

ANEXO I

APROVECHAMIENTOS HIDROELECTRICOS

El cumplimiento de los objetivos fijados para la Secretaría de Energía requiere la realización de estimaciones sobre las condiciones de oferta y demanda futuras en el mercado energético. Entre las acciones a efectuar se encuentra la evaluación de los recursos naturales disponibles para aprovechamiento energético, particularmente el desarrollo de esquemas básicos de aprovechamiento de cuencas hídricas, coordinando con otras áreas las compatibilidades y usos prioritarios.

A partir de la modificación de la relación cambiaria, ocurrida a partir de comienzos del año 2002, han mejorado significativamente las condiciones de competitividad de los aprovechamientos hidroeléctricos, frente a las alternativas térmicas que protagonizaron la expansión de la oferta en los últimos años.

Las obras civiles, que constituyen un componente muy importante de los costos, tienen participación predominante de insumos de origen nacional, resultan demandantes intensivas de mano de obra e impactan significativamente sobre la actividad económica local.

Asimismo, los equipamientos hidráulicos, mecánicos y eléctricos admiten mayor participación de la industria nacional que las alternativas térmicas de ciclo combinado.

Por otra parte, prácticamente la totalidad de los insumos, bienes y servicios que demanda la construcción de las obras hidroeléctricas podría ser abastecidos por empresas del Mercosur.

A – CATALOGO DE PROYECTOS

Magnitud de la oferta hidroeléctrica

El potencial hidroenergético de la República Argentina ha sido estudiado parcialmente. El potencial identificado de esta fuente energética renovable es de aproximadamente 170.000 GWh/año, de los cuales 38.000 GWh/año corresponden a centrales en explotación, obras en construcción o programadas. El resto corresponde a un conjunto de estudios y proyectos de magnitud diversa, ejecutados en distintas épocas y por diversos equipos técnicos, con grados de avance variables y criterios técnicos y económicos que en general han sido superados, que deberán ser actualizados teniendo en cuenta la situación actual del Sector y su evolución prevista.

En particular, el potencial hidroenergético identificado incluye numerosos proyectos de pequeña o mediana magnitud energética pero de importante significación regional o local.

Los aprovechamientos de pequeña escala constituyen alternativas de gran impacto local, donde la generación de energía eléctrica aparece totalmente subordinada a los otros usos, que contribuirían a la incorporación de comunidades marginadas a la actividad productiva.

Los aprovechamientos de escala media, además de contribuir al abastecimiento de la demanda de energía eléctrica, pueden impactar significativamente en el desarrollo regional.

Los proyectos hidroeléctricos de mayor escala conforman una reserva energética significativa. En particular, los proyectos binacionales como Corpus Christi y Garabí constituyen una alternativa válida para el abastecimiento del mercado regional.

Criterios de evaluación del recurso

Teniendo en cuenta que el agua es un recurso natural insustituible para el sostenimiento de la vida humana, es responsabilidad del Estado el control de la conservación de su calidad y la compatibilización de usos en las distintas etapas de desarrollo de las obras (proyecto, construcción o explotación). Se considera de responsabilidad pública la selección de sistemas de aprovechamiento que permitan la operación racional del recurso hídrico, y el establecimiento de un entorno para algunos parámetros de diseño (niveles y caudales característicos, potencia instalada, etc.).

Por ello, tanto para las centrales hidroeléctricas existentes como para las futuras, es imprescindible analizar, definir y fiscalizar el tratamiento adecuado de todos los aspectos vinculados a sus normas de operación y regulación, en lo energético y en lo referente a la seguridad, el ambiente y los múltiples usos del agua.

En consecuencia, se ha previsto reservar para el Estado las primeras etapas del proceso de identificación del recurso, es decir las evaluaciones de esquema preliminar, inventario y prefactibilidad, dejando las restantes bajo responsabilidad de los inversores. El ajuste de los parámetros de diseño, así como la selección de los métodos constructivos y las especificaciones técnicas corresponderán al grupo que asuma la inversión de riesgo, sujetos a la fiscalización del Estado como autoridad en materia de uso del recurso, seguridad y protección del ambiente.

Tareas a realizar

En cumplimiento de esta política, la Secretaría de Energía ha encarado la ejecución de una serie de tareas, vinculadas a la elaboración de un catálogo de proyectos hidroeléctricos, que consisten en la organización de la Biblioteca de Proyectos, la actualización y mejora de los procedimientos de estimación de costos, la revisión con criterios homogéneos de los proyectos existentes y la evaluación del recurso hasta el nivel de prefactibilidad técnica y económica.

La Biblioteca Técnica de la Secretaría contiene documentación relativa a estudios básicos, desarrollos de ingeniería y planos de varios proyectos hidroeléctricos elaborados por las ex empresas Agua y Energía Eléctrica S.E. e Hidronor S.A., de acuerdo al grado de avance alcanzado en cada caso. Esa información, que ha sido puesta a disposición para consulta de instituciones públicas, privadas y público en general, se encuentra en proceso de clasificación, ordenamiento, sistematización de sus datos característicos, y elaboración de fichas técnicas.

La confección de un catálogo de proyectos homogéneo requiere la disponibilidad de procedimientos confiables de estimación de costos de construcción. La existencia de una herramienta de estimación de costos mejorada y actualizada es imprescindible para el logro del objetivo final de disponer un catálogo de proyectos racionalmente comparables entre sí, homogéneamente enfocados y con un grado uniforme de avance; que facilite la tarea futura de convocar a expresiones de interés y de participación ejecutiva real de inversores privados en el campo hidroeléctrico.

Los estudios para el aprovechamiento hidroeléctrico de un tramo de río de una determinada cuenca, en los niveles de Inventario, Prefactibilidad o Factibilidad, requieren la utilización de metodologías que están en permanente evolución. El objetivo primordial del manual de costos es orientar y organizar las actividades para efectuar las tareas de estimación de los costos de obra, conducir a soluciones homogéneas y comparables entre sí y posibilitar los análisis técnicos y económicos pertinentes.

La actual conformación del mercado eléctrico, establece la actuación de la actividad privada como actora en las etapas de diseño, construcción y explotación de centrales. Los precios surgen de las condiciones de mercado, y se hace necesario crear una herramienta de comparación y confrontación de precios, como el análisis de precios por insumos, para contrastar las diferencias entre los datos estadísticos disponibles y la realidad económica actual.

La Secretaría se propone proceder al perfeccionamiento de la metodología de estimación de costos disponible, que sea aplicable a proyectos de distinta escala. Para ello se prevé realizar las siguientes tareas:

- revisión del plan de cuentas
- elaboración de una base de datos de insumos y precios de mercado relacionados con la estructura de cuentas
- actualización o modificación de procedimientos para determinación de costos o precios unitarios, incorporación de nuevos ítems y revisión o definición de sus parámetros característicos
- desagregación de cada ítem en sus insumos componentes, análisis, corrección de la estructura básica de los precios y revisión de las fórmulas polinómicas de actualización
- procedimiento para evaluar la influencia de incertidumbres asociadas a los estudios disponibles en la variabilidad de los costos esperados.

Con posterioridad se encarará la revisión de los proyectos existentes con criterios homogéneos. Consistirá en el análisis crítico de los proyectos hidroeléctricos concebidos anteriormente por las empresas del sector y que habían llegado a un grado muy heterogéneo de desarrollo en cuanto a la profundidad de los estudios, la época de su ejecución y los criterios utilizados, y comprenderá:

- análisis de la concepción general del proyecto
- análisis de detalle en aquellos aspectos significativos que hacen al diseño y presupuesto de obra
- identificación del nivel de avance de los estudios y desarrollos de ingeniería
- planteo de incertidumbres y propuesta de tareas complementarias para resolverlas
- propuesta de eventuales modificaciones en el diseño
- cálculo del costo esperado de las obras
- estimación de su variabilidad en función del nivel de certidumbre de los datos y del riesgo asociado al criterio de proyecto aplicado

Asimismo, más adelante se encarará la mejora del nivel de conocimiento de algunos aprovechamientos hidroeléctricos, desarrollando las tareas de ingeniería necesarias para obtener un proyecto confiable a nivel de prefactibilidad técnica y económica. Comprenderá las siguientes tareas:

- análisis de las variantes estudiadas en la etapa de inventario o su desarrollo si no están disponibles
- planteo de nuevas alternativas
- desarrollo de estudios básicos y trabajos de campaña
- diseño de estructuras, estudios de optimización
- evaluación técnica, económica y ambiental.

Con base en la documentación disponible en la Biblioteca de Proyectos, revisada o desarrollada hasta nivel de prefactibilidad de acuerdo a lo indicado, se conformará el Catálogo de Proyectos que será puesto a disposición de la inversión privada de riesgo. Se elaborará un resumen técnico conforme a un modelo general, que contendrá la síntesis de los estudios básicos y su interpretación, los desarrollos de ingeniería, los costos esperados, los resultados de las evaluaciones técnica, económica y ambiental, sus parámetros físicos, hidráulicos y energéticos críticos, etc.

B – SINTESIS DE PROYECTOS

PROYECTO CORPUS CHRISTI

El proyecto de aprovechamiento del río Paraná en el tramo compartido entre la República Argentina y la República del Paraguay en la zona de Corpus comenzó con la suscripción de un convenio para su estudio, y una Declaración Conjunta de ambos Gobiernos, en 1971.

El 19 de octubre de 1979 fue suscripto el Acuerdo Tripartito sobre Corpus e Itaipú, por los Gobiernos de la ARGENTINA, BRASIL y PARAGUAY, a través del cual se definió el nivel máximo de 105 metros sobre el nivel del mar para Corpus, así como restricciones operativas al funcionamiento de Itaipú, en lo que se refiere máximos admisibles para el caudal, la velocidad superficial, y la variación horaria y diaria de nivel.

Actualmente se encuentran en análisis dos alternativas de emplazamiento, denominadas Pindo-í e Itacurubí.

La primera de ella, ubicada aguas arriba, produciría menor impacto ambiental. Por otra parte, el cierre Itacurubí requiere la realización de algunos estudios geotécnicos para confirmar su factibilidad.

DESCRIPCION DE LAS ALTERNATIVAS

Proyecto Pindo-í

El emplazamiento de Pindo-í está ubicado a la altura del km 1.656 del río Paraná, donde las márgenes se presentan con barrancas elevadas. El cauce no es muy amplio, con un ancho total de 1.500 m y existen dos islas en el centro, una de las cuales le da el nombre al sitio.

El lecho está constituido por afloramientos basálticos en sentido longitudinal entre los que existen depósitos de areniscas. Este fue el emplazamiento original de la obra, muy próximo a la localidad de Corpus, de donde el Proyecto toma su nombre.

En la figura adjunta se presenta el proyecto desarrollado en el último estudio de prefactibilidad para el emplazamiento de Pindo-í. La configuración del sitio, en particular su ancho limitado, hace difícil pensar en una solución con grupos bulbo.

Se prevé la instalación de 20 turbinas Kaplan con potencia unitaria de 144 MW en una sola casa de máquinas ubicada en la parte central del cauce, que totalizan una potencia instalada de 2.880 MW. En los extremos de la casa de máquinas se ha previsto colocar sistemas de transferencia de peces.

Inmediatamente hacia la margen derecha se ubica la esclusa de navegación. Sus dimensiones son iguales a las de Yacyretá, con 12 pies de calado, 27 m de manga y largo necesario para permitir el paso de un tren de 6 barcas alineadas de a dos con su respectivo remolcador.

El cierre del río se completa en margen derecha con una pequeña presa lateral de material suelto y protección de enrocado.

Entra la isla y la margen izquierda se ubicó el vertedero de 530 m de largo, con 28 vanos equipados con compuertas radiales de 15 m por 20 m y un cuenco amortiguador de 120 m de longitud, con capacidad para evacuar 95.000 m³/s.

Los tramos entre la casa de máquinas y el vertedero y entre éste y la margen izquierda se cubren con presas de enrocado hasta alcanzar la cota 110 m.s.n.m.

El desvío del río se planifica en tres etapas. En la primera, se construye la esclusa de navegación y el vertedero, escurriendo el río por el canal principal. En la segunda etapa se habilita el vertedero y se cierra el canal principal para la construcción de la central. Finalmente, en la tercera etapa se construye la presa de empalme sobre la isla Pindo-í.

Dadas las discontinuidades del lecho de basalto, con intrusión de areniscas se deberá realizar un estricto control y tratamiento de las fundaciones.

Proyecto Itacurubí

El emplazamiento de Itacurubí se ubica en el km 1.641 en una amplia sección del río Paraná. La margen derecha presenta una extensa planicie de inundación, mientras que la izquierda es una barranca elevada que ofrece espacio suficiente para albergar holgadamente las distintas estructuras de la obra.

El ancho del cauce del río, superior a 1.700 m, permite ubicar con comodidad un vertedero central y dos centrales en sus extremos.

El lecho del río es de areniscas en todo su ancho. La calidad y profundidad de la roca y las condiciones del relleno del canal profundo deben ser confirmadas con investigaciones geológicas más detalladas para asegurar su confiabilidad y su capacidad de soportar las estructuras planteadas.

El vertedero, de iguales dimensiones que el de Pindo-í, se ubicó en el centro del cauce. A cada lado se ubicaron sendas centrales, cada una con 10 grupos generadores de 144 MW que totalizan, al igual que en la alternativa Pindo-í, una potencia instalada de 2.880 MW.

El cierre del río se completa con dos presas de material suelto, entre el vertedero y la central de margen izquierda, y entre la otra central y la margen derecha.

El desvío del río se realizaría en dos etapas. En la primera se construyen las estructuras de hormigón desde las márgenes, dejando que el río escurra por una brecha central. En la segunda etapa se desvía el escurrimiento por el vertedero y se construye la presa de materiales sueltos.

También en este caso, en los extremos de cada casa de máquinas se ha previsto colocar sistemas de transferencia de peces.

Sobre la margen izquierda del cauce se ubica la esclusa de navegación, de iguales dimensiones a la de Pindo-í, sin embargo, dada la topografía del sitio, se podría colocar también en la otra margen.

Dado el ancho disponible en esta sección, se desarrolló a nivel de prefactibilidad una variante adicional con turbinas bulbo, las que tienen una menor descarga por unidad y requieren mayor espacio.

La disposición general de las estructuras es similar a la variante Kaplan. En este caso cada casa de máquinas aloja 24 grupos generadores en módulos de seis, de tipo bulbo de 60 MW de potencia y 6,2 m de diámetro, con regulación simple mediante una compuerta en la salida, operada mediante servomotores hidráulicos.

Teniendo en cuenta la capacidad de descarga adicional que permiten los conductos de las turbinas bulbo, se redujo a 26 el número de vanos del vertedero.

En este caso existe una sola presa de materiales sueltos, que completa el cierre hasta la margen derecha.

El desvío del río se realizaría en forma similar a la descripta para la variante Kaplan.

SINTESIS DE CARACTERISTICAS TECNICAS

Concepto	Pindo-í	Itacurubí
Progresiva	km 1.656	km 1.641
Localidad argentina más cercana	Corpus	San Ignacio
Longitud total del cierre:		
Estructuras de hormigón	2.080 m	2.010 m *
Presas laterales	1.400 m	1.620 m *
Casas de máquinas	1 * 20 grupos	2 * 10 grupos *
Potencia instalada	2.880 MW 20 grupos Kaplan de 144 MW	
Generación media anual	19.000 GWh	
Plazo de construcción	8,5 años *	
Inicio generación comercial	6° año *	
Estructuras:		
Aliviadero	Capacidad: 95.000 m ³ /s (con 3 m de sobrecarga) 28 vanos *	
Esclusa de navegación	Calado: 12 pies Manga: 27 m. Capacidad: 6 barcazas 1.500 TPB y remolcador	
Transferencia de peces	Estructuras ubicadas en los extremos de cada central	
Presas laterales	Materiales sueltos, núcleo impermeable y protección de rip rap	
Inversión	2.100 millones US\$	

* Itacurubí alternativa bulbo: longitud del cierre: 1.720 m + 1.500 m
2 casas de máquinas con 24 grupos generadores
plazo de construcción: 6 años
comienzo generación : 4° año
aliviadero con 26 vanos

