

ANEXO I

GRANDES USUARIOS DE LAS AREAS DE EDENOR Y EDESUR

1. INTRODUCCION

En el presente anexo se desarrolla el análisis sobre el comportamiento de la demanda de Energía Eléctrica de los Grandes Usuarios de las áreas de concesión de las distribuidoras Edenor y Edesur para el año 2000.

Se incorpora en el presente trabajo, como una versión reducida y simplificada del informe anual que elabora la Dirección Nacional de Prospectiva de esta Secretaría. Este último comprende el análisis de una muestra más extensa, que incluye otras jurisdicciones; el inconveniente que se presentó para el último período es la falta de envío de información por parte de las distribuidoras incluidas en la muestra del informe citado.

2. DESCRIPCION DE LA MUESTRA

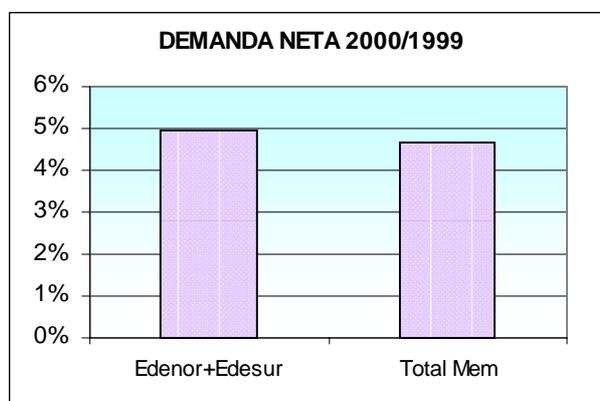
La muestra analizada en este anexo comprende los grandes usuarios de las áreas de concesión de Edenor y Edesur. Estos son usuarios con demanda de potencia superior a 50 kW, tanto clientes de las distribuidoras como del MEM, clasificados por código CIU (Clasificación Internacional Industrial Uniforme) Rev. 2 de Naciones Unidas. Particularmente se muestran los rubros 3, 5 y 6 (Industria Manufacturera, Construcción y Comercio) de la clasificación mencionada.

La información utilizada es la enviada por las distribuidoras y la publicada en el Documento de Transacciones Económicas (DTE - CAMMESA), procesada para los fines mencionados por esta Dirección.

3. EVOLUCIÓN PERÍODO 2000/1999

3.1. Demanda de Energía Eléctrica

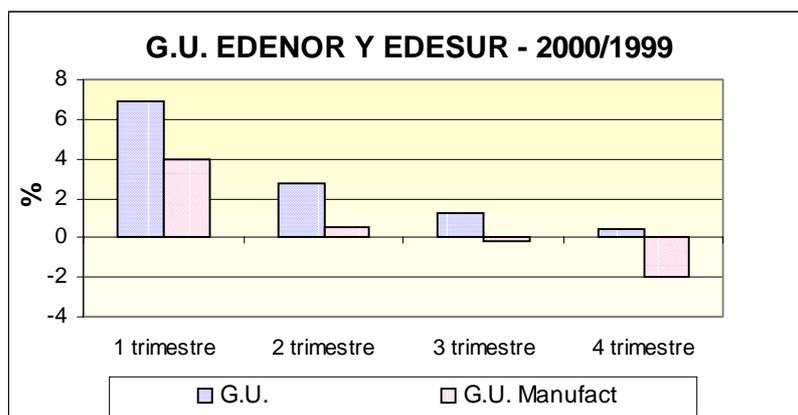
En el gráfico siguiente se muestra la variación que alcanzaron en el período bajo estudio las demandas netas tanto del área analizada y del total del MEM.



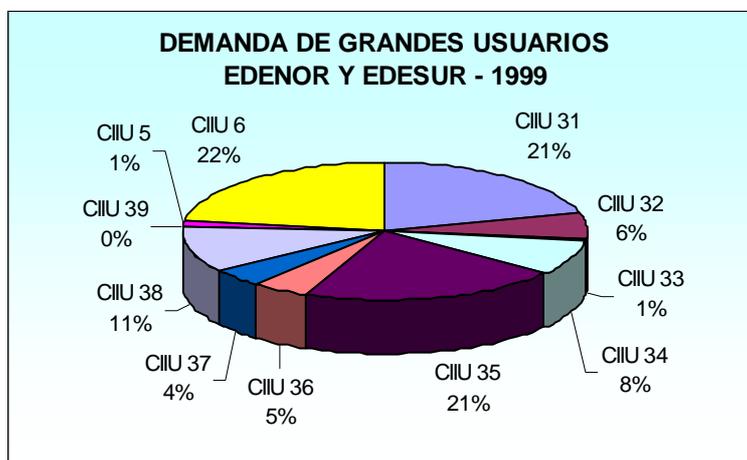
El total del MEM registra un crecimiento de 4,66 % y el total de las áreas de Edenor y Edesur 4,94 %, siempre comparando el año 2000 con respecto a 1999. Esto indicaría un mayor dinamismo de la demanda de las áreas seleccionadas que para el total del MEM.

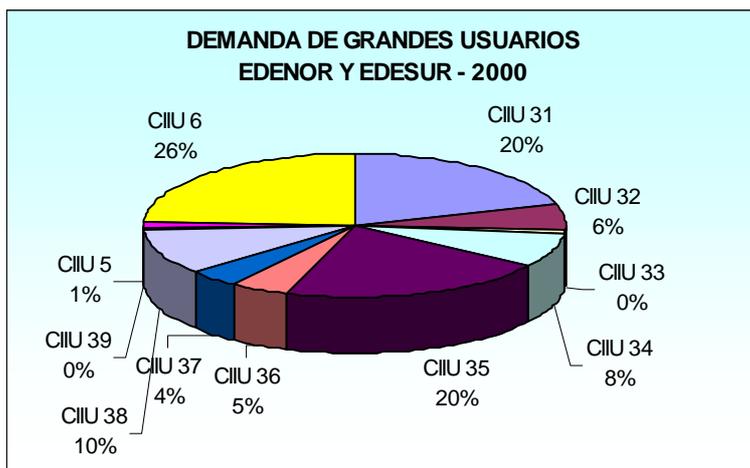
En cuanto al comportamiento de la muestra que se estudia en este anexo se observan en términos agregados sus crecimientos trimestrales y en particular del rubro 3 (Manufactura). La demanda de Energía Eléctrica de GU de los mercados de las áreas de Edenor y Edesur presentan un incremento anual del 2,81 % para la muestra en su conjunto y en particular del 0,57 % para la Manufactura. Esta evolución observada por trimestre varía desde 6,92 % para el total en el primer trimestre hasta 0,42% en el cuarto; para la Manufactura desde 4 % hasta -1,99 %. Las variaciones trimestrales se efectúan con respecto a igual período del año anterior (2000/1999). El total de la muestra comprende los rubros 3, 5 y 6 (Manufactura, Construcción y Comercio).

De las observaciones del párrafo precedente se deduce que la Manufactura presenta un menor ritmo de crecimiento, en tanto que el mayor dinamismo corresponde al rubro Comercio. Además, la evolución en los crecimientos presenta una tendencia hacia la caída desde el primero al cuarto trimestre del año 2000, dicha tendencia se observa en el gráfico siguiente:



Para analizar en detalle los rubros y especialmente la desagregación a dos dígitos de la Manufactura, puede observarse la participación de éstos en los gráficos que se anexan para los años 1999 y 2000:

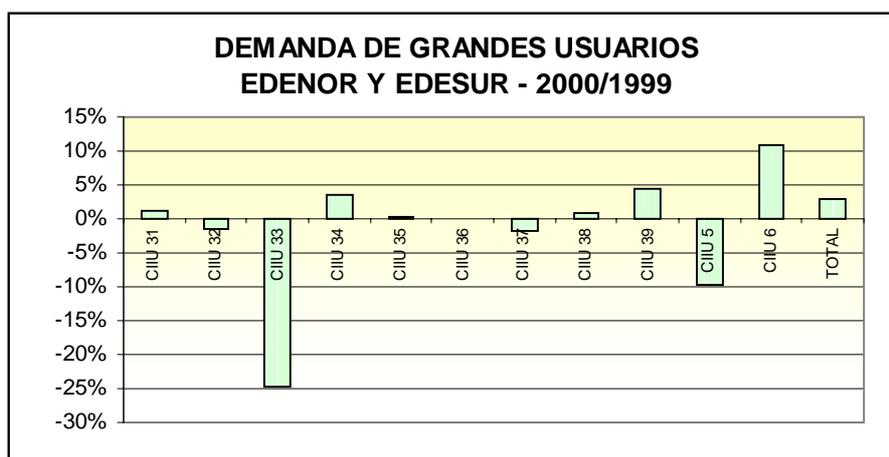




Se visualiza especialmente una expansión en el CIU 6 (Comercio) en detrimento de pequeñas disminuciones en los demás, esta expansión alcanza al 4 % en la participación dentro de la muestra, en tanto que las participaciones de los restantes rubros registran magnitudes diversas.

Con el fin de evaluar el comportamiento de estos mercados se hace una reseña con datos del EMI (Estimador Mensual Industrial - INDEC) del mes de Diciembre del 2000, la Encuesta de Supermercados (INDEC) de fecha 26 de Febrero del 2001 y el Comunicado de Prensa del 26 de Marzo del 2001 de la Secretaría de Programación Económica y Regional.

A continuación se muestra el gráfico con las variaciones interanuales de cada rubro que se analizará:



Los rubros desagregados a un dígito presentan valores extremos en cuanto a participación, el CIU 5 (Construcción) con una participación del 1 % y el CIU 6 (Comercio) con 26 %, para el año 2000 registraron respectivamente, una caída del 9,73% y un alza del 10,97 %.

Ambos rubros son especiales para el área bajo estudio. El rubro Construcción, que tiene una escasa participación, según el Comunicado de Prensa, para el cuarto trimestre se registró una caída de 13,4 %, para el tercero de 14,4 % y para el segundo de 12,5 %.

En cuanto a Comercio, según el Comunicado de Prensa y la Encuesta de Supermercados, la evolución es negativa, aunque el sector productor de servicios ha presentado un leve repunte. Especialmente para las áreas analizadas el fenómeno es particular, ya que en ellas se concentra la mayor cantidad de grandes locales, tanto de supermercados como de centros de compras, además, desde hace varios períodos se siguen incorporando nuevos establecimientos, que cuentan con un importante equipamiento en cuanto a refrigeración e iluminación.

En cuanto a la evolución del sector manufacturero, la demanda de energía de los GU experimentó un alza de 0,57 %, el Comunicado de Prensa señala una variación negativa para el sector productor de bienes de 2,9 % y el EMI no registra cambios en la actividad industrial para el período. Estas variaciones evidencian un mayor dinamismo en el grupo de usuarios observados.

Si se desagrega el CIIU 3 (Manufactura) a dos dígitos se encuentra, en primer lugar un grupo que presenta una mayor participación dentro de la muestra, ellos son CIIU 31 (Alimentos) 20,23 %, CIIU 34 (Papel) 8,3 %, CIIU 35 (Químicos) y CIIU 38 (Maquinaria y Equipo) 10,42 % de participación, que presentan crecimientos interanuales de 1,1 %, 3,59 %, 0,42 % y 0,99 % respectivamente.

El rubro Alimentos, según el EMI registró una caída de 2,6 %, y dentro de este rubro existen subsectores con tendencias contrapuestas, por lo cual habría que diferenciar las producciones dentro del área en estudio; a modo de ejemplo el subsector que mostró mayor contracción es el azúcar, cuya producción obviamente no se encuentra dentro de la zona analizada; contrariamente, las carnes tanto rojas como blancas han aumentado su producción. La industria del Papel según el EMI registra una suba en la producción de 8,3 %, mientras que la demanda de GU presenta una suba de 3,59 %. Para el bloque de Químicos se encuentran comportamientos divergentes, la refinación de petróleo cayó 5,4 %, sustancias y productos químicos se incrementaron en 5,4 % y los productos de caucho y plástico se contrajeron en un 3,9 %. Teniendo en cuenta que todos éstos son subsectores del CIIU 35, podría deducirse una variación razonable de la demanda de energía eléctrica del 0,42 % para este rubro. En cuanto a Maquinaria y Equipo, el EMI registra un aumento del 9,6 % para el sector automotriz y una reducción del 14 % para el resto de la metalmecánica, con lo cual también es razonable el incremento que se presenta en esta muestra de 0,99 %.

En segundo lugar se observan los rubros con menor participación, a saber, CIIU 32 (Textil) 5,91 %, CIIU 33 (Maderas) 0,39 %, CIIU 36 (Minerales No Metálicos) 4,52 %, CIIU 37 (Metálicas Básicas) 3,89 % y CIIU 39 (Otras Industrias) con 0,29 % de participación. Los mismos registraron, a excepción del CIIU 39 variaciones negativas para el año 2000 con respecto a 1999. Las magnitudes de esas contracciones ascienden, respectivamente, a 1,48 %, 24,71 %, 0,02 %, 1,73 % y un incremento para Otras Industrias de 4,29 %.

Para el rubro Textil el EMI señala un incremento de 2,5 %, no hay datos en cuanto al CIIU 33 y para Minerales no Metálicos observa una caída de 13,4 %. Para Metálicas Básicas se registra un ascenso de 20,6 % y tampoco se registran datos para Otras Industrias. Estos rubros de participación ínfima en la muestra no son representativos y además, se debe tener en cuenta que se analiza una jurisdicción muy particular. A modo de ejemplo, las industrias metálicas básicas, cuya producción es realizada por pocas empresas, se hallan fuera de las áreas que se estudian.

Concluyendo el análisis de la Manufactura por sector, puede deducirse que la muestra no es suficientemente abarcativa como para definir una tendencia por sí misma. Los datos del EMI comprenden la totalidad del país, y en consecuencia incorporan datos de producción de empresas fuera del área estudiada. Es importante señalar que el indicador mencionado muestra crecimientos particularmente en productos que se exportan con distintos destinos, y salvo excepciones, el consumo interno continúa deprimido.

3.2. Cantidad de Agentes del MEM

Un punto importante es mostrar la evolución que ha tenido la cantidad de Grandes Usuarios agentes del MEM (Mercado Eléctrico Mayorista), tanto Mayores, Menores como Particulares.

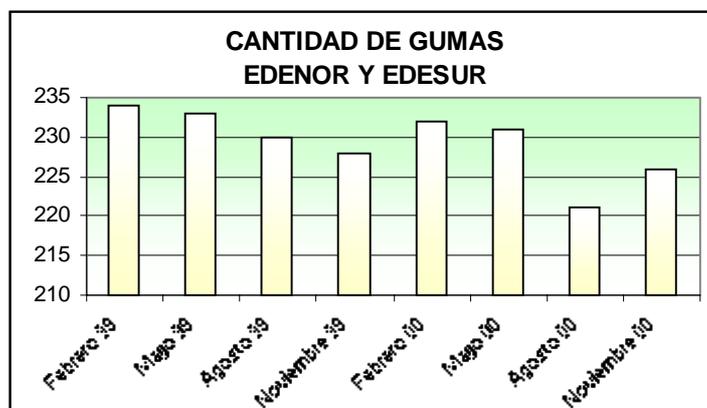
Para las áreas de Edenor y Edesur, la cantidad de agentes presenta una tendencia decreciente, que comienza a manifestarse a partir de Mayo de 1999 en los GUMAs y GUMEs, y a partir de Noviembre de 1999 para los GUPAs. De todas formas, éstos últimos representan un pequeño número de usuarios.

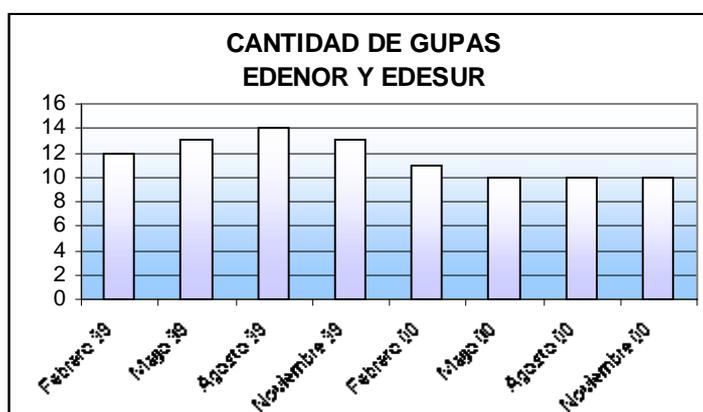
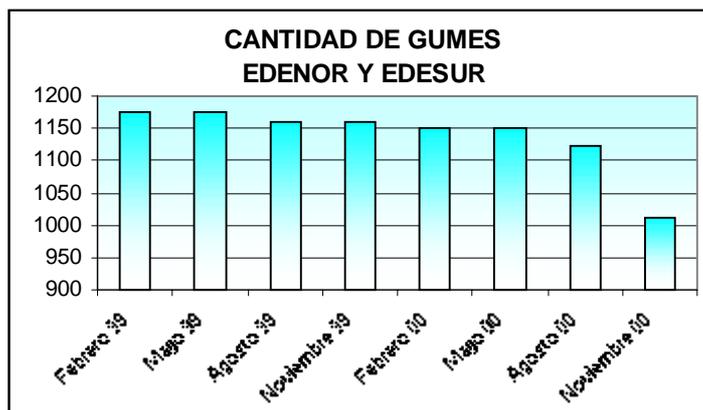
Las variaciones en las cantidades de estos agentes comparando Noviembre del 2000 contra Febrero de 1999 fueron todas negativas, las mismas ascienden a 3,4 % para GUMAs, 14 % para GUMEs y 13,7 % para GUPAs.

Esta tendencia es contrapuesta a la que venía manifestándose hasta 1998, cuando la cantidad de agentes ingresantes aumentaba período a período, 1998 se estabilizó y finalmente comenzó a decrecer.

Debe tenerse en cuenta que para las distribuidoras de las jurisdicciones analizadas finalizaron los contratos con generadores suscriptos en el momento de la privatización, con lo cual disminuyeron su tarifa. De este modo, para el usuario se contrajo la brecha entre los precios mayoristas y de distribuidoras.

