público que sancione por vez y proponer al Poder Ejecutivo las de mayor monto a las medidas de suspensión, intervención, rescisión, revocación o caducidad de los servicios públicos de jurisdicción provincial.

Controlar los equipos para la producción, transporte o transformación de energía eléctrica. Proponer normas de organización de la contabilidad de las empresas de servicios públicos de energía eléctrica provinciales. Designar el funcionario previsto por el Artículo 342 del Código de Comercio en las sociedades concesionarias de servicios públicos de electricidad. Requerir y verificar los balances, inventarios, libros de comercio y la documentación administrativa y técnica de las empresas concesionarias de servicios públicos de jurisdicción provincial, a cuyo efecto tendrá libre acceso a todas sus dependencias, como así también a todos los libros de comercio y cualquier documentación de las empresas.

Fijar las tarifas de los servicios públicos de electricidad de jurisdicción provincial y controlar su cumplimiento.

e) Administración

Percibir, administrar e invertir el fondo de electrificación de Formosa, y demás fondos con destino a obras de electrificación que pudiera crearse. Proyectar y elevar a la Dirección de Administración del Ministerio de Obras y Servicios Públicos su presupuesto de gastos y cálculo de recursos, el plan de trabajos y la memoria anual. Dictar los reglamentos de organización interna de la Dirección. En definitiva, realizar cuantos más actos sean necesarios para dar cumplimiento a sus fines.

C A P I T U L O . I IArtículo 14° - Poder Concedente

La concesión de los servicios públicos de generación, transporte, transformación o distribución de energía eléctrica de jurisdicción provincial, será otorgada por el Poder Ejecutivo, previo dictamen de la Dirección de Energía y Comunicaciones. Para el aprovechamiento de las fuentes de energía hidroeléctrica de los cursos de aguas públicas dictaminará conjuntamente con la Dirección de Hidráulica.

Artículo 15° - El Plazo y Objeto de la Concesión

En las concesiones de servicios públicos de electricidad, sin perjuicio de las normas particulares que se consideren necesarias, se establecerá especialmente:

- a) Las concesiones tendrán una duración de cinco (5) años.
- b) Las condiciones generales y especiales de la concesión y los derechos y obligaciones inherentes a la misma.
- c) Las condiciones de uso y ocupación del dominio público con los bienes e instalaciones del concesionario, cuando fuere pertinente.
- d) La delimitación de la zona que el concesionario del servicio público de electricidad está obligado a atender.
- e) La potencia, las características y el plan de obras e instalaciones a efectuarse, así como sus modificaciones y ampliaciones, los que en todo momento deberán ajustarse para atender el incremento de la demanda de la zona.
- f) El plazo para la iniciación y terminación de las obras e instalaciones.

- g) La garantía que debe prestar el concesionario, según determina la reglamentación.
- h) Las causales de caducidad y revocación.
- i) Las condiciones en que el Estado adquirirá los bienes afectados a la concesión, en caso de caducidad, revocación o falencia.
- j) Las obligaciones y derechos del concesionario.
- k) Las condiciones, derechos y obligaciones para la interconexión de las instalaciones que será obligatoria cuando así esté previsto en el plan de electrificación.
- l) La afectación de los bienes destinados a las actividades de la concesión y propiedad de los mismos, y en especial el régimen de las instalaciones costeadas por los usuarios.
- ll) La forma de determinación del capital inicial.
- m) El sistema de justiprecio de los bienes afectados a la concesión a fin de la determinación tarifaria, la utilidad del concesionario o la adquisición de los mismos por el Estado.
- n) El derecho de constituir las servidumbres necesarias a los fines de la concesión.
- ñ) El régimen para la constitución de los fondos de depreciación, renovación, ampliaciones y otros que sean necesario prever.
- o) El régimen de suministro y venta de energía.
- p) El régimen tarifario, según lo dispuesto en el Capítulo III.
- q) El régimen de infracciones y multas.

Artículo 16° - Concesiones de aprovechamiento de fuentes de energía hidroeléctrica

Las concesiones de aprovechamiento de fuentes de energía hidroeléctricas, además de las previsiones que en cada caso se consideren necesarias y de lo dispuesto en el artículo anterior, deberán establecer expresamente:

- a) El plazo, que no podrá exceder de 60 años.
- b) Las normas reglamentarias del uso del agua y de la explotación de las obras a construirse para generación eléctrica, atendiendo a: la protección contra las inundaciones, la salubridad pública; la bebida y uso doméstico de las poblaciones; la conservación de la fauna ictícola; la protección del paisaje y desarrollo del turismo y la irrigación.
- c) El cánón que deberá abonar el concesionario, en concepto de regalía, el que ingresará al fondo de electrificación de Formosa.

Artículo 17° - Derechos del concesionario

En las concesiones para el aprovechamiento de fuente de energía hidroeléctrica, para los trabajos determinados en la concesión o para toda la explotación de la misma, el concesionario, sin perjuicio de las indemnizaciones que deberá pagar a los particulares afectados tendrá los siguientes derechos:

- a) De ocupar, en el interior del perímetro definido por el acto de la concesión las propiedades privadas necesarias para las obras de retención o represas del agua y para los canales de aducción o de fuga necesarios, subterráneos o descubiertos, de acuerdo con las leyes generales y las reglamentaciones locales.
- b) De inundar las playas y riberas para los levantamientos necesarios de nivel del agua.

c) De solicitar al Poder Ejecutivo que haga uso de las facultades que le confiere el Artículo 6°, cuando fuere necesario expropiar, restringir o limitar el dominio de terceros, y toda vez que ello no se hubiere previsto en el mismo acto constitutivo de la concesión. La Dirección de Energía y Comunicaciones deberá dictaminar previamente a la resolución del Poder Ejecutivo.

Artículo 18° - Cesión de la Concesión

Toda cesión total o parcial de una concesión y todo cambio de concesionario requerirá para su validez la aceptación expresa del Poder Ejecutivo.

Artículo 19° - Contabilidad

Las empresas que presten servicios públicos de electricidad, organizarán su contabilidad y estadísticas de acuerdo a las normas que dicte la Dirección.

Artículo 20° - Asociación

Cuando el concesionario funde una sociedad por acciones, sus estatutos sociales podrán prever que ningún usuario con excepción de los órganos del Estado Nacional, Provincial o Municipalidades, y agentes y representaciones de países con quienes la República mantiene relaciones, tendrá derecho a exigir el suministro eléctrico, sin asociarse previamente el Ente que presta el respectivo servicio público, suscribiendo o integrando el mínimo de acciones que fijen sus estatutos, o integrando acciones mediante un aporte mínimo o mensual, en función de su factura de consumo.

C A P I T U L O I I I

T A R I F A S

Artículo 21° - Fijación

Las tarifas para la energía eléctrica que se comercialice en las Cen

trales, líneas de transmisión y redes de distribución de los servicios públicos de jurisdicción provincial deberán responder a los principios establecidos en el presente Decreto-Ley y su respectiva reglamentación. Las tarifas se determinarán de modo que los ingresos resultantes de su ampliación permitan cubrir todos los gastos de explotación y obtener una rentabilidad razonable sobre las inversiones afectadas a las actividades de abastecimiento eléctrico, asegurando a los prestatarios la disponibilidad de los recursos necesarios para la atención de sus deudas y para la normal expansión de sus servicios.

Artículo 22º- Elementos constitutivos de la tarifa

Los elementos básicos constituyentes de las tarifas de la energía en sus correspondientes etapas de generación, transmisión y distribución, serán los siguientes:

- a) Gastos de explotación: Se incluirán en este rubro todos los gastos imputados a las actividades de abastecimiento de energía eléctrica, desde la producción hasta la venta, incluidos los de administración y generales y la depreciación de bienes físicos, a cuyo efecto se considerarán:
- 1) Los sueldos, jornales y en general todas remuneraciones que se pague al personal de acuerdo con normas legales que las autoricen, así como los beneficios de carácter social y que se establezcan por normas legales y las sumas que anualmente destinare a constituir o incrementar los fondos de reserva especiales que aseguren el cumplimiento de estas obligaciones.
 - 2) Gastos Generales, administración, dirección técnica y asesoría que se ajustarán a lo dispuesto por la reglamentación del presente Decreto-Ley
 - 3) Combustibles, lubricantes y en general todos los materiales, cuyo consumo resulte necesarios en el período correspondiente y que es

tán destinados a la generación, transformación, distribución de electricidad, en su caso;

- 4) Valor de la energía que se adquiere a terceros;
 - 5) La depreciación de los bienes físicos destinados a la explotación sobre la base de un porcentaje fijo a establecer sobre su valor actualizado;
 - 6) Los impuestos;
 - 7) Los seguros;
 - 8) Las dotaciones de los fondos de reservas;
 - 9) Las amortizaciones del capital propio del concesionario, siempre que en la correspondiente concesión o autorización existan cláusulas de traspaso parcial o total sin cargo para el Estado, de los bienes del concesionario al vencer el término de la concesión;
 - 10) Los demás gastos no especificados en los rubros anteriores, siempre que guarden relación causalidad con las actividades de la explotación.
- b) Rentabilidad: Las tarifas serán fijadas en base al presupuesto de explotación preparado para cada ejercicio de modo que produzcan un ingreso neto de explotación que se establecerá en la concesión no inferior al 6% ni superior al 10% de la inversión inmovilizada vigente durante dicho ejercicio.
- c) El ingreso neto de explotación anual está dado por la diferencia entre el ingreso por la venta de energía y de otros servicios prestados en relación con el servicio y los gastos de explotación. El ingreso neto anual será acumulativo, de modo que cuando resultare inferior al porcentaje de rentabilidad fijado, se reajustarán las tarifas del período siguiente en lo que fuere necesario para absorber el defecto de ingreso no percibido.

