

24125

ALCANCE DEL ESTUDIO : Transferencia de los Servicios de Energía Eléctrica
a la Provincia de Río Negro - Aspectos Económicos -
Financieros.
Informe Parcial N° 1 .

REFERENCIA : Expediente n° 50.210

EXPERTO : Ing. JULIO CESAR CAMPILLONCH

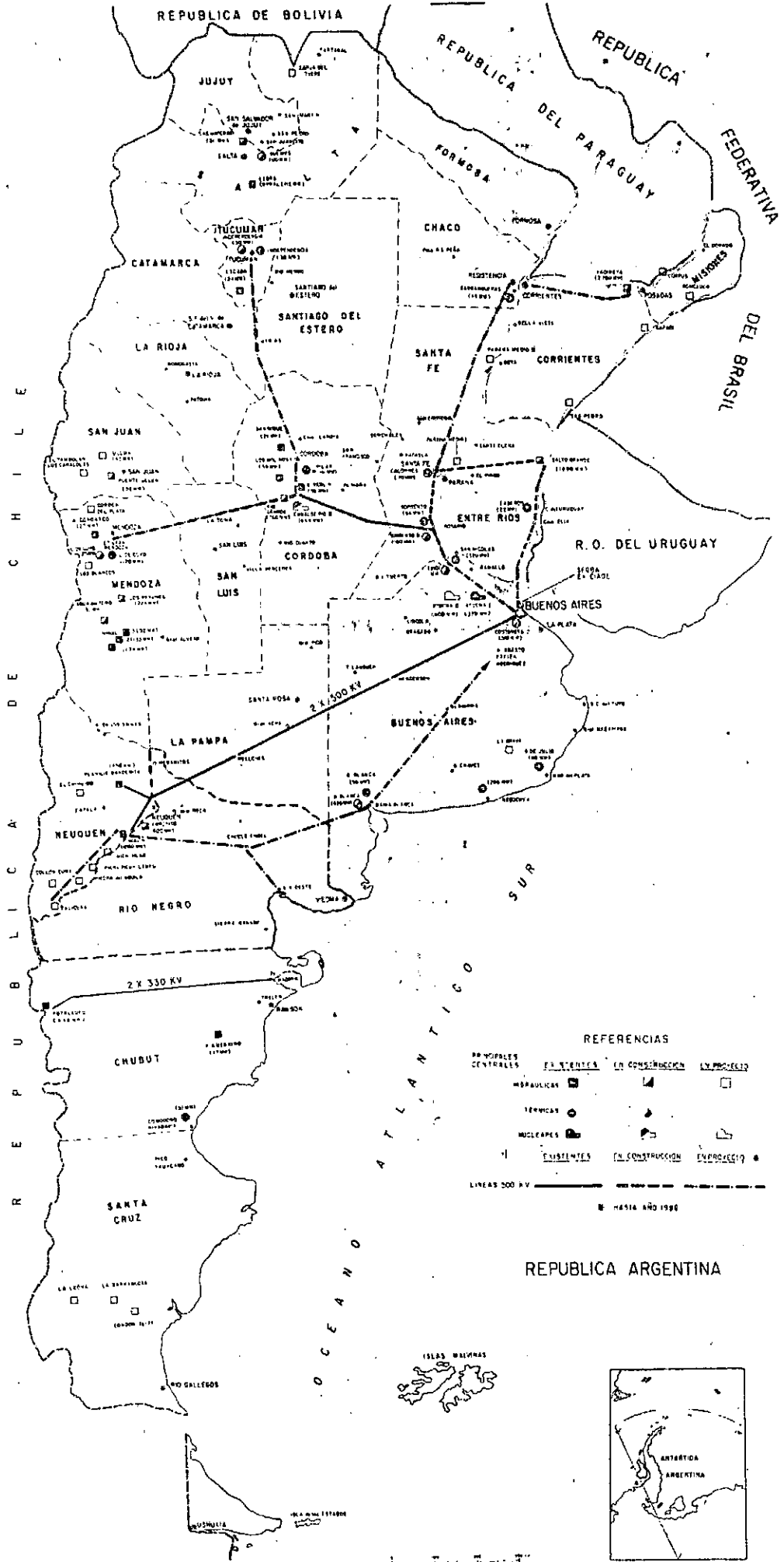
O
H. 22213
C 11
I

Rio Negro
H. 41121
H. 22213
N. 33
N. 2310

BUENOS AIRES, 25 de febrero de 1982

I N D I C E

| | Pág. |
|--|------|
| I - INTRODUCCION.INFORMACION COMPARADA | |
| Pautas de Planificación de la Transferencia | 1 |
| II - COMERCIALIZACION.ANALISIS DEL MERCADO ELECTRICO | |
| 1.-Introducción metodológica..... | 5 |
| 2.-Análisis del mercado..... | 6 |
| 3.-Análisis series históricas 1960-1980..... | 8 |
| 4.-La situación departamenta(sub-regiones eléctricas) | 10 |
| III - ANALISIS DE ESTUDIO DE COSTOS DE TARIFAS DE LA DIREC- CION PROVINCIAL DE ENERGIA Y COMUNICACIONES 1980-1981 | |
| 1.-Análisis metodológico.Aplicaciones..... | 13 |
| 2.-Registro de perfomance y control gerencial..... | 14 |
| 3.-Consideraciones sobre el movimiento de Energía E-- létrica..... | 16 |
| 4.-Balance sintético de Energía..... | 17 |
| | |
| * <u>ANEXOS Y GRAFISMOS</u> | |
| PROYECTO DE LEY de Creación de A.P.E. | 20 |
| CUADROS (1) a (8) | 24 |
| PLANILLAS (1) y (2) | 32 |
| MAPAS (1) a (5) | 35 |
| GRAFICOS (1) a (3) | 39 |
| ESTUDIO DE COSTOS Y TARIFAS-RIO NEGRO y MANUAL PLAN DE CUENTAS- PROYECTO A.D.E.P.E. | 42 |



I - INTRODUCCION. INFORMACION COMPARADA.

PAUTAS DE PLANIFICACION DE LA TRANSFERENCIA.

La planificación sectorial tiene sentido en función del conjunto; en modo alguno contribuye a sustituirlo.

Este concepto puede aplicarse singularmente al Sector Energía de la Penión Coma hue en función del Sector Energético Nacional.

El Plan Eléctrico Nacional establece, en sus proyecciones para 1990, una demanda regional de 3794 GWh, equivalentes al 5,5% del consumo de Energía Eléctrica (E.E) Total del país. Adoptando la participación histórica de las provincias de Neuquen y Río Negro en la demanda regional, correspondería a esta última una estima ción del 70,1%. Para 1990 Río Negro operaría 2.694 GWh que es exactamente el ni vel logrado por D.E.B.A. en 1980. (Cuadro 5).

Para este movimiento de E.E. debe dimen sionarse el ente provincial de Río Negro. Cabe además considerar dentro del sector y de la empresa el movimiento de gas y otros energéticos con tendencia firme a ser transferidos a áreas provinciales - estatales o privadas.

La media de consumo de E.E. en el decenio 1970-80 ubica a la Provincia en el dé cimo lugar por jurisdicción en facturado (MWh). En el mismo orden se encuentra - el número de usuarios, que en 1980 llega a 80.500. La tasa de crecimiento de u suarios 1970-80 es del 7,7% anual acumulativo. Para igual período el número de u suarios en Córdoba aumenta al 3,4% y en la Provincia de Buenos Aires al 5,5%.

Destaquemos el menor desarrollo del Servicio Público de E.E. que tenía Río Negro en 1970 respecto de Buenos Aires y Córdoba. Pero si analizamos la tendencia - en habitantes por usuario, que pasa de 6,88 en 1970 a 4,76 en 1980, (Cuadro 1) po demos inferir que este indicador, relacionado al crecimiento demográfico, seguirá en expansión.

Con una población proyectada de 509.674 habitantes en 1990 (Hipótesis media. Secretaría de Planeamiento, Río Negro 1982-Cuadro 2) y una relación de 3,5 Habi-

tantes/Usuarios se llegaría a 145.600 usuarios para ese año. Por este camino, con la demanda regional del Plan Eléctrico, se duplicaría la facturación en Kwh/habitantes y por usuario. Tomando como año base el de 1980.

Estos indicadores, que se completarán exhaustivamente cuando se dé la proyección de la demanda según Plan de Trabajo, pueden estimar nuevamente las dimensiones del ente provincial de E.E.

Si bien los niveles de eficiencia, medidos por ejemplo, en Kwh Fact./agente u otro número índice (Cuadro 1) son de rápido crecimiento, también lo son los movimientos de energía, número de usuarios, parámetros técnicos de la prestación, potencia instalada en sub-estaciones y demás requerimientos del servicio público de E.E. Para satisfacerlos son necesarios:

Una estructura orgánica por responsabilidades, recursos humanos capacitados a óptimo nivel y medios técnico-financieros que respalden totalmente la Empresa de Servicio Público.

En esta tesitura, completando los enunciados cualitativos, cabe formular las pautas de acción para la Administración Provincial de Energía A.P.E. Ellas tendrán la siguiente orientación específica:

1.-PLANIFICACION

Desde el punto de vista de la planificación propia de la empresa se tendrán en cuenta:

- 1.1 Los estudios realizados acerca de la estructura jurídica del ente, las funciones asignadas en el proyecto de ley de creación y los organigramas de funciones y áreas de responsabilidad (Gráficos 1 y 2).
- 1.2 Los estudios realizados o a realizar acerca de evolución del mercado eléctrico provincial.
- 1.3 La continuidad y mejora de las prestaciones de A. y E.E. y la programación de nuevas obras de infraestructura básica.

2.-EN LO ATINENTE A LA EVOLUCION DEL MERCADO ELECTRICO REGIONAL Y NACIONAL:

- 2.1 Ordenar el incipiente proyecto de total interconexión provincial asegurando adecuada reserva por generación propia.
- 2.2 Asegurar que la interconexión con el Sistema Interconecta-

do Nacional (S.I.N.) prevea las necesidades del diagrama de carga fuera de horas de punta. Para cubrir esta demanda máxima se requerirá energía de generación a escala nacional, suministrada de fuente térmica. En menor medida por instalaciones convencionales operadas o a construir por A.P.E.

- 2.3 Programar el equipamiento para cumplir las pautas señaladas en un plan no menor de cinco años, coordinado al Plan Nacional y a los de D.E.B.A. y demás empresas que operan en la Región Comahue y Patagónica.
- 2.4 Estudiar el comportamiento y asentamientos de la Autoproducción (A.P.) tratando de reducirla o interconectarla al S.P. Esta pauta es de inmediata consideración dado que en 1980 la A.P. generó 48.000 MWh equivalentes al 18% de la oferta total de E.E. en la Provincia.

3.-EXPLOTACION

- 3.1 En cuanto a la prestación del actual S.P. por A. y E.E. transferido a A.P.E., se adignará especial atención a obras en subestaciones y mantenimiento preventivo y correctivo tendiendo a mejorar la seguridad, eficiencia y calidad del mismo.
- 3.2 La función de contralor de otras prestatarias, y la propia, se ejercerán en base a la autoridad conferida por la ley de A.P.E. Comprenderán el control técnico-tarifario y la asistencia técnica, coordinación de obras y programas y modernización de equipos de medición, maniobra, computación, laboratorios y talleres.

4.-FINANCIAMIENTO

El plan a elaborar tendrá en cuenta los parámetros financieros que condicionen la incorporación de obras según el origen de los fondos de financiamiento, a saber:

- 4.1 Con financiamiento propio. Incluirá las obras de más alta prioridad o las que resulten complementarias de programas en ejecución por A. y E.E., Cooperativas o la A.P.E.
- 4.2 Con financiamiento nacional. En este rubro se integrarán a

quello emprendimientos que por su naturaleza y envergadura exigen la participación de los Fondos Nacional. En general estas obras son las complementarias del sistema nacional en ejecución o sus requerimientos futuros.

- 4.3 Con recursos especiales. Para atender la demanda futura - del mercado provincial, o proyectos específicos de radicación industrial u obras de infraestructura la A.P.E. exigirá contar en tiempo oportuno con equipamiento adicional - programado o extraordinario, no incluido en su plan de expansión. Ello exigirá recursos especiales: Obtenibles de - gravámenes provinciales, tasas, aportes de Rentas Generales, B.I.D. u otras instituciones financieras públicas o privadas.

En este rubro podrán ser incorporados suministros, alimentaciones y distribuciones para electrificación rural, proyectos petroquímicos y siderúrgicos, asentamientos poblacionales temporarios o permanentes, Proyecto I.D.E.V.I., HIPASAM (Sierra Grande), Puerto San Antonio, I.N.V.A.P., Sociedad del Estado, etc.

La ejecución de estas obras podrá realizarse por Cooperativas, Empresas privadas o por la misma A.P.E. Siempre con - proyectos aprobados por el ente provincial.

5.-INVERSION

Un cálculo sobre proyecciones de la demanda de E.E. y correlación con el Producto Bruto Geográfico Global se realizará en - informe posterior. Con esta base se proyectará la I.B.I.F.E. - Inversión Bruta Interna Fija en Electricidad para Río Negro período 1981-1990.

Con lo expresado en esta introducción se pretende destacar el aspecto sustantivo que implica la transferencia del Servicio Eléctrico que presta A. y E.E. a la Provincia de Río Negro.

II - COMERCIALIZACION. ANALISIS DEL MERCADO ELECTRICO.

1.- INTRODUCCION METODOLOGICA.

El problema consiste, esencialmente, en estructurar una empresa con capacidad para el manejo de un sistema de transmisión y distribución de E.E. de alta eficiencia técnica. Equilibrado en producción y consumo. Con adecuadas reservas. Con precios de tarifa rentables de la explotación y proyección de la inversión; asimismo competitivos de la autoproducción y tendientes a reducirla.

La empresa provincial (Administración Provincial de Energía-A.P.E.) deberá operar un negocio de administración moderna. Totalmente moderno en medios, mentalidad, flexibilidad con el cliente, análisis permanente del mercado y de la comercialización.

La A.P.E. deberá actualizar anualmente la proyección de la demanda de E.E. con un horizonte por encima del corto plazo, con clara incidencia de los factores de costo en cada escalón del suministro y perfeccionar un plan de cuentas que permita obtener contabilidad de costos, existencias y evolución económica-financiera con periodicidad programada o coyuntural.

Medios técnicos para la sistematización de información, computada, deben considerarse como equipamiento prioritario en la administración de A.P.E.

Los objetivos del ente, tal como se enuncian en el Art.2 Cap.I del proyecto de Ley de creación adjunto, responden a la prestación del Servicio Público Eléctrico Provincial, subsidiariamente de gas y demás formas de energía. La respuesta del usuario-cliente a este objetivo será una creciente demanda de la prestación en cuanto ella satisfaga la potencia normalizada que necesite, en el lugar y tiempo apropiado y al costo económico que maximice la demanda.

En los términos anteriores deberá plantearse la política empresarial de A.P.E. Se trata, quizá, de la base general de la política, de los títulos que se proponen como siguientes a esta introducción.

2.- ANALISIS DEL MERCADO.

El análisis del mercado desempeñará un papel preponderante en el encauzamiento de las ventas.

Resulta materialmente imposible, sin previa y exhaustiva investigación cuantificar las reales posibilidades del mercado. Los datos que necesita por esta investigación deben ser de máxima confiabilidad. Deben analizar el comportamiento - histórico y la proyección en base a otras variables de correlación micro y macroeconómicas.

Se debe entender como esencial el análisis de mercado, Especialmente con arreglo a la población y su distribución, ingresos de los sectores, producción geográfica, tarifas industriales, comerciales o de insumos-energía como insumo en procesos de manufactura.- También se analizarán las áreas territoriales con proyectos especiales o promocionales, los consumidores potenciales y las tendencias económicas generales en la región.

La eficiencia en la prestación, aplicando técnicas derivadas de la investigación puede obtenerse concretamente considerando, a modo no exhaustivo, los siguientes medios:

- 2.1 Análisis histórico de la prestación técnico-económica por A. E. E.
- 2.2 Series y curvas de demanda
- 2.3 Predicción del mercado potencial administrado por A. P. E.
- 2.4 Fijación de políticas de ganancia de usuarios por Departamento.
- 2.5 Descentralización de la distribución por vendedores o revendedores (Ej.: Cooperativas o Cooperativas de segundo grado, Municipalidades y empresas privadas.
- 2.6 Verificación de la eficiencia técnico-contable en venta y cantidad del servicio.
- 2.7 Organización de un mantenimiento preventivo y correctivo de alta eficiencia.
- 2.8 Capacitación del personal, en todos los niveles, para superar aptitudes, introducir nuevas técnicas y mejorar la relación -

de productividad.

- 2.9 Interconexión con las principales autoproducciones.
- 2.10 Zonificación eléctrica de la Provincia tomando en cuenta el S.I.N. y alimentaciones regionales del Comahue.
- 2.11 Investigaciones de áreas a privatizar.
- 2.12 Proyecto y aplicación de una matriz de costeo dinámica con capacidad para introducir en ella los factores o variables del Plan de Cuentas.
- 2.13 Proyecto de Plan de Cuentas adaptado, en base a la elaboración de la Asociación de Empresas Provinciales de Energía. (A.D.E.P.E.).
- 2.14 Obtener del Plan de Cuentas-programado en base de datos- estados de situación periódicos para conocimiento gerencial y toma de decisiones.

v.g. a. Composición porcentual de gastos fijos y de operación de la explotación.

b. Determinación de utilidades por asignación.

b₁ : Mantenimiento, transmisión y distribución.

b₂ : Costo de la generación.

b₃ : Reposiciones o reparaciones.

b₄ : Fondo de amortización.

b₅ : Ecuación de amortización.

b₆ : Costo de administración.

b₇ : Costos variables a determinar.

° :

° :

b_j :

c. Control de gestión en obras y mantenimiento.

c₁ : Obras por administración: distribución.

c₂ : Obras por licitación.

° :

° :

Cj :

- 2.15 Relaciones de intercambio tecnológico con otras empresas de servicios públicos de E.E. nacionales y extranjeras.
- 2.16 Obtener de A. y E.E. la máxima transferencia gradual de servicios.
- 2.17 Fortalecer desde el comienzo una estructura orgánica empresa ria con la mejor dotación de recursos humanos disponibles en la región. La estructura orgánica técnico-administrativa descentralizará en las regiones eléctricas provinciales con criterio de responsabilidad funcional y jerárquica.

3.- ANÁLISIS DE LAS SERIES HISTÓRICAS 1960-1980.

En los cuadros 1 a 4 pueden observarse los comportamientos históricos y la posible evolución de algunas variables estrechamente relacionadas. Nos proponemos analizar las consecuencias recíprocas de dicha evolución.

Este análisis abarca un período de treinta años (1960-1990) para las series : Oferta de Electricidad y Producto Bruto Interno(Provincial). En informe poste---rior se dará Inversión Bruta Interna Fija en Electricidad (I.B.I.F.E.)(Provin---cial) y su correlación con la serie nacional considerando el Plan Nacional Electrico hasta 1990.

El objetivo perseguido no es solo investigar la demanda. Se ten---drá a diez años una cuantificación de la oferta en MWh, población, número probable de usuarios y otras variables que permitirán pre-dimensionar la A.P.E. en su estructura de servicios e interna. La red en Líneas Alta Tensión (L.A.T.) y Líneas Media Tensión(L.M.T) y distribución, capacidad de transformación y balance de E.E.

3.1 Serie Potencia Instalada 1960-1980.

Entre 1960 y 1980 Río Negro quintuplicó su potencia instala-da en S.P. pasando de 22,1 MW a 108,5 MW al final del perío-do. A nesar de estas ampliaciones de instalación, que se suce

dieron a una tasa del 8,3% anual, para fines de la década del 60, la demanda obligó a interconexiones regionales y ya en 1970 el 61% de la E.E. facturada, equivalente a 62.500 MWh, se obtiene por despacho de Neuquen. En este año se manifiesta - la más alta autoproducción (A.P.) del período con 68.781 MWh

Este escalón de transmisión se inserta al sistema interconectado Río Negro que ya en 1966 disponía de 256 Km de L.A.T. - en 66 KV entre G.Céspedes y Cinco Saltos (Sistema Alto Valle) y 33 Km de L.A.T. 33 KV entre Emilio Frey y Bariloche. La oferta mejora sensiblemente con la interconexión del Chocón y la construcción de alimentaciones en L.A.T. 132 KV (Mapa 3).

Cabe acotar que tanto los recursos eléctricos regionales, como la producción primaria, industrias de transformación y servicios, responden a una región Plan. Con este sentido se agruparon principalmente Río Negro y Neuquen en la Región Comahue (C.F.I Regionalización de la R. Argentina-CONADE 1962, Documento Regional Comahue-Versión Preliminar 1968 INPE. Min. de Economía).

Atendiendo a este principio de interrelación A. y E.E. considera a Río Negro y Neuquen como una sola región eléctrica. Pero les transfiere y no totalmente, dos servicios públicos provinciales diferenciados.

Caso es que a fines de la década del 80 el desarrollo de los S.S.E.E.P.P. (Servicios Eléctricos Provinciales) atendidos por A. y E.E. facturaron 671.500 MWh a 80.500 usuarios. Estos guarismos, tal como se ve en cuadro 1 permiten obtener las relaciones de columnas 6, 7 y 8 que son coeficientes altamente calificados - en comparación al nivel nacional, excluido Sistemas Gran Buenos Aires-Litoral y Córdoba Centro.

Para 1980 DEBA Zona Norte facturó 345 KWh/hab. y Río Negro - 1.751 KWh/hab. Son asimismo satisfactorias las relaciones -

hab./usuarios que tienden a 4,5 y el KWh/usuario que tiende a 8.500.

A nivel provincial la composición porcentual del consumo deviene en 60% a clientes industriales y 40% resto de las prestaciones. Esta relación se mantiene en el lapso analizado.

4.- LA SITUACION DEPARTAMENTAL(SUB-REGIONAL ELECTRICAS)

Pueden considerarse seis sub-regiones eléctricas que se corresponden con otras tantas áreas de concentración de producto y densidad demográfica:

- 1.- Alto Valle:Departamento General Roca.
- 2.- Valle Medio:Departamento Avellaneda.
- 3.- Valle inferior:Departamento Pichi Mahuida.
- 4.- Zona Atlántica:Departamento Adolfo Alsina y San Antonio
- 5.- Departamento Bariloche
- 6.- Zona Centro Interior:Departamentos Conesa, 9 de Julio, Norquínco, Pilcaniyeu, El Cuy, Valcheta y 25 de Mayo (Mapa 4).

La sub-región 1.-Alto Valle-,demanda el 80,5% del total de E.E. - consumida en S.P. Si a este sumamos la autoproducción la demanda crece al 93,1% del total de la Provincia de Río Negro.

En total las sub-regiones 1 a 5. consumen el 98% de la E.E. facturada y asientan el 90,2% de la población.

La zona 6.,llamada por el informe provincial "Sistemas aislados"y en este trabajo "Centro interior" es la de menor desarrollo relativo y mayor extensión geográfico. Asienta el 9,8% de la población y consume el 2% de E.E. de S.P. y el 4,4% de la E.E. de Auto producción.

Con esta estructura departamental del consumo de E.E. es inmediato observar que el equipamiento en generación y transmisión se ha orientado históricamente a - las áreas de mayor concentración demográfica y mejor dotación de recursos naturales o mejoras de infraestructura. Este asentamiento es lineal sobre el Río Negro,salvo puntos singulares : Bariloche, I.Yacobacci, Río Colorado,Sierra Gran-

de y San Antonio; estos últimos también aislados pero con proyectos especiales de desarrollo.

En este criterio se establecen las Divisionales de A. y F.E. para el manejo del negocio del Servicio Público de Energía Eléctrica; con asiento en Cipolletti y Viedma.

Cabe pensar que el negocio, tomado por A.P.E. deberá, además de incentivar el desarrollo lineal, establecer zonas de oferta eléctrica atendidas por transmisión y alimentación en lo que hemos llamado Sub-región 6. o Sistemas Aislados. Dotar de Líneas de Alta y Media Tensión. Proponer la oferta a esta Sub-región 6., como ya es proyecto de la Dirección Provincial de Energía, una nueva polarización. No solo de ampliación del Servicio Eléctrico, sino de economías externas para el desarrollo regional.

Tiene asegurado, cualquier proyecto de A.P.E. en este contexto, la provisión y despacho de las fuentes que opera y construirá HIDRONOR sobre el Limay, y el Sistema nacional en 500 KV. Los proyectos de HIDRONOR de aprovechamiento hidro en el Comahue superan los 4.300 MW de Potencia Instalada. Los caudales turbinados a un coeficiente 0,50 pueden producir 18.834 GWh anuales; en términos de demanda (0,88 en el D.U.C.) proveerían 16.500 GWh en punta del diagrama de cargas

Y esta es la misión de Hidronor, Hidroeléctrica Norpatagónica, Sociedad Anónima : Título II, art. 5° de sus estatutos que dice: " La sociedad tiene por objeto construir y explotar obras hidráulicas y eléctricas en la Región del Comahue y en particular las del complejo El Chocón-Cerros Colorado a realizarse sobre los ríos Neuquén y Limay en las provincias de Neuquén y Río Negro, incluyendo las líneas de transmisión e instalaciones complementarias destinadas a llevar energía desde las centrales hidroeléctricas hasta las sistemas y centros de consumo que se le autoricen " Y más adelante, Título IV-Administración, art. 15° que expresa : - "Dos de los Directores y sus suplentes, en su caso, serán designados a propuesta de los Gobiernos de las Provincias de Neuquén y de Río Negro, en forma individual por cada uno de estas.".

Si bien no desarrollada totalmente, la potencia y producción que administra Hidro

nor puede derivarse en una oferta regional y esta será la base del movimiento - de E.E. de la Administración Provincial de Energía de Río Negro.

III - ANALISIS DE ESTUDIO DE COSTOS Y TARIFFAS de 1a

Dirección Provincial de Energía y Comunicaciones 1980/81.

1.- ANALISIS METODOLOGICO. APLICACIONES.

Los elementos informados traducen en forma esquemática, claramente, los escalones de costos conforme al proceso normal de explotación por A. y E.E. Así como conceptos que son tradicionales en esta materia: Personal, Materiales, Combustibles, Impuestos y Tasas y Amortizaciones.

Estos conceptos esquemáticos deberán ser definidos y desagregados en un adecuado organigrama que represente específicamente, y en forma clara, la división funcional de la A.P.E. y que asegure la correcta apropiación de los elementos del costo.

En este sentido se ha proyectado, y se propone para su análisis, un esquema tentativo de organización funcional. En él se establecen con claridad las distin--tas áreas que componen la organización, que son las áreas de responsabilidad tomas en cuenta para esta empresa (Organigrama 1 y 2).

Los elementos del costo serán determinados por rubros conforme a la actividad -empresaria. En principio estos rubros principales se corresponderán con las --cuentas analíticas que sea conveniente establecer en A.P.E., según el plan de -cuentas a aplicar en los distintos procesos que configuran la prestación del -Servicio Público de Energía Eléctrica (según Planilla Modelo 1).

En cuanto a la obtención de costos históricos por el trabajo de la Dirección de Energía se estima que pueden ser aproximativos y perfectibles en cuanto a que -los escalones de costo no provienen de información absolutamente confiable en -cuanto a la apropiación de algunos factores de costo. Se destacan entre ellos -la asignación del rubro personal, no identificado en Mano de Obra directa e indirecta, normal y extraordinaria; y la prorrata de este rubro que proviene de la -Dirección y Administración Central de Agua y Energía.

Es el componente Divisional Local el que integra el factor de costeo, no así la incidencia, en todos los escalones, de la asistencia técnico-administrativa que ejerce la casa central.

Al crearse la A.P.E. estos costos existirán, y proporcionalmente deberán asignarse a cuenta explotación y dirección e incidirán con sus cargos respectivos.

La tendencia a elaborar tarifas con proyección de costos históricos puede considerarse como método de aproximación. Verificable en cada escalón con recurrencia matemática. Comparables a su vez por desvíos con la contabilidad de presupuesto, actividad comercial y movimientos-balance- de energía.

Resulta una herramienta útil en cuanto no se disponga de otra más eficiente.