Los comportamientos descriptos pueden visualizarse en los siguientes gráficos:

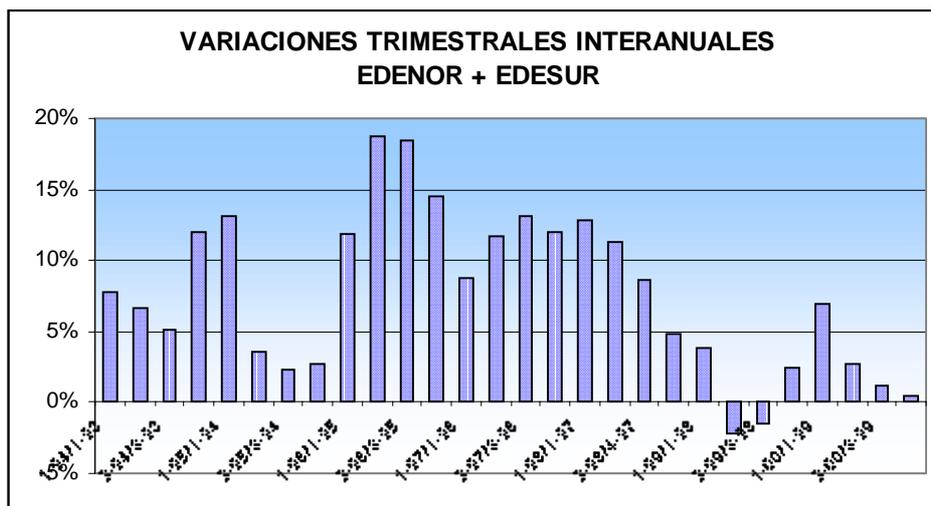




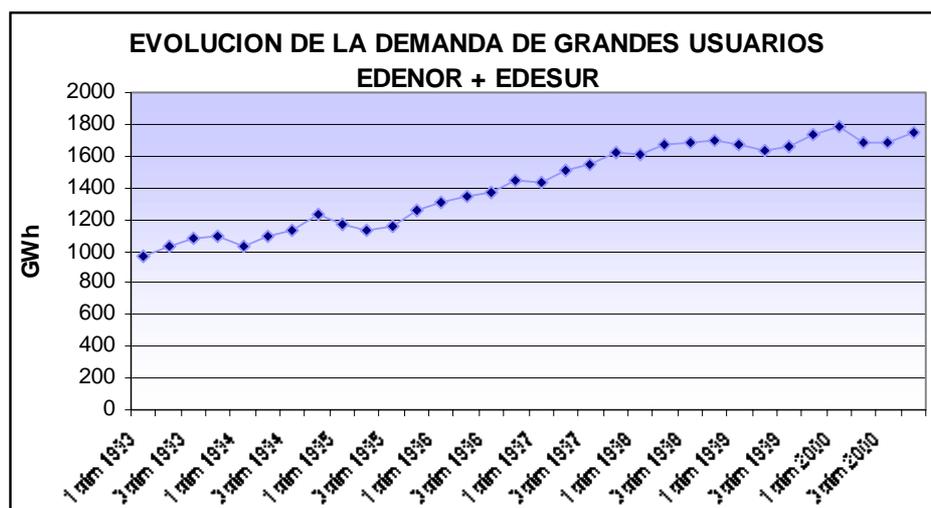
4. TENDENCIA HISTÓRICA

Finalmente, en los siguientes gráficos puede observarse el comportamiento de los usuarios analizados en el presente anexo, desde el primer trimestre de 1993, fecha a partir de la cual se dispone y es procesada la información.

En cuanto a las variaciones en los trimestres, comparando con igual período del año anterior, se observa que este grupo de usuarios mostró disminuciones solamente en el segundo y tercer trimestre de 1999. Obviamente este grupo se compone de los tres rubros, Manufactura, Construcción y Comercio.



Teniendo en cuenta la evolución física de la demanda de energía eléctrica, podemos concluir que en el primer trimestre de 1993 la demanda ascendía a 963 GWh, mientras que para el cuarto trimestre del 2000 la magnitud alcanzó los 1.743 GWh. Esto indica una tasa de crecimiento acumulada anual para el período de 7,46 %.



5. CONCLUSIONES

La evolución de los Grandes Usuarios analizados en este punto es considerable y significativa. A pesar de las contracciones ocurridas en el último período, es un grupo de usuarios con un gran dinamismo, que ha presentado muy altas tasas de crecimiento. Esto queda demostrado en la tasa a.a. de 7,46 % entre los años 1993 y 2000 para la muestra seleccionada.

Como se mencionara en su oportunidad, para algunos sectores productivos es difícil establecer una correspondencia con la tendencia señalada en indicadores como el EMI, ya que existen muchos polos industriales en distintas zonas geográficas con emprendimientos de envergadura, que además destinan mayoritariamente su producción al mercado externo, que no pueden analizarse en el presente. Obviamente, este inconveniente se solucionaría con la disposición de información de otras jurisdicciones.

De todos modos, en términos generales, aún en el período contractivo analizado, la demanda de energía eléctrica del grupo de grandes usuarios de las áreas de Edenor y Edesur presentan mayor ritmo de crecimiento que las indicadas por las publicaciones citadas en el presente en cuanto a la evolución de la economía en su conjunto.

ANEXO II

DATOS DE PROYECTOS MINEROS

En el Capítulo II de este documento se indicó que la demanda de energía eléctrica correspondiente a Minería se ha tratado como una demanda extratendencial, cuya incorporación en el período en análisis tiene estrecha relación con la información del estado de cada uno de los proyectos y sus perspectivas, en un contexto no siempre permanente por las características del negocio en sí mismo.

La información que se presenta proviene de la Dirección de Inversiones y Normativa Minera de la Secretaría de Energía y Minería, y se ha complementado con algunos datos que surgieron del “Estudio de Prefactibilidad y Determinación de Beneficios Potenciales en Obras de 500 kV”, elaborado por consultoría a pedido del Consejo Federal de la Energía Eléctrica, en ocasión del análisis de los proyectos del Plan Federal de Transporte en Alta Tensión.

Este informe es un resumen de la información existente, sobre el cual se han hecho estimaciones de ingresos probables de demanda, que se han indicado en el capítulo correspondiente.

La información completa y mayores detalles sobre el sector, pueden consultarse en la página web de la Secretaría de Energía y Minería, ingresando específicamente en el sector Minería.

DATOS DEL INFORME DE PERFILES DE PROYECTOS MINEROS

Proyectos en Etapa Productiva	Minerales primarios/Tipo de yacimiento	Bienes que produce
Proyecto Bajo de la Alumbraera	Pirita, calcopirita, magnetita, oro, bornita y molibdenita	Concentrados minerales de cobre y oro y metal doré
Proyecto Fénix-Salar del Hombre Muerto	Salmueras ricas en litio	Cloruro de litio y carbonato de litio
Proyecto Cerro Vanguardia	Oro/plata en vetas de alta ley	Bullión de oro y plata en planta
Proyecto Loma Blanca	Depósito de boratos en sedimentos- Minerales reconocidos: Tincal-Inyoita-Ulexita	Concentrados de tincal y ulexita de alta ley de B2O3
Proyecto Ampliación Planta de Cal	Cantera a cielo abierto- Caliza de diferentes granulometrías	Cal - Hidratación de cal viva
Proyecto United Stone	Canteras de piedra pórfido	Baldosas, escalones, adoquines y cordones p/veredas
Proyecto Planta de Pelletización	Tratamiento de piedra caliza y dolomita	Pellets, correctores de acidez de suelos
Proyecto Piedra Púrpura	Explotación de canteras de pórfidos	Piedra Laja cortada-Bloques macizos

Nuevos Proyectos

Proyecto Pachon	Pórfido de cobre y molibdeno	Concentrado de cobre y concentrado de molibdeno
Proyecto de Oro Hualilan	Calizas ordovícicas, arenas, conglomerados y lutitas interestratificadas.	Oro y Plata
Proyecto Andacollo	Venas de cuarzo aurífero, emplazadas en metamórficas carbónicas.-Pirita, galena calcopirita y blenda aurífera.	Oro
Proyecto Pirquitas	Casiterita y sulfosales complejas de plata	Concentrados de plata y concentrados de estaño
Proyecto Agua Rica	Típico depósito de cobre - oro porfírico	Concentrados minerales de cobre y oro
Proyecto San Jorge	Depósito del tipo pórfido de cobre y oro	Cátodos de cobre
Proyecto Veladero (Valle del Cura)	Pórfido con diseminado de oro y plata	Oro y plata
Proyecto Río Colorado	Evaporitas fósiles	Cloruro de potasio para fertilizantes
Proyecto Manantial Espejo	Vetas silíceas dentro de rocas volcánicas	Oro y Plata
Proyecto Pascua-Lama (Valle del Cura)	Depósito epitermal de oro-plata de gran tonelaje	Oro, plata y oro doré
Proyecto Europietra	Piedra pórfido	Lajas, bloques, adoquines
Proyecto Salar del Río Grande	Depósitos mineralizados de sulfato de sodio decahidratado y aguas freáticas con sulfato de sodio	Sulfato de sodio anhidro
Proyecto Trenque Lauquen	Salmueras de cloro sulfatadas	Sulfato de sodio anhidro
Proyecto Huyamampa	Salmueras de distinto tenor de sulfato	Sulfato de sodio
Proyecto Taca Taca Bajo	Oro y cobre porfírico	Oro, cobre
Proyecto Yesos Knauf	Afloraciones superficiales de aljez (mineral de yeso)	Placas de cartón yeso y enduido para construcción
Proyecto El Calafate	Cantera de piedra caliza	Cal hidratada a partir del carbonato de calcio
Proyecto Durlock	Yacimiento de yeso	Mineral de yeso, para fabricación de placas de yeso cartón y otros productos derivados
Proyecto Famatina	Manifestaciones de tipo cobre porfídico, sectores intermedios de cobre y cobre-oro y distritos argentíferos filonianos.	Oro- Cobre
Proyecto Pórfidos Río Negro	Rocas ígneas de estructura porfírica	Rústicos sin proceso, Baldosas y Adoquines.
Proyecto Crismar	Salmuera rica en sulfatos	Sulfato de sodio anhidro (grado industrial y farmaco.)
Proyecto Bacon- Veta Martha	Sistema de vetas de plata de alta ley	Plata

DATOS de "PERFILES DE PROYECTOS MINEROS"

PROYECTOS EN ETAPA PRODUCTIVA	Región	Provincia	Departamento	Empresa	Etapa	Potencia (MW)
1) Proyecto Bajo de La Alumbraera	NOA	Catamarca	Belén	Minera Alumbraera Ltd.	Producción	150
2) Proyecto Fenix - Salar del Hombre Muerto	NOA	Catamarca	Antofagasta de la Sierra	Minera del Altiplano	Producción	20
3) Proyecto Cerro Vanguardia	PAT	Santa Cruz	Magallanes	Cerro Vanguardia SA	Producción	8 (autogenera)
4) Proyecto Loma Blanca	NOA	Jujuy	Susques	Procesadora de Boratos SA	Producción	10
5) Proyecto Ampliación Planta de Cal	CUY	San Juan		Cía. Minera del Pacífico SA	Producción	
7) Proyecto United Stone	PAT	Chubut	Telsen	United Stone SA	Producción	
8) Proyecto Plantade Pelletizacion	BAS	Buenos Aires	Olavarría	Agrominerales SA	Producción	
9) Proyecto Piedra Purpura	PAT	Chubut		Piedra Púrpura SA	Producción	
NUEVOS PROYECTOS						
1) Proyecto Pachon	NOA	San Juan		Pachón SA Minera	Factibilidad	100
2) Proyecto de Oro Hualilan	NOA	San Juan	Ullúm	Cía. Minera Colorado	Factibilidad	
3) Proyecto Andacollo	COM	Neuquén	Minas	Cormine SEP / MAGSA		
4) Proyecto Pirquitas	NOA	Jujuy	Rinconada	Sunshine Argentina Inc.	Factibilidad	7
5) Proyecto Agua Rica	NOA	Catamarca	Andalgalá	BHP Minerals	Prefactibilidad	100
6) Proyecto San Jorge	CUY	Mendoza		Grupo minero Aconcagua SA	Prefactibilidad	15
7) Proyecto Veladero (Valle del Cura)	CUY	San Juan		Homestake Mining	Exploración	50
8) Proyecto Río Colorado	CUY	Mendoza	Malargüe	Potasio Río Colorado SA		
9) Proyecto Manantial Espejo	PAT	Santa Cruz		BlackHawk Mining / BarrickE.A.		
10) Proyecto Pascua - Lama (Valle del Cura)	CUY	San Juan		Barrick Gold Co.		50
11) Proyecto Europietra				Europietra S.A		
12) Proyecto: Salar del Río Grande	NOA	Salta		Surnatron SA		
13) Proyecto Trenque Lauquen	BAS	Buenos Aires	Trenque Lauquen	Clarix Minera SA		
14) Proyecto Huyamampa	NOA	Sgo. del Estero		Cantesan SA		
15) Proyecto Taca Taca Bajo	NOA	Salta		Corriente Argentina / RTZ	Exploración	50
16) Proyecto Yesos Knauf	CUY	Mendoza	Las Heras	Yesos Knauf GMBH	Construcción	3
17) Proyecto El Calafate	PAT	Chubut		El Calafate SCC	Producción	
18) Proyecto Durlock	COM	La Pampa	Utracán	Durlock SA	Producción	
19) Proyecto Famatina	NOA	La Rioja		Yamiri SA		40
20) Proyecto Porfidos Río Negro	COM	Río Negro		Porfidos Río Negro SA		
21) Proyecto Crismar	NOA	Salta	Los Andes	Deproquim SRL		
22) Proyecto Bacon-Veta Martha	PAT	Santa Cruz		Minera Argentina Polymet SA	Producción	

ANEXO III

BRASIL – URUGUAY - CHILE

BRASIL

1. MERCADO DEL GAS NATURAL Y DE LA ELECTRICIDAD EN BRASIL

Dada la importancia regional del mercado energético brasileño y su impacto en los mercados energéticos vinculados, resulta necesario conocer el desarrollo y las regulaciones que lo rigen para poder comprender cuál es la situación actual de la demanda y oferta del gas natural y de la energía eléctrica y el comportamiento que podría esperarse de estos mercados en su conjunto y las tendencias que se prevén marcarán el proceso de integración energética regional que se está dando en la actualidad a través del MERCOSUR, y en un futuro no tan lejano, con un MERCOSUR ampliado.

En este trabajo se describe el desarrollo actual del mercado del gas natural, su producción, el nivel de las reservas, los intercambios comerciales, etc.

Con relación al mercado de energía eléctrica brasileño, se ha profundizado su análisis dado que su integración con el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) genera externalidades muy importantes en los agentes y usuarios de Argentina. Por ello se parte describiendo la situación actual de la generación en el Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro Oeste, los principales indicadores del desarrollo del mercado eléctrico y las previsiones del crecimiento de la demanda que impulsarán la concreción de incorporaciones de generación para satisfacer dichos requerimientos.

Siguiendo con los lineamientos de la planificación del sistema eléctrico brasileño dictados por el Ministerio de Minas y Energía (MME), se analizó detalladamente el denominado Plan Prioritario, que consiste en la incorporación de generación térmica a gas natural a partir del año 2001 y hasta el 2004. Además, complementariamente se instrumentan diversas políticas para incentivar las inversiones en generación térmica a gas natural.

El Plan Prioritario tal como fue diseñado, tendría un importante impacto en la integración eléctrica entre Brasil y Argentina, que podría afectar a la exportación eléctrica proveniente de Argentina que es producida con gas natural.

Por otra parte, el Operador Nacional del Sistema (ONS) en su Plan de Operación Anual 2000, en el que estudia el quinquenio 2000 – 2004, para satisfacer los incrementos de la demanda de energía eléctrica, incorpora generación térmica pero en una cantidad de MW menor que la definida en el Plan Prioritario MME.

De la divergencia que surge entre estos dos planes, se puede concluir que los requerimientos de la demanda podrían ser satisfechos con la aplicación del Plan de Operación Anual del ONS.

Las centrales térmicas que se prevé incorporar, utilizarán como combustible el gas natural proveniente de Bolivia, Argentina y de producción local. El precio del gas natural para estas centrales será fijo y único para toda la subregión Sul/Sudeste/Centro Oeste a partir de la puesta en marcha del Plan. Esta determinación en materia de política energética reviste un importante sesgo en la competencia de los generadores térmicos a gas locales con la exportación de energía eléctrica proveniente de Argentina.

Entre los temas analizados, se encuentran los nuevos Valores Normativos y las tarifas nodales de los cargos por el uso del transporte del Sistema Interligado.

2. SITUACION ACTUAL

2.1. GAS NATURAL

2.1.1. Reservas

En el año 1999, las reservas probadas mundiales de gas natural alcanzaron los $146,4 \times 10^{15} \text{ m}^3$, un 0,4% superior a los niveles de 1998, donde el 38,7% se encuentra en los países de la ex-Unión Soviética y 33,8% en el Oriente Medio. El 43,2% de las reservas mundiales se concentra en los países miembros de la OPEC.

Brasil contabiliza $231,2 \times 10^9 \text{ m}^3$ de reservas probadas, presentando estas reservas un incremento de 2,3% respecto de 1998. Las reservas brasileñas ocupan el lugar 41° en el ranking mundial. De las reservas probadas, el 36,9% corresponden a reservas onshore y 63,1% restante a las offshore.

El Estado de Río de Janeiro tiene $104,9 \times 10^9 \text{ m}^3$ del total de reservas probadas del país, lo que representa 45,4% de las reservas totales. El 72,0% de las reservas de Río son de yacimientos offshore. El Estado de Amazonas aparece en 2° lugar con el 19,4% de las reservas totales, siendo 52,5% de las reservas de yacimientos onshore.

2.1.2. Producción

La producción mundial de gas natural alcanza a $2,32 \times 10^{15} \text{ m}^3$ en 1999, siendo un 1,0% inferior respecto de 1998. Los Estados Unidos de Norteamérica y Rusia son los mayores productores, con el 24,3% y 21,5% respectivamente del total de la producción mundial.

La producción nacional de gas natural alcanzó los $11,9 \times 10^9 \text{ m}^3$, con un crecimiento del 10,1% en relación a 1998. Con ese volumen producido, el Brasil ocupa el 29° lugar en el mercado internacional de productores de gas natural en el año 1999.

BALANCE DE GAS NATURAL DE BRASIL (10³ m³)(1)

DESCRIPCION	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Importación (2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	400.248
Producción	6.290.699	6.609.117	7.007.000	7.398.096	7.756.378	8.091.001	9.213.783	9.864.993	10.832.800	11.898.017
No Aprovechado	1.715.137	1.694.604	1.416.029	1.281.242	1.202.904	1.184.274	1.500.546	1.463.592	2.009.626	2.275.262
Reinyectado	1.140.610	1.362.180	1.580.388	1.487.010	1.531.175	1.412.915	1.649.928	1.819.890	1.927.565	1.781.256
Consumo Petrobras	708.232	756.987	775.177	856.436	1.116.277	1.149.904	1.324.626	1.446.245	1.684.840	2.407.745
LGN (3)	332.150	326.675	356.484	349.305	347.480	334.340	378.810	404.055	421.575	531.659
Ventas	2.394.570	2.468.671	2.878.922	3.424.103	3.558.542	4.009.568	4.359.873	4.731.211	4.789.194	5.302.343

Fuente: Petrobras y Abegás

(1) A temperatura de 20 °c y 1 atm.

(2) Volumen importado de Bolivia a partir de julio de 1999

(3) Líquido de gas natural (LGN). Parte del GN que se licua en unidades de procesamiento de GN (UPGN)

Del total producido en el país, el 33,1% es onshore y el 66,9% offshore. Se destaca un aumento en la producción del 21,6% en el Estado de Río de Janeiro que produjo $5,5 \times 10^9$ m³ en 1999, siendo responsable del 69,5% de la producción total offshore y del 46,5% de la producción total nacional. El estado de Bahía fue el mayor productor onshore, con el 47,2% del total producido en tierra y 15,6% de la producción nacional.

2.1.3. El Comercio Internacional

En julio de 1999 se inició la importación de gas natural proveniente de Bolivia, como resultado de la conclusión de las obras del gasoducto Bolivia – Brasil. El gas natural llega hasta San Pablo a través del gasoducto GASBOL que en el año 1999 transportó $400,3 \times 10^6$ m³ en los primeros seis meses de operación.