Cuando se produjera un exceso de rentabilidad con respecto al porcentaje fijado sobre la inversión inmovilizada, dicho exceso deberá ser aplicado a financiar los planes de obras de ampliación o mejoras, de los servicios a cargo del prestatario.

A los efectos del cálculo de la rentabilidad a obtener en el ejercicio, se denomina inversión inmovilizada al valor asignado a los bienes físicos afectados al servicio eléctrico en el estado y condiciones de uso en que se encuentren menos la correspondiente depreciación acumulada, más el capital de trabajo una suma superior a la tercera parte de los ingresos brutos anuales de explotación.

Para determinar la inversión inmovilizada se podrá efectuar cada tres años, en base al criterio de costos de reposición en moneda nacional de revaluación de todos los bienes físicos y el correspondiente ajuste de la depreciación y amortización acumulada. Después de transcurrido un año de la última revaluación, se harán los ajustes pertinentes en el valor de la inversión inmovilizada a los efectos de calcular la rentabilidad correspondiente a cada ejercicio. Las normas para dichas revaluaciones y reajustes se establecerán en la reglamentación del presente Decreto-Ley.

Artículo 23° - Aquellas centrales que por sus características de tamaños y potencia sean ineludiblemente deficitarias, podrán gozar de una tarifa de fomento, la que será fijada teniendo en cuenta las características específicas del servicio y la zona que va a servir, según un criterio de razonabilidad, establecida la disparidad entre el costo real del servicio y el monto de la tarifa de fomento, la diferencia será tomada del Fomento de Electrificación de Formosa.

Estas tarifas serán revisadas anualmente y la política de la Dirección deberá propender a la eliminación de subsidios.

..//

Artículo 24° - Para la elaboración de las tarifas se tomará en cuenta el objeto y la modalidad de los consumos, la influencia de éstos en los gastos de explotación, las características técnicas del suministro y la capacidad económica de los consumidores. A tal efecto se establecerá la estructura tarifaria que regirá en todo el ámbito de la Provincia, pudiendo el Poder Ejecutivo, previo dictamen de la Dirección de Energía y Comunicaciones establecer tarifas promocionales.

C A P I T U L O I V

Fondo de Electrificación de Formosa

Artículo 25° - La Dirección de Energía y Comunicaciones administrará el Fondo de Electrificación y/o Comunicaciones de Formosa, el que se crea por el presente Decreto-Ley. Este fondo se aplicará para préstamos a los propietarios de servicios públicos de Electricidad y/o Comunicaciones para la ejecución de obras destinadas al servicio, y subsidios que prevee el Artículo 24°. La reglamentación establecerá el plazo, modo e interés de estos préstamos.

Artículo 26° - El Fondo de Electrificación y/o Comunicaciones de Formosa lo integrará:

- a) Los aportes que efectúe el Gobierno Provincial.
- b) Los actuales impuestos provinciales que gravan el consumo de energía eléctrica.
- c) El porcentaje sobre el precio del kWh que fijará el Poder Ejecutivo.
- d) Las amortizaciones e interés de los préstamos efectuados con recursos del fondo.
- e) Los aportes que corresponden según el Artículo 33° inciso a) de la Ley Nacional N° 15.336.

C A P I T U L O V

Del ámbito de Comunicaciones

Artículo 27° - Misión: Asesorar o intervenir en todos los aspectos relacionados con los estudios, proyectos, instalaciones, empleo y funcionamiento de las comunicaciones en las distintas redes existentes o a crearse en la Provincia, a fin de encauzar correctamente la utilización de frecuencias, potencias y materiales tendientes a lograr la constitución de un "Sistema de Gobierno", inónimo en todo el ámbito provincial de un conjunto integral que sirve a un propósito común y bajo el control unificado.

Artículo 28° - Se canalizará a través de la Dirección que se crea por el presente Decreto-Ley, todo lo relacionado a la planificación integral en el sector de Comunicaciones.

C A P I T U L O VI

Disposiciones transitorias

Artículo 29° - La Dirección de Energía y Comunicaciones de Formosa se organizará sobre la base del personal, muebles, útiles de la actual Dirección de Electricidad, los cuales se transfieren por el presente Decreto-Ley.

Artículo 30° - La Dirección de Administración conjuntamente con Contaduría General de la Provincia deberá proceder en un plazo que no excederá de 120 días de su notificación, a la determinación, liquidación y pago de las deudas existentes al 31 de diciembre de 1973 como así también al cumplimiento de los requisitos legales en vigencia.

Artículo 31° - DEROGANSE todas las disposiciones que se opongan al presente Decreto-Ley..

//16.-

Artículo 32° - REGISTRESE, comuníquese al Poder Ejecutivo Nacional, publíquese y archívese.

DECRETO-LEY N° 0 3 5

A.D.

Hay Sello de la Intervención de la Provincia de Formosa

Hay Sello y Firma del Prof. Juan C. Taparelli, Interventor Federal

Hay 6 sellós y firmas de los Ministros del Gobierno Provincial de Formosa

PROVINCIA DE FORMOSA

PODER EJECUTIVO

-----0-----

REGLAMENTO DE LA LEY Nº 417/76, DE CREACION DEL FONDO PARA LA ELECTRIFICACION RURAL Y DESARROLLO ELECTRIJO DE FORMOSA (FERYDEF.).

ARTICULO 1º: Sin Reglamento.

ARTICULO 2º: Sin Reglamento.

ARTICULO 3º: Las gestiones de los interesados para todo trámite relacionado con Obras de Electrificación Rural y Desarrollo Eléctrico, deberán ser presentadas directamente a la Dirección de Energía y Comunicaciones, la que, al respecto, deberá elaborar la correspondiente reglamentación.

En lo que hace a normas técnicas para la ejecución de las obras, se aplicarán las que actualmente están en vigencia, aprobadas por la Dirección Nacional de Energía para la Electrificación Rural, por Agua y Energía Eléctrica y los que en tal sentido dicta la Dirección de Energía y Comunicaciones de la Provincia de Formosa.

ARTICULO 4º: a) ADMINISTRACION DE FONDOS. Será ejercida por el Director de Energía y Comunicaciones de la Provincia, asistido por los empleados del organismo, que estime conveniente afectar a tales tareas, quienes ajustarán sus cometidos a las normas contables y administrativas vigentes en el orden provincial, con la obligación de presentar un balance anual al 31 de diciembre de cada año a la Contaduría General de la Provincia, con copia al Consejo Consultivo.

Los fondos que se recauden por ese concepto deberán ingresarse al Banco de la Provincia de Formosa - Fondo de Electrificación Rural y Desarrollo de la Provincia de Formosa, a la orden del Director y Jefe Administrativo.

b) FORMA DE UTILIZACION DEL F.E.R.Y.D.E.F. Estos fondos solo podrán destinarse a estudios, proyectos y obras de electrificación Rural y Desarrollo Eléctrico de Formosa.

c) CONSEJO CONSULTIVO: 1) FUNCIONES.

1) Decidir todo lo relacionado con las obras de Electrificación

Rural y Desarrollo Eléctrico, y la presente Reglamentación.

2) Decidir la forma de utilización de los excedentes de cada ejercicio, en la forma que se establece más adelante en este artículo.

3) Proponer al Poder Ejecutivo, la contribución anual necesaria a incorporar al FERYDEF, proveniente del Presupuesto anual de la Dirección de Energía y Comunicaciones.