EFECTOS AMBIENTALES Y REGIONALES

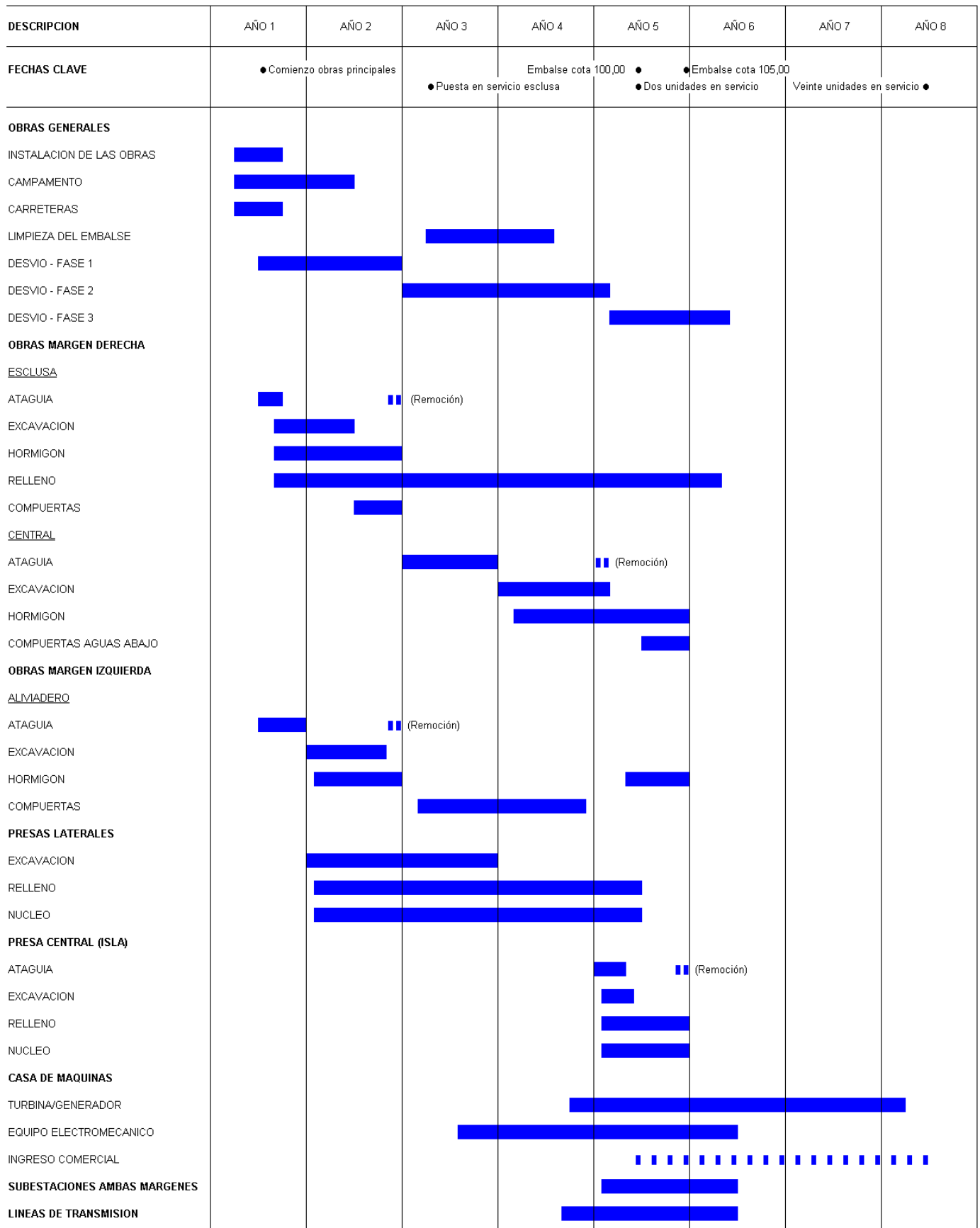
Características del embalse	Estrecho en todo su desarrollo por la topografía encañonada del río. Costas con barrancas elevadas y afluentes pequeños (excepto el Capiibary en margen paraguaya)	
Area inundada:	Pindo-í:	Itacurubí:
Total:	13.970 ha	17.430 ha
Argentina:	6.090 ha	6.850 ha
Población a relocalizar:	Pindo-í:	Itacurubí:
Total:	281 familias	382 familias
Argentina:	105 familias	115 familias
Criterio de relocalización	Reposición funcional	
Tratamiento de márgenes	Protección de taludes, desmalezamiento y forestación	
Formación de zonas de aguas bajas	Solamente en las nacientes de los afluentes. Se previó su tratamiento	
Calidad del agua	No habrá modificaciones. La escorrentía del embalse es buena debido a su estrechez	
Fauna íctica	Estructuras de transferencia de peces y estaciones de piscicultura	
Enfermedades hídricas	La incidencia es controlable. Se han previsto los programas correspondientes.	
Afectación de infraestructura:		
Cascos urbanos:	No afecta	
Rutas:	Afecta solamente caminos secundarios	
Tendidos eléctricos	Redes vecinales	
Puertos	Instalaciones menores. Reposición funcional	
Otras construcciones	Reposición funcional	
Puestos de trabajo	8.000 en el pico	

CONCESION DE CORPUS CHRISTI

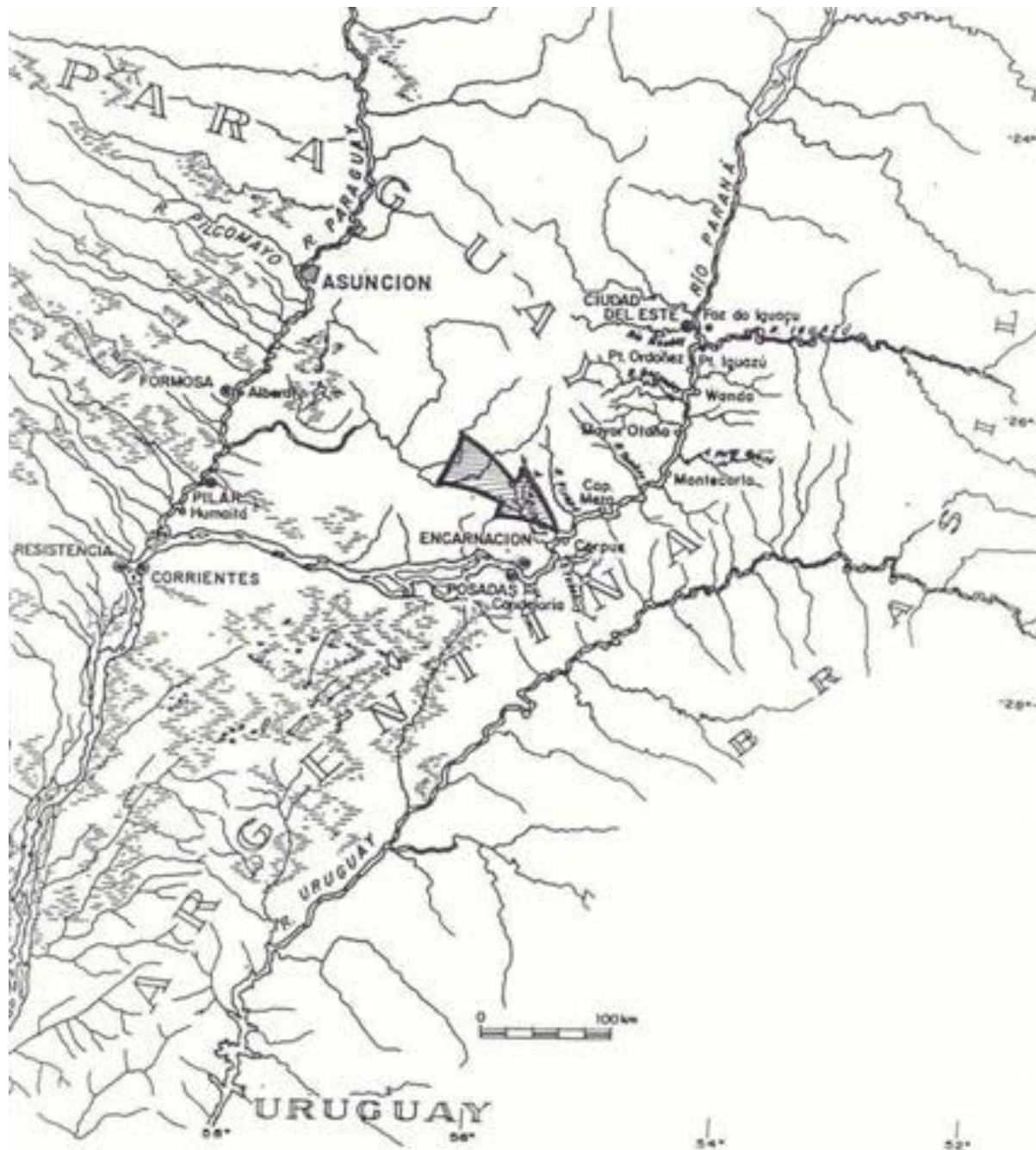
CRONOGRAMA DE TAREAS PREPARATORIAS

Descripción	AÑO 1				AÑO 2				AÑO 3	
	1er. trim	2do. trim	3er. trim	4to. trim	1er. trim	2do. trim	3er. trim	4to. trim	1er. trim	2do. trim
Estudios Geológicos Pindo-f		■	■	■						
Factibilidad Técnica y Económica			■	■						
Habilitación del Data- Room					■	■	■	■		
Acuerdo Nación-Provincia	■	■	■							
Información Pública Plebiscito			■	■						
Realización del Plebiscito				■						
Negociación Tratados Paraguay/Brasil				■	■	■				
Convocatoria a Interesados					■	■	■			
Sala de Interesados Seleccionados							■	■	■	
Preparación de los Pliegos							■	■	■	
Licitación de la Concesión								■		
Preparación de Ofertas									■	■
Adjudicación										■

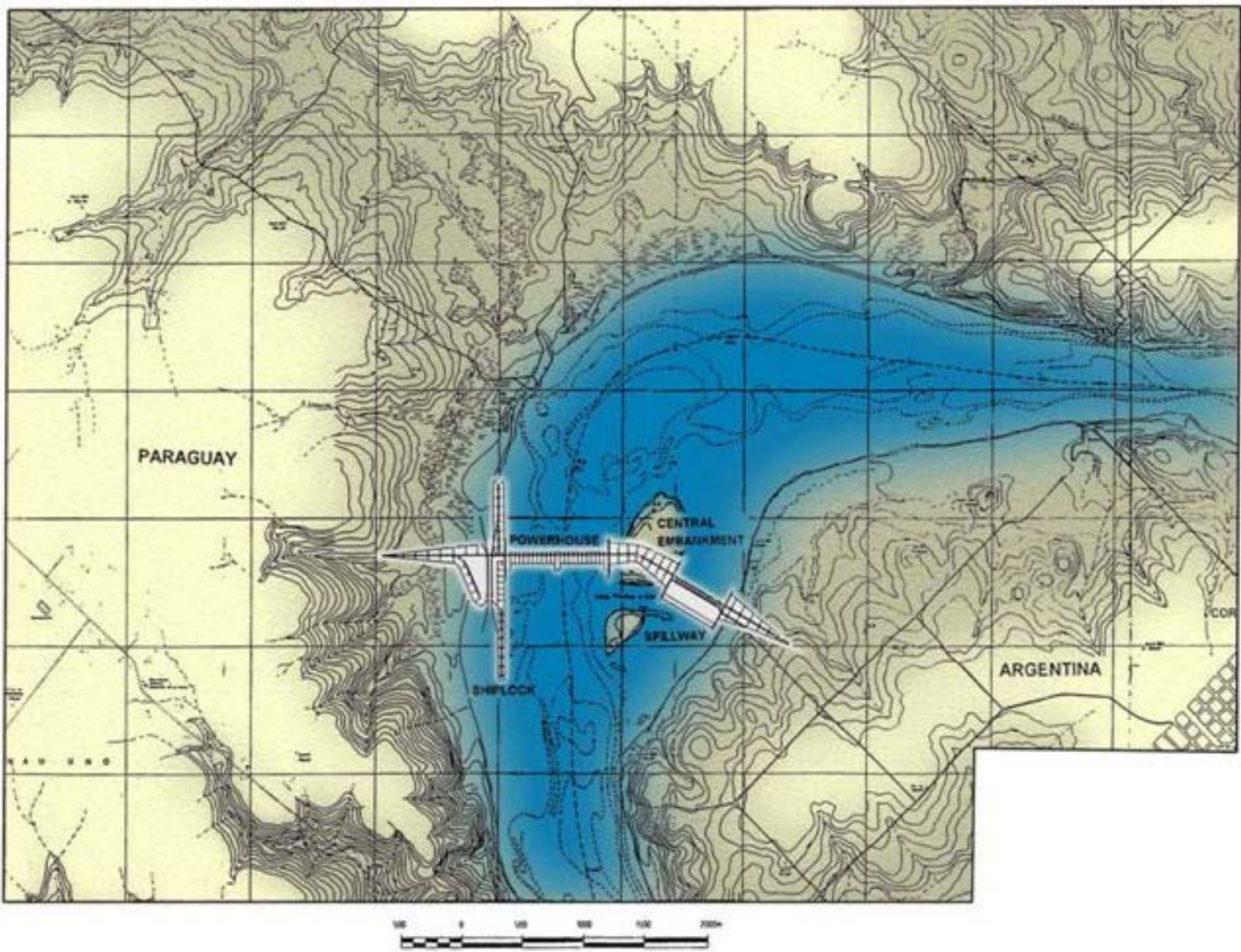
APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO CORPUS CHRISTI CRONOGRAMA DE OBRAS. ALTERNATIVA PINDO-I KAPLAN



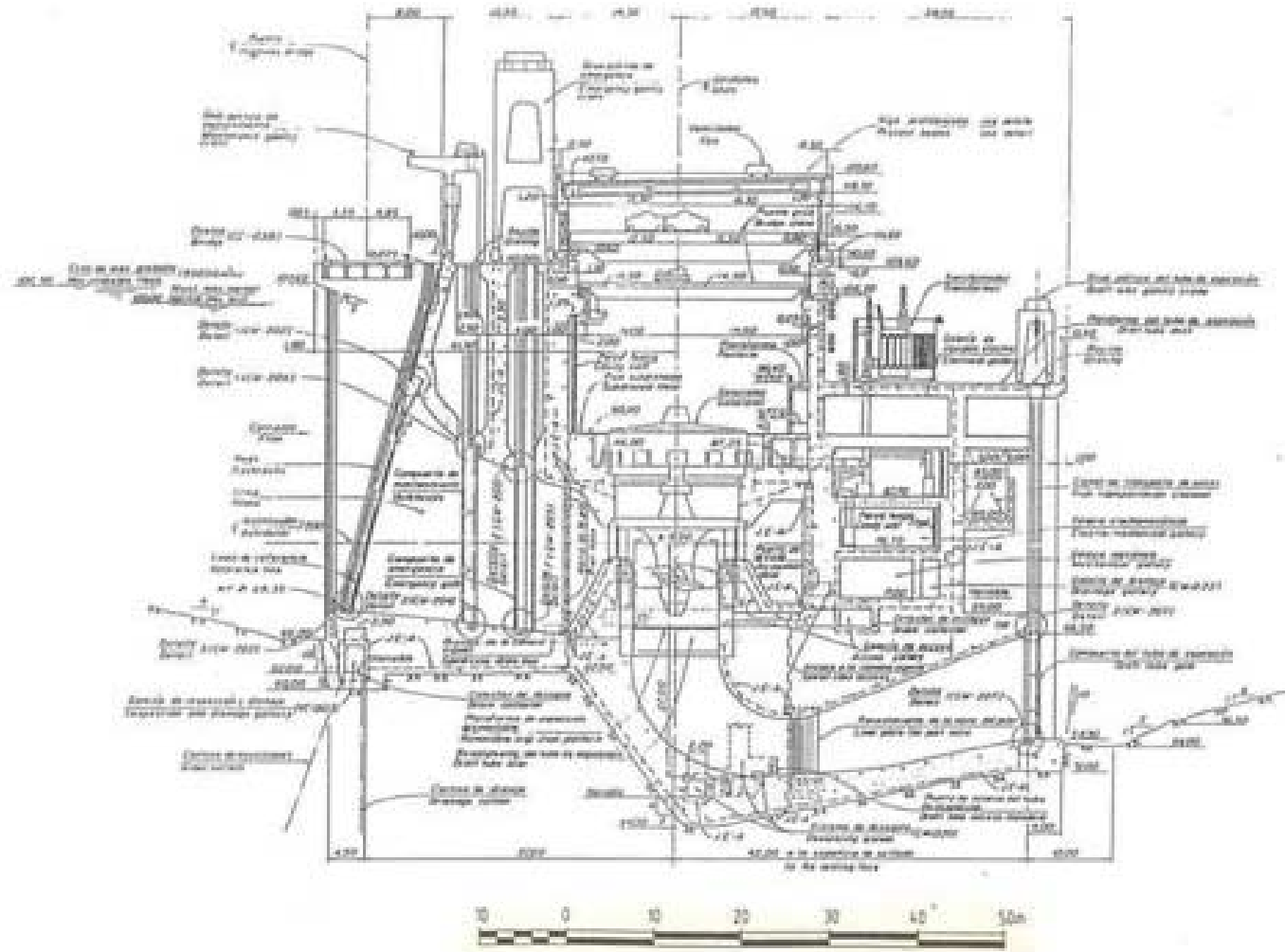
CORPUS –Ubicación geográfica



CORPUS – Planta de ubicación de las obras



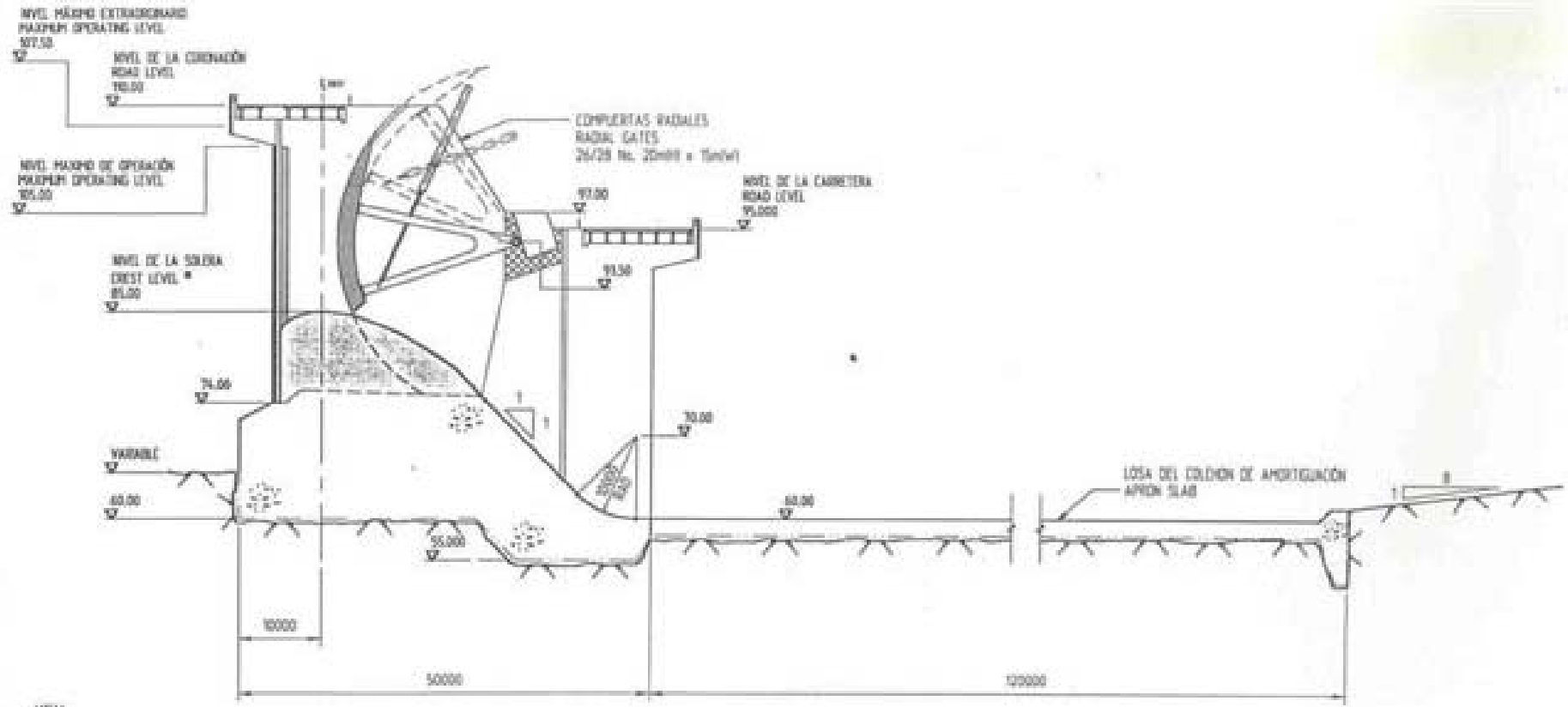
CORPUS – Sección longitudinal de la central