2.1.4. Ventas Internas

En 1999, las ventas de gas natural alcanzaron $5,3 \times 10^9$ m³, con un incremento del 10,7% en relación con 1998. La región Sudeste se destacó como la mayor consumidora de gas natural con un 58,2% del consumo nacional.

El consumo de gas natural se incrementó en casi todo el país. Y la región Sudeste fue la que presentó el mayor aumento, cerca del 11,0% comparado con 1998. El estado de San Pablo fue el mayor consumidor, con un 42,4% del consumo de la región Sudeste y el 24,6% del mercado brasileño. Los estados de Minas Gerais y Ceará presentan los mayores aumentos en el consumo, 35,6% y 35,9% respectivamente, en relación a 1998. El estado de Espírito Santo fue el único donde las ventas de gas natural permanecieron estables.

Cabe resaltar el aumento significativo del consumo del gas natural en el sector transporte. Aunque con un consumo bastante pequeño, de aproximadamente $145 \times 10^6 \text{ m}^3$, las ventas de gas natural vehicular (GNV) se incrementaron en un 70,7% entre 1998 y 1999. La región del Sudeste se destacó como la mayor consumidora de GNV, responsable por el 88,5% del total consumido de este producto en el país. El estado de Río de Janeiro fue el mayor consumidor aislado, con el 62,8% de las ventas brasileñas y el 71,0% de las ventas de la región del Sudeste. La región Nordeste presenta un mayor incremento del consumo, del orden del 149,7%.

2.2. ELECTRICIDAD

2.2.1. Generación

El Sistema Eléctrico Brasileño puede dividirse en dos grupos: el Sistema Interconectado y los Sistemas Aislados. A su vez el Sistema Interconectado está conformado por el Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro Oeste y el Sistema Interligado Norte/Nordeste. Los Sistemas Aislados son el conjunto de los sistemas eléctricos de la región del Amazona Occidental.

El Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro Oeste tiene una capacidad instalada de 47.236 MW a diciembre de 1999, considerando el 50% de la capacidad instalada de la UHE Itaipú (6.300 MW), posee 202 centrales hidroeléctricas (43.427 MW) y 29 centrales termoeléctricas (3.809 MW).

La capacidad instalada hidroeléctrica del Sistema Sul/Sudeste/Centro Oeste representa el 70% del total país. En términos de la generación térmica, en la Región Sul se localizan las usinas a carbón que totalizan 1.387 MW instalados y las centrales a combustibles líquidos, que totalizan 96 MW. En las regiones Sudeste y Centro Oeste, existen centrales térmicas que totalizan 1.669 MW y la central nuclear Angra I con 657 MW.

El Sistema Interligado Norte/Nordeste, con influencia de la central hidroeléctrica de Tucuruí, tiene una capacidad instalada de 14.731 MW a diciembre 1999. Posee 17 centrales hidroeléctricas (14.417 MW), 3 usinas térmicas (299 MW) y 2 usinas eólicas de 15 MW. La capacidad instalada hidroeléctrica de este Sistema representa el 23% del total nacional en operación.

La capacidad actual de transferencia de intercambio entre las regiones es del orden de 600 MW medios en la dirección Nordeste y 700 MW medios en la dirección Norte.

La capacidad instalada total de los Sistemas Aislados, de acuerdo al parque autorizado por la ANEEL, es de 2.287 MW a diciembre de 1999, de los cuales 1.744 MW corresponden a centrales térmicas y 543 MW a centrales hidroeléctricas.

2.2.2. Mercado

2.2.2.1. Principales indicadores

De acuerdo con el “Plano Decenal de Expansão 2000/2009”, del análisis de la evolución de los indicadores del consumo de electricidad y de la economía en general surgen algunas evidencias de cambios en el mercado de la energía eléctrica, entre otros se puede señalar que el consumo de la energía eléctrica sigue una trayectoria de crecimiento permanente que es superior a los indicadores de crecimiento de la economía y del consumo global de la energía.

A lo largo del período 1970/1980, el consumo de energía eléctrica por unidad de producto evolucionó de 0,162 a 0,215 kWh/US\$ y el consumo “per cápita” de 430 a 1025 kWh/hab. Como consecuencia, la participación de la electricidad en el Balance Energético Nacional pasó del 17 al 28%.

En 1990, el consumo “per cápita” fue de 1531 kWh/hab, con un consumo de energía eléctrica por unidad de producto de 0,330 kWh/US\$. También aumentó la participación de la energía eléctrica en el Balance Energético Nacional, llegando al 37%, siendo uno de los más elevados a nivel mundial.

En el año 1999 el consumo eléctrico por unidad de PBI alcanzó aproximadamente 0,383 kWh/US\$. En tanto que la participación de la electricidad en el Balance Energético Nacional se ubicó en el 38%.

En la siguiente tabla se presenta indicadores de la evolución de la economía y del consumo de energía eléctrica de Brasil para el período 1970/1999.

BRASIL

ECONOMIA Y ENERGIA	1970	70/80 % a.a.	1980	80/90 % a.a.	1990	90/94 % a.a.	1994	94/97 % a.a.	1997	97/99 % a.a.	1999
Población millones de hab.	93	2,5	119	1,9	143	1,9	154	1,5	160	1,5	165
PBI US\$ billones de 1997	248	8,6	567	1,6	663	2,3	726	3,6	807	0,6	816
US\$/hab	2667	6,0	4765	-0,3	4636	0,4	4714	2,0	5044	-0,9	4945
CONSUMO DE ENERGIA GLOBAL millones de TEP	69	6,4	128	2,8	168	3,1	191	4,5	222	4,2	241
Elasticidad - ingreso	-	0,74	-	1,78	-	1,35	-	1,27	-	7,0	-
TEP/103 US\$ [97]	0,279	-2,1	0,226	1,2	0,255	0,8	0,263	0,9	0,275	3,6	0,295
TEP/hab	0,74	3,8	1,08	0,9	1,18	1,2	1,24	3,0	1,39	2,6	1,46
CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA (1) TWh	40	11,8	122	6,0	219	3,3	249	5,5	292	3,4	312
Elasticidad - ingreso	-	1,37	-	3,75	-	1,43	-	1,53	-	6,5	-
kWh/US\$ [97]	0,162	2,9	0,215	4,4	0,330	1,0	0,343	1,8	0,362	2,9	0,383
kWh/hab	430	9,1	1025	4,1	1531	1,4	1617	4,1	1825	1,8	1893

(1) Incluye autoproducción y consumos relativos a energías interrumpibles..

2.2.2.2. Consumo total de energía eléctrica

En valores absolutos el consumo total de energía eléctrica de las Concesionarias alcanzó en 1999 los 290,8 TWh, sin incluir la autoproducción en el consumo correspondiente a las energías interrumpibles.

La región Sudeste resulta la de mayor consumo con 167,1 TWh, seguida por la región del Nordeste con 47,2 TWh y la Sul con 46,2 TWh.

La participación en el total del consumo de energía eléctrica de la región Sudeste, que en el año 1970 era del 78.6%, tuvo una tendencia decreciente hasta el año 1999 donde alcanzó el 57.5%.

En la década de los años '70 la región Sul tenía el 10% de participación en el total del consumo de energía eléctrica con tendencia a crecer en las décadas de los '80 y '90 cuando alcanzaría el 15%. Sin embargo, aunque en el año 1970 era la segunda región en importancia por su consumo, la región Nordeste también presentó una tendencia creciente en su participación superando a la región Sul en el año 1999 con una participación del 16.2%.

CONSUMO TOTAL DE ENERGIA ELECTRICA POR CONCESIONARIAS (TWh) (1)

AÑO	NORTE	NORDESTE	SUDESTE	SUL	C. OESTE	TOTAL
1970	0,4	3,1	28,4	3,6	0,6	36,1
1980	1,9	14,1	80,7	14,1	3,4	114,2
1990	8,8	31,4	124,0	28,2	8,4	200,8
1998	14,4	46,1	165,7	43,7	14,6	284,5
1999	14,8	47,2	167,1	46,2	15,5	290,8
TASAS MEDIAS DE CRECIMIENTO - % AÑO/AÑO						
1970/1980	16,9	16,4	11,0	14,6	18,9	12,2
1980/1990	16,6	8,3	4,4	7,2	9,5	5,8
1990/1998	6,3	4,9	3,7	5,6	7,2	4,5
1998/1999	2,9	2,4	0,8	5,7	6,1	2,2
PARTICIPACION REGIONAL EN EL CONSUMO (%)						
1970	1,1	8,6	78,6	10,0	1,7	100,0
1980	1,7	12,3	70,7	12,3	3,0	100,0
1990	4,4	15,6	61,8	14,0	4,2	100,0
1998	5,1	16,2	58,2	15,4	5,1	100,0
1999	5,1	16,2	57,5	15,9	5,3	100,0

(1) No incluye la autoproducción ni los consumos correspondientes a las energías interrumpibles.

2.2.2.3. Demanda Máxima

La evolución de la demanda máxima de los Sistemas Interconectados Sul/Sudeste/Centro Oeste y Norte/Nordeste, el nivel de la producción y los respectivos factores de carga para el período 1970/1999 se presentan a continuación.

DEMANDA MÁXIMA DE PUNTA (MW) Y EL FACTOR DE CARGA (%)

AÑO	N/NE	F _c %	S/SE/CO	F _c %
1970	825	56	6638	59
1980	3165	64	18692	66
1990	6835	72	29619	70
1998	10185	78	41943	74
1999	10326	77	42973	71

Analizando la evolución de los factores de carga, se observa una significativa modulación de la curva de carga de los sistemas (reducción del consumo en horas de punta). Esta modificación de la curva resulta en una economía para el sistema, con una reducción del costo de la energía abastecida a los consumidores.

3. PREVISIONES

3.1. Indicadores de la Expansión 2000/2009

La tasa de crecimiento del consumo de energía eléctrica en el total país para el decenio 2000/2009 se estima en 5%, en tanto que se pronostica que las Concesionarias en su abastecimiento de energía firme tendrán que abastecer una demanda que crecerá al 4.8%, en tanto que la autoproducción alcanzará una tasa del 8% para igual período.

Para el año 1999 el consumo de energía eléctrica alcanzó 311,7 TWh estimándose que para el año 2009 será de 509.7 TWh.

La región con mayor crecimiento será la Norte Aislada con una tasa del 8.9% decenal, luego la región Norte/Nordeste crecerá al 6.1% y aproximándose la tasa de crecimiento del país, la región Sul/Sudeste/Centro Oeste presentará un crecimiento del 4.3% anual para el decenio.

Esta importante expansión en la demanda de energía eléctrica deberá ser acompañada por el incremento en la oferta de generación de acuerdo con el esquema que se presenta en la siguiente tabla:

EXPANSION DE LA OFERTA DE ENERGIA (GW)

SISTEMA	ACTUAL	FUTURO		INCREMENTO
	1999	2004	2009	DECENAL
S/SE/CO	47,3	72,1	77,8	30,5
N/NE	14,7	20,3	25,6	10,9
N	2,3	3,1	3,8	1,5
Interc. C/AR.		2	2	2
Interc. C/VZ		0,2	0,2	0,2
TOTAL BRASIL (1)	64,3	97,7	109,4	45,1

Nota: (1) Incluye solamente el 50% de UHE Itaipú.

Para que estos incrementos de la demanda de energía eléctrica puedan ser satisfechos mediante la expansión de la generación, se requiere la ampliación de la capacidad del sistema de transporte eléctrico.

Para el año 2009 se estima un incremento de 33.500 kilómetros de nuevas líneas con tensiones entre 750 kV y 138 kV. Además se prevé la construcción de subestaciones para incrementar la capacidad de transformación en aproximadamente 77.000 MVA.

De acuerdo al “Plano Decenal de Expansión 2000/2009” el sector eléctrico requiere hasta el año 2004, inversiones por 42.5 billones de reales, (23.61 x 10⁹ US\$, tipo de cambio = 1,80 R\$/US\$).

3.2. El Plan Prioritario

Como parte del Plan de Expansión de la Generación correspondiente al Plano Decenal de Expansão 2000/2009 de los Sistemas Interligados, se presentan entre otros los denominados “Projetos Termelétricos Priorizados pelo CAET”. Estos proyectos se encuentran en su fase de viabilización técnica y económica-financiera. Representan 47 centrales térmicas priorizadas en el ámbito del CAET (Comite de Acompanhamento da Expansão Termelétrica) para los Sistemas Interligados y que representan una oferta total para los años entre 2001 y 2004 de 17.469 MW.

Uno de los aspectos más importantes para la viabilización de las centrales térmicas se refiere al abastecimiento de gas natural que se trata en el ámbito del MME.

El tema del abastecimiento de estos proyectos con gas natural resulta ser una cuestión de importancia en lo referente a la integración energética de Brasil con los países vecinos y en forma particular con las posibilidades que tendría Argentina para exportar a este país el gas natural y/o electricidad.

Como factores determinantes que motivaron el diseño del Plan Prioritario Termoeléctrico se pueden mencionar:

- La tasa de crecimiento del consumo de la energía eléctrica total país correspondiente al decenio 2000/2009 es igual a 5% anual.
- Atrasos (en promedio 29 meses) en la fecha de entrada en operación de las centrales hidroeléctricas en construcción.
- Las centrales hidroeléctricas tienen largos períodos de construcción y requieren de elevados niveles de inversión en comparación con las centrales térmicas del tipo ciclo combinado.
- Rápida construcción y puesta en servicio de las centrales térmicas del tipo Ciclo Combinado (aprox. 12 – 18 meses).
- Elevados niveles de riesgo de déficit de energía como porcentajes del mercado para los primeros años del decenio.

3.2.1. Detalle del Plan Prioritario

Para las centrales termoeléctricas (UTE) consideradas en el Plan Prioritario que utilizan gas natural se adoptó un Costo Unitario de Instalación de aproximadamente 400 US\$/kW, un factor de capacidad máximo igual a 90% y los Costos de Operación y Mantenimiento se establecieron en 2.5 US\$/MWh (variable) y 8 US\$/kW año (fijo), con los costos de combustible de 2.42 US\$/MMBTu (gas para las regiones S/SE/CO) y de 2.33 US\$/MMBTu (gas para la región NE).

De acuerdo al cronograma establecido para la entrada en operación de cada una de las UTE del Plan Prioritario para todo el país, en el año 2001 ingresarían 1.928 MW, para el 2002 serían 6.807 MW y a fines del 2003 se incorporarían 7.038 MW adicionales. Estas incorporaciones se distribuyen de la siguiente forma en las regiones eléctricas de Brasil y tendrían los siguientes requerimientos de gas natural:

REGION	MW	MMm ³ /día
Sul	1.950	8,3
Sudeste	10.850	46,0
Centro Oeste	1.030	4,4
Norte	0	0
Nordeste	1.943	8,2
TOTAL	15.773	66,9

3.2.2. El mercado del Gas Natural y el Plan Prioritario (PP)

De acuerdo al PP (también denominado “Emergencial”), se deberían instalar 13.830 MW de generación térmica a gas natural entre el año 2001 y 2003 en las regiones eléctricas del Sul, Sudeste y Centro Oeste del Brasil.

De acuerdo al cronograma de puesta en operación de estas centrales, en el año 2001 se prevé que se instalarán 1.145 MW, 5.887 MW en el año 2003 y en el año 2004 la potencia a instalarse alcanzaría los 6.798 MW. Adicionalmente, la región del Nordeste brasileño requeriría la instalación de 1.943 MW térmicos, totalizando una potencia térmica de 15.773 MW.

Estas centrales térmicas instaladas en las regiones Centro Oeste, Sudeste y Sul demandarían 58.7 MMm³/d de gas natural generando con un factor de utilización del 90%.

El análisis que se presenta a continuación está orientado a comprobar si la oferta de gas natural que tendrá Brasil en los próximos 10 años podrá satisfacer la importante demanda de gas natural que requerirán estas centrales térmicas.

3.2.2.1. Oferta del Gas Natural para Centrales Térmicas

3.2.2.1.1. Oferta Interna

El Gas Natural que podría abastecer los requerimientos planteados por las centrales térmicas pertenecientes al Plan Emergencial podrían provenir del incremento de la producción local, como consecuencia del incentivo económico que tendrían los yacimientos domésticos brasileños cercanos a su mercado, habida cuenta del aumento del costo de capital de la capacidad de transporte que deben enfrentar otros abastecimientos provenientes de países vecinos, que deben necesariamente afrontar el desarrollo de infraestructura de transporte de gas hasta los centros de consumo (San Pablo).

3.2.2.1.2. Oferta Externa

Actualmente Brasil es abastecido con gas natural proveniente de Bolivia a través de un gasoducto que tiene una capacidad máxima de transporte de 30 MMm³/d, que provee gas al área de San Pablo y a la zona de Porto Alegre.

A fines de septiembre del año 2000 se transportaban unos 7 MMm³/d promedio, estimándose que a diciembre se alcanzarían a transportar unos 8,5 MMm³/d de gas natural. Se ha supuesto que al finalizar el año 2001 se transportarán 15 MMm³/d, al año 2002 unos 23 MMm³/d alcanzando la utilización plena del gasoducto en el año 2003, y manteniéndose constante el transporte de 30 MMm³/d hasta el año 2010.

Además, Brasil cuenta con gas natural proveniente de Argentina a través del gasoducto que vincula Aldea Brasileira con Uruguayana y que se prolongaría hasta Porto Alegre, con la posibilidad de incrementar la capacidad del gasoducto hasta 12 MMm³/d a partir del año 2003, para satisfacer una demanda que se mantendría constante por lo menos hasta el año 2010.

3.2.2.2. Demanda de Gas Natural para Centrales Térmicas

Para el período 2002 – 2004 se prevé la incorporación a la oferta de generación de centrales térmicas de Ciclo Combinados con una potencia de 13.830 MW localizados en las regiones eléctricas del Sul/Sudeste y Centro Oeste.

En el año 2002 se incorporarían Ciclos Combinados con una potencia total de 1.145 MW, que demandarían 4,9 MMm³/día de gas natural, en el año 2003 la nueva potencia instalada sería de 5.887 MW, totalizando una demanda de gas natural de 29,9 MMm³/día, previéndose que durante el año 2004 se incorporen otros 6.798 MW, determinando una demanda de gas natural de 58,7 MMm³/día hasta el último año de estas proyecciones (2010).

3.3. Previsiones del abastecimiento del gas natural para Brasil

Las fuentes del abastecimiento del gas natural de Brasil son producción propia e importación. La producción de gas natural creció respecto al año 1998 un 10%, alcanzando 11.9×10^9 m³. Manteniendo esa tasa de crecimiento de la producción del gas, para el año 2004 la producción alcanzaría el 15.8×10^9 m³. Además Brasil tiene importantes reservas de gas natural sin explotar.

Brasil importa gas natural desde Bolivia y Argentina. Del primero lo hace a través de un gasoducto que vincula Río Grande (Bolivia) con San Pablo y Porto Alegre. Este gasoducto tiene una capacidad máxima de 30 MMm³/día, transportando 9 MMm³/día a fines del año 2000. Desde Argentina importa gas natural a través del gasoducto de Uruguayana, ducto que llegaría a Porto Alegre recién en el 2002 o 2003 con una capacidad de 6 MMm³/día. Además se encuentra en construcción el gasoducto Buenos - Montevideo que posteriormente llegaría a Porto Alegre con una capacidad máxima de 12 MMm³/día.

