

CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES

ABASTECIMIENTO ELECTRICO  
A LA  
PROVINCIA DE LA PAMPA

TOMO I

FRANKLIN CONSULT. S.A. — SBARRA Y ASOCIADOS S.A.S.

BUENOS AIRES 1974

INFORME FINAL

**ABASTECIMIENTO ELECTRICO  
A LA PROVINCIA DE LA PAMPA**

El presente estudio fué solicitado por la Provincia de La Pampa en Enero 1971 a cuyos efectos el Consejo Federal de Inversiones llamó a Concurso de firmas consultoras para su realización.-

Adjudicado el 26/Abril/72, fué realizado por Sbarra y Asociados S.A. de Servicios y Franklin Consult S.A. Consultora.-

Tuvieron a su cargo la supervisión técnica del estudio por el C.F.I., el Lic. Jorge M. Diamant y el Ing. Héctor M. Palópoli y por la Provincia de La Pampa el Ing. Nicolás Colicigno.-

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

Secretario General  
del Consejo Federal de Inversiones  
Dr. ALBERTO R. GONZALEZ ARZAC

Autoridades de la Provincia de La Pampa:  
Gobernador: Aquiles José Regazole  
Ministro de Obras Públicas: Ing. Rubén M. Chumbeta

PROFESIONALES QUE INTERVINIERON EN EL PRESENTE ESTUDIO

<u>FUNCION</u>	<u>APELLIDO Y NOMBRE</u>
Director	PIERRO, Carlos O.
Codirector	ZYNGIERMAN, Isaac M.
Representante Técnico	SBARRA, Herminio R.
Representante Técnico	GORTARI, Pedro A.
Mercado Eléctrico	SEEBER, Marcos E.
Mercado Eléctrico	ALONSO, Jorge R.
Mercado Eléctrico	MALDONADO, Waldo O.
Diagnóstico Servc. Eléctrico	BOHNER, Klaus P.
Diagnóstico Servc. Eléctrico	LEMOUSIN, César
Alternativas de equipamiento y eval.	ROSSELLO, Melchor J.
Alternativas de equip. y evaluación	ZUBIARRAIN, José B.
Estudio Económico	GORTARI, Pedro A.
Est. Económico y Financiero	PICASSO, Juan A.
Est. Económico y Financiero	POLITZER, Alejandro M.
Ingeniería de Sistemas	GARIBOTTO, Raúl E.
Ingeniería de Sistemas	CUK, Ladislao
Aspectos Legales	GALAN, Nestor O.

## INDICE GENERAL

### Página

#### 0. INTRODUCCION

0.1.	Objeto y Alcance del Estudio	1
0.2.	Desarrollo del Estudio	2

#### 1. CARACTERISTICAS DE LA PROVINCIA

1.1.	Características Geográficas, Aspectos Físicos y Político	4
1.1.1.	Ubicación	4
1.1.2.	Superficie	4
1.1.3.	División Política	4
1.1.4.	Relieve y Características Físicas	4
1.1.5.	Temperatura	4
1.1.6.	Precipitaciones	5
1.1.7.	Subdivisión Regional	5
1.2.	Recursos Energéticos	7
1.2.1.	Petróleo	7
1.2.2.	Aprovechamiento de Recursos Hídricos	7
1.2.3.	Leña	9
1.3.	Población	11
1.3.1.	Características Generales	11
1.3.2.	Cálculo de la Población Urbana y su Evolución Futura	12
1.3.2.1.	Población Urbana de 1960 y 1970	12
1.3.2.2.	Proyecciones de la Población Urbana	15
1.4.	Indicadores Macroeconómicos	25
1.4.1.	Evolución del Producto Bruto Geográfico	26
1.4.2.	Análisis Sectorial	27
1.4.2.1.	Sector Primario	27
1.4.2.2.	Sector Secundario	27

	<u>Página.</u>
1.4.2.3. Sector Terciario	29
1.5. Programas Previstos de Desarrollo Provincial	30
1.5.1. Proyectos Incluidos en el Plan de Desarrollo y Seguridad 1971-75	30
1.5.1.1. Con Financiamiento Provincial	30
1.5.1.2. Con Financiamiento del Fondo de Integración Territorial	30
1.5.2. Instalación de Silos y Pequeña Industria	31
1.5.3. Proyectos de Plantas de Agua Potable	31
1.5.4. Proyectos de Electrificación Rural	31
1.5.5. Proyectos Industriales Recientemente Estudiados	31
1.5.6. Sistema de Aprovechamiento Múltiple del Río Colorado en Colonia 25 de Mayo	32
 2. DIAGNOSTICO DEL SERVICIO ELECTRICO DE LA PROVINCIA	
2.1. Configuración Espacial del Servicio Eléctrico	34
2.1.1. Delimitación Zonal	34
2.1.2. Distribución según los Entes Prestatarios	34
2.1.3. Sistemas o Subsistemas Existentes en formación o Potenciales	34
2.1.3.1. Localidades Ubicadas en las Provincias Limítrofes, Proximas al Límite con La Pampa a Considerar en el Estudio	35
2.1.4. Alcances del Servicio realizado por los Entes Prestatarios	35
2.1.4.1. Localidades Servidas	
2.1.4.2. Magnitud de los Servicios Prestados	35
2.2. Descripción de las Instalaciones del Servicio Público	37
2.2.1. Descripción de los Equipos Existentes	37
2.2.1.1. Generación	37
2.2.1.2. Transformación	37
2.2.1.3. Transmisión	37
2.2.2. Descripción de los Equipamientos en Construcción o ya Decidido	37
2.2.2.1. Generación	37

	<u>Página</u>
2.2.2.2. Transmisión	39
2.2.2.3. Subestaciones	40
2.2.3. Aprovechamientos Hidroeléctricos	41
2.2.3.1. Posibilidades Hidroeléctricas	41
2.2.3.2. Otros Aprovechamientos	43
2.2.3.3. Antecedentes con Relación al Estudio y Proposición de Bases para la Distribución de los Caudales del Río Colorado	43
2.2.3.4. Los Aprovechamientos Hidroeléctricos y el Abastecimiento Eléctrico a la Provincia de La Pampa	44
2.3. Características Operativas del Servicio Público	45
2.3.1. Centrales	45
2.3.1.1. Referencias Operativas	45
2.3.1.2. Consumo y Abastecimiento de Combustibles y Lubricantes	46
2.3.1.3. Grado de Reserva y Flexibilidad Operativa	46
2.3.2. Transmisión	47
2.3.2.1. Características Mecánicas y Eléctricas de las Líneas	47
2.3.2.2. Capacidad de Transmisión de las Líneas Existentes	47
2.3.2.3. Grado de Saturación	47
2.4. Aspectos Económicos de la Explotación	49
2.4.1. Gastos Variables de Combustibles y Lubricantes	49
2.4.2. Gastos Fijos - Indicadores Económicos	49
2.5. Análisis Tarifario	51
2.5.1. Marco Jurídico	51
2.5.1.1. Régimen Tarifario	52
2.5.2. Prestaciones a cargo de A.P.E.	52
2.5.2.1. Convenios con D.E.B.A.	53
2.5.2.2. Tarifa Preferencial para la zona del Comahue	54
2.5.3. Estructura Tarifaria Propuesta para los Análisis Económicos y financieros del Presente Proyecto de Equipamiento	58
2.5.4. Recomendaciones	59
2.6. Autoproducción	62

3. ESTUDIO DEL MERCADO ELECTRICO

3.1.	Evolución Histórica de la Demanda del Servicio Público	64
3.1.1.	Evolución Histórica del Consumo y Abastecimiento Eléctrico	64
3.1.2.	Déficit y Demandas Potenciales	70
3.2.	Proyección de la Demanda Eléctrica del Servicio Público	72
3.2.1.	Proyección de la demanda Vegetativa	73
3.2.2.	Proyección de Demandas Especiales	75
3.2.3.	Proyección de la Demanda Total	79
Anexo 3.1.	Proyección Alternativa de la Demanda Vegetativa	80

4. PROGRAMAS ALTERNATIVOS DE EQUIPAMIENTO Y EVALUACION

4.1.	Adopción de Políticas y Criterios	81
4.1.1.	Tensiones Nominales y Niveles de Aislación	82
4.1.2.	Rango de Variaciones de Frecuencia y Tensión	82
4.1.2.1.	Rangos Admisibles en los Sistemas en Estudio	82
4.1.2.2.	Valores Propuestos	82
4.1.3.	Rango de Potencias en Generación	83
4.1.3.1.	Determinación de Reserva en Generación	83
4.1.4.	Niveles de Seguridad de Servicio	84
4.1.4.1.	Criterios para considerar las Anormalidades del Sistema	85
4.1.5.	Normalización de Materiales y Equipos	85
4.1.5.1.	Normas a Utilizar	85
4.1.5.2.	Estaciones Transformadoras	85
4.1.6.	Asignación de erogaciones de inversión y Explotación en el Tiempo, a los Efectos de su Actualización	86
4.1.6.1.	Consideración General	86
4.1.6.2.	Distribución en el Tiempo	86
4.1.6.3.	Tasas de Interés de Capital	86
4.1.6.4.	Límites de la tasa de Descuento para el Estudio de Sensibilidad	87
4.1.6.5.	Año Horizonte	87
4.2.	Definición de los Programas Alternativos de Equipamiento	90
4.2.1.	Programas Alternativos de Equipamiento	90
4.2.1.1.	Introducción	90



Página

4.2.1.2. Alternativa de Equipamiento N°1	91
4.2.1.3. Alternativa de Equipamiento N°2	93
4.2.1.4. Alternativa de Equipamiento N°3	94
4.2.1.5. Conclusiones	95
4.2.2. Variantes de Interconexión dentro de la Provincia de La Pampa	95
4.2.3. Interconexión de los Sistemas y Subsistemas de la Provincia de La Pampa con localidades Limítrofes de la Provincia de Buenos Aires	96
4.3. Evaluación de las Alternativas de Equipamiento	97
4.3.1. Evaluación de las Variantes de Interconexión dentro de la Provincia de La Pampa	97
4.3.1.1. General Acha	99
4.3.1.2. Realicó	101
4.3.1.3. Intendente Alvear	103
4.3.1.4. Ingeniero Luiggi	104
4.3.1.5. Análisis de la Interconexión de los Sistemas de Realicó, Intendente Alvear e Ingeniero Luiggi	105
4.4. Análisis de Sensibilidad	106
4.4.1. Alternativas de Interconexión	106
4.4.2. Variantes de Interconexión	106
4.5. Alternativa Propuesta	107
5. ESTUDIO ECONOMICO	
5.1. Consideraciones Generales	108
5.2. Activo Fijo Asignable al Año Base	111
5.3. Resultados de Explotación al Año Base	114
5.4. Análisis de los Resultados de Explotación	116
5.5. Proyección de los Resultados de Explotación	122
5.5.1. Proyección de los Resultados de Explotación	122
5.5.2. Proyección de los Gastos de Explotación	122
5.5.2.1. Sueldos y Cargas Sociales del Personal Ocupado	122
5.5.2.2. Gastos en Combustibles y Lubricantes	125
5.5.2.3. Gastos por Compra de Energía	125
5.5.2.4. Gastos en Materiales y Varios	127

Página

5.5.2.5.	Depreciación	127
5.6.	Proyección del Activo Fijo Bruto, Inversión Inmovilizada y Depreciación	128
5.7.	Rentabilidad Anual	131
5.8.	Tasa Interna de Retorno	133
5.9.	Evolución del Costo Medio del kWh	134
5.10.	Análisis de Sensibilidad	135
6.	ESTUDIO FINANCIERO	
6.1.	Introducción	138
6.2.	Análisis de las Fuentes de Financiamiento para Obras Eléctricas en la Provincia	139
6.2.1.	Administración Provincial de Energía	139
6.2.1.1.	Recursos para los Planes de Inversión	139
6.2.1.2.	Recursos para Terceros	141
6.2.2.	Entes Productores y Distribuidores de Energía	142
6.3.	Programas de Inversiones a Financiar	145
6.4.	Determinación del Financiamiento de las Obras Propuestas	146
6.4.1.	Administración Provincial de Energía	146
6.4.2.	Unidades Administrativas Zonales	148
6.5.	Condiciones Previstas de los Créditos	151
6.6.	Cuadros de Fuentes y Usos de Fondos	153
7.	ASPECTOS LEGALES E INSTITUCIONALES	
7.1.	Régimen Legal Actual	154
7.1.1.	Ley de Energía Provincial N° 536	154
7.1.2.	Concesiones	154
7.1.3.	Política Energética	155
7.1.4.	Administración Provincial de la Energía	155
7.1.5.	Tarifas	156
7.1.6.	Reglamentación de la Ley de la Energía	156

Página

7.1.7.	Opinión sobre el Sistema Legal Imperante	156
7.2.	Régimen Legal Propuesto	157
7.3.	Convenios sobre Suministro de Energía Vigentes	160
7.3.1.	Acta Convenio	160
7.3.2.	Contrato de Suministro	160
Anexo 1	Dictamen A.J. 2064 - C.F.I.	162
8.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES PARA EL DESARROLLO DEL SISTEMA	163

## INDICE DE CUADROS

			<u>Página</u>
1.2.	Nº 1	Evolución de la Producción de Petróleo y Gas	169
1.2.	Nº 2	Producción de Leña (en toneladas)	170
1.3.	Nº 1	Población Departamental	171
1.3.	Nº 2	Población Total en el año 1970	172
1.3.	Nº 3	Relación entre Porcentaje de Población Urbana sobre total y cantidad de Habitantes de Localidades	174
1.3.	Nº 4	Población Total y Urbana por Localidad y Departamento	175
1.3.	Nº 5	Población Urbana de Localidades Servidas, según Sistemas Eléctricos	179
1.3.	Nº 6	Proyección de Población en Localidades sin Suministro Eléctrico	180
1.3.	Nº 7	Proyección de la Población Urbana de las Localidades con Servicio según Sistemas Eléctricos	182
1.4.	Nº 1	Origen del P.B.I. de la Pcia. de La Pampa	184
1.4.	Nº 2	Evolución de la participación Porcentual de los distintos Sectores o Actividades Económicas	185
1.4.	Nº 3	Evolución del P.B.I. "Per Cápita", Pcia. de La Pampa y total del País	186
1.4.	Nº 4	Participación de cada Actividad en el valor de la Producción Agropecuaria	187
1.4.	Nº 5	Participación Porcentual de cada Actividad en el valor de la Producción del rubro Industrias Manufactureras	188
1.4.	Nº 6	Participación Porcentual de cada Actividad en el valor Agregado del Rubro Construcciones (1969)	189
2.1.	Nº 1	Delimitación Zonal del Servicio Eléctrico	192
2.1.	Nº 2	Entes Abastecedores y Distribuidores del Servicio Público de Electricidad	193
2.1.	Nº 3	Sistemas Eléctricos Existentes	200
2.1.	Nº 4	Localidades Ubicadas en las Pcias. Limítrofes, Próximas al Límite con La Pampa a Considerar en el Estudio	203
2.2.	Nº 1	Centrales Eléctricas de la Pcia. de La Pampa	204
2.2.	Nº 2	Líneas de Transmisión Existentes al 23-5-1972	212
2.2.	Nº 3	Características de las Centrales Hidroeléctricas	216

Página

2.3.	Nº 1	Referencias Operativas de las Centrales Prestatarias del Servicio Eléctrico	217
2.3.	Nº 2	Consumo Específico medio de Combustible	223
2.3.	Nº 3	Consumo de Lubricantes	224
2.4.	Nº 1	Costo de Combustible - Año 1971	225
2.4.	Nº 2	Costo de Lubricantes - Año 1971	226
2.4.	Nº 3	Indicadores Económicos Globales de la Explotación Año 1971	227
2.4.	Nº 4	Indicadores Económicos Globales de la Explotación Año 1971	229
2.4.	Nº 5	Precio medio de Venta - Año 1971 - Cooperativas	230
2.4.	Nº 6	Precio Medio de Venta - Año 1971 - Usinas Municipales	231
2.6.	Nº 1	Potencia Instalada y Producción de las Centrales de Servicio Público y Autoproducción de la Provincia de La Pampa	232
2.6.	Nº 2	Autoproducción por Departamento	233
2.6.	Nº 3	Resumen de la Encuesta de Autoproducción	234
3.1.	Nº 1	Comparación de Indicadores Eléctricos - Año 1971	235
3.1.	Nº 2	Estructura sectorial del Consumo - Año 1970	236
3.1.	Nº 3	El Abastecimiento Eléctrico (1969)	237
3.1.	Nº 4	El Abastecimiento Eléctrico (1970)	240
3.1.	Nº 5	El Abastecimiento Eléctrico (1971)	243
3.1.	Nº 6	Evolución Histórica del Consumo, Usuarios, Consumo por Usuario y Habitantes por Usuario (Santa Rosa)	246
3.1.	Nº 7	Idem (General Pico)	248
3.1.	Nº 8	Idem (Guatrache)	250
3.1.	Nº 9	Idem (Realicó)	252
3.1.	Nº 10	Idem (General Acha)	254
3.1.	Nº 11	Idem (I. Alvear)	256
3.1.	Nº 12	Idem (I. Luiggi)	258
3.1.	Nº 13	Idem (Victorica)	260
3.1.	Nº 14	Idem (M. Riglos)	262
3.1.	Nº 15	Idem (Rolón Rivera)	264

		<u>Página</u>
3.1.	N° 16 Idem (Carro Quemado)	266
3.1.	N° 17 Idem (Conhello)	268
3.1.	N° 18 Idem (La Adela)	270
3.1.	N° 19 Idem (Sta. Isabel)	272
3.1.	N° 20 Idem (V. Huidobro)	274
3.1.	N° 21 Idem (V. Iris)	276
3.1.	N° 22 Idem (V. Maza)	278
3.2.	N° 1 Tasas Adoptadas en la Proyección	280
3.2.	N° 2 Proyecciones de Población - Integración de Localidades sin Servicio (Gral. Acha)	281
3.2.	N° 3 Idem (G. Pico)	282
3.2.	N° 4 Idem (Guatraché)	283
3.2.	N° 5 Idem (Realicó)	284
3.2.	N° 6 Idem (Santa Rosa)	285
3.2.	N° 7 Idem (Victorica)	286
3.2.	N° 8 Factor de pérdidas y Factor de Carga Adoptados en la Proyección de la Demanda Vegetativa	287
3.2.	N° 9 Proyección de la demanda Vegetativa - Población Servida	288
3.2.	N° 10 Idem - Habitantes por Usuario	289
3.2.	N° 11 Idem - Usuarios	290
3.2.	N° 12 Idem - Consumo por Usuario (kWh)	291
3.2.	N° 13 Idem - Consumo (MWh)	292
3.2.	N° 14 Idem - Energía Generada (MWh)	293
3.2.	N° 15 Idem - Carga Máxima (kW)	294
3.2.	N° 16 Demandas Especiales - Anteproyecto de Parque Industrial en General Pico	295
3.2.	N° 17 Idem - Incorporación de Autoproducción	296
3.2.	N° 18 Idem - Instalación de Silos y Pequeña Industria	297
3.2.	N° 19 Idem - Proyectos de Electrificación Rural	298
3.2.	N° 20 Idem - Proyecto de Plantas de Agua Potable	299
3.2.	N° 21 Idem - Proyectos de Estaciones de Bombeo del Acueducto Central	300
3.2.	N° 22 Idem - Consumo de Televisores	301
3.2.	N° 23 Proyección de Demandas Especiales - Gral Acha	302
3.2.	N° 24 Idem - Gral. Pico	304

			<u>Página</u>
3.2.	N° 25	Idem - Guatraché	308
3.2.	N° 26	Idem - I. Alvear	311
3.2.	N° 27	Idem - I. Luiggi	312
3.2.	N° 28	Idem - M. Riglos	314
3.2.	N° 29	Idem - Realicó	315
3.2.	N° 30	Idem - Sta. Rosa	317
3.2.	N° 31	Idem - Victorica	319
3.2.	N° 32	Proyección de Demanda Total - Consumo (MWh)	320
3.2.	N° 33	Idem Generación (MWh)	321
3.2.	N° 34	Idem - Carga Máxima (kW)	322

#### Cuadro Anexo

3.1.	N° 1	Proyección Alternativa de la Demanda Vegetativa General Acha	323
3.1.	N° 2	Idem - Gral. Pico	324
3.1.	N° 3	Idem - Guatraché	325
3.1.	N° 4	Idem - I. Luiggi	326
3.1.	N° 5	Idem - I. Alvear	327
3.1.	N° 6	Idem - M. Riglos	328
3.1.	N° 7	Idem - Realicó	329
3.1.	N° 8	Idem - Sta. Rosa	330
3.1.	N° 9	Idem - Victorica	331
3.1.	N° 10	Idem - Rolón Rivera	332
3.1.	N° 11	Idem - Conhello	333
3.1.	N° 12	Idem - Villa Huidobro	334
3.1.	N° 13	Idem - V. Maza	335
3.1.	N° 14	Idem - Carro Quemado	336
3.1.	N° 15	Idem - Sta. Isabel	337
3.1.	N° 16	Idem - V. Iris	338
4.3.	N° 1	Alternativa 1 - Costos Actualizados	352
4.3.	N° 2	Alternativa 1 - Costos Actualizados	353
4.3.	N° 3	Alternativa 1 - Costos Actualizados	354
4.3.	N° 4	Alternativa 2 - Costos Actualizados	355

		<u>Página</u>
4.3.	Nº 5 Alternativa 2 - Costos Actualizados	358
4.3.	Nº 6 Alternativa 2 - Costos Actualizados	357
4.3.	Nº 7 Resumen de Costos Totales Actualizados	358
4.3.	Nº 8 Información Económica Básica - Inversiones	359
4.3.	Nº 9 General Acha - Estudio de Abastecimiento - Proyección de Demandas	360
4.3.	Nº 10 General Acha - Estudio de Abastecimiento - Variante Nº 1 - Equipamiento Diesel	362
4.3.	Nº 11 General Acha - Estudio de Abastecimiento - Variante Nº2 - Interconexión con doble terna en 33 kV en 1974	363
4.3.	Nº 12 General Acha - Estudio de Abastecimiento - Variante Nº3 Interconexión con simple terna - 33 kV en 1974 Reserva Diesel hasta 1981 - Doble terna en 1982	364
4.3.	Nº 13 Realicó - Estudio de Abastecimiento - Proyección de Demandas	365
4.3.	Nº 14 Realicó - Estudio de Abastecimiento - Variante Nº1 - Equipamiento Diesel	367
4.3.	Nº 15 Realicó - Estudio de Abastecimiento - Variante Nº2 - Interconexión doble terna en 66 kV	369
4.3.	Nº 16 Realicó - Estudio de Abastecimiento - Variante Nº3 Interconexión simple terna en 132 kV	370
4.3.	Nº 17 Intendente Alvear - Estudio de Abastecimiento - Proyección de demanda	371
4.3.	Nº 18 Intendente Alvear - Estudio de Abastecimiento - Variante Nº1 - Equipamiento Diesel	373
4.3.	Nº 19 Intendente Alvear - Estudio de Abastecimiento - Variante Nº2 - Interconexión mediante línea doble terna en 33 kV en 1975 - Rebaje 66/33 kV en Ojeda	375
4.3.	Nº 20 Intendente Alvear - Estudio de Abastecimiento - Variante Nº3 - Interconexión mediante línea Doble Terna en 33 kV en 1975 con General Pico	376
4.3.	Nº 21 Ingeniero Luigi - Estudio de Abastecimiento - Proyección de demandas	377
4.3.	Nº 22 Ingeniero Luigi - Estudio de Abastecimiento - Variante Nº1 - Generación Diesel	379
4.3.	Nº 23 Ingeniero Luigi - Estudio de Abastecimiento - Variante Nº2 - Interconexión con Líneas Doble Terna 33 kV	381
4.3.	Nº 24 Ingeniero Luigi - Estudio de Abastecimiento - Variante Nº3 - Interconexión con Líneas Doble Terna 33 kV Ing. Luigi - Realicó	382



4.3.	N° 25	Análisis de la Interconexión de los Sistemas de Realicó, Intendente Alvear, e Ing. Luigi - Costo total Actualizado	383
4.3.	N° 26	Victorica incluído Carro Quemado - Proyección de Demanda	384
4.3.	N° 27	Victorica - Estudio de Abastecimiento - Variante N°1 Equipamiento Diesel	385
4.3.	N° 28	Victorica - Estudio de Abastecimiento - Variante N°2 Interconexión Doble Terna en 33 kV	387
4.3.	N° 29	Carro Quemado - Estudio de Abastecimiento - Proyección de Demandas	388
4.3.	N° 30	Carro Quemado - Estudio de Abastecimiento - Variante N°1 Equipamiento Diesel	389
4.3.	N° 31	Carro Quemado - Estudio de Abastecimiento - Variante N°2 Interconexión con Victorica Mediante una Línea de 13,2 kV	390
4.3.	N° 32	Conhella - Estudio de Abastecimiento - Proyección de Demandas	391
4.3.	N° 33	Conhella - Estudio de Abastecimiento - Variante N°1 Equipamiento Diesel	392
4.3.	N° 34	Conhella - Estudio de Abastecimiento - Variante N°2 Interconexión con Castex mediante una línea de 13,2 kV Año 1975	393
4.3.	N° 35	Rucanelo - Estudio de Abastecimiento - Proyección de Demandas	394
4.3.	N° 36	Rucanelo - Estudio de Abastecimiento - Variante N°1 Equipamiento Diesel	395
4.3.	N° 37	Rucanelo - Estudio de Abastecimiento - Variante N°2 Interconexión simple terna 13,2 kV - Rucanelo - Conhella Castex	396
4.4.	N° 1	Estudio de sensibilidad - Alternativa N°1	397
4.4.	N° 2	Estudio de Sensibilidad - Alternativa N°2	398
4.4.	N° 3	Elasticidad de la Función Económica	399
4.5.	N° 1	Plan General de Inversiones - Alternativa Propuesta - Transmisión	406
4.5.	N° 2	Plan General de Inversiones - Alternativa Propuesta - Transformación	409
4.5.	N° 3	Plan General de Inversiones - Alternativa Propuesta - Generación	413

		<u>Página</u>
5.2.	Nº 1 Indices de Actualización Precios Mayoristas no Agropecuarios	415
5.3.	Nº 2 Instalaciones de Propiedad de la Administración Provincial de la Energía - Grupos electrógenos Diesel	417
5.2.	Nº 3 Idem - Líneas de Alta Tensión	418
5.2.	Nº 4 Idem - Subestaciones Transformadoras	419
5.2.	Nº 5 Activo Fijo Bruto al 31/12/1971	421
5.2.	Nº 6 Depreciación Acumulada al 31/12/1971	424
5.2.	Nº 7 Depreciación del Año	426
5.3.	Nº 1 Resultados de Explotación - 1971	428
5.3.	Nº 2 Resultados de Explotación - 1970	433
5.3.	Nº 3 Resultados de Explotación - 1970	435
5.3.	Nº 4 Niveles Tarifarios Correspondientes al Año Base	437
5.4.	Nº 1 Resumen de Resultados de Explotación - 1971	440
5.4.	Nº 2 Resumen de Resultados de Explotación - 1971	441
5.4.	Nº 3 Estructuras de los Gastos de Explotación - 1971	442
5.4.	Nº 4 Idem - 1971	444
5.4.	Nº 5 Idem - 1970	445
5.4.	Nº 6 Idem - 1970	446
5.4.	Nº 7 Costo Unitario por Proceso - 1971	447
5.4.	Nº 8 Costo Unitario por Proceso - 1971	448
5.4.	Nº 9 Costo Unitario por Proceso - 1970	449
5.4.	Nº 10 Costo Unitario por Proceso - 1970	450
5.4.	Nº 11 Personal en Generación por kW Instalado	451
5.4.	Nº 12 Personal rubro Distribución por Usuario - 1971	452
5.4.	Nº 13 Personal Administrativo por Usuario - 1971	453
5.4.	Nº 14 Gastos en Materiales y Varios en Generación por kW Instalado	454
5.4.	Nº 15 Gastos en Materiales y Varios en Generación por kWh Generados	455
5.4.	Nº 16 Gastos en materiales y Varios - Líneas de Transmisión por km de Línea	456
5.4.	Nº 17 Gastos en Materiales y Varios en Distribución por Usuario	457
5.4.	Nº 18 Gastos en Materiales y Varios en Administración por Usuario	458

			<u>Página</u>
5.5.	Nº 1	Proyección de los Resultados de Explotación - A.P.E.	459
5.5.	Nº 2	Proyección de los Resultados de Explotación - Sta. Rosa	460
5.5.	Nº 3	Idem - General Pico	461
5.5.	Nº 4	Idem - Central de Conhello	462
5.5.	Nº 5	Idem - Guatraché	463
5.5.	Nº 6	Idem - Miguel Riglos	464
5.5.	Nº 7	Idem - Rolón	465
5.5.	Nº 8	Idem - Realicó	466
5.5.	Nº 9	Idem - General Acha	467
5.5.	Nº 10	Idem - I. Alvear	468
5.5.	Nº 11	Idem - Victorica	469
5.5.	Nº 12	Idem - I. Luiggi	470
5.5.	Nº 13	Idem - Sta. Isabel	471
5.5.	Nº 14	Estimación de la dotación de Personal en el Rubro Generación	472
5.5.	Nº 15	Idem - Transmisión	474
5.5.	Nº 16	Idem - Distribución	475
5.5.	Nº 17	Idem - Administración	476
5.5.	Nº 18	Estimación del Personal de la Administración Provincial de Energía	477
5.5.	Nº 19	Evolución de la Dotación total de Personal por Sistema y Conjunto Servicio Eléctrico	478
5.6.	Nº 1	Proyección del Activo Fijo Bruto, Depreciación e Inversión Inmovilizada - A.P.E.	479
5.6.	Nº 2	Idem - Sistema Sta. Rosa	480
5.6.	Nº 3	Idem - Gral. Pico	481
5.6.	Nº 4	Idem - Conhello	482
5.6.	Nº 5	Idem - Guatraché	483
5.6.	Nº 6	Idem - Riglos	484
5.6.	Nº 7	Idem - Rolón	485
5.6.	Nº 8	Idem - Realicó	486
5.6.	Nº 9	Idem - Gral. Acha	487
5.6.	Nº 10	Idem - I. Alvear	488
5.6.	Nº 11	Idem - Victorica	489

		<u>Página</u>
5.6.	Nº 12 Idem - I. Luigi	490
5.6.	Nº 13 Idem - Sta. Isabel	491
5.6.	Nº 14 Cálculo de las Inversiones en Distribución	492
5.7.	Nº 1 Rentabilidad del Servicio Eléctrico	493
5.8.	Nº 1 Tasa Interna de Retorno - Sistema Interconectado	494
5.8.	Nº 2 Tasa Interna de Retorno - Sistema Interconectado	495
5.9.	Nº 1 Evolución del Costo Medio del kWh	496
5.10	Nº 1 Rentabilidad Sistema Interconectado - Análisis de Sensibilidad al Precio Medio de Venta del kWh	497
5.10.	Nº 2 Rentabilidad Sistema Interconectado - Análisis de Sensibilidad a la Demanda de Energía	498
5.10.	Nº 3 Rentabilidad Sistema Interconectado - Análisis de Sensibilidad al Precio de Compra a la Pcia. de Bs. As.	499
5.10.	Nº 4 Tasa Interna de Retorno - Análisis de Sensibilidad	500
6.3.	Nº 1 Programa de Inversiones por Sistema	503
6.3.	Nº 2 Cronograma de Inversiones de Obras de Ejecución Decidida y Propuestas	507
6.4.	Nº 1 Participación Histórica de La Pampa en el FEDEI	513
6.4.	Nº 2 Proyección de Asignaciones del FEDEI	514
6.4.	Nº 3 Proyección del Consumo Eléctrico por Sistemas	515
6.6.	Nº 1 Fuentes y Usos de Fondos - A.P.E.	516
6.6.	Nº 2 Idem - Santa Rosa	517
6.6.	Nº 3 Idem - Gral Pico	518
6.6.	Nº 4 Idem - Gral. Acha	519
6.6.	Nº 5 Idem - I. Alvear	520
6.6.	Nº 6 Idem - I. Luigi	521
6.6.	Nº 7 Idem - Realicó	522
6.6.	Nº 8 Idem - Victorica	523
6.6.	Nº 9 Idem - Guatraché	524
6.6.	Nº 10 Idem - Sta. Isabel	525
6.6.	Nº 11 Idem - Sistema Consolidado	526
6.6.	Nº 12 Idem - Sistema Consolidado	527

## INDICE DE PLANOS, MAPAS Y GRAFICOS

		<u>Página</u>
1.1.	N° 1 La Pampa - División Política	167
1.1.	N° 2 Isotermas e Isohietas	168
2.1.	N° 1 Sistema Eléctrico	190
2.1.	N° 3 Delimitación Zonal del Servicio Eléctrico	191
2.2.	N° 1 Esquema Unifilar - Instalaciones del Servicio Público	210
2.2.	N° 1 Aprovechamiento múltiple del Río Colorado en Col. 25 de Mayo	211
4.2.	N° 1 Alternativa N° 1 - Año 1974	339
4.2.	N° 2 Alternativa N° 1 - Año 1977	340
4.2.	N° 3 Alternativa N° 1 - Año 1980	341
4.2.	N° 4 Alternativa N° 1 - Año 1984	342
4.2.	N° 5 Alternativa N° 1 - Año 1991	343
4.2.	N° 6 Alternativa N° 2 - Año 1974	344
4.2.	N° 7 Alternativa N° 2 - Año 1977	345
4.2.	N° 8 Alternativa N° 2 - Año 1980	346
4.2.	N° 9 Alternativa N° 2 - Año 1984	347
4.2.	N° 10 Alternativa N° 2 - Año 1991	348
4.2.	N° 11 Alternativa N° 3 - Año 1991	349
4.2.	N° 12 Configuración de la Alternativa Adoptada por la Pcia. de La Pampa	350
4.2.	N° 13 Abastecimiento Localidades Limítrofes - Pcia. de Bs. As. Año 1981	351
4.3.	N° 1 General Acha - Variante N°1 - Generación Diesel	361
4.3.	N° 2 Realicó - Variante N° 1 - Generación Diesel	366
4.3.	N° 3 Realicó - Variante N°2 - Interconexión DT 66 kV (G)	368
4.3.	N° 4 Intendente Alvear - Variante N°1 - Generación Diesel	372
4.3.	N° 5 Intendente Alvear - Variante N°2 - Interconexión DT 33 kV	374
4.3.	N° 6 Ingeniero Luigi - Variante N° 1 - Generación Diesel	378
4.3.	N° 7 Ingeniero Luigi - Variante N° 2 - Interconexión DT 33 kV	380
4.3.	N° 8 Victorica - Variante N°1 - Generación Diesel	386

		<u>Página</u>
4.4.	N° 1 General Acha - Estudio de Sensibilidad	400
4.4.	N° 2 Realicó - Estudio de Sensibilidad	401
4.4.	N° 3 Victorica - Estudio de Sensibilidad	402
4.4.	N° 4 Intendente Alvear - Estudio de Sensibilidad	403
4.4.	N° 5 Ingeniero Luiggi - Estudio de Sensibilidad	404
4.5.	N° 1 Alternativa Recomendada - Año 1981	405
5.1.	Tasa Interna de Retorno, Sistema Interconectado	501
5.2.	Tasa Interna de Retorno, Sistema Interconectado (sin considerar Valores de Recuperación de Retiros en Generación)	502

## 0.- Introducción.

## 0.1 OBJETO Y ALCANCES DEL ESTUDIO

El presente estudio tiene por objeto seleccionar el equipamiento más conveniente para satisfacer los requerimientos de la demanda futura de potencia y energía eléctrica de la Provincia de La Pampa.-

Para ello se ha realizado el estudio del mercado eléctrico pampeano, la evaluación técnico-económica de las posibles alternativas de equipamiento y finalmente la factibilidad económica y financiera de la alternativa seleccionada.-

En lo que respecta al alcance del estudio, éste ha sido realizado sobre la base de las pautas que en su oportunidad la Administración Provincial de Energía de La Pampa impuso como "Decisiones ya tomadas".-

Se tomó en consideración los convenios vigentes que dicha Administración había celebrado con sus similares de Córdoba y Buenos Aires para interconexión de sus sistemas.-

También formaban parte de las pautas las políticas nacionales fijadas en el Plan Nacional de Desarrollo y Seguridad 1971-1975.-

Se recomendó tener en cuenta el Plan de Obras aprobado por la Provincia de La Pampa que tomaba como centros de alimentación a la subestación de rebaje en Henderson y Pigué ubicados en la Provincia de Buenos Aires.- De dichas subestaciones partían líneas de 132 kV que formaban un sistema anillado interconectando las siguientes localidades: Henderson - T. Lauquen - Gral. Pico - Santa Rosa - Guatraché y Pigué.-

La denuncia del Convenio con la Provincia de Buenos Aires (D.E.B.A.) y los compromisos asumidos por la Nación, todos ellos cuando este estudio había entrado en su faz final, han cambiado sustancialmente las pautas iniciales.- Las nuevas pautas están orientadas a promover el desarrollo de la región del Comahue en particular y de la red nacional de interconexión y la generación hidroeléctrica en general.-

En efecto como resultado de esta nueva política en Abril de 1974, se firmó la Primer Acta de Concertación del Plan Trienal para la Reconstrucción y La Liberación Nacional con la Provincia de La Pampa.- En la misma se establece el compromiso de Hidronor S.A. de tomar a su cargo la construcción de una estación de rebaje en Puelches, de 500/132 kV y de entregar a partir de Mayo de 1976 energía en barras de 132 kV a Agua y Energía Eléctrica.- A su vez, Agua y Energía Eléctrica ratifica el compromiso celebrado con el Gobierno Provincial en Agosto de 1973, de tomar a su cargo un conjunto de obras del sistema provincial de 132 kV.-

Como resultado de las decisiones mencionadas, que modifican las pautas iniciales, algunas de las recomendaciones de nuestro estudio han perdido actualidad.-

Con todo, una parte importante de las recomendaciones técnicas de los Consultores sigue teniendo validez.- Tal el caso de la expansión de los sistemas de 33 kV y 66 kV.- En cambio, el sistema de 132 kV deberá ser modificado casi totalmente, de acuerdo a la solución técnica adoptada ahora para la alimentación principal.-



## 0.2

DESARROLLO DEL ESTUDIO

Los aspectos tratados en el presente estudio se pueden sintetizar de la siguiente manera:

- Características de la Provincia

Esta parte de trabajo incluye una descripción y análisis de aquellos aspectos geográficos, económicos y sociales de la Provincia que están directamente vinculados con el estudio eléctrico, o que constituyen parámetros fundamentales para el desarrollo de ciertos aspectos específicos del mismo.- A este respecto se han tenido en cuenta además los diversos estudios anteriormente realizados en la Provincia; analizando su vigencia.-

- Diagnóstico del Servicio Eléctrico de la Provincia

En este capítulo se ha determinado la capacidad real de las diversas instalaciones del servicio eléctrico en base al diagnóstico de su estado actual y las modalidades de operación.-

Esta información procesada constituyó conjuntamente con los proyectos de obras eléctricas en ejecución o ya definidos, una de las bases consideradas para la elaboración de los diversos programas de equipamiento.-

- Estudio del Mercado Eléctrico

Se ha efectuado la proyección de la demanda total de energía y potencia del servicio público de electricidad.-

La unidad de análisis se consideró a nivel localidad, en el caso de que la misma se encuentra aislada o independiente eléctricamente.-

En los casos en que varias localidades se encuentran conectadas configurando un subsistema eléctrico zonal, ésta fué la unidad eléctrica de análisis.-

Para proyección de la demanda de las distintas ciudades se tuvieron en cuenta además de los pronósticos vegetativos (de base histórica), aquellos originados por demandas especiales que por su magnitud relativa implican una incidencia sustancial en la evolución futura del mercado.-

- Programas alternativos de equipamiento

En este capítulo se han definido las alternativas de equipamiento para el abastecimiento de la demanda esperada.- El objetivo fundamental del mismo ha sido hallar un equipamiento en generación transmisión y transformación de mínimo costo total actualizado, técnicamente correcto que signifique un aprovechamiento óptimo de los recursos disponibles, abasteciendo las demandas previstas con los niveles de seguridad y calidad de servicio aconsejados.-

- Estudio Económico

En esta parte del estudio se realizó la proyección de los resultados de explotación, los que incluyen la estimación de las cuentas de ingresos y gastos e ingresos netos resultantes, los que en relación a la

proyección de la inversión immobilizada permitieron determinar la rentabilidad anual del servicio eléctrico.-

- Estudio Financiero

Sobre la base del programa de inversiones propuesto se han estudiado los aspectos financieros, determinándose las fuentes de recursos, así como el uso de los mismo.-

- Aspectos legales

Para poder llevar a buen término las soluciones propuestas en este estudio se requiere contar con un ordenamiento administrativo y legal suficientemente ágil y flexible que permita regular los servicios públicos de generación, transporte, transformación y distribución de energía eléctrica en todo el territorio de la provincia.- El mismo deberá estar en condiciones de decidir acerca de la prioridad y del financiamiento de un importante monto de inversiones así como emprender la ejecución de las soluciones propuestas.-

A tal efecto, se han analizado los aspectos legales derivados de los convenios interprovinciales y formulado las recomendaciones pertinentes para que en función de las normas legales vigentes se asegure el buen funcionamiento de los servicios a prestarse.-

## 1.- Características de la Provincia

## 1.1 CARACTERISTICAS GEOGRAFICAS

### 1.1.1 Ubicación:

La Provincia de La Pampa se halla ubicada entre los 35° o 39°20' de Latitud Sur y los 63°23' y 68°17' de longitud Oeste.