4) Proponer anualmente al Poder Ejecutivo, la aplicación y monto del recargo a la venta de cada Kwh., dentro del ámbito provincial, como se establece en el artículo 5º inciso b, de la Ley de Electrificación Rural y Desarrollo Eléctrico, de acuerdo a la Ley Provincial Nº 476.

5) Proponer al Poder Ejecutivo, la declaración de Area de Obligatoriedad de Aporte, cuando así sea conveniente y necesario, según lo establece el artículo 5º de la Ley de Electrificación Rural y Desarrollo Eléctrico.

6) Coordinar con la Dirección de Energía y Comunicaciones, la forma de fiscalización y control de las Obras de Electrificación Rural y Desarrollo Eléctrico.

7) Toda otra función que le otorgue la presente Reglamentación.

II) INTEGRACION DEL CONSEJO.

Presidente: Director de Energía y Comunicaciones de la Provincia, asistido por el Asesor Letrado del Ministerio de Obras y Servicios Públicos.

Secretario: Un funcionario de la Dirección de Energía y Comunicaciones, sin voz ni voto.

Vocales: a) Un representante de la Dirección de Colonización y Tierras Fiscales.

b) Un representante de la Federación de Sociedades Rurales.

c) Un representante de la Federación Agraria Argentina.

d) Un representante del Banco de la Provincia de Formosa.

e) Dos representantes de las Cooperativas Eléctricas del ámbito provincial.

Los representantes se acreditarán en calidad de tales, con testimonio de las actas de designación, durarán en sus funciones un año, las cuales serán "ad-honorem".

Serán designados por su correspondiente autoridad antes del 15 de diciembre de cada año y estarán en funciones a partir del 1º de enero del año siguiente, pudiendo ser reelegidos. Las entidades representadas designarán a su vez un representante suplente.

III) REUNIONES.

El quorum quedará integrado con cuatro vocales, pero si transcurrida 1 hora del horario convenido no se reuniese dicho número, ésta se reunirá con los miembros presentes, si son tres como mínimo.

El Consejo se reunirá el segundo viernes de cada mes como mínimo, siendo citados sus miembros por la Secretaría del Consejo, con una antelación de cinco (5) días hábiles y remisión de una minuta de antecedentes de los temas a tratar. Las reuniones podrán ser convocadas por razones extraordinarias a juicio del Presidente o a pedido de tres vocales como mínimo.

d) FOMENTO DE LA EXPLOTACIÓN ELECTRICA.

Se entiende por tal el desarrollo de zonas que carecen totalmente de prestación de servicios eléctricos.

Los saldos de excedentes pasarán a engrosar el fondo del año siguiente.

ARTICULO 5º: a) El FERYDEF, a través de la Dirección de Energía y Comunicaciones, incluido en el Presupuesto Anual de ésta, someterá a consideración del Poder Ejecutivo, la cantidad que estime necesaria, a proveer según lo estipula el Artículo 5º - inciso a) de la Ley de Electrificación Rural y Desarrollo Eléctrico.

El Ministerio de Economía, Hacienda y Finanzas de la Provincia, depositará el importe presupuestario previsto por tal concepto, en el momento de su utilización, en la cuenta que se prevé en el Artículo 4º, del inciso a) de la presente Reglamentación.

b) Lo obtenido de acuerdo a la Ley Provincial N°476, pasará al FERYDEF. Actuarán como agentes de retención de tal concepto, los Organismos prestatarios de los correspondientes servicios públicos.

c) Establécese que todo usuario de un área declarada obligatoria que solicite conexión con posterioridad a la iniciación de la Obra, deberá abonar integralmente el desembolso que signifique la ampliación necesaria para proveerle la energía eléctrica.

El importe del recargo establecido en el Artículo 5º, deberá figurar por separado del importe tarifario en el recibo de facturación correspondiente.

Los agentes de retención informarán a la Dirección de Energía y Comunicaciones, con carácter obligatorio y de declaración jurada, la fecha en que termina el período de facturación correspondiente. Dentro del plazo de quince (15) días corridos de la fecha comunicada, remitirán una declaración jurada sobre la liquidación del recargo que integra la facturación, cuyo importe deberá ser depositado a la orden de la cuenta que se detalla en el Art.4º - Inc. a) de la presente Reglamentación, en el plazo de sesenta (60) días corridos a partir de la misma fecha.

El incumplimiento de la remisión de las declaraciones juradas dará lugar a la aplicación de una multa al agente de retención, del orden de los MIL PESOS (\$ 1.000,00), el no cumplimiento del plazo para efectuar el depósito, hará que la multa ascienda al 10% del monto que se repetirá hasta la tercera vez consecutiva, después de la cual se iniciará el cobro por vía apremio.

Las inspecciones sobre estas actividades, estarán a cargo de la Dirección de Energía y Comunicaciones, la que resolverá sin más trámite sobre los problemas particulares que se planteen al respecto, motivo por el cual tendrá libre acceso a la documentación administrativa, técnica y contable que lleven los concesionarios de los servicios públicos.

ARTICULO 6º: Sin reglamentar.

ARTICULO 7º: A los efectos de la construcción de las obras de Electrificación

Rural y Desarrollo Eléctrico en las zonas declaradas "AREAS OBLIGATORIAS", los consumidores finales realizarán todas las tramitaciones a través de una persona jurídica creada o a crearse al efecto, la que convendrá con la Dirección de Energía y Comunicaciones, los planes a realizar.

Queda entendido que el término "USUARIO" a que se refiere el Artículo 7º de la Ley de Electrificación Rural y Desarrollo Eléctrico de la Provincia, comprende tanto a propietarios no usuarios como a usuarios no propietarios.

El monto a pagar por cada usuario sobre el total de la obra, se obtiene de sumar tres fracciones, una proporcional al área que posee el usuario, otra proporcional a la potencia que solicitará o aplicará, y finalmente otra que es igual para todos los usuarios, o sea "Per Cápita", todo de acuerdo a lo que se detalla en el Artículo 11 de este Reglamento.

Todos los propietarios, usuarios o nó, comprendidos en una zona de clarada obligatoria, están obligados a contribuir en la fracción correspondiente por área y "Per cápita", tal como se establece en el Artículo 11º de esta Reglamentación, aún en los casos en que voluntariamente no deseen conectarse a la Red Eléctrica, en dicho caso, no pagarán la fracción correspondiente "por potencia" debiéndose sujetar cuando así lo deseen, a lo establecido en el Art. 5º, Inc. c) de este Reglamento.

En lo referente a amortizarse en cuotas trimestrales, iguales, con un interés promocional anual sobre saldos, los que serán percibidos por la Dirección de Energía y Comunicaciones, a través de su Departamento Contable y depositados en la cuenta que se especifica en el Art. 4º Inc.a), de la presente.

ARTICULO 8º: Sin Reglamentar.

ARTICULO 9º: Las Obras deberán abonarse por el sistema de Certificados de Obra y/o acopio por períodos mensuales, quedando a cargo de la Dirección de Energía y Comunicaciones, el control y aprobación de toda la documentación.

ARTICULO 10º: En el caso de que las obras la realicen los propios prestatarios

del servicio público de electricidad, acogiéndose a los beneficios de financiación de la Ley de Electrificación Rural y Desarrollo Eléctrico, la Dirección de Energía y Comunicaciones podrá cederles en uso, con cargo de mantenerlas como servicio público.

La transferencia en propiedad de las Obras a que se refiere el Art. 10º de la Ley de Electrificación Rural y Desarrollo Eléctrico, a las prestatarias de servicio público de electricidad, se realizará a solicitud de éstas, previo reintegro a la Dirección de Energía y Comunicaciones, del aporte por el FERYDEF. En los casos en que las prestatarias sean entidades Cooperativas, el reintegro podrá ser en acciones rescatables en la forma y plazo que se convengan entre las partes.

En todos los casos la transferencia con cargo de mantener las obras en servicio público.

ARTICULO 11º: a) El prorratio del costo de las obras públicas se realizará en base al Presupuesto de las mismas, reajustándose a su finalización en la misma proporción.

b) Un prorratio del porcentaje que le corresponde a los usuarios se realizará de la siguiente forma:

I) Veinte por ciento (20%) en partes iguales por el total de los usuarios finales (aporte per cápita)

II) Cuarenta por ciento (40%) en proporción a las superficies que sean propiedad de cada consumidor final (aporte por área).

III) Cuarenta por ciento (40%) en proporción a las potencias licitadas por cada consumidor final (aporte por potencia).

En caso de que un usuario posea más de dos predios en una misma zona de electrificación, pagará la cuota común "per cápita" (20%) completa, el 50% de cada una de las otras fracciones.