3.3.1. Región Sul

La región Sul tendrá para el año 2004 un requerimiento de gas natural por parte de las UTE del PP de 8,3 MMm³/día, requerimiento que sería totalmente cubierto con los aportes de los gasoductos de Uruguayana – Porto Alegre y el gasoducto Cruz del Sur que vincula Buenos Aires con Montevideo y llega a Porto Alegre, quedando un importante excedente de gas natural que sería destinado a otros usos (por ejemplo, industrias de la región Sul) y a abastecer parte de la región Sudeste.

3.3.2. Región Sudeste - Centro Oeste

La demanda total de gas natural de esta región para el año 2004 sería de 50,4 MMm³/día (la región Sudeste con 46,0 MMm³/día y el Centro Oeste con 4,4 MMm³/día).

Suponiendo que los 21 MMm³/día que restan para completar la utilización del gasoducto proveniente de Bolivia sean destinados a la satisfacción de los requerimientos de las UTE del Plan Prioritario, más los 10 MMm³/día provenientes de la región Sul, resultan ser 31 MMm³/día, quedando por ser abastecidos 19,4 MMm³/día.

Estos 19,4 MMm³/día podrían ser abastecidos por el incremento previsto de la producción de gas natural local y/o por nuevas importaciones de Bolivia y/o de Argentina.

3.4. El precio del Gas Natural

En el “Plano Decenal de Expansão 2000/2009”, se establece que para el abastecimiento de las centrales térmicas se fija el precio del gas natural en 2,42 US\$/MMBTU para las regiones Sul/Sudeste/Centro Oeste (por ejemplo, una central térmica localizada en la ciudad de Porto Alegre paga el mismo precio por el gas natural que otra central localizada en San Pablo).

Este esquema de “post stamp” en la fijación del precio del gas natural para las nuevas centrales térmicas, tiene especial importancia a la hora de analizar la competitividad de las exportaciones argentinas de energía eléctrica al mercado eléctrico brasileño. Y para determinar su impacto, en primer lugar se calcula cuáles deberían ser los precios del gas natural en San Pablo y en Porto Alegre que surgen de un “netback pricing” real.

3.5. El Valor Normativo

Para la actualización de los valores normativos, la ANEEL analizó los diferentes proyectos de generación hidro y termoeléctricos, adoptando parámetros económicos-financieros coherentes con las actuales estructuras de financiamiento y de precios aplicados por los agentes a las instalaciones de energía eléctrica.

Seguidamente se presentan los valores normativos actualizados para el mes de enero de 2001 mediante la Resolución ANEEL N° 22/2001. Cabe resaltar que los precios de compra de energía menores o iguales al 5% adicional del valor normativo de las respectivas fuentes (VNi) pueden ser íntegramente traspasados a la tarifa de consumidor final. Los precios de compra de energía superiores al 5% del Valor Normativo pueden ser trasladados a las tarifas previa aplicación de restricciones que acotan el valor final del precio de compra de la energía. Por ejemplo, para el caso de un generador térmico que utiliza gas natural, el precio máximo de traspaso por la compra de energía eléctrica relativa a un contrato bilateral libremente negociado es de 42,89 US\$/MWh, en tanto que el precio mínimo de traspaso sería de 34,24 US\$/MWh.

Referencia Enero 2001

FUENTE	VALOR NORMATIVO VNi		Precio Máximo de Pass-Through (VNi x 1,05)	
	R\$/MWh	U\$/MWh	R\$/MWh	U\$/MWh
Competitiva	72,35	36,85	75,97	38,69
Termoeléctrica a Carbón Nac.	74,86	38,13	78,60	40,04
Pequeña C. Hidro.	79,29	40,39	83,25	42,41
Termoeléctrica Biomasa	89,86	45,77	94,35	48,06
Eólica	112,21	57,15	117,82	60,01
Solar Fotovoltáica	264,12	134,53	277,33	141,26

4. EL PLANEAMIENTO ANUAL DE LA OPERACION ENERGETICA / ONS – AÑO 2000

Las actividades de planeamiento y coordinación de la operación del Sistema Interligado Nacional para diferentes horizontes, desde períodos plurianuales hasta la operación en tiempo real, son ejecutadas por el Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS), entidad privada creada el 26 de agosto de 1998 y responsable de la coordinación y el control de la operación de las instalaciones de generación y transmisión eléctrica del Sistema Interligado Nacional.

Esta entidad elabora el “Planeamiento Anual de la Operación Energética”, que contempla un horizonte de planeamiento de cinco años y está sujeto a revisiones cuatrimestrales.

4.1. Síntesis de la situación actual y previsiones

4.1.1. Evolución de la Capacidad Instalada de Generación y Transmisión

- La potencia instalada en el Sistema Interligado Nacional, considerando el 50% de la potencia de UHE Itaipú, alcanzaba 61.900 MW a diciembre de 1999, y evolucionaría hasta los 80.200 MW en diciembre de 2004, incrementándose unos 18.400 MW en el período 2000 – 2004. En términos porcentuales ese incremento será del 30%, con una tasa de crecimiento de 5,3% al año.
- El crecimiento de la capacidad instalada del Sistema Interligado Nacional de 5,4% al año supera en 1,3% el crecimiento de la carga propia de energía del sistema, cuya proyección para el período 2000/2004 es de 4,1%.
- Entre las obras previstas para el quinquenio 2000-2004, se destacan las siguientes¹⁰:
 - Entrada en operación de las usinas hidroeléctricas de Itá en el río Uruguai con 1.450 MW, Doña Francisca en el río Jacuí con 125 MW y Machadinho en el río Pelotas con 1.140 MW, todas en el Subsistema Sul.
 - Entrada en operación de la UTE Uruguiana (600 MW), inicialmente operando las TG con combustible líquido y posteriormente convertidas a gas natural, esta usina es particularmente importante para el abastecimiento de Río Grande do Sul.
 - En el Subsistema Sul se prevé la expansión del programa termoeléctrico con la instalación de 350 MW de la UTE Jacuí a carbón y 480 MW de la UTE Aracucaria a gas natural.
 - En el Subsistema Sudeste/Centro Oeste, se destaca el inicio de la operación comercial de la UTN Angra II con una capacidad de 1.309 MW, en Angra dos Reis, y de una usina de cogeneración de CSN con 230 MW instalados en Volta Redonda.
 - Además en el Subsistema Sudeste, la expansión del parque térmico a gas natural utilizando gas de Bolivia y de la cuenca de Campos, se prevé la instalación de cerca de 2.000 MW entre las usinas de Cuiabá I, Reduc, Paulínea, Norte Fluminense y RPBC.
 - La expansión del parque hidráulico en este subsistema prevé un aumento de cerca de 5.130 MW en 17 usinas, tales como Porto Primavera, en el río Paraná, dos máquinas adicionales en Itaipú y la entrada en operación de las usinas Manso, Funil Grande, Aimorés, Cana Brava y Queimado, entre otras.
 - En el subsistema Nordeste, se destaca la UHE Itapebi con 450 MW en el año 2003 y una expansión térmica con 450 MW en las UTE Termobahia y Termopernambuco, ambas a gas natural.

¹⁰ Debe observarse que algunas de las centrales mencionadas en este apartado, ingresaron en servicio en el año 2000, de acuerdo a lo previsto.

- El subsistema Norte con la entrada en operación de la UHE Lajeado con una capacidad de 850 MW a partir de enero del 2002, incrementándose la potencia de UHE Tucuruí en 4.100 MW a partir de diciembre del 2002, agregando cerca de 5.000 MW al Sistema Interligado Nacional en el próximo quinquenio.

Para posibilitar el cumplimiento del programa de obras de expansión, se requieren diversas obras en los sistemas de transmisión, las que están programadas hasta el año 2004. Las más relevantes en el corto plazo se destacan a continuación:

- Subsistema Sul/Sudeste/Centro Oeste

LT 765 kV – Itaberá – Tijuco Preto – 3° Circuito

LT 765 kV – Ivaiporá – Itaberá – 3° Circuito

SE Tijuco Preto – 3° AT 750/345/20 kV – 1500 MVA

Estas obras agregan cerca de 1400 MWmedios a la capacidad de transmisión entre los subsistemas Sul y Sudeste/Centro Oeste.

- Subsistema Norte / Nordeste

LT 500 kV – P. Dutra – Teresina II

SE 500 kV – Teresina II

LT 500 kV – Teresina II – Sobral III

SE 500 kV - Sobral III

LT 500 kV – Sobral III – Fortaleza II

SE 500 kV – Fortaleza II – AT 500/230 kV – 600 MVA

LT 500 kV – Xingó – Jargim

SE 500 kV – Jardim – 500/230 kV – 600 MVA

Estas obras agregan cerca de 200 MWmedios a la capacidad de transmisión de la interconexión entre los subsistemas Norte y Nordeste, y refuerza con aproximadamente 500 MWmedios al estado de Ceará y con cerca de 450 MWmedios para Bahía.

EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA EN MW

REGION	TIPO	1999	2000	2001	2002	2003	2004
SE/CO	H	28662	29068	29723	30624	32656	33738
	T	1591	2850	2850	4010	4440	4440
	N	657	1966	1966	1966	1966	1966
	TOTAL	30910	33884	34539	36600	39062	40144
SUL	H	8345	8857	9852	10232	10992	10992
	T	1588	2463	2498	3328	3328	3328
	N	0	0	0	0	0	0
	TOTAL	9933	11320	12350	13560	14320	14320
NORDESTE	H	10136	10136	10136	10136	10586	10586
	T	299	299	299	489	749	749
	N	0	0	0	0	0	0
	TOTAL	10435	10435	10435	10625	11335	11335
NORTE	H	4281	4281	4281	5131	6256	7381
	T	0	0	0	0	0	0
	N	0	0	0	0	0	0
	TOTAL	4281	4281	4281	5131	6256	7381
BRASIL	H	51424	52342	53992	56123	60490	62697
	T	3478	5612	5647	7827	8517	8517
	N	657	1966	1966	1966	1966	1966
	TOTAL	55559	59920	61605	65916	70973	73180
ITAIPU/BRASIL (50% TOT)		6300	6300	6300	6300	7000	7000
BRASIL		61859	66220	67905	72216	77973	80180

4.1.2. Evolución de la Carga Propia de Energía

Se prevé un crecimiento de la carga propia de energía entre los años 2000 y 2004 de 4,1% por año para el Sistema Interligado Nacional, siendo el crecimiento de 5,1% para el subsistema Sul, 3,5% para el Sudeste/Centro Oeste, 3,4% para el Norte y 5,8% para el subsistema Nordeste.

Si se considera la participación de la carga propia de cada subsistema en relación a la carga total del Sistema Interligado Nacional, se verifica que en relación con los datos históricos de dos o tres años atrás, las proyecciones para el próximo quinquenio presentan un mayor crecimiento para los subsistemas Nordeste y Sul.

Ese mayor crecimiento se refleja en el incremento de la participación en torno del 1% de la carga de cada uno de los subsistemas en relación al Sistema Interligado Nacional. Como contrapartida, la participación de la carga del Sudeste/Centro Oeste se redujo en cerca del 2% en el mismo período.

CARGA PROPIA DE ENERGIA EN MWmedios - 2000 / 2004

SUBSISTEMA	2000	2001	2002	2003	2004	Tasa Crec. (%)
SUL Tasa Crec. (%)	6745 5,8%	7134 4,6%	7459 5,2%	7850 4,7%	8217	5,1%
SUDESTE Tasa Crec. (%)	25224 3,9%	26200 3,4%	27090 3,0%	27891 3,8%	28939	3,5%
NORTE Tasa Crec. (%)	2551 5,2%	2684 3,7%	2784 2,2%	2846 2,2%	2910	3,3%
NORDESTE Tasa Crec. (%)	5957 5,9%	6307 6,7%	6728 6,2%	7144 4,4%	7459	5,8%
BRASIL Tasa Crec. (%)	40477 4,6%	42325 4,1%	44061 3,8%	45731 3,9%	47525	4,1%

Este comportamiento previsto para la carga es el resultado del análisis histórico de los tres últimos años verificados, en los que se considera la metodología adoptada para el planeamiento decenal, las perspectivas de evolución del PBI en el decenio, el análisis de los consumos electrointensivos y el crecimiento demográfico.

4.1.3. Condiciones para el abastecimiento del Mercado

Resultan ser muy importantes las previsiones de la carga propia y de la expansión del parque generador para el actual ciclo de planeamiento realizado por el ONS, que tiene en cuenta los resultados de estudios realizados con 2000 series sintéticas de hidrologías, los que indican riesgos de déficit superiores a los criterios de garantías en el abastecimiento (5% de riesgo) para el período 2000/2004, en todos los subsistemas, con excepción del año 2003 donde la subregión Norte presenta un riesgo del 3%. Se observan riesgos más severos en la subregión Sudeste/Centro Oeste que ocurren en el bienio 2000/2001 con valores en torno al 20%.

El análisis de las simulaciones con la historia de las hidrologías indica que para el año 2000, cuando se realiza la simulación con la serie hidrológica del año 1934, aparece un déficit de 15,9% de la carga (4.020 MWmedios), siendo el mayor de la historia para el subsistema Sudeste/Centro Oeste. Con la serie del año 1935, el déficit en el año 2001 representa un 24,1% de la carga (6.311 MWmedios), luego para la serie del año 1957 el déficit llega al 20,4% de la carga (5.532 MWmedios) en el año 2002, 4.540 MWmedios de déficit para el año 2003 y 5.315 MWmedios en el año 2004.

Para el período 2001/2004, del análisis surgen elevados déficits para los subsistemas Sudeste y Nordeste. Los subsistemas Norte y Sul presentan déficits considerados aceptables dentro de los criterios normalmente adoptados en el planeamiento de la expansión y operación de un sistema.

RIESGOS DE DEFICIT CON SERIES SINTETICAS (%)

SUBSISTEMA	2000	2001	2002	2003	2004
SUL					
PROB (Déficit)	11,3	10,4	13,7	10,8	12,8
PROB (Déficit > 5% carga)	4,3	7,7	4,6	2,7	2,0
SUDESTE					
PROB (Déficit)	20,7	19,9	15,1	9,7	8,1
PROB (Déficit > 5% carga)	17,2	17,9	13,8	8,7	7,3
NORTE					
PROB (Déficit)	12,7	17,4	6,6	3,1	5,6
PROB (Déficit > 5% carga)	2,4	4,0	1,9	1,9	3,8
NORDESTE					
PROB (Déficit)	17,5	16,6	13,5	11,4	11,3
PROB (Déficit > 5% carga)	15,2	14,6	12,0	8,8	8,5

4.1.4. Costos Marginales de la Operación

Mediante las simulaciones de los subsistemas interconectados y utilizando 2000 series sintéticas de hidrologías, se obtuvo la media aritmética de los costos marginales de la operación (CMO), valores que solamente se consideran datos indicativos para cada uno de los meses del año 2000.

Los valores de CMO adoptados no fijan los precios “spot” del mercado de la energía, estos últimos son determinados mes a mes en el ámbito de la Programación Mensual de la Operación, siendo función del volumen y del almacenamiento que efectivamente se produzca para cada época del año, además de los valores actualizados de la generación térmica y de los intercambios, razón por la cual los valores presentados en la siguiente tabla pueden diferir de los valores realmente dados.

ESTIMACION DE LOS COSTOS MARGINALES (US\$/MWh)
AÑO 2000

MES	SUL	SUDESTE	NORTE	NORDESTE
Enero	-	-	-	-
Febrero	108,5	100,0	100,0	63,5
Marzo	105,5	97,5	86,0	62,0
Abril	112,5	97,5	85,0	61,0
Mayo	104,0	99,0	60,5	64,0
Junio	97,0	99,5	61,0	65,5
Julio	99,0	103,5	64,5	70,0
Agosto	98,0	108,5	66,0	75,0
Septiembre	96,0	112,5	69,5	80,0
Octubre	87,5	118,5	78,5	88,0
Noviembre	91,0	112,0	88,5	83,5
Diciembre	92,5	104,0	100,5	66,5

Como se puede apreciar en la tabla de Estimación de los Costos Marginales, los elevados valores correspondientes al año 2000 sufren la influencia de las condiciones relativamente desfavorables en el almacenamiento inicial de los afluentes en los meses anteriores, y además, indican un desequilibrio estructural entre la oferta y la demanda.

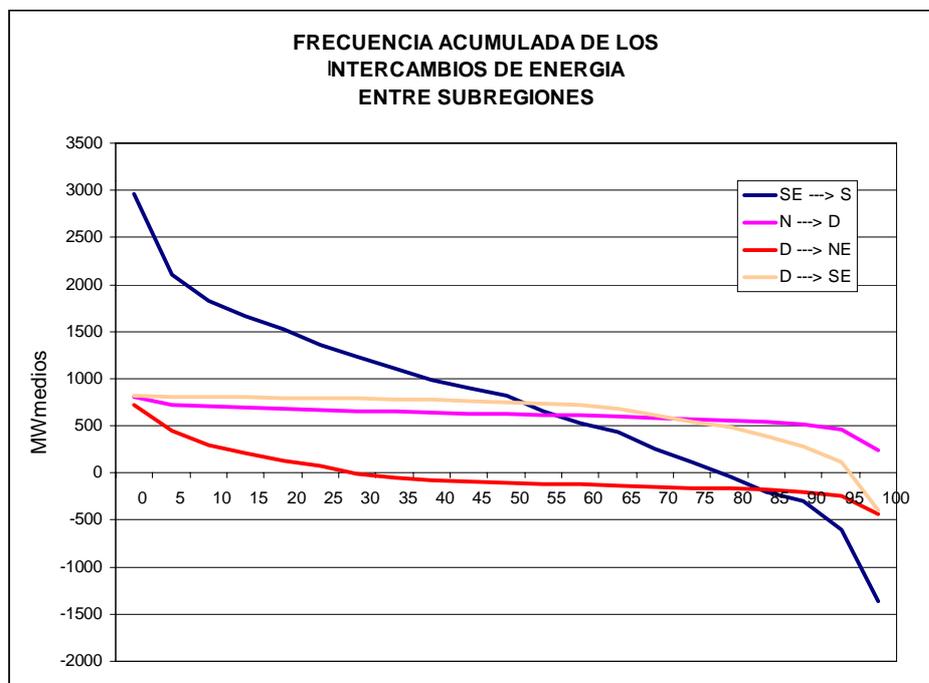
Estos resultados se pueden contrastar con los precios de la energía que efectivamente resultaron para el año 2000 para las subregiones Sul/Sudeste/Centro Oeste, que alcanzaron un precio medio de la energía de aproximadamente 78 US\$/MWh (con el tipo de cambio de febrero 2001 de 2 US\$/R\$).

4.1.5. Los Intercambios de energía entre Subsistemas

De las simulaciones realizadas por el ONS, se obtuvieron los intercambios de energía entre subsistemas para el año 2000. Estos valores representan intercambios medios de energía para el período febrero – diciembre de dicho año, y también han sido obtenidos a partir de simulaciones con 2000 series sintéticas de hidrologías.

Para la macro región Sul/Sudeste/Centro Oeste, se estimó un intercambio en sentido Sudeste ---> Sul en torno del 80% de las series simuladas, siendo el valor medio de intercambio en ese sentido de 1050 MWmedios, con un 37% de probabilidad de ocurrencia para valores iguales o superiores al mismo, y un 50% de probabilidad de que el valor sea igual o mayor a 800 MW medios.