Su única frontera natural está constituida por el Río Colorado, que lo separa, al Sur, con la Provincia de Río Negro. El resto de sus límites es: al Este con Buenos Aires, con Córdoba y San Luis al Norte y con Mendoza al Norte y al Oeste.

### 1.1.2 Superficie:

La superficie de la provincia de La Pampa es de 143.440 km<sup>2</sup>, es decir un porcentaje del orden del 5,2 del total del país.

### 1.1.3 División Política:

Políticamente, el territorio provincial se divide en veintidós departamentos.

El Mapa 1.1 N° 1 pone de manifiesto esa división departamental y facilitará algunas referencias.

### 1.1.4 Relieve y características físicas:

El relieve característico es la planicie, recorrida por gran cantidad de amplios médanos de poca altura y escasa inclinación.

Tal como lo describe el Ingeniero Alfredo G. Galmarini en su "Caracterización Climática de la Provincia de La Pampa", esta enorme planicie constituye, climática, fitológica y zoológicamente, un nexo de unión entre el "desierto cuyano" y las "praderas bonaerenses".

La caracterización anterior supone que, dentro de la provincia coexisten ambas regiones.

### 1.1.5 Temperatura:

El régimen térmico de la provincia de La Pampa es de tipo templado.

La temperatura media anual es marcadamente uniforme; en el Mapa 1.1 N° 2, se observa que la mayor parte del territorio provincial se encuentra en el área cubierta por la isoterma de 15° (de temperaturas medias anuales) que corre próxima y paralela al Río Salado. La isoterma de 16°C, abarca el sector situado al norte del paralelo 36°L.S., y que marca el límite con San Luis y Mendoza, en tanto que la isoterma de 14° C

comprende los departamentos occidentales de Puelén, Chicalcó, Cura-Có y parte de Limay Mahuida.

Las temperaturas máximas se producen generalmente en el mes de Enero, y son superiores a los 42°C, en tanto que las mínimas, frecuentemente en Julio, son inferiores a 10°C bajo cero. Lo dicho pone de manifiesto que la amplitud térmica entre registros máximos y mínimos absolutos supera los 50°C.

En cuanto a la amplitud térmica entre registros máximos y mínimos medios, podemos afirmar que se trata de una zona moderada, alcanzando valores de orden de los 15° y 17°C.

De acuerdo a estudios efectuados por el Ingeniero Galmarini en la obra antes citada, la cantidad promedio de heladas por año que sufre casi toda la provincia oscila entre 50 y 70. Este fenómeno abarca fundamentalmente el período de Abril a Octubre.

El período libre de heladas es de 207 días al norte, disminuyendo gradualmente hacia el Sur. Como dato aproximativo la localidad Rio negrina de Cipolletti registra 187 días libres de heladas por año, debiendo tenerse en cuenta que su proximidad con los ríos Limay y Neuquén le proporcionan una humedad sustantivamente mayor a la de los departamentos meridionales de la provincia.

#### 1.1.6 Precipitaciones:

Tal como ilustra el Mapa 1.1. N° 2, el territorio provincial posee una heterogénea distribución de precipitaciones. Las precipitaciones medias anuales varían entre menos de 200 y 600 mm.

La zona más húmeda comprende los departamentos de Chapaleufú, Maracó, la mayor parte de Realicó, Trenel Quemú Quemú y Catriló extremos N.E. de Conhello y Atreucó.

Las precipitaciones descienden en sentido N.E. - S.O.

#### 1.1.7 Subdivisión Regional:

Un primer criterio sería considerar como límite de la región sub-húmeda o sabana de la semiárida o estépica a la isohieta de 500 mm;

El área ubicada al N.E. de la isohieta de 500 mm origina la mayor parte del producto y concentra alrededor del 90% de la población provincial.

Con el mismo criterio, el límite entre la zona semiárida y la zona árida puede ser considerada por la isohieta de 300 mm anuales.

Complementariamente, el análisis de las condiciones de evapo-

ración permite ajustar los registros pluviométricos y precisar los límites de las regiones. De esta forma el límite entre las regiones sub-húmeda y semiárida sería una línea que en el area central de la provincia pasa unos 80 km al N.E. de la isohieta de 500 mm. en tanto que en la frontera N y E prácticamente sus límites se confunden. El límite entre la región semiárida y árida está constituido por una línea que corre paralela y a unos 50 km. hacia el S.O. de la isohieta de 300 mm.

De lo expuesto surge que la región semiárida o estépica abarca alrededor del 70% del total de la superficie provincial, luego le sigue la región subhúmeda o sabana y finalmente la región árida o desértica.

## 1.2 RECURSOS ENERGETICOS

En el presente capítulo se analizan brevemente los recursos energéticos de la provincia. Debe tenerse presente que no existen plantas destiladoras y fraccionadoras de petróleo que permitan utilizar en la provincia los crudos allí producidos, que no hay desiciones tomadas para la profundización y ejecución a corto plazo de los proyectos hidroenergéticos y que la producción de leña, notablemente reducida en los últimos años no posee la calidad suficiente para ser aprovechada en la producción de energía eléctrica.

### 1.2.1 Petróleo

El 4 de abril de 1968, La Pampa ingresó en la lista de provincias productoras de petróleo.

El yacimiento más importante es "El Medanito" ubicado en la Isla Chica que se encuentra frente a Colonia 25 de Mayo, entre dos brazos del río Colorado.

En el Cuadro 1.2 N° 1, que pone de manifiesto el notable crecimiento de la producción, se observa que en 1971, la extracción de petróleo fue de 594.109 m<sup>3</sup>, es decir el 2,2% del total del país.

El petróleo proviene de una profundidad de alrededor de 1.250 m, y tiene como ventaja adicional, estar exento de agua.

Cabe agregar que el petróleo extraído en la zona se concentra en la planta El Medanito, y de allí pasa a un oleoducto que lo transporta al oleoducto mayor, de Challacó a Puerto Rosales, Bahía Blanca.

Para cuantificar las reservas petroleras de la Provincia se dispone de datos de la Secretaría de Energía, que en diciembre de 1970, fueron estimadas en 7.880 miles de metros cúbicos.

### 1.2.2 Aprovechamiento de Recursos Hídricos

Los sucesivos aprovechamientos de los ríos que bajan de la cordillera desde La Rioja hasta el Dpto. de San Rafael en Mendoza y se volcaban en el Desagadero produjeron la gradual sequía del cauce del Río Salado, que recibía sus aguas.

El análisis de los recursos hidroenergéticos de la provincia de La Pampa se restringe, entonces, al río Colorado.

El estudio de "Los recursos hidráulicos de Argentina" realizado por CEPAL y C.F.I. clasifica los aprovechamientos en:

Aprovechamiento del río Colorado en Colonia 25 de Mayo entre Agua del Pinche y Casa de Piedra

-Comprende las siguientes obras:

- Los Divisaderos: con un salto útil de 18,4 m., una potencia instalada máxima de 10 MW, y una capacidad de generación de 60 GWh
- Tapera de Avendaño: tendrá un salto de 57 m. obtenido en una depresión natural del terreno a partir del lago regulador de Bardas Blancas. La potencia instalada será del orden de los 115 MW.
- Loma Redonda: estará ubicada en el Canal Principal III°, tendrá un salto de 10 m. y alcanzará una potencia de 4 MW.

Aprovechamiento del río Colorado desde Casa de Piedra hasta su desembocadura

-Comprende las siguientes obras:

- Casa de Piedra: de cuyo anteproyecto surge como alternativa más provisoria la construcción de un dique de 32 m. de alto con una capacidad de embalse de 1.900 m<sup>3</sup>. La potencia instalada sería de 30 MW y proporcionará una generación de 142 GWh.
- Plan Huelches: Sus principales características son:
  - dique de hormigón de 45 m. de altura, 1.544 m. de longitud de coronamiento y una capacidad de embalse total superior a los 4.000 Hm<sup>3</sup>.-
  - Central a pie de presa con 114 MW de potencia y 215 GWh de generación media anual.
  - Presa y central hidroeléctrica en El Chivero (100 GWh de generación media anual).
  - Embalse compensador estacional y central hidroeléctrico de Pichi-Mahuida (50 GWh de generación media al año)
  - Central Saltos Andersen al pie del embalse homónimo ya construido, (5 MW de potencia y 35 GWh de generación media anual)
  - Obras de riego y desagüe.

Seguidamente se indican la potencia y capacidad de generación



de las obras y total de la provincia

<u>O B R A</u>	<u>P O T E N C I A</u>	<u>G E N E R A C I O N</u>
	MW	GWh
Los Divisaderos	10	} 300
Tapera de Avendaño	115	
Loma Redonda	4	
Casa de Piedra	30	142
Huelches	114	215
El Chivero	s/d	100
Pichi-Mahuida	25	60
Andersen	5	40
T O T A L	+ de 303	857

De las obras referidas cabe señalar que:

- está construída la presa de Andersen pero no existe decisión acerca de la continuación de las obras.
- la puesta en funcionamiento de la usina "Los Divisaderos" se realizará en noviembre de 1972.

El resto de los proyectos se hallan en estudio y no se prevé su materialización a corto plazo.

### 1.2.3 Leña

La extracción forestal en forma indiscriminada tuvo por consecuencia que en la actualidad prácticamente no existan bosques productivos.

El Cuadro 1.2 N° 2 al cual fueron volcados la producción de leña durante el período 1956-69 pone de manifiesto su notable decrecimiento.

La inexistencia de medidas orientadas al fomento de la acti-

vidad, y el interés hacia las actividades agrícolas y ganaderas per  
miten predecir que en los próximos años, continuará la tendencia de  
creciente.

### 1.3 POBLACION.-

El presente capítulo contiene un análisis general de la evolución de la población provincial y como segunda parte, el cálculo de la población urbana de cada localidad y su evolución futura.-

#### 1.3.1 Características generales.-

La predominante estructura agropecuaria extensiva y el escaso desarrollo industrial de la provincia de La Pampa no permiten ni una elevada densidad de habitantes ni un crecimiento de población semejante al del total del país.

De acuerdo a los resultados provisionales del Censo Nacional de Población, Familias y Viviendas de 1970, La Pampa cuenta con 172.029 habitantes, lo que implica una densidad de 1,2 habitantes por kilómetro cuadrado, sólo superior a la de Chubut, Santa Cruz y Tierra del Fuego.-

Analizando la evolución histórica de la población provincial, se advierte que luego del crecimiento explosivo que caracterizó al país durante el período 1914-1947, y que significó para la Provincia de La Pampa un crecimiento intercensal anual medio del 15,2 ‰, el período 1947-1960 registra una disminución (- 4,9 ‰ anual medio) en tanto que el período 1960-1970 presenta un crecimiento anual del 8,0 ‰ es decir aproximadamente la mitad del registrado por el total del país en dicho período.

<u>AÑO</u>	<u>Población</u>	<u>% del País</u>	<u>Densidad</u>
1914	101.338	1,3	0,7
1947	169.480	1,1	1,2
1960	158.746	0,8	1,1
1970	172.029	0,7	1,2

Fuente: Censos Nacionales de Población 1914, 1947, y 1960 y Resultados Provinciales del Censo Nacional de 1970.-

La tendencia registrada en el último período intercensal debe ser considerada como una atenuación de la corriente migratoria hacia otras provincias.

A nivel departamental, y de acuerdo al CUADRO 1.3.1., se observa que sólo ocho de los veintidós departamentos provinciales incrementaron su población en el último período intercensal. De esos ocho, sólo dos, Capital y Maracó registraron aumentos superiores al 10 % para el total del período.-

Los citados departamentos Capital y Maracó, son precisamente los que cuentan con las ciudades de mayor población, que son respectivamente, Santa Rosa y General Pico y que actúan como los dos centros de atracción más importantes de la Provincia.-

En cuanto a la clasificación demográfica según su localización, el Censo de 1970 revela que 72,6 % de la población es urbana.-

No se analizará la evolución de la población urbana debido a una diferencia metodológica entre el Censo de 1970 y los anteriores: En tanto en los Censos realizados hasta 1960, se consideran como habitante urbano a todo aquel que fué censado en poblaciones mayores de 2.000 habitantes, para el Censo de 1970, lo es todo aquel que reside dentro del ejido municipal o planta urbana de cada localidad.-

El Cuadro N° 1.3.2 consigna la población departamental de 1970 distribuida según su localización urbana o rural. Sobresale como característica que, salvo excepciones, cuanto mayor es la población, mayor es el porcentaje de población urbana sobre total.-

Debe tenerse en cuenta que las discrepancias existentes en los totales departamentales de los Cuadros N° 1.3.1 y 1.3.2 es atribuida al hecho de haber considerado fuentes distintas (\*).-

De esta forma y a manera de conclusión general podemos decir que la población de la Provincia de La Pampa:

- Ha retomado la tendencia creciente, aunque a un ritmo inferior al vegetativo, por efecto de las migraciones.
- Posee muy escasa densidad de población.
- Ha tendido a concentrarse en centros más poblados, los más importantes de los cuáles son Santa Rosa y Gral. Pico.

### 1.3.2 Cálculo de la Población Urbana y su evolución futura

Para los fines del presente estudio, interesa conocer la población servida en 1960 y 1970 y su proyección hasta 1980, a nivel de localidad.-

Como las áreas rurales carecieron totalmente de servicio eléctrico, se estimó conveniente identificar el concepto de población servida de cada localidad con el de población urbana.-

#### 1.3.2.1 Población Urbana de 1960 y 1970

A nivel de localidad, se dispuso de estadísticas con discri-

---

(\*) La edición de los resultados provisionales del Indec no contiene la discriminación entre población urbana y rural.

minación entre población urbana y rural sólo para 1970.

Para 1960 fue necesario calcular la población urbana a partir de la población total de cada localidad. Ya nos referimos anteriormente a la discrepancia metodológica entre los Censos de 1960 y 1970 en cuanto al concepto de población urbana.

Para calcular la población urbana de 1960 era necesario ajustar la población total de cada localidad mediante un coeficiente que indique la proporción "población urbana/total" existente en 1970.

No se consideró conveniente utilizar los porcentajes departamentales de población urbana/total para 1970, por haberse observado que no sólo dentro de cada departamento existen localidades que no manifiestan una evolución a una tasa homogénea durante la década 1960-1970, sino que, es muy frecuente el caso en que localidades próximas tuvieran tendencias opuestas.

En estas condiciones, se concluyó que el más eficaz ponderador de la población total de cada localidad para calcular la población urbana de 1960, resulta ser el porcentaje población urbana/total de cada localidad en 1970. De lo expuesto no debe pensarse que la proporción población urbana/total o población urbana/población rural no sufrió modificaciones durante la década analizada, sino que para los fines y necesidades del presente estudio resulta el criterio más conveniente.

Una vez elegido el método, el primer paso consiste en calcular el porcentaje de población urbana/total correspondiente a la población de cada localidad para 1970. Para ello se contó con datos acerca de población urbana y total editados por la Dirección General de Estadísticas de la Provincia de La Pampa.

Cabe aclarar que en el Censo de 1970 la población rural de algunas localidades como por ejemplo CATRILO y CAYUPAN fué computada en conjunto:

Población urbana CATRILO	1967
Población urbana CAYUPAN	81
Población rural (en conjunto)	473
Población total	2251

La no disposición de la componente población rural asignable a cada una de las localidades, dificulta la determinación del porcentaje población urbana/total.

Observando los porcentajes correspondientes a las otras localidades en las cuales no había dificultades, fue detectada una cierta asociación entre porcentaje de población urbana y cantidad de ha**bitantes** totales de cada localidad de tal manera que, cuanto mayor es la cantidad de habitantes de cada población, mayor es la relación población urbana/total. Los valores fueron promediados según intervalos y se indican en el Cuadro 1.3 N° 3.

Los valores así calculados fueron utilizados como referencia para calcular en los casos citados, los porcentajes población urbana sobre total.

De esta forma se estimó el porcentaje de población urbana sobre total de la población de menor cantidad de habitantes. El porcentaje población urbana sobre total de la otra población se obtiene entonces:

$$\begin{aligned} \% \text{ P.U.}/T_1 &= \frac{P.U_1}{P.T. - (P.U_2 + P.R_2)} \\ &= \frac{P.U_1}{P.T. - \left[ P.U_2 + P.U_2 \times \frac{\% \text{ P.R.}_2/T}{\% \text{ P.U.}_2/T} \right]} \end{aligned}$$

Siendo: P población

U urbana

R rural

T total del conjunto

los subíndices 1 y 2 indican la localidad

Para el ejemplo citado, resulta:

$$\% \text{ de P.U. de Catrilo} = \frac{1.697}{2.251 - 81 + 81 \frac{65}{35}} = 84,0\%$$

El método se empleó para:

Macachín - Atreuco

Rolón - Hidalgo

La Adela - Anzoátegui

Catriló - Cayupán

Eduardo Castex - Boeuf

Santa Isabel - Colonia E. Mitre y La Pastoril, Paso de los Algarrobos, Arbol de la Esperanza.

Cnia. 25 de Mayo - Cnia. El Sauzal

Gral. Acha - Chacharramendi, Cuchillo-Có, La Reforma.

Luán Toro - Tte. Gral. E. Mitre

Hucal - Cotita

Gral. Pico - Trebolares

Quemú-Quemú - Huelén

Los valores acerca de población urbana y total de 1960 y 1970 de cada localidad y por departamento fueron volcados al CUADRO 1.3 N° 4.

El CUADRO 1.3. N° 5 fué preparado sobre la base del anterior, pero contiene solamente la población urbana de las localidades con servicio eléctrico agrupadas según Sistemas Eléctricos y para los años 1960-1970.

La población urbana de las localidades sin servicio se consigna en el CUADRO 1.3 N° 6 con la debida indicación del sistema al que sería incorporada.

#### 1.3.2.2. Proyecciones de la Población Urbana.-

Dado que el consumo residencial constituye el principal componente del consumo eléctrico, la proyección de la población posee una significativa relevancia en la determinación de la demanda eléctrica futura.

En primer lugar, resultó importante la detección de planes que pudieran tener efectos beneficiosos para el crecimiento, radicación o concentración de población. Del análisis de la información existente se concluye que no existen planes que revelen una modificación en la tendencia histórica registrada en los últimos años, excepción hecha de:

- Proyecto de Colonización de la Colonia 25 de Mayo, en el Departamento de Puelén.
- Proyecto de Parque Industrial en la localidad de Gral. Pico, Departamento Maracó, recientemente estudiado a instancias del Consejo Federal de Inversiones por las firmas A.D.E. y Latinoconsult.

En orden a lo expuesto, y del análisis de la evolución del P.B.I. "per cápita" provincial cuyos valores se comentan en 1.4 surge que no existen indicios que permitan suponer alteraciones sustantivas en el ritmo histórico de crecimiento.

### 1.3.2.2.1. Criterios generales de proyección.-

La definición de criterios generales de proyección, tiene como fin, no sólo formular un marco lógico de resultados, sino también evitar contradicciones entre los diferentes valores obtenidos.

Sobre la base de la información histórica disponible que ya fuera analizada anteriormente, se definieron los siguientes criterios:

- Mantenimiento de la tendencia histórica manifestada durante la última década intercensal. El principal elemento de proyección que se utilizará es la tendencia de la década 1960-70, que surge de la relación entre población urbana del ejido municipal de cada localidad según Censo de 1970 y la obtenida para 1960 de acuerdo al método descrito en 1.3.2.1.-  
Cabe agregar que el Censo Provincial de 1965, proporciona datos acerca de la población urbana por localidades. Sin embargo, debido a que incluye como urbana a la población adyacente al ejido municipal sólo se rá tenido en cuenta para la proyección de las localidades de mayor población, las cuáles, tal como se observa en el CUADRO 1.3. N° 3, registran muy alta proporción de población urbana sobre total, reduciéndose así el margen de error. Además, es precisamente en estas localidades donde se observan cambios significativos en la tendencia de la década.
- Atenuación del violento éxodo de población rural del período 1960-70, que permitió, a expensas del despoblamiento de importantes áreas, el crecimiento de algunas localidades a una tasa superior a la vegetativa. Este criterio se fundamenta en que la población de las áreas rurales ha llegado a un cierto nivel, tal que, si bien resulta lógico pensar que no experimentará crecimiento alguno, la persistencia de la fuerte tendencia decreciente de la población rural manifestada durante la década 1960-70, implica traspasar un nivel mínimo determinado por la estructura y nivel de la actividad agropecuaria. Este factor actúa como limitante del crecimiento futuro de localidades con altas tasas intercen sales.
- Mantener constante la población de algunas localidades analizadas individualmente que perdieron población durante el período 1960-70 y que dada su reducida cantidad de habitantes urbanos no produce variantes significativas en un sistema.  
Este supuesto se adopta en la creencia de que, en algunos casos, es difícil traspasar cierto límite mínimo, cuya existencia no es posible determinar para cada localidad, dadas las características de este estudio.

### 1.3.2.2.2. Criterios particulares.-

Seguidamente se analiza el método seguido para proyectar la población urbana de las localidades con y sin servicio de acuerdo al agrupamiento en sistemas eléctricos.

#### LOCALIDADES CON SERVICIO.-

El CUADRO 1.3. N° 7 consigna los resultados obtenidos a partir de los criterios que se enuncian seguidamente.-



a) SISTEMA REALICO

Las localidades que actualmente poseen servicio eléctrico son Realicó, D. Maisonave, A. Van Praet, Rancul, Parera, Quetrequén y C.H. Lagos.

Durante el período 1960-70 la población urbana del conjunto de localidades incluídas en el sistema creció a una tasa acumulativa del 11,7 ‰.

Como se desprende del Cuadro 1.3 N° 5 sólo Rancul, Parera y Realicó, las más importantes del Sistema, incrementaron su población.

La proyección hasta el año 1981 se realiza sobre la base de que, a nivel agregado, la tasa de crecimiento de la población urbana del Sistema no experimentará variaciones.

b) SISTEMA INGENIERO LUIGGI

Comprende las localidades de Alta Italia, Embajador Martini e Ingeniero Luigi, todas localizadas en el Departamento Realicó.- La última de ellas sobresale por haber experimentado un incremento total intercensal del 47,7 %. De las restantes, Embajador Martini tuvo un pequeño crecimiento y Alta Italia sufrió una caída del orden del 9 %, para el total del período.

A nivel de Sistema, el incremento anual acumulativo de la población urbana fué del 23,0 ‰ ampliamente influída por el crecimiento observado en Ingeniero Luigi.

Considerando que no existen proyectos cuya materialización permita el mantenimiento del ritmo de crecimiento manifestado en la localidad más dinámica, para efectuar la proyección del total del sistema se adoptó la tasa anual acumulativa del 20,0 ‰ ligeramente inferior a la manifestada en el último período intercensal.

c) SISTEMA INTENDENTE ALVEAR

Está constituido por Intendente Alvear, B. Larroude, Sarah y Ceballos, todas del Departamento Chapaleufú.

La población urbana de 1970 del total del sistema es coincidente con la calculada para el año 1960, lo que equivale a decir que las tasas anual y total resultan nulas.

De las localidades incluídas en el Sistema, solamente Intendente Alvear experimentó una variación positiva del orden del 8,3 % para el total del período. Sarah y Ceballos tuvieron pequeños de-

crecimientos, en tanto que en Bernardo Larroude se observa un de crecimiento mayor.

Para realizar la proyección se mantuvo constante la cantidad de habitantes de localidades que sufrieron pérdida de población, en tanto que se mantuvo el ritmo de crecimiento de Intendente Alvear. La tasa resultante para el total del Sistema resulta ser del 5,9‰.

d) SISTEMA VICTORICA

Está integrado por las localidades de Victorica, Telén y Luan Toro, todas del departamento Leventué.

De las localidades del Sistema en tanto que Victorica incrementó su población en 12,3% para el total del período, Telén y Luan Toro perdieron población.

Para el total del Sistema, el crecimiento resultante es del 3,5‰.

La proyección de población se realiza en la misma forma en el caso del Sistema Intendente Alvear, es decir manteniendo constante las poblaciones que sufrieron decrecimientos en el período 1960-70 y el ritmo de crecimiento de Victorica. La tasa resultante es del 8,1‰.-

e) SISTEMA GENERAL PICO

Comprende las localidades de Gral. Pico, Speluzzi, Dorila, Vertiz, Trenel, Metileo, Arata, Caleufú, La Maruja, Quemú-Quemú, Miguel Cané, Monte Nieves y Eduardo Castex.

Del Cuadro 1.3 N° 4 se desprende que excepto Gral. Pico y Eduardo Castex que tuvieron incrementos importantes tanto en términos relativos como absolutos, el resto de las localidades no experimentaron crecimientos o decrecimientos superiores al 10% para el total del período.

Para el total del Sistema, el crecimiento anual acumulativo del período considerado resulta del 19,8 ‰.-

La proyección de la población urbana del Sistema, se realizó separadamente para General Pico, Eduardo Castex y el resto de las localidades.

En General Pico, la tendencia histórica del último período intercensal significó un crecimiento anual acumulativo de 25,1‰. La proyección se realiza en el supuesto no sólo del mantenimiento de una tasa de crecimiento elevada, sino también de un ligero

crecimiento , atribuible a la materialización del Parque Industrial, recientemente proyectado. La tasa adoptada fue 27,0 ‰.

Tal como se observa en el Cuadro 1.3. N° 5, Eduardo Castex experimentó una tasa anual acumulativa de 32,5 ‰ lo cual significó un violento crecimiento de la población. Esta circunstancia es atribuible a la absorción de población de localidades próximas, entre las que se destaca Conhelo.

Localmente se estimó que en 1980, la localidad en cuestión podría alcanzar una población del orden de los 5.000 habitantes urbanos, lo que implicaría un crecimiento anual acumulativo de 29,5 ‰ que significa la adopción de una tasa menor a la histórica registrada aunque sensiblemente superior a la vegetativa.

Para la proyección de la población urbana del Sistema, se supuso la permanencia del ritmo histórico de crecimiento que fue de 2,2 ‰.

#### f) SISTEMA SANTA ROSA

Esta constituido por las localidades de Santa Rosa, Anguil, Toay, Ataliva Roca, Winifreda, Mauricio Mayer, Colonia Barón, Colonia San José, Villa Mirasol, Uriburu, Lonquimay, La Gloria y Ca-triló.

El crecimiento histórico de la población urbana para el total del Sistema fue del 29,0 ‰; pero en tanto la de Santa Rosa fue del 37,0 ‰ la del resto de las localidades del Sistema fue de 7,2 ‰ anual acumulativo.

En estas condiciones, al igual que en el Sistema de Gral. Pico, la proyección se efectúa en forma separada.

Para la localidad de Santa Rosa, se supuso que no se mantendría el ritmo de crecimiento manifestado en la década anterior, y basado fundamentalmente en la absorción de población de otras localidades por demanda de mano de obra de instituciones públicas provinciales. En tales condiciones se estimó conveniente adoptar la tasa del 30,0 ‰ anual acumulativo, que resulta inferior a la histórica pero, igualmente, superior a la vegetativa.

#### g) SISTEMA MANUEL RIGLOS

Comprende las localidades de Manuel Riglos y Tomás M. Anchorena, pertenecientes al Departamento Atreuco.

La población urbana de ambas localidades creció durante el período 1960-70, siendo la tasa del conjunto el 41,9 ‰ anual acumulativo.

No habiendo sido detectado en algún proyecto importante en el área de influencia del Sistema, se estimó conveniente adoptar una tasa superior a la vegetativa pero inferior a la histórica, cuyo mantenimiento no se supuso posible.

#### h) SISTEMA GUATRACHE

A este Sistema pertenecen las localidades de Macachín, Doblas, Alpachiri, General Campos, Guatraché, Santa Teresa, General San Martín, Abramo, Bernasconi y Jacinto Aráuz.

Exceptuando Alpachiri, Gral. San Martín, Abramo y Bernasconi que tuvieron decrecimientos menores del 10% para el total del período, las demás localidades registran crecimientos siempre superiores al 15% para el período, destacándose entre ellas, Macachín.

Para el conjunto del Sistema, el crecimiento anual acumulativo del período fue de 9,2 ‰.

La proyección fue realizada en el supuesto de que la población urbana del total de las poblaciones del Sistema crecerá hasta 1981 a la misma tasa registrada en el último período intercensal.

#### i) SISTEMA GENERAL ACHA

Comprende las localidades de General Acha y Quehué, ambas en el Departamento de Utracán.

La población urbana del Sistema creció al 30,1 ‰ anual acumulativo.

La proyección se realiza bajo el mismo supuesto que en el caso de Santa Rosa, es decir en la ausencia de proyectos que mediante demandas importantes de mano de obra, atraigan de esta manera población de otras áreas, y en el criterio general de atenuación del éxodo de población rural, ya analizado al definir los criterios generales.

En definitiva se adoptó como tasa para la proyección del total del Sistema, el 25,0 ‰ que resulta inferior a la histórica pero superior a la vegetativa.

#### j) LOCALIDADES AISLADAS

Seguidamente se enuncia el método de proyección de localidades que no se encuentran integradas a sistemas de suministro. El criterio fue distinto para cada conjunto de localidades:

- Santa Isabel - Carro Quemado - Rolón - La Adela.
- Conhello y Rucanello.
- Colonia 25 de Mayo y Colonia El Sauzal.

Las cuatro primeras registraron tasas de variación positivas en el período 1960-70. La proyección se realiza en el supuesto del mantenimiento de cada una de ellas, que son, respectivamente, 4,8 ‰; 12,1 ‰; 4,8 ‰; 28,7 ‰.-

La población urbana de Conhello y Rucanello es históricamente decreciente. La proyección se efectúa en el supuesto de la constancia, para 1981, de la población urbana de 1970, lo que equivale a una tasa nula.

Para el caso de Colonia 25 de Mayo y Colonia El Sauzal; ambas del Departamento Puelén, y muy próximas entre sí no se consideró conveniente utilizar ningún indicador de la tasa histórica de crecimiento debido a la futura materialización del Proyecto de Riego Colonia 25 de Mayo.

Del análisis de los distintos trabajos efectuados acerca del proyecto referido, surge que la población rural total de la zona de la Colonia será para 1980, del orden de los 5.000 (1) habitantes considerando que la población urbana estaría en relación 0,9 a 1,1 con respecto a la rural.

En tales condiciones y teniendo en cuenta atraso del proyecto, se estimó que la población total del área conjunta de Colonia 25 de Mayo y Colonia El Sauzal, sería de 10.000 habitantes recién para 1981, correspondiendo igual distribución entre población urbana y rural.

#### k) LOCALIDADES SIN SERVICIO

Fueron consideradas entre estas las localidades que actualmente no poseen abastecimiento eléctrico pero cuya incorporación a alguno de los Sistemas se prevé en los próximos años.

Teniendo en cuenta que, en todos los casos, se trata de localidades de escasa población urbana, para efectuar su proyección se supuso que:

- las localidades que acrecentaron su población urbana durante el período 1960-70 lo continuaron haciendo hasta 1981, al

---

(1) según alternativas de colonización, entre 4.780 y 5.480 habitantes

mismo ritmo anual.

- en las localidades que perdieron población durante el último período intercensal, la cantidad de habitantes de 1970 permanece constante hasta 1981.-

El CUADRO 1.3. N° 6 contiene los resultados obtenidos. En él se observa que no se contó con la información necesaria para calcular la población urbana en 1960 Cayupan, Hidalgo y Unanué. Para las dos primeras, se supuso que no registrarán crecimiento hasta 1981, mientras que en el caso de Unanué se supuso un crecimiento similar al de Colonia Santa María, que está ubicada muy próxima a ella.

#### 1) LOCALIDADES DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES Y CORDOBA.-

Adicionalmente, fue necesario proyectar la población de tres localidades de la provincia de Buenos Aires, Rivera, Maza y Villa Iris y una de la provincia de Córdoba, Villa Huidobro, debido a la posibilidad de integrarlas a los Sistemas Eléctricos que se estudian en este trabajo.

Se utilizó como criterio general, el mantenimiento de la tendencia histórica. De esta forma se proyectó la población de Rivera, Maza y Villa Huidobro.

Como no se contó con datos acerca de la población de Villa Iris en 1970 y en virtud a que el partido de Puán, al que pertenece, perdió población durante el período 1960-1970, se supuso que la población permanecerá constante hasta 1981.-

#### 1.3.2.2.3. Alternativa de Proyección.-

De los CUADROS 1.3. N°6 y 7 surge que la población urbana total tuvo un crecimiento del orden del 20 ‰ anual acumulativo, en tanto que la proyectada a 1981 registra un crecimiento de alrededor del 23 ‰ anual. Debe tenerse en cuenta que durante el período 1960-70, el crecimiento de la población urbana --superior al vegetativo--, pone de manifiesto la migración de población rural hacia las localidades más importantes de la provincia. Por lo tanto, la reiteración de altas tasas de crecimiento implica una aparente contradicción con el supuesto de atenuación de la migración rural hacia las ciudades.

En tal sentido, las proyecciones efectuadas deberán ser consideradas como alternativa de máxima, lo cuál implica la necesidad de realizar adicionalmente una estimación de mínima:

El Censo Provincial de 1965 pone de manifiesto una reducción en la tendencia de crecimiento de la población de las ciudades más importantes (Santa Rosa, General Pico y General Acha) que indica una

disminución en su capacidad de absorción de mano de obra. Para esas ciudades es posible salvar la diferencia metodológica enunciada anteriormente (1.3.2.2.1. Criterios Generales de Proyección) puesto que como concentran muy altos porcentajes de las respectivas poblaciones departamentales es posible trabajar con dos tipos de datos:

- 1) Población urbana de la localidad
- 2) Población total departamental.

El cambio en las tendencias, es posible apreciar en los siguientes cuadros:

#### SANTA ROSA

	<u>P O B L A C I O N</u>			<u>TASA ANUAL ACUMULATIVA EN °/oo</u>		
	<u>1960</u>	<u>1965</u>	<u>1970</u>	<u>1960-70</u>	<u>1960-65</u>	<u>1965-70</u>
(1) Dto.Cap.	27.771	33.769	37.893	31,6	39,8	23,4
(2) Sta.Rosa.	24.262	30.538	34.885	37,0	47,1	27,0
(1) ÷ (2)	87,4	90,4	92,1	----	----	----

#### GENERAL PICO

	<u>P O B L A C I O N</u>			<u>TASA ANUAL ACUMULATIVA EN °/oo</u>		
	<u>1960</u>	<u>1965</u>	<u>1970</u>	<u>1960-70</u>	<u>1960-65</u>	<u>1965-70</u>
(1) Dto.Maracó	20.409	23.151	24.754	19,4	23,5	13,8
(2) Gral. Pico	17.087	20.433	21.896	25,1	36,3	13,9
(2) ÷ (1)	83,7	88,3	88,5	----	-----	-----

#### GENERAL ACHA

	<u>P O B L A C I O N</u>			<u>TASA ANUAL ACUMULATIVA EN °/oo</u>		
	<u>1960</u>	<u>1965</u>	<u>1970</u>	<u>1960-70</u>	<u>1960-65</u>	<u>1965-70</u>
(1) Dto.Utracán	9.139	9.379	9.728	6,3	5,2	7,3
(2) Gral.Acha	4.679	6.025	6.270	29,8	52,0	8,0
(2) ÷ (1)	51,2%	64,2	64,5	-----	----	---

El cambio en la tendencia operado en los últimos cinco años del decenio considerado nos permite formular la estimación de mínima. Las tasas adoptadas son las siguientes:

<u>Localidad</u>	<u>Tasa anual</u>	<u>Población urbana 1981</u>
Santa Rosa	27° / oo	46.764

Gral. Pico	14 °/oo	25.514
Gral. Acha	8 °/oo	7.166 (incluido Quehué)

Con respecto al resto de las localidades, la inexistencia de importantes cambios en la tendencia del decenio como así también la dificultad de trabajar con datos heterogéneos no justifica el análisis del Censo Provincial de 1965.

Modificando la población urbana sólo en estas localidades resulta para el total de población urbana provincial una tasa anual del 18 °/oo.-

Debe tenerse en cuenta que las alternativas de equipamiento de los tres sistemas para los cuáles se realizaron dos proyecciones (Santa Rosa, General Pico y Gral. Acha) se efectuarán en base a las proyecciones de máxima, en tanto que las proyecciones de mínima serán utilizadas como prueba de sensibilidad.