NIVELES DE RESTITUCIÓN ENDO-INTRO PARÉNTES

CRECIDA MÁXIMA PROBABLE 95.00 (96.00)
NIVEL DE AVENIDA (Q=45000m³/s) 88.20 (89.60)
NIVEL NORMAL (Q=10000m³/s) 83.20 (83.70)
NIVEL MÍNIMO (Q=5000m³/s) 82.80 (82.80)

CORPUS – Sección longitudinal del aliviadero



KEY

-  HORMIGÓN PRIMARIO
PRIMARY CONCRETE
-  HORMIGÓN SECUNDARIO
SECONDARY CONCRETE

- ALTERNATIVA GRUPS-BLUB: TODO EL HORMIGÓN PRIMARIO HASTA LA COTA 85m
BLUB SCHEME: ALL PRIMARY CONCRETE TO ELEVATION 85m
- ALTERNATIVA KAPLAN: HORMIGÓN PRIMARIO HASTA LA COTA 75m
HORMIGÓN SECUNDARIO: COTA 75m - 85m
- KAPLAN SCHEME: PRIMARY CONCRETE TO ELEVATION 75m
SECONDARY CONCRETE - ELEVATION 75m - 85m

SECCION LONGITUDINAL
LONGITUDINAL SECTION



PROYECTO GARABI

Los estudios referidos al aprovechamiento hidroenergético del tramo internacional argentino-brasileño del Río Uruguay y su afluente, el río Pepirí Guazú se iniciaron a partir de la suscripción del Convenio del 14 de marzo de 1972.

En 1988 concluyó la elaboración del proyecto básico del cierre Garabí, que preveía la elevación del nivel de agua hasta cota 94 m.s.n.m. y una potencia instalada de 1.800 MW en dos casas de máquinas ubicadas a ambos lados de un vertedero central.

Actualmente se considera que deben modificarse el nivel máximo de embalse y el factor de planta de la central, se prevé la ubicación de los equipos generadores en una única casa de máquinas y la revisión del diseño del cierre, analizando variantes con central hidroeléctrica combinada con obras de descarga.

DESCRIPCION DE LAS ALTERNATIVAS

El emplazamiento de Garabí está localizado en la progresiva km 863 del río Uruguay, en el tramo limítrofe entre la Argentina y el Brasil, aproximadamente 6 km. río abajo de las localidades homónimas de Garruchos.

El sitio de Garabí presenta terrazas aluvionales con espesor máximo de 18 m en las márgenes, depósitos esporádicos de gravas en el lecho del río y extensas capas de basalto poco alterado y medianamente fracturado, aptas para la fundación de las obras de hormigón.

Proyecto básico de 1988

Las estructuras previstas son las siguientes:

El aliviadero de 425,50 m de largo y 20 vanos, compuertas radiales de 17 m de ancho y 21 m de alto y dissipador de energía de tipo deflector sumergido, prevé una capacidad de evacuación de 63.090 m³/s con el embalse en cota máxima normal, y 79.480 m³/s en condiciones de cota máxima maximorum. Se ubica ligeramente desplazado hacia la izquierda del eje del río.

A ambos lados se ubican las dos casas de máquinas. El nivel máximo normal de embalse previsto es de 94,00 m.s.n.m. y el nivel de coronamiento es 99,50 m.s.n.m.

En cada casa de máquinas de 295 m de largo se previó la instalación de 6 unidades generadoras de 150 MW, con turbinas Kaplan que operarían bajo un salto nominal de 33,55 m y totalizarían una potencia instalada de 1.800 MW. Cada turbogruppo sería servido por un transformador de 166,70 MVA. Las estaciones transformadoras se ubicarían en ambas márgenes, y la estación convertora en margen derecha. La generación media para operación como central de pasada es 7.500 GWh/año.

El cierre del río se completa mediante dos presas de materiales sueltos, que cubren en conjunto una longitud de 2.820 m.

Se analizaron alternativas de ubicación de estructuras que permitirían la construcción futura de una esclusa y canal de navegación, y de pasaje de peces adyacentes a las casas de máquinas.

El desvío del río se resolvió previendo la excavación de un canal en margen derecha y la construcción en un solo recinto estanco de todas las estructuras principales de hormigón.

Revisión del Proyecto. Alternativa de Obra Combinada de Generación y Descarga

Recientemente se realizó un estudio de variantes de proyecto a efectos de identificar posibles mejoras técnicas, económicas y ambientales y detectar aquellos aspectos cuya modificación podría ser conflictiva desde el punto de vista de la seguridad o de la afectación a los sistemas natural y social.

Se estudió la instalación de una sola central hidroeléctrica, la disminución del nivel máximo de embalse y la reducción potencia instalada.

También se desarrolló una alternativa consistente en la ubicación en el centro del cauce, de una sola obra combinada de generación y descarga (central hidroeléctrica con vertedero superior y descargadores de fondo).

Para la potencia de proyecto (1.800 MW), en la alternativa de obra combinada de generación y descarga se planteó la instalación de 22 grupos hidrogeneradores de potencia unitaria 81,80 MW, 10 descargadores de fondo y 30 vanos de vertederos superficiales.

Se prevé realizar el desvío del río en el mismo cauce, sin construir obras laterales, iniciando la construcción de las obras frontales sobre la margen derecha, y derivando el agua en una segunda etapa a través de los descargadores de fondo construidos en la primera etapa.

Los mejores resultados económicos correspondieron a la reducción del nivel máximo de embalse a 92,50 m.s.n.m. y potencia instalada de 1.450 MW. La generación media anual para operación como central de pasada es 6.950 GWh.

Con el objeto de atenuar el impacto ambiental del proyecto, se ha planteado también la posibilidad de dividir el aprovechamiento en dos obras con saltos y potencia instalada similares, ubicando un primer cierre a la altura de San Javier, a cota 94 m.s.n.m. y otro en el sitio original de Garabí con cota de embalse de 74 m.s.n.m. La generación media del conjunto, para un nivel de potencia instalada de 720 MW en cada cierre, sería de 6.835 GWh.

El área inundada, que en el proyecto básico sería de 80.000 Ha, se reduciría a 20.000 Ha. El área a inundar por la variante de dos saltos sería casi equivalente a la que originaría la Crecida Máxima Probable del río Uruguay en condiciones naturales.

SINTESIS DE CARACTERISTICAS TECNICAS

Concepto	Proyecto Básico	Alternativa
Progresiva	km 863	
Localidad argentina más cercana	Garruchos	
Nivel máximo de embalse	94,00 m.s.n.m.	92,50 m.s.n.m.
Tipo de obra	Obras de generación y descarga separadas	Combinada de generación y descarga
Casas de máquinas	2 * 6 grupos	1 * 18 grupos
Potencia instalada	1.800 MW 12 grupos Kaplan de 150 MW	1.450 MW 18 grupos Kaplan de 80,5 MW
Generación media anual ⁽¹⁾	7.500 GWh	6.950 GWh
Obras de descarga:	Capacidad: 79.500 m ³ /s	Capacidad: 83.000 m ³ /s
Vertedero	20 vanos	30 vanos
Desc. de fondo	-	10 unidades
Desvío del río	Canal s/margen derecha Un solo recinto estanco	Obras en el cauce, en dos etapas
Plazo de construcción	8 años	7 años
Inicio generación comercial	7° año	6° año
Presas laterales	Materiales sueltos, homogénea y enrocado	
Navegación	Estructuras para permitir la futura construcción de una esclusa	
Transferencia de peces	Estructuras ubicadas en los extremos de la central	
Inversión	1.100 millones U\$S	900 millones U\$S

⁽¹⁾ Operando como central de pasada

CONCESION DE GARABI

CRONOGRAMA DE TAREAS PREPARATORIAS

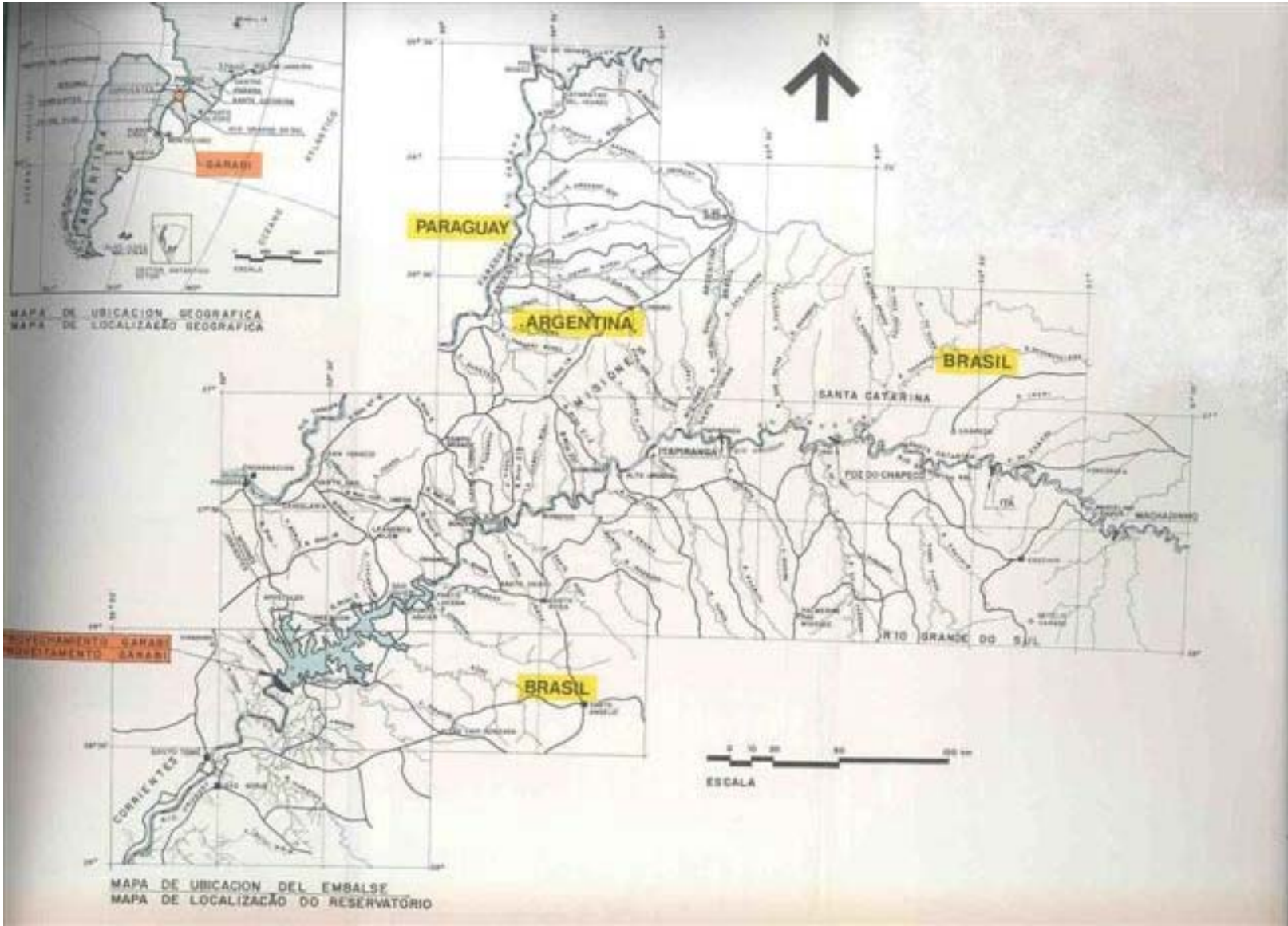
Conceptos	AÑO 1				AÑO 2				
	1er. trim	2do. trim	3er. trim	4to. trim	1er. trim	2do. trim	3er. trim	4to. trim	
Acuerdo Nación-Provincias	████████████████████								
Estudio de Impacto Ambiental	████████████████████								
Reanálisis de Niveles, Afectaciones y Normas de Uso del Agua			██████████████						
Análisis de Aspectos Jurídicos y Comerciales			████████████████████						
Prefactibilidad Técnica-Económica			████████████████████						
Factibilidad Técnica y Económica					████████████████████				
Definición de Parámetros Físicos del Proyecto						██████████			
Definición de Estudios y Programas a Desarrollar por el Concesionario						██████████			
Modificación Tratado						████████████████████			
Convocatoria a Interesados							██████████████		
Preparación de Pliegos									
Licitación de la Concesión									
Preparación de Ofertas									
Adjudicación									

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO GARABI

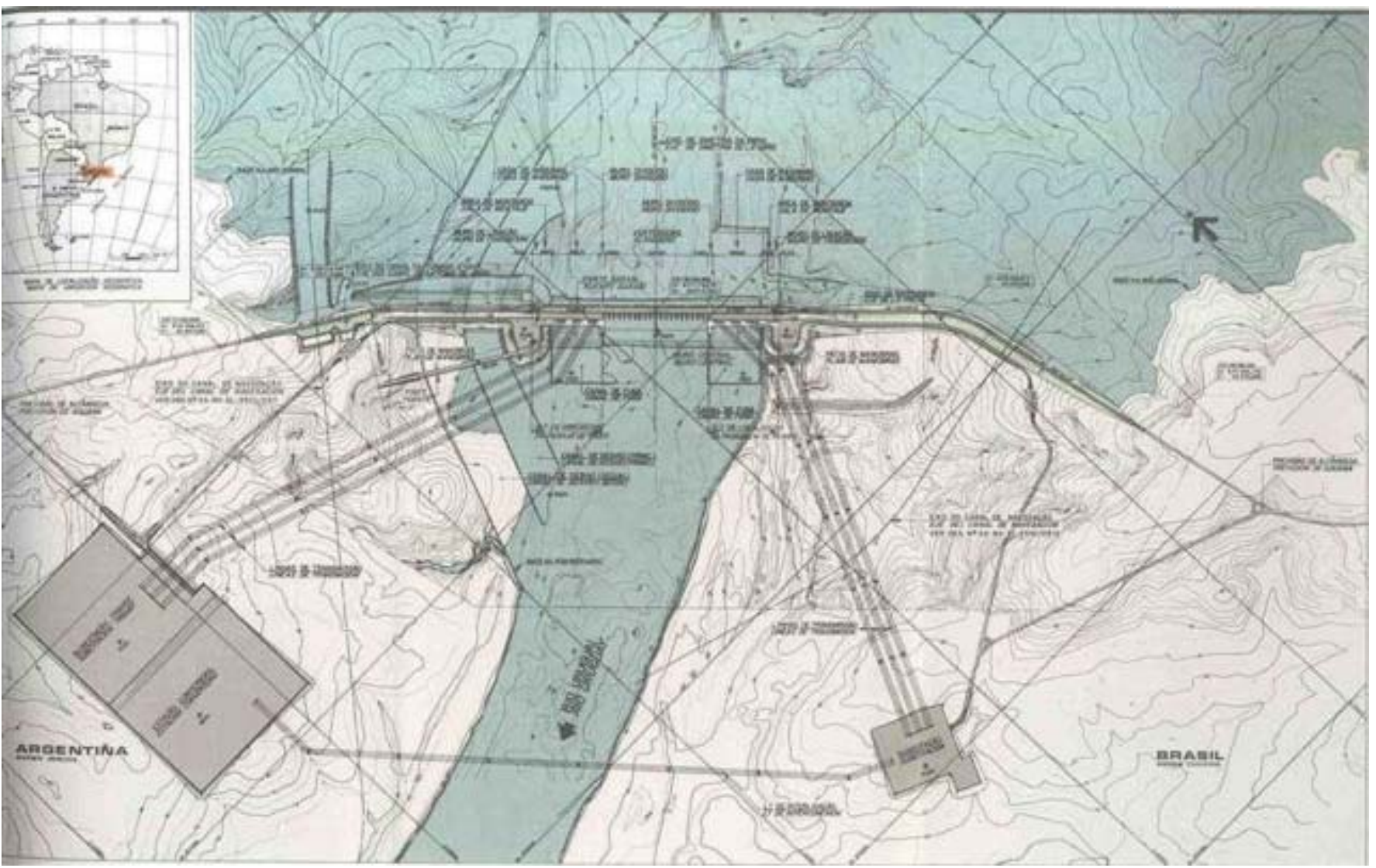
CRONOGRAMA DE OBRAS. ALTERNATIVA CENTRAL CONVENCIONAL

DESCRIPCION	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7
FECHAS CLAVE	• Comienzo obras					Embalse • • 1° unidad / Ultima unidad •	
OBRADOR Y CAMPAMENTO:							
OBRAS ANTICIPADAS	■						
CAMPAMENTO		■	■				
OBRADOR	■	■					
DESVIO DEL RIO :							
PRIMERA ETAPA	■						
SEGUNDA ETAPA				■			
CIERRE DESVIO						■	
LLENADO EMBALSE						■	
OBRAS DE CIERRE Y DESCARGA :							
PRESAS		■	■	■	■	■	
ALIVIADERO		■	■	■	■	■	
TOMA DE AGUA		■	■	■	■	■	
CASA DE MAQUINAS :							
- OBRA CIVIL		■	■	■	■	■	■
- TURBINAS. FABRICACION		■	■	■	■	■	
- TURBINAS. MONTAJE				■	■	■	■
- EQUIPO ELECTROMECANICO			■	■	■	■	
- GENERADORES. FABRICACION		■	■	■	■	■	
- GENERADORES. MONTAJE					■	■	■
- EQUIPO ELECTRICO		■	■	■	■	■	■
- INGRESO COMERCIAL						■	■
- SUBESTACIONES				■	■	■	■