Para el año 2000 las simulaciones realizadas indican que el subsistema Norte exporta durante el 100% del tiempo. En términos de intercambio, el Sudeste aparece como principal mercado consumidor de la producción del subsistema Norte.



Los valores negativos del gráfico corresponden a intercambios en sentido inverso.

5. TARIFAS NODALES Y LA EXPORTACION DE ELECTRICIDAD A BRASIL

La Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL mediante la Resolución N° 282 del 1 de octubre de 1999 estableció las nuevas tarifas de uso de las instalaciones de la transmisión de energía eléctrica, para los componentes de la Red Básica del Sistema Eléctrico Interligado.

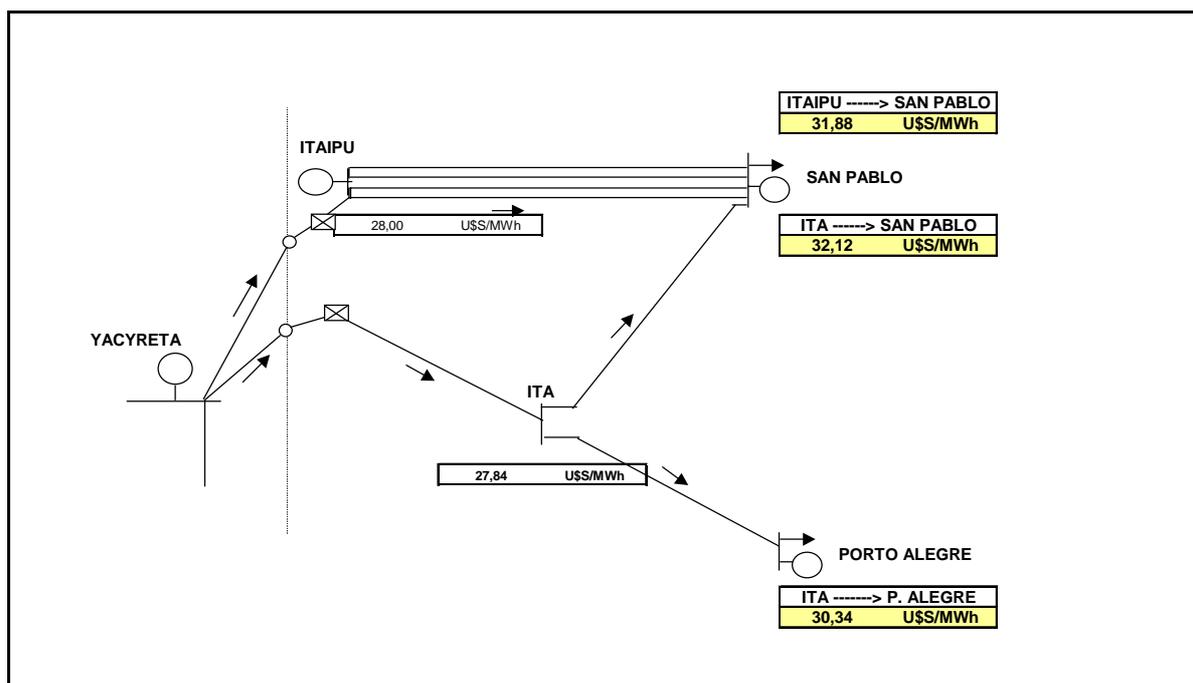
Esta resolución establece los valores de las tarifas de uso de las instalaciones de transmisión que son aplicadas a las centrales de generación y a las unidades consumidoras localizadas en cada uno de los estados.

Los valores de las tarifas por uso del transporte (peaje) afectan a la competitividad de la exportación de energía eléctrica proveniente de Argentina, puesto que esta exportación es “entregada” en determinados nodos de la Red Básica y se distribuye, debiendo pagar el correspondiente peaje hasta llegar a los centros de demanda de energía eléctrica, que básicamente son San Pablo en la subregión Sudeste y Porto Alegre en la subregión Sul.

En la actualidad la exportación eléctrica ingresa a la Red Básica por la ET ITA 500 kV. Para llegar a Porto Alegre paga la tarifa por uso de la Red básica desde el nodo de inyección hasta el nodo demanda. Suponiendo un factor de utilización de 0,60, el peaje sería aproximadamente de 2,50 U\$S/MWh, por lo tanto, si el precio del contrato bilateral en la ET ITA es de 27,84 U\$S/MWh, el costo total pagado en Porto Alegre será de 30,34 U\$S/MWh.

Si una exportación de energía eléctrica que ingresa a la Red Básica por la ET ITA se destina a San Pablo, con un factor de utilización de 0,40, deberá pagar un peaje igual a 4,28 U\$S/MWh, resultando el precio de la energía puesta en San Pablo de 32,12 U\$S/MWh.

Otra alternativa de ingreso a la Red Básica para llegar a San Pablo consiste en acceder por la zona de Itaipú. Si el factor de utilización fuera de 0,43 el peaje sería de 3,88 U\$S/MWh, siendo el precio total de la energía en San Pablo de 31,88 U\$S/MWh.



6. CONCLUSIONES

- Si se verifican los supuestos utilizados para calcular las proyecciones de la oferta de gas natural destinado a las Centrales Térmicas del Plan Emergencial y el comportamiento de la demanda del gas natural mantiene las previsiones realizadas hasta el año 2010 (consumos residenciales, comerciales e industriales), es probable que no existan inconvenientes (déficit) en el abastecimiento. Efectivamente, suponiendo un incremento de la producción brasileña de gas entre 15% y 20% anual acumulado en los próximos cinco años, una importación proveniente de Argentina de 6 MMm³/día destinados a la región Sul, inversiones en la ampliación de la capacidad del gasoducto que vincula Bolivia con Brasil más el desarrollo de un gasoducto desde la cuenca de Campos hasta la zona de San Pablo, se puede concluir que los requerimientos de la demanda brasileña serían cubiertos en su totalidad durante todo el período en análisis.
- La posibilidad de importar gas natural desde Argentina a través de la región Sul deberá contar con el debido sustento de incorporación de reservas comprobadas de acuerdo a la normativa vigente.
- Habida cuenta la crisis energética por la que atraviesa el Estado de California (con importantes repercusiones en el desenvolvimiento de los mercados energéticos en EUA), es posible se configure un escenario de sobredemanda de equipamiento de ciclos combinados en el corto plazo, que impactaría negativamente en el cumplimiento del Plan Prioritario de Brasil, produciéndose importantes incrementos en los precios del mercado eléctrico de Brasil. La influencia de este efecto en la Argentina no sería significativa, a menos que el fenómeno también afectara la incorporación de centrales térmicas prevista en nuestro país (ver capítulo Simulaciones).
- La incorporación de generación térmica que plantea el ONS en su Plan de Operación Anual 2000 resulta ser la que más se ajustaría al crecimiento del mercado eléctrico brasileño.
- La generación térmica que consume gas natural recibiría una compensación a través del precio del gas natural, resultando en un precio monómico de generación más competitivo.
- El mecanismo del Valor Normativo otorga a los generadores competitivos (por ejemplo los que utilizan gas natural) la posibilidad de obtener beneficios económicos muy importantes al pactar un contrato bilateral de abastecimiento.
- Si se previera una situación de crisis en la oferta de generación eléctrica, la autoridad regulatoria brasileña podría dar una fuerte señal al mercado y también al comercializador brasileño buscando incentivar la instalación de centrales de generación mediante el aumento del Valor Normativo reconocido a la generación competitiva.

URUGUAY

1. Exportación de energía eléctrica

Se enumeran a continuación los contratos vigentes con este país, destacándose que en los tres casos los contratos fueron realizados bajo la modalidad de Potencia Firme con Energía Eléctrica Asociada, de acuerdo a las normas del Mercado Eléctrico Mayorista (Anexo 30 de "Los Procedimientos"), aunque se incluye una cláusula que en caso de restricciones del Sistema de Transporte al norte de Ezeiza, la demanda de exportación será reducida instantáneamente hasta eliminar la restricción originada.

CONTRATO 100 MW (Hidroeléctrica Piedra del Aguila S.A. – UTE)

Fue autorizado por la Res. SEyM N° 313/00, del 29 de Diciembre de 2000.

Fecha de Inicio: 1° de febrero de 2001

CONTRATO 165 MW (Central Puerto S.A. – UTE)

Fue autorizado por la Res. SEyM N° 314/00, del 29 de Diciembre de 2000.

Fecha de Inicio: 1° de febrero de 2001

CONTRATO 100 MW (Central San Nicolás S.A. – UTE)

Fue autorizado por la Res. SEyM N° 316/00, del 29 de Diciembre de 2000.

Fecha de Inicio: 1° de febrero de 2001

2. Asimetrías regulatorias

Al aplicarse la definición de asimetría regulatoria¹¹ establecida por el Grupo Mercado Común del MERCOSUR a la regulación del sistema eléctrico uruguayo y asumiendo que la existencia de una asimetría regulatoria resulta ser una desventaja para la Argentina, se ha identificado al menos dos asimetrías regulatorias que se analizan a continuación.

- a) En el sistema de precios por el uso del Sistema de Transmisión uruguayo, los precios que pagan los agentes por el uso del sistema de transmisión de terceros debe cubrir valores estándares de remuneración del capital y costos de administración, operación y mantenimiento de transmisión.

El precio debe ser pagado a través de dos componentes:

Ingreso tarifario: obtenido por el transmisor al valorizarse a costo marginal los retiros y las inyecciones físicas totales de energía eléctrica en los extremos del tramo considerado.

¹¹ “Debe entenderse por asimetría a toda ventaja o desventaja que un país tenga respecto de los restantes socios del MERCOSUR que provenga de regulaciones, subsidios, impuestos u otra intervención del Estado y que afecte la competitividad de productos o sectores. No se considerarán asimetrías las diferencias de competitividad derivadas de la dotación de recursos o capacidades adquiridas.”

Peaje: definido como la diferencia entre la anualidad del costo de capital reconocido y el costo de administración, operación y mantenimiento de una empresa eficiente, y la componente del ingreso tarifario.

En el esquema regulatorio uruguayo, el peaje del sistema de transporte es pagado por los agentes por el uso de líneas existentes o nuevas de terceros.

A diferencia de la regulación eléctrica de Uruguay, la regulación argentina de los peajes por el uso de las líneas del transporte existentes, reconoce solamente los costos de operación y mantenimiento, y para el caso de una ampliación de la capacidad del transporte, el peaje se compone del costo de capital de la ampliación más los costos de operación y mantenimiento.

Si se calcula el peaje por nivel de tensión y por estaciones transformadoras, se concluye que: el peaje para un nivel de tensión de 500 kV en Uruguay es un 17% mayor que en Argentina, el peaje cobrado en la transformación de 500/150 kV es un 70% más caro que en el peaje que se paga en Argentina para igual transformación, y en la transformación de 150/60 kV el peaje en Uruguay es un 88% mayor que en Argentina.

- b) La regulación argentina para los intercambios eléctricos internacionales¹² establece que para garantizar la transparencia de dichas operaciones se necesita establecer condiciones mínimas de reciprocidad y simetría entre el MEM y el mercado eléctrico del otro país, debiéndose cumplir las siguientes condiciones:
- a) Mercado de generación y despacho de la oferta basado en costos económicos.
 - b) Acceso abierto a la capacidad remanente de Transporte.
 - c) Condiciones no discriminatorias a demandantes y oferentes de ambos países.

Se han dado pasos para cumplir con las condiciones mínimas de reciprocidad y simetrías entre el MEM y el Mercado Eléctrico uruguayo.

En efecto, si bien la industria eléctrica uruguaya se estructura sobre una empresa integrada verticalmente (UTE), se ha regulado cada una de las etapas del sector de la siguiente manera: en la generación se establece que los precios de los combustibles declarados no pueden superar los valores de referencia que a tal efecto fije el Poder Ejecutivo; en el transporte y en la distribución se establecen precios máximos, y el libre acceso no discriminado a la capacidad de transporte que no esté comprometida para suministrar la demanda contratada.

¹² Los Procedimientos, Anexo 30: "Importación y Exportación de Energía Eléctrica".

CHILE

La Comisión Nacional de Energía (CNE) publicó el 13 de septiembre de 2000 el Borrador de Proyecto de Ley General de Servicios Eléctricos. El objetivo principal de política que sustenta esta modificación legal, “es lograr seguridad y calidad del servicio, a precios que reflejen los costos reales de proveerlo en el corto y largo plazo”.

El diagnóstico general desde el que se parte para la elaboración del Borrador de la Ley es que el mercado no se ha desarrollado en las condiciones de competencia que podría tener, aún considerando la existencia de monopolio natural en los segmentos de transmisión y distribución. Por otra parte, la presencia de integración vertical no regulada, la falta de transparencia en la operación del sistema, las falencias en el ámbito de la determinación de tarifas reguladas, los deficientes mecanismos de solución de controversias y la insuficiente relación entre las condiciones de demanda y las ofertas, son elementos que conducen a que los precios no reflejen las reales condiciones de mercado, que la calidad y seguridad en la provisión del servicio no estén suficientemente garantizadas y que persistan barreras a la entrada para potenciales inversionistas.

Las grandes reformas que la modificación legal introduce al marco regulatorio se relacionan con el fortalecimiento de la competencia en la generación a través de la reorganización del mercado mayorista y minorista, el fomento de la calidad del servicio mediante la incorporación de dicha dimensión en los contratos, el perfeccionamiento de la regulación de los medios de transporte (mercados no competitivos), la parcial desintegración vertical del mercado y el perfeccionamiento de los mecanismos de fijación de precios y solución de controversias.

1. Organización del Mercado

a) El mercado de energía eléctrica

La operación del mercado de energía eléctrica se concibe como un proceso descentralizado, a diferencia de la visión centralizada que caracteriza su organización y operación actual. Esta descentralización se refleja en primer lugar en la relevancia de los contratos bilaterales de suministro de corto, mediano y largo plazo.

b) Instituciones y mecanismos de mercado

- Despacho físico: no se seguirá estructurando por el orden de mérito que resulta de un modelo de optimización de corto plazo, sino que se llevará a cabo en función de las contrataciones de energía entre agentes del mercado mayorista constituido por las transacciones entre comercializadores, grandes clientes y distribuidores con generadores, los contratos secundarios entre generadores, y los ajustes de corto plazo que se pacten en la Bolsa de Energía.
- Incorporación de la actividad de comercialización a la cadena productiva: Los comercializadores se definen como personas jurídicas que, pudiendo acceder a las redes de transmisión y distribución, tienen la función de comprar y vender energía eléctrica para dar suministro a los clientes libres. Es responsabilidad de estas empresas estructurar contratos de energía atractivos para sus clientes finales, para lo cual deberán negociar precios de generación y de transporte de energía convenientes.

- Creación de la Bolsa de Energía: Para facilitar las negociaciones de corto plazo, se crea un sistema organizado de transacciones de corto y muy corto plazo. Para garantizar su independencia, transparencia y objetividad, ésta será una empresa concesionada en la cual ninguna empresa eléctrica podrá tener participación accionaria. Sería además un monopolio, con funciones consideradas de servicio público.
- Operador del Sistema Interconectado (OSIS): Se instituye un Operador del Sistema Interconectado, a cargo de las funciones técnicas del despacho coordinado y de la calidad y seguridad del sistema. Será una empresa concesionaria independiente de las empresas de generación, distribución y comercialización, y sus tarifas estarán reguladas por la autoridad. Se ha dejado abierta la posibilidad de que las empresas de transmisión participen en la sociedad operadora del sistema.
- Ampliación del mercado no regulado en los sistemas con potencial de competencia: Se amplía el segmento de los clientes no regulados, lo que redundará en la posibilidad de ingreso de nuevos actores al segmento de generación y comercialización, a través de contratos de mediano y largo plazo con clientes libres. Esta ampliación lleva el mercado no regulado hasta los consumidores con una capacidad instalada de demanda mayor o igual a 200 Kw, en un proceso gradual de tres años aproximadamente.

2. Regulación de los Segmentos no Competitivos de la Industria

2.1. Transmisión

- Restricciones a las condiciones de propiedad y gestión de los sistemas de transmisión: Se establece que ninguna empresa que opere en cualquier otro segmento del sector eléctrico podrá tener una participación accionaria superior a 8% del Sistema de Transmisión Troncal¹³ y la participación del conjunto de las empresas generadoras y comercializadoras no podrá superar el 40 %.
- Modificación al sistema de tarificación de la transmisión:
 - a) Para el sistema de transmisión troncal: la fijación de los costos medios de mediano y largo plazo por tramo será realizada cada cuatro años en un proceso público coordinado por la CNE. Este proceso se construye sobre la base de los costos medios de largo plazo de un sistema adaptado a la demanda esperada para el período de planificación y considerando los costos de congestión y de falla.

Se le garantiza al transportista un ingreso anual equivalente al costo de la inversión anualizado y los costos de operación y mantenimiento.
 - b) Para los sistemas adicionales: los valores serán fijados por sus propietarios de acuerdo con la metodología establecida en el reglamento.

El sistema de peajes que se propone tendría las siguientes características:

- el costo del sistema se determina por tramos y se fija por períodos de cuatro años
- el costo final de transmisión es pagado por los consumidores
- los comercializadores, grandes usuarios y distribuidores se obligan a pagar el costo anual correspondiente a la inversión de cada tramo que de acuerdo a sus contratos es comercialmente utilizado por ellos.

¹³ Éste queda definido como el conjunto de líneas y subestaciones esenciales para la operación del sistema eléctrico.

- el costo anual de operación y mantenimiento es pagado por todos quienes retiran energía en cada punto del sistema, de acuerdo al uso físico que resulta de los flujos transitados en la operación real del sistema.
 - los costos ocasionados por la congestión de cada tramo cuando ésta se produce por incumplimiento del transmisor de los compromisos de calidad e inversión definidos junto con el precio son pagados por el dueño del sistema de transmisión, dado que dentro de los límites acordados es su obligación adaptar la red a la demanda. En estos casos los sobrecostos por desadaptación deben ser de su cargo.
- Ampliación de los sistemas de transmisión: Se establece que el acceso al uso de los sistemas de transmisión no puede ser negado a ningún usuario.

2.2. Sistemas de Distribución

- Salvaguardas para un acceso no discriminatorio a las redes de distribución: Se establece un mecanismo expedito de reclamos para casos en que un distribuidor establezca tratos discriminatorios con comercializadores que compitan en su área de concesión.
- Se separan las funciones de comercialización y transporte a nivel de distribución, estableciéndose que el suministro a los consumidores no regulados con una demanda mayor o igual a 200 kW y menor a 2000 kW queda a cargo del comercializador, y sólo los consumidores regulados continúan obteniendo suministro por parte de la empresa concesionaria de distribución.
- La propuesta de modificación legal incluye varias obligaciones para las distribuidoras: deben hacer pública la información de sus clientes que pasarán a la categoría de no regulados; deben cumplir estrictamente con normas de no-discriminación entre comercializadores; y estarán sujetas a sanciones elevadas en caso de incumplimiento.
- Las futuras revisiones tarifarias deberían internalizar en las tarifas los cambios en los costos que la industria haya experimentado por razones de cambio tecnológico, por evolución hacia niveles de consumo que implican mayores economías de escala, por cambios en la tasa de costo de oportunidad del capital aplicable a la industria, y por cambios en la productividad del trabajo.