Al avanzar los estudios sobre unificación de plan de cuentas por ADEPE, Asociación de Empresas Provinciales de Energía, se optimizará un sistema de contabilidad de eficiencia. Con este manual, de registración unificada, se obtendrá la contabilidad financiera y el análisis contable gerencial.

Un ejemplar del Plan de Cuentas, entregado por D.E.B.A. en su carácter de Presidente de A.D.E.P.E., se adjunta al presente trabajo.

En este manual-Página 36 y sig.-el rubro 71- ejemplifica la cuenta compuesta de costos. Esta se encuentra desagregada hasta los dos últimos dígitos que son la Clasificación Objetiva del Costo. Este instrumento, actualmente en estudio, ha sido formulado con la experiencia de especialistas en contabilidad pública de empresas, de presupuesto y costos. Con la colaboración de empresas integrantes de A.D.E.P.E.

Como Modelo de Sistema Contable de Información es susceptible de aplicación, adecuándolo a las necesidades de A.P.E.

A las Áreas de responsabilidad del proyecto de organigrama y a la legislación de contabilidad pública e impositiva que rige en la Provincia, se adaptará.

2.- REGISTRO DE PERFORMANCE Y CONTROL GERENCIAL

Un óptimo control gerencial-Control de gestión-exige que el plan de cuentas se-

formule cuidadosamente. Y sea compatible con la estructura jerárquica de la organización. De tal modo los datos registrados en las cuentas están ya agrupados por áreas de responsabilidad hasta donde sea posible. Aplicando este principio se facilitará la preparación de informes, por programas computados, con atributos de consistencia, exactos y comprensibles para el planeamiento y control gerencial.

"Los datos referentes al negocio solo se convierten en información, cuando se transforman en forma tal que pueden ser usados en el proceso gerencial. La contabilidad de eficiencia se basa en este principio: reúne datos primarios sobre costos, ingresos y beneficios; luego los organiza, clasifica y elabora para formar con ellos una información diseñada a la medida de la estructura de responsabilidades existente en la empresa. El sistema de control e información se construye alrededor del organigrama, en el sentido que la información necesaria es elevada al lugar correspondiente en la forma que sea más útil en ese punto. Es un proceso de confección a medida y responde a dos objetivos:

- a. Le suministra a los ejecutivos responsables una información retrospectiva, mostrándoles los efectos de sus acciones pasadas.. surge aquí la toma de decisión según su autoridad y responsabilidad directa sobre el área afectada.
 - b. Permite a la dirección superior-Administrador o Consejo- la evaluación de desempeños individuales de las áreas y sus responsables, tomando acción a tiempo, cuando alguna situación escape de control en un subordinado.
- Queda claro que el método, administración por responsabilidades, permite a la vez control por los gerentes, y control de los gerentes".

Estos conceptos, tomados de Beyer, aunque no en forma textual, ejemplifican nuestro problema de organización. Entendemos son de aplicación en A.P.E. si se dan los medios técnicos que requieren.

Básicamente los medios o instrumentos se obtendrán del Plan de cuentas, Organi--

grama por áreas de responsabilidad, base de datos, computación y programas con información a períodos mensuales como mínimo.

3.- CONSIDERACIONES SOBRE EL MOVIMIENTO DE E.E.

Los sistemas que se transfieren a la Provincia negociarían solo el 42% de la energía comercializada en Río Negro durante 1980. Si bien a la fecha no se tiene indicadores globales de facturado en 1981 se presupone que se mantiene la pro--porción.

El destino final del 58% restante, que debe entrar en el balance provincial es -seguramente venta a grandes consumidores-cooperativas y consumos industriales. Se verifica el ítem 30.15 y sus porcentuales-de A. y E.E.-Planilla 30.

Cabe observar que para estos últimos años las pérdidas totales son del 12% y -15,3% respectivamente en 1980 y 1981. Estos guarismos deben ser verificados en la información de A. y E.E. por ser menores a los standar de pérdidas en todas-los escalones de las empresas argentinas. Asimismo debe verificarse especialmen-te la prorrata a transmisión y alimentación de los factores que dada la eficien-cia por A. y E.E., estarían incluyendo parte de la transmisión y cargo a no ---transferidos, o menor movimiento de energía. Por ejemplo: Cuadro 30 ítem 30.12 Eficiencia del Personal igual a 434,6 KWh/agente que sobre una planta de 580 empleados resultan 252,500KWh anuales para 1981, total Provincia. Esta energía in-ferida del indicador no coincide con generación más compra que es del orden de 340 MWh ni con la comercializada 288 MWh.

Si la A.P.E. atiende el ya enunciado 42% del movimiento, la eficiencia en prome-dio de venta: 30.26 en KWh/usuario se promedia en 4.190 en 1981.

Siendo igual indicador para el total de energía facturada en 1980 de 8.341 KWh/usuario.

Lo significativo es que el volumen de E.E. que atendería A.P.E. con 68.753 usua-rios, inferido de 30.26, reduce todos los factores de eficiencia. Y aumenta los -costos y subsecuentemente las tarifas.

Podrían hacerse otras consideraciones sobre los indicadores del Cuadro 31. En -

este informe no se agorará el tema. Una última observación es pertinente: en el sistema interconectado, con 100% de generación hidro y casi 70% de energía obtenida del D.U.C.- también de fuente hidro- el cubrimiento de la tarifa solo llega al 75,5%. Resulta claro que si la energía proveniente del D.U.C. se despacha a \$ 190 el KWh y en un 38,1% se vende a igual precio en la tarifa grandes consumos, cubriendo el 50% de la tarifa media, la explotación resulta altamente deficitaria.

Quizá este costo de \$190 por KWh, adoptado por estimación y aplicación metodológica no se corresponda con el valor medio ponderado para 1981.

Si se lo compara con el costo promedio de energía comprada por D.E.R.A. al D.U.C. de \$/KWh 88,0 en estructura tradicional y 94,5 en S.E. Transferidos de A. y E.E. resulta con un desvío de 2,01. En el mismo trabajo preparado por D.E.R.A.- (Anexo 7-Proyección de costos 1981-2da. versión-Mercado de D.E.R.A. integrado) el máximo costo de compra de energía llega a 134,5 \$/KWh comprada, con un desvío respecto del valor 190, tomado para Río Negro de 1,41 (Cuadros 6 a 8)

Someteremos a comprobación con mejor información/^{no/} disponible a la fecha en la Dirección de Energía y Comunicaciones de Río Negro, este factor de costo y los restantes. La información a la que nos referimos deberá incluir el total del año - 1980 y 1981, histórica y no proyectada.

4.- BALANCE SINTETICO DE ENERGIA

Sobre valores del Estudio de la Dirección, que se adjunta, y provienen de las Divisionales de A. y E.E. y la información obtenida en la S.E.E. se ha compuesto un balance de E.E. para el total Provincia de Río Negro (S.P. + A.P.)

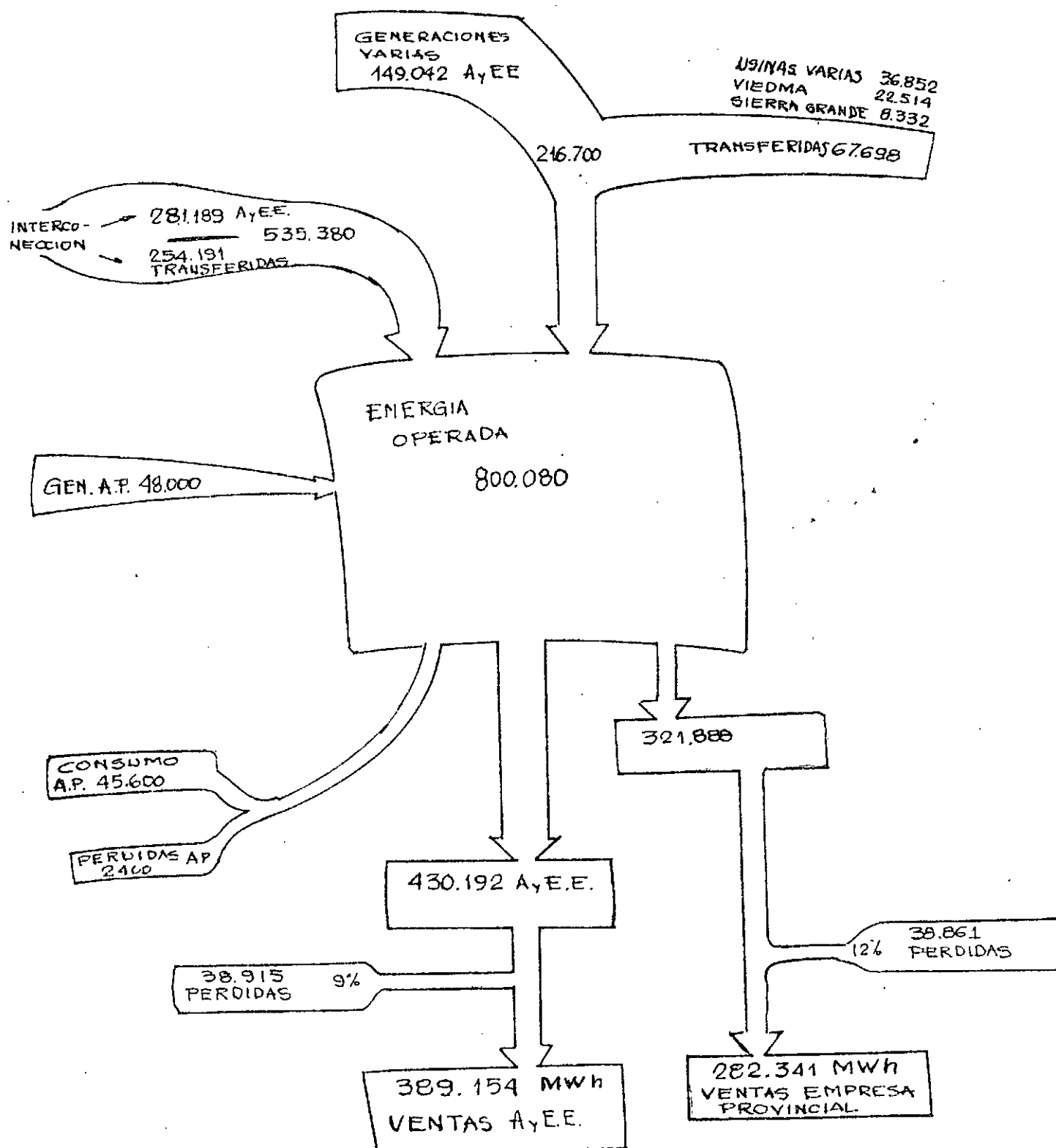
En el se observan los resultados del movimiento en cuanto a la energía que operaría la A.P.E. y la que seguiría negociando A. y E.E. La empresa provincial - factura 282,341 MWh , 42,0% de E.E. a consumidores finales, y A. y E.E. a grandes consumos y prestatarias factura 389.159 MWh, 58% de las ventas finales.

Es inmediato que las pérdidas son iguales en magnitud para ambos suministros, - los transferidos y los que siguen bajo operación de A. y E.E. También resulta -

inmediato que A. y E.E. opera con 9% de pérdidas y los servicios a transferir - con 12%.

Entendemos deben darse muy buenas razones para mantener los servicios de mayor-eficiencia en una jurisdicción y transferir los deficitarios a la Provincia de Río Negro.

RIO NEGRO - BALANCE DE ENERGIA (MWh) - 1980



ANEXO 1 : PROYECTO DE LEY

CAPITULO I : DEL ORGANISMO

ARTICULO 1: Créase la Administración Provincial de Energía (A.P.E.) de la Provincia de Río Negro, con sede en la Ciudad de Viedma, organismo autónomo e institución de derecho público con capacidad para actuar pública y privadamente, cuyas relaciones con el Poder Ejecutivo Provincial se mantendrán a través del Ministerio de Obras y Servicios Públicos.-

El Organismo creado sujerará su accionar a lo preceptuado en la presente Ley y a las normas que, en su consecuencia, se dicten.-

ARTICULO 2: La Administración Provincial de Energía tendrá por objeto la generación, transformación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, gas y demás formas de energía, así como la prestación del servicio público de las mismas en todo el ámbito provincial.-

CAPITULO II : DE LA ORGANIZACION

ARTICULO 3: La Administración Provincial de Energía estará a cargo de un Administrador General, asistido por un Gerente Técnico General, designados por el Poder Ejecutivo, debiendo poseer este último, título universitario del área de Ingeniería, afín con el objeto del Organismo.-

ARTICULO 4: El Administrador General tendrá la representación del Organismo, correspondiéndole su administración y conducción y el ejercicio de todas las atribuciones y funciones que establece la presente, sin perjuicio de aquellas que le sean asignadas por otras disposiciones legales.-

ARTICULO 5: El Gerente Técnico General, será el reemplazante del Administrador General, en caso de vacancia, subrogándolo en los casos de ausencia o impedimento temporario y lo secundará en el ejercicio de las atribuciones que parcialmente le delegue.-

CAPITULO III: DE LAS FUNCIONES

ARTICULO 6: La Administración Provincial de Energía, para el cumplimiento de su objeto tendrá las siguientes atribuciones y funciones:

- a) Planificar y promover el desarrollo y abastecimiento energético en el territorio provincial.-
- b) Ejercer el poder de inspección y policía de seguridad técnica en la materia de su competencia.
- c) Garantizar y asegurar la libre circulación de la energía eléctrica, gas y toda otra forma de energía.
- d) Asesorar al Poder Ejecutivo en la materia de su competencia.
- e) Dictaminar previa y necesariamente el otorgamiento de toda concesión de obras y servicios que tenga por objeto las materias correspondientes a la presente Ley.-
- f) Proyectar su presupuesto anual, remitiéndolo a consideración del Poder Ejecutivo conjuntamente con su plan de acción.-
- g) Ejecutar su presupuesto y confeccionar anualmente la memoria anual y la cuenta general del ejercicio, dentro del plazo que fije la reglamentación.
- h) Constituir servidumbres y/o establecer restricciones administrativas al dominio privado para el paso de líneas, redes aéreas y subterráneas y todas otras que fueran necesarias para el servicio y actuar como sujeto expropiante u ocupante temporáneo.
- i) Percibir, administrar, invertir y disponer de sus recursos.-
- j) Requerir y verificar los balances, inventarios, libros de comercio y la documentación administrativa y técnica de los concesionarios de obra y servicios públicos de electricidad y gas.
- k) Celebrar convenios de reciprocidad con otros organismos públicos y privados, nacionales o extranjeros, provinciales y municipales, sobre materias atinentes al cumplimiento de su objeto, previa autorización del Poder Ejecutivo.
- l) Proponer al Poder Ejecutivo para su aprobación, las tarifas a aplicar en los servicios públicos de electricidad y gas que se presten.

- 11) Proponer al Poder Ejecutivo la reglamentación sobre el régimen de sanciones a concesionarios y usuarios.-
- m) Establecer su estructura orgánica, dictando sus propios reglamentos internos técnicos, funcional y operativo.-
- n) Establecer delegaciones, divisionales, sucursales o representaciones en cualquier lugar del país.-
- o) Nombrar, promover, trasladar, aceptar renunciaciones y suspender personal, conforme al régimen legal y reglamentos aplicables de acuerdo a la especialidad de las tareas que cumplan.-
- p) Proponer al Poder Ejecutivo un régimen de adicionales para el personal que cumpla funciones técnicas y operativas en el Organismo.-
- q) Intervenir en todo lo relacionado con los recursos energéticos provinciales y en toda investigación y/o aprovechamiento de nuevas fuentes de energía.-
- r) Recaudar directa o indirectamente a través de los concesionarios los impuestos y gravámenes nacionales, provinciales y municipales que correspondieren.
- s) Adoptar toda medida necesaria para el cumplimiento de su objeto.-

ARTICULO 7: El Poder Ejecutivo a propuesta de la Administración Provincial de Energía y previa intervención de la Contaduría General de la Provincia, dictará dentro de un plazo de noventa días de la publicación de la presente LEY, el reglamento contable y de contrataciones para la administración de su presupuesto al que se imputarán sus gastos.-

CAPITULO IV: RECURSOS DEL ORGANISMO

ARTICULO 8: Para el cumplimiento de su objeto y de las funciones que la Ley otorga, el Organismo contará con los siguientes recursos:

- a) El producido de las tarifas por suministro de energía eléctrica y de gas, que afectúe la Administración Provincial de Energía.-
- b) Las tasas retributivas de servicios especiales, multas, recargos, intereses - que se fijen o impongan por el Organismo de aplicación.-
- c) Los aportes que realice el Poder Ejecutivo Provincial u otros aportes nacio

nales o municipales.-

- d) Los impuestos actuales y futuros que graven el consumo de energía.-
- e) La recaudación por reembolsos de capital e intereses de los préstamos que se hagan.-
- f) Los ingresos provenientes de inversiones.-
- g) Los aportes que corresponda recibir por aplicación del artículo 33, inciso a) de la Ley 15.336 -F.E.D.E.I. o la que la sustituya.-
- h) Las donaciones, leuados, aportes y/o cualquier otro recurso que pudiera recibirse.-

ARTICULO 9: Los concesionarios de los servicios públicos de que trata la presente Ley, actuarán como agentes de retención de los impuestos y gravámenes asignándole por ello el carácter de carga pública irrenunciable.

CAPITULO V: DISPOSICIONES TRANSITORIAS

ARTICULO 10: La Administración Provincial de Energía de la Provincia de Río Negro se organizará sobre la base del personal, bienes y créditos presupuestarios correspondientes a la actual Dirección de Energía y por la transferencia de instalaciones, bienes y personal que reciba la Provincia por parte de Agua y Energía Eléctrica de la Nación-Sector Eléctrico - y de Gas del Estado y los que legalmente se le asignen.

ARTICULO 11: La Administración Provincial de Energía deberá elaborar un proyecto de Ley Provincial de Energía y elevar el mismo al Poder Ejecutivo dentro de un plazo de dos (2) años.-

ARTICULO 12: La presente Ley será refrendada por el Señor Ministro Secretario de Obras y Servicios Públicos al solo efecto de su promulgación.

ARTICULO 13: Regístrese, comuníquese, publíquese, tómesese razón, dése al Boletín Oficial y archívese.-

CUADRO 1 :

PROVINCIA DE RIO NEGROENERGIA ELECTRICA - SERVICIO PUBLICO -

| AÑO | Potencia Instalada KW (1) | Producción + intercon. MWh (2) | Facturado MWh (3) | Número de Usuarios (4) | Población (miles). (5) | Fact. KWh HAB. (6) | Hab. Usuar. (7) | KWh Usuar. (8) |
|------|------------------------------------|---|-------------------------|---------------------------------|------------------------------|-----------------------------|-----------------------|----------------------|
| 1960 | 22.190 | 68.640 | 63.264 | 23.976 | 193,2 | 327 | 8,06 | 2.637 |
| 1961 | 28.127 | 81.241 | 69.910 | 26.245 | 199,2 | 351 | | |
| 1962 | 28.016 | 87.094 | 72.605 | 27.300 | 205,3 | 353 | | |
| 1963 | 37.802 | 96.099 | 77.570 | 27.362 | 211,6 | 366 | | |
| 1964 | 33.940 | 110.042 | 90.380 | 28.124 | 218,1 | 414 | | |
| 1965 | 41.675 | 131.893 | 109.146 | 30.246 | 244,8 | 485 | 7,43 | 3.609 |
| 1966 | 41.854 | 118.967 | 109.488 | 31.722 | 231,7 | 472 | | |
| 1967 | 41.530 | 132.062 | 111.776 | 32.589 | 238,8 | 467 | | |
| 1968 | 43.998 | 139.522 | 115.064 | 34.180 | 246,1 | 467 | | |
| 1969 | 41.918 | 121.390 | 119.697 | 35.797 | 253,7 | 471 | | |
| 1970 | 40.205 | 115.161 | 163.638 | 38.253 | 263,4 | 621 | 6,88 | 4.277 |
| 1971 | 39.814 | 131.589 | 175.135 | 40.500 | 273,2 | 640 | | |
| 1972 | 38.942 | 153.695 | 224.395 | 43.020 | 283,4 | 791 | | |
| 1973 | 40.226 | 166.136 | 239.951 | 48.389 | 293,9 | 816 | | |
| 1974 | 41.789 | 146.652 | 318.812 | 52.567 | 304,9 | 1.045 | | |
| 1975 | 43.294 | 135.033 | 336.343 | 58.547 | 316,3 | 1.063 | 5,40 | 5.745 |
| 1976 | 61.129 | 175.000 | 322.734 | 61.774 | 328,1 | 983 | 5,36 | 5.224 |
| 1977 | 66.931 | 217.788 | 444.617 | 66.169 | 340,3 | 1.306 | 5,14 | 6.719 |
| 1978 | 90.627 | 212.316 | 501.503 | 70.390 | 353,0 | 1.420 | 5,01 | 7.124 |
| 1979 | 105.532 | 267.165 | 618.806 | 75.977 | 366,2 | 1.689 | 4,82 | 8.144 |
| 1980 | 108.500 | 216.700 | 671.500 | 80.500 | 383,3 | 1.751 | 4,76 | 8.341 |

FUENTES: (1) a (4) S.E.E.

(5) Serie intercensal preparada con datos Dirección de Planes.

Secretaría de Planeamiento Río Negro .

(6) , (7) y (8) Elaboración propia.

CUADRO 2 :POBLACION TOTAL (1). PROVINCIA DE RIO NEGRO 1895-1980

| | | |
|------|---------|--------------------------------------|
| 1895 | 9.241 | |
| 1914 | 42.242 | |
| 1947 | 134.350 | |
| 1960 | 193.292 | |
| 1970 | 263.400 | |
| 1975 | 338.799 | * Estim.Dir.Est.y Censos Río Negro . |
| 1980 | 383.354 | (1) |
| 1981 | 394.854 | |
| 1982 | 406.700 | T.a.a. 3% 3% |
| 1983 | 418.901 | |
| 1984 | 431.468 | |
| 1985 | 444.092 | (1) |
| 1986 | 456.526 | |
| 1987 | 469.309 | |
| 1988 | 482.449 | T.a.a. = 2,8% |
| 1989 | 495.958 | |
| 1990 | 509.674 | (1) |

(1) : Hip.de media. Secret.Plan.Viedma -Enero 1982-Doc.Interno.-

| <u>Período</u> | <u>Tasa anual p/1000</u> |
|----------------|--------------------------|
| 1947/60 | 26,8 |
| 1960/70 | 30,7 |
| 1970/80 | 37,3 |

Proyección de Población

| <u>Hipótesis:de mínima</u> | | <u>de media</u> | <u>de máxima</u> |
|----------------------------|---------|-----------------|------------------|
| 1985 | 435.166 | 444.092 | 453.024 |
| 1990 | 490.169 | 509.676 | 529.198 |

FUENTE: Documento interno. Proyección de Población a 1990.
Viedma-Enero 1982 -Secretaría de Planeamiento -
Dirección de Planes.-

CUADRO 3 :

PROVINCIA DE RIO NEGRO

CALCULO DEL PBI pm A VALORES CONSTANTES

(Millones de pesos) P.M.

| | P.B.I(1) Valores corrient. | Deflactor (2) 60 = 100 | P.B.I. Valores de 1960. | Tasa % | Consumo MMH S.P. | Tasa % |
|------|----------------------------------|------------------------------|-------------------------------|-----------|------------------------|-----------|
| 1960 | 71,84 | 100 | 71,84 | | 63.264 | |
| 1961 | 77,45 | 109,7 | 70,60 | - 1,73 | 69.910 | 10,51 |
| 1962 | 96,84 | 141,0 | 68,68 | - 2,72 | 72.605 | 3,85 |
| 1963 | 128,72 | 180,8 | 71,19 | 3,65 | 77.570 | 6,84 |
| 1964 | 164,99 | 230,5 | 71,58 | 0,55 | 90.380 | 16,51 |
| 1965 | 233,88 | 293,5 | 79,69 | 11,33 | 109.146 | 20,76 |
| 1966 | 335,48 | 359,9 | 93,21 | 16,97 | 109.488 | 0,31 |
| 1967 | 512,85 | 447,7 | 114,55 | 22,90 | 111.776 | 2,09 |
| 1968 | 577,62 | 491,0 | 117,64 | 2,70 | 115.064 | 2,94 |
| 1969 | 747,44 | 535,9 | 139,47 | 18,56 | 119.697 | 4,03 |
| 1970 | 931,91 | 599,3 | 155,50 | 11,49 | 163.638 | 36,71 |
| 1971 | 1.270,92 | 811,9 | 156,54 | 0,66 | 175.135 | 7,03 |
| 1972 | 2.290,86 | 1.315,4 | 174,16 | 11,18 | 224.395 | 28,13 |
| 1973 | 4.150,90 | 2.063,1 | 201,20 | 15,52 | 239.951 | 6,93 |
| 1974 | 6.533,5 | 2.681,3 | 243,67 | 21,11 | 318.812 | 32,87 |
| 1975 | 17.283,9 | 7.674,0 | 225,23 | - 7,58 | 336.343 | 5,50 |
| 1976 | 94.491,5 | 43.242,3 | 218,52 | - 2,98 | 322.734 | - 3,71 |
| 1977 | 258.216,2 | 114.899,4 | 224,73 | 2,84 | 444.617 | 37,77 |
| 1978 | 763.039,8 | 304.790,8 | 250,35 | 11,40 | 501.503 | 12,79 |
| 1979 | 1.810.151,6 | 791.541,7 | 228,69 | - 8,65 | 618.806 | 23,39 |
| 1980 | 3.337.863,1 | 1.490.473,0 | 223,95 | - 2,07 | 671.500 | 8,51 |

(1) : C.F.I.

(2) : Precios implícitos de P.B.I.Nacional 60-73 (CEPAL-BCRA)

74-80 Ministerio de Economía de
la Nación.-

CUADRO 4 :

PROVINCIA DE RIO NEGRO

PROYECCION DE DEMANDA - ENERGIA ELECTRICA (S.P.)

1981 - 1990

Primera aproximación - Ajuste hiperbólico -

| | 1980 | 1981 | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 | 1987 | 1988 | 1989 | 1990 |
|---------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Tasa Máx. (r_{PBI}) * | | | | | | | | | | | |
| Tasa Mfn. ** | | 6,00 | 6,00 | 6,00 | 6,00 | 6,0 | 4,00 | 4,00 | 4,00 | 4,00 | 4,00 |

Elasticidad

$$e = \frac{11,6434}{r_{PBI}} + 0,9615$$

| | | | | | | | | | | | |
|--|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 2,90 | 2,90 | 2,90 | 2,90 | 2,90 | 2,90 | 3,87 | 3,87 | 3,87 | 3,87 | 3,87 |
|--|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|

Tasa de demanda

$$r_{EE_n} = r_{PBI} \cdot e_n$$

| | | | | | | | | | | | |
|--|------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | 17,4 | 17,4 | 17,4 | 17,4 | 17,4 | 17,4 | 15,48 | 15,48 | 15,48 | 15,48 | 15,48 |
|--|------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|

Demanda MWh

$$EE_n = E_n - 1 \cdot r_{EE_n}$$

| | | | | | | | | | | | |
|--|--------|--------|--------|----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | 671500 | 788341 | 925512 | -1086551 | 1275611 | 1497567 | 1724441 | 1997158 | 2306318 | 2663336 | 3075621 |
|--|--------|--------|--------|----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|

* Se han tomado como máximas dos tasas, una por quinquenio. Se consideran máximas.

** En trabajo en elaboración se adoptaron tasas V_{PBI} variables decrecientes mínimas respecto de las que se dan en este adelanto.-

PLAN NACIONAL DE ENERGIA

CUADRO 5

CONSUMO DE ENERGIA DEL SERVICIO PUBLICO
—GWh—

| Región | 1962 | 1968 | 1975 | 1977 | 1981 | 1985 | 1990 | 1995 | 2000 |
|-------------------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|
| Gran Buenos Aires | 4101 | 6292 | 9868 | 10397 | 13148 | 17061 | 23886 | 33242 | 45080 |
| Litoral | 992 | 1530 | 3066 | 3522 | 5485 | 7739 | 12253 | 19350 | 30150 |
| Comahue | 105 | 179 | 522 | 656 | 1104 | 2370 | 3794 | 5719 | 8611 |
| B.A.S. | 372 | 673 | 1269 | 1492 | 2100 | 3181 | 5374 | 8817 | 13945 |
| Centro | 547 | 860 | 1447 | 1600 | 2145 | 2943 | 4436 | 6582 | 9587 |
| Cuyo | 467 | 781 | 1988 | 2171 | 2763 | 4771 | 7552 | 11393 | 16921 |
| N.E.A. | 121 | 213 | 520 | 635 | 993 | 1553 | 2758 | 4829 | 8271 |
| N.O.A. | 220 | 344 | 925 | 1088 | 1610 | 2554 | 4592 | 8067 | 13742 |
| Patagónica | 311 | 369 | 969 | 1550 | 3527 | 3837 | 4424 | 5297 | 6597 |
| Total del país | 7236 | 11241 | 20574 | 23111 | 32875 | 46009 | 69169 | 103306 | 152904 |

Los datos muestran la tendencia a la descentralización del consumo que ya se viene experimentando y que se traduce en una mayor participación de las regiones del interior en el con-

sumo frente a una disminución porcentual del Gran Buenos Aires. En el cuadro siguiente se dan algunos valores al respecto.