#### 1.4 INDICADORES MACROECONOMICOS

El "Plan de Desarrollo de la Provincia de La Pampa" ejecutado por ADE - Análisis y Desarrollo Económico a instancias del Consejo Federal de Inversiones caracteriza a la estructura productiva provincial en los siguientes términos:

"La estructura productiva se caracteriza por la fuerte concentración de la actividad agropecuaria de secano, el escaso desarrollo industrial y la baja diversificación de la producción. La economía provincial está fuertemente especializada en la producción agropecuaria para su exportación al resto del país y el exterior. Por el otro lado, una elevada proporción de la demanda de productos manufacturados se satisface con importaciones provenientes del resto del país, y en menor medida, del exterior. Esto da un marcado carácter dependiente de la economía provincial del principal polo de desarrollo del país, el complejo industrial del Gran Buenos Aires. La preponderancia de la producción agropecuaria de secano y el carácter periférico de la economía pampeana determina las siguientes características principales:

- a) despoblamiento (agravado por la importancia relativa de la actividad ganadera dentro del sector agropecuario);
  - b) inestabilidad del nivel de ingresos por los factores climáticos y las oscilaciones de los precios agropecuarios;
  - c) fuga de ahorro hacia el exterior de la Provincia por la incapacidad de la economía local de ofrecer oportunidades atractivas de inversión para el ahorrista privado;
  - d) bajo grado de utilización de los recursos naturales y, en particular, de la productividad de la tierra por el carácter extensivo de la producción agropecuaria.
- Desde un punto de vista dinámico, el hecho de que la producción agropecuaria de la región pampeana argentina haya perdido su tradicional carácter impulsivo del desarrollo económico, implica que el desarrollo de la Provincia ha sido frenado en el largo plazo. El alto nivel relativo de producto per cápita con respecto a otras jurisdicciones simplemente refleja el carácter extensivo de la explotación del recurso y la pérdida de población.

El análisis de la información recientemente publicada por la Dirección General de Estadísticas de la Provincia que suministra estadísticas adecuadamente desagregadas, permite verificar el mantenimiento de las conclusiones del diagnóstico recién transcrito.

Seguidamente se describe la evolución del producto global y sectorial durante la última década.

### 1.4.1 Evolución del Producto Bruto geográfico

El crecimiento del producto bruto interno entre extremos del período 1961-69 fue a precios de 1960, del 2,5 anual acumulativo inferior a la tasa de crecimiento que manifestó el P.B.I. del total del país que para el mismo período indica un crecimiento anual del 4,4%.

El Cuadro 1.4 N° 1 contiene la serie histórica del P.B.I. provincial del período 1961-69. De él se desprende que el producto no tuvo alteraciones importantes durante 1961-63; en 1964 llega al nivel máximo; decae hasta 1966 y crece nuevamente hasta 1969.

Se observa que el nivel de 1969 no sobrepasa los alcanzados en 1964 y 1965, fuertemente influido por el crecimiento del sector agropecuario, debido especialmente a éxito de las cosechas.

Se nota asimismo que la menor participación relativa (con respecto al resto del país) de los sectores secundarios y terciarios impidió que se manifestara en La Pampa la caída del producto que caracterizó al total del país en el año 1963.

El Cuadro 1.4 N° 2 muestra la participación porcentual de cada sector en la formación del producto bruto provincial, para la serie 1961-69. Se observa que, excepción hecha de los años 1964 y 1965, la participación del sector primario oscila alrededor del 45%, la del sector secundario es solo en dos años supera el 15%, en tanto que la participación del sector terciario tiene un promedio aproximado del 40%.

Este cuadro pone de manifiesto la mayor participación del sector primario en 1963, 1964 y 1965. El primero de los casos se debe a la caída de los sectores secundarios y terciarios, en tanto que en los dos últimos el motivo es el crecimiento del propio sector.

Del análisis de ambos Cuadros se desprende que no existieron alteraciones en la estructura productiva durante el período 1961-69.

Del Cuadro 1.4 N° 3, y exceptuando nuevamente los años 1964 y 1965, se nota un lento crecimiento del P.B.I. "per capita" provincial, y que resulta inferior al registrado para el total del país.

Cabe hacer notar que durante el período 1960-70 la tasa de crecimiento de la población provincial fue aproximadamente la mitad al del total del país. Esto pone de manifiesto la incapacidad de la estructura productiva para lograr niveles crecientes de producto "per capita" y fundamentalmente el éxodo de población.

## 1.4.2 Análisis sectorial

### 1.4.2.1 Sector primario

Las actividades agropecuarias son las que mayor relevancia poseen en el sector extractivo.

El Cuadro 1.4 N° 4 refleja la participación porcentual de las actividades agrícolas y primarias en el total del subsector agropecuario. De él se desprende que durante el período 1965-69 se incrementó la participación de las actividades agrícolas en el total del subsector, circunstancia atribuible por un lado a la caída del valor de la producción de la ganadería ovina y por otro, al crecimiento de la producción agrícola, en especial de maíz, sorgo y alfalfa.

La campaña agrícola 1969-70 mantuvo un ritmo creciente, verificándose incrementos sustanciales en los productos antes mencionados.

En la campaña 1970-71 se produjo una espectacular caída en la producción agrícola fundamentalmente en la cosecha fina, de la cual cabe destacar que la producción de trigo de la campaña 1970-71, fué en la provincia, del orden del 13% de lo registrado en la campaña anterior. Sin embargo, el aumento de precios registrado en todos los ganados, fundamentalmente bovinos y ovinos (carne y lana) no permite estimar una reducción del valor de la producción. Más aún y si bien es cierto las condiciones climáticas fueron inferiores al año anterior, la caída generalizada de las producciones agrícolas, fué motivada por el crecimiento de los precios relativos de la actividad pecuaria, y la consecuente sustitución de actividades.

Pruebas de ello son el mayor decrecimiento relativo de la cosecha fina con respecto a la gruesa, el incremento del área sembrada con sorgo, la violenta reducción de la relación producción sobre área sembrada, como por ejemplo en el caso del sorgo granífero que entre la campaña de 1970 y 1971 se redujo en un 65% en tanto que los rendimientos por hectárea sólo cayeron un 15 %.

En cuanto a las perspectivas, el mantenimiento de altos precios en carnes y lana y la reciente fijación de altos precios para la próxima cosecha agrícola, permiten suponer un notable crecimiento de la producción agropecuaria.

### 1.4.2.2 Sector secundario

Del Cuadro 1.4 N° 1, surge que el valor agregado generado por el

sector Secundario ha oscilado alrededor de los 10.000.000 de pesos durante el período 1961-60, destacándose las bajas ocurridas en 1963 y 1968, y un importante crecimiento en 1969. Se observa, además, que las Industrias Manufactureras han participado con una proporción igualmente superior al 60% del total del valor agregado del Sector Secundario. En el año 1969 desaparece esa notable constancia, reduciéndose su participación a menos del 50%, siendo el crecimiento de la actividad Construcciones el que permite el crecimiento del total del Sector. Por el contrario, el crecimiento de las Industrias Manufactureras solo parecería revelar el mayor aprovechamiento de la capacidad instalada.

Pasemos ahora a caracterizar básicamente la estructura del Sector.

El Cuadro 1.4 N° 5 pone de manifiesto la relevancia de los rubros alimentos y bebidas. De acuerdo a los datos allí consignados, se observa que la participación conjunta de ambas ramas en el total del valor agregado generado por las Industrias Manufactureras, fue en 1963 de alrededor del 62% en tanto que para 1969 se incrementó a 64 %.

La industria metalúrgica integrada por los seis últimos rubros del Cuadro mencionado, redujo su contribución de 25% a poco menos del 23%

Dentro de la agrupación alimentos y bebidas, se destaca preponderante la molienda de cereales. La industrialización de carnes en la provincia es casi insignificante.

En el conjunto de agrupaciones de la industria metalúrgica, las agrupaciones principales son las de "Construcción de Material de Transporte" y "Construcción de Maquinaria, excluida Eléctrica".

La primera de ellas, en la cual se destacan los talleres de reparación de Ferrocarriles Argentinos, disminuyó su participación en el total del sector en el período 1963 - 69.

La fabricación de maquinaria agrícola especializada en la explotación de zonas áridas reviste especial importancia en la construcción de maquinaria y merced a un creciente mercado, ha incrementado su participación en algo mas de un 9% del total.

En cuanto al subsector Construcciones sólo se contó con estadísticas para el año 1969.

Del Cuadro 1.4 N° 6 surge en el año 1969 las construcciones públicas - provinciales y nacionales - aportaron algo menos del 63% del total de la actividad.

Para calificar de alguna manera las perspectivas de crecimiento del Sector Secundario, debe tenerse presente que las fábricas de maquinaria agrícola, de equipos enológicos, de bulones y de estructuras metálicas

cuentan con excelentes mercados, la construcción de obras correspondientes a importantes proyectos públicos, como el "Desarrollo integral de Colonia 25 de Mayo" y la materialización del Parque Industrial de General Pico, cuyo estudio fue concluido recientemente, actuarían como los elementos más dinámicos del Sector.

El futuro de las industrias alimenticias, fuertemente ligado a la fabricación de harinas, depende de la política de precios relativos del Sector agropecuario, debiendo señalarse como elemento de juicio importante, la baja producción de trigo de la campaña 1970-71, influida por el destino de gran parte del área sembrada a la producción de cereales y forrajeros de apoyo a la ganadería.

#### 1.4.2.3 Sector Terciario

El sector terciario ha generado alrededor del 40 % del valor agregado provincial durante el período 1961-1969.

En los años 1964 y 1965 su participación se reduce. Esto es atribuible sólo al violento crecimiento del sector primario, debido a que en términos absolutos, el valor agregado generado por el Sector Terciario creció en los dos años.

Los Cuadros 1.4 N° 1 y 2 ponen de manifiesto la mayor participación de la Actividad "Comercio" (Mayorista y Minorista). Le siguen en orden de importancia y para 1969 "Servicios" (que incluye gubernamentales, salud, instrucción pública, etc.,) luego "Bancos, Seguros y Propiedad de Vivienda"; y a continuación "Transportes", "Electricidad, gas agua y Servicios Sanitarios" y finalmente "Comunicaciones".-

Cabe señalar durante el período 1961-69, no se manifiestan alteraciones de importancia en la estructura del sector, excepto la brusca caída de la actividad "Transporte" que redujo su participación hasta un 20 %.

Contrariamente, "Electricidad, gas, agua, y servicios sanitarios" a pesar de tener una participación menor revela un ritmo firmemente creciente en los últimos años representando en 1969 el 1,17 del total del P.B. provincial. En el mencionado año, el valor agregado de la rama Electricidad fué calculado a partir de una producción de 41,55 millones de kWh, un precio medio de 0,173 pesos/kWh (1).- El valor agregado de "Electricidad" fué de 4,75 millones de pesos, es decir alrededor del 65 % del valor de la producción y el 80 % del total del aporte de la actividad.

---

(1) Extraído de "Cálculo del PBI. Año 1969" Dirección General de Estadísticas Consejo Provincial de Desarrollo. La Pampa. Pag. 61, según encuesta a Cooperativas.

## 1.5 PROGRAMAS PREVISTOS DE DESARROLLO PROVINCIAL

Fueron recopilados los principales proyectos de la Provincia de La Pampa, entre los cuáles serán seleccionados los que tendrán influencia sobre el consumo y abastecimiento eléctrico provincial.

### 1.5.1 Proyectos incluidos en el Plan de Desarrollo y Seguridad 1971-75

#### 1.5.1.1 Con financiamiento provincial

- Ruta 8 (2 tramos)
- Interconexión con El Chocón
- Líneas Alta Tensión
- Construcción escuelas
- Aprovechamiento río Colorado Canal Matriz Puelén
- Obra Bajo de los Baguales
- Catastro Físico
- Edificio Universidad de La Pampa
- Equipamiento Departamento Defensa del agroprograma de ampliación de la frontera oeste de la zona pecuaria.
- Ruta Nacional 5 Toay - El Durazno
- Hospitales Macachin y Doblas y postas sanitarias
- Hospital Regional de Santa Rosa

#### 1.5.1.2 Con financiamiento del Fondo de Integración Territorial

##### Obras en ejecución

- Central Hidroeléctrica "Los Divisaderos"
- Compuertas (Riego Colonia 25 de Mayo)
- Canal Matriz tramo 1 y 2; Canal Principal IV y Descargador

##### Obras nuevas

- Sistema Colonia El Sauzal e Infraestructura
- Ruta Provincial 2 y 4 Epupel - Empalme Ruta 18 - Río Colorado

- Línea de Alta Tensión para interconexión con DEBA en 132 kV.
- Ruta 21 - Tramo Empalme 151 - El Carancho

#### 1.5.2 Instalación de Silos y pequeña industria

De acuerdo a la información recogida en distintas localidades de la provincia fueron detectados proyectos de instalación de si los y pequeña industria.

Los proyectos en estudio y en ejecución son considerados en el apartado 3.2.2, Demandas Especiales.

#### 1.5.3 Proyectos de Plantas de Agua Potable

En 3.2.2 se enumeran los proyectos existentes como así tam bién su potencia prevista y fecha de instalación.

#### 1.5.4 Proyectos de electrificación rural

La información correspondiente fue recopilada en las enti dades que atienden el suministro eléctrico de la provincia, su enume ración y características se incluye en el mencionado apartado sobre De mandas Especiales.

#### 1.5.5 Proyectos industriales recientemente estudiados

En el "Estudio de Factibilidad de la localización de Parques industriales en la provincia de La Pampa" fueron analizados once proyectos:

- a) Industria de cal (Cnia. 25 de Mayo)
- b) Planta deshidratadora de alfalfa (Cnia. 25 de Mayo)
- c) Planta de sulfato de sodio anhidro (Guatraché)
- d) Fábrica de vestimenta (Santa Rosa)
- e) Industria de materiales de construcción (Santa Rosa)
- f) Ampliación de la fábrica de alimentos balanceados (Santa Rosa)
- g) Fábrica de galletitas (Gral. Pico)
- h) Fábrica de calzado (Gral. Pico)
- i) Frigorífico (Gral. Pico)

j) Curtiembre (Gral. Pico)

k) Industria de la cerveza (no fue factible)

En las conclusiones del estudio, se recomienda la radicación de un parque industrial en Gral. Pico, en tanto que del resto de los casos, las escasas economías de aglomeración no justifican la inversión de importantes recursos.

En 3.2.2 sólo se consideran los proyectos susceptibles de localizar en el parque Industrial de Gral Pico.

#### 1.5.6 Sistema de aprovechamiento múltiple del Río Colorado en Colonia 25 de Mayo

En líneas generales, consiste en derivar 120 m<sup>3</sup> del río Colorado por medio de un dique y canal matriz que permitirá regar 106.000 ha. y producir alrededor de 300 GWh al año. Del total del área de riego, 24.000 ha pertenecen a Colonia Catriel, Provincia de Río Negro.

El área a regar sobre la margen pampeana, se ha dividido en cinco secciones, servidas por otros tantos sistemas de riego, de los cuáles la Sección I (5.000 ha) y la Sección V (6.000 ha), se habilitarán en primer término.

La obra de cabecera es el puente dique derivador en Punto Unido, frente a la Colonia El Sauzal y se continúa con un canal matriz que alimenta sucesivamente tres aprovechamientos hidroeléctricos. El primero de ellos, Los Divisaderos, está ubicado en la entrada del canal IV que retorna al río Colorado parte de las aguas conducidas por el Canal matriz. La Central de Loma Redonda se situará en un recodo del canal matriz que descarga luego en el embalse nivelador de Bardas Blancas, donde estará ubicada la tercera de las obras, Tapera de Avendaño. La potencia máxima de las obras 10 MW, 4 MW y 115 MW, respectivamente.

Las obras construidas hasta el presente son, puente dique nivelador, canal matriz, hasta el Canal IV, cámara desarenadora y Central Divisaderos, cuyo funcionamiento se iniciará en noviembre de 1972.

En los estudios realizados hasta el presente se estimó que para el año 1980, la población total de Colonia 25 de Mayo y El Sauzal será de alrededor de 10.000 habitantes, constituida por partes iguales entre población urbana y rural.



## 2. Diagnóstico del Servicio Eléctrico de la Provincia

## 2. DIAGNOSTICO DEL SERVICIO ELECTRICO DE LA PROVINCIA DE LA PAMPA.

El servicio público de energía eléctrica que atiende a la provincia de La Pampa es prestado por Cooperativas y Municipios.

La provincia prácticamente no presta servicios y tampoco la nación, tampoco existen prestatarios particulares de servicio público. El total de localidades servidas en 1971 ascendía a 68 con un consumo anual de 46.715 MWh.

La potencia total instalada es de 26.634 kW integrada en su totalidad con motores Diesel.

Atendiendo al tamaño de las centrales solamente dos superan los 5000 kW instalados. Los restantes tienen potencias comprendidas en los siguientes intervalos.

de 1000 kW a 2000 kW	3
de 500 kW a 1000 kW	3
de 100 kW a 500 kW	8
menos de 100 kW	4

Todas las centrales generan en corriente alternada.

La autoproducción de energía en la provincia de La Pampa es de escasa significación. Su potencia instalada es alrededor del 12 % de la potencia total de la provincia.

Cabe señalar que se hallan en montaje o próximo a comenzar el mismo, equipos por una potencia total de 4170 kW, lo que hará elevar la potencia instalada del servicio público a aproximadamente 30.804 kW, al que si adicionamos la potencia de la central hidráulica los Divisaderos de 10.000 kW hace un total de 40.804 kW instalados.

En el plano 2 N° 1 presentamos la configuración del servicio eléctrico provincial.

## 2.1. CONFIGURACION ESPACIAL DEL SERVICIO ELECTRICO

### 2.1.1. Delimitación zonal.

A los efectos de la posterior consideración del abastecimiento integral del servicio eléctrico, en toda la provincia de La Pampa, hemos subdividido la misma en tres zonas cuya delimitación está caracterizada por los índices de Población, capacidad de producción agrícola. Considerando que La Pampa es una provincia netamente agrícola-ganadera estos índices están expresando el grado de desarrollo económico de las distintas zonas el cual va acompañado por el desarrollo del servicio eléctrico. En el cuadro 2-1 N° 1 y el mapa 2-1 N° 3 se puede observar la delimitación de las distintas zonas y las características de las mismas.

### 2.1.2. Distribución según los entes prestatarios

Bajo el asesoramiento y la supervisión de la Administración Provincial de Energía (A.P.E.), la prestación del servicio eléctrico de la provincia de La Pampa, es atendido por Cooperativas y usinas eléctricas municipales. La distribución del servicio eléctrico según los distintos entes prestatarios se puede observar en el cuadro 2-1 N° 2.

### 2.1.3. Sistemas o subsistemas existentes en formación o potenciales.

Analizada la estructura del equipamiento eléctrico, se han agrupado las localidades por sistemas y subsistemas existentes o potenciales, incluyendo también las localidades sin servicio. Los sistemas existentes se han autodelimitado, pues están formados por un centro principal de generación con las localidades servidas por él. Estas últimas puede darse el caso de que dispongan de grupos de reserva o que funcionen con horario discontinuo. Se han agrupado además atendiendo a la proximidad geográfica, lo cual posibilitaría su futura interconexión conformando sistemas potenciales interconectados.

En el cuadro 2-1 N° 3 puede verse lo señalado anteriormente.

2.1.3.1. Localidades ubicadas en las provincias limítrofes, próximas al límite con La Pampa a considerar en el estudio.

De acuerdo a lo solicitado por el Consejo Federal de Inversiones y la Administración Provincial de Energía y en concordancia con nuestra metodología no limitativa, hemos de considerar los sistemas existentes, en formación o potenciales próximos a las localidades con y sin servicio. No se tendrán en cuenta los límites políticos provinciales, buscando de esta manera, la economía y optimización del servicio eléctrico en su conjunto. En el cuadro 2-1 N° 4 se da la nómina de localidades y en el plano 2-1 N° 1 puede verse la posición relativa de las mismas con respecto a los sistemas eléctricos existentes.

2.1.4. Alcances del servicio realizado por los entes prestatarios.

Referirse al Cuadro 2-1 N° 2.

2.1.4.1. Localidades servidas

Las localidades servidas por cada ente prestatario están indicadas en el Cuadro 2-1 N° 2 anteriormente mencionado. Se observa que algunos entes son generadores y distribuidores de energía. En otros casos generan parte del total de la energía que distribuyen recibiendo el resto desde otra central de mayor capacidad. Por último, están los que solamente distribuyen la energía que compran en barras de A.T.

El servicio prestado a los usuarios es de horario continuo excepto en las localidades de Conhelo, Rucanelo y Vertiz - donde el servicio es restringido a un determinado horario, variando en la primera de estas localidades según sea verano o invierno.

La seguridad y calidad de servicio se ven afectadas en los lugares donde no existe reserva de potencia, con el agravante de que una gran mayoría de los grupos instalados se encuentran en mal estado no contando con adecuados elementos de maniobra, medición y protección.

2.1.4.2. Magnitud de los servicios prestados

Para tener una idea, de la magnitud de los servicios, de esta provincia, nos remitimos al total de energía generada en el año 1971 que fué de 58.198 kWh correspondiendo el 94 % de la energía generada a las Cooperativas, y el 6 % a los municipios y el Ente de Río Colorado en el Sauzal. Por otra parte la potencia total instalada era 26.634 kW con un 91 % por parte de las Cooperativas y el 9 % restante para los municipios y el Sauzal.

2.2. DESCRIPCION DE LAS INSTALACIONES DEL SERVICIO PUBLICO.

2.2.1. Descripción de los equipos existentes.

2.2.1.1. Generación

En el cuadro 2-2 N° 1 y Esquema unifilar N° 2-2 N° 1 se da un detalle de las características principales de las centrales en explotación pertenecientes a las Cooperativas y Municipalidades.

2.2.1.2. Transformación.

En el Esquema Unifilar N° 2-2 N° 1 pueden verse las características principales de las subestaciones elevadoras y puestos de rebaje que alimentan a las distintas localidades.

Las principales subestaciones se hallan ubicadas en:

Gral.Pico.  
Santa Rosa.  
Gral.San Martin.  
Realicó.  
E.Castex.  
Int. Alvear.

2.2.1.3. Transmisión

Las líneas de transmisión que conforman los subsistemas actualmente existentes se hallan representados en el Esquema Unifilar N° 2-2 N° 1 y su detalle en el Cuadro 2-2 N° 2.-

2.2.2. Descripción de los equipamiento en construcción o ya decididos.

2.2.2.1. Generación.

### Central los Divisaderos.

Actualmente se encuentra en construcción la central hidráulica Los Divisaderos, perteneciente al complejo de aprovechamientos, proyectado para el Río Colorado. Su potencia útil será de 10.000 kW mientras funcione sola, ya que durante esta primera etapa podía disponer de todo el caudal que necesita para su funcionamiento. Atendiendo a lo proyectado, cuando entre en servicio la central hidráulica 'Tapera de Avendaño, su potencia utilizable disminuirá hasta cerca de la mitad y su marcha será, en ciertos periodos de tiempo, compatible con las necesidades de todo el aprovechamiento. Es decir, será una central adicional o complementaria de todo el sistema hidroeléctrico de la zona.

### Central Cooperativa Santa Rosa.

Se encuentra en la etapa final de montaje un grupo Fiat 4212 de 4400 HP y 3100 kW. De acuerdo a la marcha de los trabajos en el mes de agosto del corriente año entraría esta unidad en servicio. Totalizando una potencia instalada de 12.340 kW.

### Central Cooperativa Popular de Electricidad "Realicó" - Limitada.

Un grupo Fiat de 535 kW se halla actualmente en montaje, previéndose su puesta en marcha para el mes de julio del presente año. Con la instalación de esta unidad la potencia total instalada en la central asciende a 1938 kW.

### Central Cooperativa Eléctrica y Anexas de General Acha Ltda.

Se encuentra en vias de ejecución, el nuevo edificio y la sala de máquinas. Los grupos a instalar, serán trasladados de la central que actualmente atiende el servi-

cio, previéndose además la instalación de un nuevo grupo Fiat de 535 kW que se encuentra ya en poder de la Cooperativa. Con la incorporación de esta última unidad la potencia total instalada de la central será de 1480 kW.

#### 2.2.2.2. Transmisión.

Dentro de los planes de equipamiento que la Administración Provincial de Energía tiene proyectado ejecutar a corto plazo y que, a los fines del presente estudio, de acuerdo a lo recomendado por esa Administración se toman en firme, se encuentran las líneas de interconexión provincial e interprovincial que se detallan a continuación:

##### Líneas de 132 kV

- Gral.Pico - Santa Rosa a entrar en servicio en 1973.
- Gral.Pico - T.Lauquen - Henderson puesta en servicio en 1974.
- Pigué - Guatraché para entrar en servicio en el año 1974.
- Guatraché - Santa Rosa que entraría en servicio en el año 1974.

##### Líneas de 13,2 kV

Están decididas las interconexiones entre las siguientes localidades:

- Desde Victorica una línea en 13,2 kV que alimentará a Loventuel y Luan Toro.
- La línea que va de Gral.Acha al Valle Argentino, se prolongará hasta Unanue con una derivación a Col. Santa María.
- En el sistema de Gral.Pico se interconectará desde Caleufú, Pichi Huinca y La Maruja y desde Gral.Pico Agustoni.



- La localidad de Anchorena se interconectará con Maza. Pcia. de Bs.As.
- En la misma provincia mas al sur se encuentra Villa Iris que se interconectaría con Jacinto Arauz.
- La localidad de Villa Huidobro (Pcia. de Córdoba) se interconectará al sistema Realicó mediante línea de 13,2 kV Villa Huidobro empalme línea 33 kV Realicó-Rancul.

#### 2.2.2.3.

##### Subestaciones

Conjuntamente con la construcción de las líneas de 132 kV mencionadas anteriormente se construirán las correspondientes subestaciones de rebaje en Gral. Pico, Santa Rosa y Guatraché.

En lo referente a las líneas de 13,2 kV se completará el equipamiento con las correspondientes salidas de subestaciones y puestas o plataformas de transformación.

### 2.2.3. APROVECHAMIENTOS HIDROELECTRICOS.

#### 2.2.3.1. Posibilidades hidroeléctricas.

Las posibilidades hidroeléctricas de la provincia de La Pampa surgen únicamente del río Colorado (ver plano N° 2.2 N° 1 y cuadro 2.2 N° 3). Desde que ella adquiriera la autonomía, un apreciable monto de sus recursos fueron volcados para llevar a cabo las primeras obras de un complejo hidroeléctrico y de riego en la zona de Colonia 25 de Mayo.

El sistema de aprovechamiento consiste en la derivación de una parte de las aguas del río Colorado mediante un dique derivador.

El caudal desviado se transporta luego a nivel casi constante durante varios kilómetros, y aprovechando la particularidad de que tanto el río Colorado como el valle y la planicie circundante tienen un gradiente de un metro por cada mil, las aguas pueden ser precipitadas en tres saltos para captar su energía; el caudal no empleado por las centrales hidroeléctricas posibilita el riego por gravitación.

El complejo comienza con el dique derivado ubicado en el sitio denominado Punto Unido. El dique posee 7 compuertas de 17 m. de luz y 2 de 3,5 m. separadas entre sí por los pilares de la obra. En la margen izquierda se ubican el canal alimentador, la cámara antetoma y el edificio de toma. La obra nivel y las instalaciones electromecánicas ya se hallan concluidas.

En el dique derivado, previo un tramo de transición, se inicia el recorrido del canal matriz. Este tiene una longitud total de 40 km, terminando en una fosa natural, la que con algunos cierres se convertirá en un embalse de regulación, con una capacidad de 91 hectómetros cúbicos y que funcionará a nivel casi constante, correspondiendo la oscilación a la atención de la punta de la demanda de energía y a la reserva del agua durante las ocho horas de la noche en que no se regará. Los tramos I y II del canal matriz miden 22 km. y permiten dos derivaciones, con la primera se riegan las 4000 hectáreas de la sección I y con la segunda se alimenta la central.

Los Divisaderos. El último tramo del canal matriz, de 18 km. de longitud desemboca en el lago regulador antes mencionado. El canal matriz está diseñado en función del consumo de la central ubicada a la salida del lago regulador, en el sitio denominado Tapera de Avendaño. El gasto líquido de esta central se estableció en  $96 \text{ m}^3/\text{s}$ , es decir algo más de 75 por ciento de los  $120 \text{ m}^3/\text{s}$  del caudal derivado inicialmente.

Con el sistema en pleno funcionamiento la generación de energía estará atendida por tres centrales; una principal. Tapera Avendaño y dos auxiliares, Los Divisaderos y Loma Redonda, la potencia instalada del conjunto será de 12.000 kW con una producción anual de 330 GWh.

Las instalaciones de Tapera de Avendaño tendrá una potencia máxima de 115.000 kW y con un gasto líquido medio máximo de  $96 \text{ m}^3/\text{s}$  generará anualmente 313 GWh con un factor de carga de 0,4.

Durante la primera etapa de desarrollo del proyecto, la generación de energía se efectuará únicamente en la central Los Divisaderos, cuya potencia instalada es de 10.000 kW. Esta central dispondrá inicialmente de casi todo el caudal derivado pero desde el momento en que comience a funcionar la central principal, el caudal medio máximo de  $62 \text{ m}^3/\text{s}$  disponible al principio se verá reducido a  $31 \text{ m}^3/\text{s}$  con lo que su producción anual pasará de 70 a 20 GWh.

En la tercera etapa, cuando estén habilitadas las tierras de las secciones III y IV, el caudal disponible para Los Divisaderos será el correspondiente a la parte eventualmente no utilizada para riego más las aguas destinadas a la sección V y las que correspondan a Colonia Catriel.

En esta etapa la potencia instalada en Los Divisaderos se habrá reducido a 2500 kW, y se procederá a trasladar el equipo sobrante al paraje denominado Loma Redonda, en los comienzos del canal principal III donde se instalará la tercera central para tuberías. Las aguas que luego serán destinadas al riego de las secciones III y IV con ello se logrará la generación de 9,1 GWh con una potencia instalada de 3000 kW. En razón del volumen de agua exigido por Tapera de Avendaño, en los meses de mayo, junio y julio las otras centrales no tendrán ningún caudal a su disposición, permaneciendo inactivas durante esos meses.

#### 2.2.3.2. Otros Aprovechamientos.

En la parte sudeste de la provincia, a unos 80 kilómetros aproximadamente, aguas arriba de la población de Río Colorado (Provincia de Río Negro o de Adela en La Pampa), Agua y Energía Eléctrica de la Nación construyó el dique de Anderson, habiendo proyectado una central hidroeléctrica de 5.000 kW que, si bien se licitó, nunca se adjudicó ni construyó.

Existen potenciales, otros aprovechamientos sobre el mismo río (ejemplo: En Casa de Piedra 30.000 kW; 142 GWh).

A este respecto se recuerda que Agua y Energía Eléctrica, en base a un convenio que celebró con el Gobierno de la Pampa en 1958 licitó un dique (y preveía posteriormente hacerlo con la central hidroeléctrica en la zona denominada Helches, pero no se adjudicó la obra. Otra presa y central hidroeléctrica posible, utilizando el mismo río, es en el Chivero (100 GWh).

Se ha estudiado también la posibilidad de traspasar parte del caudal del río Neuquén - 120 a 150 m<sup>3</sup> - el río Colorado, antes de Casa de Piedra, por cuanto este último curso de agua no tiene el caudal necesario para irrigar todas las tierras aptas que hay en sus márgenes.-

Este canal derivador tendría un salto, de aproximadamente 110 m, que permitiría instalar una central hidráulica de mayor potencia que la de Tapera de Avendaño, con una producción estimada en 850 GWh, además de aumentar la capacidad del río Colorado instaladas aguas abajo.

#### 2.2.3.3. Antecedentes con relación al estudio y proposición de Bases para la distribución de los caudales del Río Colorado.

Luego de un proceso bastante prolongado, se llegó a aprobar las bases de acuerdo para la distribución de las aguas del río Colorado. El mismo fué rubricado por los Gobernadores de las provincias ribereñas del río Colorado con fecha 4 de diciembre de 1969. En la misma resolución se establece en el punto tercero:

"Solicitar al Poder Ejecutivo Nacional que la Secretaría de Estado de Recursos Hídricos realice los estudios señalados en las bases de Acuerdo."

En cumplimiento a dicha solicitud, la Subsecretaría de Recursos Hídricos contrató con el Instituto Tecnológico de Massachussetts un estudio para la determinación del "Programa Unico de Aprovechamiento de la Cuenca de Río Colorado".

#### 2.2.3.4. Los aprovechamientos hidroeléctricos y el abastecimiento eléctrico a la Provincia de La Pampa.

La realización de los aprovechamientos hidroeléctricos - de Río Colorado mencionados en 2.2.3, con la sola excepción de "Los Divisaderos", en este momento está condicionada a los resultados del estudio que realiza el M.I.T. Por otra parte se considera la posibilidad de ampliar el estudio, considerando la Cuenca del Río Colorado conjuntamente con la del Río Negro, por las múltiples posibilidades de complementación y, de eventual trasvasamiento - que ofrecen ambas cuencas. Desde el punto de vista del - "Abastecimiento Eléctrico a la Provincia de La Pampa, consideramos prudente conocer previamente, el resultado del estudio del M.I.T. a los efectos de poder hacer una real evaluación de las posibilidades energéticas de dichos aprovechamientos.

## 2.3. CARACTERISTICAS OPERATIVAS DEL SERVICIO PUBLICO.

### 2.3.1. Centrales

#### 2.3.1.1. Referencias operativas

En el cuadro 2-3 N° 1 se presentan los datos que caracterizan la operación de las centrales que integran el parque de generación.

Para cada central se han determinado los siguientes indicadores:

Factor de utilización: Medido en horas, da una imagen del grado de aprovechamiento, de la capacidad instalada de la central.

Factor de carga: Medido en horas, da una idea de la calidad de la demanda, o bien de tipo de servicio prestado al mercado consumidor.

Factor de planta: Mide el nivel de potencia ociosa, o bien el equipamiento incluyendo la reserva.

Por otra parte, en el cuadro se indica el horario de servicio de cada central.

Del análisis de los factores de utilización calculados - en el cuadro mencionado se desprende que, para las centrales con horario permanente la magnitud de dicho indicador resulta aceptable en el caso de Santa Rosa con - 2760 hs.

El resto de las centrales, pueden agruparse de la siguiente forma. Los de tiempo de utilización bajo, comprendido entre 2500 hs. y 2000 hs: dentro del cual se encuentra involucradas las principales centrales de la provincia, y - por debajo de las 2000 hs. con un tiempo de utilización muy reducido correspondiendo los valores mas bajos para - los servicios discontinuos.

### 2.3.1.2. Consumo y abastecimiento de combustibles y lubricantes.

En el cuadro 2-3 N° 2 se indican los consumos específicos de combustibles y tipo de combustible utilizado por cada una de las centrales diesel existentes.

Los valores obtenidos de consumo específico, están en general, dentro de lo admisible considerando la potencia unitaria de los grupos en servicio y el grado de utilización de los mismos, sin pasar por alto que en algunos casos sean extremadamente alto.

El suministro de combustible en la mayoría de los casos se realiza desde B. Blanca y solamente en la zona norte de la Provincia el combustible proviene de Montecristo - Pcia. de Córdoba.

En el cuadro 2-3 N° 3 se muestran los consumos de lubricantes.

### 2.3.1.3. Grado de reserva y flexibilidad operativa.

El factor de planta, Cuadro 2-3 N° 1 es la relación entre la potencia efectiva de la central y su carga máxima.

Mide el nivel de potencia ociosa, o bien el equipamiento incluyendo la reserva.

Como se puede apreciar el factor de planta de una idea del grado de reserva y flexibilidad operativa.

En relación al factor de planta, se observa que las centrales pueden agruparse en tres niveles.

- a) Centrales con factor cercano a la unidad (hasta 1,5).  
Un factor de esta magnitud es indicativa de una situación crítica en cuanto a disponibilidad de potencia efectiva se refiere, advirtiéndose sobre la necesidad de incrementar la capacidad de la central correspondiente.

La central de Santa Rosa, con 1,1 de factor de planta, evidencia una gran falta de potencia, la que habrá de superarse con la ampliación prevista.

- b) Centrales con factores de planta entre 1,5 y 2,5. Este rango, en general, puede considerarse normal, no se -

tiene en cuenta por un lado la necesidad de disponer de reserva técnica (hasta un máximo de 50 % para centrales con dos unidades) y por otro lado la conveniencia económica de instalar unidades relativamente mayores que la demanda máxima, en vez de grupos de menor magnitud cuyos costos son comparables.

- c) Centrales con factores de planta mayores que 2,26. Las centrales con estos niveles pueden considerarse sobre equipados, no presentándose esta situación para ninguna de las centrales de esta provincia.

## 2.3.2. Transmisión

### 2.3.2.1. Características mecánicas y eléctricas de las líneas.

Las líneas de 33 kV están contenidas con estructuras de hormigón, la aislación es del tipo de aislador a perno fijo con excepción de la línea Gral. San Martín - Guatraché - Macachín que están construídas con aisladores o cadena. (tres por fase).

Los conductores utilizados en su mayoría son de aleación de aluminio existiendo algunas líneas con conductores de cobre. Las secciones, en algunos casos son extremadamente reducidas, variando desde 16 mm<sup>2</sup>. de cobre hasta 150 mm<sup>2</sup>. de aleación de aluminio (caso de la línea Gral. San Martín - Guatraché - Macachín).

Las líneas de 13,2 kV son del tipo de poste de hormigón y poste de madera, con aisladores a perno fijo.

### 2.3.2.2. Capacidad de transmisión de las líneas existentes.

En el cuadro 2-2 N° 2 se ha insertado el cálculo de la capacidad de transmisión de las líneas existentes.

### 2.3.2.3. Grado de saturación

Tal como se señala en 2.3.2.1. las secciones de algunas líneas son extremadamente reducidas. En el caso de la lí



nea Santa Rosa - Anguil, Anguil - Clnia. Barón y Anguil-Catriló ha sido construida con conductores de 16 mm<sup>2</sup>. - de cobre estando ya en el límite de su capacidad. No ocurre esta situación para las demás líneas de los - sistemas existentes. En el estudio de alternativas se considerará el grado de saturación de líneas.