A los efectos de calcular el prorratio correspondiente al "aporte por área", se aplicará la escala de reducción siguiente:

Hasta 200 ha - Area total, se imputará al área real.

Hasta 500 ha - Se imputarán las primeras 200 has en totalidad (área total) y las restantes se computarán afectando por 0,85 el excedente de 200.

Más de 500 ha - Se computarán las primeras 200 has. en totalidad (área total) afectando el 0,85 hasta 500 has. y por 0,70 el excedente de 500 has.

A los efectos de calcular el prorrateo correspondiente al "aporte por potencia", se fija un mínimo de 5 KVA por usuario.

La no solicitud de servicio en una zona de Electrificación Rural Obligatoria, no exime a los propietarios de los aportes por las fracciones especificadas en los apartados I, II (Per Cápita y por área) y los arrendatarios aportarán la contribución especificada en la fracción "por potencia", todo según las planillas de prorrateo de las obras que elaborará la Dirección de Energía y Comunicaciones.

Al concluir el arrendamiento de un terreno, el arrendatario podrá recuperar su aporte, el que será reintegrado por la Entidad prestataria en un lapso no mayor de 6 meses.

La prestataria exigirá al nuevo usuario, inquilino o propietario, el aporte reintegrado al inquilino anterior.

ARTICULO 12º: Estarán comprendidos en este aspecto de la Ley, todas aquellas obras que no reúnan las condiciones que establecen los artículos 8º y 9º.

En estos casos la Dirección de Energía y Comunicaciones, una vez aprobados los Certificados de Obra, integrará el 50% del monto de los mismos, debiendo los usuarios solicitantes de la obligatoriedad, concurrir con el otro 50%.

ARTICULO 13º: Sin reglamentar.

ARTICULO 14º: En todas las obras que se hallen encuadradas en los términos de la Ley de Electrificación Rural y Desarrollo Eléctrico, la Direc

ción de Energía y Comunicaciones tendrá facultades de Inspección, Fiscalización y Control.

Será requisito indispensable para la ejecución de toda obra, que la misma cuente con el estudio y proyecto, regido por las normas técnicas que se especifican en el artículo 3º de la presente Reglamentación, ejecutados por profesionales de la Ingeniería, y todo encuadrado en el ámbito de la Ley de profesionales de la Ingeniería de la Provincia de Formosa.

Los mismos se cumplirán con relación a la Dirección Técnica de las Obras.

(fdo)

JUAN CARLOS COLOMBO
Coronel
Gobernador

(fdo)

M.M.O.LUIS DIEZ
Ministro
Obras y Servicios Públicos.

ANEXO AL CAPITULO 3.2.

- LEY N° 348 -

La Legislatura de la Provincia sanciona con fuerza de Ley:

Artículo 1°.- Ratifíquese en todos sus términos el Convenio con sus Anexos A, B, C y D suscripto en la Ciudad de Formosa el 8 de Mayo de 1973, entre la Provincia y Agua y Energía Eléctrica - Empresa del Estado - representadas por el entonces Gobernador Coronel (R) Ing° Don Augusto Guillermo Sosa Laprida y el señor Ing° Don Carlos A.C. Somaini, respectivamente, cuyo texto dá cuenta el expediente letra "A" número 12.265/73 y letra "F" número 19.417/73 y que pasan a formar parte de la presente Ley.

Artículo 2°.- Déjase constancia que el Decreto 6712/64, que se hace mención en los Anexos B y C correctamente debe ser Decreto 8712/64.

Artículo 3°.- Comuníquese al Poder Ejecutivo, publíquese y archívese.

Sancionada en la Sala de Sesiones de la Honorable Cámara de Diputados de la Provincia, el día veintitrés de agosto de mil novecientos setenta y tres.-

FDO: NESTOR RAMON MAMANI
Secretario

GUILLERMO ABRAHAM POLO
Presidente de la Comisión de Asuntos
Sociales, Educación y del Trabajo
a/c de la Presidencia

ES COPIA

FORMOSA, 27 de Agosto de 1973.-

Por cuanto:

La Legislatura de la Provincia sanciona con fuerza de Ley, bajo el número 348;

Por tanto:

EL PRESIDENTE PROVISIONAL DE LA HONORABLE CAMARA DE
DIPUTADOS EN EJERCICIO DEL PODER EJECUTIVO

DECRETA :

Artículo 1º- Téngase por ley de la Provincia.

Artículo 2º- Cúmplase, registrase, comuníquese, dése al Boletín Oficial, publíquese y archívese.-

WALDIHIRO A.A.GARCIA BOSSELLI
Vicepresidente de la Honorable Legislatura
en Ejercicio del Poder Ejecutivo

JOSE CANCIO NICORA
Ministro de Obras y Servicios
Públicos

DECRETO N° 1037

ES COPIA

E S C O P I A

Entre la PROVINCIA DE FORMOSA, representada por el señor Gobernador, Cnel. (RE) D. Augusto Guillermo SUSA LAPRIDA, en adelante "LA PROVINCIA", por una parte y AGUA Y ENERGIA ELECTRICA, Empresa del Estado, representada por el señor Gerente del Departamento de Servicios, Ingeniero D. Carlos A.C. SOMAINI, autorizado por Resolución n°10158 del 6 de abril de 1973, en adelante "LA EMPRESA", por la otra, acuerdan celebrar el presente convenio: - - - - -

ARTICULO PRIMERO: "LA PROVINCIA" otorga a "LA EMPRESA" la tenencia y el uso de las instalaciones, muebles e inmuebles de su propiedad que figuran en el inventario físico, provisional y planos que firmados por las partes, integran este convenio como anexo "A". "LA EMPRESA" se hará cargo de la prestación de los servicios eléctricos en la zona de influencia de dichas instalaciones, así como también, en las zonas que resulten comprendidas por las nuevas instalaciones que se incorporen en el futuro (artículos 7° y 8°) en las condiciones señaladas en el artículo 5° - -

ARTICULO SEGUNDO: Dentro de los ciento veinte (120) días de la fecha de entrada en vigencia de este convenio, una comisión integrada por representantes de ambas partes, levantará y valorizará el inventario definitivo de los bienes cuya tenencia y uso se otorga a "LA EMPRESA" según lo estipulado en el artículo 1° - - - - -

ARTICULO TERCERO: La entrega de las instalaciones a que alude el artículo 1° se operará dentro de los quince (15) días posteriores a la entrada en vigencia del presente convenio, dejando constancia en acta. A partir de ese momento la operación y mantenimiento de las mencionadas instalaciones quedará bajo la exclusiva responsabilidad y a cargo de "LA EMPRESA", la que asegurará el buen servicio eléctrico conforme a las necesidades del área a servir, no pudiendo suprimir ningún servicio eléctrico existente. - - - - -

ARTICULO CUARTO: "LA EMPRESA" reconocerá cada año a "LA PROVINCIA" como participación de ésta en el resultado de la explotación de los servicios eléctricos que por efecto de este convenio "LA EMPRESA" toma a su cargo, la suma de los siguientes conceptos: a) la rentabilidad de las instalaciones a que se refiere el artículo 1° calculada conforme a las normas del anexo "B" que forma parte del presente convenio; y b) el importe que anualmente corresponda a la depreciación de las instala-

ciones mencionadas, calculado en base a las normas del anexo "C" que también forma parte del presente convenio.-----

La doceésima parte del importe determinado según el procedimiento precedente será abonado a "LA PROVINCIA" del 1 (uno) al 10 (diez) de cada mes vencido, previa deducción como retención, de los impuestos que ésta, como así los distintos MUNICIPIOS de la PROVINCIA ubicados en el área de influencia de los servicios eléctricos que tenga a su cargo "LA EMPRESA", le adeudaran en el futuro, por suministro de energía eléctrica y otros conceptos. Al finalizar cada ejercicio anual se ajustarán las sumas abonadas, conforme a la real rentabilidad obtenida y a las reales variaciones de los valores de reposición y actual.-----

"LA PROVINCIA" se compromete a destinar preferentemente las sumas entregadas por "LA EMPRESA" según lo establecido en este artículo para obras y/u otras inversiones vinculadas a los servicios eléctricos que "LA EMPRESA" preste en la PROVINCIA DE FORMOSA.-----

ARTICULO QUINTO: A partir de la fecha de entrega a "LA EMPRESA" de las instalaciones de "LA PROVINCIA" (artículo 3º) "LA EMPRESA" tomará a su cargo la prestación del servicio público de electricidad en la zona de influencias de las mismas, con arreglo a la LEY NACIONAL 17004. Los créditos y débitos referidos a estos servicios existentes a la fecha precitada, se ajustarán al momento en que "LA EMPRESA" se haga cargo de la prestación. Consecuentemente "LA PROVINCIA" tomará a su cargo las deudas contraídas por prestaciones anteriores y "LA EMPRESA" liquidará a "LA PROVINCIA" los créditos anteriores a medida que los haga efectivos.-----