3. Calidad y Seguridad de Servicio

- El rol de los contratos:
 - Contratos de suministro de energía y calidad: Se establece la obligación de celebrar contratos con cada cliente, y de incorporar explícitamente los niveles de calidad en ellos, para todo tipo de clientes (regulados y no regulados). Asimismo, los contratos deben explicitar las compensaciones exigibles por el cliente ante incumplimiento de las condiciones de calidad.
 - Responsabilidad por incumplimiento: Se establece la responsabilidad del productor, transmisor, distribuidor y comercializador ante quien lo contrata en cada caso; esto implica establecer una cadena de responsabilidades, en la cual quien responde ante el cliente es su comercializador, el que a su vez debe perseguir al causante de la falla para recuperar sus costos.

- El rol de la autoridad regulatoria: se propone que la autoridad reguladora no sólo establezca los niveles mínimos exigibles en cuanto a calidad, sino además que lo haga a través de procesos visibles, sujetos al escrutinio público, y basados en el análisis de costos y beneficios asociados a la calidad.

ANEXO IV

OBRAS A EJECUTAR EN LA C. H. YACYRETA

1. OBRAS DE RECRECIMIENTO DEL EMBALSE

El Complejo Hidroeléctrico Yacyretá fue diseñada para operar con un nivel de embalse de 83 m.s.n.m. en el eje Posadas-Encarnación. Las obras principales (civiles y electromecánicas) se encuentran concluidas, y los 20 grupos turbina-generador instalados en la central hidroeléctrica entraron en servicio entre 1994 y 1998.

Por restricciones financieras se postergó la realización de un conjunto de obras complementarias en el área del embalse y la construcción de la defensa del Arroyo Aguapey, que descarga sus aguas sobre margen derecha.

Como consecuencia de la demora en la concreción de las obras mencionadas, en 1994 se elevó el nivel de las aguas del embalse solamente hasta cotas del orden de 76 m.s.n.m. Las 20 turbinas, diseñadas para producir una potencia nominal de 155 MW, funcionando con salto reducido operan en un rango de 85 / 95 MW, y la central hidroeléctrica está en condiciones de producir anualmente una energía media cercana a 11.000 GWh, aproximadamente un 60% de la generación esperada cuando el embalse alcance la cota de proyecto.

La ejecución de las obras complementarias (viviendas, caminos, vías férreas, puertos, aeropuerto y planta de tratamiento de líquidos cloacales en Encarnación, etc.) cuyo costo estimado es de 650 millones de pesos, y las obras de defensa del Arroyo Aguapey, con inversión estimada de 120 millones de pesos, permitirán elevar el nivel del embalse hasta la cota de diseño, y posibilitarán un aumento en la generación anual media superior a 7.000 GWh.

El aumento de potencia y energía incrementará significativamente la oferta de generación de electricidad para el abastecimiento del Mercado Interno, y contribuirá al fortalecimiento de los vínculos intra Mercosur, posibilitando la ampliación del mercado en el proceso de integración regional en marcha.

Desde el punto de vista de la conservación de las instalaciones, la elevación del nivel de embalse hasta la cota de diseño permitirá que las turbinas funcionen dentro del rango previsto en el proyecto, evitando su deterioro prematuro.

Se encuentran avanzadas las gestiones previas al concurso para seleccionar al grupo inversor. Se constituirá un fideicomiso sobre los fondos aportados, con los que se financiarán las obras, que serán ejecutadas por la Entidad Binacional Yacyretá (EBY). El repago de la inversión se realizará con el incremento de energía.

Se prevé que las obras comenzarán en el segundo semestre del corriente año, y tendrán una duración de 4 años.

El diseño de las obras y las previsiones para la construcción y operación respetan estrictamente las disposiciones vigentes para la preservación del ambiente y el resguardo de los derechos de terceros.

2. PROYECTO AÑA CUA

Las obras que componen el Complejo Hidroeléctrico Yacyretá se encuentran ubicadas en un tramo en que el río Paraná se divide en dos brazos, denominados Principal y Aña Cuá, separados por la isla que dio nombre al aprovechamiento hidroeléctrico.

La central hidroeléctrica se instaló en el Brazo Principal, en tanto que las obras de alivio se construyeron en ambos brazos. Por consideraciones ambientales, debe descargarse permanentemente hacia el Brazo Aña Cuá un caudal igual o mayor que 1.500 m³/s.

La construcción de una central hidroeléctrica en el tramo de presa vecino al Brazo Aña Cuá permitirá utilizar ese caudal, que en la actualidad se eroga por medio del vertedero existente, para generación de energía mediante la instalación de una potencia nominal de 250 MW con disponibilidad hidrológica absoluta, que podrá alcanzarse cuando la cota de embalse alcance el nivel de proyecto, y generará anualmente aproximadamente 1.900 GWh.

Las obras serán ejecutadas por el procedimiento denominado “llave en mano” con financiación total de las inversiones por parte del consorcio seleccionado, quien percibirá como contrapartida, durante un cierto período, la energía eléctrica que generará la central. La operación de la central estará a cargo de la EBY.

La Licitación Pública Internacional para la construcción de la central Aña Cuá se encuentra en marcha, previéndose que durante el transcurso del presente año comenzarán las obras, que tienen un plazo de construcción de 46 meses.

Obras e instalaciones :

- Presa de constitución similar a la existente
- Central Hidroeléctrica convencional en la isla Yacyretá, vecina a la margen izquierda del vertedero Brazo Aña Cuá
- Tres tomas individuales con ataguías y reja
- Tres turbinas tipo Kaplan ó Hélice, de eje vertical, con potencia nominal unitaria de 85 MW y caudal unitario mínimo de 500 m³/s, con posibilidad de operación desde cota de embalse 78 m.s.n.m y salto máximo 18,30 m.
- Tres generadores sincrónicos trifásicos de capacidad aproximada 100 MVA, tensión nominal 13.2 kV, 50 Hz
- Barras aisladas en 13.2 kV
- Tres transformadores trifásicos de tipo dos arrollamientos, capacidad 100 MVA
- Compuertas y ataguías para cierre de emergencia en los tubos de aspiración
- Puente grúa de 4.600 kN / 300 kN de capacidad
- Playa de maniobra y playa de interconexión vinculadas mediante línea aérea
- Sistema de transferencia de peces

Del mismo modo que en el caso de las obras que posibilitarán la elevación del nivel de embalse a la cota de proyecto, el diseño de las obras de la Central hidroeléctrica del Brazo Aña Cuá y las provisiones para su construcción y operación respetan estrictamente las disposiciones vigentes para la preservación del ambiente y el resguardo de los derechos de terceros.

En particular, la sustitución del vertedero como vía de erogación del caudal ecológico en el Brazo Aña Cuá, resolverá los inconvenientes relacionados con la sobreoxigenación por saturación de gases en el agua.

ANEXO V

PLAN FEDERAL DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA

EN 500 kV - ESTADO DE SITUACION

1. ANTECEDENTES

La Secretaría de Energía dispuso, a través de las Resoluciones 657/99 y 174/00, arbitrar los medios y los procedimientos para la concreción de vínculos eléctricos en extra alta tensión que no se desarrollaban por sí solos en base a las condiciones regulatorias existentes.

Así surgió el denominado Plan Federal de Transporte, basado en la constitución del FONDO FIDUCIARIO PARA EL TRANSPORTE ELECTRICO FEDERAL (FFTEF), destinando al mismo un monto de 0,0006 us\$/kWh del recargo creado por el Artículo 30 de la Ley N° 15.336, modificado por el Artículo 70 de la Ley N° 24.065, aplicable sobre las tarifas que pagan los compradores de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

2. CARACTERISTICAS DEL PLAN

El PFT se desarrolla sobre la base del financiamiento conjunto por parte de los privados que se beneficien con las obras y los fondos del FFTEF. La forma en que se integrarán ambas fuentes de financiamiento ha sido establecida en diferentes resoluciones de la SEyM.

Características principales:

- Las obras que se pretende realizar, han sido estudiadas por la SEyM y calificadas para ser financiadas por este fondo.
- Las agentes privados interesados en dichas ampliaciones realizan – con distintas modalidades - ofertas sobre su disposición a pagar parte del canon de las mismas.
- Las líneas serán construidas y operadas por Transportistas Independientes a través de contratos de Construcción, Operación y Mantenimiento (COM).
- La convocatoria, la asignación de los fondos, la evaluación de las ofertas y la adjudicación se realiza a través de un Comité de Administración del Fondo integrado por representantes de la SEyM y del CFEE.
- La administración del proceso de las obras es realizada por un Comité de Promoción de la Ampliación, con representantes de los privados y de la SEyM.

3. LAS OBRAS COMPRENDIDAS

En ese estudio se identificaron un conjunto de obras que hoy constituyen los objetivos, desde el punto de vista de realizaciones de obras, del PFT. Esas obras son:

INTERCONEXIÓN PATAGÓNICA: Línea Choele Choel – Puerto Madryn

Descripción de las obras

- Ampliación de la estación existente Choele Choel 500 kV
 - Construcción de la ET 500 kV Puerto Madryn.
 - Una simple terna entre Choele Choel - Puerto Madryn, máxima longitud 370 km
- Monto de la Inversión: 79.836.000,00 más IVA

INTERCONEXIÓN NOA – NEA: Línea Resistencia – Saenz Peña – Cobos – El Bracho

Descripción de las obras

- Ampliación de la estación existente El Bracho 500 kV.
 - Construcción de la ET Cobos
 - Construcción de la ET Saenz Peña
 - Ampliación de la estación existente en Resistencia 500 kV
 - Una simple terna de:
 - El Bracho -Cobos, máxima longitud 274 km
 - Cobos-Saenz Peña, máxima longitud 564 km
 - Saenz Peña –Resistencia máxima longitud 146 km.
- Monto de la Inversión: 233.953.000,00 más IVA

LÍNEA MINERA: Línea Gran Mendoza - San Juan - Rodeo y Recreo - La Rioja

Descripción de las obras

- Ampliación de la estación existente E. T. Gran Mendoza 500 kV.
 - Construcción de la ET San Juan.
 - Construcción de la ET Rodeo
 - Una simple terna de:
 - Gran Mendoza – San Juan, longitud aproximada 175 km
 - San Juan – Rodeo, longitud aproximada 165 km
 - Recreo – La Rioja, longitud 175 km.
 - Ampliación de las estaciones ET Recreo y ET La Rioja en las playas de 132 kV.
- Monto de la Inversión: 129.285.319,00 más IVA

INTERCONEXIÓN COMAHUE–CUYO: Línea Cerrito de la Costa–Los Reyunos–Gran Mendoza

Descripción de las obras

- Construcción de una estación nueva en Cerrito de la Costa.
- Construcción de una playa de 500 kV nueva en la ET existente de 220 kV de los Reyunos.

- Ampliación de la ET Gran Mendoza 500 kV.
 - Una simple terna de 500 kV de longitud 475 km en el primer tramo y 185 km en el segundo.
- Monto de la Inversión: 176.809.000,00 más IVA

4. LAS ACTIVIDADES DESARROLLADAS DURANTE EL AÑO 2000

El estudio de las líneas y la elaboración de las correspondientes resoluciones con las adecuaciones regulatorias para la ejecución del plan se iniciaron a principios de año, alcanzándose el hito más importante del plan con la realización, en el mes de julio, de la Convocatoria concretada a través de la emisión del “Pliego de Bases y Condiciones” para la “Convocatoria Abierta a Interesados en Participar en Forma Conjunta con el Comité de Administración de Fondo Fiduciario para el Transporte Federal (CAF) como Iniciadores de Ampliaciones al Sistema de Transporte incluidas dentro del Plan Federal de Transporte en 500 kV”.

Las actividades continuaron de la siguiente manera:

- La presentación de las ofertas se realizó el día 30 de noviembre produciéndose en ese acto la apertura de los sobre A con los antecedentes de los proponentes.
- Se recibieron dos ofertas:
 - Termoandes SA por la línea NOA-NEA.
 - El Consorcio Aluar-Futaleufú para la interconexión Patagónica
- No se presentaron ofertas ni para la línea Minera ni para la interconexión Comahue-Cuyo.
- Las provincias de San Juan y La Rioja presentaron sendas notas manifestando su interés por participar indicando los montos que ofertaban cada una por su participación.
- Las ofertas fueron estudiadas y precalificadas procediéndose a la apertura de los sobres B – oferta económica - el día 14 de diciembre 2000.
- Con fecha 29/12/2000 se solicitó mejora de oferta a la firma TermoAndes, la que fue presentada el día 03 de enero de 2001.

5. LAS ACTIVIDADES DESARROLLADAS A MARZO DE 2001

Para cada una de las interconexiones debe destacarse:

- INTERCONEXIÓN PATAGÓNICA: Línea Choele Choel – Puerto Madryn

Por Resolución SEyM N° 33 del 12/01/2001, se aprobó la oferta.

Con fecha 23 de enero de 2001, se firmó el Contrato de Promoción de la Ampliación.

Con fecha 09 de febrero, el Comité de Ejecución inició el trámite de solicitud de Acceso y Ampliación de la Capacidad de Transporte, cuyo objetivo es la obtención del Certificado de Conveniencia y Necesidad otorgado por el ENRE, lo que debería completarse en aproximadamente 90 días.

El llamado a licitación para la selección del contratista COM debería realizarse en junio 2001 para iniciar la obra en octubre 2001.

- INTERCONEXIÓN NOA - NEA: Línea El Bracho - Cobos - Saenz Peña - Resistencia

Se han realizado los estudios correspondientes y se ha determinado que la oferta está en condiciones de ser aceptada. Se debe proceder a preparar la correspondiente resolución del Comité de Admisión y luego la resolución de la SEyM.

Una vez aprobada la oferta por la resolución SEyM, se debe proceder según pliego a la firma del Contrato de Promoción dentro de los cinco días.

- LÍNEA MINERA: Línea Gran Mendoza - San Juan - Rodeo y Recreo - La Rioja

Se ha estudiado la segmentación de la obra en los distintos tramos, Gran Mendoza – San Juan, San Juan – Rodeo y Recreo - Rioja. Se han asignado los beneficios por tramo y establecido la participación posible del fondo para cada uno de ellos.

Se ha analizado la adaptación del llamado anterior o la necesidad de un nuevo llamado a realizarse en 30-60 días, aceptando la participación de las provincias como iniciadores. No ha habido definición al respecto.

- INTERCONEXIÓN COMAHUE–CUYO: Línea Cerrito de la Costa - Los Reyunos -Gran Mendoza

Se considera necesaria la elaboración de un nuevo documento para efectuar una nueva convocatoria.

6. ESQUEMAS BASICOS DE LAS OBRAS

Se adjuntan a continuación los esquemas de las obras previstas asociadas a cada corredor, de acuerdo al siguiente detalle:

- INTERCONEXIÓN PATAGÓNICA: Línea Choele Choel – Puerto Madryn
 - Esquema geográfico

- Esquema unifilar básico ET Choele-Choel
- Esquema unifilar básico ET Puerto Madryn
- INTERCONEXIÓN NOA - NEA: Línea El Bracho - Cobos - Saenz Peña - Resistencia
 - Esquemas geográficos (2)
 - Esquema geométrico torre de suspensión
 - Esquema unifilar básico ET El Bracho
 - Esquema unifilar básico ET Cobos
 - Esquema unifilar básico ET Saenz Peña
 - Esquema unifilar básico ET Resistencia
- LÍNEA MINERA: Línea Gran Mendoza - San Juan - Rodeo y Recreo - La Rioja
 - Esquema geográfico
- INTERCONEXIÓN COMAHUE-CUYO: Línea Cerrito de la Costa - Los Reyunos - Gran Mendoza
 - Esquema geográfico
 - Esquema unifilar básico ET Cerrito de la Costa
 - Esquema unifilar básico ET Los Reyunos
 - Esquema unifilar básico ET Gran Mendoza

ANEXO VI

EFICIENCIA ENERGÉTICA Y ENERGÍAS RENOVABLES

1. INTRODUCCION

El presente anexo pretende orientar la actividad de la Secretaría de Energía y Minería en la materia, precisando las modalidades que el sector eléctrico ha adoptado en el contexto de su transformación.

A continuación se detallan los tipos de actividad posibles de ser ejecutadas tanto en materia de Uso Eficiente de la Energía como en Energías Renovables, en el contexto de la modalidad denominada de "Promoción".

Modalidades orientativas para la actividad Pública

- Diseño Normativo
- Diseño de programas de cooperación internacional
- Desarrollo de experiencias piloto
- Coordinación institucional
- Ejecución de proyectos con Organismos de Crédito
- Archivos técnicos
- Información institucional
- Diseminación y Difusión de información sectorial

2. TEMAS RELEVANTES EN USO RACIONAL DE LA ENERGÍA (URE)

2.1. Motivaciones del URE

La principal motivación para el desarrollo de una política de URE es la eficiencia económica, base de la competitividad de la industria, los servicios y del desarrollo social.

Las cuestiones ambientales también son un condicionante inmediato de la política de Eficiencia Energética, a pesar de:

- Significativa proporción de oferta hidroeléctrica.
- Generación térmica basada en gas natural, caracterizado por ser actualmente uno de los más benignos de los recursos convencionales desde el punto de vista ambiental.

2.2. Objetivos de la Promoción del URE

El desarrollo sostenible es el objetivo de la comunidad internacional, luego de la Cumbre de la Tierra de 1992 y el posterior Protocolo de Kyoto en 1997.

La amplitud en la aplicación de los criterios ha hecho que se los pueda identificar según diversas modalidades:

Sostenibilidad económica:

Se procura que las actividades se desarrollen dentro de esquemas que brinden razonables beneficios a los actores, con inversiones de riesgo y sin garantías públicas en un contexto de reglas de mercado.

Sostenibilidad Institucional:

La Autoridad de aplicación de la política energética es la Secretaría de Energía y Minería, y es responsable de coordinar acciones con las organizaciones con los cuales se interceptan responsabilidades en el ámbito nacional, provincial e internacional.

Sostenibilidad Social:

Se impulsa un acompañamiento público basado en la información y difusión transparente de experiencias y sus resultados, a través del desarrollo de normativa general y específica orientada a una mejora paulatina de la calidad de los bienes y servicios vinculados con la eficiencia energética.

2.3. Lineamientos para una política de URE

- * Potenciar la actividad de URE a cargo del comercializador, en la medida que esta actividad representa una oportunidad para ampliar la competencia en el mercado energético.
- * Acompañar las funciones del ENRE en el URE a cargo del distribuidor, en cuanto es una actividad regulada.
- * Analizar en conjunto con el CFEE (Consejo Federal de la Energía Eléctrica), las posibilidades de aplicación de fondos eléctricos para actividades de URE, en los ámbitos provinciales.
- * Promover el desarrollo de yacimientos de eficiencia energética para reducir emisiones de CO₂. Informar a los interesados sobre oportunidades de inversión en nuestro país. (Acceso al “Fondo de Carbono”, apoyo a las gestiones frente a la Oficina Argentina de Implementación Conjunta (OAIC) – Secretaría de Desarrollo Sustentable y Política Ambiental, etc.).
- * Coordinar con los organismos específicos la definición de estándares de eficiencia para los bienes y servicios que se comercializan en el mercado energético.
- * Coordinar el diseño de mecanismos para favorecer el otorgamiento de estímulos institucionales y financieros para el desarrollo de programas de calidad energética.
- * Desarrollar programas de eficiencia energética en edificios públicos.