## 2.4.- Aspectos económicos de la explotación

### 2.4.1.- Gastos variables de combustibles y lubricantes

En el CUADRO 2.4 N°1, se ha obtenido el costo de combustible (\$/kWh) correspondiente al año 1971 indicándose asimismo el rendimiento y el precio medio del combustible puesto en central.-

Los costos más altos de combustibles corresponden a las centrales que utilizan combustibles gas-oil: Conhello, La Maruja y Santa Isabel en las que se alcanza un valor comprendido entre 0,22 y 0,25 \$/kWh.-

En las centrales de tipo diesel-oil los costos más bajos se obtienen en las centrales de Gral. San Martín, Gral. Acha, Gral. Pico, Realicó y Santa Rosa con valores comprendidos entre 0,030 y 0,038 \$/kWh.- Los consumos específicos medios de estas centrales se encuentran comprendidos entre 245 y 345 grs/kWh, valores que consideramos como buenos para este tipo de unidades.-

Los restantes costos se escalonan entre 0,040 y 0,087 \$/kWh, influidos por los menores rendimientos y en algunos casos por el mayor precio del combustible, teniendo en cuenta los fletes en razón de la ubicación de cada central.-

En el CUADRO 2.4 N°2 se indican los costos de lubricantes en \$/kWh, incluyéndose los rendimientos (grs./kWh) y precios promedios para el año 1971.-

### 2.4.2. Gastos fijos - Indicadores económicos

En el CUADRO 2.4 N° 3 se han obtenido los siguientes indicadores económicos de la explotación: Agentes por kW instalado, Sueldos y Cargas Sociales por kW instalado correspondientes a las unidades administrativas de generación y distribución.-

Los valores del número de agentes por kW instalado correspondientes a las cooperativas de Santa Rosa, Intendente Alvear, Realicó y E. Castex comprendidos entre 0,00 y 0,009 debemos calificarlos de muy aceptables.- Atendiendo al tamaño de las unidades según potencia instalada se obtienen los siguientes valores medios:

<u>Tamaño</u>	<u>Agentes por kW</u>
(kW)	
> 1.000	0,011
500 - 1.000	0,013
100 - 500	0,019
< 100	0,025

Los valores de sueldos y cargas sociales por kW instalado están en relación directa con el total de agentes por kW instalado, pero observándose diferencias apreciables entre las cooperativas y las usinas municipales.-

Así para las cooperativas ha resultado un promedio de 15.717,59\$/Agente por año mientras que para las municipales dicho valor es de 10.874,60 \$/Agente por año.-

Agrupando las unidades por tamaño, resultan los siguientes valores medios de sueldos y cargas sociales.-

<u>Tamaño</u>	<u>Sueldos y Cargas Sociales</u>
(kW)	<u>por kW instalado</u>
> 1.000	174
500 - 1.000	192
100 - 500 (Coop)	329
100 - 500 (Munic.)	184
< 100 (Munic.)	252

Para el rubro materiales y varios han resultado los siguientes valores medios:

<u>Tamaño</u>	<u>Materiales y Varios</u>
> 1.000	38
500 - 1.000	40
100 - 500	65
< 100	110

En el CUADRO 2.4. N°4 se han obtenido los mismos indicadores anteriores para las unidades administrativas de distribución refiriendo los valores a la potencia instalada en transformador principal de rebaje.-

En los CUADROS 2.4 N°5 y 2.4 N°6 se ha obtenido el precio medio de venta, año 1971 para las cooperativas y usinas municipales respectivamente.-

## 2.5. ANALISIS TARIFARIO

### 2.5.1. Marco Jurídico

El 18 de marzo de 1970 es sancionada y promulgada la - Ley 536 en cuyas disposiciones quedan comprendidos los servicios públicos de generación, de transporte, de - transmisión y distribución de energía eléctrica que se presten en el territorio de la Provincia, o no se hallen sujetos a la jurisdicción nacional.

El decreto N° 2/71 del 4 de enero de 1971 aprueba la Re glamentación de dicha ley 536 llamada también ley de e- nergía.

A continuación y en forma abreviada se indica lo dispues to por la legislación vigente en relación con las tari- fas eléctricas.

En virtud del artículo 3° de la citada Ley el Poder Eje cutivo quedó autorizado para fijar y homologar las tari- fas de los servicios públicos de electricidad, correspon- diendo a la competencia del Ministerio de Economía y O- bras Públicas despachar los negocios de la Provincia en la materia objeto de esa Ley.

De acuerdo con el artículo 20° se creó dentro de la com- petencia de dicho ministerio la "Administración Provin- cial de Energía" (A.P.E.), órgano autárquico e institu- ción de derecho público, que goza de autarquía financie- ra y tiene capacidad para actuar pública y privadamente. Dentro de sus atribuciones específicas figura la de pro- poner al Poder Ejecutivo el cuadro tarifario para cada - servicio o grupo de servicios.

Antes de entrar en el análisis del regimen tarifario y - entendiendo que este regula los dos tipos de prestaciones siguientes:

- prestaciones a cargo de Cooperativas o entes si- milares, titulares de concesiones;
- prestaciones desde la Red de Interconexión Provin- cial a cargo de "A.P.E."

se ha estimado ilustrativo conocer previamente el origen y las funciones que se le asignan a la futura red de interconexión.

#### 2.5.1.1. Regimen Tarifario

La ley 536 consagra su título V (Art. 33, 34, 35, 36 y - 37) al régimen tarifario.

El artículo 33 expresa que las tarifas para la energía eléctrica que se comercialice en las centrales, líneas de transmisión y redes de distribución de los servicios públicos de jurisdicción provincial, se determinarán de modo que los ingresos resultantes de su aplicación 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 para la atención de sus deudas y para la normal expansión de sus servicios. El Poder Ejecutivo puede establecer excepciones fundadas al presente régimen tarifario en los supuestos de concesiones subvencionadas.

Como se observa el artículo 33 establece la "filosofía" del régimen tarifario y reserva los dos artículos siguientes a la metodología para la determinación del importe, que en cada ejercicio, deben cubrir las tarifas.

#### 2.5.2. Prestaciones a cargo de "A.P.E."

La A.P.E. está facultada a prestar los servicios públicos de electricidad debiendo su actividad ser supletoria de la Municipalidad. Puede ejercer la prestación en las etapas de generación, transformación, transporte y distribución de energía eléctrica ya sea en su conjunto o bien to mando a su cargo una o más de dichas actividades.

dicha facultad se complementa con las atribuciones específicas de adquirir o suministrar energía en bloque, siendo éste último procedimiento el preferencial en los casos en que la distribución se encuentre a cargo de cooperativas o asociaciones similares.

#### 2.5.2.1. Convenios con D.E.B.A.

Mediante Acta Convenio del 16 de marzo de 1971 "D.E.B.A." (Dirección de la Energía de la Provincia de Buenos Aires) y "A.P.E." (Administración Provincial de Energía de La Pampa) convinieron llevar a cabo la interconexión de sus respectivos sistemas eléctricos regionales para el intercambio de energía, unificación de reservas y complementaciones y racionalizaciones operativas de ambos organismos. En lo que a tarifas se refiere el artículo 7° de dicho documento expresa:

"Para el suministro de energía los contratantes dejan sentado que las tarifas a aplicar a sus respectivos despacho de cargas, lo serán sin perseguir fin de lucro alguno. Para los suministros de energía a cargo de D.E.B.A. regirá la misma tarifa de costo que ese organismo pague a Hidronor, SEGBA, A.y E.E. u otros complejos que se integren, con más las pérdidas de transmisión. Para el caso de suministro de energía a cargo de "A.P.E." regirá la tarifa constituida únicamente por los costos de generación en la central de la cual proceda, con más las pérdidas de transmisión".

En julio de 1971 "A.P.E." y "D.E.B.A." suscriben un contrato que regula el intercambio de energía eléctrica entre sus sistemas. Poniendo D.E.B.A. a disposición de A.P.E. hasta una potencia máxima de 860 kW en forma permanente en las barras de 33 kV de la subestación Guatraché.

En dicho convenio se estableció que la tarifa será de tipo monómica (\$/kWh suministrado) y ajustable en función del costo del fuel oil puesto en la central de Bahía Blanca.

Este contrato tendrá una duración de 10 años pudiendo ser renovado automáticamente por períodos iguales. Sin embargo cada una de las partes puede denunciarlo previa manifestación por escrito a la otra parte, con una antelación no menor de un año.

La entrada en servicio de otro sistema de interconexión para abastecer el nudo Guatraché, dará también derecho a las partes a pedir la revisión o revocación del contrato.

#### 2.5.2.2. Tarifa Preferencial para la zona del Comahue

La ley N°17.574 que otorga a "Hidronor Hidroeléctrica Norpatagónica S.A." la concesión para construir y explotar las obras del Complejo El Chocón- Cerros Colorados, en su Artículo 4 sobre "Normas reglamentarias para la utilización de la energía", promueve el desarrollo de esta zona al considerar que:

"Desde que Hidronor esté en condiciones de iniciar el suministro de energía eléctrica, pondrá a disposición de la Región del Comahue una reserva de potencia de magnitud adecuada para promover el desarrollo económico de la misma, en la que regirán las tarifas especiales previstas por el siguiente Artículo 13, Sección II".-

"La Secretaría de Estado de Energía y Minería fijará de tanto en tanto las cantidades de energía a tal efecto requeridas y establecerá las condiciones a que deberá ajustarse el cumplimiento de las normas enunciadas por el artículo 11 de la presente ley para satisfacer los propósitos informantes de la misma".-

El mencionado Artículo 11 señala la prioridad del abastecimiento de energía eléctrica a la zona del Comahue:

"Hidronor Hidroeléctrica Norpatagónica Sociedad Anónima librará al servicio las instalaciones a medida que ellas puedan suministrar energía, de manera que se asegure permanente prioridad a la Región del Comahue en el abastecimiento de potencia y energía eléctrica proveniente de sus centrales.- A tal efecto en caso que el desarrollo de la Región lo haga necesario el reintegro de la energía entregada fuera de ella será obligatorio, debiendo mediar una notificación de Hidronor Hidroeléctrica Norpatagónica, Sociedad Anónima a los distribuidores o usuarios hecha con no menos de cuatro (4) años de anticipación a fin de que éstos adopten las medidas necesarias para sustituirlas".-

Se define una tarifa preferencial para esta zona a través de los artículos 12 y 13, siguientes:

Artículo 12.-"El precio medio de venta de la energía a proveer por Hidronor Hidroeléctrica Norpatagónica, Sociedad Anónima en la Región del Comahue con destino a servicios públicos en esa Región, resultará de las normas tarifarias establecidas en el artículo 39 de la Ley N° 15.336, pero sin incluir los intereses del capital".-

"Las tarifas preferenciales no regirán cuando el Poder Ejecutivo considere cumplidos los fines de promoción y desarrollo en la Región del Comahue".-

"El poder Ejecutivo compensará a Hidronor 'Hidroeléctrica Norpatagónica, Sociedad Anónima' con recursos del Tesoro Nacional las sumas no percibidas por la aplicación de las tarifas preferenciales en la Región del Comahue a que hace referencia al presente artículo, en tanto no puedan ser compensadas por el procedimiento establecido en el Anexo 1, Artículo 13, sección III del contrato de concesión, debido a que las tarifas a cobrar por Hidronor 'Hidroeléctrica Norpatagónica, Sociedad Anónima' a consumidores radicados fuera de la región superen el costo de sustitución".-

El Artículo 39 (Ley N° 15.336) trata sobre la fijación de los precios y tarifas de la energía eléctrica que se comercialice en las centrales y líneas que integran la Red Nacional de Interconexión y para los servicios públicos de jurisdicción nacional.-

#### "Artículo 13.- Tarifas

##### Sección I:

A los efectos de la fijación de las tarifas de Hidronor se establecerán los siguientes costos:

- a) Gastos de explotación: comprenderán todos los gastos necesarios para la operación, mantenimiento, supervisión y dirección de las obras hidráulicas, las centrales eléctricas, líneas de transmisión, estaciones transformadoras y todas las obras complementarias y auxiliares de las mismas, incluso los que correspondan a saneamiento, conservación de fauna, flora y otros recursos naturales.- Comprenderán igualmente los gastos comerciales, administrativos y generales de la empresa, incluso las eventuales contribuciones, impuestos y tasas nacionales, provinciales y municipales de cualquier naturaleza, como así también los que graven el capital o los beneficios de Hidronor.- La enumeración precedente es meramente ilustrativa, sin perjuicio de cualesquiera otros gastos y cargas en que incurra Hidronor en relación con las actividades objeto de la presente concesión.- En virtud de las

---

NOTA: Los Artículos 11 y 12 transcritos, son los de la Ley N° 19.955 que reemplazan a los correspondientes de la ley N° 17.754.-



normas estipuladas por el artículo 11 para fijar la base tarifaria, los intereses de los préstamos que contraiga Hidronor no serán computados como gastos de explotación;

- b) La dotación anual al fondo de depreciación conforme al Artículo 12, Sección I, acápites a) y b);
- c) Las cuotas anuales de amortización conforme a la Sección II del Artículo 12.-;
- d) Un beneficio neto después de haber pagado todo impuesto, igual al ocho por ciento anual del valor de la "base tarifaria" que resulta para el mismo año en cuestión conforme al Artículo 11.- Dicha tasa ha sido fijada con miras a obtener el concurso del ahorro privado nacional a la financiación de las obras y servicios a cargo de Hidronor, por cuyo motivo será reajustada de común acuerdo entre el Poder Ejecutivo e Hidronor en caso de que resultara insuficiente para alcanzar la expresada finalidad".-

NOTA: Los Art. 11 y 12 de la Ley 17.574, fueron modificados según la ley N° 19.955.-

#### "Sección II.-

Las tarifas para la venta de energía eléctrica con destino a servicios públicos en la Región del Comahue serán fijadas en función de la proporción que equitativamente corresponda de los puntos a), b) y c) de la Sección I precedente.- A partir de la fecha en que conforme al Artículo 10° de la (presente ley) el Poder Ejecutivo haya declarado cumplidos los propósitos de promoción y desarrollo de la mencionada Región, también será incluida la proporción pertinente del punto d) de la mencionada Sección I".-

#### "Sección III.-

Las tarifas para la venta de energía eléctrica fuera de la Región del Comahue así como a grandes consumidores en dicha región -a saber, con una demanda máxima superior a 3.000 kW- serán establecidas en forma de que su producido, sumando al proveniente de las ventas en dicha Región a que se refiere la precedente Sección II de este artículo, y a los ingresos de Hidronor por la explotación de cualesquiera otros bienes afectados a la presente concesión, o la prestación de los servicios que esa explotación comporta, cubra todos los gastos y cargas establecidas conforme a la Sección I del presente artículo.-

Reconocen las partes que en virtud de los propósitos informantes de la (presente ley y del presente convenio -atenuación de crecidas y fomento de la Región del Comahue- las normas precedentes pueden determinar que los precios de la energía a suministrar fuera de dicha Región impidan -en forma parcial o total-

la venta de la producción de Hidronor al efecto disponible, por resultar dichos precios superiores, sea al importe de los gastos cuyo desembolso por los sistemas adquirentes la adquisición de esa energía permitan evitar, sea al importe de lo que habría costado producir energía de iguales características ampliando la capacidad de producción de esos mismos sistemas.- En tal caso, Hidronor rebajará sus precios en el importe requerido para que resulten iguales, para cada sistema a su respectivo costo de producción y el Poder Ejecutivo sin perjuicio de la compensación prevista en el Artículo 12 de la (presente ley), optará entre:

- a) Autorizar la reducción de la "base tarifaria" de Hidronor en la medida requerida por esa rebaja, ampliando en igual proporción el valor previsto en el Artículo 11, Sección II, acápite b); o
- b) Abonar a Hidronor una subvención de equilibrio igual al déficit de ingresos que para ella resulte de la precitada rebaja..."-.

Es importante tener en cuenta esta Ley N°17.574 en su aspecto promocional, pues los beneficios de la misma, favorecerían el desarrollo del área pampeana que forma parte de la zona del Comahue.- (\*)

---

(\*) No debe excluirse que los fines promocionales aludidos se instrumenten con un régimen tarifario que haga extensiva esa tarifa a toda la provincia, en una política coherente con la promoción industrial vigente en la actualidad para toda la provincia.-

2.5.3. Estructura tarifaria propuesta para los análisis económicos y financieros del presente proyecto de equipamiento.

Para la realización de dichos análisis se ha adoptado como estructura tarifaria básica la forma binómica para - que resulte de adoptar como hipótesis la siguiente clasificación para los costos totales anuales:

Gastos fijos:     - cargas de capital.  
                       - gastos de explotación excepto: combustibles y lubricantes.  
                       - compras de potencia.

Gastos variables: - gastos de combustibles y lubricantes.  
                       - compras de energía.

y de aceptar como principio de imputación, que:

- los gastos fijos están condicionados por los requerimientos máximos de potencia registrados durante la punta (gastos de potencia), y que
- los gastos variables pueden imputarse a las necesidades totales de energía y sus modulaciones en función del tiempo (gastos de energía).

Este esquema binómico de costos permite no sólo ir incorporando los costos adicionales de etapas sucesivas y o anteriores (generación o compra, transmisión, transformación, etc) posibilitando así la determinación de la tarifa binómica pura en cualquier punto del sistema. Como ya se ha puesto de manifiesto en el acta convenio y en el contrato con D.E.B.A., la economía de escala del sistema integrado significará que el subsistema de La Pampa resulte eminentemente importador.

Por lo tanto la estructura tarifaria para la Red de Interconexión Provincial estará inducida por el tipo de tarifas que se apliquen a los servicios recibidos desde los sistemas externos.

Se estima que en principio dichas tarifas serán de la forma binómica, comprendiendo:

- a) un cargo fijo mensual (\$/kW), ya sea por la potencia puesta a disposición durante las horas de punta del sistema interconectado (prestación que incluye también la participación porcentual en la reserva del sistema) o por kW de capacidad de suministro convenida, es decir la potencia en kW promedio de 15 minutos que el vendedor pone a disposición en el punto de entrega.
- b) Una cuota de energía en (\$/kWh) por cada kWh de energía entregada.

Todo esto resulta perfectamente compatible en la estructura binómica propuesta, permitiendo por lo tanto con toda comodidad el análisis económico financiero de las hipótesis adoptadas para el equipamiento futuro.

#### 2.5.4. Recomendaciones.

En la actualidad las estructuras tarifarias y los niveles de precios deben tener en cuenta el fenómeno de la expansión acelerada de los servicios. En consecuencia, la obligación de todo sistema tarifario de lograr el equilibrio de tesorería como garantía de buena gestión, se torna más imperativa, debido a que dicha expansión requiere inversiones importantes que hacen deseable un mayor margen de autofinanciamiento.

Se estima que esta condición unánimemente reconocida, se satisface en nuestro caso, en un fiel cumplimiento del artículo 34 de la ley 536.

- Cualquiera sea la filosofía adoptada y la estructura de tarifas elegida, es necesario prever el ajuste de los precios a la evolución de las condiciones económicas a efectos de evitar las distorsiones de aquellas en los períodos de inflación manifiesta.

A ese respecto, se recomienda que la "A.P.E." establezca las fórmulas de ajuste de las tarifas, según lo fijado -

en el artículo 35 de la ley ya indicada, para los cambios en los precios de la mano de obra y de los combustibles.

Con referencia a la redacción de los pliegos tarifarios y cálculo de los respectivos cuadros tarifarios según lo señalado en el artículo 36 de la ley de Energía se sugiere realizar a la brevedad un estudio cumpliendo las etapas siguientes:

a - Estudio de la demanda.

Como los estudios tratan de establecer un sistema tarifario racional, que reflejando los costos mantenga una cierta igualdad de tratamiento para los suministros similares, se deberá definir categorías de clientes que justifiquen tarifas diferentes.

El número de categorías a considerar dependerá del grado de precisión que se desea alcanzar. Lo ideal sería poder definir las demandas de cada una en función de todas las variables que la afectan (independientes de la acción del prestatario, dependientes de aquella y variaciones temporales).

b - Estudio de los costos.

Si bien el artículo 34 de la ley de Energía define explícitamente los cargos y gastos, se estima que podrán plantearse algunas dificultades en la aplicación del criterio del costo de sustitución para la determinación de la inversión inmovilizada.

Se sugiere en esta etapa la formulación de un Plan de Cuentas, uniforme y sencillo que permita a todos los prestatarios una clasificación trinómica de los costos totales según su naturaleza, costos de potencia, costos de energía y costos de la clientela.

Complementariamente deberá decidirse sobre uno de los dos métodos: integralista o marginalista, para la imputación de los gastos a los distintos suministros.

Se aclara que en el integralista, puede adoptarse una variante, cuando para la imputación de los gastos co-

munas se tienen en cuenta, además de las características técnicas, criterios relativos a la economía del propio cliente.

c - Pliegos de especificaciones tarifarias y cuadros de tarifas.

Como paso previo en esta etapa, deberán establecerse los objetivos que definan la política tarifaria, fase sumamente importante dado su carácter de servicio público.

En forma genérica se puede señalar que los distintos objetivos tienden a orientarse en los aspectos siguientes:

- objetivos que se refieren al mantenimiento de un equilibrio de tesorería, como garantía de una buena gestión;
- objetivos que tratan de lograr una mejor satisfacción del interés económico general;
- y aquellos relativos a la justicia, equidad, igualdad de tratamiento y eliminación de toda discriminación entre los clientes.

## 2.6. Autoproducción

En el CUADRO 2.6 N°1 se indica la evolución histórica de la potencia instalada y producción de las centrales del servicio público y de autoproducción y porcentaje de esta última respecto del total.-

Los valores obtenidos muestran para la autoproducción un porcentaje del 12,0% en potencia instalada y un 10,8% en generación para el año 1971.-

Si bien no poseemos valores de % de autoproducción para otras jurisdicciones del país en dicho año, una comparación para el año 1969 indica a La Pampa (8,8%) como uno de los más bajos (superado en menos por solo cuatro jurisdicciones) y muy inferior al valor global del país que fue en dicho año del 28,2%.-

La distribución de la autoproducción (1) por departamento indicada en el CUADRO N°2.6 N°2 muestra que el 85% de la misma se encuentra ubicada en los departamentos de Atreuco, Realicó y Capital en el primero la Salinera de Hidalgo y en los últimos los molinos Marineros Werner correspondiendo el 15% restante a Caleu-Caleu, Hucal y Maracó.- En el cuadro recién mencionado se indica además la autoproducción por rama de industria, correspondiendo el 70% aproximadamente a las alimenticias (molinos harineros), el 22% para las extractivas y el resto se reparte en químicas y otras industrias.-

Para los sistemas eléctricos en estudio, la influencia local de la autoproducción en generación es para el año 1971, la siguiente:

<u>Sistema</u>	<u>% de Autoproducción</u>
Gral. Pico	13,7
Guatraché	23,1
Realicó	47,4
Santa Rosa	7,7

De acuerdo a la metodología del temario se realizó una encuesta a los principales autoproductores, y la información obtenida se ha resumido en el CUADRO 2.6 N° 3.-

---

(1) Potencias instaladas superiores - 20 kW.-

De las 9 empresas encuestadas una se conectará al servicio público en 1972 (Fca. de Oxígeno) y otra muy posiblemente en 1973. (Salina de Hidalgo).

Los motivos de autoproducción son en el 100% de los casos de tipo económico al ser el costo de autoproducción (equivalente al costo de generación del servicio público) sensiblemente menor al precio de venta del servicio público.

Cabe destacar que salvo la Cooperativa de General Pico que posee una tarifa preferencial escalonada para grandes consumos, los restantes entes prestarios tienen tarifa única, monomía, que se aplica indistintamente a los sectores residenciales, comercial, industrial y de alumbrado público.

Casi todas las autoproductoras, especialmente los molinos harineros y salineros poseen horario continuo de funcionamiento y una carga muy constante, lo que redundará en una utilización muy alta del equipo. Este hecho tiene que ser contemplado mediante una tarifa adecuada del servicio público, que premiará la mayor utilización y no cargará gasto de distribución, comercialización, etc. al efectuarse el suministro en alta tensión.

Para el año 1972, hemos realizado una estimación del costo de autoproducción, considerando grupos diesel de un tamaño medio de 500 kW (que son los que más predominan) y teniendo en cuenta costos de combustible, lubricante, personal de atención, mantenimiento y amortización sobre valores de reposición ( $300 \frac{\text{\$USA}}{\text{kW}}$ ). Se ha obtenido un costo de alrededor de 0,25 \$/kWh que comparado con las tarifas básicas vigentes de la mayoría de los sistemas resulta sensiblemente menor.

En 1974, al realizarse la interconexión T. Lauquen - G. Pico - Sta. Rosa - Guatraché - Pigüe habrá disponibilidades de potencia en La Pampa y se operará una reducción del costo del kWh, factores que unidos a una adecuada tarificación permitirán absorber la casi totalidad de la autoproducción existente.



### 3.- Estudio del Mercado Eléctrico

### 3. ESTUDIO DEL MERCADO ELECTRICO

#### 3.1. Evolución histórica de la demanda del servicio público

##### 3.1.1. Evolución histórica del consumo y abastecimiento eléctrico

El análisis histórico de la demanda del servicio público comprende la determinación de todos los aspectos relativos al consumo y el abastecimiento eléctrico para los sistemas eléctricos y localidades definidas en el apartado 2.1. - configuración espacial del servicio eléctrico del Capítulo 2.-

A efectos de caracterizar la magnitud relativa de los sistemas se ha confeccionado el CUADRO 3.1. N°1, en el cual se efectúa una comparación de indicadores eléctricos correspondientes al año 1971.-

Desde el punto de vista del consumo puede observarse que los sistemas de Santa Rosa y Gral. Pico representan el 77 %, siguiendo en orden de importancia y de acuerdo a su magnitud los de Guatraché, Realicó, Gral. Acha, I. Alvear, Ing. Luigi, Victorica y M. Riglos.-

La denominación "otros" comprende las localidades de Santa Isabel, Conhello, Rucanelo, Rolón, Carro Quemado y La Adela, que juntos representan al 0,4% del total provincial.-

La participación porcentual en el número de usuarios es similar a la del consumo, aunque en este aspecto los sistemas de Santa Rosa y Gral. Pico alcanzan sólo al 68%.-

La diferencia en 9% en la participación en el consumo y número de usuarios se explica observando el consumo por usuario que en los sistemas recién mencionados son de 1667 y 1364 kWh/año, netamente diferenciados de los restantes sistemas que se ubican entre los 900 y 1200 kWh/año.-

Los denominados "otros" con 666 kWh/año son en la mayoría localidades con servicio discontinuo, factor que influye en su bajo consumo.-

La participación en la población servida es similar y de alta correlación al porciento del número de usuarios.-

No habiéndose detectado una electrificación rural significativa en La Pampa, la población servida considerada corresponde a la urbana de las localidades con servicio (ver Capítulo 1, apartado 1.3)

En lo que respecta a la relación habitante por usuario la distribución por rangos es la siguiente:

<u>Nro. de sistemas</u>	<u>Rango</u>
1	$\leq$ 3,0
6	3,0 - 4,0
3	$\geq$ 4,0

En el CUADRO 3.1 N°2 se presenta la estructura sectorial del consumo para los diferentes sistemas en estudio.-

Los porcentajes obtenidos muestran a nivel provincial la preponderancia del alumbrado residencial y público, y la poca significación del consumo industrial (10 %).- A nivel local la situación es similar, con solamente tres sistemas Gral. Pico, I. Alvear y M. Riglos, con porcentajes de consumo industrial levemente superiores al promedio provincial.-

En los CUADROS 3.1 N° 3 al 3.1 N° 5 se resume el abastecimiento eléctrico de los distintos sistemas en estudio para los años 1969, 1970 y 1971.-

La terminología utilizada es la siguiente:

- Energía generada (MWh): energía generada en bornes de alternador.-
- Uso propio (MWh): consumo de servicios auxiliares.-
- Compra o venta en block (MWh): compra o venta de energía por intercambio a otras unidades administrativas.-
- Energía enviada a la red (MWh) = Energía generada.-  
Uso propio + Compra en block - Venta en block.-
- Consumo (MWh): energía facturada y suministros sin cargo.-
- Pérdidas en la red (MWh): pérdidas totales de transmisión, distribución y consumos no controlados.-
- Carga máxima (kW): carga máxima anual medida en central o estimada según los casos.-

$$\text{Factor de carga (hs)} = \frac{\text{Energía Generada}}{\text{Carga máxima}}$$

Los valores correspondientes a uso propio y pérdidas en la red han sido calculados en porciento de la energía generada y energía enviada a la red respectivamente.- El valor del factor de carga ha sido calculado asimismo en porcentaje de 8.760 hs.-

En los CUADROS 3.1 al 3.1 N° 22 se indica la evolución histórica del consumo, número de usuarios, consumo por usuario y habitante por usuario.-

Esta información ha sido obtenida a nivel de "sistema" (ver definición de los sistemas en el apartado 2.1.- Capítulo 2), es decir integrando todas las unidades administrativas (centrales y localidades) pertenecientes a un mismo sistema.-

Las series históricas son de extensión geográfica aproximadamente constante ya que consideran desde el comienzo la totalidad de las localidades existentes en el año 1971.-

Se han determinado los incrementos anuales ( en %) y a partir de ellos la tasa promedio para las series históricas:

1963-1971; 1964-1971; 1965-1971; 1966-1971 y 1967-1971, es decir desde un máximo de 9 años hasta un mínimo de 5 años.-

A continuación nos referimos al análisis de cada uno de los sistemas.-

a) Sistema Santa Rosa

La única central existente es la de Santa Rosa, en donde se mide la carga máxima total de sistema.- El valor de factor de carga de 4.123 correspondiente al año 1971 se encuentra distorsionado.- En el año 1971 hemos estimado un déficit de potencia de 350 kW aproximadamente considerando que un sistema de la característica del de Santa Rosa, de estructura de consumo eminentemente residencial (consumo industrial del 8,6 % del total en 1970) el factor de carga anual debe ser de 3.900 horas aproximadamente.- Se ha confirmado una restricción en el servicio de alumbrado público de 150 kW.-

La serie de consumos del sistema indicada en el CUADRO 3.1 N° 6 muestra un crecimiento muy uniforme, con una tasa del 8,0 % a.a.- El crecimiento del número de usuarios es del 3 % a.a. y la del consumo por usuario del 5,0 % a.a.- La relación habitante usuario decrece al 0,5 % a.a.-

b) Sistema General Pico

El factor de carga presenta un valor distorsionado en el año 1969.- En el año 1971 no se han detectado restricciones de potencia en este sistema (factor de planta de la central de General Pico 1,32) ni verificado incorporaciones significativas de nuevas localidades que pudieran distorsionar el factor de carga obtenido para dicho año (3747 horas).-

Por otra parte el abastecimiento a la localidad de E. Castex (incorporada al sistema el 5.8.70, venta en barra), se efectúa en el horario de 20 a 6 hs. absorbiendo la central de General Pico la totalidad de la carga máxima de dicha central (460 kW).-

Teniendo en cuenta que la central de E. Castex genera aún una pequeña cantidad de energía en 1971 no absorbida por General Pico, hemos adoptado un factor de carga de 3.800 horas en la proyección de las demandas vegetativas, levemente superior al del año 1971.-

Otro factor importante a tener en cuenta es la comparación del sistema General Pico con el de Santa Rosa.- Ambos sistemas presentan una estructura del consumo prácticamente similar (Cuadro 3.1 N° 2) y sus factores de carga deben ser del mismo orden.-

La serie de consumos del sistema que se indica en el CUADRO 3.1 N° 7 muestra una gran similitud con la del sistema Santa Rosa, es decir una tasa del 8,0 %, sumamente uniforme, repartido por partes iguales en el número de usuarios (4,0 % a.ac.) y el consumo por usuarios (4,0 % a.ac.).-

La relación habitante por usuario decrece muy uniformemente, a razón del 1,0 % a.ac.-

#### c) Sistema Guatraché

El valor del factor de carga del año 1971 correspondiente a la central de General San Martín (3.061 hs) se encuentra distorsionado, debido a que a fines del año 1971 comenzó el abastecimiento a las localidades de General Campos y Alpachiri durante las horas punta.-

La evolución histórica del consumo del sistema se indica en el CUADRO 3.1 N° 8.- La tasa de crecimiento es asimismo muy uniforme, del 11 % a.ac. con un crecimiento muy elevado del número de usuarios (6,0 % a.ac.).- El crecimiento del consumo por usuario es del 5,0 % a.ac.-

La relación habitante-usuario decrece al -4,5 % anual.-

#### d) Sistema Realicó

El factor de carga de la Central de Realicó, única del sistema es de 3.400 horas en 1971, habiéndose operado en dicho año un abastecimiento normal de energía y potencia.- Su valor es correcto.-

La evolución del consumo del sistema indicada en el CUADRO 3.1. N° 9 muestra un crecimiento uniforme del 9,5 % a.ac. para las series más largas, con una tendencia a incrementarse en las más cortas.-

El crecimiento del número de usuarios es parejo, del 3,5% a.ac. con un decrecimiento de la relación habitante por usuario del - 2,5% a.ac.-

e) Sistema General Acha

El factor de carga para los dos últimos años con datos de carga máxima (1969 y 1971) es prácticamente constante (3.657 hs. y 3.662 hs.).-

El crecimiento del consumo tal como se observa en el Cuadro 3.1 N°10 es del 7% a.ac. muy uniforme, repartido aproximadamente por mitades en el número de usuarios y consumo por usuario.- La relación habitante por usuario decrece muy lentamente (- 0,3% a.ac.) a pesar de que su valor absoluto es aún algo elevado (4,4 en 1971) en comparación con otros sistemas.-

f) Sistema Intendente Alvear

No hay observaciones a la serie del abastecimiento eléctrico.- El factor de carga de la central de I. Alvear oscila en las 3.200 hs., algo menor que el Sistema Realicó.-

El consumo crece a razón del 7,5% a.ac., mientras que el número de usuarios y el consumo por usuario al 4,5% y 3% a.ac. respectivamente.- Ver Cuadro 3.1. N°11.-

La relación habitante por usuario decrece a una tasa del 4,5% a.ac.-

g) Sistema I. Luiggi

El factor de carga de la central de Ing. Luiggi se encuentra distorsionado en el año 1971 (3.890 hs.) como consecuencia que vende energía en las horas de valle a las localidades de Embajador Martini y Alta Italia.- En el año 1970 no se ha verificado intercambio con dichas localidades que pudieran alterar el factor de carga, siendo su valor de 3.150 hs. correcto.- Los factores de carga correspondientes a E. Martini y Alta Italia son del orden de las 2.000 hs.-

En el Cuadro 3.1 N°12 puede verse que el crecimiento del consumo presenta características análogas al sistema Guatraché con una tasa del 11,0 % a.ac. aproximadamente.-

h) Sistema Victorica

No hay observaciones a la serie del abastecimiento eléctrico de la central Victorica.- Con respecto a la central de L. Toro,

su horario de servicio es discontinuo, motivo a que obedece su bajo factor de carga (1.086 hs.).-

El crecimiento del consumo según el Cuadro 3.1. N° 13, es elevado del 10% a.ac., debido al fuerte crecimiento del número de usuarios (6,0 % a.ac.).- La relación habitante por usuario es una de las más altas de la provincia (6,1) y su decrecimiento se viene operando a razón del 5,0 % a.ac.-

i) Sistema M. Riglos

El crecimiento del consumo muestra altibajos según los tamaños de las series consideradas, con tendencia a incrementarse en los últimos años (ver Cuadro 3.1. N° 14).- Al igual que los sistemas de Guatraché, Luiggi y Victorica el crecimiento es alto del 10 a.ac. aproximadamente.- La relación habitante por usuario permanece constante (a pesar de que su valor es superior a muchos otros sistemas) y el crecimiento de usuarios (4,0 % a.ac.), se opera a expensas del crecimiento vegetativo de la población.-

j) Sistema Rolón - Rivera

La localidad de Rolón abastecida por la central de Rivera (Provincia de Buenos Aires), en base a datos de carga máxima estimada, posee un factor de carga de 2.200 hs., muy inferior al de Rivera que es de 4.043 hs., para el año 1971.-

La serie de consumos según Cuadro 3.1 N° 15, muestra un crecimiento del orden del 8,5 % a.ac. para las series 1963-1971 y 1964-1971.-

El crecimiento del número de usuarios, muy uniforme es del 3 % a.ac.-

k) Centrales de Carro Quemado, Conhelo, Santa Isabel y La Adela

Los factores de carga de estas centrales se encuentran comprendidos entre las 700 y 1.000 hs., en parte ocasionados por el bajo nivel socio-económico de estas poblaciones y por otra parte en sus horarios discontinuos de servicio.-

Las series de evolución histórica del consumo de Carro Quemado y Conhelo muestran series distorsionadas principalmente en lo que se refiere al consumo por usuario, alterado por posibles cambios de horario.- El crecimiento de los usuarios es pequeño (1 - 1,5 %), decreciendo la población en la localidad de Conhelo.- El consumo total permanece prácticamente estancada.-

El caso de Santa Isabel es diferente, al número de usuarios presenta una tendencia creciente, al igual que el consumo por usuario, resultando un crecimiento del consumo del 13 % a.ac.-

Ver cuadros 3.1 N°16, 3.1 N°17, 3.1 N°18 y 3.1. N°19.-

- 1) Localidades de Villa Huidobro (Provincia de Córdoba), Villa Iris y Villa Maza (Provincia de Buenos Aires).-

La evolución histórica del consumo y abastecimiento eléctrico de estas localidades ubicadas en provincias limítrofes de La Pampa, se analiza a efectos de realizar la proyección de la demanda de los mismos, a efectos de estudiar su posible abastecimiento desde La Pampa.-

La interconexión de Villa Huidobro al sistema Realicó está ya decidida para 1973.-

Los crecimientos del consumo de estas localidades se encuentran comprendidas entre el 6 y 7 % a.a.- Ver Cuadros 3.1. N°20, 3.1. N°21 y 3.1. N° 22.-

### 3.1.2. Déficit y Demandas Potenciales

#### a) Solicitudes no evacuadas

No se observan en general déficit por solicitudes no evacuadas o áreas urbanas no cubiertas por el sistema de distribución, que sean significativas para ser tenidas en cuenta.-

Un caso especial es la Colonia 25 de Mayo, cuyos planes de electrificación se encuentran atrasados respecto de la colonización.