PARTICIPACION REGIONAL EN EL CONSUMO
SERVICIO PUBLICO
— % —

| Región | 1962 | 1968 | 1975 | 1977 | 1981 | 1985 | 1990 | 1995 | 2000 |
|-------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Gran Buenos Aires | 56,7 | 55,9 | 48,0 | 45,0 | 40,0 | 37,1 | 34,7 | 32,2 | 29,5 |
| Litoral | 13,7 | 13,6 | 14,9 | 15,2 | 16,7 | 16,8 | 17,7 | 18,7 | 19,7 |
| Comahue | 1,5 | 1,6 | 2,5 | 2,8 | 3,3 | 5,2 | 5,5 | 5,5 | 5,6 |
| B.A.S. | 5,0 | 6,0 | 6,2 | 6,5 | 6,4 | 6,9 | 7,8 | 8,5 | 9,1 |
| Centro | 7,6 | 7,0 | 7,0 | 6,9 | 6,5 | 6,4 | 6,4 | 6,4 | 6,3 |
| Cuyo | 6,5 | 6,9 | 9,7 | 9,4 | 8,4 | 10,4 | 10,9 | 11,0 | 11,1 |
| N.E.A. | 1,7 | 1,9 | 2,5 | 2,7 | 3,0 | 3,4 | 4,0 | 4,7 | 5,4 |
| N.O.A. | 3,0 | 3,1 | 4,5 | 4,7 | 4,9 | 5,6 | 6,6 | 7,8 | 9,0 |
| Patagónica | 4,3 | 3,3 | 4,7 | 6,7 | 10,8 | 8,2 | 6,4 | 5,2 | 4,3 |
| Total del país | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |

La apertura de la proyección adoptada en sectores de consumo muestra asimismo los cambios que se irán produciendo en la estructura de consumo, con el consiguiente incremento del con-

sumo industrial frente a la reducción proporcional del consumo residencial.

A continuación se muestran los valores históricos como de proyección para algunos años.

ESTRUCTURA SECTORIAL DEL CONSUMO
SERVICIO PUBLICO

| Año | Residencial | | Comercial | | Industrias | | Otros | | Total | |
|------------|-------------|------|-----------|------|------------|------|-------|------|-------|-------|
| | GWh | % | GWh | % | GWh | % | GWh | % | GWh | % |
| Registrado | | | | | | | | | | |
| 1962 | 2540 | 37,8 | 938 | 13,0 | 2553 | 32,2 | 1207 | 17,0 | 7236 | 100,0 |
| 1968 | 4164 | 37,0 | 1499 | 13,4 | 3833 | 34,1 | 1745 | 15,5 | 11241 | 100,0 |
| 1975 | 6614 | 32,1 | 2224 | 10,8 | 9074 | 44,1 | 2663 | 13,0 | 20575 | 100,0 |
| 1977 | 7178 | 31,1 | 2406 | 10,4 | 10332 | 46,0 | 2895 | 12,5 | 23111 | 100,0 |
| Proyectado | | | | | | | | | | |
| 1981 | 9159 | 27,8 | 3043 | 9,3 | 16952 | 51,6 | 3721 | 11,3 | 32875 | 100,0 |
| 1985 | 12153 | 26,4 | 3964 | 8,6 | 24918 | 54,2 | 4964 | 10,8 | 46009 | 100,0 |
| 1990 | 17431 | 25,2 | 5562 | 8,0 | 38976 | 56,4 | 7189 | 10,4 | 69169 | 100,0 |

CUADRO 6

D.E.B.A.
DEPARTAMENTO CENTRO DE COSTOS

I COSTOS HISTORICOS

COMPONENTES TOTALES DE LOS CENTROS DE COSTOS - AÑO 1980 - (en millones de \$)

ALTERNATIVA "A"

| CONCEPTOS | GENERACION | TRANSMISION | ALIMENTACION | DISTRIBUCION | COMERCIALIZ. | ADMINISTRAC. | % | TOTALES |
|--|------------|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------|-----------|
| 1.1. Mano de Obra directa (normal) | 23.568,6 | 7.659,8 | 1.178,4 | 38.063,2 | 29.696,5 | 17.676,5 | 19,7 | 117.843,0 |
| 1.2. Mano de Obra indirecta (normal) | 5.092,1 | 1.915,0 | 294,6 | 9.513,8 | 7.424,1 | 4.419,1 | 4,9 | 29.460,7 |
| 1.3. Mano de Obra directa (extraordinaria) | 2.497,1 | 811,5 | 124,8 | 4.032,9 | 3.146,3 | 1.872,8 | 2,2 | 12.485,4 |
| 1.4. Mano de Obra indirecta (extraordinaria) | 624,3 | 202,9 | 31,3 | 1.008,2 | 786,6 | 468,2 | 0,5 | 3.121,5 |
| 1. MANO DE OBRA | 32.582,1 | 10.589,2 | 1.629,1 | 52.620,1 | 41.053,5 | 24.436,6 | 27,3 | 162.910,6 |
| 2. COMRA DE ENERGIA | 97.255,1 | --- | --- | --- | --- | --- | 16,3 | 97.255,1 |
| 3.1. Compra de Diesel Oil | 12.573,5 | --- | --- | --- | --- | --- | 2,1 | 12.573,5 |
| 3.2. Compra de Fuel Oil | 47.502,6 | --- | --- | --- | --- | --- | 8,0 | 47.502,6 |
| 3.3. Compra de Gas Natural | 67,2 | --- | --- | --- | --- | --- | 0,0 | 67,2 |
| 3.4. Compra de Gas Oil | 4.427,6 | --- | --- | --- | --- | --- | 0,7 | 4.427,6 |
| 3. COMPRA DE COMESTIBLES | 64.570,9 | --- | --- | --- | --- | --- | 10,8 | 64.570,9 |
| 4. COMPRA DE LUBRICANTES | 421,8 | --- | --- | --- | --- | --- | 0,1 | 421,8 |
| 5. COMPRA DE PRODUCTOS QUIMICOS | 1.769,5 | --- | --- | --- | --- | --- | 0,3 | 1.769,5 |
| 6. MANTENIMIENTO Y FUNCIONAMIENTO | 6.916,2 | 2.881,7 | --- | 1.152,7 | 461,1 | 115,3 | 1,9 | 11.527,0 |
| 7. MEDIO DE TRANSPORTE PROPIOS | 158,2 | 316,5 | 52,8 | 263,8 | 158,2 | 105,5 | 0,2 | 1.055,0 |
| 8. TRANSPORTE DE COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES | 7.638,2 | --- | --- | --- | --- | --- | 1,3 | 7.638,2 |
| 9. SISTEMATIZACION DE DATOS | 285,9 | 114,4 | --- | 114,4 | 714,7 | 200,1 | 0,2 | 1.429,5 |
| 10. MAQUINAS COPIADORAS | 15,7 | 5,7 | --- | 25,7 | 20,1 | 75,8 | 0,0 | 143,0 |
| 11. VARIOS DE ADMINISTRACION | 2.920,8 | 949,3 | 146,0 | 4.717,1 | 3.680,2 | 2.190,7 | 2,5 | 14.604,1 |
| 12. INTERESES Y GASTOS DE LA DEUDA | 2.245,0 | 1.122,5 | 152,0 | 3.121,9 | 3.309,0 | 1.742,2 | 2,0 | 11.692,6 |
| 13. FONDOS Y RESERVA DE EXPLOTACION | 4.352,9 | 2.176,4 | 294,7 | 6.053,3 | 6.415,9 | 3.378,0 | 3,2 | 22.671,2 |
| 14. FOSFO ROTATIVO | 2.105,5 | 1.052,8 | 142,6 | 2.928,0 | 3.103,4 | 1.634,0 | 1,8 | 10.966,3 |
| 15. IMPUESTOS | 5.248,4 | 7.481,3 | 3.225,4 | 2.461,9 | 668,0 | --- | 3,2 | 19.085,0 |
| SUB TOTAL DE 4 a 15 | 34.078,1 | 16.100,6 | 4.013,5 | 20.818,8 | 16.530,6 | 9.441,6 | 17,3 | 103.002,2 |
| SUB TOTAL DE 1 a 15 | 228.486,2 | 26.689,8 | 5.642,6 | 73.458,9 | 59.584,1 | 33.876,2 | 71,7 | 427.730,5 |
| 16.1. Recuperación a la Inversión | 27.966,3 | 33.339,1 | 21.490,5 | 11.963,9 | 4.629,8 | --- | 16,7 | 99.389,6 |
| 16.2. Amortizaciones | 31.705,7 | 18.383,9 | 10.434,5 | 6.902,4 | 2.364,6 | --- | 11,6 | 69.791,1 |
| 16. COSTO DE CAPITAL | 59.672,0 | 51.723,0 | 31.925,0 | 18.866,3 | 6.994,4 | --- | 28,3 | 169.180,7 |
| TOTAL GENERAL | 288.158,2 | 78.412,8 | 37.567,6 | 92.325,2 | 66.578,5 | 33.876,2 | 100,0 | 596.920,5 |
| | 48,3 % | 13,1 % | 6,3 % | 15,5 % | 11,2 % | 5,6 % | | 100 % |

La Plata, 14 de mayo
JAS/ma-

de 1981.-

Dr. JUAN L. GONZALEZ GARCIA
DIRECTOR
DEPARTAMENTO CENTRO DE COSTOSCARR. ANTONIO GIMENEZ
Jefe DEPARTAMENTO CENTRO DE COSTOS

CUADRO 7

D.E.B.A.
DEPARTAMENTO CENTRO DE COSTEO

II COSTOS HISTORICOS

COMPONENTES TOTALES DE LOS CENTROS DE COSTOS - AÑO 1980 - (en millones de \$)

ALTERNATIVA "B"

| CONCEPTOS | GENERACION | TRANSMISION | ALIMENTACION | DISTRIBUCION | COMERCIALIZ. | ADMINISTRAC. | % | TOTALES |
|--|------------|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------|-----------|
| 1.1. Mano de Obra directa (normal) | 26.017,1 | 8.355,6 | 1.300,8 | 42.017,7 | 32.781,5 | 19.512,9 | 21,2 | 130.085,6 |
| 1.2. Mano de Obra indirecta (normal) | 5.504,3 | 2.113,9 | 325,2 | 10.504,4 | 8.195,4 | 4.878,2 | 5,3 | 32.521,4 |
| 1.3. Mano de Obra directa (extraordinaria) | 2.756,5 | 895,8 | 137,8 | 4.451,8 | 3.473,3 | 2.067,4 | 2,2 | 13.782,6 |
| 1.4. Mano de Obra indirecta (extraordinaria) | 689,1 | 224,0 | 34,5 | 1.112,9 | 858,3 | 516,8 | 0,6 | 3.225,6 |
| 1. MANO DE OBRA | 35.967,0 | 11.689,3 | 1.798,3 | 58.086,8 | 45.318,5 | 26.975,3 | 29,3 | 179.675,2 |
| 2. COMPRA DE ENERGIA | 97.255,1 | --- | --- | --- | --- | --- | 15,8 | 97.255,1 |
| 3.1. Compra de Diesel Oil | 12.573,5 | --- | --- | --- | --- | --- | 2,1 | 12.573,5 |
| 3.2. Compra de Fuel Oil | 47.502,6 | --- | --- | --- | --- | --- | 7,7 | 47.502,6 |
| 3.3. Compra de Gas Natural | 67,2 | --- | --- | --- | --- | --- | 0,0 | 67,2 |
| 3.4. Compra de Gas Oil | 4.427,6 | --- | --- | --- | --- | --- | 0,7 | 4.427,6 |
| 3. COMPRA DE COMBUSTIBLES | 64.570,9 | --- | --- | --- | --- | --- | 10,5 | 64.570,9 |
| 4. COMPRA DE LUBRICANTES | 421,8 | --- | --- | --- | --- | --- | 0,1 | 421,8 |
| 5. COMPRA DE PRODUCTOS QUIMICOS | 1.769,5 | --- | --- | --- | --- | --- | 0,3 | 1.769,5 |
| 6. MANTENIMIENTO Y FUNCIONAMIENTO | 6.916,2 | 2.881,7 | --- | 1.152,7 | 461,1 | 115,3 | 1,9 | 11.527,0 |
| 7. MEDIOS DE TRANSPORTE PROPIOS | 158,2 | 316,5 | 52,8 | 263,8 | 158,2 | 105,5 | 0,2 | 1.055,0 |
| 8. TRANSPORTE DE COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES | 7.638,2 | --- | --- | --- | --- | --- | 1,2 | 7.638,2 |
| 9. SISTEMATIZACION DE DATOS | 285,9 | 114,4 | --- | 114,4 | 714,7 | 200,1 | 0,2 | 1.429,5 |
| 10. MAQUINAS COPIADORAS | 15,7 | 5,7 | --- | 25,7 | 20,1 | 75,8 | 0,0 | 143,0 |
| 11. VARIOS DE ADMINISTRACION | 2.920,8 | 949,3 | 146,0 | 4.717,1 | 3.680,2 | 2.190,7 | 2,4 | 14.604,1 |
| 12. INTERESES Y GASTOS DE LA DEUDA | 2.245,0 | 1.122,5 | 152,0 | 3.121,9 | 3.309,0 | 1.742,2 | 1,9 | 11.692,6 |
| 13. FONDOS Y RESERVA DE EXPLOTACION | 4.352,9 | 2.176,4 | 294,7 | 6.093,3 | 6.415,9 | 3.378,0 | 3,7 | 27.671,2 |
| 14. FONDO ROTATIVO | 2.105,5 | 1.052,8 | 142,6 | 2.928,0 | 3.103,4 | 1.634,0 | 1,8 | 10.966,3 |
| 15. IMPUESTOS | 5.248,4 | 7.481,3 | 3.225,4 | 2.451,9 | 668,0 | --- | 3,1 | 19.085,0 |
| SUB TOTAL DE 4 a 15 | 34.078,1 | 16.100,6 | 4.013,5 | 20.838,8 | 18.530,6 | 9.441,6 | 16,8 | 103.003,2 |
| SUB TOTAL DE 1 a 15 | 231.871,1 | 27.789,9 | 4.811,8 | 78.925,6 | 63.549,1 | 35.416,9 | 72,4 | 443.661,4 |
| 16.1. Recuperación a la Inversión | 27.966,3 | 33.339,1 | 21.490,5 | 11.963,9 | 4.629,8 | --- | 16,2 | 99.389,6 |
| 16.2. Amortizaciones | 31.705,7 | 18.383,9 | 10.434,5 | 6.902,4 | 2.364,6 | --- | 11,4 | 69.791,1 |
| 16. COSTO DE CAPITAL | 59.672,0 | 51.723,0 | 31.925,0 | 18.866,3 | 6.994,4 | --- | 27,6 | 169.180,7 |
| TOTAL GENERAL | 291.543,1 | 79.512,9 | 37.736,8 | 97.791,9 | 70.543,5 | 36.416,9 | 100,0 | 613.846,1 |
| | 47,5 % | 13,0 % | 6,2 % | 15,9 % | 11,5 % | 5,9 % | | 100 % |

La Plata, 14 de mayo de 1981

DR. JUAN CARLOS PEDRO GARCIA
SECRETARIO
DEPARTAMENTO CENTRO DE COSTEOCERR. ANTONIO ISMAEL LÓPEZ
AJED. DEPARTAMENTO CENTRO DE COSTEO



Provincia de Buenos Aires
Ministerio de Obras Públicas

DIRECCION DE LA ENERGIA

D. E. B. A.

Anexo 7

COMPARACIONES DE COSTOS UNITARIOS

(D.E.B.A. Tradicional, SE incorporados de Agua y Energía Eléctrica y D.E.B.A. Integrada)

(en \$)

| Conceptos | D.E.B.A. "tradicional" | SE Transf. de A y E.E. | D.E.B.A. "integrada" |
|--|---------------------------|---------------------------|-------------------------|
| 1. Costo potencia (\$/kW-mes) | 104.955,8 | 53.206,7 | 94.049,1 |
| | | (\$/kWh) | |
| 2. Costo promedio energía generada | 189,0 | 174,3 | 184,8 |
| 3. Costo promedio energía transmitida | 137,5 | 87,4 | 121,7 |
| 4. Costo promedio energía vendida | 109,5 | 164,5 | 126,3 |
| 5. Costo promedio energía comprada (\$/kWh vendido) | 88,0 | 94,5 | 90,0 |
| 6. Costo promedio potencia (\$/kWh vend) | 156,6 | 50,0 | 124,0 |
| 7. Costo promedio de funcionamiento (x) | 371,4 | 241,0 | 331,3 |
| 8. Costo potencia (\$/kWh gen.) | 341,4 | 121,0 | 278,8 |
| 9. Costo Compra Energía (\$/kWh comp) | 134,5 | 128,5 | 132,5 |
| 10. Costo promedio ponderado Generación + Compra | 297,6 | 188,5 | 263,5 |
| 11. Costo medio general (\$/kWh vend) | 583,0 | 474,4 | 549,6 |

(x) Costo Total Funcionamiento
kWh Vendido

DEPARTAMENTO CENTRO DE COSTEO, 30 de septiembre de 1981.-

cm.-

[Firma]
CR. JUAN CARLOS PEDRO GARCIA
ASIST. TECNICO
DEPARTAMENTO CENTRO DE COSTEO

[Firma]
COORD. ANTULIO ISMAEL LOPEZ
JEFE DEPARTAMENTO CENTRO DE COSTEO

PLANILLA TIPO 1. :

ADMINISTRACION PROVINCIAL DE ENERGIA- RIO NEGRO -

COSTOS HISTORICOS . AÑO.....(en millones de pesos).

| ITEM | | Generación. | Transmisión. | Alimentación. | Comercialización. | Administración. | % | Totales. |
|------|-------------------------------------|-------------|--------------|---------------|-------------------|-----------------|---|----------|
| 1.1 | Mano de O.Directa (normal) | | | | | | | |
| 1.2 | Mano de O.Indirecta (Normal) | | | | | | | |
| 1.3 | Mano de O.Directa (Extraordinaria) | | | | | | | |
| 1.4 | Mano de O.Indirecta(Extraordinaria) | | | | | | | |
| 1 | Mano de Obra | | | | | | | |
| 2 | Compra de energía | | | | | | | |
| 3.1 | Compra de Diesel Oil | | | | | | | |
| 3.2 | Compra de Fuel-Oil | | | | | | | |
| 3.3 | Compra de Gas Oil | | | | | | | |
| 3.4 | Compra Gas Natural | | | | | | | |
| 3 | Compra de Combustibles. | | | | | | | |
| 4 | Compra de Lubrificantes | | | | | | | |
| 5 | Transporte de Combustibles. | | | | | | | |
| 6 | Compra de productos químicos | | | | | | | |
| 7 | Mantenimiento y funcionamiento | | | | | | | |
| 8 | Medios de transporte propios | | | | | | | |
| 9 | Sistematización de datos. | | | | | | | |
| 10 | Máquinas copiadoras | | | | | | | |
| 11 | Viáticos y movilidad | | | | | | | |
| 12 | Retribución servicios privados. | | | | | | | |
| 13 | Intereses y gastos de la deuda. | | | | | | | |
| 14 | Varios de Administración. | | | | | | | |
| 15 | Impuestos | | | | | | | |
| | Sub-Total 4 a 15 | | | | | | | |
| | Sub-Total 1 a 15 | | | | | | | |
| 16.1 | Remuneración de la inversión. | | | | | | | |
| 16.2 | Amortizaciones | | | | | | | |
| 16 | Costo de Capital | | | | | | | |
| | TOTAL GENERAL | | | | | | | |
| | Porcentuales | | | | | | | |

MODELO PLANILLA 2 :

COSTEO HISTORICO

| | | 1980-en miles de millones de \$ | | |
|--|-----|---------------------------------|----------------------|-----------------------|
| | | FIJOS | VARIABLES | TOTALES |
| 1. Costo generación | | | | |
| 1.1 Costo de la potencia | | | | |
| 1) Mano de obra | | xxx | xxxx | xxxx |
| 2) Compra de energía | | | | |
| 3) Compra de combustibles | | | | |
| 4) Compra de lubricantes | | | | |
| 5) Transp.comb.y lubricantes | | | | |
| 6) Compra de prod.químicos | | | | |
| 7) Mantenimiento y funcionamiento | xxx | xxxx | xxxx | xxxx |
| 8) Medios de transporte propios | | | xxxx | xxxx |
| 9) Sistematización de datos | | | xxxx | xxxx |
| 10) Máquinas copiadoras | | | xxxx | xxxx |
| 11) Viáticos y movilidad | | | xxxx | xxxx |
| 12) Retribución de servicios privados | | | xxxx | xxxx |
| 13) Interes y gastos de la deuda | xxx | | | |
| 14) Varios de administración | | | xxxx | xxxx |
| 15) Impuestos | | | xxxx | xxxx |
| SUB-TOTAL 1 a 15 | | --- | ---- | ---- |
| 16/1 Remuneración a la inversión | xxx | | | xxxx |
| 16/2 Amortizaciones | xxx | | | xxxx |
| 16=16/1 + 16/2 = COSTO DE CAPITAL | | --- | ---- | ---- |
| 17) Prorrata de administración | | --- | ---- | ---- |
| TOTAL 1 a 16 | | 115,8x10 ⁹ | 20,3x10 ⁹ | 136,1x10 ⁹ |
| 18) Cálculo mensual= Total <u>1 a 16</u> 12 meses | | 9,6x10 ⁹ | 1,6x10 ⁹ | 11,3x10 ⁹ |

FIJOS VARIABLES TOTALES

19) Potencia instalada: 291.600KW
 19/1 Energía generada : 1.146.356.500 KWh

Costo unitario de la = $\frac{18/ \text{ en } \$}{19/\text{en KW}}$
 Potencia

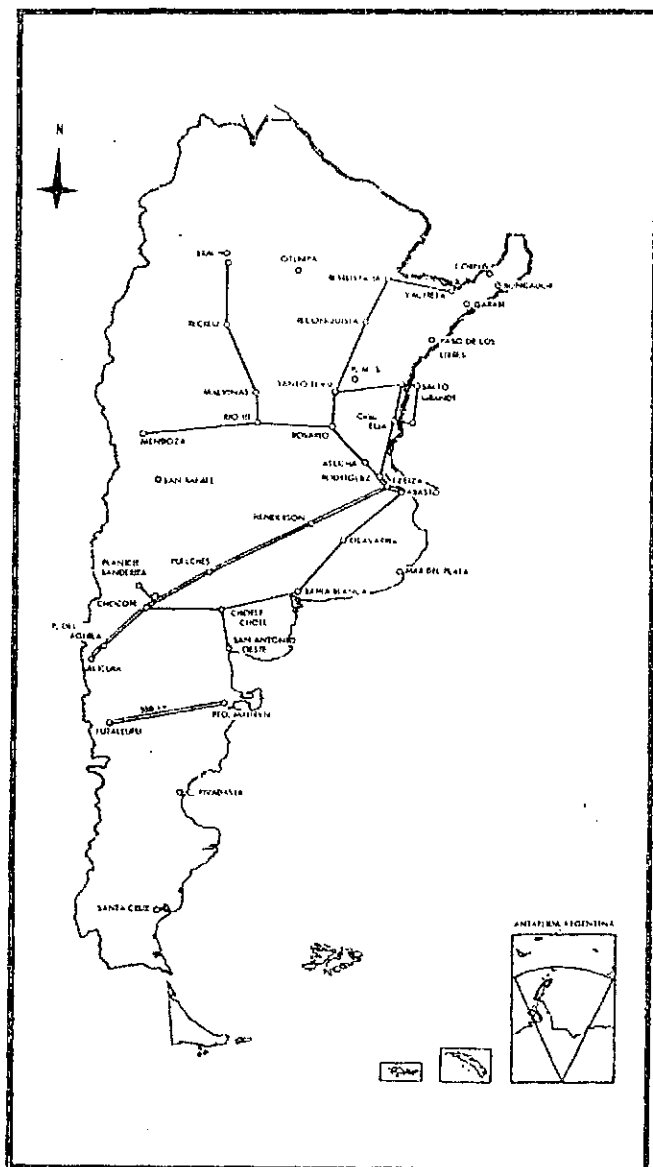
20) Costo del KWh generado = $\frac{1 \text{ a } 16 \text{ en } \$}{19/1 \text{ en KWh.}}$ 101,0 17,7 118,7

| 1.2 Costo de la energía generada | En miles de millones de \$ |
|----------------------------------|----------------------------|
| 1.1.3 Combustibles | x x x x |
| 1.1.4 Lubricante | x x x x |
| 1.1.5 Productos químicos | x x x x |
| 1.1.6 Transp.de Comb.y Lubric. | x x x x |
| 1.1.7 Total 1.1.3 a 1.1.6 | - - - - |

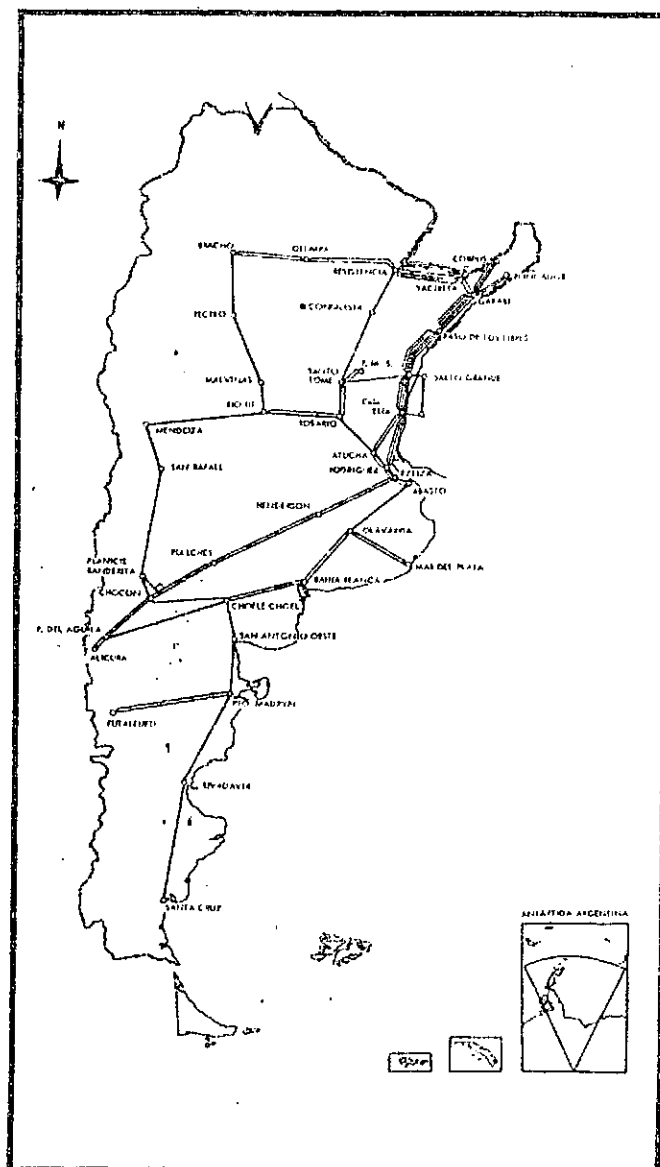
1.2.1.1.8. Costo promedio = $\frac{1.1.3 \text{ a } 1.1.6 \text{ en } \$}{19/1 \text{ Energía gener.}}$ = 64,9 \$/KWh.