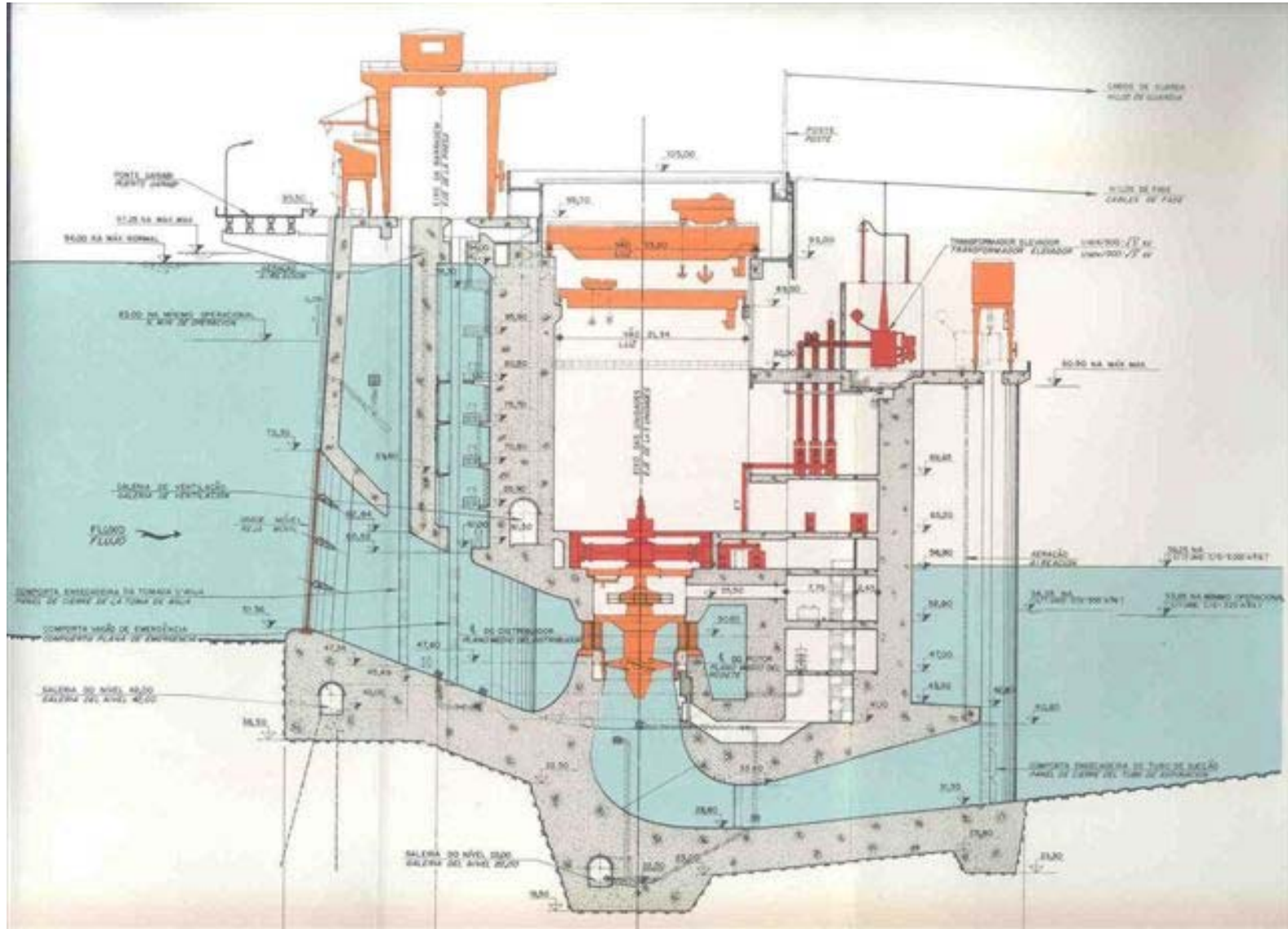
GARABI – Ubicación Geográfica



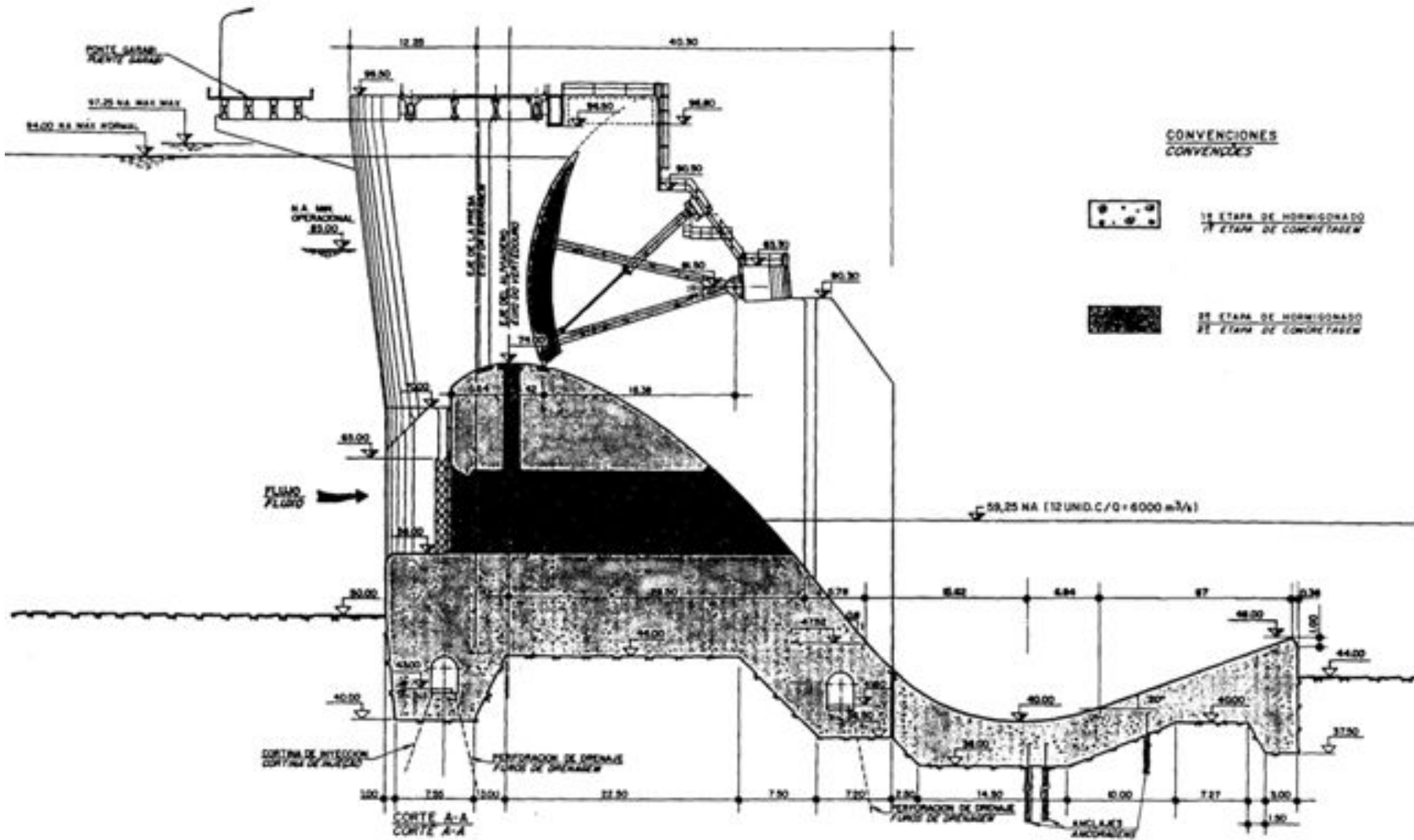
GARABI – Planta de ubicación de las obras



GARABI – Sección longitudinal de la central



GARABI – Sección longitudinal del aliviadero



ANEXO II

TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA

1. Informe de CAMMESA sobre Perspectivas de Riesgo en el Transporte
2. Ampliaciones del Sistema de Transmisión Puestas en Servicio entre el 1-1-2001 y el 30-09-2002
3. Ampliaciones del Sistema de Transmisión en Desarrollo
4. Guía de Referencia de Transener S.A. Ampliaciones Necesarias para Resolver Restricciones en el Transporte
5. PAFTT. Obras Previstas en Zonas del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica otorgado por el Estado Nacional
6. Calidad de Servicio

1. Informe de CAMMESA sobre Perspectivas de Riesgo en el Transporte

En octubre de 2002, CAMMESA remitió a la Secretaría de Energía un informe en el que advertía sobre situaciones que podrían implicar riesgos en el Sistema de Transporte en Alta Tensión y en el abastecimiento a la demanda. Se transcribe el texto remitido:

Sistema de Transporte en Alta Tensión

Como consecuencia de las características del Mercado Eléctrico Mayorista y las señales que el mismo brinda a los Agentes, la evolución del SADI ha llevado a los sistemas de transporte a operar con factores de carga superiores con el transcurso de los años, y aún más cuando a ello se le suman condiciones casi excepcionales, como la disponibilidad de abundante energía de origen hidroeléctrico y por un tiempo relativamente prolongado.

Dado que CAMMESA debe evaluar las oportunidades y condiciones para la realización de los mantenimientos que pueden incidir significativamente en el despacho y en la seguridad del SADI, de acuerdo a lo establecido por "Los Procedimientos", determinó que ciertos trabajos que implicaban configuraciones críticas debían programarse para días y horarios de menor demanda, preferentemente fines de semana, y resultarían sujetos, en algunos casos, a la disponibilidad de determinados generadores, debido a los riesgos que implicaban para el abastecimiento.

Desde el mes de enero, la transportista TRANSENER S.A. informó que no haría más tareas de mantenimiento en fines de semana argumentando que la situación económica por la que atraviesa esa Empresa impide asumir el incremento de los mismos por mayor uso del sistema de transporte y los mayores costos que conlleva su realización en días no hábiles. Por todo ello, el mantenimiento necesario no se está efectuando en tiempo y en forma, lo que seguramente, de prolongarse esta situación, afectará la confiabilidad del mismo, incrementando el riesgo de fallas de abastecimiento.

Se suman a esta situación los casos con estaciones transformadoras que cuentan con un único transformador y aquéllas que, aún teniendo más de un transformador, están trabajando a plena carga, como así también las líneas que alimentan una zona o región en forma radial.

Áreas con generación forzada

Son áreas donde para el normal abastecimiento de la demanda se requiere la operación de un parque generador mínimo, independientemente de los resultados del despacho económico, por

restricciones que responden a déficit estructural del sistema de transporte o de distribución (insuficiente capacidad de compensación de reactivo y/o de capacidad de transmisión).

Las áreas que se encuentran en esta condición son las de NOA norte, Costa Atlántica, GBA, EPEC y Comahue norte en el MEM y la de Comodoro Rivadavia en el MEMSP.

En varias de éstas se observa que con el parque actualmente despachado es suficiente para atender los requerimientos de la demanda pero no para afrontar algunas contingencias de falla simple sin que se produzca colapso del área, mientras que anteriormente con el parque mínimo requerido históricamente era posible afrontar la mayoría de estas situaciones. Este cambio de condiciones implica una pérdida de calidad en el suministro con respecto a la registrada históricamente.

Por ejemplo, hasta el reciente período de invierno, las Distribuidoras de la Costa Atlántica solicitaban generación forzada de modo tal que el área podía soportar la falla de una línea cualquiera de TRANSBA sin que se originara colapso. En cambio, a partir de julio de 2002 las mismas Distribuidoras han venido requiriendo solamente la generación forzada mínima indispensable para controlar tensiones y evitar sobrecargas, la cual no es suficiente para evitar colapsos del área ante fallas simples.

Otro ejemplo lo constituye el área NOA norte, en la cual desde hace más de tres años y hasta el segundo trimestre del invierno 2002, se venía despachando la generación forzada de dos unidades de la Central Güemes, una de ellas para control de tensiones y la otra por seguridad ante la eventual falla de la primera. A partir de mediados de septiembre del corriente año, las Distribuidoras del área han solicitado la generación forzada mínima para control de tensiones en la red de TRANSNOA, por lo cual ha quedado en servicio una sola unidad de dicha Central. En estas condiciones, el área no soportaría la falla simple de este generador en el período de pico, la que podría derivar en colapso del área.

2. Ampliaciones del Sistema de Transmisión Puestas en Servicio entre el 1-1-2001 y el 30-09-2002

Obra: Protecciones y Automatismo Ezeiza – Rodríguez

Descripción: Proyecto, provisión de materiales, mano de obra, puesta en servicio y estudio de ajuste, para el reemplazo de las protecciones de las líneas 5EZR1 y 5EZR2, como condición necesaria para poder superar los 2.000 MW de potencia transmitida por el corredor. Automatismo de eliminación de Sobrecargas (Etapa I) para alivio de sobrecarga en el corredor EZ-RD ante contingencia en una de las líneas de dicho corredor.

Año inicio obra: 2001

Año puesta en servicio: Feb-01

Obra: ET SALTO GRANDE

Descripción: Diseño, provisión del equipamiento principal y complementario, obras civiles, montaje electromecánico, conexiones en alta y baja tensión, verificaciones y ensayos en fábrica y en obra, y la puesta en servicio de un transformador 500/138/13,8 kV, 150/150/50 MVA, y el campo de 500 kV de acometida al transformador en la ET Salto Grande.

Año inicio obra: 01/12/1999

Año puesta en servicio: Mar-01

Obra: Segundo Transformador en ET LUJAN

Descripción: Segundo Banco de Transformadores de 500/132 kV de 150 MVA

Año inicio obra: 1999

Año puesta en servicio: Mar-01

Obra: ET RAMALLO - Etapa I

Descripción: Repotenciación del Autotransformador T1RA de 150 MVA a 300 MVA.

(Incluye readecuación de la playa de 132 kV: cambio de conductores de interconexión, morsetería, seccionadores de barra, seccionador de acometida, transformadores de medida y descargadores).

Año inicio obra: Mar-01

Año puesta en servicio: Jul-01

Obra: ET EL BRACHO - Línea Aérea de 500 kV

Descripción: Una salida de línea aérea de 500 kV hacia CTT. Instalación de la línea aérea, entre CTT y ET El Bracho. Instalación de un campo de maniobra y transformación en CTT para una máquina de 600 MVA, 500/138 kV. Instalación de dos campos de maniobra para los transformadores de unidad de 500 kV de la CTSMT.

Año inicio obra: 2000

Año puesta en servicio: Ago-01

Obra: ET EL BRACHO - Un Campo en 500 kV para acometida de Línea Aérea de 500 kV

Descripción: Ampliación consiste en la construcción del campo 05 de 500 kV de la ET EL BRACHO

Año inicio obra: 2000

Año puesta en servicio: Ago-01

Obra: ET MACACHIN

Descripción: Todos los equipos e instalaciones de 500 kV, 132 kV, 33 kV y de tensiones menores asociadas, para incorporar la Estación Transformadora MACACHÍN al SADI. Incluye los equipos de maniobra, medición, conductores de potencia, aisladores soportes y de suspensión, pórticos, soporte de equipos, obras civiles conexas, cables de baja tensión, sistemas de protecciones, sistemas de control, supervisión, telecontrol y de comunicaciones necesarios para su operación. LA AMPLIACIÓN tiene por límites, en el lado de la LAT Puelches – Henderson, los morsetos para la derivación de los tramos de línea a la ET MACACHIN. En el extremo de 132 kV, el límite será el pórtico de salida de las líneas, los morsetos de conexión a los descargadores de los conductores de bajada del tramo de línea de tiro reducido y los grilletos de retención de los cables de guardia de las líneas de 132 kV.