Así para el año 1971 la población estimada para el total de la colonia es de 3.062 habitantes, habiéndose registrado únicamente 134 usuarios al 31-12-71.- Se obtiene una relación habitante por usuario igual a 22,8.-

Considerando una relación igual a 5 y un consumo por usuario de 1.000 kWh/año se obtiene un déficit de energía de 478 MWh/año, lo que equivale aproximadamente a 180 kW en el pico de carga.-

#### b) Restricciones por falta de potencia

Al igual que en caso anterior no se observan en general imposición de horarios especiales o cortes del servicio por falta de potencia.-

Para el pico de carga del año 1971, hemos detectado los siguientes déficits en kW:



Santa Rosa	450 kW	(corte de A. Público)
Alpachiri	40 kW	(corte de A. Público)
Alta Italia	5 kW	(corte de A. Público)
E. Martini	2 kW	(corte de A. Público)
Vértiz	2 kW	(corte de A. Público)

De acuerdo a las consideraciones establecidas en el apartado 3.1.1. a) el déficit total estimado para Santa Rosa resulta de 350 kW.-

c) Limitación por horario de funcionamiento de la central

Para las centrales de Carro Quemado, Conhullo, L. Toro, Rucanello, Santa Teresa, Santa Isabel y Vértiz con horario discontinuo de servicio (1), se han estimado los siguientes déficits de energía en 1971:

Carro Quemado	10 MWh
Conhullo	15 MWh
L. Toro	48 MWh
Rucanello	10 MWh
Santa Teresa	10 MWh
Santa Isabel	4 MWh

d) Demandas Potenciales

Dentro de esta categoría se han considerado aquellas localidades actualmente sin servicio ubicadas en zonas razonablemente cercanas a los actuales sistemas eléctricos, cumpliendo además la condición de que su población tenga cierta magnitud para ser tenidos en cuenta.-

Las localidades consideradas por sistema de influencia son las siguientes:

Sistema Gral. Pico: Agustoni, Pichi Huinca, Ing. Foster, Huellén, Trebolares y Borug.-

Sistema Gral. Acha: Colonia Santa María y Unanué.-

Sistema Guatraché: Perú, Hucal, Remecó e Hidalgo.-

Sistema Realicó: Falucho y Chamaicó.-

---

(1) Ver apartado 2,3 - Características operativas del servicio.-

Sistema Santa Rosa: Relmo, Cachirulo, Cayupán y Naicó.-

Sistema Victorica: Loventuel y T.G.E. Mitre.-

Las poblaciones actuales y proyecciones de las mismas, correspondientes a estas localidades se indican en el Capítulo 1, apartado 1.3 Población.-

En el sistema Gral. Pico se encuentra en construcción la línea de 13,2 kV que abastecerá a la localidad de Agustoni en 1972.- La localidad de Pichi-Huinca quedará con servicio en 1973, al construirse la línea que unirá la localidad de La Maruja con Caleufú.-

En el sistema Gral. Acha está ya decidido para 1973 el abastecimiento a las localidades de Colonia Santa María y Unanué, mediante una prolongación de la línea Gral. Acha - Valle Argentino.-

En el sistema Realicó se alimentará en 1972 a la localidad de Falucho.-

Por la localidad de Loventuel (sistema Victorica) pasará en 1973 la línea de 13,2 kW.- Victorica - Luán Toro, motivo por el cual se ha considerado su abastecimiento en dicho año.-

De las restantes localidades no hay planes aún concretos de su abastecimiento, y a los efectos de la proyección del número de usuarios de cada uno de los sistemas eléctricos, se ha considerado su incorporación hacia el año 1975 (ver apartado 3.2.1.- Proyección de la demanda vegetativa).-

Corresponde señalar que la influencia de estas localidades es a nivel local de cada sistema insignificante: 1,0% de la población servida de los mismos.-

### 3.2. Proyección de la demanda eléctrica del servicio público

La proyección de la demanda del servicio público se realiza de acuerdo a la metodología del temario en tres etapas: proyección de la demanda vegetativa, proyección de demandas especiales y proyección de la demanda total (integración de las dos anteriores).-

El año base de la proyección es 1971 y la proyección se realiza para un período de 10 años, es decir hasta 1981 inclusive.- En todos los casos se obtiene la demanda de energía a nivel de usuario (energía facturada, que hemos denominado "consumo" (en MWh) y a nivel de central energía generada (en MWh).- Se obtiene además la demanda de potencia en central denominada "carga máxima" (en kW).-

Las unidades geográficas de proyección son los sistemas eléctricos definidos en Capítulo 2, apartado 2.1.- Configuración especial del servicio público.-

### 3.2.1 Proyección de la demanda vegetativa

#### a) Proyección del consumo de energía

De acuerdo a la metodología del temario el consumo de energía se ha proyectado conforme a la siguiente expresión:

$$\text{Consumo}_{\text{año } i} = \frac{\text{Consumo}}{\text{Usuario}_{\text{año } i}} \times \text{Usuario}_{\text{año } i}$$

El consumo por usuario se proyectó en todos los casos a la tasa de crecimiento histórico obtenido para cada uno de los sistemas en el apartado 3.1.1 del presente Capítulo.-

El número de usuarios se proyecta según la siguiente expresión:

$$\text{Usuarios}_{\text{año } i} = \frac{\text{Población servida año } i}{(\text{Habitante/usuario})_{\text{año } i}}$$

El numerador incluye la población total servida en cada año, obtenida agregando a las proyecciones de población de las localidades actualmente servidas las proyecciones de localidades sin servicio que se abastecerán durante el período en estudio, en los casos que corresponda.-

Las proyecciones de población de localidades actualmente servidas y sin servicio han sido obtenidas en el Capítulo 1, apartado 1.3 Población.-

En los CUADROS 3.2. N° 2 al 3.2. N° 7 se indica la agregación de localidades sin servicio, en aquellos sistemas en que se prevé su incorporación: Gral. Acha, Gral. Pico, Guatraché, Realicó, Santa Rosa y Victorica.-

Como puede observarse en los mismos, la influencia de las localidades sin servicio a incorporar es muy pequeña.-

La relación habitante por usuario se proyectó en base a la tasa histórica de decrecimiento de este indicador obtenidas en el apartado 3.1.1.-

En el CUADRO 3.2. N° 1 se resumen las tasas de proyección de población total servida y consumo por usuario así como los resultantes para el número de usuarios y el consumo.-

En los sistemas mayores, en lo que se opera una mayor saturación de la relación habitante por usuario y de consumo por usuario alcanza actualmente mayores niveles, las tasas del consumo han resultado comprendidos entre el 7% y 8,5%.-

Este es el caso de los sistemas de Santa Rosa, Gral. Pico, Gral. Acha, Guatraché y Realicó.-

En los sistemas pequeños y localidades aisladas las tasas resultan entre el 9,0 % y 11,0 % a.ac.-

En esta categoría están comprendidos: Ing. Luiggi, M. Riglos, Victorica, Carro Quemado, Conhella, La Adela, Rucanelo, Santa Isabel y Villa Huidobro (Prov. de Córdoba).-

Excepciones a lo anterior son:

- Colonia 25 de Mayo: se prevé un crecimiento de la población del 12,56 % a.ac.- La tasa de crecimiento del consumo resulta del 16,5 % a.ac.-
- Intendente Alvear: en este sistema el crecimiento de población previsto es sólo del 0,6 % a.ac. y la relación habitante por usuario es en 1971 de sólo 2,8 %, no previéndose su disminución.- La tasa resultante del consumo resulta del 4.17% a.ac.-
- Localidades de la Provincia de Buenos Aires: Villa Iris, Villa Masa y sistema Rolón - Rivera (1).- Los crecimientos esperados resultan del 6,0 % a.ac. para las dos primeras y para Rolón-Rivera del 7 % a.ac.-

En los Cuadros 3.2 N° 9 a 3.2 N° 13 se indican las proyecciones de población servida, habitantes por usuario, usuarios, consumo por usuario y consumo obtenido de acuerdo a la metodología señalada anteriormente.-

En el Anexo 3.I. al presente capítulo se ha efectuado una proyección alternativa del consumo de energía mediante el método de extrapolación de la tendencia histórica obtenida por ajuste por mínimos cuadrados de la función  $D_t = D_o (1 + i)^t$ .-

Luego de cotejados ambos métodos y tenidas en cuenta las opiniones de funcionarios de la Administración Provincial de Energía se adoptaron las proyecciones de este último método en los

---

(1) Rivera (Pcia. de Buenos Aires).-

sistemas de Guatraché, Villa Huidobro y Villa Maza, mientras que en los restantes sistemas se mantuvieron los resultados de las proyecciones específicas.-

b) Proyecciones de la generación de energía y carga máxima en central

Se obtienen de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$\text{Generación}_{\text{año } i} = \text{Consumo}_{\text{año } i} \times \text{Factor de pérdidas}$$

$$\text{Carga máx.}_{\text{año } i} = \text{Generación}_{\text{año } i} \times \frac{1}{\text{factor de pérdida}}$$

En el Cuadro 3.2 N° 8 se indican los factores de pérdidas y de carga adoptados, en base al análisis de la evolución histórica del abastecimiento realizado en el apartado 3.1.1.-

El factor de pérdidas, involucra las pérdidas de transmisión, distribución y uso propio de central y su valor oscila entre 1,11 y 1,20 según los sistemas.- En líneas generales puede observarse que los valores mínimos corresponden a localidades aisladas o sistemas de distribución poco desarrollados y los máximos a sistemas muy desarrollados (Gral. Pico, Gral. Acha I. Alvear, Realicó, Santa Rosa).-

Los valores del factor de carga corresponden al histórico, salvo en los casos en que hemos observado distorsiones (Santa Rosa, Ing. Luigi, Gral. San Martín, en los cuáles hemos modificado convenientemente su valor.-

Las proyecciones de energía generada y carga máxima de los diferentes sistemas se indican en los Cuadros 3.2. N°14 y 3.2 N° 15.-

### 3.2.2 Proyección de demandas especiales

De acuerdo a la metodología del temario, separadamente de los pronósticos vegetativos indicados en el apartado anterior se ha realizado una proyección de demandas de previsible incorporación al mercado.- Los proyectos considerados son los siguientes:

- Parque Industrial en Gral. Pico.-
- Incorporación de auto producción al Servicio Público.-
- Radicación de pequeña industria.-
- Electrificación rural.-
- Plantas de agua potable.-
- Estaciones de bombeo del acueducto central.-

- Consumos de televisores.-

a) Proyecto de Parque Industrial en Gral. Pico

Recientemente ha sido terminado el "Estudio de Factibilidad de la localización de Parques Industriales en la Provincia de La Pampa".- Primera Etapa.- Informe de Diagnóstico y Posibilidades, realizado por encargo del Consejo Federal de Inversiones.-

Las autoridades de la Unión Industrial de General Pico, nos han manifestado su intención de llevar a cabo el proyecto, prosiguiendo en el año en curso los estudios para la realización del proyecto definitivo del Parque.-

En el Cuadro 3.2 N°16, se indica la composición y el probable tamaño del Parque de acuerdo a los datos del anteproyecto realizado en el estudio antes citado.-

Resulta una potencia instalada de 782 kW, habiéndose redondeado a los fines del presente estudio en 1.000 kW, incorporables el 50 % en 1974 y el 100 % en 1975.-

Teniendo en cuenta los factores de demanda y simultaneidad de acuerdo a los tipos de industria considerados y sus horarios de trabajo resultan los siguientes valores globales:

AÑO 1975 y Siguyentes (\*)

Potencia instalada	1.000 kW
Carga máxima (**)	750 kW
Carga máxima simultánea (***)	450 kW
Consumo	2.200 MWh

b) Incorporación de Autoproducción

Según la información obtenida "in situ" (ver apartado 2.6) puede considerarse asegurada la incorporación de la fábrica de oxígeno SAMPAYO de General Pico y la Salinera Introdutora de Hidalgo.-

La incorporación de las restantes industrias: Molinos Werner (Sta. Rosa), Molinos Werner (Realicó), Molinos Fénix (Gral. Pico), Molinos del Sur (J. Arauz) y el Silo de Cereales Novick Insausti (Guatraché) quedará supeditada por un lado a las dis-

---

(\*) En 1974 el 50 % de los valores señalados

(\*\*) Suma de los cargos máximos individuales

(\*\*\*) Carga máxima simultánea en el pico residencial

ponibilidades de potencia del servicio público y por otro al abaratamiento del costo de autoproducción.-

En 1974 con la realización de la interconexión T. Lauquen - Gral. Pico - Santa Rosa - Guatraché - Pigüé - habrá suficiente disponibilidad de potencia para satisfacer los requerimientos de las citadas industrias y se estima que provocará una sensible reducción del costo del kWh (1).-

Por estos motivos la incorporación de la autoproducción recién citada dentro de la influencia de los sistemas de Gral. Pico, Santa Rosa y Guatraché ha sido considerada recién en el año 1974.-

Con respecto al Molino Werner de Realicó dentro de la influencia del Sistema Realicó, al no estar decidida la interconexión y plazo de este sistema, que será uno de los objetivos del estudio de alternativas de equipamiento, Capítulo 4, se ha incorporado tentativamente en el año 1975, siendo este año sujeto a confirmación posterior.-

Los valores de potencia instalada y consumo anual se indican en el Cuadro 3.2. N° 17.-

c) Radicación de pequeña industria

En el Cuadro 3.2 N°18 se indican este tipo de demandas originadas principalmente en la construcción de silos de cereales y pequeñas carpinterías, detectados "in situ".-

La potencia instalada en juego es pequeña y la carga máxima simultánea en el pico residencial relativamente menor o nula (caso de los silos).-

d) Electrificación rural

Se han considerado los proyectos de electrificación rural indicados en Cuadro 3.2 N°19 de acuerdo a la información obtenida "in situ" la concreción de los mismos se operará en el período 1973-1975.- Su peso es de poca significación.-

e) Plantas de Agua Potable

En el Cuadro 3.2. N°20, se indican las potencias a instalar en bombas de elevación de agua potable de acuerdo a la in-

---

(1) Este concepto deberá ser corroborado posteriormente en el estudio económico.-

formación suministrada por el Servicio de Agua Potable de la Provincia.- Este plan comprende el período 1972-1975.-

f) Estaciones de bombeo del acueducto central

Según la información suministrada por Obras Sanitarias de la Nación se instalarán hacia 1977 las estaciones de bombeo del Acueducto Central de Agua Potable indicados en el Cuadro 3.2. N°21.- Las potencias señaladas son para el período 1977-1982.-

g) Consumos de Televisores

Se prevé para Julio del corriente año la inauguración de un canal abierto de televisión (LU 89 - Canal 3 de Santa Rosa) con un radio comercial de 110/120 km de alcance.-

Para 1974 está prevista la instalación de dos repetidoras ubicadas una en Alta Italia y la otra en Guatraché.-

De acuerdo a la información suministrada por el organismo pertinente de la Provincia, se estima que inicialmente un 60% de las familias ubicadas dentro del área comercial usarán este servicio, habiéndose obtenido para los sistemas comprendidos las potencias instaladas en el Cuadro 3.2. N°22.-

En los Cuadros 3.2. N°23 al 3.2. N°31 se indican finalmente las proyecciones de las demandas especiales de cada uno de los sistemas eléctricos considerados de acuerdo a la información y datos recién descriptos.-

Se han obtenido para cada uno de los proyectos los siguientes valores:

- Potencia instalada (kW).-
- Carga máx. simultánea (kW) = Carga máx. (kW) x factor de simultaneidad
- Consumo (MWh) = Pot. instalada (kW) x duración de utilización Hs.-
- Carga máx. en central (kW) = Carga máx. simult. (kW) x factor de pérdida.-
- Consumo en central (MWh) = Consumo (MWh) x factor de pérdidas.-

Para cada sistema se ha totalizado el consumo, carga máxima en central y consumo en central.-

---

(1) Carga máxima simultánea en el pico residencial.-



El factor de pérdidas se considera de 1,1 en todos los casos, a excepción de la incorporación de autoproducción, que al haberse considerado la autogeneración se considera a ésta equivalente a la generación en central de servicio público.-

### 3.2.3 Proyecciones de la demanda total

En los Cuadros 3.2 N°32 al 3.2. N°34, se indica la integración de las demandas vegetativas y especiales para los sistemas de G. Acha, G. Pico, Guatraché, I. Alvear, I. Luiggi, M. Riglos, Realicó, Santa Rosa y Victorica, obteniéndose la demanda total en sus diferentes niveles: consumo, generación y carga máxima.-

Para los restantes sistemas que no incorporan demandas especiales las demandas totales coinciden con las vegetativas, obtenidas en el apartado 3.2.1.-

Los valores de demandas obtenidos para los sistemas de mayor tamaño son los siguientes:

<u>Sistema</u>	<u>AÑO 1975</u>		<u>AÑO 1981</u>	
	<u>Generación</u>	<u>C.Máx.</u>	<u>Generación</u>	<u>C.Máx.</u>
	(MWh)	(kW)	(MWh)	(kW)
Santa Rosa	39.393	10.661	63.263	16.491
Gral. Pico	29.449	7.687	43.061	11.096
Guatraché	8.192	2.549	12.921	3.991
Realicó	6.661	1.965	9.480	2.713
Gral. Acha	3.013	857	4.260	1.205
Ing. Luiggi	1.845	612	2.931	975
I. Alvear	1.912	582	3.102	808
Victorica	1.487	544	2.617	963

### Anexo 3.1. - Proyección alternativa de la demanda vegetativa.

Se ha efectuado una proyección alternativa del consumo de energía mediante el método de extrapolación de la tendencia histórica por ajuste de mínimos cuadrados.

Este método se basa en un modelo confiable de la realidad o sistema en estudio en base al cual se pueden inferir conclusiones "razonablemente" aceptables.

El modelo de proyección es el mecanismo de anticipación del comportamiento futuro del sistema, basado en el estudio de su conducta pasada, siendo la extrapolación la aceptación de que las causas que han actuado en el pasado seguirán haciéndolo, de manera análoga sobre el sistema.

El modelo adoptado consiste en aceptar, tal como la experiencia mundial aconseja (Ver Congreso de la UNIPEDÉ Año 1960), que la ley de crecimiento de la demanda de un sistema está dado por una función del tipo exponencial  $D_t = D_0 (1 + i)^t$ , siendo  $D_t$  la demanda en el año  $t$ ,  $D_0$  la demanda inicial y  $r$  la tasa de crecimiento anual.

En los Cuadros Anexo 3.1. N° 1 a N° 16 se presentan los resultados, donde:

$D_t$  = Demanda de energía - Serie histórica.

$D'_t$  = Demanda de energía - Función de Ajuste.

$D'_t \text{ inf}$  = Demanda de energía - Límite inferior.

$D'_t \text{ sup}$  = Demanda de energía - Límite superior.

#### 4.- Programas Alternativos de Equipamiento y Evaluación

#### 4. PROGRAMAS ALTERNATIVOS DE EQUIPAMIENTO Y EVALUACION.

En este capítulo se definirán las alternativas de equipamiento para el abastecimiento de la demanda esperada y se darán coeficientes de evaluación que permitan tomar las correspondientes decisiones en forma óptima, minimizando las probabilidades de riesgo en el cumplimiento de los objetivos fijados.

##### Metodología

##### Enfoque general del problema

El objetivo fundamental de este capítulo es hallar un equipamiento en generación, transmisión y transformación de mínimo costo total actualizado, técnicamente correcto y que signifique un aprovechamiento óptimo de los recursos disponibles, abasteciendo las demandas previstas con los niveles de seguridad y calidad de servicio adecuados.

##### Análisis y elaboración de datos

En el 1º Informe fueron presentados los datos obtenidos en la Recopilación de Información, así como el Diagnóstico de la Situación Actual. En ese mismo informe se analizaron y elaboraron los datos requeridos para la Proyección de la Demanda. En esta parte del estudio se ha utilizado la información anteriormente mencionada, procediendo a elaborar y analizar aquellos datos que por razones de aplicación exigen un tratamiento especial.

#### 4.1. Adopción de políticas y criterios

Los criterios y políticas que se consideran a continuación son los que se tendrán como básicos para el presente estudio. En todos los casos se han condicionado a situaciones reales, técnica y económicamente posibles.

#### 4.1.1. Tensiones Nominales y Niveles de Aislación.

Se adoptarán como tensiones nominales de generación, transmisión y distribución, las normalizadas según proyecto IRAM CEA F22-11.

En correspondencia con la misma Norma quedarán determinadas la "Clase de Aislación" y la "Tensión Máxima de Servicio" - para cada nivel de tensión.

En las tensiones inferiores, hasta 33 kV inclusive, se admitirá un "coeficiente de puesta a tierra" mayor de 0,8 cualquiera sea la forma de conexión a tierra del neutro.

En las tensiones de 66 kV y superiores se adoptará el sistema de conexión de neutro sólido a tierra fijándose el coeficiente de puesta a tierra menor ó mayor de 0,8 según los resultados del estudio de cortocircuitos unipolares a tierra. A este efecto se aceptará como sistema "efectivamente puesto a tierra" aquél para el cual la relación  $Z_0/Z_1$  sea menor o igual a 3.

#### 4.1.2. Rango de variaciones admisibles de frecuencia y tensión.

##### 4.1.2.1. Rangos admisibles en los Sistemas en estudio.

Se indican a continuación los rangos que se considerarán admisibles para variaciones de tensión y frecuencia en el Sistema en estudio.

##### 4.1.2.2. Valores propuestos.

Se procederá a evaluar las posibilidades de disminuir artificialmente la demanda mediante modificación de la frecuencia y/o tensión dentro de límites admisibles, cuando fuera conveniente o necesario para la seguridad del servicio. Dichos parámetros determinan la calidad y eficiencia del mismo y si fueran modificados más allá de ciertos valores, provocarían una inaceptable disminución de su calidad. En muchos casos, la variación simultánea o alternativas de ambos, siempre dentro de los límites admisibles y durante los lapsos de picos máximos, es decir unas pocas horas durante el año, permite diferir ciertas inversiones o configurar partes del sistema de manera más simplificada.

En los estudios críticos para años horizonte, consignados en el capítulo 4.2. no se descartarán aquellas variantes - en las que podrían operarse fluctuaciones para frecuencia y tensión dentro de los límites admisibles. Los límites considerados son los siguientes:

Frecuencia:  $\pm 0,3$  Hz.  
 Tensión:  $\pm 3$  % (distribución)  
 $\pm 10$  % (transmisión).

#### 4.1.3. Rango de potencias de generación.

Para optimizar la configuración del Sistema se ubicarán las unidades generadoras de manera de obtener los niveles de seguridad de servicio deseados. Así, las potencias en generación a incorporar corresponderán a los siguientes valores unitarios:

Diesel: 50-100-200-500-1000-2000-3000 kW.  
 T. Gas: 5-7,5-10-15 MW.

#### 4.1.3.1. Determinación de Reserva en Generación.

La determinación de la reserva en generación se hará distinguiendo entre lo que es, reserva del sistema interconectado y la que debe instalarse en las localidades ubicadas en punta de línea del sistema de subtransmisión.

##### a) Reserva y Generación de punta del Sistema interconectado.

En las alternativas de interconexión del sistema La Pampa se mantendrá la generación Diesel instalada en Gral. Pico y Santa Rosa como reserva fría, hasta tanto la reserva exigida por el sistema sobrepase la potencia Diesel instalada. A partir de ese momento se levanta la generación Diesel y los nuevos equipamientos darán la seguridad requerida por el sistema. La generación que se incorpore será de turbinas a gas, las

que, además de constituir una reserva en caso de falla, entrarán en servicio para generar punta o trabajar como compensadores sincrónicos.

b) Reserva en generación para las localidades en punta de línea.

Para las localidades en punta de línea, se recomienda - instalar generación de reserva solamente en aquellas, en que la demanda sobrepase los 500 kW. Para los casos en - que la misma sea inferior, y las fallas prolongadas, se cubrirán, con usinas parque.

4.1.4. Niveles de seguridad de servicio.

Tanto en el estudio de la planificación de un sistema eléctrico como en su operación es de primordial importancia, previo a toda consideración económica, mantener una adecuada seguridad de servicio así como una correcta calidad del mismo en parámetros tales como frecuencia instantánea, frecuencia integrada y niveles de tensión.

Por ello es necesario fijar los criterios que permitirán asegurar para cada una de las alternativas propuestas, límites razonables de seguridad en base a la experiencia previa del sistema en estudio, de los datos de fabricantes de equipos, así como de la experiencia en sistemas similares. Para conseguir niveles adecuados de seguridad, es obvio que el sistema deberá integrarse con equipos de buena calidad, en cantidad suficiente como para tener en cuenta paradas forzosas de los mismos y poder ejecutar racionalmente un mantenimiento preventivo que mantenga las instalaciones en un correcto grado de eficiencia operativa.

Para el sistema en estudio se ha considerado la necesidad de atender la demanda en los principales centros de carga ante la falla del elemento más comprometido.

Este criterio no se sigue con centros de demanda reducida y con sistemas de distribución de alta confiabilidad en donde la reserva es conveniente proveerla con equipos móviles de generación, a fin de compartirla con otros lugares de la Provincia.

#### 4.1.4.1. Criterios para considerar las anomalías del sistema.

Para la evaluación técnica de la **alternativa** en transmisión elegida se simularán posibles **anomalías**, tales como desenganche de líneas o paradas forzosa de equipos con el objeto de verificar el comportamiento del sistema en estas condiciones.

La determinación de estas anomalías se hará suponiendo solo fallas no simultáneas, o sea un elemento por vez, y basado en el estudio de la red.

Se determinarán especialmente los casos que comprometan más la normal operación del sistema, en lo que hace a la seguridad y calidad del servicio.

#### 4.1.5. Normalización de materiales y equipos.

##### 4.1.5.1. Normas a utilizar

Referente a las Normas, cuando no existen las IRAM, se utilizará para el cálculo de líneas, las V.D.E.

Para las subestaciones se utilizarán las normas suizas A.S.E.

##### 4.1.5.2. Estaciones Transformadoras

A los efectos de la comparación económica de alternativas se considerarán las Estaciones Transformadoras constituidas en la siguiente forma: Para las tensiones superiores a 33 kV, se adoptará el sistema de tipo intemperie salvo en aquellos casos de S.E. urbanas en que las limitaciones del terreno obliguen a admitir lo contrario, en cuyo caso, se someterá la decisión definitiva a la aprobación por parte de A.P.E.

Se elegirá entre simple o doble juego de barras, según las necesidades de operación del sistema.

Se preverán edificios de comando y otras dependencias sólo en los casos que se prevea la atención permanente por personal de turno. En caso contrario las obras civiles se limitarán a las fundaciones, estructuras, soportes de barras y aparatos, cercos, etc. Los presupuestos no incluirán el costo de la o las, viviendas de encargados que eventualmente A.P.E. pueda designar, ni los terrenos necesarios.



4.1.6. Asignación de erogaciones de inversión y explotación en el tiempo, a los efectos de su actualización.

4.1.6.1. Consideración general.

Para la comparación económica de alternativas se adoptarán como costos de líneas los cotizados para líneas similares - de ejecución reciente.

4.1.6.2. Distribución en el tiempo.

A los efectos de la evaluación económica de las distintas alternativas propuestas, las erogaciones de inversión y explotación se consideran distribuidas en el tiempo del siguiente modo:

- Concentradas en el último día del año en que tuvieron lugar, los gastos:
  - . de combustibles y lubricantes.
  - . de atención, mantenimiento y varios.
  - . conceptos generales.
- Concentrados en el último día del año en que las instalaciones fueron puestas en servicio, las inversiones correspondientes a:
  - . turbogeneradores de gas.
  - . líneas de transmisión y distribución.
  - . subestaciones transformadoras.

En cuanto a la vida útil de las instalaciones y obras se tomará:

Turbogeneradores de gas.	20 años.
Líneas aéreas	30 años.
Subestaciones transformadoras	30 años.
Equipos y sistemas de telecomunicaciones	10 años.
Grupo Diesel.	20 años.
Obras hidráulicas	30 años.

4.1.6.3. Tasas de interés de capital.

Para las actualizaciones de las erogaciones de inversión y explotación se utilizará una tasa de interés de capital de 8%.

4.1.6.4. Límites de la tasa de descuento para el estudio de sensibilidad.

Los límites de la tasa de descuento se tomarán entre 6 y - 20 % escalonando los cálculos cada dos unidades.

4.1.6.5. Año Horizonte.

Definición

El año horizonte, o último año del estudio, es un año futuro más allá del cual, los posibles cambios en la estructura del sistema no influyen en las decisiones que hay que tomar en el presente.

Consideraciones generales

La fecha del año horizonte se elige de modo tal que está suficientemente alejado en el tiempo como para que las consideraciones que hacen a la evaluación económica dejen de tener importancia primordial. Esto ocurrirá cuando el coeficiente de actualización de las erogaciones sea adecuadamente pequeño, aproximadamente menor de 0,3. En este caso la diferencia entre inversiones alternativas en el año horizonte, sólo representará un porcentaje despreciable respecto del monto de las inversiones actuales.

Elección de años horizonte. Ubicación en el tiempo y su estructura.

En este estudio se ubicó a los distintos años horizonte en - 1991, siendo el correspondiente coeficiente de actualización para una tasa de capital del 8 %, de sólo 0,214. Numerosas son las posibilidades de año horizonte que aparecen en la fecha elegida. Muchos de ellos se pueden desechar en forma directa mediante un análisis somero. Otros dudosos en cuanto a su conveniencia deben ser igualmente considerados ya sea como medio de comparación con otras posibilidades o bien porque su ponderación depende de una evaluación técnico-económica.

Descripción

En base a los puntos anteriores y con los estudios de flujo de

cargas en corriente alterna y cortocircuitos simétricos se ha llegado a elaborar distintas configuraciones de "año horizonte" que se describen someramente.-

La primera y natural idea que aparece es aprovechar la estación compensadora y rebaje en Henderson y la interconexión con Pigué alimentado desde Bahía Blanca.- Sobre esta base, se armaron las alternativas de equipamiento en el estudio "Interconexión DEBA-APE" que en el año 1971 realizó para DEBA la firma "Sbarra y Asociados S.A.S.".- En dicho estudio se analizó la factibilidad técnico-económica de integración de los principales centros de generación y demanda de la Provincia de La Pampa (Santa Rosa - Gral. Pico y Guatraché) con los sistemas regionales de DEBA, con vistas al intercambio de energía, unificación de reservas, complementaciones y racionalización operativa, con un margen de seguridad y calidad de servicio.

De las alternativas elaboradas se seleccionaron seis, por considerar que eran las que técnicamente mejor satisfacían los objetivos perseguidos, habiéndose agregado además con fines comparativos, una alternativa equipada exclusivamente con generación Diesel aislada.- De la evaluación económica de las mismas resultó como conclusión que la más conveniente era la llamada Alternativa N° 1.

En el análisis de configuración de alternativas de equipamiento del presente estudio se respetan los equipamientos ya decididos por la A.P.E. como parte de su programa de obras el cual sigue los lineamientos de la Alternativa N° 1 mencionada.

Dicho programa de obras ya tenía principio de ejecución con la realización de proyectos para la primera etapa a cumplir hasta el año 1974, la que comprende la interconexión de los sistemas DEBA-APE a través de las líneas en 132 kV que vinculan los centros de carga Henderson-Tranque Lauquen-Gral. Pico-Santa Rosa-Guatraché-Pigué.

Como primer alternativa a estudiar se tomó esa alternativa N° 1 para verificar si su equipamiento para las etapas posteriores a 1974 se adecuaba a los requerimientos de las nuevas cargas resultantes del estudio de la proyección de la demanda.

En las restantes alternativas se consideran nuevos equipamientos alternativos que contemplan otras posibilidades de interconexión e implementación al equipamiento ya decidido, introduciendo modificaciones respecto de esa configuración básica que sigue el actual programa de obras.

El rebaje de Puelches aparece como una posibilidad de conformar una nueva alternativa.- El mismo, con el fin de respetar la programación de A.P.E. en su primera etapa en vías de ejecución, se incorpora sobre el final de la expansión del sistema, puesto que además de lo señalado anteriormente su realización exige la incorporación de cargas o interconexiones de significativa importancia cuya aparición podría

producirse sobre el filo del año horizonte. (\*)

Otro posible año horizonte es el que resulta de considerar la interconexión con Córdoba como parte de una configuración de año horizonte. La idea se basa sobre la interconexión del sistema A.P.E. con el que E.P.E.C. tiene programado para la zona sur de su provincia. El mismo pone en evidencia, la falta de puntos fuertes que pudieran servir de apoyo al Sistema A.P.E. sobre todo si se tiene presente la magnitud de las cargas que ambos sistemas tienen comprometidas para el año horizonte. En el análisis detallado que se hace del mismo podrán apreciarse lo antes mencionado.

El aprovechamiento hidráulico Los Divisaderos, conjuntamente con los de la zona de 25 de Mayo y los proyectos que pudieran aparecer en el Río Colorado lleva a pensarse sobre un posible año horizonte que contemple los mismos. Es innegable que la gran distancia de los mismos a los centros de mayor demanda de esa provincia, así como las posibilidades y la fecha incierta de su concreción son factores que atentan en forma negativa para ser tomados como integrantes de un año horizonte, que exige cierto grado de certeza en cuanto a su puesta en servicio, potencia, energía disponible, y restricciones operativas a las que deberán ajustarse. Es evidente, que estos aprovechamientos, a medida que vayan entrando en servicio, por su ubicación geográfica, se interconectarán con la región del Comahue, y por consiguiente al Sistema Nacional. No es descartable que sobre el final y con mayor seguridad después del año horizonte elegido, (1991) pudiera aparecer una interconexión entre esa zona y el sistema A.P.E.

Por las razones apuntadas precedentemente, en la presente etapa de expansión del Sistema A.P.E. se ha desechado la posibilidad de interconexión del referido sistema con dichos aprovechamientos.

#### Estudios críticos para años horizonte

Con el objeto de verificar el comportamiento técnico de cada una de las alternativas se han efectuado las verificaciones mediante estudios de:

- Flujo de cargas en corriente alterna.
- Cortocircuitos simétricos.

---

(\*) Cabe advertir que con posterioridad a la realización de este estudio, de acuerdo a lo mencionado en 0.1, Hidronor S.A. se compromete a construir la estación de rebaje en Puelches y entregar en 1976 energía en dicho lugar a A. y E.E. para su distribución.

## 4.2. DEFINICION DE LOS PROGRAMAS ALTERNATIVOS DE EQUIPAMIENTO.

### 4.2.1. Programas alternativos de equipamiento

#### 4.2.1.1. Introducción

En la formulación de alternativas se han tenido en cuenta las políticas nacionales fijadas por la S.E.E., las de orden provincial, los convenios firmados entre las Direcciones de la Energía de cada Provincia y los equipamientos actuales y futuros comprometidos, en especial las posibles interconexiones con los sistemas eléctricos de las Provincias limítrofes y el Sistema Nacional interconectado.

Por otra parte las posibles interconexiones dentro de la Provincia de La Pampa se han hecho teniendo en cuenta la zonificación preliminar realizada como así también los planes de interconexiones zonales ya existentes.

Se ha realizado el análisis exhaustivo de la evolución del sistema eléctrico de La Pampa durante el lapso comprendido en el estudio, planteándose las condiciones técnicas más aptas para su desarrollo y, en base a los resultados obtenidos en el estudio preliminar de Interconexión D.E.B.A. - A.P.E. (LP) mencionado en el apartado 4.1.6.5, se han reconsiderado así las alternativas de equipamiento planteadas a fin de satisfacer las necesidades que determina la nueva proyección de demanda realizada e incluida en el 1º Informe parcial.

De tal manera, se ha retenido para su análisis más detallado, la Alternativa N° 1 del estudio citado por mantener su validez, en lo que respecta a su mayor futuro y flexibilidad, sin requerir modificaciones el equipamiento previsto, satisfaciéndose con la misma las nuevas condiciones de demanda en forma técnicamente aceptable.

Además, la evaluación económica ya realizada, que dió como resultado dicha alternativa como la más óptima, reafirma aún mas su validez al aumentarse las demandas, lo que significa un mejor aprovechamiento de la capacidad ociosa de las instalaciones.

Por otra parte, la decisión de gobierno de La Pampa de considerar como "firme" dicha alternativa de equipamiento, incluida en su Plan de Desarrollo con principio de ejecución hasta el año 1974, permitía continuar con su análisis más detalladamente.

Tal como se adelantara en 4.1.6.5. "Año Horizonte" se han analizado dos alternativas más, manteniendo como configuración -

básica la Alternativa N° 1 anteriormente mencionada. Las mismas contemplan por separado el rebaje en Puelche y la interconexión con E.P.E.C. como parte de configuraciones de Año Horizonte.

#### Grafos de alternativas de equipamiento.

En 4.2.1.2., 4.2.1.3. y 4.2.1.4. se detalla la evolución de las tres alternativas estudiadas. Se han incluido los esquemas 4.2 N° 1 hasta 11 correspondientes a la expansión.

#### 4.2.1.2. Alternativa de equipamiento N° 1.

Esta alternativa presenta la característica de abastecer - los principales centros de carga Gral.Pico, Santa Rosa y Guatraché interconectados en 132 kV, también con líneas de 132 kV desde Henderson y Pigué considerados como puntos firmes de alimentación y manteniendo la generación diesel actual, para las horas de carga máxima o como reserva. La configuración toma la siguiente secuencia:

##### AÑO 1974

##### Transmisión

Se realiza la interconexión de las localidades: Henderson, Trenque Lauquen, Gral.Pico, Santa Rosa, Guatraché y Pigué, con líneas en 132 kV de simple terna.

Solo el tramo Henderson - Trenque Lauquen se prepara para instalar una segunda terna.

##### Generación

Se tiene en cuenta la generación diesel instalada en Santa Rosa y Gral.Pico como reserva.

##### AÑO 1975 a 1983

Sin variantes.

##### AÑO 1984

##### Transmisión

Se instala la segunda terna de la línea Henderson - Trenque Lauquen en 132 kV.

### Generación

Al construirse la línea Henderson - Trenque Lauquen en 132 kV para asegurar la transmisión se disponen 15 MW de Turbinas de Gas que estaba previsto instalar en 1986 en T.Lauquen y se instalan en este año, en General Pico. De esta manera, la diferencia de inversión que representa la instalación de 15 MW T.G. dos años antes la afronta La Pampa, aunque con la ventaja de retrasar hasta 1990, la línea en 132 kV entre T.Lauquen y Santa Rosa.

#### AÑOS 1985 a 1989

Sin variantes.

#### AÑO 1990

### Transmisión

Se completa el equipamiento al instalar la línea T.Lauquen Santa Rosa en 132 kV.

#### 4.2.1.3. Alternativa de equipamiento N° 2

La expansión del equipamiento en esta alternativa es hasta el año 1990 - salvo diferencias en el trazado de la línea de 132 kV Santa Rosa - Guatraché - idéntica a la expansión de la Alternativa N° 1.-

La configuración del sistema es la siguiente:

##### - AÑO 1974

##### Transmisión

Se realiza la interconexión Henderson-Trenque Lauquen - Gral. Pico - Santa Rosa - Guatraché - Pigué con líneas de 132 kV de simple. Solo el tramo Henderson - Trenque Lauquen se preparará para instalar una segunda terna.-

La traza del tramo Santa Rosa - Guatraché sigue por ruta N° 35 hasta Valle Argentino (próxima a Gral. Acha) para desviarse - luego hacia Guatraché.- Esta configuración permite posteriormente la alimentación a Gral. Acha en el momento que su demanda admite un rebaje de 132/13,2 kV.-

##### Generación

Idem Alternativa N° 1, apartado 4.2.1.2.-

##### - AÑO 1975 a 1989

Idem Alternativa N° 1.-

##### - AÑO 1990

##### Transmisión

Se instala la línea de 132 kV Puelches-Gral. Acha.-



#### 4.2.1.4. Alternativa de equipamiento N° 3

Como se adelantó en el punto "Elección de años horizonte", en ésta alternativa se ha considerado la interconexión con Córdoba. La idea consiste en interconectar Gral. Pico con Realicó en 132 kV, y esta última localidad a su vez con Pincen, a donde llegaría una línea de 132 kV proveniente de Río Cuarto. La interconexión se ha supuesto en el año 1976, con el fin de alimentar a Realicó, que en ese año necesita ampliar su capacidad de suministro. Para el resto de la configuración del sistema se ha mantenido la alternativa N° 1 con la sola diferencia que la línea T. Lauquen, Santa Rosa - prevista para el año (1991) no se instala.

---

NOTA: A título ilustrativo se incluye el esquema 4.2. N° 12 con la configuración de la alternativa adoptada por la provincia, como ya se mencionara anteriormente.-

#### 4.2.1.5. Programas alternativos de equipamiento.

##### Conclusiones

Los estudios críticos de:

- niveles de seguridad.
- flujos de carga en corriente alterna para condiciones normales y de fallas.
- cortocircuitos simétricos.
- compensación.

a que se sometieron las tres alternativas consideradas permiten extraer las siguientes conclusiones.

##### Alternativa 1

Los resultados obtenidos confirman el estudio anterior, motivo por el cual se ahondó más el estudio crítico de esta alternativa, para conocer su comportamiento en valle nocturno y la compensación requerida.

##### Alternativa 2

Esta alternativa cumple con los requisitos establecidos en esta parte del estudio.

##### Alternativa 3

En este caso no se cumple claramente con la meta fijada en el estudio crítico. Especialmente en lo referente a simulación de fallas, donde puede verse que, tanto el Sistema E.P.E.C. como el de A.P.E. son incapaces de dar el nivel de seguridad exigido, para el caso de salida de servicio de alguna de las líneas que componen ambos sistemas.

Lograr un adecuado nivel de seguridad significa implementar ambos sistemas, y por lo tanto poner esta alternativa en desventajas con respecto a las otras dos.

En razón de lo señalado esta alternativa se ha deshechado y no será tomada en cuenta para su comparación económica.

#### 4.2.2. Variantes de interconexión dentro de la Provincia de La Pampa

De acuerdo a la zonificación realizada para el primer infor-

me, se ha procedido a estudiar las posibles interconexiones dentro de la Provincia de los subsistemas y localidades aisladas, cuya configuración se presenta en los grafos de alternativas.