1.3 Costo total de generación = 1.1.20 + 1.2.1.1.8(\$/KWh)= 118,7 + 64,9 =
 = 183,6 \$/KWh.

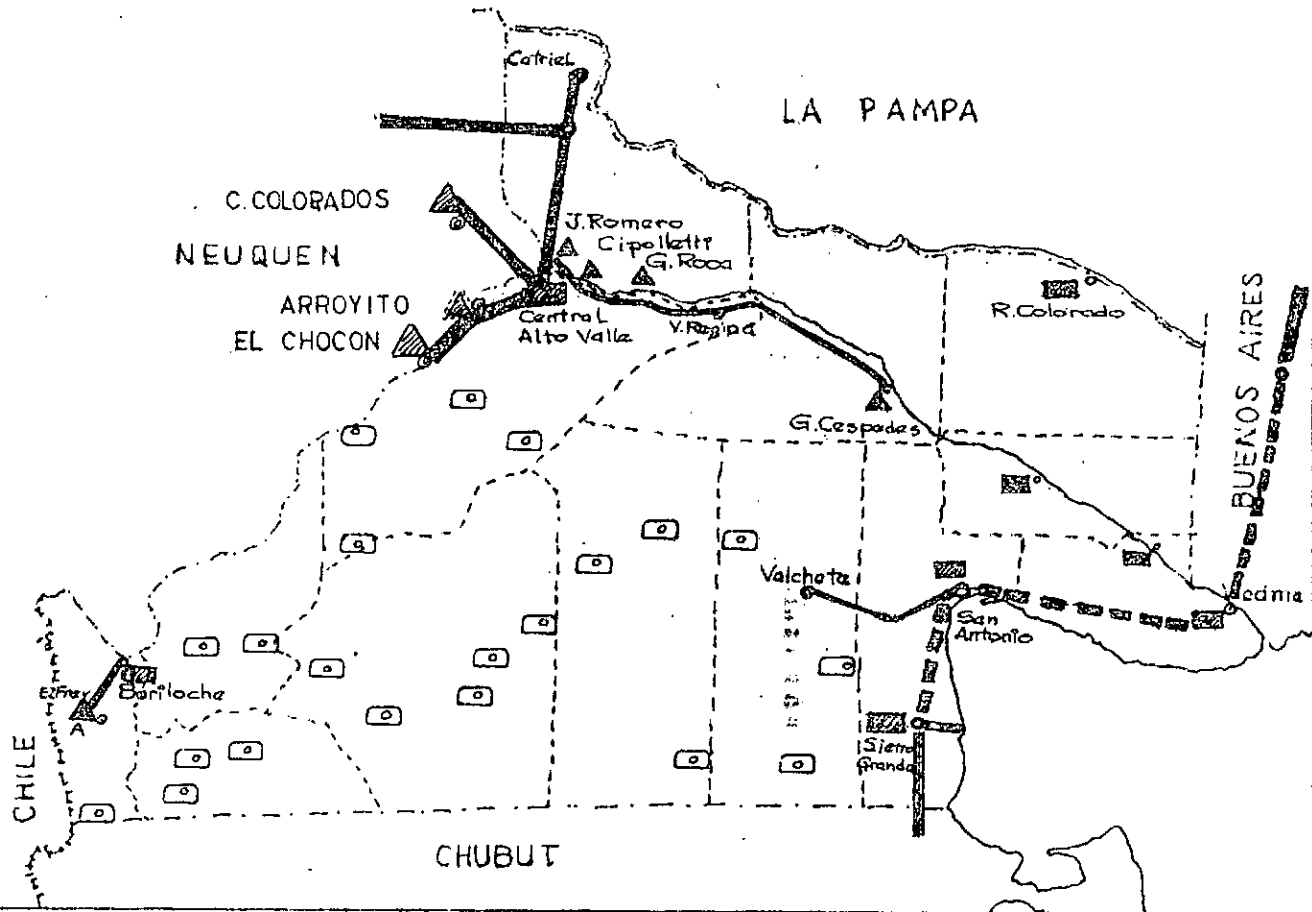
PLAN NACIONAL DE ENERGIA



Mapa 1. Sistema de transmisión de 500 kV.
Año 1985



Mapa 2. Sistema de transmisión de 500 kV.
Año 1995

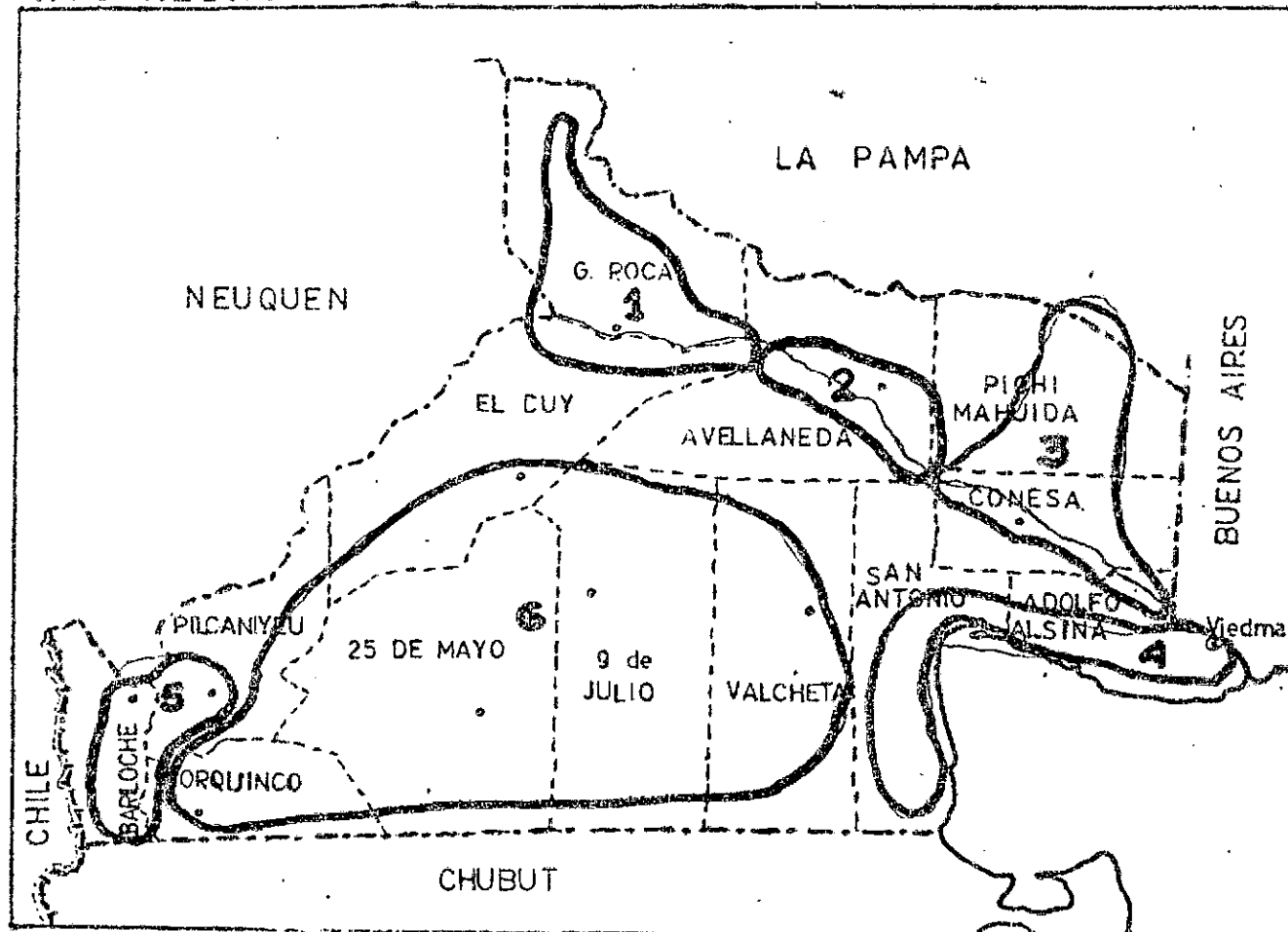


RIO NEGRO - SISTEMA ELECTRICO PROVINCIAL -

MAPA 3

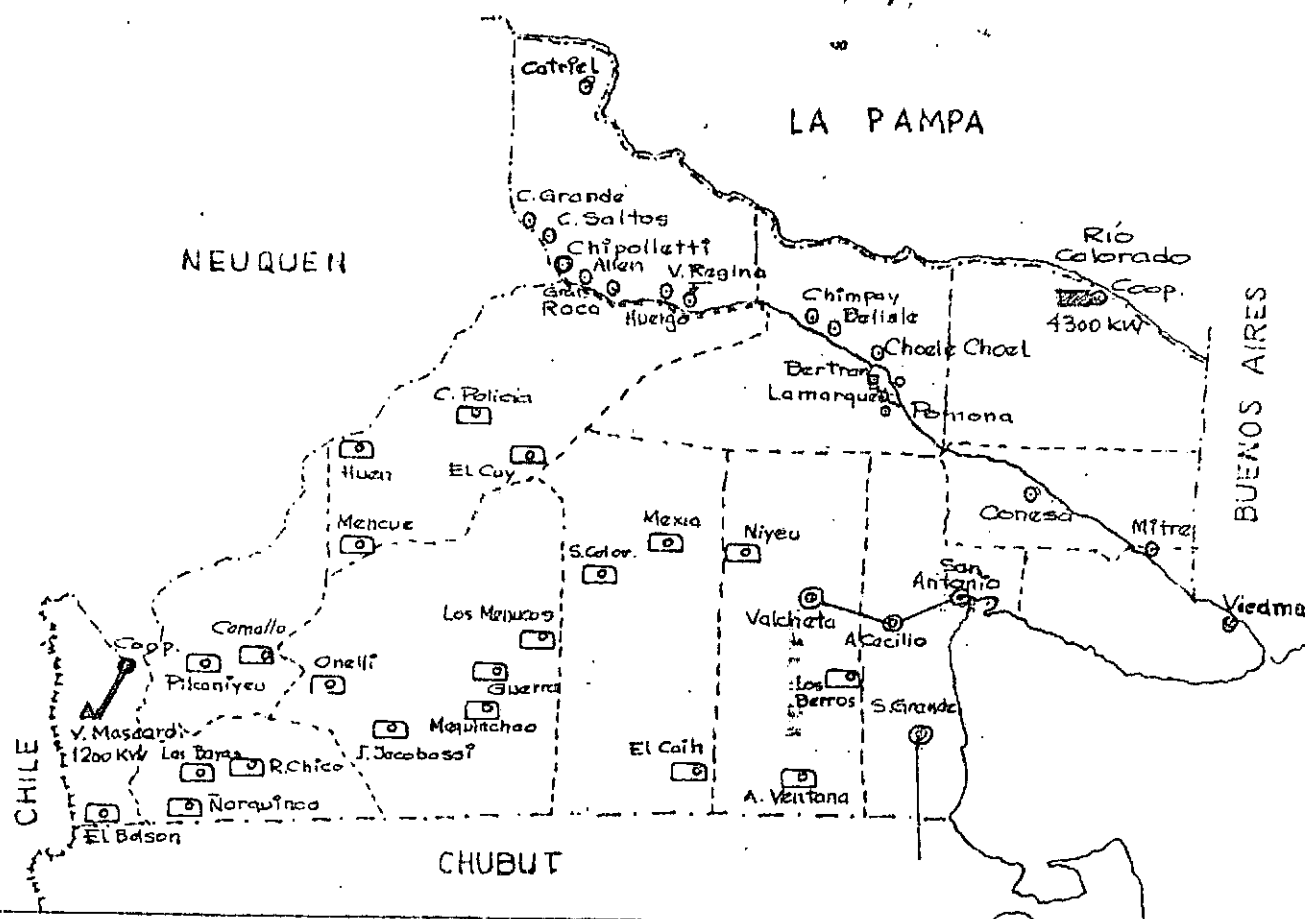
- ▲ - Centrales hidro - HIDRONOR $\Sigma = 1.650.000$ KW - Interconectadas S.I.N.
- ▲ - Centrales hidro - Ay E.E. $\Sigma = 19.170$ KW - Interconectadas Sist. Alto Valle y S.I.N.
- - Central Térmica Cooperativa = 14.300 KW -
- ▲ - Central hidro Aislada = 1.200 KW - Conectada 13,2 KV a Bariloche.
- - Central Térmica Interconect. o programada c/interconectación.
- - Centrales Térmicas Aisladas
- — — - L.A.T. 132 KV - Existente
- — — - L.A.T. 66 KV - Existente
- — — - L.M.T. 33 KV - Existente
- - - - - Líneas en Ejecución

RIO NEGRO



SUB REGIONES ELECTRICAS

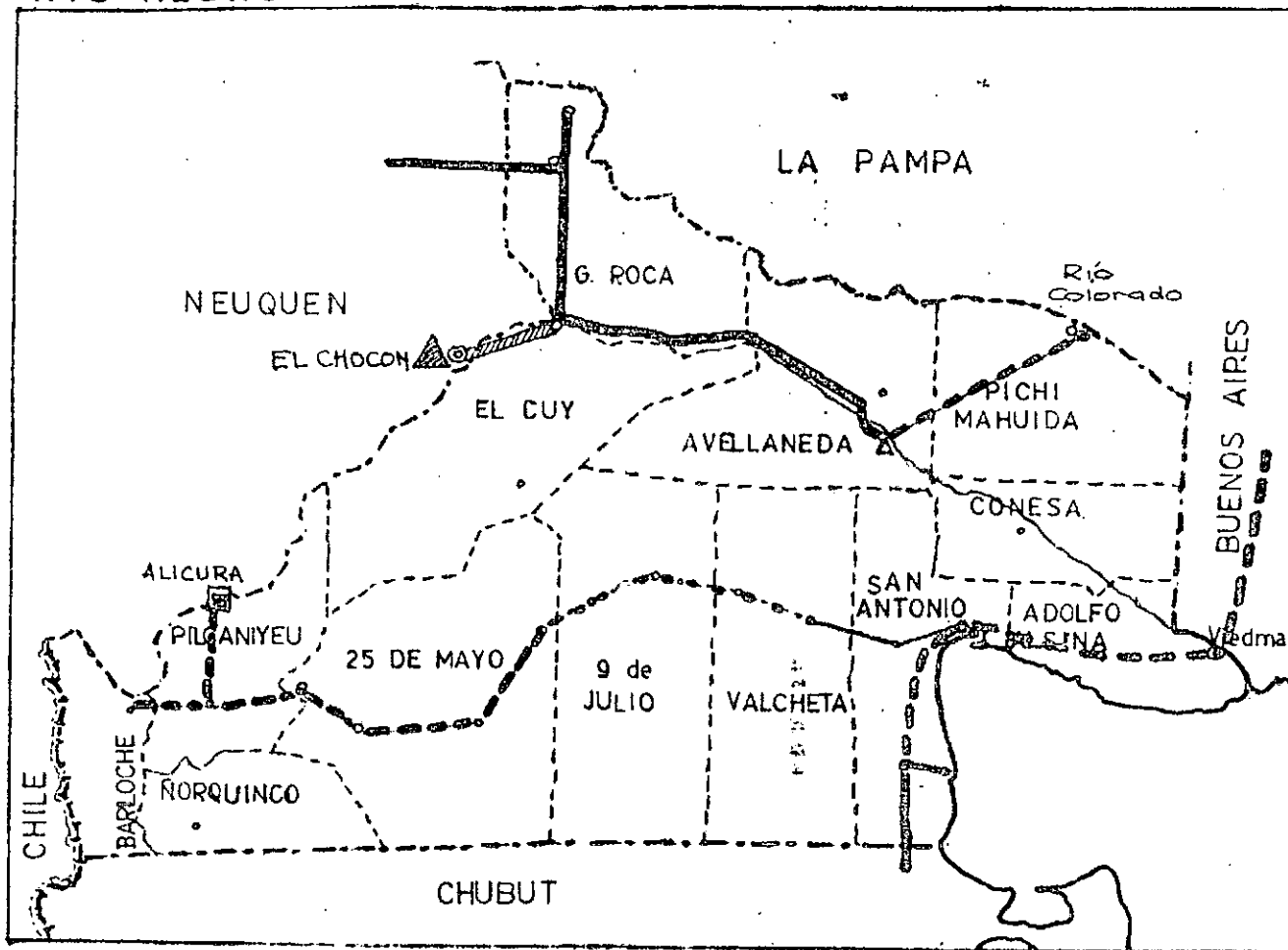
MAPA 4



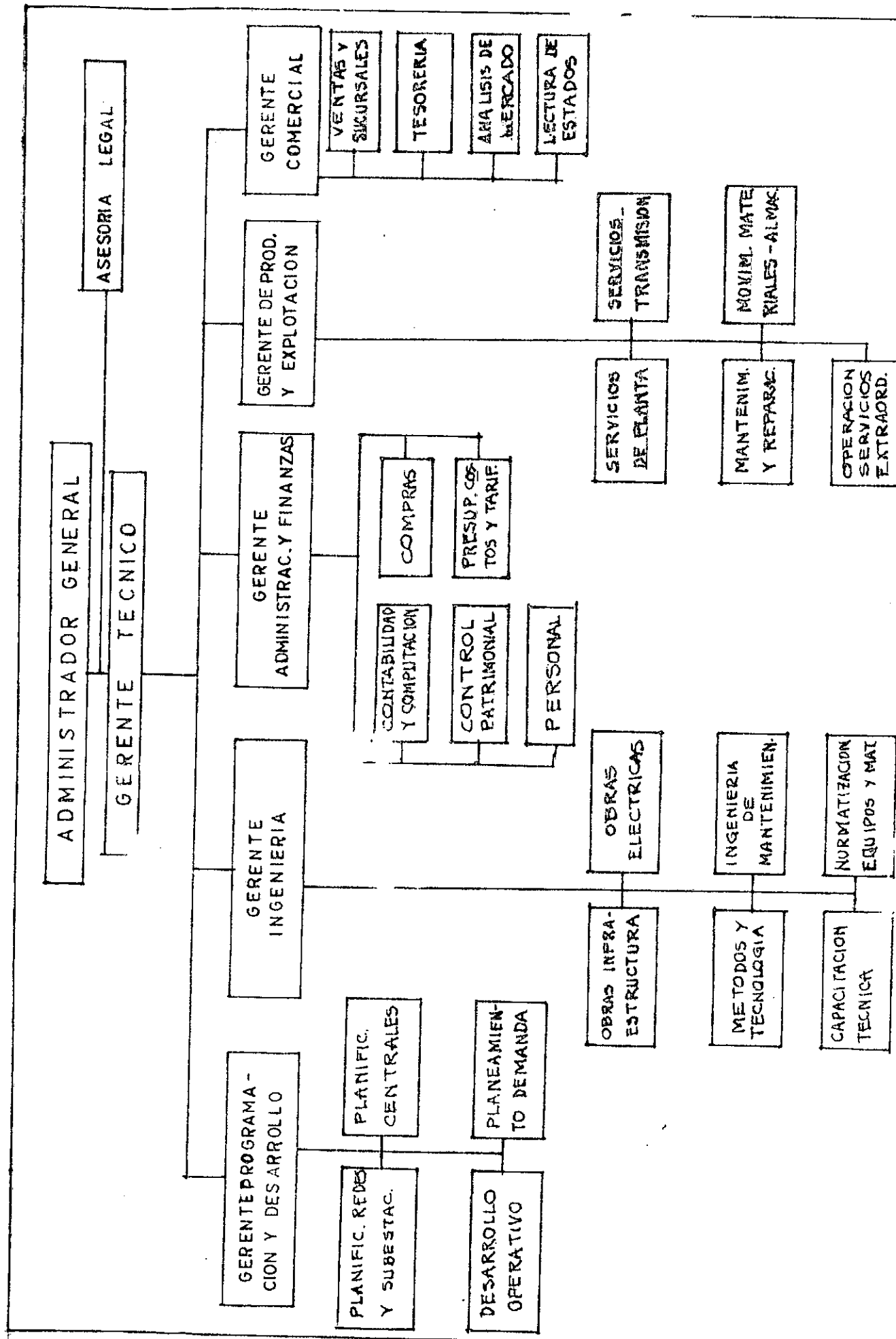
RIO NEGRO - SISTEMA ELECTRICO PROVINCIAL TRANSFERIDO MAPA 5

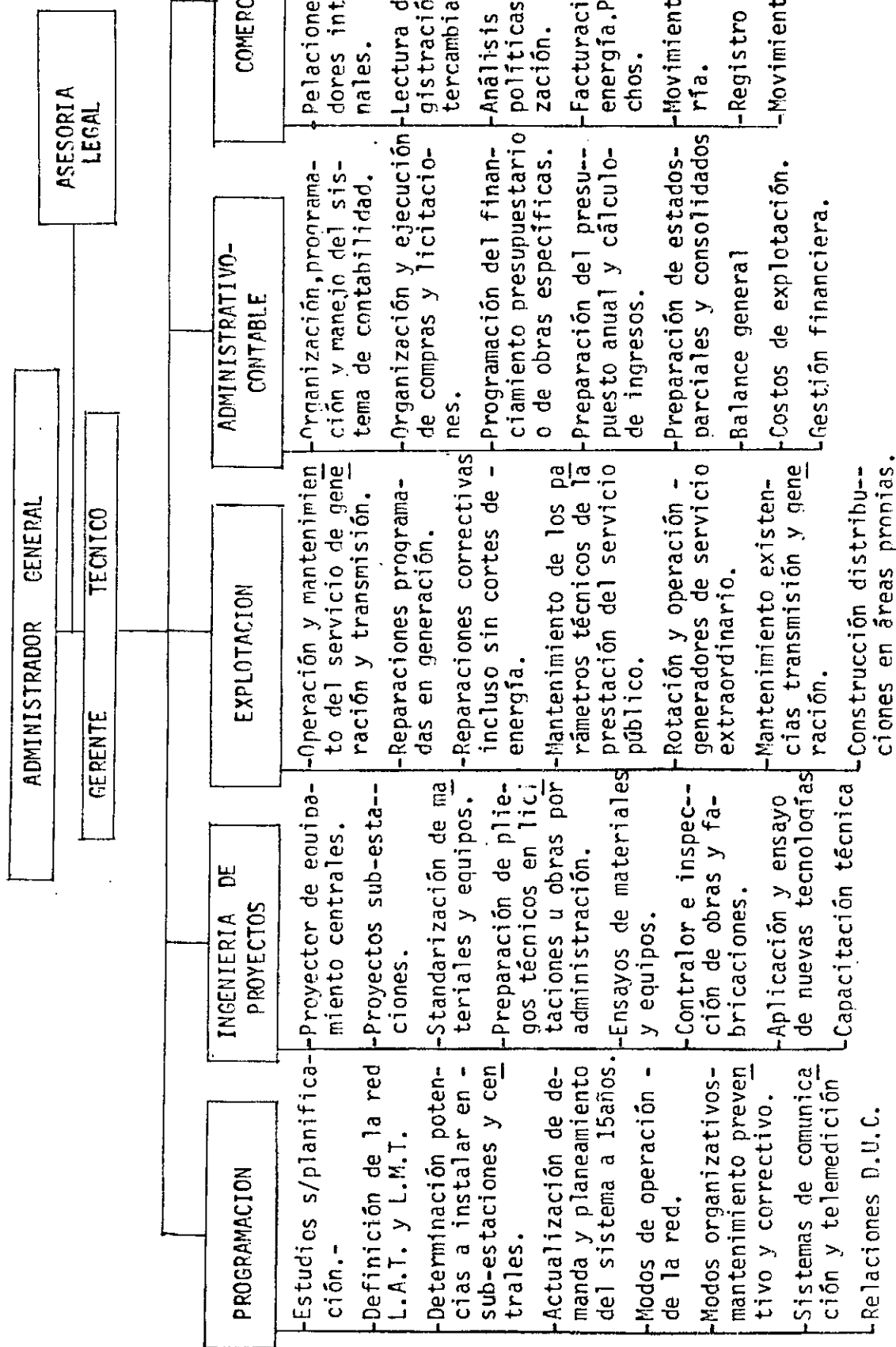
- ▨ - Generación A.P.E. (Térmica)
- ▲ - Generación A.P.E. (Hidro)
- ⊙ - Distribución A.P.E.
- ◻ - Generación y Distribución A.P.E.
- - Distribución Cooperativas

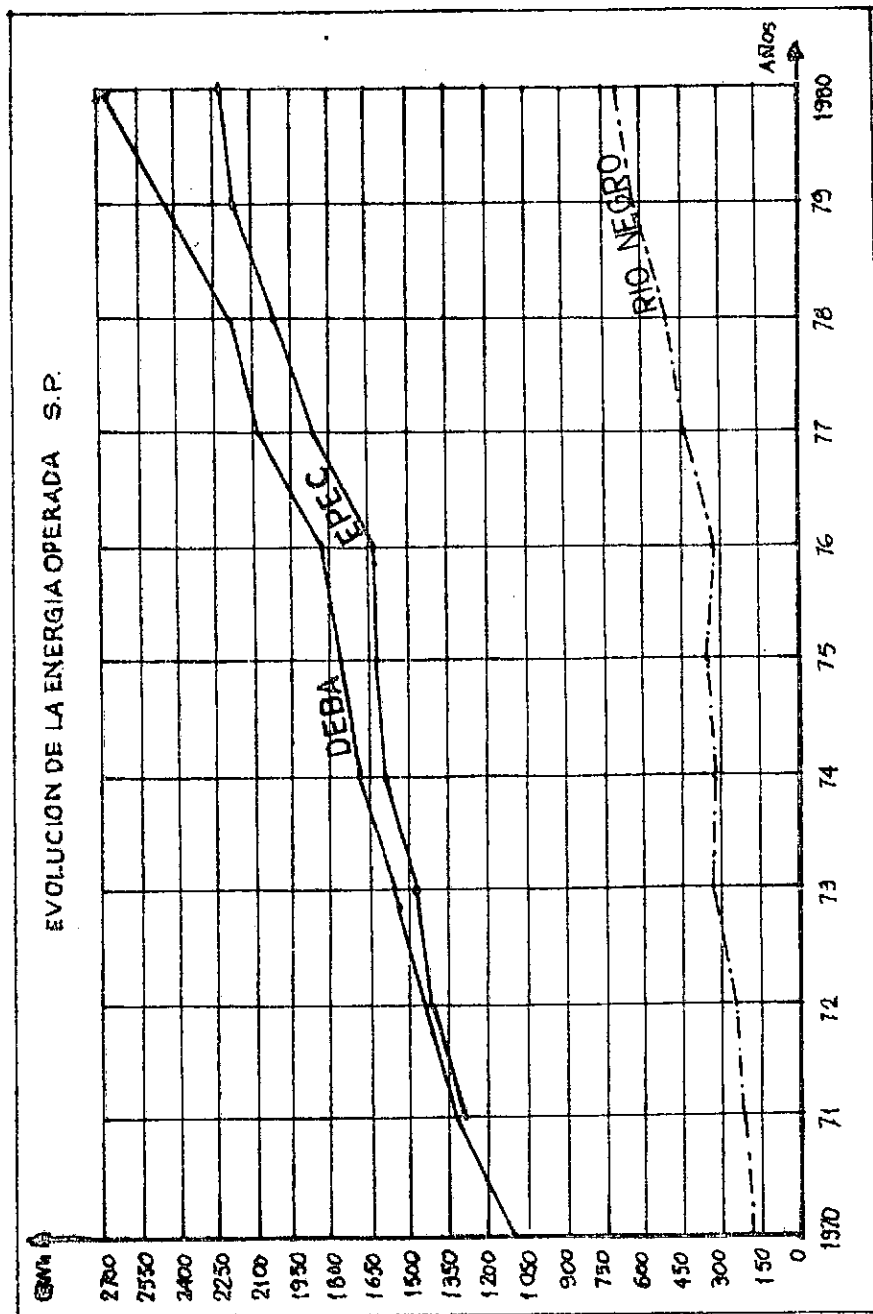
RIO NEGRO



PROYECTO SISTEMA INTERCONECTADO - A.P.E. - Mapa 6







FUENTE: Anuarios 1980 - DEBA - EPEC - S.E.E

República Argentina
Provincia de Río Negro
Departamento Provincial de Aguas

PROVINCIA DE RIO NEGRO

"ESTUDIO DE COSTOS Y TARIFAS"

(del nuevo Organismo Provincial de Energía)

Realizado por:

Ing° Alberto A. CHALDE
Ing° Norberto O. STORTI

VIEDMA, Diciembre 1980.