ARTICULO SEXTO: "LA EMPRESA" incorporará "ad-referendum" del Poder Ejecutivo Nacional al personal de "LA PROVINCIA" afectado a la prestación del servicio correspondiente a las instalaciones cuya tenencia y uso se conviene por el presente contrato y cuya nómina, categoría, funciones y ganancial total sujeto o nota descuento jubilatorio, discriminado por rubro y agrupado por localidades, se consigna en la planilla adjunta que firmada por las partes integra este convenio como anexo "D".-----

Al personal comprendido entre las categorías "A" y "N" del C.C.T.F.A.T.L.Y.F. le

será reconocida y mantenida su categoría y antigüedad a todos sus efectos, aún cuando pase a ocupar puestos de inferior categoría en el plantel básico que se determine.- - - - -

Al personal no comprendido en el párrafo precedente, le será reconocido y mantenido su ganancial y antigüedad ubicándose en las categorías y jerarquías que resulten adecuadas a las funciones que se le asigne, debiendo a su vez éstas (las categorías y jerarquías) guardar relación con las que a igualdad de funciones, importancia del servicio y antigüedad, tiene el resto del personal de "LA EMPRESA".- - - - -
Oportunamente "LA EMPRESA" gestionará ante el Poder Ejecutivo Nacional la ratificación de la transferencia del personal consignado en el anexo "D".- - - - -

ARTICULO SEPTIMO: Las partes acuerdan establecer un permanente contacto en cuanto a los planes de obras respectivos, a fin de que ello permita su adecuada coordinación.- - - - -

Las obras posteriores que proyecte y ejecute "LA EMPRESA" por cuenta y con fondos de "LA PROVINCIA", como así mismo de los provenientes del FONDO ESPECIAL DE DESARROLLO ELECTRICO DEL INTERIOR (F.E.D.E.I.) u otros, encuadrados dentro de la planificación que deberán actuar ambas partes y que sean seleccionadas de común acuerdo, serán concedidas en uso a "LA EMPRESA" en las condiciones que se estipulan en este convenio.- - - - -

Por su parte "LA EMPRESA" se obliga a ejecutar en las zonas de influencia de las instalaciones señaladas en el artículo 1º las obras eléctricas surgidas de un plan elaborado de común acuerdo que sean necesarias para asegurar un servicio eficiente y su adecuada expansión. A este fin "LA EMPRESA" invertirá las sumas razonables y suficientes. Ello, sin perjuicio de las inversiones que "LA PROVINCIA" pudiera realizar en la ejecución de obras eléctricas según lo precedentemente establecido.---

"LA EMPRESA" podrá realizar sobre las instalaciones de "LA PROVINCIA" las modificaciones, ampliaciones y/o mejoras que demande la atención del servicio eléctrico que tome a su cargo. Cuando estos trabajos sean de importancia se requerirá el previo acuerdo de las partes. En ambos casos las instalaciones que construya "LA EMPRESA" quedarán de su propiedad.- - - - -

Para el caso que debiera reintegrarse la totalidad o parte de las instalaciones cedidas por "LA PROVINCIA", se convendrá qué instalaciones de las construídas por "LA

EMPRESA" se incorporarán al patrimonio de "LA PROVINCIA", la que las abonará al valor real y actual que tengan en ese momento calculado correspondientemente a lo establecido en los anexos "B" y "C". En este caso se convendrá asimismo qué personal afectado al servicio permanecerá de "LA EMPRESA" y cual será incorporado por "LA PROVINCIA".- - - - -

ARTICULO OCTAVO: "LA PROVINCIA" conservará el carácter de organismo planificador de sus necesidades en materia eléctrica, debiendo coordinar su acción con los planes generales que al respecto elabore "LA EMPRESA". No obstante lo anterior, si no hubiera acuerdo de ambas partes, "LA PROVINCIA" podrá construir a su exclusivo cargo nuevas instalaciones y/o establecer nuevos servicios que en caso de ser absorbidos por "LA EMPRESA" será bajo condiciones que signifiquen la asunción por "LA PROVINCIA" de los quebrantos que origine su explotación durante el período de tiempo que ambas partes convengan.- - - - -

ARTICULO NOVENO: Si como consecuencia de la ejecución de los planes de obras elaborados de común acuerdo, quedaran desafectados de la prestación del servicio eléctrico algunas instalaciones de propiedad de "LA PROVINCIA" o de "LA EMPRESA" las mismas quedarán o volverán a poder de sus correspondientes propietarios, salvo que se determinara su enajenación a terceros o se conviniera su adquisición por la otra parte, en cuyo caso, la operación se hará sobre la base del valor residual o de rezago, determinado de común acuerdo, según el estado y elementos de que se trate.- - - - -

ARTICULO DECIMO: El presente convenio tendrá una duración ilimitada. A partir de los 10 (diez) años de su vigencia, cualquiera de las partes podrá denunciarlo con 180///; (ciento ochenta) días de preaviso. En este caso "LA PROVINCIA" podrá recuperar la totalidad o parte de las instalaciones que por este convenio se ceden a "LA EMPRESA", en las condiciones establecidas en el Artículo 7º.- - - - -

Sin perjuicio de lo anterior este convenio tendrá vigencia mientras "LA EMPRESA" se mantenga en situación de Empresa del Estado Nacional. Si por cualquier decisión se modificara tal carácter, "LA PROVINCIA" podrá denunciar el convenio en la forma precedentemente estipulada incluso antes de los 10 (diez) años de su vigencia.- - - - -

ARTICULO DECIMO PRIMERO: "LA PROVINCIA" se reserva la facultad de gestionar ante la autoridad competente, la aplicación en el territorio provincial de una tarifa promocional que favorezca el aceleramiento del desarrollo socio-económico de la Provincia de Formosa.- - - - -

//5.-

ARTICULO DECIMO SEGUNDO: El presente convenio entrará en vigencia una vez ratificado por Decreto del Poder Ejecutivo de la Provincia de Formosa.- - - - -

En prueba de conformidad firman las partes este documento en 3 (tres) ejemplares de un mismo tenor y a un mismo tenor y a un solo efecto en Formosa a los ocho días del mes de Mayo del año mil novecientos setenta y tres.- - - - -

Firmado: Cnel. Augusto Guillermo Sosa Laprida
Gobernador

ES COPIA

PROVINCIA DE FORMOSA
DIRECCION DE ELECTRICIDAD
Moreno 1170 - tel. 417

ANEXO "A"

INVENTARIO PROVISIONAL

C I U D A D D E F O R M O S A

BIENES PERTENECIENTES AL SERVICIO DE LA CIUDAD

- 1) Central de Generación Diesel Eléctrica, compuesta por tres (3) grupos electrógenos FIAT 4212 de 3.200 kW y un 4to. grupo de las mismas características en instalación, celdas, pupitres y tableros de maniobra y distribución, instalaciones auxiliares, tanques de depósito de combustibles y lubricantes e instalación electromecánica varias.-
- 2) EDIFICIOS:
 - a) Edificio de la Central Diesel Formosa, abarcando Sala de Máquinas, Oficina y Sala de Tableros, en los cuales se hallan las instalaciones enumeradas en el punto 1.-
 - b) Edificio de portería y vestuarios de la Central Diesel Formosa.
 - c) Edificio de depósito y garage de la Central Diesel Formosa.
 - d) Tres (3) viviendas para Jefe Servicio, Jefe Central y Jefe Distribución.
 - e) Edificio de dos (2) plantas para Comercial del Servicio Eléctrico.
 - f) Edificio de cuatro (4) plantas para Administración.
- 3) INMUEBLES:
 - a) Terreno de forma triangular, superficie total 3 Ha 52 y fracción lindante

al Sur con terrenos del F.C. Gral. Belgrano, al Este con terrenos de Textil Formosa y al Noroeste con camino público pavimentado. En el terreno se hallan edificados los inmuebles detallados en el punto 2.-

- b) Terreno en forma de trapezoide, limitado hacia el Oeste por la calle Santa Fé de 40 mts. de longitud, hacia el Sur sobre calle Salta con 67 mts. de longitud, hacia el Noreste por la calle Ramos Mejía y hacia el Norte por terrenos pertenecientes a la misma manzana.

En el mismo se halla plantado un tinglado parabólico de 10 x 20 m y 6 m de altura con laterales de mampostería de 0,30 m de ancho.