4.2.3. Interconexión de los sistemas y subsistemas de la Provincia de La Pampa con localidades limítrofes de la Provincia de Buenos Aires.

La interconexión a las localidades limítrofes de la provincia de Buenos Aires se ha estudiado de manera tal, que la incorporación de los mismos resulte de una configuración, en la que además de satisfacer correctamente las demandas incorporadas, den la suficiente flexibilidad y seguridad al sistema al cual se interconectan y permitiendo de esta manera, complementarse los sistemas de A.P.E. y D.E.B.A. sin ningún tipo de restricciones.

En el esquema 4.2. N° 13, puede observarse la configuración adoptada.

#### 4.3 EVALUACION DE LAS ALTERNATIVAS DE EQUIPAMIENTO

De la evaluación técnica realizada para las tres alternativas planteadas en este estudio, resultaron aptos la N° 1 y N° 2. Como ya se dijo en la definición de año horizonte, ambas son similares, difiriendo en que para el año horizonte la línea T. Lauquen - Santa Rosa de la Alternativa N° 1 es reemplazada en la N° 2 por la línea - Puelches - Gral. Acha. Dada la similitud de ambas, para su comparación económica solamente se han tenido en cuenta las inversiones actualizadas en razón de que todos los demás gastos son iguales. En los Cuadros 4.3 N° 1 a 7 pueden verse los resultados, donde la alternativa N° 1 resulta de menor costo total actualizado.

##### 4.3.1 Evaluación de las variantes de interconexión dentro de la Provincia de La Pampa.

El criterio de evaluación utilizado, ha sido el de minimización de costos actualizados, para equipamientos alternativos que prestan el servicio con la misma calidad y seguridad. En las evaluaciones se han considerado exclusivamente las adiciones o retiros de equipos alternativos, de acuerdo a las necesidades y tipo de los mismos.-

Dentro de los supuestos básicos utilizados cabe mencionar los siguientes:

- Tasa de interés aplicada a los descuentos de flujo de erogaciones: 8%.
- Se han considerado 20 años como período de análisis de expansión del equipamiento o año horizonte.
- El análisis de la información económica se ha realizado sobre la base de los datos obtenidos en plaza (costos de equipos) de los existentes en el mercado provincial (La Pampa) y en otros mercados de similar magnitud y características (gastos de explotación). Estos datos se mencionan en el Cuadro 4.3 N° 8.
- Los costos de explotación, tanto los fijos (mano de obra, materiales y varios, de operación y mantenimiento) como los variables, (combustibles y lubricantes) para las variantes de equipamiento Diesel se han utilizado los correspondientes a cada central en particular. Para los casos de interconexión se han considerado los de otros mercados.

Con respecto a las inversiones y gastos se ha establecido el flujo de

erogaciones para el período de análisis, ~~que~~ descontado al año base, da el costo total actualizado para cada variante.

4.3.1.1. GENERAL ACHAVARIANTE N° 1 - EQUIPAMIENTO DIESEL

En esta variante se ha supuesto, que ésta localidad permanece aislada durante todo el período de estudio, equipándose se con generación Diesel a fin de cubrir la demanda y asegurar la reserva necesaria. Ver gráfico 4.3 N° 1 y Cuadro 4.3 N° 9. Los costos de combustible y lubricante han sido tomados sobre la base de los registros de la central General Acha, haciéndolos variar, en función de los nuevos equipos instalados (mejor rendimiento).

En el cuadro 4.3 N° 10 puede verse el valor total actualizado de esta variante.

VARIANTE N° 2

En este caso se considera que se interconecta esta localidad en el año 1974, con una línea doble terna de 33 kV, a fin de atender la demanda y dar la conveniente seguridad de servicio.

La longitud de la línea en cuestión es de 110 km. siendo desde este punto de vista, indistinto que la misma esté conectada a Santa Rosa, Macachín ó Guatraché.

A los efectos de considerar el costo de la energía proveniente de esta interconexión se supone que la misma se aporta de una central con turbogeneradores a vapor.

Para las inversiones se ha supuesto que dicha energía corresponde a la generada con una máquina de 140 MW cuyo costo unitario es de 160 u\$s/kW procediendo a incrementar las inversiones año a año de acuerdo a la potencia requerida.

En lo que respecta a los gastos de atención y mantenimiento así como los de combustible son los correspondientes al equipamiento en vapor referido.

Este criterio para asignar un costo a la energía proviene, del hecho de que actualmente no existen convenios a nivel nacional de interconexión y despacho unificado que permitan conocer un apropiado costo de la energía. Por lo tanto se ha estudiado y llegado a la conclusión que utilizar las inversiones y gastos de una máquina de 140 MW es la que más se aproxima a los que resultarán en un Sistema Nacional interconectado, despachado en forma conjunta.

Esta variante requiere instalar una línea simple terna de -

33 kV en el año 1982.

En los cuadros 4.3 N° 9 y N° 11 adjuntos pueden verse los valores de demanda utilizados y los valores actualizados en esta variante.

### VARIANTE N° 3

Esta variante difiere de la N° 2 que en el año 1974 se tiene de una línea simple terna de 33 kV, quedando la reserva a cargo de los grupos Diesel actualmente instalados. En el año 1982 se tiende una segunda línea doble terna de 33 kV y se levanta la generación Diesel.

En los cuadros 4.3 N° 9 y N° 12 se dan los valores de demanda utilizados y el valor total actualizado para esta variante.

### RESUMEN

Los valores obtenidos para cada una de las variantes, son los siguientes:

VARIANTE N° 1 - EQUIPAMIENTO DIESEL:	10.312.038 \$
VARIANTE N° 2 - INTERCONEXION D.T. 33 kV	11.897.978 \$
VARIANTE N° 3 - INTERCONEXION S.T. 33 kV	
c/RESERVA DIESEL:	12.790.178 \$

De los mismos se observa que la variante N° 1, Equipamiento Diesel es la más conveniente.

#### 4.3.1.2. REALICO

##### VARIANTE N° 1 - EQUIPAMIENTO DIESEL

Se ha supuesto que se mantiene la generación Diesel durante todo el período de estudio. En el año 1975 con el fin de hacer comparable esta variante con las de interconexión se supone que se interconectan las centrales de la Cooperativa con la de Autogeneración (Molinos Werner) compartiendo reserva. Equipándose la Cooperativa durante todo el período de estudio, con grupos cuyo módulo varía según el requerimiento de la demanda.

En el gráfico 4.3 N° 2 y cuadros 4.3 N°13 y 14 pueden verse el equipamiento de la demanda y costo total actualizado de esta variante.

##### VARIANTE N° 2 - INTERCONEXION CON DOBLE TERNA 66 kV

En este caso la interconexión se hace con Gral. Pico en el año 1975 mediante una línea doble terna de 66 kV. En ese mismo año se incorpora la autogeneración a la demanda del sistema. La generación Diesel se levanta totalmente y los grupos se venden, descontándose a la inversión de ese año, el valor residual de dichos grupos.

En el gráfico 4.3 N° 3 y Cuadros 4.3 N° 13 y 15, pueden verse el equipamiento, demanda y costo total actualizado de esta variante.

##### VARIANTE N° 3 - INTERCONEXION SIMPLE TERNA EN 132 kV

La interconexión se hace con Gral. Pico en el año 1975 mediante una línea de 132 kV. Valiendo en este caso las mismas consideraciones que se hicieron para la variante N° 2. Ver cuadro 4.3 N° 16.

#### RESUMEN

Las 3 variantes analizadas presentan los siguientes costos totales actualizados:



VARIANTE N° 1 - EQUIPAMIENTO DIESEL:	21.589.400 \$
VARIANTE N° 2 - INTERCONEXION D.T. 66 kV:	12.308.500 \$
VARIANTE N° 3 - INTERCONEXION 132 kV:	12.995.500 \$

Se desprende que tanto la variante N° 2 como la N° 3 son factibles. La variante N° 2, además de dar un costo total actualizado menor que la N° 3, tiene otras ventajas; entre ellas, la de permitir un rebaje de 66/33 kV en la localidad de Ojeda, para alimentar a Intendente Alvear y el sistema de Ing. Luigi.

En caso de optarse por la alternativa N° 3, conduce a descartar el citado rebaje con la consiguiente mayor inversión en líneas para atender las localidades mencionadas.

4.3.1.3. INT. ALVEARVARIANTE N° 1 - EQUIPAMIENTO DIESEL

Como en los casos anteriormente vistos se va equipando con generación Diesel durante todo el período de estudio.

En el gráfico 4.3 N° 4 y Cuadros 4.3 N° 17 y N° 18 puede verse el equipamiento, demanda y costo total actualizado de esta variante .

VARIANTE N° 2 - INTERCONEXION MEDIANTE LINEA DOBLE TERNA EN 33 kV EN 1975.

Esta interconexión se hace en 1975 con una doble terna de 33 kV desde la localidad de Ojeda, donde se ha supuesto que se hace un rebaje 66/33 kV para alimentar Int. Alvear e Ing. Luiggi. El costo de inversión de esta subestación se ha prorrateado por partes iguales para las interconexiones de Int. Alvear e Ing. Luiggi. Ver Cuadro 4.3 N° 19.

VARIANTE N° 3 - INTERCONEXION MEDIANTE LINEA DOBLE TERNA EN 33 kV EN 1975 CON GRAL.PICO.

La presente variante responde al caso de interconectarse - Gral.Pico con Realicó en 132 kV, Int. Alvear deberá alimentarse en 33 kV desde Gral.Pico. Ver Cuadro 4.3 N° 20.

RESUMEN

Los costos totales actualizados son:

VARIANTE N° 1 - EQUIPAMIENTO DIESEL:	7.509.250
VARIANTE N° 2 - INTERCONEXION D.T. 33 kV:	4.086.150
VARIANTE N° 3 - "DEG PICO"	4.310.150

4.3.1.4. ING. LUIGGIVARIANTE N° 1 - EQUIPAMIENTO DIESEL

En el gráfico 4.3 N° 6 y Cuadros N° 21 y N° 22 se muestra el equipamiento, demanda y costo total actualizado de la variante.

VARIANTE N° 2 - INTERCONEXION CON LINEA DOBLE TERNA 33 kV

Se interconecta esta localidad con una doble terna de 33 kV con la subestación 66/33 kV de Ojeda en el año 1975. Ver - Cuadro 4.3 N° 23.

VARIANTE N° 3 - INTERCONEXION CON LINEA D.T. 33 kV DESDE - REALICO.

Esta variante resulta como consecuencia de interconectar Gral. Pico-Realicó en 132 kV., exigiendo aumentar Ing. Luigi en - 33 kV desde Realicó. Ver Cuadro 4.3 N° 24.

RESUMEN

Costos totales actualizados:

VARIANTE N° 1 - EQUIPAMIENTO DIESEL:	10.152.925
VARIANTE N° 2 - INTERCONEXION D.T. 33 kV:	7.243.608
VARIANTE N° 3 - INTERCONEXION D.T. 33 kV DESDE REALICO	7.325.480

#### 4.3.1.5. ANALISIS DE LA INTERCONEXION DE LOS SISTEMAS DE REALICO, - INT. ALVEAR E ING. LUIGGI.

Los estudios de interconexión técnicos económicos realizados para estos centros, demuestran la conveniencia económica de su interconexión.

Es evidente que si bien el análisis realizado para cada uno de estos centros, se ha hecho en forma independiente, - la solución ó variante que se adopte, para uno de ellos, en particular debe ser congruente con los restantes. Esta restricción surge de la interconexión Gral.Pico - Realicó. La tensión a adoptarse en esta interconexión determina la configuración para las demás interconexiones. Existiendo la posibilidad de utilizar dos tensiones distintas, se infiere también dos configuraciones, a saber:

- A) Interconexión Gral.Pico - Realicó en 66 kV, con un rebaje en Ojeda para alimentar a Int. Alvear e Ing. Luiggi.
- B) Interconexión Gral.Pico - Realicó en 132 kV, alimentando Int. Alvear desde Gral.Pico e Ing. Luiggi desde Realicó, ambos en 33 kV.

El costo actualizado para ambas configuraciones puede verse en el Cuadro 4.3 N° 25.

Del mismo se desprende que la configuración A es la más conveniente.

La configuración permite la interconexión con Córdoba en - 132 kV.

Ya se vió en Alternativa 3, que dicha interconexión no funciona técnicamente como parte de una configuración de año - horizonte, quedando reducida su función, a dar seguridad en forma limitada (Realicó no es un punto firme del sistema) al sistema E.P.E.C.

Las consideraciones expuestas llevan a que la configuración A, además de ser económicamente más conveniente está, en condiciones de cumplir, desde el punto de vista de la interconexión con Córdoba la misma función que desempeñaría la configuración B.

Hay otras razones que hacen a la configuración A, desde el punto de vista del sistema A.P.E. más conveniente. La misma consiste en que da a Realicó mayor seguridad que la configuración B, independientemente de las soluciones ó configuración que adopte E.P.E.C. para el extremo sur de su sistema. No obstante, las razones apuntadas y la diferencia de costo que existe entre ambas configuraciones; razones de tipo político, o de posibles acuerdos entre las empresas provinciales, harían viable la configuración B.

#### 4.4. ANALISIS DE SENSIBILIDAD

Se ha realizado un análisis de sensibilidad para las alternativas de interconexión así como de las variantes de interconexión dentro de la provincia de La Pampa.

##### 4.4.1. Alternativas de Interconexión.

Para el análisis de sensibilidad en el caso de las alternativas N° 1 y N° 2 de interconexión, solamente se han hecho variar las tasas puesto que como se adelantó en 4.3. por tratar se de configuraciones similares todos los demás gastos son iguales no teniendo sentido introducir por este motivo variaciones que afectarían por igual a ambas alternativas. En los cuadros 4.4 N° 1 y N° 2 se presentan los valores obtenidos para cada tasa, con los que se calculó la elasticidad arrojando, el siguiente resultado:

Alternativa N° 1	0,1057
Alternativa N° 2	0,1146

##### 4.4.2. Variantes de interconexión.

Un somero análisis de los gráficos que se acompañan permite apreciar el ordenamiento de las diversas variantes. Solamente para el caso de Realicó se observa corte de variantes, para las otras localidades estudiadas, el ordenamiento permanece estable, al variar los parámetros fundamentales. Se ha incrementado y disminuído la tasa de actualización, los costos de combustible y las inversiones.

Se calcularon además las elasticidades correspondientes para poder valorizar la sensibilidad de las funciones económicas en un extremo de cada punto estacionario óptimo, independizándolo de las unidades monetarias adoptadas.

Ver gráficos y Cuadro N° 3.

## 5.- Estudio Económico

#### 4.5 ALTERNATIVA PROPUESTA

De acuerdo a las conclusiones que se extraen de las distintas fases de este estudio, así como de los resultados a que finalmente se llegan, se ha procedido a confeccionar un plan de equipamiento, de acuerdo a la expansión del sistema año por año.

Este plan se ha concebido sobre la base de la alternativa N°1 conjuntamente con la adición de las variantes de interconexión provincial más convenientes. En el plano 4.5 N° 1 que se acompaña puede verse el equipamiento propuesto, así como los cuadros correspondientes al programa de inversiones. Ver Cuadros 4.5 N° 1, N° 2 y N° 3.

## 5.- ESTUDIO ECONOMICO

### 5.1.- Consideraciones Generales

En el capítulo 4 "Programas Alternativos de Equipamiento y Evaluación" se definieron y evaluaron los posibles equipamientos eléctricos de la Provincia de La Pampa, habiéndose seleccionado uno de ellos "alternativa propuesta" que ha sido aceptado por el Consejo Federal de Inversiones y la Provincia de La Pampa.-

En el presente capítulo se realiza la evaluación económica de dicha alternativa a través de los siguientes estudios:

- a) Proyección de los resultados de explotación para un período de diez años (1971 - 1981), habiéndose considerado las siguientes "unidades administrativas".-
  - . Sistema Santa Rosa: Integrado por las cooperativas de Santa Rosa, Winifreda, Villa Mirasol y Usina Electrica Muniçal de Colonia San José.-
  - . Sistema General Pico: Cooperativas de General Pico, Eduardo Castex y Usina Eléctrica Municipal de La Maruja.- A partir de 1978 Usinas Municipales de Conhelo y Rucanelo.-
  - . Sistema Realicó: Cooperativa de Realicó y Usinas Municipales de Parera y Rancul.-
  - . Sistema de Intendente Alvear: Cooperativas de Intendente Alvear, Bernardo Larroude y Comisión de Fomento de Sarah.-
  - . Sistema de Ingeniero Luigi: Cooperativa de Ingeniero Luigi y Usinas Eléctricas Municipales de Alta Italia y E. Martini.-
  - . Sistema Guatraché: Cooperativas de Guatraché, A.C.E.L., Bernasconi, J. Arauz, General San Martín, Macachín y Usinas Municipales de Alpachiri, Abramo, General Campos y Santa Teresa.-
  - . Sistema General Acha: Cooperativa de General Acha.-
  - . Sistema Victorica: Cooperativa de Victorica, Usina Municipal de Luan Toro y a partir de 1974 Usina Municipal de Carro Quemado.-



- . Sistema M. Riglos: Usina Municipal de Miguel Riglos.- En 1974 se interconecta al Sistema Guatraché y se incluye en dicho sistema.-
  - . Sistema Rolón: Cooperativa de Rolón.- A partir de 1974 año de su interconexión se incluye en el Sistema Guatraché.-
  - . Central de Santa Isabel: Usina Eléctrica Municipal de Santa Isabel.-
  - . Administración Provincial de Energía (A.P.E.) ente centralizado de la Provincia de La Pampa que tendrá a su cargo a partir de 1974 la explotación del sistema de transmisión de 132 kV: Límite Provincial - Gral. Pico - Santa Rosa - Guatraché - Límite Provincial y subestaciones principales de rebaje.- A partir de 1975 y 1976 sistema de 66 kV Gral. Pico - Ojeda - Realicó y Subestaciones de Rebaje.-
- b) Proyección de la rentabilidad anual para las unidades administrativas definidas en a) y además para el conjunto del servicio eléctrico de la Provincia.-
  - c) Proyección del costo medio anual del kWh para las mismas unidades administrativas y conjunto del servicio eléctrico.-
  - d) Tasa interna de retorno para el conjunto del servicio eléctrico.-

Las razones que hemos tenido en cuenta para la elección de las "unidades Administrativas" recién definidas son las siguientes:

#### . Físicas

De acuerdo a la configuración espacial actual del servicio eléctrico y las vinculaciones eléctricas existentes o previstas entre las diferentes centrales y localidades.- Así por ejemplo las centrales y localidades del sistema Guatraché se encuentran ya prácticamente vinculadas mediante una red de 33 y 13,2 kV,-

#### . Históricas

En todos los sistemas considerados ha predominado siempre una Cooperativa de magnitud considerablemente mayor y a la que se han ido integrando (suscripción de acciones) las pequeñas cooperativas, localidades y usinas municipales a medida que se producían las interconexiones.- Así por ejemplo

recientemente se han fusionado a la cooperativa de Realicó las localidades de Parera y Rancul, y se encuentran en vías de fusión a la cooperativa de Ingeniero Luigi las usinas municipales de E. Martini y A. Italia.-

. Económicas

Es altamente conveniente para los usuarios de las usinas municipales y cooperativas de distribución que aún no se han fusionado evitar los recargos que en la tarifa les ocasiona mantener un servicio que resulta antieconómico debido a su pequeña escala.-

Con el esquema propuesto quedarán en la Provincia hacia 1975 aproximadamente sólo 12 unidades administrativas (incluyendo a A.P.E.) sobre un total de 36 actualmente existentes.-

## 5.2 Activo Fijo Asignable al Año Base

A los efectos de establecer los Activos Fijos Asignables al año 1971 de los Sistemas definidos en 5.1., ha sido necesario obtener en primer término los correspondientes a las Cooperativas y Usinas Municipales integrantes de dichos sistemas.-

El Activo Fijo Asignable a cada ente, Cooperativa o Usina Municipal corresponde a la totalidad de los bienes de uso en explotación por las mismas, independientemente de la propiedad del bien.-

La Provincia a través de A.P.E. ha entregado a las Cooperativas y Usinas Municipales grupos electrógenos en arriendo y ha cedido para su explotación considerable cantidad de líneas y subestaciones transformadoras.- Dichos bienes al no ser propiedad de los entes que tienen a su cargo la prestación del servicio eléctrico no se registran en los Balances, y por lo tanto ha sido necesario introducirlos en los Activos Asignables a cada unidad económica.-

Los valores de activo se han obtenido a precios promedio de 1971 mediante los criterios de revalúo que se exponen a continuación y que han debido adecuarse a la información básica disponible en cada caso.-

### a) Revalúo de Activos de Cooperativas

La información básica disponible han sido las Memorias y Balances anuales desde el comienzo de la actividad económica hasta la actualidad, publicados por las diferentes Cooperativas.-

De los mismos se han extraído las inversiones anuales agrupándolos en los siguiente rubros: generación, transmisión y subtransmisión, distribución edificios y bienes varios.-

La serie de inversiones anuales ha sido revaluada a precios promedio de 1971, mediante la aplicación del índice de precios mayoristas no agropecuarios publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos.- Los factores de actualización correspondientes se indican en el Cuadro N°5.2.N°1.-

Una vez revaluadas las inversiones propias de cada Cooperativa se ha procedido a adicionar los activos en explotación de propiedad de la Provincia.- No disponiéndose de valores de origen de estos bienes se ha procedido a la utilización de valores de reposición a precios promedio de 1971, habiéndose considerado las siguientes inversiones específicas:

- . Grupos electrógenos en arriendo incluido motor-generador y auxiliares propios excluidos obras civiles, auxiliares y montaje ..... 1.300 \$/kW
- . Líneas de 33 kV (completas) ..... 36.000 \$/km
- . Líneas de 13,2 kV (completas) ..... 15.000 \$/km
- . Transformadores 33/13,2 kV, 33/0,380 kV y 13,2/0,380 kV

	<u>En \$/kVA</u>		
	<u>33/13,2 kV</u>	<u>33/0,380 kV</u>	<u>13,2/0,380 kV</u>
630 kVA	60,0	54,0	51,0
400 kVA	72,0	66,0	57,0
250 kVA	81,0	75,0	66,0
100 kVA	165,0	129,0	105,0

- . Salida 33 kV ..... 60.000 \$
- . Salida 13,2 kV ..... 36.000 \$
- . Plataforma transformador 33/0,380 kV ..... 2.700 \$
- . Plataforma transformador 13,2/0,380 kV ..... 2.580 \$

Los valores de inversiones de propiedad de A.P.E. obtenidos se muestran en los Cuadros 5.2 N° 2, 5.2 N° 3 y 5.2 N° 4.-

En los cuadros 5.2 N° 5 a 5.2 N° 7 se indican los Activos Fijos Asignables a cada Cooperativa y Usinas Municipales.-

La depreciación anual se ha obtenido por el método lineal, en base a las siguientes vidas útiles:

<u>Rubro</u>	<u>Vida útil</u>	<u>Tasa Deprec.</u>
Generación	20 años	5,00 %
Transmisión	30 años	3,33 %
Distribución	30 años	3,33 %
Edificios	50 años	2,00 %
Bienes Varios	10 años	10,00 %

Se ha despreciado el valor residual de las instalaciones, por lo que las depreciaciones resultan ligeramente sobrevaluados.-

b) Revalúo de los Activos de Usinas Municipales

En este caso no se cuenta con información básica de valores de origen de inversiones por lo que se ha procedido de la siguiente forma:

- . Grupos electrógenos a valores de reposición  
incluidos motor-generador, auxiliares propios,  
obras civiles, auxiliares y montaje ..... 1.800 \$/kW
- . Rubro Distribución (Redes y Medidores).- No ha  
biendo datos físicos de inventario se ha opta-  
do por estimar la inversión acumulada en dis-  
tribución en base a la inversión por usuario  
que presentan algunas cooperativas de caracte-  
rísticas similares en cuanto a tamaño de la ex-  
plotación (número de usuarios).- Se ha adopta-  
do el valor de ..... \$ 300/usuario
- . Rubro Edificios : Se ha estimado en un 4,5% del  
activo fijo total luego de comparar los valores  
de cooperativas similares.- -----
- . Bienes Varios (Rodados, Herramientas y otros).-  
Se estima en 2,5% del activo fijo bruto total.- -----

En lo que respecta a los activos de propiedad de A.P.E., en explotación por las Usinas Municipales y el cálculo de las depreciaciones anuales son válidas las consideraciones establecidas para las cooperativas.-

## 5.3

Resultados de Explotación al Año Base

En el Cuadro 5.3. N° 1 se indican los resultados de explotación correspondientes al año 1971 de las Cooperativas y Usinas Municipales existentes a la fecha.-

La información básica utilizada en el caso de las Cooperativas han sido los Cuadros de Pérdidas y Excedentes extraídos de las Memorias y Balances Generales.-

Cabe consignar que los cierres de los ejercicios económicos de las Cooperativas no coinciden en todos los casos con el año calendario.- Para aquellas que cierran desde Enero hasta Julio inclusive se ha incorporado el ejercicio 1971/72 como representativo del año 1971, mientras que las que lo hacen en el mes de Octubre (únicamente dos) el ejercicio considerado es el 1970/71.-

En el caso de las Usinas Municipales no se presenta este problema y la información básica se extrae de las Declaraciones Juradas que las mismas elevan a la Subsecretaría de Energía.-

El estado de resultados ha sido subdividido en ingresos de explotación, gastos de explotación e ingreso neto de explotación resultante.-

Los ingresos de explotación comprenden los ingresos por venta de energía eléctrica y los denominados "Otros ingresos de explotación" que incluyen los ingresos por derechos de conexiones, reconexiones, multas y otros.-

Los gastos de explotación se han subdividido en gastos directos y depreciación.-

Esta última se obtiene de acuerdo a la metodología definida en el apartado 5.2.- Activo Asignable al Año Base, del presente capítulo.-

Los gastos directos han sido agrupados en los siguientes procesos: generación, compra de energía, transmisión, distribución, y administrativos.- A su vez estos procesos (excepto compra de energía) se subdividen en los siguientes rubros: sueldos y cargas sociales, materiales y varios y para el rubro generación además de los anteriores, combustibles y lubricantes, en forma separada.-

Los ingresos netos de explotación se obtienen por diferencia entre los ingresos de explotación y gastos de explotación.-

En el Cuadro 5.3. N° 2 se presentan los estado de resultados del año 1970, a precios de 1971.-

Los mismos han sido calculados en base a los estados de resultados del año 1970, (Cuadro 5.3. N° 3), y a los índices de precios que se indican a continuación:

- . Ingresos por venta de energía : precio medio venta año 71 x energía vendida en 1970.-
- . Combustibles : precio medio comb. año 71 x consumo año 1970.-
- . Lubricantes : precio med. lub. año 1971 x consumo año 1970.-
- . Sueldos y Cargas Sociales: sueldos y cargas sociales por operario año 1971 x dotación año 1970.-
- . Materiales y Varios . gastos año 1970 x índice de precios mayoristas no agropecuarios años 1971/70.-

No se incluyen en este estudio ingresos ajenos a la explotación eléctrica provenientes de otras actividades de las Cooperativas (por ej. venta de artefactos eléctricos) ni tampoco aportes o subsidios nacionales, provinciales o municipales de los que se trata en el estudio financiero.-

Los gastos de explotación no incluyen intereses sobre deudas, de los que también se trata en el estudio financiero.- No se incluyen además previsiones de cualquier tipo para años venideros (por ej. fondos para reparaciones u obligaciones de determinadas leyes).-

Finalmente, en el Cuadro 5.3. N° 4 se indican los niveles tarifarios correspondientes al año base.-

#### 5.4. Análisis de los Resultados de Explotación

En el apartado 2.4. - Aspectos Económicos de la Explotación - Capítulo 2 se analizaron los gastos de combustibles y lubricantes, así como algunos aspectos parciales de la gestión económica de los entes prestatarios de servicios eléctricos.-

En el presente apartado se efectúa el análisis de los resultados de explotación a través de los siguientes indicadores:

- . Resultado bruto y neto de explotación.-
- . Relación resultado bruto sobre inversión inmovilizada.-
- . Relación resultado neto sobre inversión inmovilizada.-
- . Estructura de gastos.-
- . Costos unitarios por proceso.-
- . Específicos de cada proceso o etapa.-

Se establecen comparaciones entre los distintos entes y en aquellos casos que se estima necesario con otros sistemas eléctricos del país.-

##### a) Resultado bruto y neto de explotación.-

Relación resultado bruto sobre inversión inmovilizada y resultado neto sobre inversión inmovilizada.-

El resultado bruto de explotación o excedente de explotación se obtiene por diferencia entre los ingresos y gastos directos de explotación.-

El resultado neto de explotación o ingreso neto por diferencia entre los ingresos y gastos totales de explotación.-

En el Quadro 5.4.Nº1 se consignan dichos resultados para las cooperativas y Usinas Municipales de Generación y Distribución mientras que los correspondientes a entes de distribución se indican en el Quadro 5.4.Nº2.-

El orden en que se ubican los diferentes entes corresponde aproximadamente al tamaño de la explotación medida a través del valor absoluto de los gastos totales de explotación.-

Los resultados obtenidos permiten extraer las siguientes conclusiones:



- . Todos los entes prestatarios del servicio sin excepción son deficitarios (resultado neto negativo).-
- . Las unidades administrativas de mayor tamaño de explotación, medida por ejemplo a través del número de usuarios cubren sus gastos de funcionamiento, presentando resultados brutos de explotación positivos.-
- . El punto de corte - resultados brutos positivos, resultados brutos negativos - se localiza en los 500 usuarios aproximadamente.-
- . La relación resultado bruto sobre inversión inmovilizada decrece algebraicamente desde el valor+5,83 (Cooperativa de Santa Rosa) hasta el valor-14,28 (Usina Munic. de L.Toro), según decrece el tamaño de la explotación.-
- . La conclusión anterior es igualmente válida para la relación resultado neto sobre inversión inmovilizada, -0,50 para Santa Rosa y -19,72 para L.Toro.-

Algunas excepciones a las conclusiones anteriores son las siguientes:

- . La Cooperativa de E. Castex presenta un déficit inusual debido a multas por bajo factor de potencia en la energía comprada a la Coop. de General Pico.-
- . La Cooperativa de Victorica ha gastado en el rubro lubricantes una cantidad equivalente a la del rubro combustibles, pudiendo de corregirse esa situación mejor considerablemente su bajo excedente de explotación.-
- . Las Usinas Municipales de Conhelo y Santa Isabel tienen una calidad de servicio (horario discontinuo) menor que los ubicados inmediatamente arriba en el Cuadro 5.4. N° 1, y sus déficits resultan más reducidos que aquellas.-

#### b) Estructura de Gastos

En los Cuadros 5.4. N° 3 y 5.4. N° 5 se indica la estructura de gastos de las Cooperativas y Usinas Municipales de generación y distribución en los años 1970 y 1971, respectivamente.-

La misma información para los entes que realizan distribución exclusivamente se muestra en los Cuadros 5.4. N° 4 y 5.4. N° 6.-

Las conclusiones generales que se deducen de los valores obtenidos son las siguientes:

- . Porcentaje de generación sobre total de gastos: El valor menor lo tiene la Cooperativa de Santa Rosa con el 41,0% aumentado gradualmente a medida que disminuye la potencia instalada de las diferentes unidades hasta alcanzar

un valor medio de 63,0% en las unidades más pequeñas, debido a la mayor incidencia de los gastos fijos (personal).-

Los valores obtenidos para las Usinas Municipales son comparables con las limitaciones de que los gastos de materiales y varios en generación incluyen los correspondientes a distribución y administración.- Además en las Usinas Municipales más pequeñas : La Maruja, Conhelo y Santa Isabel no es posible establecer una diferenciación entre el personal de generación, el de distribución y el administrativo.-

La Cooperativa de A.C.E.L. no efectúa distribución y por lo tanto el porcentaje resulta más elevado.-

Como elemento de referencia diremos que para el Sistema Cuyo de Agua y Energía Eléctrica, el porcentaje de gastos de generación sobre total de gastos fué del 38% aproximadamente para 1971.-

. Porcentaje de transmisión sobre total de gastos.-

La incidencia del rubro Transmisión en el total de gastos es pequeña.-

. Porcentaje de gastos en Distribución sobre total de gastos.-

Los mayores valores (20,0 y 18,0%) corresponden a las Cooperativas de Santa Rosa y General Pico, respectivamente.-

Esto es debido a la mayor dispersión de sus redes: distribución en una gran cantidad de localidades.-

Los restantes valores oscilan alrededor del 13,0%.-

. Porcentaje de Gastos de Administración sobre total de gastos.-

Los valores obtenidos presentan una gran uniformidad siendo el 13% la media aritmética aproximadamente.-

. Porcentaje de depreciación sobre gastos totales.-

Se observa una gran uniformidad, a excepción de las Cooperativas de Realicó e I. Alvear que presentan valores algo elevados.-

La distribución porcentual de los gastos en las Cooperativas y Usinas de distribución exclusivamente (Cuadro 5.3. N° 4) puede sintetizarse en los siguientes valores medios:

- compra de energía 55%; - distribución 22%; - administración 16% y depreciación 7%.-

c) Costos Unitarios por Proceso

En los Cuadros 5.4. N° 7 y 5.4. N° 9 se han obtenido los costos unitarios (referidos a la energía vendida) por proceso y totales de las Cooperativas y Usinas Municipales de Generación

y Distribución para los años 1971 y 1970 (a precios de 1971) respectivamente.- Los correspondientes a las distribuidoras se indican en los Cuadros 5.4. N° 8 y 5.4. N° 10.-

La Cooperativa de General Pico presenta un costo directo unitario comparativamente alto en relación a otras unidades de mucho menor tamaño.- Inciden en el mismo su relativa gran cantidad de personal, como se verá más adelante - en los indicadores específicos de cada proceso, resultando costos unitarios de distribución y administración por encima de valores normales.-

Otras conclusiones son las siguientes:

- . Alta racionalización de gastos en la Cooperativa de Santa Rosa.-
- . Alto costo unitario de administración en las Cooperativas de I. Alvear, Victorica, Gral. San Martín y B. Larroude.-
- . Altos costos unitarios de distribución en las Cooperativas de E. Castex, Victorica y B. Larroudé.-
- . Alto costo de generación en la Cooperativa de Victorica, por las razones ya apuntadas del consumo de lubricante.-
- . Costos equilibrados en las Cooperativas de Realicó, Gral. Acha, A.C.E.L., Macachín, I. Luigi y Guatraché.-
- . En las Usinas Municipales, el pequeño tamaño de la explotación incide fundamentalmente en los altos costos.-

d) Indicadores específicos de cada proceso

Los indicadores específicos obtenidos para los diferentes entes prestatarios son los siguientes:

- . Personal en generación por kW instalado.
- . Personal en distribución por usuario y su inversa.
- . Personal administrativo por usuario y su inversa.
- . Gastos en materiales y varios en generación por kW instalado.
- . Gastos en materiales y varios en generación por kWh generado.
- . Gastos en materiales y varios de transmisión por km de línea.
- . Gastos en materiales y varios de distribución por usuario.
- . Gastos en materiales y varios de administración por usuario.

Los valores de estos indicadores en el orden recién establecido se muestran en los Cuadros 5.4. N° 11 a 5.4. N° 18.- A continuación nos referiremos a los mismos.

. Personal en Generación por kW instalado.

La Central de Santa Rosa presenta un valor de 0,0030 operarios/kW que consideramos muy aceptable, mientras que el correspondiente a la central de General Pico de 0.0049 operarios/kW es excesivo. El número de grupos de esta última central (6) es además inferior a la de Santa Rosa (11).-

Los valores de operario/kW de otras centrales similares pertenecientes a otros sistemas eléctricos son los siguientes:

Central	Provincia	Potencia	Ente	Oper./kW
Blanco Encalada (*)	Mendoza	15.200 kW	AyEE	0,0024
La Rioja (**)	La Rioja	5.132 kW	AyEE	0,0048
Chilecito (**)	La Rioja	3.192 kW	AyEE	0,0034
G.Gordillo (**)	La Rioja	1.500 kW	AyEE	0,0046

Las dotaciones de las restantes centrales consignadas en el Cuadro 5.4. N° 11, pueden calificarse de aceptables en relación a sus potencias instaladas.

. Personal en distribución por usuario.

Este indicador lo hemos analizado a nivel de sistema eléctrico y sus valores se consignan en el Cuadro 5.4. N° 12.-

En el mismo Cuadro consignamos la relación usuarios por operario. Todos los sistemas (a excepción de General Pico e Intendente Alvear) presentan dotaciones que consideramos muy aceptables.

. Personal administrativo por usuario.

Los valores obtenidos también a nivel de sistema eléctrico se consignan en el Cuadro 5.4. N° 13.-

Los valores de usuarios por administrativo correspondientes a General Pico e I. Alvear, sobre todo este último son bajos, mientras que en los sistemas de I. Luigi y Victorica hay escasez de personal en este rubro.

Los valores restantes son aceptables.-

---

(\*\*) Fuente: Estudio Abastecimiento Eléctrico Provincia de La Rioja - C.F.I. Año 1972.

( \* ) Fuente: Estudio del Desarrollo Eléctrico de la Región de Cuyo - AyEE Año 1970.

. Materiales y Varios en Generación por kW instalado.

Se han obtenido para el año 1970 (a precios de 1971), 1971 y promedio (Cuadro 5.4. N° 14).-

Consideramos elevados los valores correspondientes a las Centrales de A.C.E.L., E. Castex e Ingeniero Luigi.

. Materiales y Varios en Generación por kWh generado.

Se indican en el Cuadro 5.4. N° 15. Se obtienen nuevamente valores elevados por A.C.E.L., E. Castex e Ing. Luigi.

. Materiales y Varios en Transmisión por km de línea.

Corresponde a los gastos de conservación de líneas de transmisión, incluidos parte proporcional de combustibles y mantenimiento de automotores.

Se indican en el Cuadro 5.4. N° 16.

. Materiales y Varios en Distribución por Usuario.

Los valores obtenidos en el Cuadro 5.4. N° 17 por encima de 8 pesos/usuario año los consideramos excesivos. Para el año 1971 se ha obtenido un valor 18,05 para el Sistema Santa Rosa (prácticamente la Cooperativa de Santa Rosa), que se diferencia notablemente de los correspondientes a los restantes sistemas y que consideramos muy elevado.

Los valores de los demás sistemas son muy aceptables.

. Materiales y Varios en Administración por usuario.