República Argentina
Provincia de Río Negro
Departamento Provincial de Aguas

El presente "Estudio de Costos y Tarifas" fué realizado, por los Ingenieros Norberto O. Storti y Alberto A. Chalde, como parte de la tarea referida a la transferencia de los servicios eléctricos por parte de la Empresa Agua y Energía Eléctrica a la Provincia de Río Negro.

La realización del mismo, se originó en una invitación de la Secretaría de Estado de Energía de la Nación a todas las Provincias, actuando dicha Secretaría, como coordinadora entre los distintos estados provinciales.

Estas tareas de estudios, con la orientación y asesoramiento por parte de la S.E.E. continuarán en forma permanente en el futuro, a los efectos de brindar y transmitir a las provincias la experiencia y las pautas orientadoras de otros organismos o empresas públicas de servicios eléctricos.

VIEDMA, 18 Diciembre 1980.

INDICE

- 1 - Introducción
- 2 - Descripción del sistema eléctrico Provincial
 - 2.1. Sistema Interconectado
 - 2.2. Sistemas Aislados
 - 2.3. Balances de energía
- 3 - Costos y Tarifas
 - 3.1. Estructura de costos operativos
 - 3.1.1. Personal
 - 3.1.2. Combustibles y lubricantes
 - 3.1.3. Compras de energía
 - 3.1.4. Materiales y gastos varios
 - 3.1.5. Impuestos y tasas
 - 3.2. Amortizaciones
 - 3.3. Beneficio o costo de capital
 - 3.4. Costos por etapas del proceso
 - 3.4.1. Generación
 - 3.4.2. Transmisión y subtransmisión
 - 3.4.3. Distribución y comercialización
 - 3.4.4. Estructura general
- 4 - Cuadros de ganancias y pérdidas
- 5 - Situación financiera
- 6 - Conclusiones

PROVINCIA DE RIO NEGRO
"ESTUDIO DE COSTOS Y TARIFAS"

(del nuevo Organismo Provincial de Energía)

1. Introducción

El presente trabajo tiene por objeto analizar la situación del nuevo organismo o empresa provincial a constituirse; - conforme a las disposiciones vigentes que establecen la provincialización de los servicios eléctricos; y conocer la situación de sus costos.

El trabajo se realizó, con la base de la información disponible, acerca de las instalaciones que se preve operar efectivamente a partir de la transferencia de servicios.

- 1 El propósito del mismo es el de orientar al futuro organismo provincial en el conocimiento de sus niveles y estructura de costos, utilizando una metodología uniforme que asegure la suficiente coherencia de los resultados a obtener.
- 1.1 La metodología del presente estudio fue preparado por la -
x - Secretaría de Estado de Energía, tomando en consideración antecedentes nacionales y extranjeros con el criterio de - permitir en el futuro la comparación de los resultados de la gestión de las empresas eléctricas.
- 1.2 El organismo provincial será el responsable de la determinación de sus estructuras de costos, analizando su situación patrimonial y financiera inicial y proyectada en el futuro, lo que permitirá la correcta asignación de los costos

República Argentina
Provincia de Río Negro
Departamento Provincial de Aguas

a las diversas etapas del servicio eléctrico.

Ello posibilitará la formulación de tarifas racionales, y su comparación en cada etapa con otras empresas eléctricas, facilitará eventualmente determinar si corresponde adoptar medidas de ajuste o correctivas, en función de los resultados y el análisis tendientes a una reducción de costos y a la prestación de un servicio cada vez mas económico y eficiente.

- 2- La función del trabajo es fundamentalmente económica y no contable, a los efectos de conocer la situación de los costos de las distintas etapas; y del mercado eléctrico provincial.

En resumen, mediante la realización del presente "Estudio de Costos y Tarifas" se lograrán dos objetivos fundamentales:

- 3-a) Conocer la situación de los costos, elemento fundamental para tomar decisiones en materia de inversiones y políticas tarifarias.
- b) Unificar el criterio para el tratamiento de los gastos y su cargo a las tarifas.
- 3.1 La información referida a los servicios a transferir fue suministrada por las Divisionales Alto Valle y Viedma, pertenecientes a la Regional Comahue de la Empresa A y B.S.
- El resto de la información se obtuvo de la Dirección de Energía de la Provincia y de relevamientos propios.
- 3.2 Todos los valores se computaron al nivel de precios del mes de Junio de 1980.

2. Descripción del Sistema Eléctrico Provincial

2.1. Sistema Interconectado

El esquema eléctrico de la Provincia de Río Negro esta formado por un lado, por lo que constituye un Sistema Eléctrico Regional y se encuentra interconectado al Sistema Nacional.

Desde las centrales hidroeléctricas El Chocón y Cerros Colorados parten líneas en 132 KV que llegan hasta la Central Alto Valle, desde donde continúan líneas en 132 KV hasta Catriel en la zona norte de la Provincia y hasta General Roca en el centro del Alto Valle.

4. El Sistema Regional, en la parte rionegrina se complementa principalmente con cuatro (4) pequeñas centrales hidroeléctricas (J. Romero, Cipolletti, G. Roca y G. Céspedes) y una ^{línea} de 66 KV que une dichas centrales desde J. Romero (C. Salto) hasta G. Céspedes (Pomona).

El Sistema Regional se completa con líneas en 132 KV sobre la Provincia del Neuquén y otras líneas de menor significación.

5. Todo este Sistema Regional, según la información disponible hasta el momento, será operado por la Empresa A y E, quien comprará energía a HIDRONOR y a través de este sistema la suministrará al nuevo organismo provincial en varios puntos del mismo.

Con este Sistema son abastecidas todas las ciudades del Alto Valle, del Valle Medio y de la zona petro-

6. ra (Catriel) que en conjunto demandan el 80,5 de la Energía consumida en la Provincia.

2.2. Sistemas Aislados

Por otro lado en el resto de la Provincia, el suministro de energía (20%), se realiza a través de 28 pequeñas centrales térmicas aisladas y 1 pequeña central hidráulica en V. Mascaradi, que serán operadas por el organismo provincial, con excepción de la central térmica de Viedma, que continúa siendo operada por A y EE., quien venderá energía a la Provincia en esa localidad y en Sierra Grande.

A su vez en la Provincia existen dos Cooperativas, una en Bariloche quien posee generación térmica propia, además de comprar energía a la central hidráulica de V. Mascaradi, y realiza la distribución de la energía. La otra Cooperativa funciona como distribuidora de energía en la localidad de Río Colorado y la generación se realiza a través de una central térmica aislada que operará la Provincia.

2.3. Balances de energía

Los cuadros siguientes expresan los balances de energía para cada uno de los sistemas y para la totalidad de la Provincia. Permite determinar las pérdidas en el sistema de transmisión y distribución en el caso de los sistemas aislados; así como la determinación de la energía a comprar en el sistema Interconectado.

En este último caso debieron estimarse las pérdidas,

República Argentina
Provincia de Río Negro
Departamento Provincial de Aguas

en función de los antecedentes disponibles, puesto -
que la Empresa Agua y Energía Eléctrica continuará o
perando algunas etapas del mismo, no resultando posible
por consiguiente, calcular las pérdidas como diferencia
entre la energía entregada en el punto de -
generación y la energía vendida a los usuarios.

CUADRO N° 1

BALANCE DE ENERGIA (en MWh)

SISTEMA INTERCONECTADO

| | | |
|-----|---|-----------|
| 1 - | Generación Neta | - |
| 2 - | Ventas de Energía | 223.688,0 |
| 3 - | Pérdidas en La Red (se adopta el (en el sistema de distribución) <u>12 %</u>) | 30.502,9 |
| 4 - | Compras de Energía | 254.190,9 |

CUADRO Nº 2

BALANCE DE ENERGIA . (En MWh)

SISTEMAS AISLADOS

| | | |
|---|----------|----------|
| 1 - <u>GENERACION NETA</u> | | 36.851,7 |
| - Térmica | 29.788,6 | |
| - Hidráulica | 7.063,1 | |
| 2 - <u>COMPRAS DE ENERGIA</u> | | 30.845,7 |
| - Sierra Grande | 8.332,1 | |
| - Viedma | 22.513,6 | |
| 3 - <u>TOTAL ENERGIA GENERADA</u> <u>Y COMP-RADA</u> | | 67.697,4 |
| 4 - <u>VENTAS DE ENERGIA</u> | | 58.653,9 |
| 4.1 VENTAS A USUARIOS | 45.765,9 | |
| 4.2 VENTAS A OTRAS EMPRESAS | 12.888,0 | |
| - Coop. Río Colorado | 7.834,0 | |
| - Coop. Bariloche | 5.054,0 | |

CALCULO DE LAS PERDIDAS DEL SISTEMA

- 1) Total generación neta + compras - (Gen. Río Colorado + 92,5% Gen. E. Frey) =
= 67.697,4 - (8.519,1 + 6.533,3) = 52.645,0 MWh.
- 2) Ventas a Usuarios = 45.765,9 "
- 3) Pérdidas en La Red (1-2) = 6.879,1 (13,1 %)
- 4) Pérdidas Transm. a Bariloche =
= Generac. E. Frey a Bariloche (92,5%) - Ventas a Bariloche =
= 6.533,3 - 5.054 = 1.479,3 MWh. = 22 %
- 5) Pérdidas Totales (3+4) = 8.358,4 "

CUADRO N° 3

BALANCE DE ENERGIA

TOTAL PROVINCIA DE RIO NEGRO (MWh.) Transferidos

1 - GENERACION NETA (excluye el
consumo propio de la empre-
sa)

36.851,7

2 - COMPRAS DE ENERGIA

- Sistema interconectado

A. Valle

254.190,9

- Viedma

22.513,6

- Sierra Grande

8.332,1

TOTAL

285.036,6

3 - TOTAL (1+2) Energía Operada

321.888,3

4 - VENTAS DE ENERGIA

- Ventas a Usuarios

269.453,9

- A Distribuidores

12.888,0 (10)

TOTAL

282.341,9

5 - PERDIDAS

- Sistema Int. A. Valle

30.502,9

- Sistemas aislados

6.879,6

- Trasm. a Bariloche

1.479,3 (10)

TOTAL

38.861,3

6 - VENTAS + PERDIDAS (4 + 5)

321.203,2

3. Costos y Tarifas

En los cuadros siguientes (Nos. 4 al 8) se presenta la estructura de costos calculada para los futuros servicios provinciales, así como los niveles tarifarios a los cuales se debería llegar para cubrir los costos de explotación y para eventualmente ^{obtener} un beneficio que permita contar con una razonable autogeneración de fondos a destinarse a la expansión del Sistema Eléctrico Provincial.

3.1. Estructura de los costos operativos

Se contó con los valores de costos por etapa del proceso, suministrados por Agua y Energía Eléctrica para cada una de las Divisionales de dicha empresa con jurisdicción en el territorio provincial.

Sobre la base de estos valores, se determinó la estructura de costos corregida en función de cálculos propios realizados para los principales ítems, ¹² personal y combustibles, sobre los cuales se obtuvo información adicional que permitía obtener valores más ajustados al período que se utiliza como referencia, el mes de junio de 1980.

3.1.1. Personal

a) Planta de personal:

En base al proyecto de ley de creación de la nueva Dirección Provincial de Energía, como organismo autárquico de la Provincia de Río Negro, se calculó la incidencia del rubro personal en cada etapa. La nueva Empresa Provincial de Energía estará cons

República Argentina
Provincia de Río Negro
Departamento Provincial de Estudios

tituida por la transferencia del personal del sector eléctrico de A y E. (581 cargos),¹² más la actual Dirección de Energía de la Provincia (30 cargos), al que se le adicionaron 39 cargos de personal directivo, profesional y técnico (que no son transferidos por A. y E.), necesarios para completar la estructura mínima de la planta de personal del nuevo organismo.

En resumen el cálculo del rubro personal se realizó sobre la base de 650 cargos en total, distribuidos por etapas (generación, distribución, comercialización y estructura general) y por el carácter del sistema (sistema interconectado y sistemas aislados).

Planta de Personal: N° de Cargos

| ETAPA | Sist.Interconect. | Sist.Aislados | TOTAL |
|--------------|-------------------|----------------|-------|
| Generación | - | 127 | 127 |
| Distribución | 189 | 67 | 256 |
| Comercializ. | 75 | 27 | 102 |
| Est. General | 106 | 59 | 165 |
| TOTAL | 370 | 280 | 650 |

b) Erogaciones

En base al total de las remuneraciones pagadas por la empresa A y E en el mes de diciembre de 1979, se corrigieron los montos con el índice de aumentos propios de la empresa, por lo que adicionándose los aumentos (19%) de enero/80 y el 4% mensual acumulativo

durante 1980, se calcularon las remuneraciones del mes de junio de 1980, incluidos aportes, cargas sociales y aguinaldo, prorrateados mensualmente (sin computarse la incidencia de las medidas anunciadas por el M. de Economía en julio 1980). ¹⁴

En función del N° de cargos por categoría escalafonaria y los montos pagados por categoría se obtuvieron los siguientes montos:

| | |
|---------------------------------|-----------------------------|
| Erogaciones mensuales | 2.427.584 Miles \$/mes |
| Erogaciones anuales | 29.131.008 Miles \$/año |
| Promedio anual p/persona | 44.817 Miles \$/persona-año |
| Promedio mensual p/persona | 3.735 Miles \$/persona-mes |

Con estos valores se calculó la incidencia en cada etapa del rubro personal.

3.1.2. Combustibles

El procedimiento consistió en calcular los consumos de combustibles y lubricantes para cada una de las centrales en funcionamiento, contándose con datos reales hasta el mes de setiembre y estimándose los consumos de los tres últimos meses del año en función de los datos del período 1977/79. A dichos consumos se aplicaron los precios vigentes al mes de junio, obteniéndose de este modo las erogaciones totales.

Con respecto a los fletes pagados, se obtuvieron los precios de referencia suministrados por Y.P.F. a A. y E.E. para cada una de las localidades.

Estos valores fueron chequeados con algunas licitaciones

nes de transporte de combustibles realizadas por A y E E. durante el año, verificándose márgenes de error despreciables en promedio.

COMBUSTIBLES (Diesel Oil)

| | |
|-----------------------------|--------------------------|
| Consumo total | <u>10.894.463 litros</u> |
| Costo comb. en origen | 3.042.235 miles de \$ |
| Fletes | 555.035 miles de \$ |
| <u>Total</u> | 3.597.270 miles de \$ |
| | |
| Precio promedio | 330,2 \$/litro |
| Consumo específico | 0,366 lts/Kwh |
| Costo de combustible | 120,8 \$/Kwh |

3.1.3. Compras de energía

De acuerdo a las características de los sistemas a operar por la Provincia, y a las condiciones en que se realiza la transferencia de los servicios de Agua y Energía Eléctrica, el suministro de energía de esta última empresa a la Provincia se realizará en tres condiciones distintas en los siguientes puntos:

- a) Viedma: desde la Central de esta localidad, la cual suministrará también energía a DEBA en Carmen de Patagones.

De acuerdo a la distribución histórica del consumo en ambas localidades, se estimó la compra a realizar en Viedma, incluyéndose las pérdidas del sistema de distribución.

- b) Sierra Grande: la energía a comprar proviene de Ama

ghino-Pto. Madryn y se destina a abastecer el sistema de distribución de la localidad de Sierra Grande.

- c) Alto Valle: energía recibida desde el sistema Interco-nectado Regional, que abastece a las zonas del Alto - Valle, Valle Medio y Catriel. *La energía es recibida por el transformador*

En el cuadro siguiente se detallan los valores de Potencia y Energía y el precio de compra calculado, de acuerdo a la aplicación de la Tarifa N° 7 de A y E.E., correspondiente al mes de junio.

COMPRAS DE ENERGIA

| Localización | Potencia (MW) | Energía anual (MWh) | Precio (\$/Kwh) | Erogación Total (miles de \$) |
|---------------|------------------|------------------------|--------------------|----------------------------------|
| VIEDMA | 7,0 | 22.513,6 | 70,50 | 1.587.209 |
| SIERRA GRANDE | 2,2 | 8.332,1 | 63,84 | 531.921 |
| x- ALTO VALLE | 50,0 | 254.190,9 | 54,27 | 13.794.940 |
| PROMEDIO / Σ | 59,2 | 285.036,6 | 55,83 | 15.914.070 |

3.1.4. Materiales y gastos varios

De acuerdo al procedimiento descripto con respecto a la estructura de costos, los valores suministrados por A y EE, fueron variados en correspondencia con los resultados obtenidos en el cálculo de los ítems personal y combustibles, manteniendo la participación de cada ítem en el total, o sea la estructura. En general los valores absolutos se desplazaron hacia arriba, pudiendo hallarse la justificación de los resultados en el

gunas consideraciones tales como:

- a) Los datos suministrados por A y EE corresponden a valores presupuestados para 1980, siendo razonable suponer que fueron superados por los incrementos reales del período 1979/80, tal como sucede con los rubros personal y combustibles.
- b) La subvaluación de los materiales de almacenes utilizada en el proceso por A y EE, con respecto a sus valores de reposición.

3.1.5. Impuestos y tasas

En los cuadros resúmenes, el valor correspondiente a este ítem, incluye solamente la contribución del 6% sobre las ventas de energía, a los Municipios.

- 15 No se consideró en los cálculos ningún tipo de impuestos nacionales ni provinciales, debido a la no aprobación hasta el momento, del tipo de organismo que llevará adelante la explotación de los servicios y por no disponerse de la información correspondiente a A. y E.E.

El prorrateo por etapas del monto total de la contribución a pagar a los Municipios se realizó proporcionalmente a la totalidad de los costos operativos, incluidas las amortizaciones.

3.2. Amortizaciones:

Valor de Reposición:

A los efectos de determinar las amortizaciones del ejer

República Argentina
Provincia de Río Negro
Departamento Provincial de Aguas

cicio se procedió a efectuar una valuación de los bienes de uso afectados al servicio, de acuerdo al criterio del valor de reposición. Para la realización de esta fue necesario contar con los relevamientos completos de las instalaciones a transferir por A. y E.E. a la Provincia, así como de aquellas instalaciones provinciales que de acuerdo a los convenios del año 1973, A y E.E. opera de acuerdo al régimen de tenencia y uso. (1)

La información disponible fue la preparada por A y EE para la confección de los anexos al convenio de transferencia de los servicios. Se dispuso así del relevamiento del sistema de distribución y subtransmisión, de las instalaciones de generación y de los edificios, terrenos y automotores afectados al servicio.

Esta información permitió valorar aproximadamente un 90% de los activos totales. El resto corresponde a los bienes de la actual Dirección de Energía Provincial y al rubro varios del activo. Este último se estimó de acuerdo a la participación que le corresponde en los activos revaluados al 31.12.79, según la información entregada por A y EE.

-Los precios unitarios utilizados para la valuación, fueron obtenidos en relevamientos realizados en la Dirección de Energía de la Provincia y en la Empresa Agua y Energía Eléctrica, recurriéndose a listados de precios de proveedores y a valuaciones aproximadas, en cada localidad, en los rubros vehículos, y edificios y terrenos.

nos, respectivamente. (ver anexo 1)

Amortizaciones: Para el cálculo de las amortizaciones - se utilizó la tabla de depreciación suministrada en las reuniones realizadas en la Secretaría de Energía, originada en la Empresa Agua y Energía. 17

Valor Actual: Para la determinación del valor actual de los bienes, se contó por una parte, con la antigüedad aproximada, (discriminada por períodos de cinco años en el caso de los sistemas de distribución) de cada uno de los bienes de uso afectados al servicio. Por otra parte, conjuntamente con personal de A. y E.E., se realizó una evaluación del estado actual de las instalaciones a los efectos de realizar las correcciones correspondientes. Esta ponderación adquirió particular importancia en el caso de las instalaciones de generación.

En el Cuadro N° 9 se observa la composición del Activo Fijo de acuerdo a los resultados obtenidos, discriminado por etapa del proceso productivo y para cada uno de los sistemas definidos.

3.3. Beneficio o Costo de Capital

Se adoptó tentativamente como beneficio a obtener por la empresa, un 8% del total del Activo Fijo, calculado tal como se describió anteriormente incrementado en un 5% en concepto de capital circulante. Los valores del activo - total, se presentan en el Cuadro N° 10.

3.4. Costos por etapas del proceso

En los cuadros resúmenes N°s 4 al 8, se presentan los cos

tos para cada una de las etapas y su incidencia en el - costo total, expresados en \$/Kwh.

3.4.1. Generación

El costo real de la etapa de generación como consecuencia de cargar totalmente el ítem compras de energía a esta etapa, aparece disminuido por la incidencia del - precio de dicha energía aún para el uso de los sistemas aislados. Si se computan solamente los costos reales - de generación térmica, (deducidos también los costos - correspondientes a la central hidráulica E. Frey) se llega a un valor de 502,6 \$/Kwh, tal como surge del siguiente cálculo:

| | | |
|--------------------------------------|------------|-------------|
| 1 - Personal | 7.641.759 | miles de \$ |
| 2 - Materiales | 336.572 | miles de \$ |
| 3 - Combustibles | 3.597.270 | miles de \$ |
| 4. - Varios | 1.323.133 | miles de \$ |
| 5 - Amortizaciones | 1.059.815 | miles de \$ |
| 6 - <u>Total gastos Explot.</u> | 13.958.549 | miles de \$ |
| 7 - Beneficio .8%..... | 1.471.808 | miles de \$ |
| 8 - <u>Total</u> | 15.430.357 | miles de \$ |
| Menos gastos Central | | |
| E. Frey (H) | 459.102 | miles de \$ |
| <u>Total</u> | 14.971.255 | miles de \$ |

Energía generada: 29.788,6 MWh

Los gastos calculados incluyen también el prorrateo de la estructura general de la empresa.

3.4.2. Transmisión y Subtransmisión

La Provincia casi no operará momentáneamente líneas de transmisión, adquiriendo solamente relevancia la línea de 132 Kv, actualmente en licitación, que unirá las localidades de Sierra Grande, San Antonio y Viedma.

Para determinar la incidencia de los costos operativos de esta etapa se utilizó el criterio del personal afectado a la misma (1% del total). A su vez, se utilizó idéntico criterio para su asignación a los sistemas aislados e interconectado.

3.4.3. Distribución y Comercialización

Referente a los costos operativos se dispuso de los valores entregados por A y EE, los cuales fueron modificados tal como se explicó en el punto 3.1.- Con respecto a los activos, en términos generales pudieron ser asignados sin dificultad a la etapa correspondiente, existiendo algunos inconvenientes en lo referente a uso de edificios, terrenos y vehículos, para los cuales fue necesario realizar prorrates en función de la más razonable asignación de los bienes de acuerdo a su probable utilización en cada etapa.

3.4.4. Estructura General

No obstante la dificultad existente para realizar una asignación de los gastos de estructura general a las distintas etapas, que no incremente considerablemente-

los márgenes de error de los resultados a obtener, se presentan los costos propios con la estructura general prorrateada. Los criterios utilizados fueron los siguientes:

- a) El rubro impuestos y tasas se asignó de acuerdo al resto de los gastos operativos.
- b) Las amortizaciones en forma proporcional a las correspondientes a cada etapa.
- c) Los gastos operativos según la asignación realizada por A y E.E., en la información suministrada.

Por último, es necesario aclarar que la no coincidencia de los gastos insumidos por la etapa de generación, con los valores que se presentan en el punto correspondiente al costo de generación térmica, se debe a que aquel no incluía la incidencia de la contribución del 6% a los municipios, el cual se ha considerado como un costo en la elaboración del estudio. Esta incidencia representa un incremento de 14 pesos en el costo del Kwh generado.

ACTIVO FOMENTO (x) POR SECTOR (Valor Actual)
(en miles de)

| CATEGORIA | INTERCONECTADO SECT. INTERIO. | AISLADOS SECT. AISLADOS | TOTAL SECT. |
|----------------------|----------------------------------|----------------------------|----------------|
| Transm. y Subtransm. | 1.286.436 | 23.497.027 | 24.783.463 |
| Distribución | 74.441.591 | 18.380.175 | 92.821.766 |
| Generación | - | 17.268.763 | 17.268.763 |
| Comercialización | 3.558.663 | 1.378.992 | 4.937.655 |
| Estructura General | 5.156.663 | 3.956.421 | 9.113.084 |
| TOTAL | 84.442.353 | 64.431.378 | 148.923.731 |

(x) incluye Activo circulante.

$148,9 \times 10^9$

XII/80 \rightarrow 1 dolar = # 1320

\equiv US\$ 77.552.000

4 - Cuadros de Ganancias y Pérdidas

Para la confección de los cuadros N° 11 al N° 13, fue necesaria la estimación de los ingresos de la empresa provincial.

La cantidad de energía a vender, surge de los datos suministrados por A. y E.E., discriminada por sistemas. En cuanto al precio promedio de la energía que se adoptó corresponde a cálculos propios realizados a partir de la definición de los consumidores tipo para cada una de las tarifas del cuadro tarifario de A y EE, a los cuales se aplicaron los valores correspondientes al mes de junio. El precio promedio que surge de dicho cálculo es de 180 \$/Kwh.

| | Ventas de Energía (MWh) | Precio (\$/Kwh) | Ingresos (miles de \$) |
|-------------------|----------------------------|--------------------|---------------------------|
| S. Interconectado | 223.688 | 180 | 40.263.840 |
| S. Aislados | 58.654 | 180 | 10.557.702 |
| TOTAL | 282.342 | 180 | 50.821.542 |

Estos cuadros revelan que en el Sistema Interconectado - $0,093 \frac{\text{dólares}}{\text{KWh}} \equiv 26,4 \text{ millones de dólares}$ - es posible llegar a cuentas equilibradas, a poco que se puedan ajustar algunos componentes del costo, no así en los Sistemas Aislados donde el déficit alcanza proporciones significativas (23,2% del capital de la empresa), - llevando el déficit de la totalidad del sistema provincial a un 11,8%, siempre en el marco de los niveles tarifarios actuales.

CUADRO N° 11

CUADRO DE GANANCIAS Y PERDIDAS

SISTEMA INTERCOLECTADO (en miles de \$)

1 - INGRESOS

| | | |
|--------------------------------------|--------------|--------------|
| 1.1 - Ingresos por Ventas de energía | 40.263.840 ✓ | |
| 1.2 - Otros ingresos | - | |
| 1.3 - TOTAL INGRESOS | | 40.263.840 ✓ |

2 - GASTOS DE EXPLOTACION

| | | |
|--|------------|------------|
| 2.1 - Gastos de operación y mantenimiento. | 14.529.380 | |
| 2.2 - Gastos de estructura general | 7.343.500 | |
| 2.3 - Compras de energía | 13.794.940 | K.M. |
| 2.4 - Total gastos directos de explotación | 35.667.820 | |
| 2.5 - Amortizaciones | 4.869.225 | |
| 2.6 - Impuestos y Tasas | 2.415.830 | |
| 2.7 - TOTAL GASTOS DE EXPLOTACION | | 42.952.875 |

3 - INTERESES PASIVOS (-2.689.035)

4 - BENEFICIO (costo del capital) 6.755.398

5 - TOTAL (Diferencia entre beneficio esperado y obtenido). (-9.444.423)

CUADRO DE GANANCIAS Y PERDIDAS

SISTEMAS ALIADOS (en miles de \$)

1 - INGRESOS

| | | |
|-------------------------------------|------------|------------|
| 1.1 - Ingresos por venta de energía | 10.557.702 | |
| 1.2 - Otros ingresos | - | |
| 1.3 - TOTAL INGRESOS | | 10.557.702 |

2 - GASTOS DE EXPLOTACION

| | | |
|---|------------|------------|
| 2.1 - Gastos de operación y mantenimiento | 16.913.981 | |
| 2.2 - Gastos de estructura general | 4.266.975 | |
| 2.3 - Compras de energía | 2.119.130 | |
| 2.4 - Total gastos directos de explotación. | 22.400.086 | |
| 2.5 - Amortizaciones | 2.452.128 | |
| 2.6 - Impuestos y tasas | 633.462 | |
| 2.7 - Total gastos de explotación | | 25.485.676 |

3 - INGRESOS NETOS (14.927.974)

4 - BENEFICIO (Costo del Capital) 5.158.510

5 - TOTAL (Diferencia entre beneficio esperado y obtenido) (20.086.484)

CUADRO N° 13

CUADRO DE GASTOS Y INGRESOS

TOTAL PROVINCIA (en miles de)

1 - INGRESOS

| | | |
|------------------------------------|------------|------------|
| 1.1- Ingresos por venta de energía | 50.821.542 | |
| 1.2- Otros ingresos | - | |
| 1.3- TOTAL INGRESOS | | 50.821.542 |

2 - GASTOS DE EXPLORACION

| | | |
|---|------------|------------|
| 2.1- Gastos de operación y mantenimiento | 30.543.361 | |
| 2.2- Gastos de estructura general | 11.610.475 | |
| 2.3- Compras de energía | 15.914.070 | |
| 2.4 -Total gastos directos de explotación | 58.067.906 | |
| 2.5- Amortizaciones | 7.321.353 | |
| 2.6- Impuestos y tasas | 3.049.293 | |
| 2.7- TOTAL GASTOS DE EXPLORACION | | 68.438.552 |

3 - INGRESOS NETOS (17.617.010)

4 - BENEFICIO (Costo del capital) 11.913.898

5- TOTAL (Diferencia entre beneficio esperado y obtenido) (29.530.906)

República Argentina

Provincia de Río Negro

Departamento Provincial de Aguas

5 - Situación Financiera

Los cuadros Nos. 14 al 16 confeccionados con los elementos disponibles hasta aquí, revelan la probable situación financiera de la empresa para cada uno de los sistemas y para el total de la Provincia, resultando para esta última una necesidad de financiamiento de más de 10.000 millones de pesos, debiendo recordarse además que se ha despreciado hasta el momento la incidencia de los impuestos a pagar. Asimismo, por el momento se consideraron solamente los requerimientos financieros derivados de la explotación de los servicios, sin incursionar en el tratamiento del resto de las fuentes y uso de fondos que constituyen el circuito financiero del ente administrador.