Año inicio obra: 1999

Año puesta en servicio: Set-2001

Obra: Localizadores de Falla

Descripción: Adquisición, instalación y puesta en servicio de un sistema de Localizadores de Fallas para los corredores Chocón – Ezeiza, Alicurá – Abasto, Ezeiza – Abasto y Ezeiza – Rodríguez.

Año inicio obra: 2001

Año puesta en servicio: Oct-01

Obra: Campos en ET Rosario Oeste

Descripción: Equipos e instalaciones necesarios para equipar los campos N° 1, 2, y 3 de la playa de 132 kV de la ET ROSARIO OESTE.

Año inicio obra: 2001

Año puesta en servicio: Abr-02

Obra: ET RINCON SANTA MARIA

Descripción: Equipos e instalaciones para el campo 02 de la Estación Transformadora Rincón Santa María, de configuración interruptor y medio para la segunda salida de línea en 500 kV a ET Garabí.

Año inicio obra: 2001

Año puesta en servicio: May-02

3. Ampliaciones del Sistema de Transmisión en Desarrollo

Obra: ET Campana

Descripción: La ampliación consiste en la instalación, dentro del predio de la ET Campana, de un autotransformador de 500/132/13,2 kV de 300/300/70 MVA de características similares al existente.

Año inicio obra: s/D

Año puesta en servicio: Previsto para Invierno 2004.

Comitente: Solicitante Transener. (Beneficiarios Mercado)

Estado: Autorización en Tramitación por parte del ENRE

Obra: Campos en ET RESISTENCIA (4 x 132 kV)

Descripción: Incluye el suministro, obras civiles, montaje electromecánico, conexiones eléctricas y puesta en servicio de equipos y materiales para la extensión de las barras de 132 kV de la ET Resistencia y la construcción de cuatro campos de 132 kV. Se incluye dentro de la AMPLIACION la construcción un nuevo mástil y de una caseta nueva para equipos de comunicaciones.

Año inicio obra: 2000

Año puesta en servicio: 01-Feb-03

Comitente: SECHEEP - EDEFOR

Estado: Obra en Construcción adjudicada a TRANSNEA como Transportista Independiente.

Obra: Interruptores ET Ezeiza

Descripción: Instalación interruptores a los bancos monofásicos de los transformadores de 800 MVA de la ET Ezeiza en un esquema de doble interruptor. Para ello es necesario, entre otras obras, la construcción de pórticos y el tendido de barras superiores por encima de las barras existentes.

Año inicio obra: s/D

Año puesta en servicio: s/D

Comitente: Solicitante Transener. (Beneficiarios Mercado)

Estado: Autorizada por parte el ENRE

Obra: ET Puelches

Descripción: Es la totalidad de las obras civiles, equipos e instalaciones eléctricas y electromecánicas que forman parte de los campos: salida a Gral. Acha, salida a Acueducto y campo de Transferencia, junto con la antena de 132 kV, a adicionar al campo existente, previa su adaptación, para conformar la playa de 132 kV de la ET PUELCHES.

Año inicio obra: 1999

Año puesta en servicio: Nov-02

Comitente: APELP

Estado: En Construcción

Obra: ET EZEIZA (Trafo 250 MVA)

Descripción: Provisión y Montaje de un transformador de 132/13.8/13.8 kV de 250/125/125 MVA para los Compensadores sincrónicos instalados en la ET Ezeiza.

Año inicio obra: s/D

Año puesta en servicio: s/D

Comitente: Solicitante Transener. (Beneficiarios Edenor - Edesur).

Estado: Autorización en Tramitación por parte del ENRE

Obra: ET RAMALLO - Etapa II. (Trafo 300 MVA)

Descripción: Provisión, Montaje y puesta en servicio de dos transformadores de 500/220 kV de 300 MVA con sus correspondientes acometidas, instalación de un transformador 220/132 kV de 300 MVA para operar en paralelo con el autotransformador existente T1RA, seccionamiento la LAT 132 kV San Nicolás – San Pedro, vinculándola a la ET Ramallo mediante dos nuevos campos de 132 kV, interruptor de acoplamiento de barras de 132 kV en la ET Ramallo, adecuación de la Playa de 132 kV y 220 kV de la ET Ramallo.

Año inicio obra: s/D

Año puesta en servicio: s/D

Comitente: Solicitante Transener. (Beneficiarios Mercado)

Estado: Autorización en Tramitación por parte del ENRE

Obra: Bancos de capacitores serie

Descripción: La ampliación incluye el diseño, provisión, obras civiles, montaje electromecánico, conexiones en alta y baja tensión, verificaciones y ensayos en fábrica y en obra, y la puesta en servicio de un total de 8 bancos trifásicos de capacitores serie a instalarse sobre las plataformas aisladas existentes de las ET Choele Choele y Olavarría para incrementar el grado de compensación de la tercera y cuarta línea del corredor Comahue – Buenos Aires. En el caso de la tercera línea la compensación será del orden del 50 % de la reactancia inductiva de la misma, en tanto que para la cuarta línea la compensación será del orden del 41 %.

Año inicio obra: 2002

Año puesta en servicio: 01-Mar-04

Comitente: GEEAC

Estado: Autorización en Tramitación por parte del ENRE

4. Guía de Referencia de Transener S.A. Ampliaciones Necesarias para Resolver Restricciones en el Transporte

En función de lo normado en la Resolución SE N° 208/98 las empresas de transporte deben incluir en sus Guías de Referencia todas aquellas obras de mejora adicional de la calidad, mejora de la seguridad y especiales de capacidad que consideren que el Sistema Argentino de Interconexión requiera. En la Guía de Referencia de Transener S.A. correspondiente al período 2002-2009 se plantearon distintas obras, que se transcriben en este punto.

Algunas de las obras propuestas están incluidas en el Anexo I de la Resolución S.E. N°106/2003. Las mismas se indican en cada caso.

4.1 Ampliaciones del Sistema de Transmisión – Obras Propuestas

Obra: Vinculación áreas COMAHUE y CUYO

Equipos involucrados: Línea 580 km Chocón Oeste .- Los Reyunos. Línea 190 km Los Reyunos – Gran Mendoza. Reactores de líneas: 2x150 MVA en cada extremo de la línea Chocón Oeste .- Los Reyunos y 1x150 MVA en la línea Los Reyunos – Gran Mendoza Nueva ET Los Reyunos 500 KV. Compensación Serie 70% en el primer tramo y 50% en el segundo. Trafo. 500/220/13.2 kV 400 MVA. Ampliaciones ET Chocón Oeste y G. Mendoza. Reactor de barras de 150 MVA.

Plazo de obra: 24 meses

Fecha de puesta en servicio: 2005

Restricciones que elimina: Ampliación capacidad de transferencia desde el área Comahue. Eliminación de límites interárea. Posibilidad de exportación de energía eléctrica a Chile. Mayor confiabilidad de suministro. Importante reducción del costo anual del despacho del SADI y del costo de la energía en las áreas Cuyo y Centro

4.2 Ampliaciones del corredor GBA-LIT-NEA para resolver problemas saturación capacidad de equipos existentes

Obra: Línea 500 kV R. Oeste – Sto. Tomé

Equipos involucrados: Reemplazo Bobinas Onda Portadora, para elevar su límite de 1250 A (4 trampas de onda).

Plazo de obra: 10 meses

Fecha de puesta en servicio: Urgente

Restricciones que elimina: Sobrecargas en post-falla de líneas de GBA-LIT, las que resultarán mayores con el aumento de la exportación a Brasil. Esta ampliación es considerada tradicionalmente en las Guías de Transener S.A. como Imprescindible, con fecha de puesta en servicio “Urgente”, a efectos de propiciar su ejecución a la mayor brevedad posible. Su necesidad se intensificó con la puesta en servicio de la segunda convertora de Garabí. No obstante ello, cabe aclarar que los automatismos de DAD (reducción automática de demanda de las convertoras de Garabí) y de DAG (desconexión de generación al sur de Rosario Oeste – Santo Tomé) contemplados dentro del proyecto de Garabí II dan una solución alternativa a este problema.

Ampliación incluida como Obra de Adecuación en la Resolución S.E. 106/03

Obra: Línea 500 kV Rodríguez – Ramallo

Equipos involucrados: Reemplazo Bobinas Onda Portadora, para elevar su límite de 1250 A (4 trampas de onda).

Plazo de obra: 10 meses

Fecha de puesta en servicio: -.

Restricciones que elimina: Sobrecargas en post-falla de líneas de GBA-LIT. Imprescindible si la ET Escobar 500 kV secciona esta línea.

Obra: ET San Lorenzo 500 kV

Equipos involucrados: Nueva ET San Lorenzo. Transformador 500/132 kV, 600 MVA. Reactores de línea 2x50 MVA. Requiere ampliaciones adicionales en 132 kV

Plazo de obra: 24 meses

Fecha de puesta en servicio: 2006

Restricciones que elimina: Abastecimiento de la demanda de EPESF. Reduce la alta carga de los transformadores de Rosario Oeste y Santo Tomé. Evita sobrecargas en transformadores de Rosario Oeste ante indisponibilidad de generación en Sorrento

4.3 Ampliaciones del corredor Litoral-NEA necesarias para el control de tensión de la red de 500 kV

Obra: ET Santo Tomé 500 kV

Equipos involucrados: Instalación de SVC (módulo a definir)

Plazo de obra: 18 meses

Fecha de puesta en servicio: 2004

Restricciones que elimina: Soporte en nodo estratégico de corredor GBA-LIT-NEA, para evitar colapsos de tensión.

Obra: ET Resistencia 500 kV

Equipos involucrados: Instalación de SVC (módulo a definir)

Plazo de obra: 18 meses

Fecha de puesta en servicio: 2005

Restricciones que elimina: Soporte en nodo estratégico de corredor GBA-LIT-NEA, para evitar problemas de tensión en escenarios de alta exportación a Brasil y altas transferencias por los corredores NOA-NEA y GBA-LIT-NEA.

4.4 Ampliaciones en el Corredor Comahue – Buenos Aires

Obra: ET Henderson 500 kV

Equipos involucrados: Alternativa 1) Instalación de un segundo transformador de 300 MVA de 500/220/132 kV ó Alternativa 2) Instalación de un segundo transformador de 150 MVA de 500/132/33 kV y obras en 132 kV (líneas 132 kV Henderson – Pehuajó – Lincoln)

Plazo de obra: Alt.1): 16 meses; Alt 2): 2 años

Fecha de puesta en servicio: Urgente

Restricciones que elimina: Sobrecarga en el autotransformador 1 de Henderson 500/220 kV – 200 MVA para escenarios de demanda pico y en condiciones de red completa. Esta ampliación elimina restricciones al abastecimiento. **Se optó por la alternativa 1) en la Resolución S.E. N° 106/2003.**

Obra: ET 25 de Mayo 500 kV

Equipos involucrados: Nueva ET 25 de Mayo 500/132 kV – 300 MVA – secciona las dos líneas de 500 kV Henderson – Ezeiza (Adicionalmente es necesario el seccionamiento de la línea de 132 kV Bragado – Saladillo y vinculación de l a misma a barras de 132 kV de 25 de Mayo, y nuevas líneas de 132 kV 25 de Mayo – Bragado y 25 de Mayo – Chivilcoy).

Plazo de obra: 3 años

Fecha de puesta en servicio: Urgente

Restricciones que elimina: Da una solución de largo plazo a los problemas de abastecimiento del centro de la Pcia. De Bs. As. (sobrecarga del trafo. 500/220 kV de Henderson, caída de tensión y sobrecarga en la línea de 220 kV Henderson – Bragado, problemas de tensión, sobrecargas en líneas, etc.). Adicionalmente se elimina la actual dependencia de toda el área de un único vínculo (línea de 220 kV Henderson – Bragado).

4.5 Ampliaciones en el corredor Cuyo - Centro

Obra: ET Luján 500 kV

Equipos involucrados: Instalación de un reactor de barras de 150 MVAr. Adecuación ET.

Plazo de obra: 18 meses

Fecha de puesta en servicio: Necesario a partir del escenario del 2006.

Restricciones que elimina: Evita problemas de sobretensión en escenarios de valle y con pocas unidades de generación despachadas en el área Cuyo o en Río Grande/Embalse.

4.6 Ampliaciones en transformación no contenidas en propuestas de ítems precedentes

Obra: ET Olavarría 500 kV

Equipos involucrados: Instalación de un tercer autotransformador 500/132 kV – 300 MVA. Adecuación ET.

Plazo de obra: 18 meses

Fecha de puesta en servicio: 2005

Restricciones que elimina: Imprescindible en caso de incrementarse las transferencias hacia la zona Atlántica a partir de la construcción de nuevos corredores de 132 kV hacia Mar del Plata o la costa.

Obra: ET Malvinas 500 kV

Equipos involucrados: Instalación de un tercer transformador de 500/132 kV, de 300 MVA. Adecuación ET.

Plazo de obra: 18 meses

Fecha de puesta en servicio: -

Restricciones que elimina: Imprescindible para el abastecimiento de la demanda de EPEC ante indisponibilidad de generación en Córdoba, por ej. ante indisponibilidad de la C.T. Pilar. Saturación de los transformadores existentes a partir del escenario del 2007, aún con disponibilidad total de la generación.

Obra: ET Ezeiza 500 kV

Equipos involucrados: Instalación de un 4° transformador de 500/220 kV, 850 MVA. Adecuación ET.

Plazo de obra: 18 meses

Fecha de puesta en servicio: -

Restricciones que elimina: Sobrecarga de los transformadores existentes en caso de baja generación en GBA. Saturación de los transformadores existentes a partir del escenario del 2007, aún con disponibilidad total de la generación.

Obra: ET Romang 500 kV

Equipos involucrados: Instalación de un segundo transformador 500/132 kV, 150 MVA. Adecuación ET.

Plazo de obra: 18 meses

Fecha de puesta en servicio: Urgente

Restricciones que elimina: Incluida en la Res. S.E. N° 106/2003.

4.7 Ampliaciones del sistema de transmisión - Obras en curso y/o Informadas por terceros

Obra: ET Escobar 500 kV

Equipos involucrados: Nueva ET de 500 kV. Instalación de dos transformadores de 500/220/132 kV de 850 MVA. Dos tramos de LAT500 kV de 37 km. Reactores de Línea: 1x50 MVAR.

Plazo de obra: 24 meses

Fecha de puesta en servicio: 2005

Restricciones que elimina: Elimina restricciones al abastecimiento y generación forzada de GBA. Mejora la confiabilidad de suministro. En los flujos típicos se la considera seccionando la LAT 500 kV Ramallo – Rodríguez, aunque podría conectarse a la actual Campana-Rodríguez, si se hace la línea de 500 kV propuesta Ezeiza-Campana.

Estado a octubre de 2002: Evaluación del proyecto.

Obra: Línea de 500 kV. Tercera interconexión entre el SADI y Brasil

Equipos involucrados: Línea 500 kV: Rincón – San Isidro de 80 km (esta línea está construida y operando en 132 kV) – un reactor de línea de 50 MVAR en San Isidro. Línea 500 kV: San Isidro – Pto. Iguazú de 293 km – un reactor de línea de 120 MVAR en cada extremo. Línea 500 kV: Pto. Iguazú–Foz do Iguazú de 25 km Compensación serie del 50% de Rincón – Foz do Iguazú. Nuevas ET San Isidro 500 kV (un transformador 500/132/33 kV – 300 MVA) y Pto. Iguazú 500 kV (un transformador 500/132/33 kV .150 MVA)

Plazo de obra: 24 meses

Fecha de puesta en servicio: 2005

Restricciones que elimina: Permite incrementar la exportación a Brasil en 1200 MW, empleando un camino alternativo a los existentes. Las nuevas ET de San Isidro y Pto. Iguazú permitirán abastecer las demandas de la Pcia. De Misiones desde el sistema de transporte en alta tensión. (Proyecto Central Puerto S.A. – Res. SEyM N° 346/01)

Estado a octubre de 2002: Suspendida

Obra: ET Arroyo Cabral 500 kV

Equipos involucrados: Nueva ET 500 kV. Instalación de un transformador 500/132 kV – 300 MVA. Secciona la línea de 500 kV Rosario Oeste – Almafuerde a aprox. 95 km de la ET Almafuerde. Se vinculará en 132 kV con Villa María y Gral. Deheza.

Plazo de obra: 24 meses

Fecha de puesta en servicio: 2005

Restricciones que elimina: Disminuye las necesidades de generación forzada en el sur y centro de la Pcia. de Córdoba, permite eliminar problemas de tensión y descarga los transformadores de la ET Almafuerde.

Estado a octubre de 2002: Proyecto en planes de EPEC, sin fecha definida. Se postergaría, dado que EPEC incrementaría la capacidad de transformación en Almafuerde.

Obra: ET Gran Paraná 500 kV

Equipos involucrados: Nueva ET 500 kV. Instalación de un transformador 500/132 kV – 300 MVA. Secciona la línea de 500 kV Santo Tomé – Salto Grande a aprox. 40 km de la ET Santo Tomé. Se vinculará en 132 kV con el nodo San Benito.

Plazo de obra: 24 meses

Fecha de puesta en servicio: 2005

Restricciones que elimina: Mejora la confiabilidad del abastecimiento a la ciudad de Paraná y evita la sobrecarga del transformador de Colonia Elía y de las vinculaciones en 132 kV entre las ET de Santo Tomé y Paraná.

Estado a octubre de 2002: Evaluación del proyecto.