Se indican en el Cuadro 5.4. N° 18.- Es elevado el valor que presenta el Sistema General Pico (prácticamente la Cooperativa de General Pico).-

### 5.5.- Proyección de los Resultados de Explotación

En el presente apartado se realiza la proyección de los resultados de explotación de las unidades administrativas definidas en el apartado 5.1. del presente capítulo.-

El año base considerado es el año 1971 y el período de proyección se extiende hasta el año 1981 inclusive .-

Las proyecciones de ingresos y gastos de explotación se efectúan a precios constantes de 1971.-

En los Cuadros 5.5. N° 1 a 5.5. N° 13 se indican las proyecciones de las unidades administrativas consideradas.-

#### 5.5.1.- Proyección de los Ingresos a Explotación

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

Los ingresos por venta de energía se proyectan a precios medios de venta de cada sistema en el año 1971 y en base a las proyecciones de demandas vegetativas establecidas en el Capítulo 3 - Estudio del Mercado Eléctrico.-

Los precios medios de cada sistema se indican en la columna de coeficientes de los Cuadros antes mencionados.-

Los denominados "otros ingresos de explotación" se obtienen como un porcentaje fijo de los ingresos por venta de energía.-

La unidad administrativa A.P.E. no realiza venta directa a los consumidores, sino que su función es exclusivamente de transmisión y transformación, esto es la compra de energía a la Provincia de Buenos Aires (D.E.B.A.) y la venta a las cooperativas para su distribución a los usuarios.-

El precio de venta de A.P.E. a las cooperativas se justifica más adelante.-

#### 5.5.2.- Proyección de Gastos de Explotación

##### 5.5.2.1.- Sueldos y Carga Sociales del Personal Ocupado

En los Cuadros 5.5. N° 14 a 5.5. N° 17 se ha realizado una estimación del personal necesario en los procesos de Generación, Transmisión, Distribución y Administración respectivamente de los diferentes sistemas considerados.- El personal correspondiente a A.P.E. se indica en el Cuadro 5.5. N°18.-

La evolución del personal total por sistema y para el conjunto del servicio eléctrico se resume en el Cuadro 5.5. N°19.-

a) Personal en Generación

Se determinan los requerimientos en base a las incorporaciones y retiro de potencia operadas en cada sistema.- A excepción de los sistemas de Victorica, General Acha y Central de Santa Isabel que permanecen con generación local durante todo el período de proyección, en los restantes sistemas se produce el retiro de todo el equipamiento en generación.-

Dicho proceso comienza en 1973 y finaliza en 1976 produciendo una considerable merma del personal en "generación".-

Sin embargo dicho personal sobrante es absorbido en casi su totalidad como se vé más adelante, por los requerimientos en otros procesos: transmisión, distribución y administración y fundamentalmente por las incorporaciones previstas en el sistema de transmisión (A.P.E.).-

b) Personal en transmisión

Las incorporaciones mayores, (Cuadro 5.5. N°15) se producen en el sistema de Guatraché, en el que a partir de 1973 se desarrolla una extensa red de subtransmisión en 33 kV, equivalente a las actuales de los sistemas de Santa Rosa y General Pico.- No se prevé expansión en el sistema Santa Rosa, mientras que el sistema General Pico sufre una pequeña expansión hacia el oeste.-

c) Personal en distribución

Se ha estimado la dotación anual por sistemas en base a la proyección del número de usuarios y a la relación usuarios los operario, que hemos fijado luego del análisis efectuado en el apartado 5.4. en 350, igual para todos los sistemas.-

O sea:

$$\text{Personal año}_i = \frac{\text{Usuarios año}_i}{350 \frac{\text{Usuarios}}{\text{Operario}}}$$

El valor adoptado significa una racionalización del personal en aquellos sistemas que presentan en el año base una

baja relación usuarios por operario y en los mismos no se incorpora personal hasta que dicha relación no alcanza el valor adoptado.- Así en los sistemas de Realicó e Intendente Alvear no se incorpora personal y en el de General Pico las incorporaciones se producen recién a partir de 1978 (Cuadro 5.4. N°16).- Este procedimiento tiene en cuenta el crecimiento esperado del número de usuarios en cada sistema.-

d) Personal en Administración

El procedimiento es idéntico al explicado en el punto anterior con una relación usuarios por administrativo igual a 550.--La proyección se indica en el Cuadro 5.4. N°17.-

e) Personal del sistema A.P.E.

Los requerimientos de personal para la unidad administrativa A.P.E. los hemos valorado a partir del año 1975, en que de acuerdo al avance actual de los proyectos y obras estimadas comenzará la explotación del sistema de 132 kV.-

El personal se ha subdividido en los siguientes conceptos:

- . Superior y Técnico
- . Administrativo
- . De operación y mantenimiento estaciones Transformadoras General Pico, Santa Rosa y Guatraché
- . Cuadrillas de líneas: una cuadrilla completa en 1975 y dos a partir de 1976; consideramos una para la atención de la zona norte del sistema de transmisión: líneas 132 kV límite Provincial - General Pico - Santa Rosa, 66 kV, General Pico - Ojeda - Realicó y 33 kV Ojeda - Ingeniero Luigi y Ojeda - Intendente Alvear, en total 300 km. de líneas aproximadamente, y la restante para la atención de la zona sur: línea 132 kV Santa Rosa - Guatraché - Límite Provincial, con 200 km de línea aproximadamente.-
- . Mantenimiento especializado: Protecciones y medición
- . Taller
- . Depósitos y varios

No se considera necesario personal de operación en las subestaciones de Ojeda, Realicó, Ingeniero Luigi e Intendente Alvear.- La vigilancia y maniobra eventual de las mismas (realimentación sobre defecto) puede ser realizado por personal autorizado de las respectivas cooperativas.-



## f) Personal total por Sistemas y Conjunto del Servicio Eléctrico

Se muestran en el Cuadro 5.5. N°19, en donde puede advertirse que hasta el año 1975 inclusive se absorbe la totalidad del personal vacante en generación.- Recién en 1976, 1977, y 1978 se produce una pequeña merma (5,6% en 1976, 2,3 % en 1977 y 1,7 en 1978) como consecuencia de los retiros de potencia en las centrales de Intendente Alvear, Ingeniero Luigi y Realicó.-

En 1981 se alcanza una cantidad total de 363 lo que significa un aumento de 24 en relación a 1971.-

En función de los requerimientos de personal por sistema y proceso de los sueldos y cargas sociales por operario en el año 1971 se obtiene la proyección anual de sueldos y cargas sociales, Cuadros 5.5. N°1 a 5.5. N°13 antes mencionados.-

## 5.5.2.2.- Gastos en Combustibles y Lubricantes

Se proyectan en base a la generación anual de cada sistema y a los costos de combustible (\$/kWh) medios del año 1971.-

## 5.5.2.3.- Gastos por Compra de Energía

## a) Compra de energía a la Provincia de Buenos Aires

Para la determinación del precio de compra a la Provincia de Buenos Aires se ha utilizado el mismo criterio sustentado en el apartado 4.3.1.1. del Capítulo 4, es decir, que la energía recibida corresponde a una máquina de 140 mW (vapor).-

A precios de 1971 resultan los siguientes costos:

$$\text{. Capital: } 160 \frac{\$USA}{kW} \times 6,14 \frac{\$}{\$USA} \times (f.r.c.)_{vu} = 30 \text{ años} = 87,26 \frac{\$}{kW \text{ año}}$$

$i = 8\%$

$$\text{. Operación y Mantenimiento: } 6 \frac{\$USA}{kW \text{ año}} \times 6,14 \frac{\$}{\$USA} = 36,84 \frac{\$}{kW \text{ año}}$$

$$\text{Combustible: } 2400 \frac{\text{Cal.}}{\text{kWh}} \times 590 \frac{\$}{10^6 \text{ Cal.}} = 0,0142 \frac{\$}{\text{kWh}}$$

Aplicando los valores recién obtenidos a los requerimientos de potencia y energía del sistema A.P.E. ha resultado un precio aproximado constante igual a  $0,048 \frac{\$}{\text{kWh}}$

Se han considerado pérdidas de transmisión y transformación del 3,5 % en potencia y 2,5% en energía.-

En el Cuadro 5.5. N°1 se indican en el rubro compra de energía los montos anuales por este concepto.-

b) Compra de energía de los diferentes sistemas al sistema A.P.E.

Para la determinación del precio de venta del sistema A.P.E. a los sistemas de Santa Rosa, General Pico, Guatraché, Realicó, Intendente Alvear e Ingeniero Luigi se ha procedido de la siguiente forma: determinados los gastos de compra de la A.P.E. al sistema Buenos Aires sumar los demás gastos de funcionamiento y de depreciación de las instalaciones a cargo de A.P.E., adicionando además una rentabilidad sobre la inversión inmovilizada de dicha unidad.-

Obtenidos estos valores en el Cuadro 5.5. N° 1 obtenemos un precio único de venta a los sistemas de distribución mediante la siguiente expresión:

$$\text{Precio medio venta}_{\text{año } i} = \frac{(\text{Gs. direc.} + \text{Deprec.} + \text{Ingr. Neto})_{\text{año } i}}{(\text{venta Energía})_{\text{año } i}}$$

Se obtuvieron los siguientes valores:

<u>Año</u>	<u>Precio medio (\$/kWh)</u>
1975	0,0957
1976	0,1168
1977	0,1177
1978	0,1131
1979	0,1080
1980	0,1027
1981	0,0978

El precio medio aumenta hasta 1977 debido a aumentos en los costos de capital (incremento de las inversiones), dis--

minuyendo luego bajo el efecto de la mayor venta de energía, y por otra parte por el menor valor absoluto del ingreso neto como consecuencia de la disminución del activo fijo neto de A.P.E. (a partir de 1978 no se realizan inversiones).-

#### 5.5.2.4.- Gastos en materiales y varios

Las proyecciones de gastos en materiales y varios de generación, transmisión, distribución y administración se realiza en base a los valores de los siguientes indicadores específicos deducidos del análisis económico efectuado en el apartado 5.4. del presente Capítulo:

<u>Rubro</u>	<u>Indicador</u>
Mat. y Var. generación	\$/kWh generado
Mat. y Var. Transmisión	\$/km año
Mat. y Var. Distribución	\$/usuario año
Mat. y Var. Administración	\$/usuario año

Los valores adoptados para cada sistema se consignan en la columna "Coeficiente" de los Cuadros 5.5. N°1 a 5.5. N°13 antes mencionados.-

Los valores adoptados para el sistema A.P.E. líneas de 132 kV/33kV 132 kV/66 kV y 66 kV/33 kV los hemos fijado en los siguientes valores a precios de 1971:

Líneas ----- 200 \$/km año  
 Estación transformadora ----- 3,20 \$/kVA año

#### 5.5.2.5.- Depreciación

La depreciación anual de cada sistema se obtiene de los Cuadros 5.6. N° 1 a 5.6. N° 13 "Proyecciones del Activo Fijo Bruto, Depreciación e Inversión Inmovilizada" de los cuales se trata en el apartado 5.6. del presente Capítulo.-

#### 5.5.2.5.- Excedente de Explotación e Ingreso neto de Explotación

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

## 5.6. Proyección del Activo Fijo Bruto, Inversión Inmovilizada y Depreciación.

En los Cuadros 5.6. N° 1 a 5.6. N° 13 se indican las proyecciones de Activo Fijo Bruto, depreciación anual e inversión inmovilizada de los diferentes sistemas considerados.

Las inversiones anuales en generación y transmisión (líneas y estaciones transformadoras) han sido obtenidos de los Cuadros N° 1 2 y 3 del apartado 4.5.- Alternativa Propuesta del 2° Informe Parcial.

Dado que en los mismos se consignaron inversiones a precios de 1972 y el presente estudio se realiza a precios constantes de 1971, ha sido necesario deflacionar los valores mediante la utilización de los índices de precios mayoristas no agropecuarios en dichos años. La relación índice 1972 a índice 1971 resulta aproximadamente igual a 0,60.-

Las ~~incorporaciones~~ a los activos se han desfasado en un (1) año considerando que las obras entran en explotación en el año siguiente al que se efectúa la inversión.

La asignación económica (\*) de las inversiones a los diferentes sistemas es coherente con los criterios de explotación adoptados, es decir:

### a) Inversiones en generación.

Las inversiones correspondientes a ampliaciones de potencia se asignan al sistema al cuál corresponde la central.-

### b) Inversiones en transmisión.

Se asignan a la A.P.E. las siguientes inversiones:

Línea 132 kV - Santa Rosa-General Pico  
 Línea 132. ~~kV~~ - Límite Prov.-General Pico  
 Línea 132 kV - Límite Prov.-Guatraché  
 Línea 132 kV - Santa Rosa-Guatraché  
 Línea 66 kV - General Pico-Ojeda-Realicó  
 Línea 33 kV - Ojeda-Intendente Alvear  
 Línea 33 kV - Ojeda-Ingeniero Luigi  
 Estación transformadora Santa Rosa y Ampliaciones  
 Estación transformadora General Pico y Ampliaciones  
 Estación transformadora Guatraché

---

(\*) La asignación financiera se trata en el Capítulo 6.-

Estación transformadora Ojeda  
Estación transformadora Realicó

El resto de las inversiones en transmisión: líneas 33 kV, 13,2 kV y subestaciones transformadoras 33/13,2 kV, 13,2/0,380 kV, (nuevas o ampliaciones) se asignan a los sistemas que se propone tengan a su cargo la explotación.

Para el caso de las líneas de 33 kV Winifreda-E. Castex y 33 kV Ing. Luigi-Caleufú que vinculan los sistemas de Santa Rosa con General Pico y General Pico con Ingeniero Luigi respectivamente se asignan por mitades a los sistemas recién mencionados.

c) Inversiones en distribución.

Para la estimación de las inversiones en distribución se ha efectuado una correlación lineal entre el número de usuarios de cada sistema eléctrico a fin del año 1971, y la inversión acumulada revaluada en distribución a esa misma fecha.

Los valores utilizados de inversión acumulada, número de usuarios y la recta de ajuste obtenida se indican en el Cuadro 5.6. N° 14.-

En función de la proyección del número de usuarios por sistema, se obtuvo la inversión acumulada a fin de cada año y por diferencia la inversión anual resultante.

Las inversiones anuales obtenidas se consignan en los Cuadros 5.6. N° 1 a 5.6. N° 13, en la fila correspondiente a incorporaciones del proceso "Distribución".-

d) Inversiones en Edificios.

Solamente se han considerado inversiones en este rubro para el caso de la A.P.E., por un valor de \$ 1.500.000 de 1971 para un galpón de depósitos, taller y laboratorio.

e) Inversiones en bienes varios.

Las incorporaciones en el rubro Bienes Varios (herramientas, automotores, muebles y útiles, etc.) se estiman manteniendo constante durante el período en estudio la proporción de su activo fijo en el año 1971 respecto a los rubros Generación, Transmisión y Distribución.

f) Inversión Inmovilizada.

Obtenidas las incorporaciones en los diferentes rubros se ob-

tienen las depreciaciones anuales, activo fijo bruto total, depreciación acumulada y activo fijo neto. La inversión inmovilizada se ha determinado adicionando al activo fijo neto promedio del año el capital de trabajo.

Este último ha sido estimado en un 5 % del activo fijo neto.-

## 5.7 Rentabilidad Anual.-

En el Cuadro 5.7 N° 1 se ha obtenido la relación ingreso neto sobre inversión inmovilizada en por ciento para cada uno de los sistemas analizados, conjunto de sistemas interconectados, conjunto de sistemas aislados y para la totalidad del servicio eléctrico de la Provincia.-

Las conclusiones que se derivan del estudio de rentabilidad son las siguientes:

- . Todos los sistemas (a excepción de Santa Rosa) que se interconectan al sistema de 132-66-33 kV pasan a ser rentables o disminuyen significativamente la relación déficit sobre inversión inmovilizada en los años de su interconexión (General Pico 1975/76; Guatraché 1972/73; Realicó 1976/77; Intendente Alvear 1975/76 e Ingeniero Luiggi 1977/78).-
- . El conjunto de los sistemas interconectados se torna rentable en el año 1976, baricentro de las diferentes interconexiones.-
- . Los sistemas aislados siguen siendo deficitarios durante todo el período de proyección.- El déficit relativo disminuye lentamente por efectos de la expansión del mercado y concentración de potencia: Sistema Victorica principalmente que anexa las Centrales de L. Toro y C. Quemado que se retiran.-
- . El conjunto del Servicio Eléctrico es influido por los sistemas interconectados, ya que los aislados no tienen peso en el total.-
- . El sistema Santa Rosa al producirse la interconexión (año 1975), se torna deficitario y recién se recupera en el año 1980.- Esto es consecuencia de que es el único sistema que presenta un costo de generación inferior al precio de la energía comprada al sistema de 132 kV.- El costo de generación de la Central de Santa Rosa (a precios de 1971) en el año 1974, incluida la parte proporcional a ese rubro en depreciación resulta de 0,081 \$/kWh, inferior a los precios medios de venta que hemos calculado en el apartado 5.5 del presente Capítulo.-

Sin embargo el costo de generación de 0,081 \$/kWh no puede compararse con el precio de la energía comprada.- Según se observa en el Cuadro 5.5 N° 2 (en la parte correspondiente a Datos Operativos) la Central de Santa Rosa carece ya en 1973 de la reserva necesaria para afrontar una salida de servicio de su máquina mayor en las horas de punta.- En 1973 la potencia firme es de 6.810 kW contra 7.615 de la carga máxima pronosticada y en 1974, 6.810 kW contra 8.219 kW de la carga máxima.-

Para comparar el precio de generación en 1974 habría que adicionar a los 0,081 \$/kWh el costo de capital correspondiente a una nueva máquina de 3.000 kW con que tendría que equiparse como mínimo la Cooperativa Santa Rosa (en el supuesto que los demás gastos:personal, etc., se mantuvieran constantes). El costo total de generación resultaría entonces equivalente al costo de la energía comprada ( 0,010 \$/kWh aproximadamente).-



## 5.8 Tasa interna de Retorno

En el Cuadro 5.8 N° 1 se ha calculado la tasa interna de retorno del proyecto correspondiente al Sistema Interconectado General Pico - Santa Rosa - Guatraché - Realicó - Intendente Alvear e Ingeniero Luigi - A.P.E..-

Se ha considerado un período de 30 años (1972 - 2001) coincidente con la vida útil adoptada para las instalaciones de transmisión.-

El período de expansión se ha fijado en 10 años (1972 - 1982).-

Se han tenido en cuenta los valores no amortizados de los equipos cuya vida útil sobrepasa el período de análisis, considerando además los reemplazos intermedios y los valores recuperables de activos retirados.-

La tasa interna de retorno resulta del 14,9%.- Considerando nulo el valor recuperable de los retiros en generación (Cuadro 5.8 N° 2) se obtiene una tasa de retorno del 13,2%.-

En los gráficos 5.1 y 5.2 se ha representado la función Valor Actual de Ingresos - Valor Actual de Egresos en función de la tasa de interés, habiéndose obtenido en forma gráfica la tasa interna de retorno.-

5.9.- Evolución del costo medio del kWh

Otro elemento de juicio para valorizar la bondad de la solución adoptada para el equipamiento de la Provincia de La Pampa consiste en simular la evolución a precios constantes de 1971 del costo medio del kWh.-

Los valores obtenidos se indican en el Cuadro 5.9. N°1.-

El sistema Interconectado disminuye su costo en un 30 % aproximadamente al finalizar el período de estudio.-

La reducción operada en el conjunto de los sistemas aislados es solamente del 13 %.-

#### 5.10. Análisis de sensibilidad

En el presente apartado se ha realizado un análisis de la sensibilidad de la rentabilidad y tasa interna de retorno para el Sistema Interconectado Santa Rosa - Gral. Pico - Guatraché - Realicó - I. Alvear - I. Luigi, variando los siguientes parámetros:

- Precio medio de venta del kWh.-
- Demanda de energía.-
- Precio de compra a la Provincia de Buenos Aires.-

La sensibilidad al precio medio de venta ha sido obtenida para reducciones del -10% y -20% e incrementos del 10 %, 20% y 30% sobre el valor correspondiente al año base (0,243 \$/kWh).-

Las proyecciones de ingresos de explotación por venta de energía han sido determinadas en este Capítulo en base a las proyecciones de la demanda vegetativa realizados en el Capítulo 3 Estudio del Mercado Eléctrico, es decir que no se han considerado las demandas especiales.-

Hemos adoptado este criterio en base a la incertidumbre en la ejecución que ofrecen algunos de los proyectos más importantes (por ej. Parque Industrial de General Pico).-

La demanda utilizada adquiere así un carácter conservador y si el proyecto resulta rentable con la misma, lo será aún en mayor grado de elevarse la misma.-

Por lo tanto el estudio de sensibilidad variando las demandas lo hemos realizado para incrementos del 10%, 20% y 30% sobre la demanda utilizada, esto es las demandas vegetativas.- El punto correspondiente a la suma de demandas vegetativas más especiales se sitúa en el año 1981 en el 26%, por lo que cae dentro de las variaciones consideradas.-

Con respecto a la sensibilidad al precio de combustibles propuesto en la metodología hemos reemplazado a este parámetro por el precio de compra a la Provincia de Buenos Aires.- Las razones son las siguientes:

- El precio de compra a la Provincia de Buenos Aires ha sido determinado en base a una cuota fija (costo de capital y gastos fijos) y una variable (costo de combustible).- Esta última resulta de mucho menor cuantía (30% aproximadamente) que la cuota fija y por lo tanto una determinada variación del costo de combustible provoca un cambio mucho menor en el precio de compra.-

- Entendemos que el precio de compra a la Provincia de Buenos Aires (indirectamente al Sistema Interconectado Nacional) es el parámetro de mayor incertidumbre en esta evaluación económica.-

Por estos motivos hemos considerado la sensibilidad directamente sobre el precio de compra, y dado que el proyecto ha resultado rentable para el precio obtenido, hemos tomado en cuenta únicamente incrementos del mismo (10%, 20% y 30%).-

A continuación nos referimos a los diferentes estudios de sensibilidad realizados:

- a.- Sensibilidad de la rentabilidad anual al precio medio de venta del kWh.- Los resultados obtenidos se indican en el Cuadro 5.10 N°1.- Una variación del 10% en más sobre el precio medio del kWh en el año 1972 es suficiente para eliminar el déficit del sistema.- Para reducciones del 10% y 20% en el precio medio del proyecto se produce un desfase en la obtención de valores positivos de la relación ingreso neto sobre inversión inmovilizada de 1 año y 3 años, respectivamente.-

Para incrementos del 10%, 20% y 30% se producen rentabilidades elevadas a partir del año 1978.-

- b.- Sensibilidad de la rentabilidad anual a la demanda de energía.- El efecto es análogo a la variación de precios de venta pero amortiguados por la variación de gastos variables de generación y compra de energía.- Los resultados obtenidos se indican en el Cuadro 5.10 N°2.-

Para un incremento de la demanda del 26%, que corresponde a las demandas vegetativas más especiales se obtendría en 1981 una rentabilidad del 14,5% aproximadamente.-

- c.- Sensibilidad de la rentabilidad anual al precio de compra a la Provincia de Buenos Aires.-

Los resultados obtenidos para incrementos del 10%, 20% y 30% en el precio de compra se indican en el Cuadro 5.10 N°3.-

La elasticidad de la rentabilidad a la variación del precio de compra es aún menor que en los casos anteriores debido al menor valor del mismo en relación al precio de venta a los usuarios (0,0480 \$/kWh contra 0,243 \$/kWh).-

- d.- Sensibilidad de la tasa interna de retorno.-

En el Cuadro 5.10 N°4 se indican los resultados del análisis

sis de sensibilidad de la tasa interna de retorno para variaciones del precio medio de venta, demanda de energía y precio de compra a la Provincia de Buenos Aires.-

En el caso límite considerado de una variación en más del 30% en el precio de compra a la Provincia de Buenos Aires el proyecto presenta una tasa interna de retorno del 9,4% anual.-

## 6.- Estudio Financiero.

## 6.- ESTUDIO FINANCIERO

### 6.1. Introducción

En el presente Capítulo se estudian los aspectos financieros relativos a los programas de inversiones propuestos, determinándose las fuentes de recursos así como los usos de las mismas.-

Siguiendo el criterio adoptado en el Estudio Económico, el análisis financiero se desarrolla para cada una de las unidades administrativas definidas en el mismo, aceptándose para ellas los mismos alcances que los allí incluidos, con la única excepción de haber integrado desde el inicio los Sistemas Rolón y Riglos al de Guatraché y el Sistema Conhelo al de General Pico.-

El período de estudio abarca el lapso 1973 a 1981, pues por un lado carece de sentido analizar el financiamiento de años anteriores al actual, y por otro lado, el año final está dado por los estudios económicos respectivos.-

Los aspectos económicos de este estudio (flujos de excedentes de explotación, programa de inversiones, etc.), se han extraído de los cuadros respectivos elaborados en el capítulo precedente, y los elementos específicamente financieros, (recursos, préstamos, deudas, etc.), se basan en información suministrada por la Administración Provincial de Energía de La Pampa, la Subsecretaría de Energía de la Nación y los entes prestatarios del servicio eléctrico en la Provincia.-

Para que este análisis financiero sea coherente con el económico se ha adoptado la misma moneda de cuenta que en aquél; puesto que toda actualización de los flujos de gastos e inversiones implicaría necesariamente la actualización de los respectivos ingresos.- Los efectos orientativos que se persiguen se obtienen, de esta forma cabalmente.-

## 6.2. Análisis de las Fuentes de Financiamiento para Obras Eléctricas en la Provincia

A fin de caracterizarlas y obtener un panorama orientativo para ser aplicado al futuro, a continuación se examinan las fuentes actuales de financiamiento que habitualmente utilizan los entes que operan en la Provincia, para la realización de sus obras eléctricas.-

Dada la diferencia intrínseca que existe entre ellas, se analizan por separado las fuentes de financiamiento de la Administración Provincial de Energía, de las que usan los demás organismos prestadores del servicio eléctrico provincial.-

### 6.2.1 - Administración Provincial de Energía

La Administración Provincial de Energía (A.P.E.) es la principal inversora en obras eléctricas de la Provincia.- Aunque en la actualidad prácticamente no produce ni vende energía eléctrica en forma directa, en cambio sí desarrolla una vasta obra de electrificación realizando la consolidación y expansión de los sistemas eléctricos provinciales.-

El funcionamiento orgánico de la A.P.E. está regido por la Ley Provincial n° 536 y por el Decreto Reglamentario n° 2/71, donde se enumeran los recursos con que cuenta para financiar sus planes de inversión y para financiar gastos de terceros, estableciéndose además el destino que deberá dársele a los mismos.- Del análisis de la legislación mencionada y de su práctica operativa hasta el presente se han extraído los elementos de juicio que se insertan seguidamente.-

#### 6.2.1.1. - Recursos para los planes de inversión

Las principales fuentes de financiamiento para la realización de los planes de obra de la A.P.E. son los aportes provenientes de Rentas Generales del Tesoro Provincial y los aportes y préstamos del Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior (FEDEI).- Sus orígenes y alcances, así como los de las demás fuentes relevantes se describen a continuación:

- a.) Aportes de Rentas Generales: Anualmente el Tesoro Provincial destina parte de sus fondos a la A.P.E. para que la Repartición pueda afrontar la realización de obras no afectadas a otras fuentes. De la importancia de este aporte da una idea el monto presupuestado en 1971, donde sobre un plan de inversiones total de pesos 8.720.000.--, se cubrían \$ 4.142.000.-- mediante recursos del Tesoro Provincial.- Estos aportes se destinan también a solventar la devolución de los préstamos adquiridos por la A.P.E. y en particular los correspondientes al FEDEI.-
- b.) Excedentes de explotación: Los excedentes que resulten anualmente de la explotación del servicio eléctrico son genuinos recursos -



propios que pueden destinarse a la realización de obras eléctricas programadas.- Esta fuente adquirirá significación cuando la A.P.E. intervenga en la venta de energía entre terceros, de acuerdo a lo expuesto en el Estudio Económico.-

c.) Asignaciones del FEDEI: La importancia de este rubro amerita un comentario especial.-

La Ley n° 15.336 (Ley de la Energía) crea en 1960 el denominado Fondo Especial de Desarrollo del Interior (FEDEI), integrado por excedentes y recargos tarifarios en el Gran Buenos Aires, aportes del Tesoro Nacional, el 10% del producido del Fondo Nacional de la Energía y el 20% del Fondo Nacional de la Energía Eléctrica, este último creado por la misma ley.-

Estos recursos son administrados por la Secretaría de Energía y Combustibles (actualmente Subsecretaría de Energía) y se aplican fundamentalmente a otorgar aportes y préstamos a las Provincias para sus planes de electrificación, condicionados a que estas establezcan tarifas que contemplen la amortización de dichos aportes; y préstamos a Municipalidades y Cooperativas para obras de ampliación y construcción de centrales y redes eléctricas.- El reintegro de estos préstamos se realiza con un interés no menor del 6% anual y con una amortización de hasta 15 años.-

Los aportes y préstamos mencionados precedentemente constituyen en conjunto las denominadas asignaciones o "cupos" anuales del FEDEI.- Establecido el monto total que le corresponde al fondo en determinado año, la Subsecretaría de Energía efectúa la distribución del mismo entre las distintas provincias y discrimina los porcentajes de préstamos y aportes en cada caso.-

A la Provincia de La Pampa, hasta el año 1971 le fué asignado aproximadamente el 3,9% del total del Fondo anual, de lo cuál el 10% tenía el carácter de aporte y el 90% como préstamo.- A fines de 1971 el Consejo Federal de Energía recomendó modificar las proporciones, adoptándose el 55% como aporte y el 45% como préstamo.-

d.) Préstamos de la D.N.E.: Se denominan así a los préstamos concedidos por la Dirección Nacional de la Energía Eléctrica - (D.N.E.) de la Subsecretaría de Energía a prestatarios del servicio eléctrico en el interior del país y que en realidad provienen del Fondo de Desarrollo Eléctrico del Interior, pero que no toman la forma de cupos anuales sino la de préstamos específicos otorgados para obras eléctricas determinadas.- En la mayoría de los casos consisten en el otorgamiento de grupos electrógenos diesel y en montos destinados a ampliar redes eléctricas definidas.-

Tanto la A.P.E. como Cooperativas y Municipios de La Pampa han recibido este tipo de préstamo, el que se devuelve en condiciones similares a las indicadas para los préstamos anuales del FEDEI.-

- e.) Amortizaciones e Intereses de Préstamos Concedidos: Parte de los fondos recaudados por aplicación de la Ley Provincial n° 351, que se explica más adelante, son destinados para préstamos a los entes prestatarios del servicio en la Provincia.-

Con la devolución de dichos préstamos concedidos se crea un fondo anual constituido por las amortizaciones e intereses correspondientes, el cuál resulta una fuente propia de financiamiento que se tornará importante en la medida que se regularice el reintegro.-

- f.) Otras Fuentes Internas: La A.P.E. cuenta con otras fuentes internas de recursos posibles, que si bien no han adquirido significación no pueden dejar de mencionarse.-

Entre ellas cabe señalar el ingreso por arriendo de los grupos electrógenos propios a determinadas Cooperativas de la Provincia (el cuál es en rigor un ingreso de explotación); la venta de materiales de rezago, que podrá hacerse efectiva en la medida que se efectúen retiros y renovaciones de instalaciones y equipos; y los otros aportes y contribuciones autorizadas por la Ley N° 536.-

#### 6.2.1.2 - Recursos para Terceros

La Ley Provincial N° 351, modificatoria de la Ley N° 271 (Código Fiscal), instituye el "Impuesto a la Energía", que consiste en un gravámen sobre los kWh consumidos por todos los usuarios de la Provincia, salvo muy limitadas excepciones.-

Según la Ley, el producido de esta contribución será destinado exclusivamente a fomentar y asegurar la mejor prestación del servicio público de electricidad y será invertido por intermedio de la Dirección de la Energía de la Provincia (actualmente Administración Provincial de Energía) en lo siguiente:

- a) El 70% de lo recaudado, en subsidios a usinas provinciales, municipales y cooperativas eléctricas marginales, para que el precio de venta de la energía de las usinas mencionadas se mantenga dentro del precio medio en la Provincia.
- b) El 30% restante en estudios, proyectos, construcción y conservación de centrales y redes eléctricas; y para préstamos a Cooperativas Eléctricas.-

Mediante el Decreto N° 715/66 se reglamenta la Ley mencio-

nada en lo que atañe al otorgamiento de subsidios y préstamos estableciendo las proporciones de distribución de los subsidios entre entes deficitarios y también de los préstamos, según el tipo de obra.-

El monto actualmente aplicable como impuesto fué fijado en - \$ 0,01 por kWh en el Art. 46 de la Ley N° 543.- Impositiva de la Provincia del año 1970.- Los propios proveedores de energía eléctrica son los agentes de retención del impuesto, el cuál debe acreditarse en una cuenta especial denominada "Subsidios y Préstamos para Servicios Eléctricos".-

Los préstamos otorgados con estos fondos deben ser devueltos a la A.P.E., la que constituye con estos reintegros la fuente de recursos propios mencionada en el punto e), del párrafo anterior.- Las condiciones de devolución de estos préstamos y el grado de cumplimiento fueron muy variados, tendiéndose en el presente a la normalización y unificación de los mismos bajo condiciones similares para todos los casos.-

#### 6.2.2 - Entes Productores y Distribuidores de Energía

Si bien gran parte de las instalaciones eléctricas que operan y explotan, muchas Cooperativas y Municipios para la prestación del servicio público de electricidad fué realizada o provista por la A.P.E., estos entes poseen sus propios planes de inversión para los cuáles deben recurrir a diversas fuentes de recursos.-

A continuación se describen las fuentes habituales de financiamiento que otros organismos utilizan en la actualidad.-

a) Excedentes de Explotación: Los excedentes de explotación de los servicios de electricidad son los recursos propios naturales de financiamiento de los planes de obras; pero éstos por lo general han resultado exigüos en la mayoría de los casos, cuando no directamente deficitarios.- De acuerdo al Estudio Económico, esta situación podrá invertirse en el futuro para gran número de unidades administrativas.-

Para que no se produzcan confusiones cabe reiterar que aquí nos referimos exclusivamente a los excedentes del -- servicio eléctrico y no a los excedentes de las otras actividades paralelas que desarrollan algunas Cooperativas; puesto que no es el caso estudiar a las unidades cooperativas sino a las unidades administrativas prestatarias de un servicio público.-

- b) Aportes de los Usuarios: La mayor parte de las Cooperativas Eléctricas han regularizado un mecanismo de captación de aportes de sus usuarios, o asociados a través de la "tasa de capitalización", que como su nombre lo indica puede considerarse un recurso de capital destinado a financiar inversiones.- Esta tasa está incorporada a la cuenta tarifaria del abonado y su monto es fluctuante según el caso, pero para este estudio se la ha tomado uniformemente a razón de 0,01 \$/kWh.-

Además de este aporte, que se percibe en forma periódica, las Cooperativas suelen recurrir a aportes especiales para integrar fondos destinados a determinadas obras, cuya envergadura excede las inversiones normales.- Este tipo de recursos puede ser reintegrado a corto o mediano plazo, a un interés de plaza bancaria.-

- c) Préstamos de la A.P.E.: De acuerdo a lo señalado en un punto anterior, la Administración Provincial de Energía otorga préstamos de capital destinados a obras eléctricas de los prestatarios del servicio, con fondos provenientes de la aplicación de la Ley N° 351, según se explicó oportunamente.-

Sobre las condiciones de devolución de estos préstamos, más adelante se efectúan las consideraciones correspondientes.-

La A.P.E. puede también otorgar préstamos con fondos -provenientes de otras fuentes de financiamiento.-

- d) Subsidios: Ya se ha indicado anteriormente que parte de los fondos recaudados por aplicación de la Ley 351 se destinan a subsidiar los déficit de explotación que aparecen en las prestaciones de determinados entes, especialmente pequeñas cooperativas y municipios.- Además de dichos fondos, que administra la A.P.E., existen otra clase de subsidios de origen provincial y municipal que cubren los gastos deficitarios que no se pueden superar mediante las contribuciones indicadas.- Estas son de aplicación aleatoria y circunstancial.-

El "auxilio financiero" es un tipo de subsidio nacional que merece un comentario especial.-

El art. 44 de la Ley Nacional N° 15.336 (Ley de Energía) dispone la implantación de un auxilio financiero para aquellos servicios que por una pequeña potencia y venta de energía no pueden adecuar su tarifa a sus costos reales de explotación.-

Este auxilio es administrado y reglamentado por la Subsecretaría de Energía a través de la Dirección Nacional de Energía Eléctrica, que controla su aplicación.- El régimen de distribución de estos subsidios está definido en función del tipo de prestación (entes productores, distribuidores o mixtos), del carácter de la institución (variable para Cooperativas, entes provinciales municipales y particulares) y de la potencia instalada en generación y/o transformación (variable desde 20 á 600 kW de potencia de central y de 25 á 240 kVA de potencia de transformación).-

Históricamente la mayoría de los entes prestatarios de la Provincia han recibido el auxilio financiero, pero últimamente, debido a los incrementos de capacidad de generación de los mismos, se ha reducido el número de Cooperativas que lo perciben.-

- e) Préstamos de la D.N.E.: Estos préstamos de la Dirección Nacional de Energía Eléctrica son los mismos que ya fueron explicados al tratar las fuentes de financiamiento de la Administración Provincial de Energía.-

En el caso particular de los entes prestatarios la mayoría de estos préstamos se canalizan a través de la entrega de grupos electrógenos diesel requeridos por sus planes de expansión.-

## 6.3

Programas de Inversiones a Financiar

En el Cuadro 6.3 N° 1 se detallan los programas de inversiones atribuibles a cada una de las unidades administrativas que se estudian, de acuerdo a lo indicado en los respectivos Cuadros elaborados en el Estudio Económico.

Como puede observarse, las inversiones aparecen subdivididas por rubro o tipo de obra y en cada sistema se han incluido todas aquellas obras que constituyen su unidad operativa, salvo el caso de las dos líneas que se indican al pie del Cuadro, que se han separado por pertenecer a dos sistemas.

Siguiendo un criterio histórico y teniendo presente la limitada capacidad de financiamiento de muchas unidades administrativas, parte de las inversiones que corresponderían a determinados sistemas zonales habrán de incluirse en este estudio - dentro del plan de inversiones de la A.P.E. - modificándose en consecuencia la distribución de inversiones indicada en el cuadro mencionado. En los Cuadros de Fuentes y Usos de Fondos - que se comentan más adelante, podrán encontrarse los programas de inversiones asignados a cada unidad administrativa a los efectos del análisis financiero, los cuales han sido elaborados con el cuidado de transferir a la A.P.E. aquellas obras que habitualmente realiza.

Por otra parte, en el Cuadro 6.3 N° 2 se presenta el mismo programa de inversiones pero esta vez indicando explícitamente las obras de construcción y las que pertenecen al plan de obras propuesto en este informe.