4) LINEAS DE ENERGIA ELECTRICA:

- a) Línea de Baja Tensión por una longitud de aproximadamente 160 Km en diversas secciones de conductor de cobre y aleación de aluminio.
- b) Línea de Media tensión, aéreas y subterráneas, en una tensión de 3,3 y 13,2 kV por una longitud aproximadamente de 45.260 metros.
- b) Estaciones y puestos de transformación, compuesto por 69 transformadores, totalizando una potencia de 15.775 kVA.
- c) Medidores eléctricos, totalizando 8.213 unidades.

BIENES PERTENECIENTES AL SERVICIO DE LA LOCALIDAD

COLOMIA CAMPO VILLAFARE

- 1) Edificio de la Central Eléctrica, abarcando Sala de Máquina y Baños.
- 2) Terreno de Usina de 30 x 50 metros.
- 3) Redes de Distribución en Baja Tensión.
- 4) Equipos de Generación: compuesto por un grupo electrógeno KOERTING de 90 kW y un grupo FIAT de 48 kW, ambos en funcionamiento.

POZO DEL TIGRE

- 1) Edificio de la Central, abarcando Sala de Máquinas, Baño y Depósito.
- 2) Terreno de 50 x 39 metros.
- 3) Redes de Distribución en Baja Tensión.
- 4) Estación elevadora 0,38/3,3 kV, 200 kVA y subestaciones de rebaje de 50 y 100 kVA
- 5) Redes de Distribución Primaria en 3,3 kV - 1,8 Km.
- 6) Equipos de Generación: 2 grupos electrógenos DEADONS de 62 kW, un grupo electrógeno KOERTING de 200 kW.

RIACHO HE - HE

- 1) Terrenos para el emplazamiento de la Central Eléctrica.
- 2) Edificios Usina y Casa Habitación en construcción.
- 3) Redes de Distribución en Baja Tensión en construcción.

HERRADURA

- 1) Terreno para el emplazamiento de la Central Eléctrica.
- 2) Edificios Usina y Casa Habitación en construcción.
- 3) Redes de Distribución en Baja Tensión en construcción.

ESPIÑILLO

- 1) Terreno para el emplazamiento de la Central Eléctrica.
- 2) Edificios Usina y Casa Habitación en construcción.
- 3) Redes de Distribución en Baja Tensión en construcción.

CLORINDA

- 1) Terreno de emplazamiento de Usina de 100 x 100 metros.

- 2) Edificio Usina de 20 x 20 m, tinglado de 10 x 12 m y galpón de 10 x 30 m.
- 3) Equipo de Generación compuesto por 2 unidades FIAT 1-235.
- 4) Subestaciones de transformación totalizando 1.400 kVA - distribuidos en 8 transformadores - estación elevadora de 2 x 500 kVA.
- 5) Línea Media Tensión 13,2 kV con longitud de 5,5 Km.
- 6) Redes de distribución en Baja Tensión.
- 7) Línea de interconexión Clorinda-Pto. Pilcomayo, longitud 15 Km en Al.AL.25 mm², tensión 13,2 kV, subestaciones de rebaje de 250 y 50 kVA.

VILLA GENERAL GÜENES

- 1) Terreno de emplazamiento de Edificio.
- 2) Edificio de Usina.
- 3) Redes de Distribución en Baja Tensión.
- 4) Equipo de Generación compuesto por dos unidades DEUTZ.

INGENIERO JUAREZ

- 1) Actual Edificio de Central de Generación tipo Galpón (precario).
- 2) Edificios en construcción para Central de Generación y Casa Habitación para Encargado.
- 3) Terreno de emplazamiento de la Nueva Central.
- 4) Redes de Distribución en Baja Tensión en la localidad.
- 5) Equipo de Generación compuesto por: dos grupos electrógenos FIAT de 46 kW.

Firma ilegible.

Firma y sello del Cnel. Augusto G. Sosa Laprida
GOBERNADOR

ES COPIA

ANEXO "B"

Forma para determinar el importe anual de la rentabilidad.

El monto anual que corresponde abonar a "LA PROVINCIA" por este concepto, será el que resulte de aplicar sobre el valor actual de los bienes que se incorporan a "LA EMPRESA", el porcentaje que como rentabilidad produzcan las tarifas que el MINISTERIO DE OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS DE LA NACION apruebe en todo momento para el SISTEMA ELECTRICO REGIONAL MORESTE.-----

A tal efecto se empleará la fórmula:-----

Beneficio anual: $r \begin{matrix} \vdots \\ : \\ \vdots \end{matrix} V_A - \frac{V_A - V_R}{n} v \begin{matrix} \vdots \\ : \\ \vdots \end{matrix}$ -----

Donde:-----

r = Rentabilidad real obtenida. Si la rentabilidad fuera negativa se tomará igual a cero.-----

V_A = Valor de reposición, promedio de los valores de reposición a principio y fin de cada año de los bienes realmente afectados al servicio eléctrico.-----

V_R = Valor residual, como porcentual de V_A , que establece la Resolución A.y EE 1208/64 (Decreto 6712/64).-----

v = Edad del bien.-----

Los valores V_A y consecuentemente V_R se actualizan en función del dólar estadounidense.

Nota: Si el MINISTERIO DE OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS DE LA NACION variara la modalidad de cálculo del beneficio total a obtener por "LA EMPRESA", deberá ajustarse a ello la metodología expuesta en este anexo.-----

Firma ilegible

Firma y sello del Cnel. A.Guillermo Sosa Laprida
Gobernador

ES COPIA

ANEXO "C"

Forma para determinar el importe anual correspondiente a la depreciación
de las instalaciones de "LA PROVINCIA".

$$\text{Depreciación anual} = \frac{V_A - V_R}{n} \text{-----}$$

V_A = Valor actualizado o de reposición, promedio de los respectivos valores a principio y fin de cada año de los bienes realmente afectados al servicio.-----

V_R = Valor residual calculado con el porcentual de V_A que establece la Resolución de A y EE N° 1208/64 (Decreto N° 6712/64).-----

n = Vida útil de cada tipo de bien, fijado por Resolución A y EE N° 1208/64 (Decreto 6712/64).-----

Los Valores V_A y consecuentemente V_R se actualizan en función del dólar estadounidense.-----

Nota: Si el MINISTERIO DE OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS DE LA NACION variará la modalidad de cálculo del beneficio total a obtener por "LA EMPRESA", deberá ajustarse a ello la metodología expuesta en este Anexo.-----

Firma ilegible

Firma y Sello del Cnel. Augusto Guillermo Sosa Laprida
Gobernador

ANEXO

Revisión del diagnóstico socioeconómico, estudio del mercado eléctrico y proyección de la demanda de energía.

El equipo de trabajo dió comienzo a sus tareas el 1/9/77, encarando el análisis crítico del diagnóstico socioeconómico, estudio del mercado y proyección de la demanda, elaborado por técnicos del Equipo de Infraestructura del Consejo Federal de Inversiones.

La tarea inicial se encaró en forma conjunta, sobre los borradores elaborados por el CFI, de forma que la versión definitiva del estudio de demanda tuviera incorporadas las observaciones de los expertos.

Posteriormente se realizó un viaje a la zona, en el cual se procuró obtener un panorama lo más completo posible de la misma y tomar contacto con las autoridades provinciales.

Dicho viaje, de una semana de duración, incluyó tres días de trabajo en Formosa (Capital) y dos días de recorrida de la zona, abarcando las localidades de Ibarreta, Colonia El Porteño, Villa General Güemes, Unión Escuela, Colonia San Pablo, Colonia Las Lolas, San Martín 2, Fortín Leyes, El Cogoik, Colonia Lomas de San Pablo, Villa General Belgrano (incluyendo una visita a la desmotadora de algodón y silos), Misión Tacaaglé, Espinillo y Laguna Blanca, en compañía del Director Provincial de Energía y de un técnico del CFI.

En las sucesivas reuniones de trabajo mantenidas con los técnicos del CFI, nuestro equipo realizó una serie de observaciones que, habiendo sido aceptadas, se incorporaron a la versión definitiva del estudio de mercado por lo cual se hará, a continuación, sólo una breve reseña de las mismas.

Las observaciones realizadas fueron de dos tipos: metodológicas y de detalle.

En lo referente a la metodología, se destacó la discrepancia entre el nivel de elaboración de la misma y lo exiguo de la información - sobre todo histórica - referida al área en estudio. Por otra parte, esta situación se hacía más cuestionable al mantener dicho esquema metodológico a lo largo de un período de quince años (1977/1992). Finalmente, se propuso mantener la metodología original hasta el año 1985, período en el cual la estructura de crecimiento resultante parece aceptable, sobre todo teniendo en cuenta el carácter promocional del área.