CUADRO N° 14

SITUACION FINANCIERA (en miles de \$)

SISTEMA INTERCONECTADO

1 - INGRESOS

| | | |
|-------------------------|------------|------------|
| 1.1 - Ventas de energía | 40.263.840 | |
| 1.2 - Otros ingresos | - | |
| 1.3 - TOTAL INGRESOS | | 40.263.840 |

2 - EGRESOS

| | | |
|--------------------------------------|------------|------------|
| 2.1 - Personal | 15.553.752 | |
| 2.2 - Lubricantes y gastos relativos | - | |
| 2.3 - Compras de energía | 13.794.940 | |
| 2.4 - Materiales | 871.290 | |
| 2.5 - Gastos varios | 5.447.838 | |
| 2.6 - Impuestos | 2.415.830 | |
| 2.7 - TOTAL EGRESOS | | 38.083.650 |

DISPONIBILIDADES

2.180.190

CUADRO Nº 15

SITUACION FINANCIERA (en miles de \$)

SISTEMAS AISLADOS

1 - INGRESOS

| | | |
|-------------------------|------------|------------|
| 1.1 - Ventas de energía | 10.557.702 | |
| 1.2 - Otros ingresos | - | |
| 1.3 - TOTAL INGRESOS | | 10.557.702 |

2 - EGRESOS

| | | |
|--------------------------|------------|------------|
| 2.1 - Personal | 13.576.787 | |
| 2.2 - Combustibles | 3.597.270 | |
| 2.3 - Compras de energía | 2.119.130 | |
| 2.4 - Materiales | 461.934 | |
| 2.5 - Gastos varios | 2.644.965 | |
| 2.6 - Impuestos | 633.462 | |
| 2.7 - TOTAL EGRESOS | | 23.033.548 |

3 - DISPONIBILIDADES

(12.475.846)

CUADRO N° 16

SITUACION FINANCIERA (en miles de \$)

TOTAL PROVINCIA

1 - INGRESOS

| | | |
|-------------------------|------------|------------|
| 1.1 - Ventas de energía | 50.821.542 | |
| 1.2 - Otros ingresos | - | |
| 1.3 - TOTAL INGRESOS | | 50.821.542 |

2 - EGRESOS

| | | |
|---------------------------------------|------------|------------|
| 2.1 - Personal | 29.130.539 | |
| 2.2 - Combustibles y gastos relativos | 3.597.270 | |
| 2.3 - Compras de energía | 15.914.070 | |
| 2.4 - Materiales | 1.333.224 | |
| 2.5 - Gastos varios | 8.092.803 | |
| 2.6 - Impuestos | 3.049.293 | |
| 2.7 - TOTAL EGRESOS | | 61.117.199 |

3 - DISPONIBILIDADES

(10.295.657)

6 - CONCLUSIONES

A modo de conclusiones preliminares y a partir exclusivamente de los resultados obtenidos en el presente estudio, surge de la observación de los cuadros de ingresos y gastos que el funcionamiento de los servicios exigiría aportes adicionales de fondos, destinados a cubrir los déficit de explotación; o en su defecto implicaría incrementos en los ingresos, en definitiva de las tarifas eléctricas, del orden del 35% considerando el sistema provincial en su totalidad.

La obtención de un beneficio del 8% anual, que permita generar fondos para destinar a la expansión del sistema, llevaría a un incremento en los ingresos del 58,%. Es necesario aclarar nuevamente que la estructura de gastos no incluye los impuestos a pagar en las distintas etapas del proceso, los cuales se estima incrementarían los costos de explotación en aproximadamente un 8 a un 10%. Por otra parte, a los efectos de determinar los requerimientos totales de financiamiento futuro, deberán tenerse en cuenta, tanto la tasa de crecimiento histórica del servicio en la Provincia, del orden del 12 al 15% anual acumulativos, como la necesidad de realizar obras de transmisión e interconexión, que permitan disminuir los elevados costos de generación actuales, ^{aislados} cuya incidencia se pone de manifiesto al observar los resultados obtenidos en la explotación de lo que se definió como Sistemas Aislados.

ORGANISMO PROVINCIAL DE ENERGIA

ADMINISTRADOR GENERAL

GERENTE TECNICO GENERAL

AREA
INGENIERIA

AREA
ADMINISTRATIVA
CONTABLE

AREA
COMERCIAL

AREA
DESARROLLO
PLANES Y
PROGRAMACION

DIVISIONAL
ALTO VALLE

DIVISIONAL
VIEDMA

COSTOS TOTALES (En Miles de Pesos)

CUADRO N° 4

| SISTEMA INTERCONECTADO | Generación y Compra | Transmisión y Subtransmisión | Distribución | Comercialización | Estructura General | Total | Costo Unitario (\$/KWh) |
|---|---------------------|------------------------------|--------------|------------------|--------------------|------------|-------------------------|
| 1. Personal | -- | 108.147 | 7.907.390 | 3.271.641 | 4.266.574 | 15.553.752 | 69,5 |
| 2. Comb. y Lubricant. | -- | -- | -- | -- | -- | -- | -- |
| 3. Compra de energía | 13.794.940 | -- | -- | -- | -- | 13.794.940 | 61,7 |
| 4. Materiales | -- | 6.150 | 676.121 | 100.897 | 88.122 | 871.290 | 3,9 |
| 5. Gastos Varios | -- | 19.933 | 1.416.970 | 1.022.131 | 2.988.804 | 5.447.838 | 24,4 |
| 6. Impuestos y Tasas | 821.382 | 9.663 | 777.897 | 309.226 | 497.662 | 2.415.830 | 10,8 |
| 7. Total Gastos Operat. | 14.616.322 | 143.893 | 10.778.378 | 4.703.895 | 7.841.162 | 38.083.650 | 170,3 |
| 8. Amortizaciones | -- | 40.223 | 3.069.114 | 737.634 | 1.022.254 | 4.869.225 | 21,8 |
| 9. Total Gastos Explot. (7 + 8) | 14.616.322 | 184.116 | 13.847.492 | 5.441.529 | 8.863.416 | 42.952.875 | 192,1 |
| 10. Total Gastos con prorratio estruc. general | 14.856.693 | 270.262 | 19.998.015 | 7.827.905 | -- | 42.952.875 | -- |
| 11. Beneficio 8% | -- | 102.915 | 5.955.327 | 284.693 | 412.453 | 6.755.388 | 30,2 |
| 12. Total | 14.616.322 | 287.031 | 19.802.819 | 5.726.222 | 9.275.869 | 49.708.263 | 222,3 |
| 13. Divisor de Costos (MWh) | 223.688 | | | | | | |
| 14. Costo Oper. Propio (7 / 13) | 65,3 | 0,7 | 48,2 | 21,0 | 35,0 | 170,3 | |
| 15. Costo propio (9 / 13) | 65,3 | 0,9 | 62,0 | 24,3 | 39,6 | 192,1 | |
| 16. Total (12 / 13) | 65,3 | 1,3 | 88,6 | 25,6 | 41,5 | 222,3 | |
| 17. Costo propio con pro- rrio estruc. gral.- (10 / 13) | 66,4 | 1,2 | 89,5 | 35,0 | -- | 192,1 | |

COSTOS TOTALES (En Miles de Pesos) (

CUADRO N° 5

| SISTEMAS AISLADOS | Generación y Compra | Transmisión y Subtransmisión | Distribución | Comercialización | Estructura General | Total | Costo Unitario (\$ KWh) |
|---|---------------------|------------------------------|--------------|------------------|--------------------|------------|-------------------------|
| 1. Personal | 5.691.759 | 108.148 | 3.342.761 | 1.299.693 | 3.134.426 | 13.576.787 | 231,5 |
| 2. Comb.y Lubricant. | 3.597.270 | -- | -- | -- | -- | 3.597.270 | 61,3 |
| 3. Compra de Energía | 2.119.130 | -- | -- | -- | -- | 2.119.130 | 36,1 |
| 4. Materiales | 324.985 | 6.150 | 86.756 | 28.922 | 15.121 | 461.934 | 7,9 |
| 5. Gastos Varios | 614.832 | 19.933 | 574.209 | 318.563 | 1.117.428 | 2.644.965 | 45,1 |
| 6. Impuestos y Tasas | 335.735 | 6.335 | 122.258 | 46.876 | 122.258 | 633.462 | 10,8 |
| 7. Total Gtos. Operat. | 12.683.711 | 140.566 | 4.125.984 | 1.694.054 | 4.389.233 | 23.033.548 | 392,7 |
| 8. Amortizaciones | 832.254 | 108.375 | 797.132 | 187.851 | 526.516 | 2.452.128 | 41,8 |
| 9. Total Gtos. Explot. | 13.515.965 | 248.941 | 4.923.116 | 1.881.905 | 4.915.749 | 25.485.676 | 434,5 |
| 10. Total Gtos. con prorratio estruc. general | 16.496.467 | 322.026 | 6.183.284 | 2.483.899 | -- | 25.485.676 | -- |
| 11. Beneficio | 1.381.501 | 1.879.762 | 1.470.414 | 110.319 | 316.514 | 5.158.510 | 87,9 |
| 12. Total | 14.897.406 | 2.128.703 | 6.393.530 | 1.992.224 | 5.232.263 | 30.644.186 | 522,4 |
| 13. Divisor de Costos (MWh) | 58.654 | | | | | | |
| 14. Costo operat. propio (7% . 13) | 216,2 | 2,4 | 70,4 | 28,9 | 74,8 | 392,7 | |
| 15. Costo propio (9% . 13) | 230,5 | 4,2 | 83,9 | 32,1 | 83,8 | 434,5 | |
| 16. Total (12% . 13) | 254,0 | 36,2 | 109,0 | 34,0 | 89,2 | 522,4 | |
| 17. Costo propio con prorratio estruc. general (10% . 13) | 281,2 | 5,5 | 105,4 | 42,4 | -- | 434,5 | |

COSTOS GENERALES (En Miles de Pesos) (

CUADRO N° 6

| PROVINCIA DE RIO NEGRO | Generación y Compra | Transmisión y Subtransmisión | Distribución | Comercialización | Estructura General | Total | Costo Unitario (\$ KWh) |
|--|---------------------|------------------------------|--------------|------------------|--------------------|------------|-------------------------|
| 1. Personal | 5.691.759 | 216.295 | 11.250.151 | 4.571.334 | 7.401.000 | 29.130.539 | 103,2 |
| 2. Comb. y Lubricant. | 3.597.270 | -- | -- | -- | -- | 3.597.270 | 12,7 |
| 3. Compra de energía | 15.914.070 | -- | -- | -- | -- | 15.914.070 | 56,4 |
| 4. Materiales | 324.985 | 12.300 | 762.877 | 129.819 | 103.243 | 1.333.224 | 4,7 |
| 5. Gastos Varios | 614.532 | 39.866 | 1.991.179 | 1.340.694 | 4.106.232 | 8.092.803 | 28,7 |
| 6. Impuestos y Tasas | 1.259.358 | 18.296 | 832.457 | 326.274 | 612.908 | 3.049.293 | 10,8 |
| 7. Total Gtos. Operat. | 27.402.274 | 286.757 | 14.836.664 | 6.368.121 | 12.223.383 | 61.117.199 | 216,5 |
| 8. Amortizaciones | 832.254 | 148.598 | 3.866.246 | 925.485 | 1.548.770 | 7.321.353 | 25,9 |
| 9. Total Gtos. Explot. (7 + 8) | 28.234.528 | 435.355 | 18.702.910 | 7.293.606 | 13.772.153 | 68.438.552 | 242,4 |
| 10. Total Gtos. con prorratio estruc. general | 31.471.276 | 595.425 | 26.099.020 | 10.272.831 | -- | 68.438.552 | -- |
| 11. Beneficio | 1.381.501 | 1.982.677 | 7.425.741 | 395.012 | 728.967 | 11.913.898 | 42,2 |
| 12. Total (9 + 11) | 29.616.029 | 2.418.032 | 26.128.651 | 7.688.618 | 14.501.120 | 80.352.450 | 284,6 |
| 13. Divisor de Costos (MWh) | 282.342 | | | | | | |
| 14. Costo operat. propio (7 % . 13) (\$/KWh) | 97,0 | 1,0 | 52,6 | 22,6 | 43,3 | 216,5 | -- |
| 15. Costo propio (9 % . 13) (\$/KWh) | 100,0 | 1,6 | 66,2 | 25,8 | 48,8 | 242,4 | -- |
| 16. Total (12 % . 13) (\$/KWh) | 104,9 | 8,6 | 92,6 | 27,2 | 51,3 | 284,6 | -- |
| 17. Costo propio con prorratio estruc. general (10 % . 13) | 111,5 | 2,1 | 92,4 | 36,4 | -- | 242,4 | -- |

TARIFAS (\$/KWh) :

INCIDENCIA EN EL COSTO TOTAL

Cuadro N°7

| | SISTEMA INTERCONECTADO | | | SISTEMAS AISLADOS | | | TOTAL | | |
|------------------------------------|------------------------|---------|--------|-------------------|---------|-------|-------|---------|-------|
| | % | \$/KWh. | % | % | \$/KWh. | % | % | \$/KWh. | % |
| 1 - Gastos directos de explotación | 88,6 | 170,3 | 76,6 - | 90,4 | 392,7 | 75,1 | 89,3 | 216,5 | 76,1 |
| 1.1 -Personal | 36,2 | 59,5 | 31,3 | 53,3 | 231,5 | 44,3 | 42,6 | 103,2 | 36,3 |
| 1.2 -Combustibles | - | - | - | 14,1 | 61,3 | 11,7 | 5,2 | 12,7 | 4,5 |
| 1.3 -Compra de energía | 32,1 | 61,7 | 27,8 | 8,3 | 36,1 | 6,9 | 23,3 | 56,4 | 19,8 |
| 1.4 -Materiales | 2,0 | 3,9 | 1,8 | 1,8 | 7,9 | 1,5 | 1,9 | 4,7 | 1,6 |
| 1.5 -Gastos varios | 12,7 | 24,4 | 10,9 | 10,4 | 45,1 | 8,6 | 11,8 | 28,7 | 10,1 |
| 1.6 -Impuestos | 5,6 | 10,8 | 4,8 | 2,5 | 10,8 | 2,1 | 4,5 | 10,8 | 3,8 |
| 2 - Amortizaciones | 11,4 | 21,8 | 9,8 - | 9,6 | 41,8 | 8,0 | 10,7 | 25,9 | 9,1 |
| 3 - Gastos de explot.(1+2) | 100,0 | 192,1 | 86,4 | 100,0 | 434,5 | 83,1 | 100,0 | 242,4 | 85,2 |
| 4 - Beneficio (costo de capital) | | 30,2 | 13,6 - | | 87,9 | 16,9 | | 42,2 | 14,8 |
| 5 - TOTAL (3+4) | | 222,3 | 100,0 | | 522,4 | 100,0 | | 284,6 | 100,0 |

CUADRO N° 8

TARIFAS (\$/KWh.)

INCIDENCIA EN EL COSTO TOTAL

| E T A P A | Sistema Interconectado | | | | | | Sistemas Aislados | | | | | | Total | | | | | |
|------------------------------|------------------------|-------|--------------------|-------|---------|-------|------------------------|-------|--------------------|-------|---------|-------|------------------------|-------|--------------------|-------|---------|-------|
| | Costo operativo propio | | Costo total propio | | Total | | Costo operativo propio | | Costo total propio | | Total | | Costo operativo propio | | Costo total propio | | Total | |
| | \$/KWh. | % | \$/KWh. | % | \$/KWh. | % | \$/KWh. | % | \$/KWh. | % | \$/KWh. | % | \$/KWh. | % | \$/KWh. | % | \$/KWh. | % |
| Generación y Compra | 65,3 | 38,4 | 65,3 | 34,0 | 65,3 | 29,4 | 216,2 | 55,1 | 230,5 | 53,0 | 254,0 | 48,6 | 97,0 | 44,8 | 100,0 | 41,3 | 104,9 | 36,9 |
| Transmisión y subtransmisión | 0,7 | 0,4 | 0,9 | 0,5 | 1,3 | 0,6 | 2,4 | 0,6 | 4,2 | 1,0 | 36,2 | 6,9 | 1,0 | 0,5 | 1,6 | 0,7 | 8,6 | 3,0 |
| Distribución | 48,2 | 28,3 | 62,0 | 32,3 | 88,6 | 39,9 | 70,4 | 17,9 | 83,9 | 19,3 | 109,0 | 20,9 | 52,6 | 24,3 | 66,2 | 27,3 | 92,6 | 32,5 |
| Comercialización | 21,0 | 12,3 | 24,3 | 12,6 | 25,6 | 11,5 | 28,9 | 7,4 | 32,1 | 7,4 | 34,0 | 6,5 | 22,6 | 10,4 | 25,8 | 10,6 | 27,2 | 9,6 |
| Estructura General | 35,0 | 20,6 | 39,6 | 20,6 | 41,5 | 18,6 | 74,8 | 19,0 | 83,8 | 19,3 | 89,2 | 17,1 | 43,3 | 20,0 | 48,8 | 20,1 | 51,3 | 18,0 |
| TOTAL | 170,3 | 100,0 | 192,1 | 100,0 | 222,3 | 100,0 | 392,7 | 100,0 | 434,5 | 100,0 | 522,4 | 100,0 | 216,5 | 100,0 | 242,4 | 100,0 | 284,6 | 100,0 |

CUADRO N° 9

ACTIVO FIJO POR ETAPAS (En miles de \$)

al 30-6-1980

| ETAPA | Sistema Interconectado | | | | Sistemas Aislados | | | | Total | | | |
|--|------------------------|--------------|--------------|--------------|-------------------|--------------|--------------|--------------|-------------------|--------------|--------------|--------------|
| | Valor de reposic. | Amortización | Depreciación | Valor Actual | valor de Reposic. | Amortización | Depreciación | Valor Actual | Valor de Reposic. | Amortización | Depreciación | Valor Actual |
| Transmisión y Subtransmisión líneas 33KV | 1.296.000 | 40.223 | 70.823 | 1.225.177 | 22920000 | 108.375 | 541880 | 22378120 | 24216000 | 148.598 | 612703 | 23603297 |
| Distribución Primaria y Secundaria | 109322361 | 3069.114 | 38425607 | 70896754 | 27015467 | 797.132 | 9510538 | 17504929 | 136337828 | 3866246 | 47936145 | 88401683 |
| Generación | - | - | - | - | 25882480 | 832.254 | 9436039 | 16446441 | 25882480 | 832254 | 9436039 | 16446441 |
| Comercialización Vehículo, equip. oficina | 12803544 | 737,634 | 9414341 | 3389203 | 3498796 | 187.851 | 2185470 | 1.313.326 | 16302340 | 925485 | 11599811 | 4702529 |
| Estructura general Ant. eq. de terreno | 10390038 | 1022254 | 5479883 | 4910155 | 6781793 | 526.516 | 3013773 | 3768020 | 17171831 | 1548770 | 3493656 | 3678.1 |
| Total A. Fijo | 133811943 | 4869225 | 53390654 | 80421289 | 86098536 | 2452128 | 84687700 | 61410836 | 219910479 | 7321353 | 78078354 | 141832125 |

ESTUDIO DE COSTOS DEL SISTEMA

PROVINCIAL DE ENERGÍA - 1.981

El presente estudio de costos ha sido elaborado para su presentación ante la Subsecretaría de Energía Hidroeléctrica y Térmica, formando parte de un conjunto de estudios similares realizados por la mayor parte de las Provincias del país.

Los resultados corresponden a la totalidad de los servicios que comprenderá el futuro sistema provincial de energía, una vez transferidas las instalaciones y servicios actualmente operados por la empresa Agua y Energía Eléctrica. Además, se presentan desagregados de acuerdo a las caracterizaciones de las distintas situaciones que presentan los servicios en la provincia: las correspondientes al Sistema Interconectado, que a su vez recibe energía del Sistema Interconectado Nacional; y el conjunto de centros con generación aislada, definidas aquí como Sistemas Aislados. La información utilizada ha sido obtenida en su mayor parte de las Divisionales de Agua y Energía Eléctrica con jurisdicción en la Provincia y en menor medida de la Dirección General de Energía y Comunicaciones de la Provincia, habiendo sido sometida la misma a un proceso de análisis y verificación mediante cálculos propios.

Los índices utilizados, en los casos en que fue necesaria su aplicación, corresponden a valores obtenidos en la Provincia, con la excepción del correspondiente a las remuneraciones en que se empleó el suministrado por la Subsecretaría de Energía.

Por último, se aclara que se adoptó con fines estrictamente metodológicos un precio de compra de la energía de 190 \$/KWh, en vez del correspondiente a la tarifa vigente en el mes de junio.-

Dirección G. de Energía

Unidad Transferencia de Servicios

Viedma - Pcia de Río Negro - 1981

COSTO TOTAL CHILES DE PESOS

1981

SISTEMA INTERCONECTADO

| GENERACION Y OMPRA | TRANSMISION Y SUBTRANS | DISTRIBUCION | COMERCIALIZACION | ESTRUCTURA GENERAL | TOTAL | PARTICIPACION (%) |
|---------------------------------------|------------------------|--------------|------------------|--------------------|-------------|-------------------|
| 1-Personal | 542.510 | 13.207.150 | 3.855.060 | 5.282.950 | 28.199.050 | 23,9 |
| 2-Combustibles y lubricantes | - | - | - | - | - | - |
| 3-Materiales | 275.670 | 1.217.018 | 181.615 | 423.075 | 2.575.778 | 2,2 |
| 4-Gastos varios | 727.079 | 2.550.546 | 1.939.836 | 5.869.944 | 11.329.405 | 9,6 |
| 5-Contribución municipal | 191.635 | 1.980.741 | 688.098 | 1.366.537 | 4.914.990 | 4,2 |
| 6-Impuestos | 183.594 | 1.895.545 | 656.461 | 1.299.242 | 4.702.022 | 4,0 |
| 7-Compras de energía | - | - | - | - | 34.439.590 | 29,3 |
| 8-Total gastos operativos | 41.777.459 | 20.851.000 | 7.221.070 | 14.291.658 | 86.161.835 | 73,2 |
| 9-Amortizaciones | 1.379.757 | 5.141.297 | 1.475.006 | 2.339.105 | 12.579.076 | 10,8 |
| 10-Total gastos explotación | 43.157.226 | 26.992.297 | 8.697.076 | 16.630.763 | 98.840.911 | 94,6 |
| 11-Beneficio | 2.087.459 | 12.483.189 | 534.324 | 245.485 | 18.897.494 | 16,0 |
| 12-Total | 45.244.685 | 39.475.486 | 9.231.400 | 17.476.248 | 117.728.435 | 100,0 |
| 13-Divisor de Costos (MWh) | 269.363 | 227.558 | 227.558 | 248.550 | - | - |
| 14-Costo operativo (8:13) (\$/MWh) | 155,1 | 91,6 | 31,7 | 57,5 | 343,7 | - |
| 15-Costos unitarios de explot.(10:13) | 150,2 | 118,6 | 38,2 | 66,9 | 375,9 | - |
| 16-Costo total (\$/MWh) (12:13) | 168,0 | 173,5 | 40,6 | 70,3 | 475,8 | - |
| 17-Participación (%) | 35,2 | 36,4 | 8,5 | 14,8 | 100,0 | - |

COSTO TOTAL (MILES DE PESOS)

1991
SISTEMAS AISLADOS

| GENERACION Y SUBCATEGORIA | TRANSMISION Y SUBCATEGORIA | DISTRIBUCION | COMERCIALIZACION | ESTRUCTURA GENERAL | TOTAL | PARTICIPACION (%) |
|--|-------------------------------|--------------|------------------|-----------------------|------------|----------------------|
| 1-Personal | - | 5.568.420 | 1.856.140 | 3.926.450 | 19.132.520 | 31,5 |
| 2-Combustibles y lubricantes | - | - | - | - | 8.230.121 | 13,6 |
| 3-Materiales | 11.070 | 156.161 | 52.060 | 27.218 | 831.482 | 1,4 |
| 4-Gastos varios | 35.879 | 1.033.576 | 573.413 | 2.011.370 | 4.760.936 | 7,8 |
| 5-Contribución municipal | 3.176 | 289.040 | 122.236 | 295.392 | 1.588.130 | 2,6 |
| 6-Impuestos | 5.012 | 704.720 | 260.390 | 626.043 | 3.454.319 | 5,7 |
| 7-Compras de energía | - | - | - | - | 5.092.958 | 10,0 |
| 8-Total gastos operativos | 55.137 | 7.751.917 | 2.864.289 | 6.886.473 | 44.090.466 | 72,6 |
| 9-Amortizaciones | 215.858 | 1.595.061 | 375.290 | 1.053.559 | 4.906.708 | 8,1 |
| 10-Total gastos explotación | 271.995 | 9.346.978 | 3.240.179 | 7.940.032 | 48.997.174 | 80,7 |
| 11-Beneficio | 4.450.043 | 3.173.528 | 221.088 | 599.911 | 11.729.550 | 19,3 |
| 12-Total | 4.722.038 | 12.520.506 | 3.461.267 | 8.539.943 | 60.726.724 | 100,0 |
| 13-Divisor de Costos (MWh) | 69.911 | 60.610 | 60.610 | 67.711 | - | - |
| 14-Costo operativo (\$/MWh) | 0,8 | 127,9 | 47,3 | 101,7 | 651,7 | |
| 15-Costos unitarios de explot.(10:13) | 3,9 | 154,2 | 53,5 | 117,3 | 726,3 | |
| 16-Costo total (\$/MWh) (12:13) | 67,5 | 206,6 | 57,1 | 125,1 | 901,0 | |
| 17-Participación (%) | 7,5 | 22,9 | 6,3 | 14,0 | 100,0 | |

COSTO TOTAL (MILES DE PESOS)