#### 6.4. Determinación del Financiamiento de las Obras Propuestas

Sobre la base del análisis de las fuentes actuales de financiamiento realizado en el punto 6.4 y del estudio de probables nuevas fuentes, se pueden determinar los montos y orígenes de los recursos demandados por los programas de inversiones propuestos.-

Como en el caso anterior, se analizarán por separado los recursos destinados a la Administración Provincial de Energía, de los que corresponderían a las unidades administrativas zonales.-

##### 6.4.1. Administración Provincial de Energía

Para el financiamiento del plan de inversiones y de obligaciones de la Administración Provincial de Energía en el período 1973-1991, se han previsto los siguientes recursos:

a.) Excedentes de Explotación: De acuerdo a lo determinado en el Estudio Económico, a partir de 1975 inclusive la A.P.E. comenzará a contar con excedentes de explotación, en razón de que en esa fecha se iniciaría la transferencia de energía eléctrica desde la Provincia de Buenos Aires, a través de la red de interconexión programada.-

Los montos anuales que se recaudarían por este concepto son significativos, como puede apreciarse en el Cuadro 6.6.1., cuya serie fué extraída del Cuadro respectivo del Capítulo 5.-

b.) Asignaciones del F.E.D.E.I.: Para determinar los futuros aportes y préstamos anuales del F.E.D.E.I. que corresponderían a la A.P.E., en el Cuadro 6.4. N° 1 se efectúa un análisis histórico de lo ocurrido al respecto entre 1967 y 1972.- En dicho Cuadro se puede observar, en primer lugar, la evolución de los montos anuales totales que fueron constituyendo el Fondo (que siguen evidentemente una ley de carácter lineal); y además se indican los montos asignados a la Provincia, verificándose para la misma una participación promedio del 3,9 % del total.-

En el Cuadro 6.4 N° 2 se efectúa la proyección de las asignaciones anuales para La Pampa, partiendo de una extrapolación prevista para el total del F.E.D.E.I. y aplicando el porcentaje indicado del 3,9 %.- La participación obtenida se descompone en aportes y préstamos, tomando un 55 % del total para los primeros y un 45 % para los segundos, de acuerdo a lo señalado en 6.2.1.1.c).-

c) Préstamos de la D.N.E.: Según se indica en el Cuadro 6.6 N°1 el único préstamo que se prevé necesario de la D.N.E. es el correspondiente al año 1973 y comprende los grupos electrógenos que habrán de instalarse en este año en los sistemas de Victorica e Ing. Luiggi.- El monto total estimado es de \$ 2.070.000.--.-

d) Aportes del FIT.: Este tipo de aporte merece una explicación previa por no haberse tratado con anterioridad.-

El Fondo de Integración Territorial (F.I.T), cuyo objeto es financiar inversiones en trabajos públicos de interés provincial, fué creado por Ley 17.678 de 1968 y se aplica a través de aportes no reintegrables a la provincia constituyéndose mediante contribuciones anuales del Tesoro Nacional en función de los requerimientos de los proyectos a financiar.-

El Decreto 1705/'8 reglamenta su sistema operativo y el régimen de funcionamiento de este Fondo, estableciendo los mecanismos de presentación de proyectos y de evaluación de los mismos, así como también el papel de los organismos nacionales que deben intervenir en la concesión y el control de la utilización de los aportes.-

Cada una de las obras cuya ejecución sea financiada con aportes del FIT debe ser tratada en forma particular y recibe la asignación correspondiente luego de haber sido aprobada en las diversas instancias oficiales.-

Hasta el presente la Provincia de La Pampa no ha recibido contribuciones del FIT para proyectos eléctricos, a diferencia de otras Provincias que ya han sido favorecidas con los mismos; pero teniendo en cuenta las oportunas gestiones realizadas para que el Fondo financie las obras de interconexión en 132 kV con la Dirección de Energía de la Provincia de Buenos Aires (DEBA), y recordando que en el Cuadro IX-34 del Capítulo IX del Plan Nacional de Desarrollo y Seguridad 1971-1975 figura un monto de pesos ----- 36.000.000.-- destinado a dicha obra, en este análisis se ha considerado oportuno programar la utilización de dichos aportes aplicándolos precisamente a las inversiones previstas al respecto.-

De acuerdo a lo elaborado en los Capítulos 4 y 5, el presupuesto estimado para dichas obras alcanza, en moneda de -- 1971, la suma total de \$ 30.339.600.--.-

Los recursos necesarios del FIT cubrirían este monto, siguiendo el cronograma de inversiones señalado en el rubro correspondiente del Cuadro 6.6 N° 1.-



- e) Ingresos por Aplicación Ley 351: Para determinar los ingresos totales que se recaudarían por aplicación de la Ley 351 y su decreto reglamentario, en el Cuadro 6.4.. N° 3 se resume la proyección del consumo eléctrico por sistemas y total de la Provincia, extraída de los correspondientes Cuadros del Capítulo 5.- La recaudación anual se calcula multiplicando por 0,01 \$ los kWh pronosticados en la serie.-

En el Cuadro 6.6 N° 1 estos ingresos figuran globalmente dentro de los recursos a ser utilizados por la A.P.E., sin discriminar entre los montos destinados a préstamos y a subsidios para terceros, pese a que por otro lado se indican los usos de fondos con esa finalidad.- Se ha adoptado este criterio luego de haber verificado que, de trasladarse totalmente a terceros lo recaudado en concepto de Impuesto a la Energía, en muchos años de serie hubiesen quedado sobrantes sin utilizar por los sistemas, los cuales estimamos incorrecto no otorgárselos a la A.P.E. para la realización de sus planes de obra, que en gran medida favorecen la expansión de las otras unidades administrativas.-

- f) Reintegros de préstamos: Corresponde a las amortizaciones e intereses de los préstamos concedidos y por conceder por la A.P.E. con los fondos provenientes de la aplicación de la Ley 351 y eventualmente de otras fuentes.-

En el Cuadro 6.6.1 este rubro figura como "ingresos por devolución de las deudas de los sistemas provinciales" y su determinación se ha efectuado sumando los respectivos montos de devolución de la deuda con la A.P.E. calculados en todas las unidades administrativas que las poseen (Ver Cuadro de Fuentes y Usos de Fondos de los sistemas zonales).-

- g) Aportes de Rentas Generales de la Provincia: La determinación de los futuros recursos provenientes del Tesoro Provincial se ha dejado para el final, pues se ha considerado que los mismos deberían cubrir los requerimientos no satisfechos por las demás fuentes de financiamiento analizadas.-

En consecuencia, sus montos anuales se determinaron por diferencia entre los usos de fondos y el total de las otras fuentes, en aquellos años en que podría haber aparecido un déficit de caja.- En el Cuadro 6.6 N° 1 se aprecia que los valores resultantes para estos aportes son completamente razonables.-

#### 6.4.2 - Unidades Administrativas Zonales

Estas unidades recurrirán básicamente a las mismas fuentes de financiamiento que las de sus entes integrantes, habiéndose definido los siguientes recursos:

- a) Excedente de Explotación: En el Capítulo 5 se determinaron los excedentes y déficit de explotación de cada sistema.-

De allí se han extraído los valores que se utilizan en este análisis y que se indican en los respectivos Cuadros de Fuentes y Usos de Fondos.-

- b) Tasa de Capitalización: De acuerdo a lo anticipado anteriormente, los aportes correspondientes a la tasa de capitalización se determinaron sobre la base de aplicar un cargo de \$ 0,01 por cada kWh consumido por los usuarios.-

Se exceptúa de esta regla al sistema de Santa Isabel por tratarse de una unidad municipal aislada donde no es habitual este tipo de aporte.-

- c) Recargo para devolución deuda A.P.E.: Debido a la existencia de muchos retrasos en la devolución de la deuda contraída por los entes prestatarios con la A.P.E., y a las dificultades financieras con que estos tropiezan para efectivizarla, la A.P.E. ha admitido que se realice la unificación de estas deudas y para que la misma se le reintegre con regularidad ha permitido que los entes apliquen un recargo en la cuenta tarifaria de sus usuarios, con esa finalidad.-

Las series de ingresos determinados para este rubro se han calculado de modo tal que cubran los montos de las deudas correspondientes, y para ello se ha tratado de mantener dicho recargo por debajo de \$ 0,01 por kWh consumido, lográndolo en la mayoría de los casos y hasta se lo ha eliminado donde no fué necesario (Sistemas Intendente Alvear y Realicó).-

En otros casos, estos recargos se hacen extensivos a las nuevas deudas que adquieren las unidades con la A.P.E. y a demás durante algunos años, en ciertos casos, se ha admitido un recargo de hasta \$ 0,03 por kWh por el alto monto de la deuda y escasez de otros recursos.-

- d) Préstamos de la D.N.E.: Los pocos préstamos de la D.N.E. que fueron incluidos en los respectivos Cuadros de Fuentes y Usos de Fondos se refieren exclusivamente a grupos diesel y son los previstos para los sistemas de General Pico, Gral. Acha y Victorica (dos préstamos).- En los demás sistemas no hubo necesidad de recurrir a esta fuente de recursos.-

- e) Préstamos de la A.P.E.: Con parte de los fondos recaudados por aplicación de la Ley 351, la A.P.E. contribuye con préstamos allí donde se hizo necesario reforzar los fondos destinados a determinadas inversiones.-

En los Cuadros de Fuentes y Usos de Fondos puede apreciarse que estos préstamos son por cierto poco numerosos y de limitada magnitud, siendo el más importante el previsto para el sistema Victorica en el año 1980, para la adquisición de una unidad diesel propuesta.-

## 6.5 Condiciones previstas de los créditos

Los distintos tipos de préstamos analizados tienen diferentes formas de devolución, definiéndose a continuación las condiciones correspondientes a cada uno de ellos.

- a) Préstamos del FEDEI y de la DNE a la APE y a las Unidades Administrativas.: Estos préstamos se rigen por las disposiciones de la Ley 15.336 que establece un plazo de devolución de hasta 15 años, con un año de gracia, un interés no menor del 6 % anual y con liquidaciones semestrales.

Los flujos de desembolsos para la devolución de las deudas anteriores (Préstamos Vigentes), fueron obtenidos en la Subsecretaría de Energía, y son los que figuran en los respectivos Cuadros de Fuentes y Usos de Fondos bajo el rubro "Devolución de la deuda con FEDEI o con DNE".-

El servicio de devolución de los préstamos nuevos propuestos en este análisis fueron calculados con las mismas condiciones, variando el plazo de devolución de acuerdo a la capacidad financiera de la unidad estudiada.

- b) Préstamos de la APE a los entes prestatarios y Unidades Administrativas.: Los préstamos anteriores concedido por la APE a las Cooperativas y Municipalidades establecían condiciones muy disímiles en cuanto a plazos de amortización e intereses. A partir de 1971 las condiciones se fueron normalizando y se llegó a fijar la unificación paulatina de las deudas, estableciéndose plazos de devolución variables entre 5 y 10 años y un interés uniforme del 10 % anual con liquidación semestral.

En nuestro estudio se han adoptado estas condiciones tanto para los préstamos vigentes y deudas pendientes, las que se han unificado sobre la base de los datos suministrados por la APE, como para los nuevos préstamos propuestos.

La determinación de los plazos de amortizaciones se adecuó a cada caso teniendo en cuenta que estos préstamos habrían de ser devueltos mediante recargos tarifarios aplicados a los usuarios, de acuerdo a lo admitido por la APE. Los resultados ya fueron comentados y se pueden apreciar en los Cuadros de Fuentes y Usos respectivos.

- c) Préstamos Especiales a determinadas Unidades Administrativas.: Para los préstamos especiales previstos para los

Sistemas de Santa Rosa y Gral. Acha se han supuesto condiciones de plaza bancaria, fijándose un plazo de amortización de 5 años con liquidaciones anuales, a un interés del 15 % anual sobre saldos, comenzando la devolución al año siguiente de obtenido el crédito.

## 6.6

Cuadros de Fuentes y Usos de Fondos

En el Cuadro 6.6 N° 1 se presenta el Cuadro de Fuentes y Usos de Fondos elaborado para la A.P.E. y en los Cuadros 6.6 N° 2 a 6.6 N° 10, los correspondientes a las otras Unidades Administrativas de la Provincia.

En ellos se resumen los análisis desarrollados en los puntos anteriores de este mismo capítulo, quedando por aclarar sólo algunos aspectos aún no mencionados.

Los incrementos de capital circulante que aparecen en algunos de los sistemas han sido considerados como un requerimiento adicional y sus montos anuales han sido extraídos de los respectivos Cuadros del Capítulo 5.

Con los excedentes de caja se ha operado de modo que los existentes a un año dado pasan como aportes para el año siguiente y así sucesivamente. De esta manera, los excedentes indicados son en realidad los acumulados hasta el año que se analice.

Como comentario final sobre los análisis financieros elaborados, cabría afirmar que bajo las condiciones estipuladas, tanto la A.P.E. como la casi totalidad de los sistemas no presentan dificultades de financiamiento para emprender los programas de inversiones propuestos.

En el Cuadro 6.6 N° 11 se presenta el Cuadro de Fuentes y Usos Consolidado de la Provincia de La Pampa, donde se ha realizado la integración de los Cuadros de Fuentes y Usos anteriores para obtener una visión de conjunto del proceso de financiación de toda el área en estudio. En dicho Cuadro se han eliminado las transacciones realizadas entre A.P.E. y las Cooperativas.

A los efectos de conocer el verdadero volumen de las operaciones se incorpora el Cuadro 6.6 N° 12 en el cual se incluyen la totalidad de las transacciones realizadas por cada uno de los entes prestatarios del servicio eléctrico en la Provincia.

## 7.- Aspectos Legales e Institucionales.

## 7.- ASPECTOS LEGALES E INSTITUCIONALES

En este capítulo se analizan brevemente los aspectos legales e institucionales y se propone un régimen administrativo legal que, a juicio de los Consultores constituye entre otras posibles, una buena solución.- Como Anexo 1 se agregan las observaciones que en su oportunidad formulara la Asesoría Jurídica del Consejo Federal de Inversiones (Dictamen A.J. 2064).- Dicha Asesoría no comparte el criterio de los Consultores y considera adecuada la actual forma jurídica de entidad autárquica.

### 7.1 Régimen legal actual

#### 7.1.1.- Ley de Energía Provincial N° 536.-

La norma citada se aplica a los servicios públicos de generación, transporte, transformación y distribución de la energía eléctrica que se pres-  
ten en territorio provincial y no se hallen sujetos a la jurisdicción na-  
cional, poniendo a cargo del Poder Ejecutivo la adopción de toda medida  
que tienda a promover, desarrollar y asegurar la prestación del servicio  
público de electricidad y autorizándolo a fijar u homologar las tarifas  
pertinentes.-

Dispone expresamente que el Poder Ejecutivo propenderá a que las necesi-  
dades de energía eléctrica sean satisfechas por los Municipios, Comisio-  
nes de Fomento, Cooperativas de primero y segundo grado, Consorcios ve-  
cinales, Sociedades de Economía Mixta o Sociedades Anónimas en las que  
el Estado posea la mayoría del capital accionario.- En último término,  
faculta a hacerlo a "... otras personas de derecho privado..."-.

Se destaca que la actividad del Gobierno Provincial debe ser supletoria  
de la municipal y que el P.E. deberá prestar autorización a los Munici-  
pios y Comisiones de Fomento para hacerlo.- La autorización podrá ser  
denegada por falta de capacidad técnica o económica.- En este último su-  
puesto podrá acordarla, si la prestación pudiera realizarse mediante  
"... un razonable auxilio de la Gobernación".

#### 7.1.2.- Concesiones.-

La concesión de los servicios públicos de energía en todas sus etapas  
serán otorgadas por el P.E., previo informe de la Administración Pro-  
vincial de la Energía y del Ministerio de Economía y Obras Públicas.  
A través del texto de los arts. 10° a 17° se establecen los requisitos,  
forma, plazo y modo de otorgar las concesiones, contemplándose también  
los supuestos de ejecución directa y condiciones a cumplimentar para la  
declaración de utilidad pública y de interés público de biene que serán  
objetos de expropiación.



Mediante el art. 18 se establecen las obligaciones que necesariamente tomarán a su cargo los concesionarios, régimen que se hace extensivo a los organismos provinciales, municipales y nacionales, en su caso, que presten el servicio público de electricidad.

#### 7.1.3.- Política energética.-

Sin guardar un adecuado ordenamiento normativo, dentro del mismo Título III y a través del artículo 19°, se aclara que el Ministerio de Economía y Obras Públicas será el encargado de proyectar la política de la provincia en materia de energía eléctrica, asegurar la prestación de los servicios, ejercer el poder de policía, efectivizar las medidas tendientes a ampliar el plan de electrificación provincial y despachar los negocios provinciales en esta materia.

#### 7.1.4.- Administración Provincial de la Energía.-

La creación del ente ejecutor de la política energética se efectúa a través del texto de los artículos 20° a 29°. Dentro de la competencia del Ministerio de Economía y Obras Públicas se crea, dice, un "...órgano autárquico e institución de derecho público, que gozará de autarquía financiera y tendrá capacidad para actuar pública o privadamente...".- Se trata de la "Administración Provincial de la Energía", con competencia específica -se destaca- para ejercer las funciones de contralor sobre el estricto cumplimiento de las obligaciones establecidas en el artículo 18 de la ley, es decir, los deberes impuestos a cargo exclusivo de los concesionarios en la ejecución de cada contrato de concesión.

Además, se enuncian como obligaciones específicas de A.P.E. la ejecución del plan de electrificación provincial; la prestación directa del servicio cuando lo autorice el P.E. (art. 5° de la ley); adquirir o suministrar energía en bloque; propone el cuadro tarifario de cada servicio; reglamentar las condiciones de utilización de la energía eléctrica; reglamentar el poder de policía del servicio; fomentar la creación de cooperativas; crear y llevar un registro de concesiones; prestar asesoramiento específico oficial y a terceros en relación con las actividades vinculadas a la energía eléctrica; convenir, previa autorización estatal, con entes oficiales o privados que presten servicios públicos de electricidad, la utilización de bienes en general.

Como se ve, la gama es amplia, tendiendo a otorgar flexibilidad, agilidad y celeridad a las diversas gestiones que el ente estatal deberá afrontar para el logro de su cometido.

A.P.E. estará a cargo de un Administrador General, designado por el P.E. a propuesta del Ministerio de Economía. A través de los artículos 24 y 25 se otorgan facultades amplísimas al Administrador para facilitar el desenvolvimiento de la gestión del ente, aunque siempre sujetas, en los casos que implican por su naturaleza la necesidad de contralor, a la aprobación del Poder Ejecutivo.

El régimen contable y patrimonial, se fija a través de las disposiciones

contenidas en los artículos 26 a 29, sujetándose los resultados y registración contables al contralor de la Contaduría General.

Una de las obligaciones primarias de A.P.E. fue la de formular un Plan de Electrificación de la Provincia, al que, según el propio texto legal (art. 30°) deberán subordinar los suyos los municipios, o bien armonizar al mismo la acción de los existentes.

La norma en estudio define también la Red Provincial de Interconexión, como el conjunto de centrales, líneas y redes de transporte y distribución, cualquiera sea la persona pública o privada a que pertenezcan y estableciendo asimismo la obligatoriedad para todo ente prestador de los servicios a coordinar sus sistemas entre sí o con la Red Provincial de interconexión cuando así lo aconsejan razones económicas o técnicas.

#### 7.1.5.- Tarifas.-

El régimen tarifario es establecido mediante lo normado en los artículos 33 a 37°. Las disposiciones son extensas y detalladas, ocupándose desde los elementos básicos constituyentes de las tarifas hasta la elaboración, rentabilidad y reajuste de las mismas.

La presente ley fue sancionada y entró en vigencia desde el mes de Marzo de 1970.

#### 7.1.6.- Reglamentación de la Ley de la Energía.-

Mediante el Decreto N° 2/71, vigente desde el mes de enero de 1971, el Poder Ejecutivo reglamentó la Ley de la Energía.

Varios son los artículos objeto de detallado estudio, entre los que merecen destacarse la prestación de los servicios a través de Comisiones de Fomento; los requisitos a llenar por los solicitantes de las concesiones y las sanciones a que estos se harán pasibles en el supuesto de incumplimiento de sus obligaciones. La ejercitación del poder de policía por parte de A.P.E. y la utilización de los recursos con que cuenta el ente, los que se dividen en tres categorías principales: para financiar planes de inversión, para financiar gastos de explotación y para financiar gastos de explotación de terceros.

#### 7.1.7.- Opinión sobre el sistema legal imperante.-

La ley analizada constituye un serio intento de descentralización administrativa. El fenómeno administrativo de la "centralización", caracterizado por que las facultades para resolver o directamente para gobernar estén reunidas en los más altos niveles de la Administración, hizo necesaria la formulación de un plan de descongestión para que los más altos funcionarios de conducción se descargaran de un buen número de asuntos, acercando a los distintos interesados al conocimiento y decisión de los problemas que les concernían. Este fenómeno se ha ido operando tanto en la Administración Nacional como en las provinciales, siendo el caso que nos ocupa uno de ellos. La evolución descentralizada

procura una mayor inmediatez, un trato más flexible y ágil de los problemas que tienen como protagonistas a administradores y administrados. Pero este tipo de descentralización adolece de defectos que no permiten alcanzar la eficiencia permanentemente perseguida.

La inserción de empresas estatales en el ámbito administrativo permite agilizar el funcionamiento pero no resuelve todos los problemas.

La necesidad de ajustarse a los regímenes de contratación de la administración centralizada y la obligación de respetar las normativas de las obras públicas, llevan de la mano a dilatación morosa. Además se torna inevitable la intervención de los Tribunales de Cuentas, con lo que se tiene una idea aproximada de la serie de obstáculos e impedimentos a que se ven sometidas estas entidades de naturaleza autárquica.

Todos estos defectos unidos a la dificultad de retribuir adecuadamente a profesionales y técnicos necesarios, además de la lentitud en la aprobación de los presupuestos y de los planes de acción hacen que, como consecuencia de la experiencia obtenida en la materia a través de tantos ensayos que se han propiciado y llevado a cabo en nuestro país se piense que, si bien en su momento antes de esta naturaleza han constituido una solución y un paliativo para modernizar los esquemas administrativos, hoy día y sobre todo para el manejo de cuestiones básicas de la economía se deba acudir con preferencia a otro tipo de entidades más modernas aún.

Tales, las sociedades anónimas de mayoría estatal, que se acercan al plano de eficiencia, celeridad y manejo técnico con que el estado necesita encarar y resolver sus grandes problemas con la misma idoneidad con que lo hacen los particulares, evitando que el estado quede siempre en desventaja y ofrezca flancos vulnerables en la solución de los grandes problemas de fondo.

## 7.2.- Régimen legal propuesto.

Partiendo de la estimación de que la implementación del sistema de transmisión propuesto significará incrementar enormemente la tarea y responsabilidad de la Administración Provincial de la Energía (A.P.E.) nos lleva a sentir como sensata la adecuación de las normas que hoy rigen su funcionamiento a una de las más modernas formas que la legislación comercial positiva ofrece. Se trataría así de instituir una sociedad anónima, con participación estatal mayoritaria, mediante la que el Gobierno de La Pampa solucione modernamente los problemas energéticos a su cargo.

Las técnicas actuales procuran aliviar los trámites y los procesos internos de los organismos gubernamentales, lo cual se ha ido logrando al dejar de lado aspectos y pautas que son característicos de sistemas burocráticos sobrecargados e ineficientes. Ya hemos visto que al dictarse la ley de energía n° 536 analizada, y su reglamentación, se dió

un gran paso en cuanto a la modernización y renovación de los entes provinciales que podían regir esta materia. El estado ha ido paulatinamente volcándose a practicar los modos de operar de las sociedades privadas, hecho éste que representa el último eslabón en materia de descentralización administrativa. El Gobierno Nacional advirtió esta situación por lo cual decidió modificar la codificación comercial en este aspecto, creando los entes anónimos de mayoría estatal. Ello se logró mediante la sanción de la Ley n° 17318, -hoy arts. 308/314 y conc. Ley 19550 T.O.-, previendo precisamente entonces el funcionamiento de entes como Hidronor S.A., destinados a la obtención de urgentes realizaciones y sustanciales financiamientos. Amén de la citada sociedad existen proyectos en la Nación de realizar la conversión de otros organismos similares, volcándolos al sistema legal propiciado, por lo que se estima oportuno llevar adelante la misma forma legal y estatutaria en los nuevos entes a crearse por las diferentes provincias para manejar materias de gran envergadura y trascendencia económica, a fin de coordinar con la nación a través de organismos y sociedades similares, las futuras y previsibles prestaciones regionalizadas.

En la Ley a dictarse creando una sociedad anónima estatal, debe obligarse en forma textual, como requisito básico, a mantener la mayoría accionaria de la Provincia de La Pampa.

- a) Se pondrán a cargo de esta sociedad los servicios que actualmente preste A.P.E. y los que deberá prestar en un futuro inmediato, fundamentalmente la generación, intercambio, transmisión y transformación de energía en el Sistema de 132 kV (Límite Provincial - General Pico - Santa Rosa - Guatraché - Límite Provincial), Sistema de 66 kV (General Pico - Ojeda - Realicó) y otros sistemas de alta tensión que pudieran establecerse en el futuro en la Provincia. Se otorgarán también facultades para prestar servicios de distribución en las localidades actualmente no atendidas por A.P.E. cuando razones de urgencia o seguridad así lo exijan, previéndose el caso de indemnización para el supuesto de que la momentánea intervención de ba transformarse en definitiva.
- b) El patrimonio de la nueva sociedad se integrará con todos los bienes e instalaciones actualmente afectados al desenvolvimiento de A.P.E. haciéndose cargo del activo y pasivo. Las acciones a emitir se por la sociedad, serán entregadas al Ministerio de Economía y Obras Públicas, ejerciendo el Ministerio del ramo los derechos de propietario y tenedor accionario que correspondan a la Provincia de La Pampa, efectuándose la guarda de dichos títulos en el Banco Oficial.
- c) Tanto el acto constitutivo de la sociedad anónima como los demás actos tendientes a perfeccionarla se eximen del pago de impuestos provinciales y municipales, dándose intervención necesaria a la Escribanía General de Gobierno. Asimismo, la nueva empresa será eximida de pagar impuestos provinciales y municipales al operar un

cumplimiento de sus objetivos, debiendo sí abonar los correspondientes a tasas retributivas de servicios.

- d) En materia laboral el personal de A.P.E. pasará a revistar en la sociedad anónima con absoluto respeto de las condiciones laborales que los rigen, manteniéndose su situación jubilatoria sin perjuicio de que puedan ampararse en los beneficios de cualquier otro régimen previsional más favorable.
- e) La aprobación de las tarifas a aplicar quedará reservada al Poder Ejecutivo, estableciéndose también las bases a seguirse para su fijación. Se acudirá al juicio de apremio para la percepción compulsiva de los créditos originados por suministro de energía.
- f) Se facultará el ente a usar los bienes pertenecientes al dominio público, reglándose el procedimiento a seguir para respetar las disposiciones y necesidades de los municipios.
- g) Se creará el Fondo de Integración y Asistencia Eléctrica el que estará constituido por las respectivas recaudaciones impositivas que se autoricen, estableciéndose normas para su administración y funcionamiento.
- h) Se fijarán las pautas de una sana administración societaria en cuanto a la política comercial a seguirse con terceros proveedores.
- i) Dado lo delicado de la materia, objeto principal de la sociedad, convendría establecer un estricto régimen de fiscalización sin perjuicio de la fluidez que el ente debe contar para su ágil manejo.

Podrá instaurarse estatutariamente un Consejo de Vigilancia, quién contratará la ejecución de una auditoría anual para que informe sobre los estados contables.

Además de lo dicho, se sugiere como conveniente la actuación simultánea e independiente de otro control, una Auditoría de Eficiencia, a practicarse por Funcionarios del Ministerio de Economía y Obras Públicas, o bien por terceros.

Este último engranaje de vigilancia entregará sus conclusiones simultáneamente al Ministro del ramo y al Presidente de la sociedad, debiendo establecerse que la actuación de sus funcionarios, no podrá interferir en modo alguno la marcha de la empresa. El Ministerio realizará la policía de los servicios.

- j) Es dable destacar que desde el punto de vista financiero la nueva sociedad llevaría un alivio para el Tesoro Provincial, toda vez que, por su índole, se hallaría en condiciones de gestionar y obtener préstamos para atender debidamente tanto los servicios existentes como la expansión de los mismos.

- k) Atento a las modalidades que imperan en la actualidad en cuanto a la prestación del servicio en esa Provincia, se contemplará expresamente el hecho de que la sociedad podrá prestar por sí y satisfacer todas las etapas requeridas por la materia -desde la compra en bloque hasta la entrega al usuario, pasando por todas las etapas intermedias-, o bien convenir que parte del proceso sea servido o conducido por los municipios, cooperativas o comisiones de fomento existentes. Este punto deberá reglarse con suficiente amplitud, tanto para respetar situaciones de hecho existentes, como para hacer frente una notable expansión en los servicios, como consecuencia de la implementación del nuevo sistema de transmisión propuesto y en estudio.

### 7.3.- Convenios sobre suministro de energía vigentes.-

#### 7.3.1.- Acta convenio.-

Mediante acuerdo celebrado el 22 de Junio de 1971 entre la Administración Provincial de Energía de La Pampa -"A.P.E."- y la Dirección de la Energía de la Provincia de Buenos Aires, -"D.E.B.A."-, se acordó que A.P.E. construiría una línea de transmisión de energía eléctrica en la tensión de 33 kV entre las localidades de Darregueira, Provincia de Buenos Aires, y Guatraché, Provincia de La Pampa, con el fin de alimentar desde el sistema sur de D.E.B.A. el centro de alimentación Guatraché en La Pampa. El convenio se celebró teniendo como base las aprobaciones efectuadas por Decretos de ambos gobiernos referidas al Convenio de Interconexión celebrado entre ambas provincias el día 16 de marzo de 1971.

A.P.E. se compromete a abonar todos los certificados correspondientes a esta obra con un costo estimado de UN MILLON DOSCIENTOS MIL PESOS. Por su parte D.E.B.A. se hará cargo de la proporción del costo de obra correspondiente al tramo Darregueira-Meridiano V, suma que abonará a A.P.E. mediante el importe equivalente en suministro de energía eléctrica. Se acuerda que el tramo de línea instalado en territorio bonaerense será propiedad de D.E.B.A. ocurriendo lo propio en cuanto a A.P.E. con respecto al ubicado dentro de la Provincia de La Pampa.

Librada la obra al servicio, D.E.B.A. se compromete a generar y transmitir por la misma la energía que demande el sistema Guatraché, hasta un máximo de potencia de 860 kW en forma permanente.

El precio de la energía se convendrá en un contrato de suministro a celebrarse, el que se mantendrá inalterable hasta que se cubra el importe de la obra a cargo de D.E.B.A. Cuando se concreten otros planes de interconexión que unan en tensiones mayores los centros de abastecimiento de D.E.B.A. con el de Guatraché, la línea se utilizará como distribuidor y línea de emergencia en los despachos de carga a convenir.

#### 7.3.2.- El contrato de suministro.-

Como consecuencia del acta convenio analizada en el punto anterior se

celebró en el mes de julio de 1971 el contrato de suministro de energía eléctrica entre las mismas partes, A.P.E. y D.E.B.A. estableciendo el intercambio de energía eléctrica entre sus sistemas eléctricos. El pacto atiende todas las condiciones técnicas necesarias para concretar dicho intercambio fijando las potencias máximas, características de la energía, sincronización, medición y tarifas. También los reajustes de estas últimas fijando el factor necesario al efecto. El contrato tiene una duración de diez años renovable automáticamente por períodos iguales pudiendo las partes pedir la revocación del acuerdo debido a la entrada en servicio de otro sistema de interconexión para abastecer el nudo Guatraché. Para el caso de incumplimiento se fijan las penalidades que corresponderán a D.E.B.A. por interrupciones en el servicio.

En teoría no encontramos objeciones de fondo para formular a los instrumentos analizados. Estimamos que se han previsto las contingencias que usualmente pueden derivarse de este tipo de acuerdos. El análisis de los resultados que se vayan produciendo permitirá aconsejar sobre la conveniencia de modificar o innovar en cuanto al esquema legal básico pactado.

ANEXO 1



ANEXO 1

DICTAMEN A.J. 2064.- (Ref.: Exp. 5109/71 Cuerpo II (La Pampa)).

- 1.- En el estudio sobre abastecimiento eléctrico a la provincia de La Pampa luego de analizar la estructura de la Administración Provincial de Energía, se propone que se transforme de ente autárquico, en la sociedad anónima con participación estatal mayoritaria.-
- 2.- Fundamentan su propuesta en que la actual estructura no permite alcanzar un adecuado grado de eficiencia, y señalan que las normas sobre contratación y la intervención de los organismos contables significan obstáculos que impiden agilidad en el manejo del ente.-
- 3.- Destacan que la creación de un ente bajo forma de S.A. permite encarar y resolver los problemas con la misma idoneidad que lo hacen los particulares, evitando que el Estado quede en desventaja.-
- 4.- El problema de la empresa pública dentro de la actividad estatal, ha merecido atención por parte de los estudiosos de la economía y el derecho.-
- 5.- Podemos afirmar que el problema de la forma jurídica que rija el funcionamiento de un ente público prestatario de un servicio público -como en el caso que los ocupa- tiene particular relevancia, y que la misma debe responder a las necesidades objetivas que la actividad requiere.-
- 6.- En el orden nacional tenemos una multiplicidad de formas jurídicas de empresas públicas, pero los problemas y soluciones que se plantean en jurisdicción nacional no debe llevarnos a proponerlas en el orden local.-
- 7.- Esta asesoría entiende que la forma jurídica de entidad autárquica es adecuada a la finalidad que la Administración Provincial de Energía debe cumplir, y que los problemas de controles administrativos, cuando realmente sean un obstáculo insalvable, pueden ser superados con normas sobre el particular, sin variar la naturaleza jurídica del ente.-
- 8.- Esta Asesoría no cree que la forma de S.A. con mayoría estatal, por el solo hecho de manejarse con más libertad que el resto de la Administración, signifique por sí sola una seguridad de eficiencia; se entiende que aunque se garantice una permanente mayoría estatal con la conducción de la S.A., por la naturaleza de las funciones, éstas exigen un total control estatal.-
- 9.- En concreto se entiende que la Empresa Provincial de Energía no debe adoptar la forma de una S.A. con participación estatal mayoritaria, y que debe analizarse, si ello fuera imprescindible, las normas sobre control que existen, y sugerir su modificación, sin alterar su actual régimen jurídico.-

## 8.- Conclusiones.

## 8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES PARA EL DESARROLLO DEL SISTEMA

La metodología utilizada en el presente estudio se basa en el método de simulación digital, sobre modelo determinista, pero variando los parámetros fundamentales, en modo tal de evaluar las posibilidades de riesgo que corresponden a cada alternativa. De este modo el modelo-determinista funciona como modelo estocástico, tratando de acercar su estructura lógico matemática lo más posible a la realidad.

Este modelo consiste en fórmulas matemáticas, datos estadísticos e instrucciones lógicas que describen criterios, políticas y reglas de decisión. Mediante la variación de los parámetros fundamentales -- (inversiones, crecimiento de la demanda, costo de combustibles, tasa de descuento, etc.), el estudio de planificación del sistema se transforma en un "juego contra la naturaleza", en que conociendo el futuro solo probabilísticamente, la Teoría de Juegos permite encontrar la estrategia más conveniente y menos riesgosa, asegurando las máximas probabilidades de una toma de decisiones correctas.

Este método no es una sofisticación de alcance sólo académico, sino una ayuda para la intuición de aquellos que deben tomar decisiones in mediatas, la más acertadamente posible. Esta tarea es difícil, en particular, para sistemas como el estudiado, que están en las etapas iniciales de expansión y por las incertidumbres que aparecen en el fu turo desarrollo.

Se estudiaron las alternativas de abastecimiento técnicamente posibles limitadas por las decisiones en equipamiento ya tomadas.

Como resultado surgieron tres alternativas que cumplían con los requisitos impuestos en la metodología para su posterior análisis crítico.

### Alternativa N° 1

Esta alternativa toma como puntos firmes para el abastecimiento eléctrico de esa Provincia la subestaciones transformadora de Henderson y Pigué, ubicadas en la Pcia. de Buenos Aires. Desde las mismas par ten líneas de 132 kV que cierran el anillo Henderon - T. Lauquen -

Gral. Pico - Santa Rosa - Guatraché - Pigué. Esta implementación - corresponde a la primera etapa de equipamiento, completándose en las sucesivas de la siguiente manera: año 1984 se instala una turbina de Gas en Gral. Pico y en el año 1990 se instala la línea de 132 kV T. Lauquén - Santa Rosa.

### Alternativa N° 2

La expansión se ha implementado sobre la base de la alternativa N° 1, cuya única diferencia consiste en reemplazar la línea T. Lauquén - Santa Rosa a instalar en el año 1991, por la línea Puelches - Gral. Acha (Ruta N° 35). La adopción de esta alternativa exige que la traza de la línea Santa Rosa - Guatraché siga la ruta N° 35 hasta Valle Argentino para desviarse luego hacia Guatraché.

### Alternativa N° 3

En ésta alternativa se ha considerado la interconexión con Córdoba.

La misma consiste en interconectar Gral. Pico con Realicó en 132 kV y ésta última localidad a su vez con Pincen, a donde llegaría una línea de 132 kV proveniente de Río Cuarto. La interconexión se ha supuesto en el año 1976, con el fin de alimentar a Realicó, que en ese año, necesita ampliar su capacidad de suministro. Para el resto de la configuración del sistema se ha mantenido la alternativa N° 1 con la sola diferencia que la línea T. Lauquén - Sta. Rosa prevista para el año (1991) no se instala.

De acuerdo a la metodología las tres alternativas fueron sometidas a estudios críticos de:

- Niveles de seguridad
- Flujos de carga en corriente alterna para condiciones normales y de falla.
- Crotocircuitos simétricos.
- Compensación.

Como resultado de este estudio técnico se vió que solamente las alternativas N° 1 y 2 cumplen con los requisitos impuestos, pasando a su comparación económica. La alternativa N° 3 no da el nivel de seguridad exigido para los casos de falla.

Desde el punto de vista técnico-económico las alternativas N° 1 y N° 2 son equivalentes puesto que la diferencia que existe entre las mismas está dentro del margen de error con que se trabaja en este tipo de estudio.

Como ambas alternativas coinciden en la etapa inicial de expansión la elección de cambio puede esperar, pudiendo las circunstancias futuras acercar o alejar la necesidad de las decisiones y adecuarlas a la realidad de ese momento.

La interconexión con Puelches y la realización de un rebaje en dicha localidad permitiría el abastecimiento de energía a la región de Comahue, que goza de tarifa preferencial, pudiendo tener dicha circunstancia un efecto económico de importancia en su desarrollo.

La escasa potencia de reserva disponible en Gral. Pico y Santa Rosa exigen la puesta en marcha de inmediato, de los planes de interconexión, puesto que una demora en la ejecución de las obras traerá aparejado la necesidad de implementaciones adicionales, atentando rotundamente contra la optimización de los recursos buscada en el estudio. Por lo tanto corresponde:

- Realizar la interconexión Henderon - T. Lauquen - Gral. Pico - Santa Rosa - Guatraché - Pigué en 132 kV con sus correspondientes subestaciones de rebaje y cuya puesta en servicio deberá hacerse a principios del año 1975.
- Realizar las obras del sistema de 66 kV - Gral. Pico - Ojeda - Realicó cuya puesta en servicio deberá verificarse en 1976 para el primer tramo Gral. Pico - Ojeda y en 1977 para el segundo tramo Ojeda - Realicó.
- Encarar el plan de obras de apoyo y refuerzo del sistema de 33 kV tal como se ha programado, para permitir una normal atención, de la demanda del mercado eléctrico.

Como habíamos señalado en la Introducción - apartado 0.1 Objeto y Alcances del Estudio - al entrar el estudio en su faz final se han producido cambios en las pautas que en su oportunidad nos fijó la Administración Provincial de Energía.

La solución que finalmente ha adoptado la Provincia de La Pampa, que parte de la habilitación en 1976 de la estación de rebaje en Puelches

(110 MVA - 500/132 kV) hace que las conclusiones y recomendaciones en el sistema de 132 kV del presente estudio carezcan ya de vigencia.

No obstante ello, las recomendaciones técnicas en la expansión de los sistemas de 66 y 33 kV siguen teniendo validez.