4.8 Obras que habían sido incluidas en ediciones anteriores de la Guía de Referencia

Obra: Línea “minera” de 500 kV, de 1040 km. Vinculación áreas CUYO y NOA

Equipos involucrados: Nuevas ET de 500 kV: San Juan, Rodeo, La Rioja, Andalgalá. Ampliación ET G. Mendoza y El Bracho. Longitudes de los tramos desde Mendoza hacia El Bracho: 175, 210, 280, 215 y 160 km. Compensación Serie 40 % tramos Rodeo – La Rioja, La Rioja-Andalgalá. Reactores de Línea: 2x150 MVAR en La Rioja y Andalgalá.

Plazo de obra: 30 meses

Fecha de puesta en servicio: -

Restricciones que elimina y/u observaciones: Soluciona problemas de suministro y aumenta la confiabilidad del abastecimiento de las demandas de San Juan y La Rioja. Permite abastecer la

demanda de las minas ubicadas en zona de precordillera de las Provincias de Mendoza, San Juan, La Rioja y Catamarca. Se estima que este proyecto tiene baja probabilidad de concreción en caso de que no se establezcan nuevas e importantes demandas relacionadas con la industria minera.

Inversión (u\$s): 260.000.000

Estado a octubre de 2002: Infactible, no hay interesados en financiarla.

Obra: Líneas 500 kV Abasto – Conesa – Mar del Plata

Equipos involucrados: Líneas de 197 y 170 km. Nuevas ET de 500/132 kV Mar del Plata y Conesa. Compensación serie en Mar del Plata: grado de Compensación: 50%. Reactores de línea 1x150 MVAR. Ampliación ET Abasto.

Plazo de obra: 24 meses

Fecha de puesta en servicio: -

Restricciones que elimina y/u observaciones: Elimina restricciones al abastecimiento y reduce generación forzada de la costa atlántica. EDEA S.A. optó por una expansión de la red de 132 kV de la Pcia. de Buenos Aires que pospone en forma indeterminada este proyecto de alimentación en 500 kV a la costa Atlántica.

Inversión (u\$s): 125.400.000

Estado a octubre de 2002: Postergada. EDEA ha encarado un plan de corto plazo y menor monto, que involucra obras en 132 kV

Obra: Línea 500 kV Bahía Blanca – Mar del Plata

Equipos involucrados: Línea 405 km Bahía Blanca – Mar del Plata. Compensación Serie 50%. Reactores de línea 2x150 MVar. Ampliaciones de las ET Bahía Blanca y Mar del Plata

Plazo de obra: 24 meses

Fecha de puesta en servicio: -

Restricciones que elimina y/u observaciones: Obra asociada a la instalación de generación en Bahía Blanca, en Choele Choel y a la mejora de la confiabilidad del abastecimiento a la zona atlántica. Por esto último su ingreso debería ser simultáneo con Abasto - Mar del Plata.

Inversión (u\$s): 82.000.000

Estado a octubre de 2002: Infactible para las condiciones actuales. Se han cancelado los dos proyectos que la sustentaban.

Obra: Línea 500 kV Cerrito de la Costa – Bahía Blanca

Equipos involucrados: Línea 550 km Cerrito de la Costa – Bahía Blanca. Compensación Serie 50%. Reactores de línea 2x250 MVar. Ampliaciones de las ET Cerrito de la Costa y Bahía Blanca.

Plazo de obra: 24 meses

Fecha de puesta en servicio: -

Restricciones que elimina y/u observaciones: Obra asociada a la instalación de generación en Choele Choel y en Bahía Blanca. Evita que sobrecargue el corredor El Chocón-Ezeiza, manteniendo el nivel de exportación del Comahue.

Inversión (u\$s): 123.000.000

Estado a octubre de 2002: Infactible en las condiciones actuales y previstas a mediano plazo.

Obra: ET Ezeiza y Campana

Equipos involucrados: Línea de 500 kV entre Ezeiza y Campana, de 100 km de longitud. Ampliación ET Ezeiza y Campana.

Plazo de obra: 24 meses

Fecha de puesta en servicio: -

Restricciones que elimina y/u observaciones: Capacidad térmica agotada del corredor de 500 kV Ezeiza – Rodríguez, lo que origina dificultades de abastecimiento de la zona norte del país y altos

precios locales al norte de Ezeiza. Imprescindible para exportar más de 2800 MW a Brasil. Mejora las condiciones del corredor GBA-LIT-NEA, previendo sus dificultades futuras de expansión por razones de servidumbre e impacto ambiental.

Inversión (u\$s): 30.000.000

Estado a octubre de 2002: Infactible en las condiciones actuales.

Obra: ET Ezeiza y Rodríguez

Equipos involucrados: Línea de 500 kV entre Ezeiza y Rodríguez, de 70 km de longitud. Ampliación ET Ezeiza y Rodríguez.

Plazo de obra: 24 meses

Fecha de puesta en servicio: -

Restricciones que elimina y/u observaciones: Es una alternativa a la traza anterior, pero sólo con visión de corto plazo, dado que no atiende del mismo modo las necesidades de transferencias crecientes desde GBA hacia la zona norte de Buenos Aires, Litoral y NEA.

Inversión (u\$s): 25.000.000

Estado a octubre de 2002: Ídem anterior

Obra: ET C.Elía-Rodríguez

Equipos involucrados: Línea 236 km General Rodríguez – Colonia Elía. Reactores de línea 1x70 MVAR 1x50 MVAR

Plazo de obra: 24 meses

Fecha de puesta en servicio: -

Restricciones que elimina y/u observaciones: Refuerza la interconexión GBA-LIT-NEA, reduciendo sobrecargas en post-falla de líneas del corredor. Compatible con una exportación a Brasil de 3200 MW y Yacyretá en cota 83 m.

Inversión (u\$s): 48.120.000

Estado a octubre de 2002: No hay interesados en el proyecto.

Obra: Línea 500 kV. Rincón – Salto Grande (segundo circuito)

Equipos involucrados: Línea 507 km Rincón – Salto Grande. Reactores de línea 2x80 MVAR / 2x80 MVAR

Plazo de obra: 24 meses

Fecha de puesta en servicio:

Restricciones que elimina y/u observaciones: Refuerza la interconexión actual entre GBA y el NEA. Imprescindible para Yacyretá en cota 83, cuando no hay exportación a Brasil.

Inversión (u\$s): 100.190.000

Estado a octubre de 2002: No hay interesados en el proyecto.

Obra: ET Abasto 500 kV

Equipos involucrados: Instalación de SVC: ± 270 MVAR

Plazo de obra: 18 meses

Fecha de puesta en servicio: -

Restricciones que elimina y/u observaciones: Para evitar Colapso de Tensión en GBA, ante salidas de unidades generadoras y/o líneas sistema Comahue-Bs. As.

Inversión (u\$s): 15.000.000

Estado a octubre de 2002: Trámite paralizado, por cambios en el crecimiento de la demanda y por la crisis del MEM

Obra: ET General Rodríguez 500 kV

Equipos involucrados: Instalación de SVC: + 540 MVAR/-270 MVAR

Plazo de obra: 18 meses

Fecha de puesta en servicio: -

Restricciones que elimina y/u observaciones: Para evitar Colapso de Tensión en GBA, ante salidas de unidades generadoras y/o líneas sistema Comahue-Bs. As..

Inversión (u\$s): 20.000.000

Estado a octubre de 2002: Ídem anterior

Obra: ET Ezeiza 500 kV

Equipos involucrados: Instalación de SVC: \pm 250 MVAR

Plazo de obra: 18 meses

Fecha de puesta en servicio: -

Restricciones que elimina y/u observaciones: Para evitar Colapso de Tensión en GBA, ante salidas de unidades generadoras y/o líneas sistema Comahue-Bs. As.

Inversión (u\$s): 13.500.000

Estado a octubre de 2002: Ídem anterior

Obra: ET Rosario Oeste 500 kV

Equipos involucrados: Instalación de SVC: \pm 250 MVAR

Plazo de obra: 18 meses

Fecha de puesta en servicio: -

Restricciones que elimina y/u observaciones: Soporte en nodo estratégico de corredores GBA-LIT-NEA y LIT-Centro, para evitar colapsos de tensión.

Inversión (u\$s): 13.500.000

Estado a octubre de 2002: Ídem anterior

Obra: ET Malvinas 500 kV

Equipos involucrados: Instalación de SVC: \pm 350 MVAR

Plazo de obra: 18 meses

Fecha de puesta en servicio: -

Restricciones que elimina y/u observaciones: Para evitar Colapso de Tensión en el área Centro ante la salida de servicio de unidades generadoras y líneas del área.

Inversión (u\$s): 19.000.000

Estado a octubre de 2002: Ídem anterior

Obra: ET Bahía Blanca 500 kV

Equipos involucrados: Instalación de un tercer autotransformador 500/132 kV – 300 MVA.

Plazo de obra: 18 meses

Fecha de puesta en servicio: -

Restricciones que elimina y/u observaciones: Evita la realización de cortes de demanda en caso de hallarse fuera de servicio uno de los actuales autotransformadores de 500/132 kV de Bahía Blanca.

Inversión (u\$s): 5.900.000

Estado a octubre de 2002: Aún no se conocen planes de los interesados

Obra: ET Colonia Elía 500 kV

Equipos involucrados: Instalación de un segundo transformador 500/132 kV, 150 MVA

Plazo de obra: 18 meses

Fecha de puesta en servicio: -

Restricciones que elimina y/u observaciones: Indispensable ante un eventual retraso en la E/S de la ET Gran Paraná 500 kV.

Inversión (u\$s): 5.500.000

Estado a octubre de 2002: Aún no se conocen planes de EDEERSA

Obra: ET Alicurá 500 kV

Equipos involucrados: Instalación de un segundo transformador 500/132 kV, 100 MVA

Plazo de obra: 18 meses

Fecha de puesta en servicio: Urgente

Restricciones que elimina y/u observaciones: Imposibilidad de abastecer Bariloche y San Martín de los Andes, ante indisponibilidad del único transformador existente.

Inversión (u\$s): 8.500.000

Estado a octubre de 2002: Incluida en la Resolución S.E. N° 106/2003.

5. PAFTT. Obras Previstas en Zonas del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica otorgado por el Estado Nacional

5.1 EDENOR S.A.

Ampliaciones previstas a partir del año 2003 en REDES de TRANSMISION

Designación	Año p. servicio
Electroducto Matheu-Pilar. 16 Km DT de 132 kV	2004/2005
Barra de 132 kV SE Pilar	2004/2005
Finalizar electroducto de 132 kV La Reja-Malvinas	2003
Adecuar Barra de 132 kV SE Malvinas	2003
Electroducto 132 kV Zappalorto-La Reja	2004/2005
Electroducto 132 kV Casanova-Luzuriaga-Ramos Mejía	2005
SE Escobar 500/220 KV. 2 x 800 MVA	2003/2206
Conexión en 500 kV a SE Escobar. 75 Km	2007
Electroducto 220 kV Escobar-Edison	2005/2007
Ampliación SE Edison. 220/132 kV. 2 x 300 MVA	2005/2007
Electroducto 132 kV SE Suárez-SE Villa Adelina	2007
Electroducto 132 kV SE Munro-SE Coghlan	2007
Electroducto 132 kV SE Talar-SE Nogués	2005
Instalación 144 MVAR en bancos de capacitores en barras de MT de SE Suárez, Pontevedra, Casanova, Munro, Saavedra, Padua, Garín, Moreno, Melo, Villa de Mayo	2005/2007
Renovación parcial Compensador SE Rodríguez	2003/2005

Ampliaciones previstas a partir del año 2003 en REDES de SUBTRANSMISION:

Designación	Año p. servicio
Nueva SE El Pino. 132/33 kV. 2 x 20 MVA. 132/13,2 kV. 2 x 20 MVA	2003/2005
Ampliación SE Las Heras. 66 kV. De 2 x 3 a 2 x 6 MVA	2004
Nueva SE Luzuriaga 132/13,2 kV. 2 x 40 MVA y vinculación nuevo cable R. Mejía-Casanova	2004/2005
Nueva SE Padua. 132/132,2 kV	2006/2007
Finalizar Nueva SE Saavedra 132/13,2 kV. 3 x 40 MVA	2003
Ampliación SE Colegiales. 132/13,2 kV. De 3 x 20 MVA a 2 x 80 MVA	2005/2006
Transformación de SE Melo de 27/13,2 kV. 6 x 12 MVA a 132/13,2 kV. 3 x 40 MVA	2005/2007
Cambio de alimentación SE Aguas Argentinas 27,5/13,2 kV. Vincular a	

Nuevo Puerto	2005
Inicio SE Urquiza 132/13,2 kV. 2 x 80 MVA y conexión a nuevo electroducto Agronomía-Colegiales	2007
Nueva SE Garín 132/13,2 kV. 2 x 40 MVA	2005/2006
Nueva SE Moreno. 132/13,2 kV. 2 X 40 MVA	2004
Nueva SE Villa de Mayo y vinculación a electroducto SE Talar-SE Nogués	2007

5.2 EDESUR S.A.

Ampliaciones previstas: Período 2003-2006

Designación	Año p. servicio
Nueva alimentación de las SE Independencia, Once, Pozos desde la SE Azopardo: Tendido de 5,6 km de cable subterráneo de 132 kV en DT desde la subestación Independencia hasta la subestación Azopardo 220/132 kV - 2x300 MVA (manteniendo la actual vinculación entre las subestaciones Pozos y Puerto Nuevo)	2002
Nuevo vínculo Costanera – Azopardo: Tendido de 4,2 km de cable subterráneo de 132kV en DT desde la subestación Costanera hasta la subestación Azopardo 220/132 kV - 2x300 MVA, más dos bahías GIS en subestación Costanera y dos bahías GIS en subestación Azopardo 220/132 kV	2004
Conversión de la SE Charcas de 27,5/13,2 kV - 4x12 MVA a 132/13,2 kV – 2x80 MVA y Compensación de reactivo en 13,2kV. Tendido de 2,4 km de cable subterráneo de 132 kV en DT hasta la subestación Azopardo (132/13,2 kV) y Tendido red MT asociado	2004
Alimentación de la nueva SE Santa Fe (Metrovías) 132/13,2 kV - 2x40MVA. Tendido de 0,95 y 0,55 km de cable subterráneo de 132 kV en DT hasta las ternas N° 103 y 104 (Nuevo Puerto - Reconquista) respectivamente.	2005
Ampliación de la SE Once de 2x40 MVA a 2x80 MVA, Compensación de reactivo y Tendido red MT asociado	2006
Segunda alimentación a SE Cañuelas: Tendido de 3 km de cable subterráneo de 132 kV en ST y 12 km de línea aérea 132 kV en ST hasta un punto de interconexión sobre la línea Ezeiza-Spegazzini	2003
Ampliación de la subestación Barracas de 1x40 MVA a 2x40 MVA, Compensación de reactivo en 13,2 kV y Tendido red MT asociado	2003
Nueva SE Transradio 220/132 kV-2x300 MVA alimentada de las ternas N° 61/62 (Ezeiza – PI Autódromo) con acometida en block Subestación Transradio 132/13,2 kV - 2x40 MVA y Compensación de reactivo en 13,2 kV y Tendido red MT asociado	2004
Nueva alimentación de las SE Sta. Catalina y Echeverría desde la SE Transradio: Tendido de 5km de cable subterráneo de 132kV en DT desde la subestación Transradio 220/132 kV - 2x300 MVA	2004
Nueva subestación Rigolleau de 132/13,2 kV-2x40 MVA, Compensación de reactivo en 13,2 kV, Alimentación AT mediante un Tendido de 2 km de cable subterráneo de 132 kV en DT desde un puesto de interconexión sobre la DT 587/588 (Gutiérrez - Sobral) y Tendido red MT asociado	2004
Nueva subestación Banfield de 132/13,2 kV - 2x40 MVA, Compensación de reactivo en 13,2 kV. Alimentación AT: Tendido de dos DT de 0,3km de cable subterráneo de 132 kV desde la DT 579/580 Escalada-Témperley y Tendido red MT asociado	2004
Conversión de la subestación Piñeyro de 27,5/13,2 kV - 4x12 MVA a 132/13,2 kV	

- 2x40 MVA y Compensación de reactivo. Alimentación AT. Introducción de la DT 338/339 (Barracas-Gurmendi) a la subestación Piñeyro: Tendido de 600 m de cable subterráneo de 132 kV en DT desde la subestación Piñeyro hasta un punto de empalme sobre la DT 338/339 y Tendido red MT asociado	2004
Ampliación de la subestación Cañuelas de 1x40 + 1x20 MVA a 2x40 MVA, Compensación de reactivo en 13,2 kV y Tendido de red MT asociado	2004
Ampliación de la SE Monte Chingolo de 2x40 MVA a 2x80 MVA, Compensación de reactivo en 13,2 kV y Red MT Tendido red MT asociado	2004
Ampliación de la SE Don Bosco de 2x40 MVA a 2x80 MVA y Compensación de reactivo en 13,2 kV	2005
Refuerzo de ternas N° 231/232: Tendido de 0,5 km de cable subterráneo de 132kV en DT desde la subestación Dock Sud hasta la subestación Isla Maciel	2005
Alimentación de la nueva SE Aeropuertos 2000 (AAA 2000) 132/13,2 kV – 2x40 MVA: Tendido de 6,5 km de línea aérea y 4,5 km de cable subterráneo de 132 kV en DT hasta la subestación Spegazzini	2005
Subestación Nueva SE Adrogué 132/13,2 kV-2x40 MVA y Compensación de reactivo. Tendido de dos DT de 0,6 km de cable subterráneo de 132 kV desde la DT 579/580 Brown - Roca y Tendido de 6,7 km de cable subterráneo de 132 kV en DT desde la subestación Transradio hasta la subestación Témpereley. Red MT asociado	2005
Conversión de la SE Luro de 27,5/213,2 kV – 3x12 MVA a 132/13,2 kV – 2x 80 MVA. Tendido de dos DT de 4,85 de cable subterráneo de 132kV desde subestación Perito Moreno y Tendido red MT asociado	2002/2004
Nuevo vínculo Costanera – Centenario: Tendido de 11,4 M de cable subterráneo de 132 kV en ST desde la subestación Costanera hasta la subestación, más una bahía GIS en Subestación Costanera	2003
Ampliación de la SE Villa Crespo de 2x40 MVA a 2x80 MVA y tendido de Red de MT asociada	2003
Ampliación de la SE Perito Moreno Villa Crespo de 2x40 MVA a 2x80 MVA, Compensación de reactivo y tendido de Red de MT asociada	2006

5.3 EDELAP S.A.

Ampliaciones previstas

Designación	Año p. servicio
Repotenciación de SE Tolosa: Se instalará un tercer transformador 132/13,2 kV, de 40 MVA en SE Tolosa	2002/2003
Repotenciación de S.E. La Plata: Generar una barra de 13,2 kV, que pueda absorber el crecimiento y servir de respaldo a la existente. Se instalará un segundo trafo 132/13,2 kV, de 40 MVA en SE La Plata. Se ampliará el edificio de sala de celdas, para permitir instalar ocho celdas de salidas. Esta obra incluye también la extensión de la red de media tensión de 13,2 kV asociada	2003

6. Calidad de Servicio

Se agrega a continuación información relevante relativa a calidad de servicio en el MEM y MEMSP, extraída del “Informe Anual del Mercado Eléctrico Mayorista de Argentina. 2002” publicado por CAMMESA.