1981

TOTAL PROVINCIA

| | GENERACION Y COSTO | TRANSMISION Y SUBTRANSM. | DISTRIBUCION | COMERCIALIZACION | ESTRUCTURA GENERAL | TOTAL | PARTICIPACION (%) |
|--|-----------------------|-----------------------------|--------------|------------------|-----------------------|-------------|----------------------|
| 1-Personal | 12.992.980 | 542.510 | 18.775.570 | 5.711.200 | 9.209.310 | 47.331.570 | 25,5 |
| 2-Combustibles y lubricantes | 8.230.121 | - | - | - | - | 8.230.121 | 4,6 |
| 3-Materiales | 1.934.373 | 286.740 | 1.373.180 | 233.674 | 510.293 | 3.438.260 | 1,9 |
| 4-Gastos varios | 1.448.698 | 782.959 | 3.564.121 | 2.413.249 | 7.981.314 | 16.090.341 | 9,0 |
| 5-Contribución municipal | 1.576.155 | 194.861 | 2.269.781 | 810.394 | 1.651.929 | 6.503.120 | 3,6 |
| 6-Impuestos | 2.525.234 | 188.706 | 2.600.265 | 916.851 | 1.925.285 | 8.156.341 | 4,6 |
| 7-Compras de energía | 40.532.543 | - | - | - | - | 40.532.543 | 22,7 |
| 8-Total gastos operativos | 68.310.119 | 2.075.776 | 28.642.917 | 10.085.358 | 21.178.131 | 130.252.301 | 72,9 |
| 9-Amortizaciones | 3.045.097 | 1.559.759 | 7.736.358 | 1.851.895 | 3.392.554 | 17.585.784 | 9,9 |
| 10-Total gastos explotación | 71.355.216 | 3.635.545 | 36.339.275 | 11.937.254 | 24.570.795 | 147.868.085 | 82,8 |
| 11-Beneficios | 5.372.439 | 7.337.090 | 15.656.717 | 755.412 | 1.445.396 | 30.617.044 | 17,2 |
| 12-Total | 76.727.655 | 11.022.625 | 51.995.992 | 12.692.666 | 26.016.191 | 178.455.129 | 100,0 |
| 13-Divisor de Costos (MWh) | 340.315 | 325.580 | 289.168 | 299.169 | 316.261 | - | |
| 14-Costo operativo (8:13) (\$/kWh) | 200,7 | 6,3 | 99,3 | 36,0 | 67,0 | 408,3 | |
| 15-Costos unitarios de explot.(10:13) | 209,7 | 11,1 | 126,1 | 41,4 | 77,7 | 466,0 | |
| 16-Costo total (\$/kWh) (12:13) | 225,5 | 33,5 | 180,4 | 44,0 | 82,3 | 565,7 | |
| 17-Participación (%) | 39,9 | 5,9 | 31,9 | 7,8 | 14,5 | 100,0 | |

CUADRO 30

AÑO 1981

| | | Referencia | Unidad | SISTEMA INTERC. XXXXXXXXXX | SISTEMAS AISLADOS XXXXXXXXXX | TOTAL PROVINCIA |
|------|---|---------------------|---------------------------|---|---|--------------------|
| 0.1 | Generación Propia | 6.6/6.16 | % | 32,7 | 54,8 | 37,3 |
| 0.2 | Porcentaje de Hidraulicidad | 6.3/6.6 | % | 100,0 | 17,0 | 71,0 |
| 0.3 | Gasto de Combustible | 29.2/6.6- 6.3 | \$/kWh | ----- | 232,4 | 232,4 |
| | Para Generación Térmica | 5.7/5.9 | kCal/kWh | | 3.265 | 3.265 |
| 0.4 | Precio de compra de la energía | 4.14.1/ 6.7 | \$/kWh | 190,0 | 190,0 | 190,0 |
| 0.5 | Potencia promedio | 5.5/N° Maq | MW/maq. | 2,683 | 0,288 | 0,465 |
| 0.6 | Número de centrales | | N° | 4 | 20 | 24 |
| 0.7 | m de red de transm/MWh fact | 9.3/11.10 | m/MWh | 1,4 | 4,9 | 2,2 |
| 0.8 | m de red de media/MWh fact | 9.3/11.10 | m/MWh | 4,5 | 4,5 | 4,5 |
| 0.9 | m de red de baja/MWh fact | 9.3/11.10 | m/MWh | 6,1 | 7,0 | 6,3 |
| 0.10 | Horas de utilización Subestac | 11.10/Cap. Inst. | kWh/kW | ----- | ----- | ----- |
| 0.11 | Horas de utilización Cámaras | 11.10/Cap. Inst. | kWh/kW | 2.332 | 2.592 | 2.383 |
| 0.12 | Eficiencia del Personal 8.8 = 584 | 11.10/8.8 | kWh/ag. | 576,1 | 226,2 | 434,0 |
| 0.13 | Eficiencia de Personal de Ge- neración | 6.6/8.1 | kWh/ag | 1.206,9 | 356,7 | 697,7 |
| 0.14 | Gasto unitario de Personal | 29.3/8.8 | 10 ³ \$/agente | 71.390 | 71.390 | 71.390 |

| | | Referencia | Unidad | SISTEMA INTERCONEC. XXXXXXXXXX | SISTEMAS AISLADOS XXXXXXXXXX | TOTAL PROVINCIA |
|-------|---------------------------|-------------|------------------|---|---|--------------------|
| 30.15 | Composición de las Ventas | | | | | |
| 30.16 | Residencial | 11.1/11.10 | % | 31,3 | 31,2 | 31,3 |
| 30.17 | General | 11.2/11.10 | % | 15,9 | 17,7 | 16,2 |
| 30.18 | Gobierno | 11.3/11.10 | % | 2,5 | 9,3 | 4,0 |
| 30.19 | Alumbrado Público | 11.4/11.10 | % | 5,4 | 5,8 | 5,5 |
| 30.20 | Grandes consumos | 11.5/11.10 | % | 44,9 | 12,6 | 38,1 |
| 30.21 | Transporte | 11.6/11.10 | % | ---- | ---- | ---- |
| 30.22 | Rurales | 11.7/11.10 | % | ---- | ---- | ---- |
| 30.23 | Cooperativas | 11.8/11.10 | % | ---- | 23,4 | 4,9 |
| 30.24 | Consumo Interno | 11.9/11.10 | % | ---- | ---- | ---- |
| 30.25 | Otras Empresas | 11.11/11.10 | % | ---- | ---- | ---- |
| 30.26 | Promedio Venta | 11.10 | kWh/usua- rio | 4.547 | 3.237 | 4.190 |

COSTOS Y TARIFAS

| | | Referen- cia | Unidad | SISTEMA INTERCONEC. | SISTEMAS AISLADOS | TOTAL Provincia | |
|-------|---|-----------------|--------|------------------------|-----------------------|--------------------|---------|
| | | | | XXXXXXXXXX | XXXXXXXXXX | | |
| 31.1 | Costos Operativos de Generación | 29.16 | \$/kWh | 155,1 | 374,0 | 200,7 | |
| 31.2 | Costos Operativos de Transmisión | 29.16 | \$/kWh | 7,8 | 0,8 | 6,3 | |
| 31.3 | Costos Operativos de Distribución | 29.16 | \$/kWh | 91,6 | 127,9 | 99,3 | |
| 31.4 | Costos Operativos de Comercialización | 29.16 | \$/kWh | 31,7 | 47,3 | 35,0 | |
| 31.5 | Costos Operativos de Estructura General | 29.16 | \$/kWh | 57,5 | 101,7 | 67,0 | |
| 31.6 | Costo Total de Generación | 29.17 | \$/kWh | 168,0 | 443,7 | 225,5 | ✓ |
| 31.7 | Costo Total de Transmisión | 29.17 | \$/kWh | 24,4 | 67,5 | 33,5 | ✓ |
| 31.8 | Costo Total de Distribución | 29.17 | \$/kWh | 173,5 | 206,6 | 180,4 | ✓ |
| 31.9 | Costo Total de Comercialización | 29.17 | \$/kWh | 40,6 | 57,1 | 44,0 | ✓ |
| 31.10 | Costo Total de Estructura General | 29.17 | \$/kWh | 70,3 | 126,1 | 82,3 | ✓ |
| | | | | | | Σ = 565,7 | |
| 31.11 | Estructura Tarifaria | | | | | | % venta |
| 31.12 | T-1 Tarifa Residencial/Tarifa Media | 11.13/ 11.22 | % | ----- | ----- | 1,23 | 31,3 |
| 31.13 | T-2-A Tarifa General/Tarifa Media | 11.14/ 11.22 | % | ----- | ----- | 1,51 | 16,2 |
| 31.14 | T-2-B Tarifa Gobierno/Tarifa Media | 11.15/ 11.22 | % | ----- | ----- | 1,49 | 4,0 |
| 31.15 | T-3 Tarifa A. Público/Tarifa Media | 11.16/ 11.22 | % | ----- | ----- | 1,42 | 5,5 |
| 31.16 | Tarifa Grandes Consumos/Tarifa Media | 11.17/ 11.22 | % | ----- | ----- | 0,50 | 38,1 |

CUADRO 31

| | | Referen- cia | Unidad | SISTEMA | SISTEMAS | TOTAL Provincia | | |
|-------|-------------------------------------|-----------------|--------|--------------------------------------|------------------------------------|--------------------|-----|--|
| | | | | INTERCONEC. XXXXXXXXXX | AI SLAIOS XXXXXXXXXX | | | |
| 31.17 | Tarifa Transporte/Tarifa Me- dia | 11.18/ 11.22 | % | ----- | ----- | ----- | | |
| 31.18 | Tarifa Rural/Tarifa Media | 11.19/ 11.22 | % | ----- | ----- | ----- | | |
| 31.19 | Tarifa Cooperativas/Tarifa Media | 11.20/ 11.22 | % | ----- | ----- | 0,88 | 4,9 | |
| 31.20 | Tarifa Consumo Int/Tarifa Me dia | 11.21/ 11.22 | % | ----- | ----- | ----- | | |
| 31.21 | Tarifa Otras Emp./Tarifa Me dia | 11.23/ 11.22 | % | ----- | ----- | ----- | | |
| 31.22 | Tarifa Media | 11.22 | \$/kWh | 360,0 | 436,7 | 376,1 | — | |
| 31.23 | Total Costos Operativos | 29.16 | \$/kWh | 343,7 | 651,7 | 408,2 | | |
| 31.24 | Costo Total | 29.17 | \$/kWh | 476,8 | 901,0 | 565,7 | — | |
| 31.25 | Cubrimiento de la Tarifa | 2.3/ 2.4 | % | 75,5 | 48,5 | 66,5 | | |
| 31.26 | Ventas anuales | 11.10 | MWh | 227.558 | 60.610 | 288.168 | | |

MODELO
DE
PLAN DE CUENTAS
PARA

EMPRESAS DE SERVICIOS

A DEPE

1981

CODIFICACION DEL PLAN DE CUENTAS

DIGITOS

CONCEPTOS

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11

x

x

x

x x

x x x

x x x

Grupo (Cuenta Recompuesta)

Rubro (Cuenta Compuesta)

Título

Cuenta

Subcuenta

Area de Responsabilidad

CODIFICACION

GRUPOS DE CUENTAS

- 1 Activo
- 2 Pasivo
- 3 Patrimonio Neto
- 4 Orden
- 5 Patrimoniales Complementarias o Regularizadoras
- 6 Ingresos
- 7 Egresos
- 8 Movimientos, Transitorias, Presupuestarias

ESTRUCTURA DEL PLAN DE CUENTAS

1 ACTIVO

- 11 Caja y Bancos
- 12 Inversiones
- 13 Cuentas por Cobrar por Venta de Bienes y Servicio
- 14 Otras Cuentas por Cobrar
- 15 Bienes de Cambio
- 16 Bienes de Uso
- 17 Activos Intangibles
- 18 Otros Activos

2 PASIVO

- 21 Cuentas por Pagar
- 22 Préstamos Bancarios
- 23 Préstamos Otras Entidades
- 24 Cargas Fiscales
- 25 Remuneraciones y Cargas Sociales
- 26 Otros Pasivos
- 27 Previsiones
- 28 Ganancias Diferidas

3 PATRIMONIO NETO

- 31 Capital Social
- 32 Ganancias Reservadas
- 33 Ajustes al Patrimonio
- 34 Resultados no Asignados

4 CUENTAS DE ORDEN

- 41 Activas
- 42 Pasivas

5 PATRIMONIALES COMPLEMENTARIAS O REGULARIZADOR

51 De Activo
52 De Pasivo
53
56 De Ingresos

6 INGRESOS

61 Por Servicios
66 Otros Ingresos
67 De Operaciones Extraordinarias
68 De Ajuste de Ejercicios Anteriores

7 EGRESOS

71 Costo de Energía Eléctrica
72 Costo de Gas
73 Costo de Agua
74 Costo de Bienes
75 Gastos
76 Otros Egresos
77 De Operaciones Extraordinarias
78 De Ajuste de Ejercicios Anteriores

8 CUENTAS DE MOVIMIENTO, TRANSITORIAS Y PRESUPU

1 ACTIVO11 CAJA Y BANCOS

| | |
|-----------|--|
| 111 | Caja |
| 111 01 | Fondo Fijo |
| 111 02 | Recaudaciones a Depositar |
| 111 03 | Cheques Emitidos en Poder de Tesorería |
| 111 04 | Bonos en Cancelación de Deudas |
| 111 05 | Moneda Extranjera |
| 112 | Bancos |
| 112 01 | Cuentas Corrientes |
| 112 01 01 | Banco ... |
| 112 02 | Plazo Fijo |
| 112 02 01 | Banco ... |
| 112 03 | Cuentas Especiales |
| 112 03 01 | Banco ... |
| 112 04 | Remesas en Tránsito |
| 112 04 01 | Banco ... |

12 INVERSIONES

| | |
|-----------|-------------------------|
| 121 | Valores Mobiliarios |
| 121 01 | Sin Cotización |
| 121 01 01 | En Cartera |
| 121 01 02 | Depositados en Garantía |
| 121 02 | Con Cotización |
| 121 02 01 | En Cartera |
| 121 02 02 | Depositados en Garantía |

| | |
|--------|-------------------|
| 122 | Préstamos |
| 122 01 | Hipotecarios |
| 122 02 | Prendarios |
| 122 03 | Sin Garantía Real |

| | |
|-----------|--------------------|
| 123 | Inmuebles |
| 123 01 | Urbanos |
| 123 01 01 | Terrenos |
| 123 01 02 | Edificios |
| 123 01 03 | Obras en Ejecución |
| 123 02 | Rurales |
| 123 02 01 | Terrenos |
| 123 02 02 | Edificios |
| 123 02 03 | Obras en Ejecución |

13

CUENTAS POR COBRAR POR VENTA DE BIENES Y SERVICIOS

| | |
|-------------|---------------------------------------|
| 131 | Por Venta de Energía Eléctrica |
| 131 01 | Deudores por Ventas |
| 131 01 01 | Residencial |
| 131 01 02 | Comercial |
| 131 01 03 | Industrial |
| 131 01 04 | Gobierno |
| 131 01 04 1 | Nacional |
| 131 01 04 2 | Provincial |
| 131 01 04 3 | Municipal |
| 131 01 04 4 | Transferidos |
| 131 01 05 | Alumbrado Público |
| 131 01 05 1 | Nacional |
| 131 01 05 2 | Provincial |
| 131 01 05 3 | Municipal |
| 131 01 05 4 | Transferidos |
| 131 01 06 | Empresas de Servicios Públicos |
| 131 01 07 | Rurales |
| 131 01 08 | Empresas Interconectadas |
| 131 01 09 | Suministros Pendientes de Facturar |
| 131 01 09 1 | En Proceso de Facturación |
| 131 01 09 2 | En Ciclos Posteriores |
| 131 02 | Deudores por Actualización de Valores |
| 131 03 | Documentos a Cobrar s/Garantía Real |
| 131 04 | Documentos a Cobrar c/Garantía Real |
| 131 05 | Deudores Morosos |
| 131 06 | Deudores en Gestión Administrativa |
| 131 07 | Deudores en Gestión Judicial |
| 131 08 | Valores al Cobro |
| 132 | Por Venta de Gas |
| 132 01 | Deudores por Ventas |
| 132 01 01 | Doméstico |
| 132 01 02 | Comercial |
| 132 01 03 | Industrial |
| 132 01 04 | Gobierno |
| 132 01 04 1 | Nacional |
| 132 01 04 2 | Provincial |
| 132 01 04 3 | Municipal |
| 132 01 04 4 | Transferidos |
| 132 01 06 | Empresas de Servicios Públicos |
| 132 01 07 | Suministros Pendientes de Facturación |
| 132 01 07 1 | En Proceso de Facturación |
| 132 01 07 2 | En Ciclos Posteriores |
| 132 02 | Deudores por Actualización de Valores |

13

CUENTAS POR COBRAR POR VENTA DE BIENES Y SERVICIOS

| | |
|-----------|---------------------------------------|
| 132 03 | Documentos a Cobrar s/Garantía Real |
| 132 04 | Documentos a Cobrar c/Garantía Real |
| 132 05 | Deudores Morosos |
| 132 06 | Deudores en Gestión Administrativa |
| 132 07 | Deudores en Gestión Judicial |
| 132 08 | Valores al Cobro |
| 133 | Por Venta de Agua |
| 134 | Por Venta de Bienes |
| 134 01 | Deudores por Ventas |
| 134 02 | Deudores por Actualización de Valores |
| 134 03 | Documentos a Cobrar s/Garantía Real |
| 134 04 | Documentos a Cobrar c/Garantía Real |
| 134 05 | Deudores Morosos |
| 134 06 | Deudores en Gestión Administrativa |
| 134 07 | Deudores en Gestión Judicial |
| 134 08 | Valores al Cobro |
| 135 | Por Otros Conceptos |
| 135 01 | Deudores |
| 135 01 01 | Derechos |
| 135 01 02 | Indemnizaciones |
| 135 01 03 | Intereses, Multas y Recargos |
| 135 01 04 | Pendientes de Facturar |
| 135 02 | Deudores por Actualización de Valores |
| 135 03 | Documentos a Cobrar s/Garantía Real |
| 135 04 | Documentos a Cobrar c/Garantía Real |
| 135 05 | Deudores Morosos |
| 135 06 | Deudores en Gestión Administrativa |
| 135 07 | Deudores en Gestión Judicial |
| 135 08 | Valores al Cobro |

14

OTRAS CUENTAS POR COBRAR

| | |
|-----------|--|
| 141 | De Energía Eléctrica |
| 141 01 | Deudores Varios |
| 141 02 | Deudores por Actualización de Valores |
| 141 03 | Documentos a Cobrar s/Garantía Real |
| 141 04 | Documentos a Cobrar c/Garantía Real |
| 141 05 | Deudores Morosos |
| 141 06 | Deudores en Gestión Administrativa |
| 141 07 | Deudores en Gestión Judicial |
| 141 08 | I.V.A. Crédito Fiscal |
| 141 09 | Renta Valores Mobiliarios a Cobrar |
| 141 10 | Anticipos al Personal |
| 141 10 01 | Instituto Nacional de Recaudación Previsional |
| 141 10 02 | Haberes |
| 141 10 03 | Para Gastos de Viaje |
| 141 11 | Deudores por Aportes no Reintegrables |
| 141 11 01 | Fondo Especial de Desarrollo Eléct. del Interior |
| 141 11 02 | Fondo Desarrollo Regional (FDR) |
| 141 12 | Accionistas |
| 141 13 | Anticipo Honorarios Directores y Síndicos |
| 141 14 | Depósitos Entregados en Garantía |
| 141 15 | Créditos Diversos |
| 141 15 01 | Pagos por Cuenta de Terceros |
| 141 15 02 | Administración de Servicios de Terceros |
| 141 16 | Adelantos a Rendir |
| 141 17 | Gastos Pagados por Anticipado |
| 141 17 01 | Seguros |
| 141 17 02 | Alquileres |
| 141 17 03 | Intereses |
| 142 | De Gas |
| 143 | De Agua |
| 144 | De Bienes |

15 BIENES DE CAMBIO

| | |
|-----------|--|
| 151 | De Energía Eléctrica |
| 151 01 | Combustibles |
| 151 02 | Lubricantes |
| 151 03 | Productos Químicos |
| 151 04 | Otros Materiales en Depósito |
| 151 05 | Materiales Pendientes de Recepción o Apropiación |
| 151 06 | Materiales en Poder de Terceros |
| 151 07 | Obras por Cuenta de Terceros |
| 151 08 | Trabajos en Ejecución |
| 151 08 01 | Para Uso Propio |
| 151 08 02 | Para Terceros |
| 151 09 | Anticipo a Proveedores |
| 152 | De Gas |
| 153 | De Agua |
| 154 | De Bienes |

16 BIENES DE USO

| | |
|-----------|--|
| 161 | Explotación del Servicio de Energía Eléctrica |
| 161 01 | Inmuebles |
| 161 01 01 | Terrenos |
| 161 01 02 | Edificios |
| 161 01 03 | Obras de Acceso |
| 161 01 04 | Construcciones no Permanentes |
| 161 01 05 | Plantas Generadoras |
| 161 01 06 | Lineas de Transmisión |
| 161 01 07 | Líneas de Subtransmisión (Alimentación) |
| 161 01 08 | Redes de Distribución |
| 161 01 09 | Redes de Alumbrado Público |
| 161 01 10 | Estaciones Transformadoras |
| 161 01 11 | Subestaciones Transformadoras |
| 161 01 12 | Transformadores de Potencia |
| 161 01 13 | Aparatos y Equipos de Medición |
| 161 02 | Muebles |
| 161 02 01 | Moblaje |
| 161 02 02 | Utiles y Herramientas |
| 161 02 03 | Máquinas y Equipos de Oficina |
| 161 02 04 | Máquinas y Equipos de Taller y Obras |
| 161 02 05 | Equipos de Seguridad |
| 161 02 06 | Vehículos |
| 161 02 07 | Sistema de Comunicaciones |
| 161 03 | Obras en Curso de Ejecución |
| 161 04 | Anticipos a Proveedores |
| 161 05 | Bienes en Poder de Terceros |
| 161 06 | Bienes Pendientes de Inventario o Clasificación |
| 161 07 | Expropiaciones en Trámite |
| 162 | Explotación del Servicio de Gas |
| 162 01 | Inmuebles |
| 162 02 | Muebles |
| 162 03 | Obras en Curso de Ejecución |
| 162 04 | Anticipos a Proveedores |
| 162 05 | Bienes de Uso en Poder de Terceros |
| 162 06 | Bienes de Uso Pendientes de Inventario o Clasificación |
| 162 07 | Expropiaciones en Trámite |
| 163 | Explotación del Servicio de Agua |
| 163 01 | Inmuebles |
| 163 02 | Muebles |
| 163 03 | Obras en Curso de Ejecución |
| 163 04 | Anticipos a Proveedores |
| 163 05 | Bienes de Uso en Poder de Terceros |
| 163 06 | Bienes de Uso Pendientes de Inventario o Clasificación |

17 ACTIVOS INTANGIBLES

171 Bienes Inmateriales

171 01 Marcas

171 02 Concesiones

171 03 LLave de Negocio

172 Cargos Diferidos

172 01 Gastos de Organización

172 02 Gastos de Investigación y Desarrollo

172 03 Diferencias de Cambio Ley 22.491

18

OTROS ACTIVOS

2 PASIVO21 CUENTAS POR PAGAR

| | |
|-----------|---|
| 211 | En Moneda Argentina |
| 211 01 | Proveedores |
| 211 02 | Contratistas |
| 211 03 | Obligaciones a Pagar s/Garantía Real |
| 211 04 | Obligaciones a Pagar c/Garantía Real |
| 211 05 | |
| 211 06 | Honorarios a Pagar |
| 211 07 | Cobranzas Anticipadas a Usuarios |
| 211 08 | Excedentes de Pagos por Consumo |
| 211 09 | Contribuciones de Usuarios a Reembolsar |
| 211 10 | Provisión para Intereses |
| 211 11 | Subsidios |
| 211 12 | Rentas Percibidas por Anticipado |
| 211 13 | Empresas Interconectadas |
| 211 14 | Depósitos Recibidos en Garantía |
| 211 15 | Cuentas por Pagar Diversas |
| 211 15 01 | Cobros por Cuenta de Terceros |
| 211 15 02 | Administración de Servicios de Terceros |
| 212 | En Moneda Extranjera |
| 212 01 | Proveedores |
| 212 02 | Contratistas |
| 212 03 | Obligaciones a Pagar s/Garantía Real |
| 212 04 | Obligaciones a Pagar c/Garantía Real |
| 212 05 | |
| 212 06 | Honorarios a Pagar |
| 212 07 | |
| 212 08 | |
| 212 09 | |
| 212 10 | Provisión para Intereses |
| 212 11 | |
| 212 12 | Rentas Percibidas por Anticipado |
| 212 13 | |
| 212 14 | Depósitos en Garantía |

22 PRESTAMOS BANCARIOS

221 En Moneda Argentina
221 01 Adelantos en Cuenta Corriente
221 01 01 Banco ...
221 03 Obligaciones a Pagar s/Garantía Real
221 04 Obligaciones a Pagar c/Garantía Real
221 10 Provisión para Intereses

222 En Moneda Extranjera
221 01 Adelantos en Cuenta Corriente
221 01 01 Banco ...
221 03 Obligaciones a Pagar s/Garantía Real
221 04 Obligaciones a Pagar c/Garantía Real
221 10 Provisión para Intereses

23 PRESTAMOS DE OTRAS ENTIDADES

| | |
|--------|--------------------------------------|
| 231 | En Moneda Argentina |
| 231 03 | Obligaciones a Pagar s/Garantía Real |
| 231 04 | Obligaciones a Pagar c/Garantía Real |
| 231 10 | Provisión para Intereses |
| 232 | En Moneda Extranjera |
| 232 03 | Obligaciones a Pagar s/Garantía Real |
| 232 04 | Obligaciones a Pagar c/Garantía Real |
| 232 10 | Provisión para Intereses |

24 CARGAS FISCALES

| | |
|--------|---------------------------------------|
| 241 | Nacionales |
| 241 01 | Impuesto a las Ganancias |
| 241 02 | Impuesto a los Capitales |
| 241 08 | I.V.A - Débito Fiscal |
| 241 09 | Retenciones a Terceros |
| 241 10 | Provisión para Intereses |
| 241 11 | Provisión para Impuestos |
| 241 12 | Recargos Tarifarios |
| 242 | Provinciales |
| 242 01 | Impuesto a los Ingresos Brutos |
| 242 02 | Impuesto Inmobiliario |
| 242 03 | Impuesto Automotor |
| 242 04 | Impuesto de Sellos |
| 242 09 | Retenciones a Terceros |
| 242 10 | Provisión para Intereses |
| 242 11 | Provisión para Impuestos |
| 242 12 | Recargos Tarifarios |
| 243 | Municipales |
| 243 01 | Tasa de Alumbrado, Barrido y Limpieza |
| 243 02 | Contribuciones |
| 243 09 | Retenciones a Terceros |
| 243 10 | Provisión para Intereses |
| 243 11 | Provisión para Impuestos |
| 243 12 | Recargos Tarifarios |

25 REMUNERACIONES Y CARGAS SOCIALES

| | |
|--------|--------------------------------|
| 251 | Remuneraciones |
| 251 01 | Remuneraciones a Pagar |
| 251 02 | Provisión para Remuneraciones |
| 252 | Cargas Sociales |
| 252 01 | Cargas Sociales a Pagar |
| 252 02 | Provisión para Cargas Sociales |

26 OTROS PASIVOS

| | |
|--------|-----------------------|
| 261 | Debentures |
| 261 01 | Debentures a Pagar |
| 262 | Dividendos |
| 262 01 | Dividendos a Pagar |
| 263 | Anticipos de Clientes |
| 263 01 | Anticipos de Clientes |

27

PREVISIONES

| | |
|-----------|-----------------------------|
| 271 | |
| 271 01 | Previsión para Autoseguros |
| 271 02 | Previsión para Despidos |
| 271 03 | Previsión para Garantías |
| 271 04 | Previsión para Gastos |
| 271 04 01 | Vacaciones |
| 271 04 02 | Enfermedades |
| 271 04 03 | Accidentes |
| 271 04 04 | Bonificación Anual Especial |

28

GANANCIAS DIFERIDAS

281

281 01

Fondo Posición Cambio Ley 19.742.