En efecto, las tasas de crecimiento vegetativo a que se llega, del orden del 10 y 15% anual para potencia y energía respectivamente resultan razonables, justificándose además por comparación con el desarrollo histórico

de otras localidades de la Provincia, de características similares, de las cuales se dispone de series de carga máxima y consumo del orden de diez años.

Lo mismo puede decirse de la evolución del factor de carga, que pasa de un valor medio de 1700 horas anuales en los primeros años a aproximadamente 2300 horas anuales en un lapso de diez años por efecto del mayor crecimiento de la demanda de energía respecto de la carga máxima.

Más allá de 1985 se propuso, en la medida que resulte necesario para el desarrollo de alguna alternativa, prolongar las series globales de potencia y energía, integrando todas las localidades y aceptando para el conjunto una tasa única.

Se recomendó, por otra parte, que el indicador "habitantes por usuario" no fuera inferior a siete, valor que se alcanza en 1985.

Por último, se observó que para las colonizaciones se habían adoptado tasas de crecimiento de carga máxima sensiblemente inferiores a las de energía, cosa poco justificable para este tipo de consumos en la zona. El estudio de mercado, en lo referente a este punto, se ajustó de común acuerdo con los técnicos del CRI.

Con respecto a las modificaciones de detalle cabe consignar que de la actualización de la información realizada en la recorrida de la zona, surgió la necesidad de desplazar el año adoptado para la entrada en servicio de la alimentación a las colonias y quintas de El Porteñito,

de 1977/8 a 1979/80. Se reajustó el número de usuarios de dicha colonia, así como la cantidad de habitantes de Villa General Belgrano, datos ambos que en la información preliminar eran inexactos.

Como observación final, y sin por ello cuestionar la validez del estudio realizado, surge que, dadas las características del mercado eléctrico zonal, la incorporación de cualquier gran usuario especial, en particular de índole industrial, tendría un efecto sumamente pronunciado sobre el sistema, que podría llegar a invalidar las soluciones de equipamiento eléctrico que se propongan. Se aconseja por lo tanto prestar especial atención a esta eventualidad, para poder tomar con la mayor antelación posible las decisiones correctivas que correspondan.

En particular, la reactivación del riacho El Porteño -cuyo proyecto ejecutivo está en realización - podría tener, además del efecto directo debido a la demanda para riego por bombeo ya considerado, un efecto indirecto sobre el nivel general de actividad económica de la zona, con la consecuente repercusión en el consumo de energía eléctrica.

9. ESTIMACION DE INGRESOS Y PROGRAMACION FINANCIERA DE LA EJECUCION Y OPERACION DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA

Seleccionada la alternativa técnica más conveniente definida como la que garantiza mínimos costos totales en la provisión del servicio eléctrico, correspondería probar la factibilidad financiera de la implementación de las obras recomendadas.

Para ello, se tratará de estimar el flujo de costos e ingresos que generará el proyecto durante el período 1978 - 1985 o de otra manera, la aplicación de fondos a solventar la inversión y explotación del sistema y el origen o la fuente de los mismos.

Los ingresos totales imputables al proyecto, están integrados por los ingresos tarifarios derivados del cobro del servicio, y por otro lado, por los beneficios que reciben las comunidades abastecidas y que no se traducen en aumentos de la recaudación por cobro del servicio.

Estos últimos son los beneficios sociales del proyecto y están asociados al aumento del bienestar de la población por el consumo de electricidad como bien final, y a la perspectiva de mejoramiento del nivel de actividad económica regional que la disponibilidad de energía eléctrica permitiría.

Estos beneficios que conceptualmente son claros, en el análisis de un proyecto en particular son difíciles de cuantificar. Obviamente, su inclusión, tarea que no se realizará en este estudio, objetivaría la conveniencia y deseabilidad social que tiene la ejecución de las inversiones recomendadas.

Para la determinación de los ingresos tarifarios se utilizó el cuadro tarifario de Agua y Energía Eléctrica, Regional Noroeste, divisio

nal Formosa aplicable a los distritos del interior y vigentes en Julio - Agosto de 1977 (Resolución n° 561/77), para hacerlos comparables con las inversiones y los costos de explotación que están valorizados a la misma fecha. (Cuadro 9 n° 1)

En base a los consumos anuales por categorías de usuarios calculados en el Cuadro 4.3.1 n° 3 se estimó el consumo mensual por usuario suponiendo que dicho gasto anual de energía se distribuye igualmente a lo largo del año.

Con dicho criterio se elaboró el Cuadro 9 n° 2 que sirve de base para la obtención de los ingresos tarifarios por categoría de consumo y totales, valuados a precios de Agosto de 1977 (Cuadro 9 n° 3).

Como puede apreciarse en el cuadro citado, el total de ingresos tarifarios crece a una tasa anual promedio de 5%.

Es de hacer notar la importancia relativa que tienen los ingresos derivados de la venta de energía a los grandes consumidores, que aunque decreciente, alcanza al 35,6% en el año 1985.

También es destacable el rápido incremento de la utilización de energía eléctrica para riego, que en 4 años alcanza a un 19,6% del total de los ingresos.

El comportamiento de los ingresos de las demás categorías en el período analizado muestra crecimientos anuales que van del 10% al 13%.

Cuadro de Origen y Aplicación de Fondos

Se confeccionaron dos cuadros que muestran la evolución de los flujos de costos e ingresos y las transferencias ocurridas en el período de análisis,

La diferencia entre ellos es que, en el segundo, se ha tomado al

..//

proyecto como unidad independiente, se han eliminado las amortizaciones por ser transferencias internas entre Agua y Energía Eléctrica y la Provincia, y permite visualizar los déficits de explotación anuales y acumulados.

Los costos de inversión incluyen los equipamientos en generación, transmisión y transformación propuestos.

Los costos de explotación comprenden las erogaciones de operación y mantenimiento de la central de generación en Gral. Güemes, de las líneas de transmisión y las estaciones transformadoras, y también incluyen los gastos en combustibles y lubricantes del sistema interconectado, más los desembolsos por el mismo concepto de las tres localidades marginales, El Recreo, Fortín Leyes y El Cogoik (los consumos de energía de estas localidades fueron tomados del Cuadro 4.5. N° 2) y se imputó el gasto de 12,8 ¢/kWh en concepto de gastos en combustibles y lubricantes).

Los requerimientos de capital circulante fueron estimados fijando las necesidades en el 50% de los costos de explotación durante el 1^{er} año y el 50% de los incrementos de dichos costos durante los 2 años siguientes.

En cuanto a los orígenes de fondos, se dividieron en Aportes de Capital e Ingresos de Explotación (calculados en el Cuadro 9 N° 3).

Los aportes de capital surgen de los recursos asignados a la Provincia por el Fondo Especial para el Desarrollo Eléctrico del Interior (F.E.D.E.I.) y por recursos propios de Formosa asignados a tal fin.

La Provincia de Formosa recibirá en 1978 como aportes del F.E. D. E. I. \$ 945.000.000 y, en los años siguientes, se estima que esa cifra se incrementará en un 7% anual en moneda constante. Como las obras que se ejecutarán con estos fondos pueden ser algunas más de las que se recomiendan en este estudio, se ha impuesto la restricción de que se utilicen para

..//

hacer frente a las inversiones propuestas, como máximo el 30% del total recibido en cada año. En un sólo año, 1979, resultó necesario utilizar este porcentaje íntegramente. En 1978 se utiliza el 25% de los recibidos del F.E.D.E.I. y en los 2 años restantes (1981 y 1983) sólo se hace necesario utilizar una cuota mínima de este fondo especial.

En cuanto a los recursos provinciales se prevee la utilización del monto de amortizaciones que Agua y Energía Eléctrica por convenio abona anualmente a la Provincia y la diferencia cubrirla con fondos del tesoro provincial o Rentas Generales.

Es de hacer notar que solamente en el año 1979 es necesario recurrir a esta fuente para hacer frente a la brecha de capital calculada para ese año que es de \$ 102.764. Si existieran restricciones financieras o no se quisiera apelar a dicha fuente, sería suficiente con postergar hasta 1980 las líneas de 13,2 kV a El Recreo, Fortín Leyes y El Cogoik.

Los déficits de explotación (costos explotación + capital circulante - ingresos explotación) serán solventados por Agua y Energía Eléctrica que es quien presta el servicio público en Formosa.

La observación de los resultados de los cuadros de origen y aplicación de fondos permite hacer algunos comentarios.