6.1 MEM

Incorporaciones:

La tabla siguiente muestra los incrementos registrados durante 2002 en la capacidad de transporte en líneas, longitud y potencia instalada de transformación en las redes de transporte

	Capacidad de transporte	Longitud (km)	Transformación (MVA)
Alta Tensión	-	0	0
Distribución Troncal	-	107	65

Incluye a los transportistas independientes de cada red de transporte

MEM Datos relevantes relativos calidad del Sistema de Alta Tensión. Período 1999-2002

Concepto	Año			
	1999	2000	2001	2002
<u>Cortes [MW]</u>				
Falla Generadores	3.898	740	114	926
Falla trafos AT	588	159	469	0
Falla línea simple AT	5.764	6.484	3.470	2.032
Falla línea doble AT	3.065	9.229	8.669	3.981
Falla en ET	-	-	3.924	
Total	12.315	16.612	12.721	10.863
<u>Energía no suministrada (ENS) [MWh]</u>				
Falla Generadores	1.188	133	15	266
Falla trafos AT	474	58	207	0
Falla línea simple AT	4.146	7.838	976	998
Falla línea doble AT	1.655	8.255	8.797	3.497
Falla en ET	-	-	-	8.539
Total	7.463	16.285	9.994	13.300
<u>Índice Severidad Fallas (ENS / DEM * 10E⁵)</u>				
Falla Generadores	1,73	0,19	0,02	0,37
Falla trafos AT	0,69	0,08	0,28	0,00
Falla línea simple AT	6,03	10,90	1,33	1,38
Falla línea doble AT	2,41	11,48	11,95	4,85
Falla en ET	-	-	11,84	
Total	10,85	22,66	13,58	18,44

Fallas del Sistema de Transporte en Alta Tensión y sus consecuencias sobre la calidad de servicio

A continuación se presenta el detalle de las principales fallas del sistema de transporte en alta tensión, compuestas por todas las fallas dobles de líneas, las fallas simples de líneas o en estaciones transformadoras de afectación general con cortes mayores a 500 MW y las fallas de afectación local con cortes mayores a 200 MW.

Las fallas del día 15/8/2002 originadas por atentados, configuraron finalmente una falla cuádruple que afectó simultáneamente a los cuatro circuitos del corredor Comahue – Buenos Aires.

Fallas del Sistema de Transporte en AT y sus consecuencias sobre la calidad de servicio

Afectación	Tipo de falla	Fecha	Causa (1)	Corredor Afectado	Pot.cortada (MW)	ENS (MWh)	IS (2) (* 10 E ⁻⁵)
General	Doble	15/8/2002	A	Henderson-Ezeiza 1 y 2	1.506	788	1,1
General	Doble	15/8/2002	A	Olav.-Abasto 1 /Olav.-Abasto 2	2.475	2.708	3,8
General	Simple	28/4/2002	-	Henderson-Ezeiza 1	527	121	0,2
General	Simple	28/07/2002	-	Malvinas-Recreo	497	76	0,1
General	Simple	24/11/2002	-	Barras ET Ezeiza	3.924	8.539	11,8
Local	Simple	12/09/2002	-	Embalse-Río Grande	277	113	0,2
Local	Simple	6/10/2002	-	Almafuerte-Malvinas-Recreo	455	628	0,9

(1) A = Atentado ; T = Tornado

(2) IS = Índice de Severidad = Energía no Suministrada / Energía Neta Demandada

6.2 MEMSP

Incorporaciones:

Durante el año 2002 se registraron las siguientes incorporaciones al sistema de Transporte por Distribución Troncal:

Mayo: transformador 12 MVA 132/35 kV en E.T. Pico Truncado 2, que elimina la discontinuidad del Sistema de Transporte en esa zona al incorporar el Centro de Distribución de 35 kV. Asimismo, introdujo una sustancial mejora operativa y de calidad del servicio al permitir elevar los niveles de tensión en toda el área sur.

Incremento de la capacidad de transporte de las Líneas de 132 kV Puerto Madryn – Planta de Aluminio D.G. y Planta de Aluminio D.G. – Trelew por cambio de TI.

Junio: habilitación del automatismo denominado DAC – SIP que permite el desenganche de carga en el Subsistema de 132 kV (condicionado a la evolución de la frecuencia) ante el desenganche de cualquiera de los vínculos que une la barra de 330 kV de la ET Puerto Madryn con las distintas ET del Subsistema.

MEMSP Datos relevantes relativos calidad del Sistema de Alta Tensión. Período 1999-2002

Concepto	Año			
	1999	2000	2001	2002
Cortes [MW]				
Falla trafos AT	48	36	105	41
Falla línea simple AT	851	94	504	1.554
Falla línea doble AT	NA	NA	NA	NA
Falla en ET				
Total	1.166	344	1.518	2.144
Energía no suministrada (ENS) [MWh]				
Falla trafos AT	31	19	34	19
Falla línea simple AT	237	93	353	726
Falla línea doble AT	NA	NA	NA	NA
Falla en ET				
Total	457	166	994	958
Índice Severidad Fallas (ENS / DEM * 10⁵)				
Falla trafos AT	1,1	0,5	0,8	0,4
Falla línea simple AT	8,2	2,5	7,8	16,6
Falla línea doble AT	NA	NA	NA	NA
Falla en ET				
Total	15,8	4,5	22,1	21,9

Fallas del Sistema de Transporte de la Distribuidora Troncal. Período 1994-2002

Año	Tasa de Falla ⁽¹⁾	Fallas producidas por salida de equipos							
		LAT por Corte (MW)	Trafo por Corte (MW)	Generación por Corte (MW)	Total (MW)	LAT ENS (MWh)	Trafo ENS (MWh)	Generac. ENS (MWh)	Total (MWh)
1994	1,23								
1995	1,74								
1996	2,11								
1997	1,04	500	436	159	1.095	432	752	152	1.336
1998	0,83	933	38	264	1.235	403	13	178	594
1999	1,01	851	48	267	1.166	237	31	189	457
2000	0,66	94	36	214	344	93	19	54	166
2001	0,64	504	105	909	1.518	353	34	607	994
2002	1,11	1.554	41	549	2.144	726	19	213	958

⁽¹⁾ Cantidad de fallas cada 100 km de líneas en el año

ANEXO III

GRANDES USUARIOS DE LAS AREAS DE CONCESION DE EDENOR Y EDESUR

1) DESCRIPCION DE LA MUESTRA BAJO ANALISIS

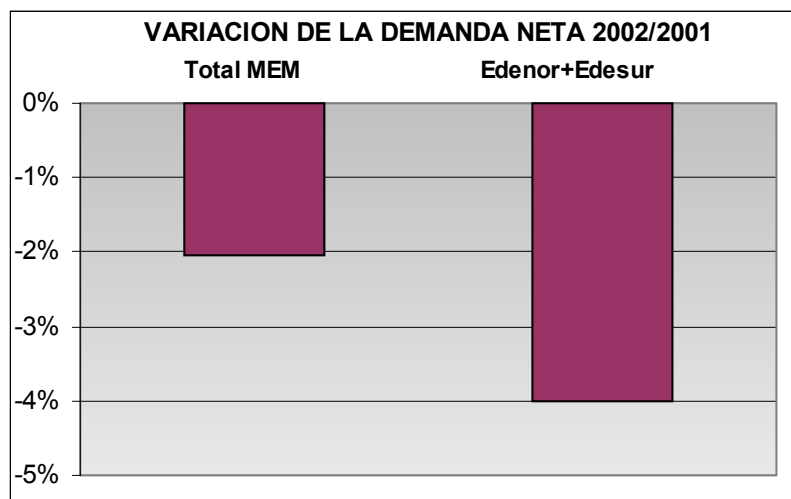
La muestra utilizada para el análisis de la demanda de energía eléctrica corresponde a los Grandes Usuarios de la zona de concesión de las distribuidoras EDENOR SA y EDESUR SA. Los usuarios analizados tienen una demanda de potencia superior a 50 kW, tanto clientes de las distribuidoras como del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Se ha clasificado la actividad de los usuarios de la muestra por código CIU (Clasificación Internacional Industrial Uniforme) Revisión 3 de las Naciones Unidas. Los rubros seleccionados fueron Manufactura, Comercio y Construcción.

La información utilizada es la enviada por las distribuidoras eléctricas y la publicada en el Documento de Transacciones Económicas (DTE-CAMMESA).

2) EVOLUCION DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA - PERIODO 2002/2001

En el siguiente gráfico se representan las variaciones de la Demanda de Energía Eléctrica Total del MEM y del área de la muestra bajo análisis:



Se observa que en el período 2002-2001 ambas tasas de crecimiento han tenido una variación negativa, de 2,04% en el caso de la Demanda Total del MEM y 4% en las áreas de EDENOR y EDESUR. Se desprende que la demanda del área de la muestra tuvo un comportamiento de bajo dinamismo con respecto al total de la Demanda del Mercado Eléctrico Mayorista.

En el siguiente cuadro se presentan las demandas trimestrales de los Grandes Usuarios de las zonas de concesión de EDENOR y EDESUR de los años 2002 y 2001, agrupadas por código CIU:

DEMANDA DE ENERGIA DE GRANDES USUARIOS DE LAS ZONAS DE CONCESION DE EDENOR SA Y EDESUR SA
Valores en GWh

Código CIU	15/16	17	20/36	21/22	23/24/25	26	27	28/29	33/36	45	50/51/55	TOTAL
	Productos alimenticios, bebidas y tabacos	Textiles, prendas de vestir e industrias del cuero	Industria de la madera y productos de la madera incluidos muebles	Fabricación de papel y productos de papel, imprentas y editoriales	Fab. Sust. químicas y prod. químicos derivados de petróleo y caucho y plástico	Fab. productos minerales no metálicos, excepto derivados de petróleo y carbón	Industrias metálicas básicas	Prod metálicos, maquinarias y equipos	Otras industrias manufactureras	Construcción	Comercio mayor, menor, restaurant y hoteles	
1er trim 2002	326.61	61.78	4.43	113.28	295.32	56.88	45.89	122.92	2.84	19.05	486.49	1535.48
1er trim 2001	370.71	94.36	5.85	144.21	359.85	70.85	67.49	168.72	4.01	18.82	499.95	1804.81
VAR 1ºTRIM	-11.9%	-34.5%	-24.2%	-21.4%	-17.9%	-19.7%	-32.0%	-27.1%	-29.3%	1.2%	-2.7%	-14.9%
2do trim 2002	260.61	111.81	5.80	85.42	265.84	70.50	35.29	119.00	8.28	17.01	406.19	1385.74
2do trim 2001	310.66	100.27	6.80	150.03	343.24	73.11	70.66	174.39	4.03	15.54	429.69	1678.42
VAR 2ºTRIM	-16.1%	11.5%	-14.7%	-43.1%	-22.5%	-3.6%	-50.1%	-31.8%	105.4%	9.4%	-5.5%	-17.4%
3ro trim 2002	296.86	97.52	6.21	134.20	328.33	71.54	68.02	148.06	7.71	16.54	407.27	1582.26
3ro trim 2001	325.69	101.66	6.60	141.44	337.03	66.57	63.05	166.77	3.70	17.10	414.84	1644.46
VAR 3ºTRIM	-8.9%	-4.1%	-6.0%	-5.1%	-2.6%	7.5%	7.9%	-11.2%	108.2%	-3.3%	-1.8%	-3.8%
4to trim 2002	329.39	98.80	5.79	136.28	361.07	72.13	65.09	142.58	8.02	16.42	449.08	1684.63
4to trim 2001	334.76	81.20	5.65	128.26	326.95	60.91	51.74	144.01	3.39	17.53	439.87	1594.27
VAR 4º TRIM	-1.6%	21.7%	2.4%	6.3%	10.4%	18.4%	25.8%	-1.0%	136.5%	-6.3%	2.1%	5.7%
TOTAL 2002	1213.47	369.91	22.22	469.18	1250.56	271.05	214.29	532.54	26.84	69.02	1749.04	6188.12
TOTAL 2001	1341.83	377.49	24.90	563.94	1367.08	271.43	252.93	653.88	15.13	68.99	1784.35	6721.97
VARIAC. 02/01	-9.6%	-2.0%	-10.8%	-16.8%	-8.5%	-0.1%	-15.3%	-18.6%	77.4%	0.0%	-2.0%	-7.9%
% Participación												
2002	19.6%	6.0%	0.4%	7.6%	20.2%	4.4%	3.5%	8.6%	0.4%	1.1%	28.3%	100.0%
2001	20.0%	5.6%	0.4%	8.4%	20.3%	4.0%	3.8%	9.7%	0.2%	1.0%	26.5%	100.0%

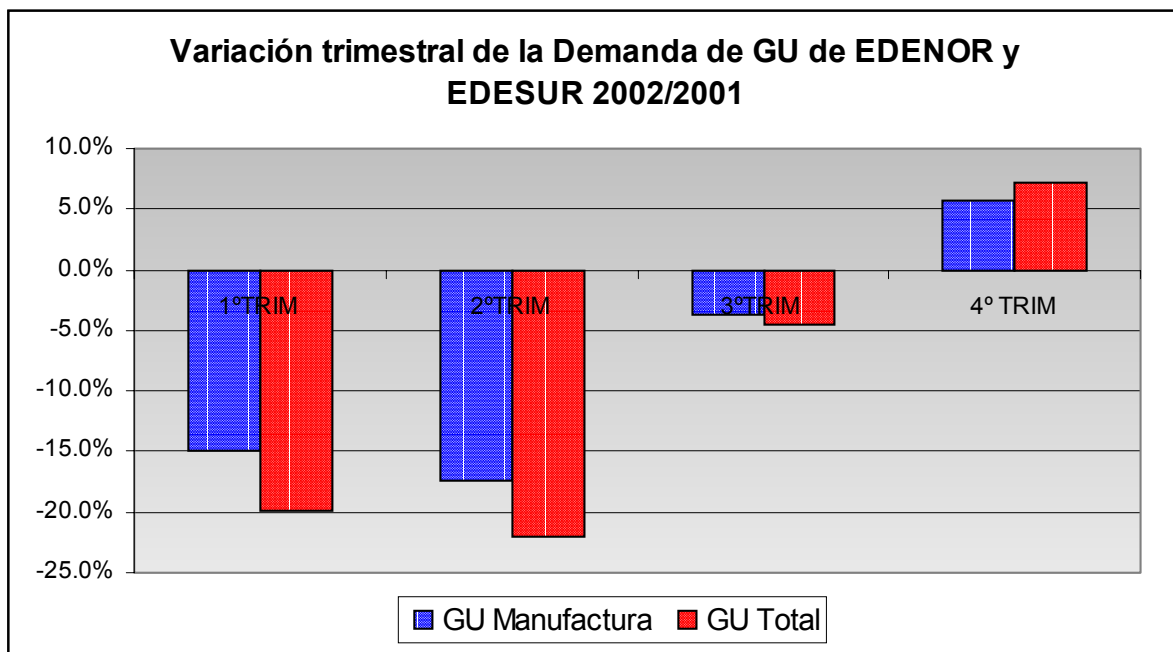
Se observa una tasa de crecimiento interanual 2002-2001 de 7,9% negativa. Si se agregan los rubros de la Demanda Manufacturera de la muestra, el decrecimiento es del 10,24%. Haciendo un análisis trimestral, en términos agregados, la Industria Manufacturera en el cuarto trimestre del año 2002 se manifestó con una variación positiva de 7,2%, con respecto al mismo trimestre del año 2001. En cambio para el primer trimestre, la tasa de crecimiento de la manufactura fue de 19,9%, para el segundo trimestre de 21,9% y para el tercer trimestre de 4,5%, todas ellas negativas.

Para el Total de la Demanda de la muestra, las tasas de crecimiento de los tres primeros trimestres del período 2002-2001 fueron negativas de 14,9%, 17,4% y de 3,8% respectivamente. En el último trimestre del año, el crecimiento de la demanda de Grandes Usuarios de la muestra se torna positivo en 5,7%.