3 PATRIMONIO NETO

31 CAPITAL SOCIAL

311
311 01 (Título Representativo del Capital Nominal)
311 01 01 Certificados Nominativos

312
312 01 Aportes y Contribuciones

32 GANANCIAS RESERVADAS

| | |
|--------|---------------|
| 321 | Obligatorias |
| 321 01 | Reserva Legal |
| 322 | Facultativas |
| 322 01 | |

33 AJUSTES AL PATRIMONIO

331 Revalúo Contable Ley 19.742
331 01 Saldo por Actualización Contable Ley 19.742
331 02 Saldo Ley 19.742

332 Revalúos Técnicos
332 01 Ajuste Global Cuentas de Capital
332 02 Ajuste Global Cuentas de Resultados Acumulados
332 09 Otros Revalúos

34 RESULTADOS NO ASIGNADOS

| | |
|--------|--------------------------|
| 341 | Del Ejercicio |
| 341 01 | Pérdidas y Ganancias |
| 341 02 | Corrección Monetaria |
| 342 | De Ejercicios Anteriores |
| 342 01 | Resultados Acumulados |

4 CUENTAS DE ORDEN

41 ACTIVO

| | |
|--------|---|
| 411 | |
| 411 01 | Avales, Fianzas y Garantías Recibidas |
| 412 | |
| 412 01 | Documentos a Cobrar Endosados |
| 413 | |
| 413 01 | Documentos de Terceros Descontados |
| 414 | |
| 414 01 | Ordenes de Compra y Contrataciones Pendientes de Cumplimiento |
| 415 | |
| 415 01 | Bienes Recibidos en Préstamos, Tenencia o Uso |
| 416 | |
| 416 01 | Recargos Tarifarios Facturados y no Percibidos |

42 PASIVO

421

421 01

Acreedores por Avaless, Fianzas y Garantías Recibidas

422

422 01

Terceros por Documentos a Cobrar Endosados

423

423 01

Terceros por Documentos Descontados

424

424 01

Terceros por Ordenes de Compra y Contrataciones
Pendientes de Cumplimiento

425

425 01

Terceros por Bienes Entregados en Préstamo, Tenencia
o Uso

426

426 01

Terceros por Recargos Facturados y no Percibidos

5 PATRIMONIALES COMPLEMENTARIAS

51 DE ACTIVO

| | |
|--------|---|
| 511 | De Caja y Bancos |
| 511 1 | De Caja |
| 511 11 | Previsión para Fluctuación Moneda Extranjera |
| 511 2 | De Bancos |
| 511 21 | Intereses a Devengar |
| 512 | De Inversiones |
| 512 1 | De Valores Mobiliarios |
| 512 11 | Previsión para Fluctuación Valores Mobiliarios |
| 512 2 | De Préstamos |
| 512 21 | Intereses a Devengar |
| 512 3 | De Inmuebles |
| 512 31 | Amortización Acumulada Inmuebles |
| 513 | De Cuentas por Cobrar por Venta de Bienes y Servicios |
| 513 1 | De Por Venta de Energía Eléctrica |
| 513 11 | Previsión para Deudores Incobrables |
| 513 12 | Previsión para Bonificaciones y Descuentos |
| 513 13 | Intereses a Devengar |
| 513 14 | Cobranzas a Apropiar |
| 513 2 | De Por Venta de Gas |
| 513 3 | De Por Venta de Agua |
| 513 4 | De Por Venta de Bienes |
| 513 5 | De Por Otros Conceptos |
| 514 | De Otras Cuentas por Cobrar |
| 514 1 | |
| 514 11 | Previsión para Deudores Incobrables |
| 514 12 | Previsión para Bonificaciones y Descuentos |
| 514 13 | Intereses a Devengar |
| 514 14 | Cobranzas a Apropiar |
| 515 | De Bienes de Cambio |
| 515 1 | De Energía Eléctrica |
| 515 11 | Previsión para Fallas de Stock |
| 515 12 | Previsión para Desvalorización |
| 516 | De Bienes de Uso |
| 516 1 | De Explotación del Servicio de Energía Eléctrica |
| 516 11 | Amortización Acumulada Inmuebles |
| 516 12 | Amortización Acumulada Muebles |

...///

51 DE ACTIVO

| | |
|--------|--|
| 516 2 | De Explotación del Servicio de Gas |
| 516 3 | De Explotación del Servicio de Agua |
| 516 4 | De Venta de Bienes |
| 517 | De Activos Intangibles |
| 517 1 | De Bienes Inmateriales |
| 517 11 | Amortización Acumulada Marcas |
| 517 12 | Amortización Acumulada Concesiones |
| 517 13 | Amortización Acumulada LLave de Negocio |
| 517 2 | De Cargos Diferidos |
| 517 21 | Amortización Acumulada Gastos de Organización |
| 517 22 | Amortización Acumulada Gastos de Inv. y Desarrollo |
| 518 | De Otros Activos |

52 DE PASIVO

| | |
|--------|------------------------------|
| 521 | De Cuentas por Pagar |
| 521 1 | En Moneda Argentina |
| 521 11 | Intereses a Devengar |
| 521 2 | En Moneda Extranjera |
| 521 21 | Intereses a Devengar |
| 522 | De Préstamos Bancarios |
| 522 1 | En Moneda Argentina |
| 522 11 | Intereses a Devengar |
| 522 2 | En Moneda Extranjera |
| 522 21 | Intereses a Devengar |
| 523 | De Préstamos Otras Entidades |
| 523 1 | En Moneda Argentina |
| 523 11 | Intereses a Devengar |
| 523 2 | En Moneda Extranjera |
| 523 21 | Intereses a Devengar |
| 524 | De Cargas Fiscales |
| 524 1 | Nacionales |
| 524 11 | Anticipo de Impuestos |
| 524 2 | Provinciales |
| 524 21 | Anticipo de Impuestos |
| 524 3 | Municipales |
| 524 31 | Anticipos |

56 DE INGRESOS

| | |
|--------|--|
| 561 | De Ingresos por Servicios de Energía Eléctrica |
| 561 1 | De Usuarios Finales |
| 561 11 | Bonificaciones sobre Ventas |
| 561 2 | Del Sistema Interconectado Nacional |
| 561 21 | Bonificaciones sobre Ventas |
| 561 3 | De Distribuidores |
| 561 31 | |
| 562 | De Ingresos por Servicio de Gas |
| 563 | De Ingresos por Servicios de Agua |
| 564 | De Ingresos por Venta de Bienes |

57 DE EGRESOS

| | |
|--------|-------------------------------|
| 571 1 | De Costo de Energía Eléctrica |
| 571 11 | Bonificaciones sobre Compras |
| 572 | De Costo de Gas |
| 573 | De Costo de Agua |
| 574 | De Costo Venta de Bienes |

6 INGRESOS

61 VENTA DE ENERGIA ELECTRICA

| | |
|----------|--------------------------------|
| 611 | Usuarios Directos |
| 611 11 | Residencial |
| 611 12 | Comercial |
| 611 13 | Industrial |
| 611 14 | Gobierno |
| 611 14 1 | Nacional |
| 611 14 2 | Provincial |
| 611 14 3 | Municipal |
| 611 15 | Alumbrado Público |
| 611 16 | Rurales |
| 612 | Usuarios Indirectos |
| 612 11 | Empresas de Servicios Públicos |
| 612 12 | Empresas Interconectadas |
| 612 12 1 | Despacho Nacional de Cargas |
| 612 12 2 | Otras Entidades |
| 619 | Facturado Pendiente de Emisión |
| 619 11 | Facturado en Proceso |
| 619 12 | En Ciclos Posteriores |

62 VENTA DE GAS

63 VENTA DE AGUA

64 VENTA DE BIENES

66 OTROS INGRESOS

| | |
|--------|---|
| 661 | De Energía Eléctrica |
| 661 11 | Conexiones y Reconexiones |
| 661 12 | Multas y Recargos |
| 661 13 | Intereses Ganados |
| 661 14 | Descuentos Obtenidos. |
| 661 15 | Contribución de Usuarios sin Reintegros |
| 661 16 | Arrendamientos |
| 662 | De Gas |
| 663 | De Agua |
| 664 | De Venta de Bienes |

67 DE OPERACIONES EXTRAORDINARIAS

| | |
|--------|--|
| 671 | De Energía Eléctrica. |
| 671 11 | Venta Bienes de Uso |
| 671 12 | Venta Inversiones |
| 671 13 | Venta Otros Activos |
| 671 14 | Indemnizaciones por Siniestros |
| 671 15 | Indemnizaciones Accidentes de Terceros |
| 672 | De Gas |
| 673 | De Agua |
| 674 | De Venta de Bienes . |

68

DE AJUSTE DE EJERCICIOS ANTERIORES

| | |
|--------|--------------------------|
| 681 | De Energía Eléctica |
| 681 1 | Ajuste Resultados |
| 681 11 | Del Ejercicio |
| 681 1 | De Ejercicios Anteriores |
| 682 | De Gas |
| 683 | De Agua |
| 684 | De Venta de Bienes |

7 EGRESOS71 COSTO DE ENERGIA ELECTRICA

| | |
|-------------|-----------------------------------|
| 711 | Generación |
| 711 1 | Hidráulica |
| 711 11 | Gastos en Personal |
| 711 11 1 | Operación |
| 711 11 1 01 | Clasificación Objetiva del Costo |
| 711 11 2 | Mantenimiento |
| 711 11 2 01 | Clasificación Objetiva del Costo |
| 711 12 | Materia Prima |
| 711 12 1 | Operación |
| 711 12 1 01 | Clasificación Objetiva del Costo |
| 711 12 2 | Mantenimiento |
| 711 12 2 01 | Clasificación Objetiva del Costo |
| 711 13 | Materiales |
| 711 13 1 | Operación |
| 711 13 1 01 | Clasificación Objetiva del Costo |
| 711 13 2 | Mantenimiento |
| 711 13 2 01 | Clasificación Objetiva del Costo |
| 711 14 | Amortizaciones |
| 711 14 1 | Operación |
| 711 14 1 01 | Clasificación Objetiva del Costo |
| 711 14 2 | Mantenimiento |
| 711 15 02 | Clasificación Objetiva del Costo. |
| 711 15 | Servicios de Terceros |
| 711 15 1 | Operación |
| 711 15 1 01 | Clasificación Objetiva del Costo |
| 711 15 2 | Mantenimiento |
| 711 15 2 01 | Clasificación Objetiva del Costo |
| 711 16 | Impuestos, Tasas y Contribuciones |
| 711 16 1 | Operación |
| 711 16 1 01 | Clasificación Objetiva del Costo |
| 711 16 2 | Mantenimiento |
| 711 16 2 01 | Clasificación Objetiva del Costo |
| 711 17 | |
| 711 17 1 | |
| 711 17 1 01 | |
| 711 17 2 | |
| 711 19 | Otros |
| 711 19 1 | Operación |
| 711 19 1 01 | Clasificación Objetiva del Costo |
| 711 19 2 | Mantenimiento |
| 711 19 2 01 | Clasificación Objetiva del Costo |

71 COSTO DE ENERGIA ELECTRICA

| | |
|-------------|-----------------------------------|
| 711 2 | Vapor |
| 711 3 | Diesel |
| 711 4 | Turbo Gas |
| 711 5 | Ciclo Combinado |
| 711 6 | Nuclear |
| 712 | Compra de Energía |
| 712 1 | Compra de Potencia |
| 712 11 | Potencia |
| 712 2 | Compra de Energía |
| 712 21 | Energía |
| 713 | Transmisión |
| 713 1 | Líneas de Transmisión |
| 713 11 | Gastos en Personal |
| 713 11 1 | Operación |
| 713 11 1 01 | Clasificación Objetiva del Costo |
| 713 11 2 | Mantenimiento |
| 713 11 2 01 | Clasificación Objetiva del Costo |
| 713 12 | |
| 713 12 1 | |
| 713 12 1 01 | |
| 713 12 2 | |
| 713 12 2 01 | |
| 713 13 | Materiales |
| 713 13 1 | Operación |
| 713 13 1 01 | Clasificación Objetiva del Costo |
| 713 13 2 | Mantenimiento |
| 713 13 2 01 | Clasificación Objetiva del Costo |
| 713 14 | Amortizaciones |
| 713 14 1 | Operación |
| 713 14 1 01 | Clasificación Objetiva del Costo |
| 713 14 2 | Mantenimiento |
| 713 14 2 01 | Clasificación Objetiva del Costo |
| 713 15 | Servicios de Terceros |
| 713 15 1 | Operación |
| 713 15 1 01 | Clasificación Objetiva del Costo |
| 713 15 2 | Mantenimiento |
| 713 15 2 01 | Clasificación Objetiva del Costo |
| 713 16 | Impuestos, Tasas y Contribuciones |
| 713 16 1 | Operación |
| 713 16 1 01 | Clasificación Objetiva del Costo |
| 713 16 2 | Mantenimiento |
| 713 16 2 01 | Clasificación Objetiva del Costo |

...///

71 COSTO DE ENERGIA ELECTRICA

713 17
713 17 1
713 17 1 01
713 17 2
713 17 2 01
713 19

Otros

Operación

Clasificación Objetiva del Costo

Mantenimiento

Clasificación Objetiva del Costo

Estaciones Transformadoras

Gastos en Personal

Operación

Clasificación Objetiva del Costo

Mantenimiento

Clasificación Objetiva del Costo

713 2
713 21
713 21 1
713 21 1 01
713 21 2
713 21 2 01
713 22
713 22 1
713 22 1 01
713 22 2
713 22 2 01

Materiales

Operación

Clasificación Objetiva del Costo

Mantenimiento

Clasificación Objetiva del Costo

Amortizaciones

Operación

Clasificación Objetiva del Costo

Mantenimiento

Clasificación Objetiva del Costo

Servicios de Terceros

Operación

Clasificación Objetiva del Costo

Mantenimiento

Clasificación Objetiva del Costo

Impuestos, Tasas y Contribuciones

Operación

Clasificación Objetiva del Costo

Mantenimiento

Clasificación Objetiva del Costo

713 27
713 27 1
713 27 1 01
713 27 2
713 27 2 01

713 29 Otros
713 29 1 Operación
713 29 1 01 Clasificación Objetiva del Costo
713 29 2 Mantenimiento
713 29 2 01 Clasificación Objetiva del Costo

714 Subtransmisión (Alimentación)
714 1 Líneas de Alimentación
714 11 Gastos en Personal
714 11 1 Operación
714 11 1 01 Clasificación Objetiva del Costo
714 11 2 Mantenimiento

714 12
714 12 1
714 12 1 01
714 12 2
714 12 2 01

714 13 Materiales
714 13 1 Operación
714 13 1 01 Clasificación Objetiva del Costo
714 13 2 Mantenimiento
714 13 2 01 Clasificación Objetiva del Costo

714 14 Amortizaciones
714 14 1 Operación
714 14 1 01 Clasificación Objetiva del Costo
714 14 2 Mantenimiento
714 14 2 01 Clasificación Objetiva del Costo

714 15 Servicios de Terceros
714 15 1 Operación
714 15 1 01 Clasificación Objetiva del Costo
714 15 2 Mantenimiento
714 15 2 01 Clasificación Objetiva del Costo

714 16 Impuestos, Tasas y Contribuciones
714 16 1 Operación
714 16 1 01 Clasificación Objetiva del Costo
714 16 2 Mantenimiento
714 16 2 01 Clasificación Objetiva del Costo

714 17
714 17 1
714 17 1 01
714 17 2
714 17 2 01

714 19 Otros
714 19 1 Operación
714 19 1 01 Clasificación Objetiva del Costo
714 19 2 Mantenimiento
714 19 2 01 Clasificación Objetiva del Costo

71 COSTO DE ENERGIA ELECTRICA

| | |
|-------------|-----------------------------------|
| 714 19 2 01 | Clasificación Objetiva del Costo |
| 714 2 | Estaciones Alimentadoras |
| 714 21 | Gastos en Personal |
| 714 21 1 | Operación |
| 714 21 1 01 | Clasificación Objetiva del Costo |
| 714 21 2 | Mantenimiento |
| 714 21 2 01 | Clasificación Objetiva del Costo |
| 714 22 | |
| 714 22 1 | |
| 714 22 1 01 | |
| 714 22 2 | |
| 714 22 2 01 | |
| 714 23 | Materiales |
| 714 23 1 | Operación |
| 714 23 1 01 | Clasificación Objetiva del Costo |
| 714 23 2 | Mantenimiento |
| 714 23 2 01 | Clasificación Objetiva del Costo |
| 714 24 | Amortizaciones |
| 714 24 1 | Operación |
| 714 24 1 01 | Clasificación Objetiva del Costo |
| 714 24 2 | Mantenimiento |
| 714 24 2 01 | Clasificación Objetiva del Costo |
| 714 25 | Servicios de Terceros |
| 714 25 1 | Operación |
| 714 25 1 01 | Clasificación Objetiva del Costo |
| 714 25 2 | Mantenimiento |
| 714 25 02 1 | Clasificación Objetiva del Costo |
| 714 26 | Impuestos, Tasas y Contribuciones |
| 714 26 1 | Operación |
| 714 26 1 01 | Clasificación Objetiva del Costo |
| 714 26 2 | Mantenimiento |
| 714 26 2 01 | Clasificación Objetiva del Costo |
| 714 27 | |
| 714 27 1 | |
| 714 27 1 01 | |
| 714 27 2 | |
| 714 27 2 01 | |
| 714 29 | Otros |
| 714 29 1 | Operación |
| 714 29 1 01 | Clasificación Objetiva del Costo |
| 714 29 2 | Mantenimiento |
| 714 29 2 01 | Clasificación Objetiva del Costo |

| | |
|-------------|-----------------------------------|
| 715 | Distribución |
| 715 1 | Redes de Distribución Primaria |
| 715 11 | Gastos en Personal |
| 715 11 1 | Operación |
| 715 11 1 01 | Clasificación Objetiva del Costo |
| 715 11 2 | Mantenimiento |
| 715 11 2 01 | Clasificación Objetiva del Costo |
| 715 12 | |
| 715 12 1 | |
| 715 12 1 01 | |
| 715 12 2 | |
| 715 12 2 01 | |
| 715 13 | Materiales |
| 715 13 1 | Operación |
| 715 13 1 01 | Clasificación Objetiva del Costo |
| 715 13 2 | Mantenimiento |
| 715 13 2 01 | Clasificación Objetiva del Costo |
| 715 14 | Amortizaciones |
| 715 14 1 | Operación |
| 715 14 1 01 | Clasificación Objetiva del Costo |
| 715 14 2 | Mantenimiento |
| 715 14 2 01 | Clasificación Objetiva del Costo |
| 715 15 | Servicios de Terceros |
| 715 15 1 | Operación |
| 715 15 1 01 | Clasificación Objetiva del Costo |
| 715 15 2 | Mantenimiento |
| 715 15 | Clasificación Objetiva del Costo |
| 715 16 | Impuestos, Tasas y Contribuciones |
| 715 16 1 | Operación |
| 715 16 1 01 | Clasificación Objetiva del Costo |
| 715 16 2 | Mantenimiento |
| 715 16 2 01 | Clasificación Objetiva del Costo |
| 715 17 | |
| 715 17 1 | |
| 715 17 1 01 | |
| 715 17 2 | |
| 715 17 2 01 | |
| 715 19 | Otros |
| 715 19 1 | Operación |
| 715 19 1 01 | Clasificación Objetiva del Costo |
| 715 19 2 | Mantenimiento |
| 715 19 2 01 | Clasificación Objetiva del Costo |
| 715 2 | Redes de Distribución Secundaria |
| 715 3 | Redes de Alumbrado Público |

71 COSTO DE ENERGIA ELECTRICA

715 5 Subestaciones de Distribución Primaria

716 Costo de Comercialización

716 1

716 11 Gastos en Personal

716 12

716 13 Materiales

716 14 Amortizaciones

716 15 Servicios de Terçeros

716 16 Impuestos, Tasas y Contribuciones

716 17

716 19 Otros

7 EGRESOS

72 COSTO DE GAS

721

721 1

721 11

7 EGRESOS

73 COSTO DE AGUA

731

731 1

731 11

7 EGRESOS

74 COSTO DE BIENES

741

741 1

741 11

7 EGRESOS75 GASTOS

| | |
|--------|-----------------------------------|
| 751 | Administración |
| 751 1 | De Energía Eléctrica |
| 751 11 | Gastos en Personal |
| 751 12 | |
| 751 13 | Materiales |
| 751 14 | Amortizaciones |
| 751 15 | Servicios de Terceros |
| 751 16 | Impuestos, Tasas y Contribuciones |
| 751 17 | |
| 751 19 | Otros |
| 751 2 | De Gas |
| 751 3 | De Agua |
| 751 4 | De Bienes |
| 752 | Comercialización |
| 752 1 | De Energía Eléctrica |
| 752 11 | Gastos en Personal |
| 752 12 | |
| 752 13 | Materiales |
| 752 14 | Amortizaciones |
| 752 15 | Servicio de Terceros |
| 752 16 | Impuestos, Tasas y Contribuciones |
| 752 17 | |
| 752 19 | Otros |
| 752 2 | De Gas |
| 752 3 | De Agua |
| 752 4 | De Bienes |
| 753 | Financiación |
| 753 1 | De Energía Eléctrica |
| 753 11 | Gastos en Personal |
| 753 12 | |
| 753 13 | Materiales |
| 753 14 | Amortizaciones |
| 753 15 | Servicios de Terceros |
| 753 16 | Impuestos, Tasas y Contribuciones |
| 753 17 | Cargas Financieras |
| 753 19 | Otros |
| 753 2 | De Gas |
| 753 3 | De Agua |
| 753 4 | De Bienes |

7 EGRESOS

76 OTROS EGRESOS

761

De Energía Eléctrica

761 11

Descuentos Concedidos

761 12

Actualizaciones de Contribuciones de Usuarios

761

Arrendamientos

762

De Gas

763

De Agua

764

De Bienes

77 DE OPERACIONES EXTRAORDINARIAS

| | |
|--------|---------------------------------------|
| 771 | De Energía Eléctrica |
| 771 11 | Costo Venta Bienes de Uso |
| 771 12 | Costo Venta Inversiones |
| 771 13 | Costo Venta Otros Activos |
| 771 14 | Quebrantos por Siniestros |
| 771 15 | Indemnizaciones Accidentes a Terceros |
| 772 | De Gas |

78

DE AJUSTE DE EJERCICIOS ANTERIORES

781 De Energía Eléctrica
781 1 Ajustes Resultados
781 11 Del Ejercicio

781 12 De Ejercicios Anteriores

782 De Gas

783 De Agua

784 De Bienes

8 CUENTAS DE MOVIMIENTO TRANSITORIAS

81 DE MOVIMIENTO

| | |
|--------|----------------------------|
| 811 | De Energía Eléctrica |
| 811 11 | Compras al Contado |
| 811 12 | Ventas al Contado |
| 811 13 | Movimiento entre Servicios |
| 812 | De Gas |
| 813 | De Agua |
| 814 | De Bienes |

82 TRANSITORIAS

| | |
|----------|--|
| 821 | De Energía Eléctrica |
| 821 1 | Gastos a Distribuir |
| 821 11 | Gastos Administración Central |
| 821 12 | Gastos Automotores |
| 821 13 | Gastos Capacitación |
| 821 14 | Gastos Operación Embalses |
| 821 15 | Gastos Ingeniería (Estudios y Proyectos) |
| 821 16 | |
| 821 19 | Distribución |
| 821 19 1 | A Costo del Servicio |
| 821 19 2 | A Gastos |
| 821 19 3 | A Bienes de Uso |
| 821 19 4 | A Otros Activos |
| 821 19 5 | A Otros Servicios |
| 821 2 | Operaciones Pendientes de Apropiación |
| 821 21 | Débitos Varios en Suspenso |
| 821 22 | Créditos Varios en Suspenso |
| 822 | De Gas |
| 823 | De Agua |
| 824 | De Bienes |

CLASIFICACION OBJETIVA DE COSTOS

GASTOS EN PERSONAL

- 01 Sueldos y Jornales
- 02 Contribuciones Sociales
- 03 Sueldo Anual Complementario
- 04 Contribuciones Sociales sobre S.A.C.
- 05 Asignaciones Familiares
- 06 Bonificación Anual Especial
- 07 Contribuciones Sociales sobre B.A.E.
- 08 Servicio de Refrigerio
- 09 Viático y Gastos de Viaje
- 10 Pasajes
- 11 Ropa para el Personal
- 12 Indemnización por Despido
- 13 Retribución de Directores y Síndicos
- 14 Contribuciones Sociales sobre Retribución de Directores y Síndico
- 15 Vacaciones
- 16 Accidentes y Enfermedades
- 17 Contribuciones Sociales sobre Vacaciones, Accidentes y Enfermedad
- 18 Seguros sobre el Personal

CLASIFICACION OBJETIVA DE COSTOS

MATERIA PRIMA Y MATERIALES

- 01 Diesel Oil
- 02 Fuel Oil
- 03 Gas Oil
- 04 Gas natural
- 05 Carbón
- 06 Residual de Pétroleo
- 07 Agua
- 08 Elemento Combustible
- 09 Lubricantes
- 10 Productos Químicos
- 11 Papelería y Utiles de Oficina
- 12 Artículos de Limpieza
- 13 Combustibles y Lubricantes Usos Varios
- 14 Materiales

CLASIFICACION OBJETIVA DE COSTOS

AMORTIZACIONES

- 01 Amortización Edificios
- 02 Amortización Obras de Acceso
- 03 Amortización Cosntrucciones no Permanentes
- 04 Amortización Plantas Generadoras
- 05 Amortización Líneas de Transmisión
- 06 Amortización Líneas de Subtransmisión (Alimentación)
- 07 Amortización Redes de Distribución
- 08 Amortización Redes de Alimbrado Público
- 09 Amortización Estaciones Transformadoreas
- 10 Amortización Subestaciones Transformadoras
- 11 Amortización Transformadores de Potencia
- 12 Amortización Aparatos y Equipos de Medición
- 13 Amortización Moblaje
- 14 Amortización Utiles y Herramientas
- 15 Amortización Máquinas y Equipos de Oficina
- 16 Amortización Máquinas y Equipos de Taller y Obras
- 17 Amortización Equipos de Seguridad
- 18 Amortización Vehículos
- 19 Amortización Sistema de Comunicaciones
- 20 Amortización Inmuebles (Inversiones)
- 21 Amortización Activos Intangibles

CLASIFICACION OBJETIVA DE COSTOS

SERVICIOS DE TERCEROS

- 01 Servicio de Limpieza
- 02 Servicio de Vigilancia
- 03 Servicio de Transporte
- 04 Servicio de Sanidad y Medicina Preventiva
- 05 Servicio de Reparaciones y Mantenimiento Bienes de Uso
- 06 Servicio de Agua y Gas
- 07 Servicio de Comunicaciones
- 08 Servicio de Poda y Desrame Arboles
- 09 Honorarios
- 10 Seguros sobre Bienes
- 11 Comisiones
- 12 Servicio de Computación
- 13 Servicio de Fotocopias y Microfilmación
- 14 Publicidad y Propaganda
- 15 Servicio de Distribución Tacturación
- 16 Alquileres Inmuebles
- 17 Alquileres Varios

CLASIFICACION OBJETIVA DE COSTOS

IMPUESTOS, TASAS Y CONTRIBUCIONES

- 01 Impuesto a las Ganancias
- 02 Impuesto a los Capitales
- 03 Impuesto de Sellos
- 04 Impuesto a los Ingresos Brutos
- 05 Impuesto Inmobiliario
- 06 Impuesto Automotores
- 07 Tasas Municipales
- 08 Contribución a Municipalidades
- 09 Contribuciones Varias

CLASIFICACION OBJETIVA DE COSTOS

CARGAS FINANCIERAS

- 01 Gastos y Comisiones Bancarias
- 02 Intereses a Bancos e Instituciones Financieras
- 03 Intereses a Proveedores
- 04 Intereses Resarcitorios sobre Leyes Impositivas
- 05 Intereses Punitorios sobre Leyes Impositivas
- 06 Multas sobre Leyes Impositivas
- 07 Actualizaciones sobre Leyes Impositivas
- 08 Costas y Otros Accesorios sobre Leyes Impositivas
- 09 Interes Punitorios sobre Leyes Sociales
- 10 Multas sobre Leyes Sociales
- 11 Actualizaciones sobre Leyes Sociales
- 12 Costas y Otros Accesorios sobre Leyes Sociales
- 13 Diferencias de Cambio

CLASIFICACION OBJETIVA DE COSTOS

OTROS

- 01 Donaciones
- 02 Atenciones y Agazajos
- 03 Quebrantos por Incobrables
- 04 Desvalorización Materiales
- 05 Fallas de Stock
- 06 Diferencias de Cotización
- 07 Gastos de Administración Central Prorrateados
- 08 Gastos Automotores Prorratados
- 09 Gastos Centros de Capacitación Prorrateados
- 10 Gastos de Ingeniería Prorrateados
- 11 Gastos Operación Embalse Prorrateados
- 12 Gastos de Estudio e Investigación