2.4. Proyectos a ejecutar a partir del año 2001

La Secretaría de Energía y Minería ha solicitado Asistencia del Fondo Hemisférico de Energía y Transporte Sostenible (HSETF), para avanzar en diversos estudios que permitan mejorar el nivel de conocimiento sectorial en proyectos de Eficiencia Energética y Energías Renovables. La búsqueda de oportunidades para el incremento de la competencia ha sido el objetivo de negociaciones y los proyectos que en pocos meses más estarán en operación son: Oportunidades en Celdas de Combustibles, Bio- Diesel, Iluminación Pública, Pequeñas y Medianas Empresas y Pequeña Generación Hidroeléctrica.

Características de las oportunidades a desarrollar:

1-Potenciar la actividad de comercialización, a cargo de Generadores, Distribuidores y Comercializadores en el desarrollo de la eficiencia energética.

Modelo 1

Este mercado, que se encuentra activo, puede ser promovido mediante acciones de difusión dirigidas a los usuarios, sobre las diferentes opciones que existen para la contratación de servicios en mercados competitivos (Usuarios GUME y GUPA) particularmente en el campo de las pequeñas y medianas industrias.

La SEyM tiene en operación un programa de Cooperación con GTZ (PIEEP), denominado Proyecto de Eficiencia Energética y Productiva en la Pequeña y Mediana Empresa de la Argentina, basado en el Acuerdo de Cooperación firmado en junio de 1976 con la Agencia de Cooperación Técnica Alemana.

Oportunidad de acciones inmediatas:

- La SEyM puede abrir un proceso de “Manifestaciones de Interés” en comercializadores con posibilidades de prestar servicios de Eficiencia Energética a pequeñas y medianas empresas en los rubros en los que se ha detectado interés empresario.
- Los temas de interés para acciones de URE detectados son: Chacinados, Queserías, Aserraderos, Papeleras, Secaderos de Granos, etc.
- GTZ (en el contexto del programa que tiene con SEyM), puede acompañar al comercializador en el proceso de análisis y ejecución de mejoras (etapa sin inversión) en la gestión energética, de manera experimental.
- Los resultados deberán difundirse ampliamente en los aspectos técnicos e institucionales.

Objetivos a lograr :

- 1: Acompañar el desarrollo de acuerdos de cooperación internacional sustentables.
- 2: Buscar oportunidades para la comercialización de energía en pequeñas empresas.
- 3: Mejorar los consumos energéticos en Pymes, con la consiguiente baja de costos.
- 4: Mostrar resultados de una experiencia sostenible en lo institucional, en lo técnico y en lo económico.
- 5: Posibilitar mayores logros en eficiencia con aplicación de recursos económicos.

Modelo 2

Aplicación de recursos del CFEE para la eficiencia energética:

Proponer a las Autoridades del CFEE el desarrollo de una experiencia piloto en una o un grupo de provincias para mejorar la eficiencia energética, en el caso del Riego Agrícola.

La implementación de estas tareas sería con fondos FEDEI.

Diseñar un modelo de normativa de uso exclusivo en la experiencia de que se trata, que incorpore los siguientes criterios:

- Desarrollo de manifestaciones de interés para comercializar servicios de eficiencia energética en riego agrícola.
- Búsqueda de usuarios interesados en salir de la esfera del distribuidor y convertirse en GUMA o GUME o GUPA, o conformación de un conjunto empresario de regantes.
- Estudio de los costos en que los usuarios incurrirían por la reestructuración del sistema de riego.
- Preparación de términos de referencia para la realización de un concurso de precios destinado a la reducción de costos y eficientización de los servicios eléctricos para el riego agrícola.
- Selección del oferente e implementación del Proyecto.
- Monitoreo y análisis de resultados.

Modelo 3

Este programa daría la posibilidad de mejorar la eficiencia energética en los edificios del Sector Público Nacional.

- Presentación de manifestaciones de interés de comercializadores interesados en reducir los costos de la Administración Nacional, haciéndose cargo del servicio y cobrando por él. Su ganancia estaría en los costos que reduzcan.
- Elaboración de términos de referencia para una experiencia piloto a realizar en el edificio de la Secretaría de Energía y Minería, o del propio Ministerio de Economía, de reducción de costos por gestión eficiente de la energía.
- Selección del comercializador interesado.
- Apoyo a la gestión del comercializador en la presentación a la OAIC para la gestión de los créditos ambientales generados por el proyecto, en el marco de la normativa consagrada en el protocolo de Kyoto.
- Implementación y operación del Proyecto.
- Monitoreo y análisis de resultados.
- Difusión de la experiencia.

3. TEMAS RELEVANTES EN ENERGÍAS RENOVABLES:

Los conceptos básicos en la materia son:

1. Identificación de nichos para el desarrollo de oportunidades de negocio, en competencia con otras fuentes y en particular la generación remota.
2. Prestación de servicios con energías renovables .
3. Desarrollo de concesiones u otros modelos contractuales con capacidad de hacer sostenible la prestación del servicio.

3.1. Criterios de sostenibilidad, aplicables en los servicios con energías renovables

- Diseminación por reglas de mercado
- Suministros de largo plazo
- Responsabilidad técnica-jurídica y económica en las prestaciones
- Entes Reguladores en capacidad de controlar los servicios
- Responsabilidad compartida entre actores interesados

En los casos de áreas con necesidades sociales de baja satisfacción:

- * Evaluación de las Capacidades de pago por parte de los usuarios
- * Usuarios dispuestos a pagar por los servicios
- * Explicitación de subsidios

3.2. Oportunidades en el mercado

Energía solar fotovoltaica

Energía eólica (Subsidio Nacional y en Provincias: Chubut y Buenos Aires)

Energía Micro, Mini y Pequeñas Hidráulicas.

A Futuro:

Celdas de Combustibles

3.3. Lineamientos para una política en Energías Renovables

- Potenciar la actividad de Comercialización en el campo de las Energías Renovables.
- Acompañar la actividad del ENRE en la materia en los mercados regulados.
- Promover el desarrollo de proyectos de Energías Renovables en mercados dispersos (Proyecto PERMER en ejecución, se describe más detalladamente en el punto 4 de este Anexo)

- Coordinar con la OAIC, la gestión de proyectos con posibilidades de obtener créditos ambientales, ya sea por acceso al “Fondo de Carbono” u otros instrumentos en el marco del Protocolo de Kyoto.
- Difundir las oportunidades en materia de Energía Eólica, creadas por la Ley 25.019, y coordinar con las áreas competentes del Estado Nacional la aplicación de normas técnicas y fiscales, definidas al efecto.
- Promover el desarrollo de Mini, Micro y Pequeños aprovechamientos hidroeléctricos como conjuntos de múltiples oportunidades socio-laborales, técnico-económicas y ambientales.
- Promover el desarrollo de oportunidades para la aplicación de Celdas de Combustibles en diferentes tipos de mercados: generación dispersa, distribuída y convencional.
- Promover el desarrollo de oportunidades en materia de energía geotérmica, así como la legislación correspondiente.

3.4. Búsqueda de Oportunidades sostenibles en mercados pequeños

Caso:

Otorgamiento de concesiones de pequeñas centrales hidroeléctricas en ámbitos provinciales.

- Cooperación con un gobierno provincial interesado en el desarrollo de microaprovechamientos
- Diseño de un modelo de contrato de concesión
- Coordinación con otras áreas de gobierno para complementación potencial de inversiones: Riego, Proyectos forestales Agricultura, Ganadería, Acuicultura, etc.
- Gestión de recursos del FEDEI para los estudios de factibilidad
- Desarrollo de los estudios de factibilidad técnico-económica y ambiental
- Difusión del Proyecto
- Términos de referencia para la presentación de manifestaciones de interés
- Obtención de manifestaciones de interés empresarias
- Apoyo a las gestiones ante la OAIC para calificar al proyecto como reductor de emisiones de gases de efecto invernadero
- Acompañamiento al gobierno provincial en la gestión de la inversión
- Monitoreo
- Difusión de resultados

4. PROYECTO DE ENERGIAS RENOVABLES EN MERCADOS RURALES (PERMER)

4.1. INTRODUCCIÓN

Existen en el país zonas que por su ubicación geográfica o por el grado de dispersión de su población no acceden actualmente o no tienen posibilidades en el corto o mediano plazo a acceder al suministro eléctrico por medio de redes. A este tipo de mercado, llamado disperso, pertenece el 5% de la población argentina.

El Proyecto de Energías Renovables en el Mercado Rural (PERMER), prevé el abastecimiento eléctrico en forma sostenible de aproximadamente 87.000 habitantes rurales que se encuentran alejados de las redes convencionales de distribución de energía eléctrica, mediante generación individual por medio de energías renovables (paneles fotovoltaicos o molinos eólicos). Cuenta con financiamiento de una donación del Global Environmental Facility (GEF) y un préstamo del Banco Mundial (BM).

4.2. OBJETIVOS

4.2.1. Objetivos superiores

Para el Gobierno de Argentina (GOA), los objetivos superiores asociados al habitante rural disperso son:

- Mejorar la calidad de vida del poblador rural disperso en forma sustentable.
- Abastecer con energía eléctrica a todos los habitantes de la Argentina.
- Disminuir la emigración del poblador rural disperso a las zonas urbanas.
- Promover el manejo sustentable de los recursos energéticos ambientalmente sanos.

Para el GEF:

- Promover la adopción de energías renovables eliminando barreras del mercado.

4.2.2. Objetivos particulares del Proyecto

Contribuyendo con los objetivos superiores enunciados anteriormente el PERMER permite, mediante su implementación

Para el GOA:

- Proveer servicios eléctricos a la población rural dispersa y servicios públicos asociados, con la participación del sector privado y de modo sustentable, en el mayor número de provincias posibles que posibilite el volumen del préstamo negociado.

Para el GEF:

- Mejorar el grado de conocimiento de las tecnologías energéticas que utilizan fuentes renovables por parte de usuarios, concesionarios y entes reguladores.

4.3. CONTEXTO ESTRATÉGICO

4.3.1. Aspectos de la Estrategia del Gobierno para el Sector Eléctrico Rural

Este Proyecto prevé resolver prioritariamente el abastecimiento eléctrico al habitante rural de las provincias que ya tienen su Ley Marco Regulatorio y disminuir las barreras de información sobre los mercados eléctricos rurales de las provincias que todavía no cuentan con dicho marco .

La estrategia básica del GOA para promover la electrificación de áreas dispersas adopta dos formas, según se trate de provincias con o sin Ley Marco Regulatorio:

a) Provincias con Ley Marco Regulatorio

- Soporte político e institucional para crear un medio donde el sector privado, dentro del sistema de concesiones, pueda jugar un rol importante en la provisión de servicios eléctricos en las áreas rurales dispersas en forma sustentable. De esta manera se asegurará el abastecimiento eléctrico tanto a los usuarios residenciales individuales y colectivos, como a los servicios públicos rurales.
- Fortalecimiento de las capacidades de los Entes Provinciales de Regulación (EPREs)
- Soporte financiero tendiente a compensar la asimetría entre la capacidad de pago del usuario y los costos del abastecimiento.

b) Provincias sin Ley Marco Regulatorio

- Mejoramiento de la eficiencia en la prestación de servicios energéticos.

Para ello utilizará, en estas provincias, parte de los recursos solicitados para la componente de Asistencia Técnica, siempre que exista una manifestación de interés y compromiso con el Proyecto.

4.3.2. Elecciones estratégicas

- El Proyecto está orientado a desarrollar mercados eléctricos sustentables en áreas dispersas, abastecido y parcialmente financiado por concesionarios privados, que se harán cargo de este servicio dentro de los términos de un contrato de concesión, usando recursos renovables y tecnologías ambientalmente limpias, donde sea posible.

Esta concesión establece las obligaciones de calidad técnica y comercial del servicio eléctrico a suministrar, obligaciones del concesionario y responsabilidades de la concedente.

- Responsabilidad compartida entre los usuarios, que pagarán en todos los casos por el servicio eléctrico un derecho de instalación y una tarifa de acuerdo a su capacidad de pago, el Estado Nacional y los Gobiernos Provinciales, que aportarán lo necesario en subsidios por usuario abastecido, para el cierre económico del negocio.

La capacidad de pago surge de los estudios de mercado que se realicen en cada provincia y que tendrán como base un trabajo de campo realizado a través de encuestas.

- El nivel de los subsidios surge de establecer para cada provincia una tarifa factible de pago donde intervienen la capacidad de pago del usuario y el valor de una tarifa plena.

- El esquema diseñado tiende a minimizar los subsidios del gobierno, permitiendo a los inversores privados obtener un rédito favorable por su participación.

4.4. DESCRIPCIÓN SINTÉTICA DEL PROYECTO

4.4.1. Actores del financiamiento del Proyecto

Como forma de darle sustentabilidad a largo plazo, el financiamiento de este Proyecto ha sido concebido dentro de un esquema de responsabilidades compartidas entre los diversos actores del mismo: GOA, GPs (Fondos Eléctricos Provinciales u otra fuente provincial), GEF, BM, concesionarios y usuarios.

GOA: El Gobierno de la Nación Argentina contribuirá a este proyecto a través de un préstamo ya efectivo del Banco Mundial BM, que irá dirigido a:

- Respalda económicamente la instalación del equipamiento de generación e instalaciones asociadas necesarias para el abastecimiento eléctrico de los usuarios contemplados por este Proyecto.
- Financiar parcialmente los estudios incluidos dentro de la componente Asistencia Técnica para la remoción de las barreras de información, complementando los aportes del GEF en esta materia. Es deseo del GOA hacer extensiva esta posibilidad a todas las provincias siempre que exista una manifestación de interés y compromiso con el Proyecto.
- Financiar parcialmente los costos de administración del proyecto, complementándose con el GEF en este aspecto.

GPs: Los Gobiernos Provinciales de las provincias en que se implementará el Proyecto en esta primera etapa, han comprometido en los respectivos Acuerdos de Participación los siguientes aportes:

- Un monto sujeto a la cantidad de usuarios potenciales, provenientes del Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior (FEDEI) u otra fuente provincial, que actuará como contraparte de los subsidios a la inversión inicial.

GEF: Los costos incrementales a ser financiados por la donación del GEF están dirigidos a:

- Respalda la instalación de sistemas solares individuales (Solar Home System, SHS) por concesionarios.
- Respalda un programa piloto de demostración que involucre la instalación de dos subproyectos piloto de suministro con sistemas eólicos individuales (Wind Home System, WHS), en dos o más comunidades de Argentina. Se espera que este Proyecto Piloto demuestre el grado de viabilidad técnica y económica en el largo plazo de los WHS, y que promueva su desarrollo futuro mediante inversores privados. La selección de los sitios en las provincias seleccionadas así como el diseño y supervisión de los proyectos piloto será realizado por consultores/as contratados a esos efectos. Una evaluación económica y de rendimiento de los sistemas se hará después de un año de continuo monitoreo.
- Programas de fortalecimiento institucional que aspiran a eliminar barreras para la adopción de tecnología de energía renovable .

Usuarios: Los usuarios que opten por esta alternativa de abastecimiento, deberán abonar un derecho de instalación y una tarifa mensual (relacionada con su capacidad de pago y gastos actuales en energía) que dependerán del servicio que estén dispuestos a pagar. Los usuarios contarán, para alcanzar su abastecimiento eléctrico, con subsidios al costo de la inversión inicial. Estos subsidios se integrarán con el aporte de los organismos mencionados.

Concesionarios: Los concesionarios (empresas privadas o cooperativas), serán los responsables del abastecimiento eléctrico durante el período contractual. El aporte de los concesionarios será la parte de la inversión inicial correspondiente a la amortización posible a través de la tarifa, más las reposiciones periódicas por la finalización de la vida útil y/o roturas.

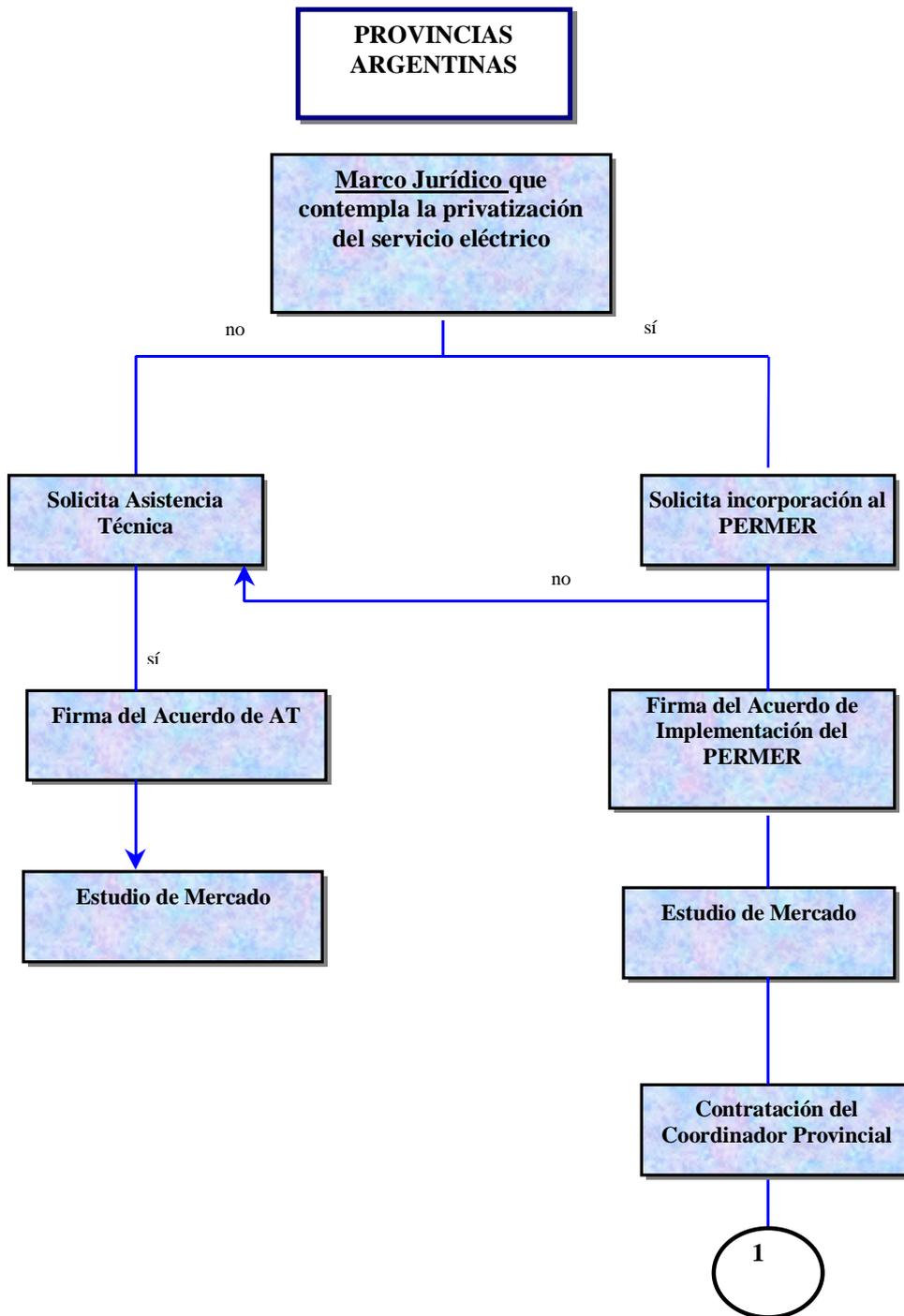
4.4.2. Alternativas de Implementación

De acuerdo a la situación actual de las provincias con respecto a su marco regulatorio eléctrico y privatización de sus servicios, pueden presentarse distintas alternativas de implementación del PERMER según se detalla en el cuadro y diagrama que siguen:

ALTERNATIVA 1	ALTERNATIVA 2	ALTERNATIVA 3	ALTERNATIVA 4	ALTERNATIVA 5
Provincias con áreas del mercado concentrado y disperso concesionadas	Provincias con áreas del mercado concentrado y disperso sin concesionar	Provincias con el área del mercado concentrado concesionada y área provincial exclusiva (exceptuando cooperativas)	Provincias con varias áreas concesionadas incluyendo el concentrado y el disperso	Provincias sin Concesionamiento
Salta Jujuy	La Rioja Río Negro (*)	Tucumán Santiago del Estero Catamarca San Juan Formosa Entre Ríos	Buenos Aires Mendoza	La Pampa Chaco Corrientes Santa Fe Córdoba Neuquén Santa Cruz Misiones Tierra del Fuego
Procedimiento: Incorporación del PERMER en el contrato actual	Procedimiento: Licitación de la concesión	Procedimiento: Ampliación del contrato actual extendiendo las obligaciones del concentrado al dispeso	Procedimiento: Ampliación del contrato actual extendiendo las obligaciones del concentrado al disperso	Procedimiento: Sólo participan del PERMER con Asistencia Técnica

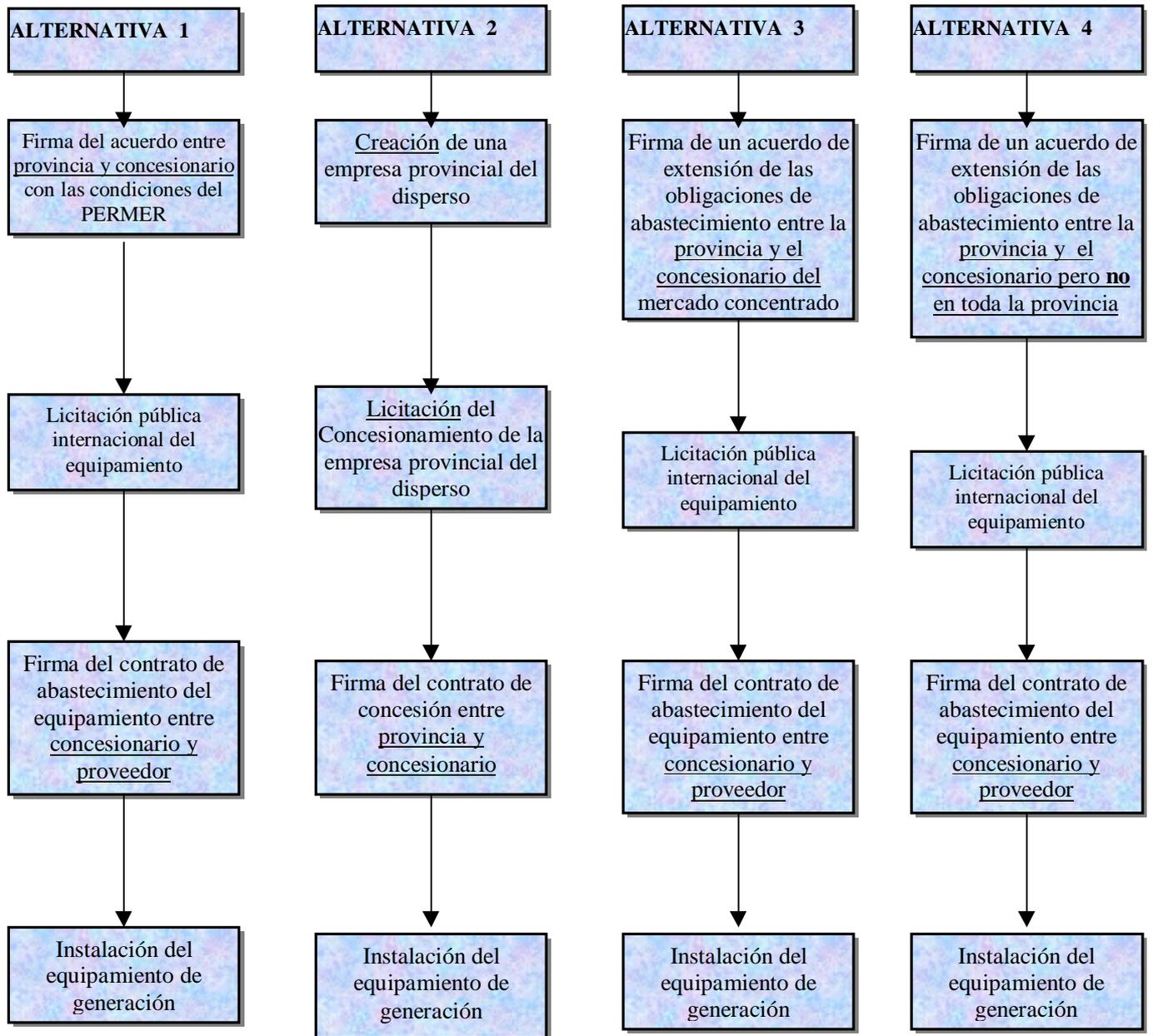
(*) El contrato de concesión del mercado concentrado de la provincia de Río Negro tiene una cláusula que permite al concesionario actual tomar el mercado rural disperso.

4.4.3. Diagrama de Implementación del Proyecto



Continúa en la página siguiente

1



4.4.4. Beneficios y población destinataria

Los beneficiarios finales en las provincias donde se implemente el Proyecto son aproximadamente 54.000 usuarios de bajos ingresos, pudiendo extenderse aproximadamente a 87.000 usuarios, dependiendo del tamaño de los mercados de las provincias que se vayan incorporando y sus características socioeconómicas.

A estos usuarios se les proveerá de servicios eléctricos para iluminación y comunicaciones básicas. Además de los beneficios materiales, se espera que haya un considerable mejoramiento de la calidad de vida de estas poblaciones debido a la posibilidad de disfrutar de una forma limpia de energía para usos finales (por ejemplo, iluminación). Se espera que haya un impacto positivo en educación, productividad y desarrollo social.

El proyecto beneficiará además al sector privado de la provincia y del país al permitir la creación de puestos de trabajo en las áreas de concesión, requeridos para mantenimiento y actividades económicas sustentables basadas en la concesión y expansión del mercado de equipamiento en energía renovable. Parte de este equipamiento será producido por industrias locales. El gobierno nacional y los gobiernos provinciales se beneficiarán llevando a cabo exitosamente la electrificación de las poblaciones rurales dispersas y de los servicios públicos rurales (escuelas, dispensarios, puestos policiales).

El beneficio ambiental global del proyecto será la creación de mercados sustentables de SHS en las provincias participantes, contribuyendo a reducir la emisión de gases de efecto invernadero por el desplazamiento del uso de tecnologías convencionales.

4.5. ESTADO ACTUAL

Avance en Provincias (Ver mapas adjuntos)

Provincia	Convenios Firmados		Estudio de Mercado Terminado	Número de potenciales usuarios Residenciales	Avances en el Concesionamiento del Servicio
	Asistencia Técnica (*)	Implementación (**)			
Chaco	●		En avance	20.000	
Chubut		●	●	3.400	
Córdoba	●			25.000	
Formosa	●			16.000	
Jujuy		●	●	1.700	Terminada
Mendoza		●	●	6.600	
Neuquén	●		En avance	3.400	
Río Negro		●	●	2.700	En avance
Santa Fe	●		●	18.000	
Tucumán		●	●	17.000	Terminada
San Luis		●	●	3.700	Terminada
Catamarca		Prox.firmarse		3.000	
Corrientes		●	●	20.000	
Salta		En avance		17.000	Terminada
Sgo del Estero		En avance	●	25.000	En avance
Entre Ríos			●	15.000	

(*) Asistencia Técnica (Estudios)

(**) Implementación: Estudios + inversión con contrapartida provincial

En las provincias de San Luis y Corrientes falta la firma de un acuerdo complementario.

4.6. LOGROS ALCANZADOS DURANTE EL AÑO 2000

4.6.1. Implementación en las provincias:

Provincia de Jujuy:

Se firmó una ampliación del contrato de concesión vigente con la incorporación del PERMER (mayo 2000). Se licitaron 1500 equipos fotovoltaicos para ser instalados en viviendas y Servicios Públicos de la zona dispersa que ya fueron recepcionados.

Provincia de Santa Fe:

Se comenzó un estudio detallado de mercado, con el fin de incorporar en el proceso de privatización el mercado disperso al concentrado, encontrándose en la etapa final.

Provincia de Chubut:

Se concluyó un estudio detallado de mercado. Se midió el recurso eólico en dos lugares elegidos para la implementación de dos proyectos pilotos eólicos. Se encuentra finalizada la elaboración de los Términos de Referencia.

Provincia de Neuquén:

Se inició un estudio detallado de mercado.

Provincia del Chaco:

Se inició un estudio de implementación del Proyecto incorporando las cooperativas como operadores. Se inició un estudio detallado de mercado y se está estudiando la factibilidad de implementar un proyecto piloto de celdas de combustible en la localidad de L. N. Alem.

Provincia de Corrientes:

Se avanzó en lo referente a la electrificación de las escuelas, como primer prioridad.

Provincia de San Luis:

Se concluyó el acuerdo de concesión con el concesionario, tarifas y cronogramas de inversiones.

Provincia de Tucumán:

Se concluyó el acuerdo con el concesionario. Este acuerdo está en condiciones de ser firmado .

Provincia de Salta:

Al igual que en la provincia de Tucumán, se está en condiciones de firmar el acuerdo con el concesionario.

Provincia de Catamarca

Se iniciaron los contactos tendientes a la firma del Acuerdo de implementación.

Provincia de Buenos Aires

Se iniciaron, al igual que en la provincia de Catamarca, los contactos tendientes a la firma del Acuerdo de implementación.

Provincia de Formosa:

Se avanzó en lo referente a la electrificación de las escuelas, como primera prioridad.

Provincia de Mendoza:

Se avanzó en la definición de alternativas a aplicar, iniciándose la implementación del proyecto en la zona este de la provincia

Provincia de Río Negro:

El acuerdo de concesión del mercado fue analizado detalladamente con el concesionario actual, previéndose una pronta culminación del proceso.

Provincia de Santiago del Estero:

Se produjeron avances significativos en los acuerdos con el concesionario. Las tareas prioritarias estarán concentradas en el abastecimiento eléctrico a las escuelas rurales.

4.6.2. Actividades de Asistencia Técnica para la implementación del PERMER

- Se inició un estudio de costos en todo el espectro de la implementación (manual de costos).
- Se inició un estudio de difusión de los Acuerdos del Protocolo de Kyoto.
- Se inició un trabajo de difusión del PERMER en el ámbito Nacional.
- Se concluyeron los términos de referencia de los siguientes estudios:
 - Proyecto piloto eólico
 - Educación pública a nivel de usuario sobre la utilización de equipos de energías renovables

4.6.3. Actividades de Asistencia Técnica a la SEyM

- Se inició un estudio de Huso Horario Oficial.
- Se elaboraron los términos de referencia y la lista corta de consultoras para la realización del estudio de Costo de Energía no Suministrada.

4.7. METAS PREVISTAS HASTA EL AÑO 2005

4.7.1. Implementación en las provincias

- a) Electrificación de todas las escuelas rurales dispersas en forma sostenible en todas las provincias elegibles.
- b) Asegurar el abastecimiento eléctrico a todos los habitantes y servicios públicos rurales dispersos en aquellas provincias que comprometan los fondos de contrapartida provincial.
- c) Asegurar el abastecimiento eléctrico a los habitantes y servicios públicos rurales, que las provincias no incluidas en el punto b), consideren prioritarios en función de sus recursos.
- d) Concluir una experiencia piloto de Concesionamiento del Mercado Rural Disperso abastecido por aerogeneradores individuales, y su transferencia a organizaciones que aseguren su continuidad

4.7.2. Asistencia técnica del PERMER

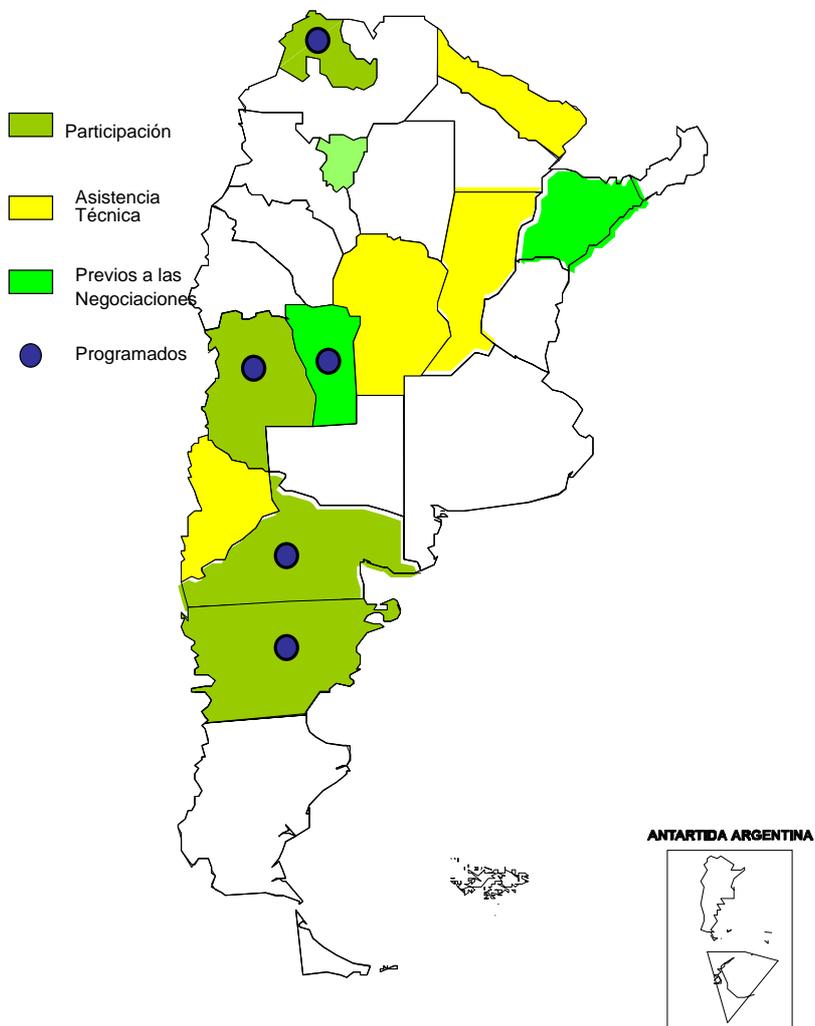
- a) Obtener un diagnóstico detallado del mercado rural disperso en aquellas provincias en los que no ha sido realizado. Estos estudios tienden a lograr un detalle pormenorizado y real de las condiciones socioeconómicas de la población en estudio, los usos energéticos actuales, las necesidades de sustitución por un servicio eléctrico, la capacidad de pago y el grado de aceptación del servicio, estableciendo una estructura del mercado.

- b) Asegurar la máxima eficiencia en el proceso de privatización realizando las actividades tendientes a reducir los costos, mejorar la calidad, difundir el uso y aumentar la capacidad regulatoria.
- c) Evaluar el impacto del proyecto en la calidad de vida del habitante rural disperso que permita corregir eventuales desvíos y/o complementar este proyecto con otras acciones tendientes a tal fin.
- d) Concluir los estudios iniciados referentes a la producción de biodiesel en el país, como así también a la implementación de celdas de combustibles en áreas rurales.

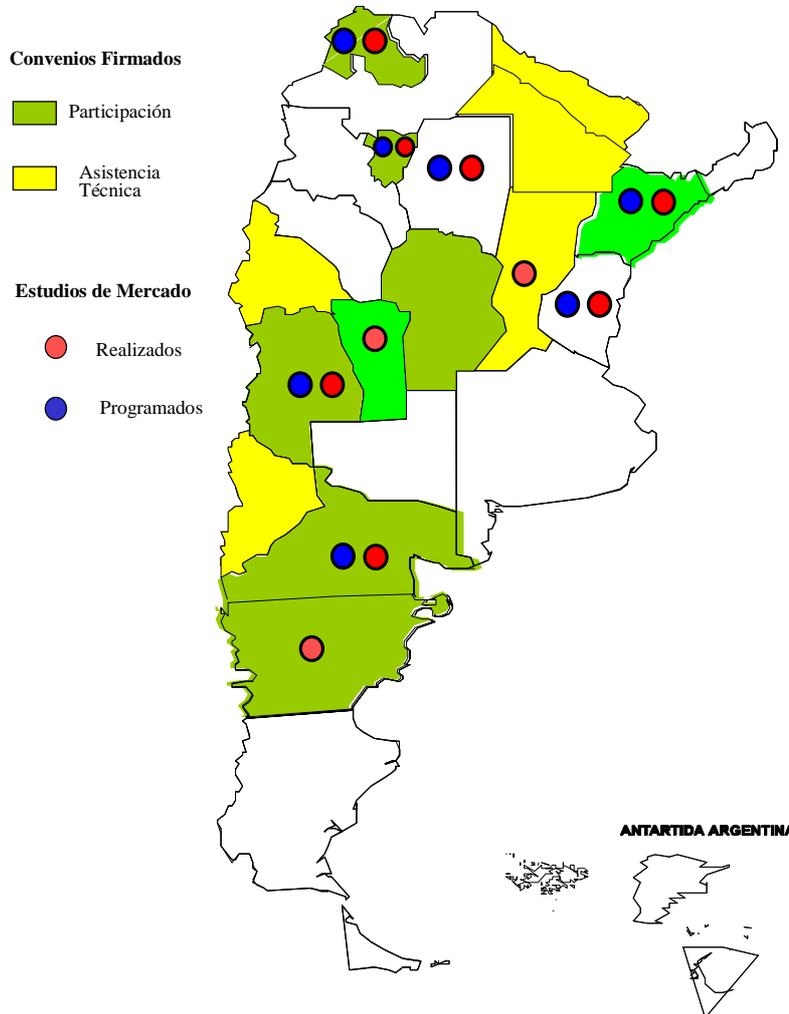
4.7.3. Asistencia técnica a la SEyM

- a) Efectuar todos aquellos estudios que la Secretaría de Energía y Minería considere prioritarios en el ámbito de la eficiencia energética y energías renovables.

**CONVENIOS FIRMADOS ENTRE LA SE Y LAS PROVINCIAS
PROGRAMADO VS. EJECUTADO**



ESTUDIOS DE MERCADO
PROGRAMADOS VS. REALIZADOS



Este mapa indica el avance en Estudios de Mercado dentro del Proyecto, comparando lo programado previo a la iniciación del mismo y lo efectivamente realizado hasta el año 2000.

Lo realizado y no programado, son estudios previstos para el año 2001, es decir que el avance en este tema dentro del período de ejecución de todo el proyecto alcanzará al 143 %.