Los ingresos por venta de energía no alcanzan a cubrir los costos de explotación del sistema y la amortización de la inversión realizada.

Esto se debe a que, dada la venta de energía en el tiempo y su distribución por categoría de consumidores en la zona estudiada, el relativamente bajo nivel de las tarifas no permite recuperar los recursos comprometidos en el proyecto.

Desde el punto de vista privado de la empresa prestadora del servicio, Agua y Energía Eléctrica, sería posible, ante la relativa inelas-

tividad de la demanda que enfrenta, aumentar los ingresos totales elevando la tarifa del servicio que presta a la comunidad.

Debido a que la evaluación de costos e ingresos lleva implícito el supuesto de precios relativos constantes, no se ha tenido en cuenta esa posibilidad.

Sin embargo, existen evidencias (cálculo presupuestario de tarifas de empresas públicas aún no aprobado oficialmente) de que el precio de la energía eléctrica crecerá en términos reales durante 1978, situación que disminuiría los déficits anuales de explotación.

Aún sin tener en cuenta lo enunciado, se puede observar en el Cuadro 9 N° 5 que las brechas negativas de explotación disminuyen con el transcurso del tiempo.

Ya se ha dicho, pero conviene recalcar que si se hubieran imputado como ingresos del proyecto, los ahorros de costos para la comunidad en su conjunto, que surgen de la diferencia entre la autogeneración y el costo de la energía mediante el servicio público, se hubieran obtenido beneficios que compensarían holgadamente los recursos que la comunidad compromete en la realización de este proyecto.

CUADRO TARIFARIO - RESOLUCION N° 581/77

Julio - Agosto (vencidas 31/12/77)

CARACTER DEL USO (Escala Mensual)	PRECIO BASICO \$/kwh	RECARGOS POR CUENTA DE TERCEROS		PRECIO TOTAL \$/kwh
		Decreto Pcial. N°352/73		
1. <u>RESIDENCIAL (hasta 20 kw)</u> Cuota fija por suministro. Primeros 66 kwh. Siguijentes kwh. Siguijentes 50 kwh. Excedente	318,000 7,155 11,024 17,172 23,850	15,900 0,358 0,551 0,859 1,193		333,900 7,513 11,575 18,031 25,043
2.A <u>GENERAL (Comercial) < 50 kw.</u> Cuota fija por suministro Primeros 4000 kwh. Excedente.	1.494,600 36,040 28,620	74,730 1,802 1,431		1.569,330 37,842 30,051
2.B <u>GENERAL (Industrial) < 50kw)</u> Cuota fija por suministro. Primeros 4.000 kwh Excedente	1.494,600 28,938 21,465	74,730 1,447 1,073		1.569,330 30,335 22,538
3. <u>ALUMBRADO PUBLICO.</u> Con reparación de lámparas incandescentes y prestación del servicio de alumbrado público.	33,920	1.696		35,616
4. <u>AUTORIDADES (Reparticiones oficiales < 50 kw)</u> Cuota fija por suministro. Todo el consumo.	1.494,600 29,650	74,730 1,484		1.569,330 31,164
5. <u>GRANDES POTENCIAS (> 50 kw)</u> Cargo fijo \$/kw o fracción de capacidad de suministro. Primeros 100 kwh o fracción de capacidad de suministro. Siguijentes 100 kwh o fracción de capacidad de suministro. Siguijentes 200 kwh o fracción de capacidad de suministro. Excedente.	1.526,400 24,962 19,610 13,780 7,950	76,320 1,293 0,981 0,689 0,398		1.602,720 25,265 20,591 14,469 8,348

Fuente: Agua y Energía Eléctrica de la Nación.

Cuadro 9. N°2.

CONSUMO MENSUAL POR USUARIO SEGUN CATEGORIAS (EN KWH)

AÑO	Residencial	Comercial	Industrial < 50KW	Riego	Oficial	Consumo Mensual Alum. Publ.	Consumo Mensual Grandes Potencias ≥ 50 KW	Observaciones
1979	46	74	226	0	163	3.167.	78.333	
1980	50	80	244	0	178	3.667	78.333	
1981	53	85	255	0	188	4.083	78.333	
1982	57	92	275	1.767	202	4.667	78.333	
1983	60	98	296	1.767	214	5.333	78.333	
1984	64	104	329	1.767	230	5.917	78.333	
1985	67	109	346	1.767	243	6.583	78.333	

Fuente: Elaboración propia

Cuadro 9 N°3.

INGRESOS TARIFARIOS ANUALES POR VENTA DE ENERGIA SEGUN CATEGORIAS DE USUARIOS (EN MILES DE \$)

Año	Residencial	Comercial	Industrial < 50 KW	Riego	Oficial	Alumbrado Público	Grandes Potencias ≥ 50KW	Total
1979	4.305,3	5829,4	1.417,3	0	3351,1	1.353,5	24.275,0	40.522,6
1980	4785,2	6508,9	1.617,0	0	3757,5	1.567,1	24.275,0	42.510,7
1981	5200,8	7178,9	1.789,0	0	4189,5	1.745,2	24.275,0	44.378,4
1982	5725,2	8000,5	2.024,7	3.315,6	4718,7	1.994,5	24.275,0	50.054,2
1983	6252,3	8866,8	2.281,7	6.631,2	5239,6	2.279,4	24.275,0	55.826,0
1984	6980,2	9710,6	2.498,3	9.946,7	5766,5	2.528,7	24.275,0	61.706,0
1985	7677,1	10591,0	2.754,8	13.262,8	6363,0	2.813,7	24.275,0	67.737,0

Fuente: Elaboración propia

ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS DE LA SOLUCION ADOPTADA (en millones de pesos a precios de agosto de 1977).

CONCEPTO	AÑOS									
	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985			
I. APLICACION DE FONDOS.										
I.1. Costos de Inversión.	429.940	-	83.900	-	82.580	-	-			
I.2. Costos de explotación.	56.077	57.941	58.922	61.564	65.023	57.750	70.516			
I.3. Requerimiento de capital circulante.	28.038	932	490	-	-	-	-			
I.4. Total de aplicaciones.	514.055	58.873	143.312	61.564	147.603	67.758	70.516			
II. ORIGEN DE FONDOS.										
II.1. Aportes de Capital.										
II.1.1.-F.E.O.E.I.	303.345	-	32.929	-	25.035	-	-			
II.1.2.-Recursos Provinciales.										
II.1.2.1. Tesoro Provincial	102.764	-	50.971	-	-	-	-			
II.1.2.2. Amortiz. Acumulada (*)	23.831	-	-	-	57.846	-	-			
II.2. Agua y Energía Eléctrica.	43.592	16.362	15.034	11.510	9.197	6.052	2.779			
II.3. Ingresos de explotación.	40.523	42.511	44.378	50.054	55.826	61.706	67.737			
II.4. Total de orígenes	514.055	58.873	143.312	61.564	147.608	67.758	70.516			

(*) Las amortizaciones fueron calculadas suponiéndolas lineales o sea de montos constantes en el tiempo.

Fuentes: Elaboración propia.

ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS DE LA SOLUCION ADOPTADA (en miles de pesos a precios de agosto de 1977)

CONCEPTO	AÑOS	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
I. APLICACION DE FONDOS.									
I.1. Costos de Inversión.		238.850	429.940,0	-	83.900,0	-	82.580	-	-
I.2. Costos de explotación		-	56.077,0	57.941,0	58.922,0	61.564,0	65.023,0	67.758,0	70.516,0
I.3. Requerimientos de capital circulante		-	28.038,0	932,0	490,0	-	-	-	-
I.4. Total de aplicaciones		238.850	514.055,0	58.873,0	143.312,0	61.564,0	147.603,0	67.758,0	70.516,0
II. ORIGEN DE FONDOS.									
II.1. Aportes de Capital.									
II.1.1. F.E.D.E.I.		238.850	303.345	-	32.929,0	-	25.035	-	-
II.1.2. Provincia de Formosa		-	126.595	-	50.971,0	-	57.545	-	-
II.2. Ingresos de explotación		-	40.523,0	42.511,0	44.378,1	50.054,1	55.826,0	61.706,0	67.737,0
II.3. Total de orígenes		238.850	740.463,0	42.511,0	128.278,1	50.054,0	138.406,0	61.706,0	67.737,0
SUPERAVIT DE EXPLOTACION.									
-Anual		-	-43.592,0	-16.362,0	-15.034,0	-11.510,0	-9.197,0	-6.052,0	-2.779,0
-Acumulado		-	-43.592,0	-59.954,0	-74.988,0	-86.498,0	-95.695,0	-101.747	-104.525

FUENTE: Elaboración propia.