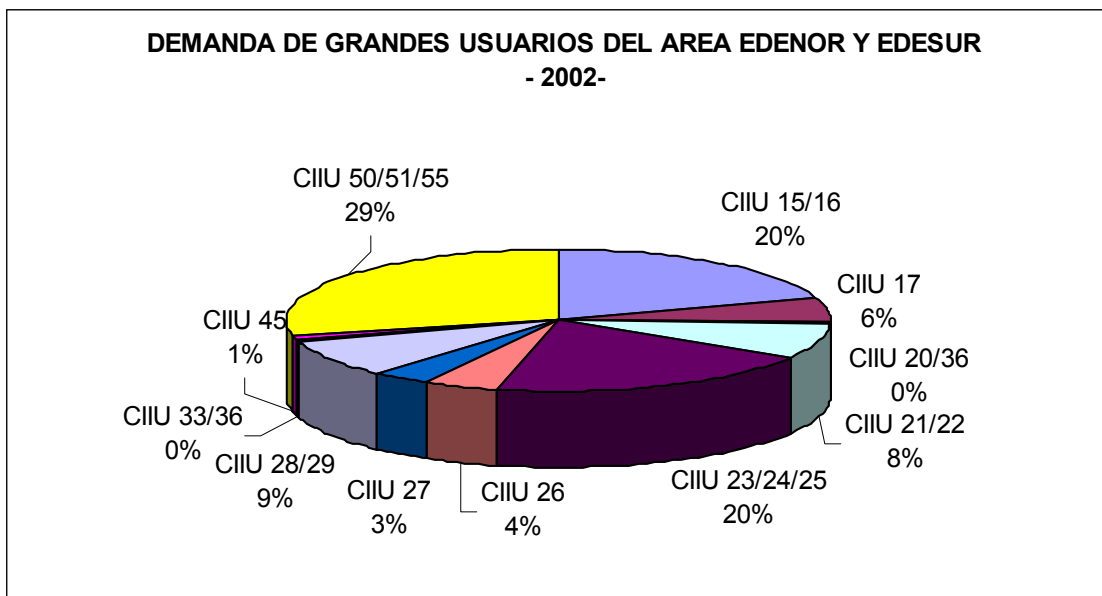
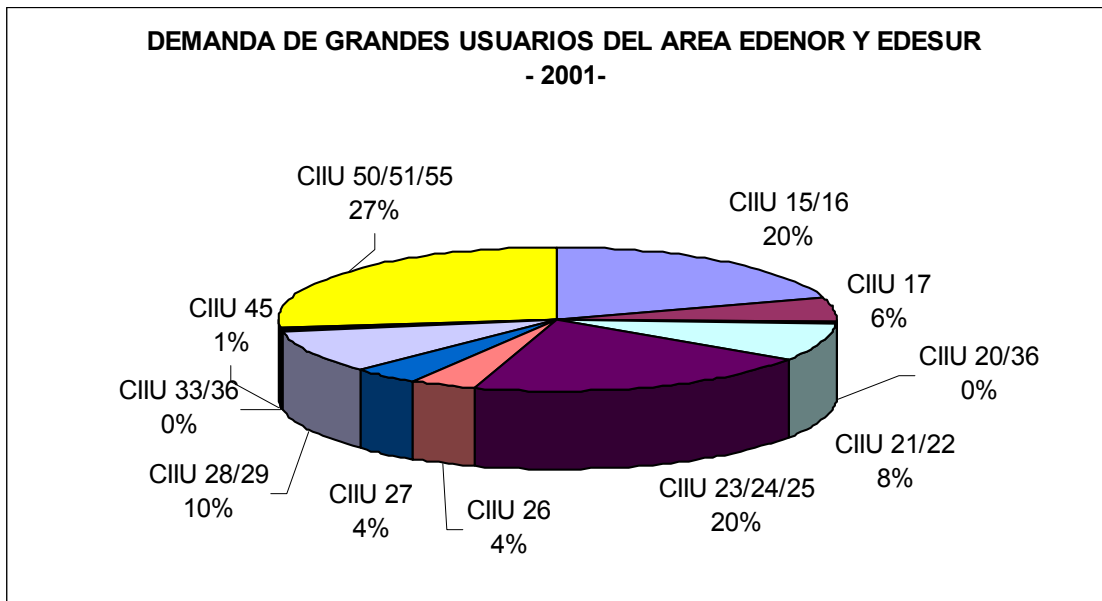
Los rubros Comercio y Construcción, si bien no han tenido los mejores crecimientos del período, muestran un mejor comportamiento, menos negativo que los rubros pertenecientes a la Industria Manufacturera, ésta muy castigada debido a la crisis económica del país, recuperando la situación recién en el cuarto trimestre del año 2002.

Según el Estimador Mensual Industrial (EMI), el acumulado anual de 2002 de la industria manufacturera registra una caída del nivel de actividad del 10,6% con respecto al año anterior, pero la evolución en el transcurso del año 2002 no ha sido uniforme, pues en el primer trimestre del año se observa una disminución del 4,5%, en términos desestacionalizados, en comparación con el último trimestre del año 2001. Pero a partir del segundo trimestre de 2002, se advierte un incipiente repunte de la actividad industrial (0,9%) originado en el incremento de exportaciones de ciertos sectores industriales y en un proceso de sustitución de importaciones como consecuencia de la mejor competitividad de los productos de fabricación nacional. La recuperación industrial se acentuó en los dos últimos trimestres del año, en términos desestacionalizados.

El comportamiento descrito en párrafos anteriores de la Demanda de GU se representa trimestralmente en el siguiente gráfico, donde se destaca el crecimiento en el 4º trimestre comparando el ejercicio 2002-2001:



A continuación se analizarán en detalle los distintos rubros que componen la Demanda de Energía Eléctrica de los Grandes Usuarios de la muestra. En primer lugar se presenta la participación de cada rubro en el total, tanto para el año 2001 como para el año 2002; y en segundo lugar se analiza el comportamiento de la demanda por rubros desagregado a dos dígitos.



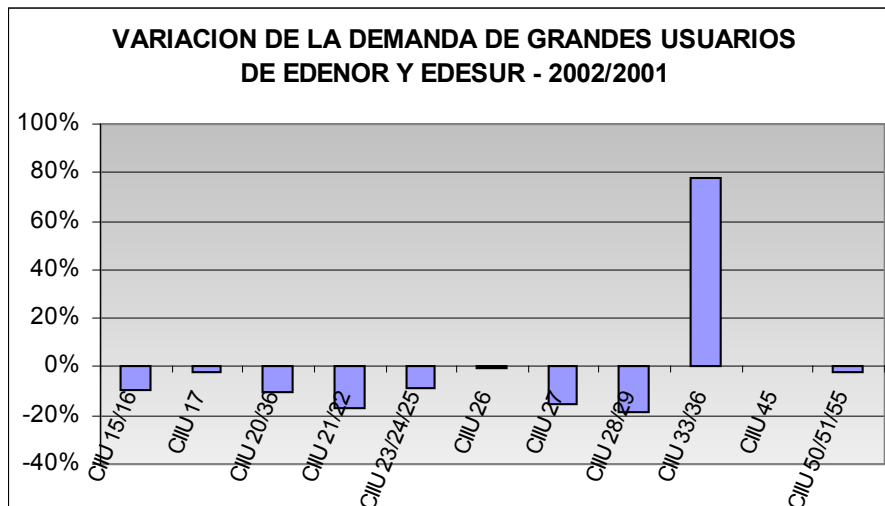
Se observa que la estructura de las participaciones de los distintos rubros sobre la Demanda de Energía Eléctrica de los Grandes Usuarios del área EDENOR y EDESUR, de un período a otro (2001-2002) no ha tenido grandes cambios.

El Comercio (CIU 50/51/55), en el año 2002 aumentó su participación en dos puntos, de 27% a 29%, en cambio el rubro Alimenticio (CIU 15/16) mantuvo su participación del 20% en ambos períodos, al igual que el rubro de Fabricación de Sustancias Químicas y Productos Químicos (CIU 23/24/25).

El resto de los rubros mantuvieron las participaciones y en algunos casos bajaron un punto. El grado de participación de éstos oscila entre 0,4% y 9%.

En las áreas de concesión de EDENOR y EDESUR, el mayor grado de concentración de comercios se encuentra en Capital Federal, mientras que en Gran Buenos Aires se ubica la mayoría de los parques industriales.

En el siguiente gráfico se representa el comportamiento de la Demanda de Energía Eléctrica de los Grandes Usuarios de la muestra, discriminada por rubro de actividad:



A continuación se realizará un análisis de las variaciones interanuales de las distintas actividades, se utilizarán datos del EMI (Estimador Mensual Industrial) elaborado por el INDEC y de Comunicados de Prensa de la Secretaría de Programación Económica y Regional, con el fin de tener una mejor evaluación del comportamiento de las actividades.

Antes de realizar el análisis, resulta conveniente describir la situación económica que el país atravesó en el período 2001-2002.

La economía argentina profundizó su caída en el primer trimestre del año 2002, continuando en línea con la tendencia recesiva iniciada en la segunda mitad del año 1998. El punto más destacado fue el abandono del esquema de convertibilidad del peso que estuvo vigente durante 10 años. Se dieron situaciones como las limitaciones en los retiros de efectivos de las cuentas bancarias, liberación cambiaria que trastocó las relaciones económicas contractuales derivadas del esquema anterior, profundización de la crisis financiera que provocó dificultades en las cadenas de pagos y en el normal desenvolvimiento de la actividad real.

A pesar de las situaciones descritas anteriormente, ciertos indicadores preliminares correspondientes al segundo trimestre de 2002 estarían indicando que la economía del país habría encontrado un piso después del derrumbe producido en los meses anteriores.

Recién en el último trimestre del año 2002 se consigue recuperar lentamente la economía. Cabría esperar una mejora de los sectores productores de bienes transables, pero se demoraría la recuperación de la producción de los sectores no transables para una etapa posterior de recuperación económica más consolidada.

Se pasará a realizar el análisis de las actividades:

La demanda del rubro con mayor participación en la muestra, Comercio (CIU 50/51/55) ha tenido una variación negativa interanual del 2%, mientras que el rubro Otras Industrias Manufactureras (CIU 33/36) que cuenta con un 0,4% de participación sobre el total de la Demanda de Grandes Usuarios de la muestra, registró una variación positiva muy importante (77%) con respecto al año anterior. Estos últimos usuarios son propios de las distribuidoras.

Según la Encuesta de Supermercados del INDEC de fecha 27 de enero del 2003, las ventas a precios promedio de 1997 desestacionalizados han tenido una variación negativa en el año 2002 con respecto al año 2001. Estos indicadores reflejan una demanda interna muy deprimida. En cuanto a la encuesta de centros de compra (Shopping Centers), las ventas también han tenido variaciones negativas durante todo el año 2002 con respecto al año 2001, exceptuando el mes de diciembre donde se registró una variación positiva de 14,4%. Este crecimiento es relativo, ya que el mes de diciembre del año 2001 ha sido muy particular por la grave situación socioeconómica que el país atravesaba.

La actividad de la Construcción (CIU 45) con una participación del 1%, durante el año 2002 mostró destacados signos de desaceleración. La producción de cemento y otros materiales de la construcción han tenido tasas de crecimiento negativas de 27,6% y 28,4% respectivamente.

La evolución de la demanda manufacturera de los Grandes Usuarios de EDENOR y EDESUR ha registrado una variación negativa de 10,24% durante el año 2002 con respecto al año 2001.

Según el EMI, la industria experimentó un incremento negativo de 10,6% en el período 2001-2002, pero la evolución durante el año no fue uniforme, sino que en términos desestacionalizados a partir del segundo trimestre de 2002 las variaciones porcentuales se tornan positivas advirtiéndose, una incipiente recuperación del sector industrial (0,9%; 2,3% y 3,7%).

La Industria Alimenticia (CIU 15/16) con una participación del 20%, mostró una variación negativa interanual de 10%, según el EMI la baja fue de 6,1% debido a la caída de la producción de carnes blancas, lácteos y bebidas. Sólo se advierte crecimiento en sectores aceiteros, pero las áreas bajo análisis no corresponden a este sector, con lo cual la baja de la demanda de energía eléctrica de esta muestra, es acorde a la situación general.

El bloque que componen las Industrias Químicas (CIU 23/24/25) tiene una participación del 20%. La tasa de crecimiento de la demanda de energía eléctrica ha sido negativa en 9%. Según el EMI la actividad del bloque químico presentó una disminución del 11,3% en el año 2002 respecto del año 2001. Este rubro está compuesto por elaboración de gases industriales, que registró una tasa de (-4% negativa); productos químicos básicos (12,3% positiva); agroquímicos (-3,8%); materias primas plásticas y caucho sintético (1,2%); detergentes, jabones y productos personales (-16,9%) y productos farmacéuticos, que disminuyó en 20,7%. Teniendo en cuenta que la muestra bajo estudio contiene algunas industrias pertenecientes a este rubro, la baja en la demanda de energía eléctrica del 9%, que se mencionó anteriormente, es compatible con la realidad económica.

La industria del Papel, imprentas y editoriales (CIU 21/22) cuenta con una participación del 8%, con una caída de la demanda de energía eléctrica de 17% en 2002 respecto a 2001. Según el EMI, el desempeño de la industria papelera mostró en el año 2002 un nivel de actividad similar al del año

anterior (-0,1%), en tanto que las editoriales registraron una fuerte caída de 30,4%, que se adjudica a la vinculación de este segmento al mercado interno.

Para los productos Metálicos, Maquinarias y Equipos (CIU 28/29), con una participación del 9%, la evolución de la demanda de energía eléctrica fue de -19%, acorde con la disminución que registra el EMI de 15,7%. Debe recordarse que al inicio de 2002, tuvo lugar una fuerte caída en los niveles de inversión en el marco de una difícil situación financiera y crediticia, y muchos procesos productivos se vieron afectados por problemas de abastecimiento de insumos importados.

La industria Textil (CIU 17) con una participación del 6%, registró una baja en su demanda eléctrica del 2%, el comportamiento de estas industrias no ha sido tan malo como la situación general que registra el EMI en una baja del 16%.

El resto de las industrias Manufactureras, con participación menor o igual al 4%, registran variaciones negativas: la industria de la Madera (CIU 20/36) de 11%; productos minerales no metálicos (CIU 26) de 0,1% y Metálicas Básicas (CIU 27) de 15%.

El análisis realizado no es completo, ya que por una parte, se ha tomado una muestra que no abarca todas las zonas de gran importancia industrial que tiene el país, y por otro lado los datos del EMI se refieren a las industrias de todo el país. Este análisis simplemente ayuda a una mejor comprensión del comportamiento de la demanda de energía eléctrica de los Grandes Usuarios.

3) CANTIDAD DE AGENTES DEL MEM:

La evolución de la cantidad de agentes del MEM año tras año es otro indicador importante para el seguimiento de la evolución de la demanda de energía eléctrica de los Grandes Usuarios.

Los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) se dividen en Mayores, Menores y Particulares.

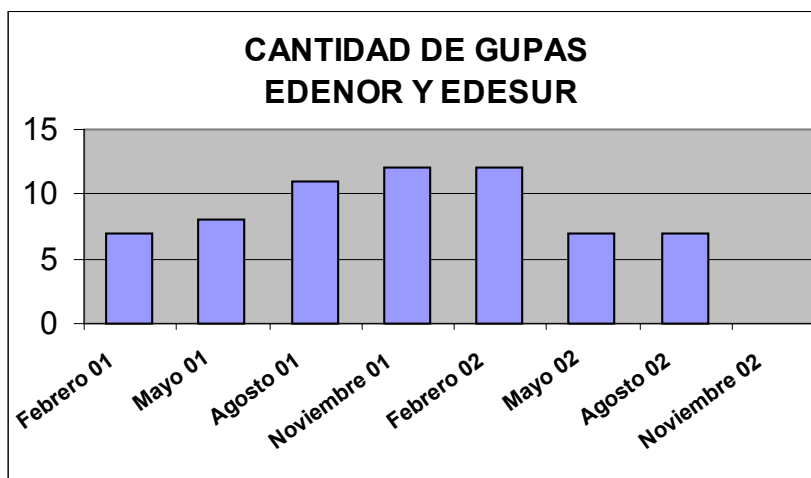
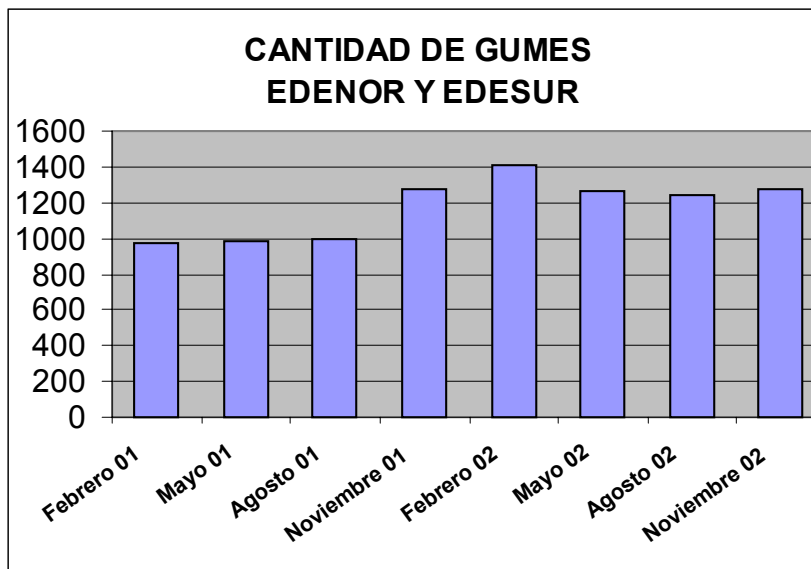
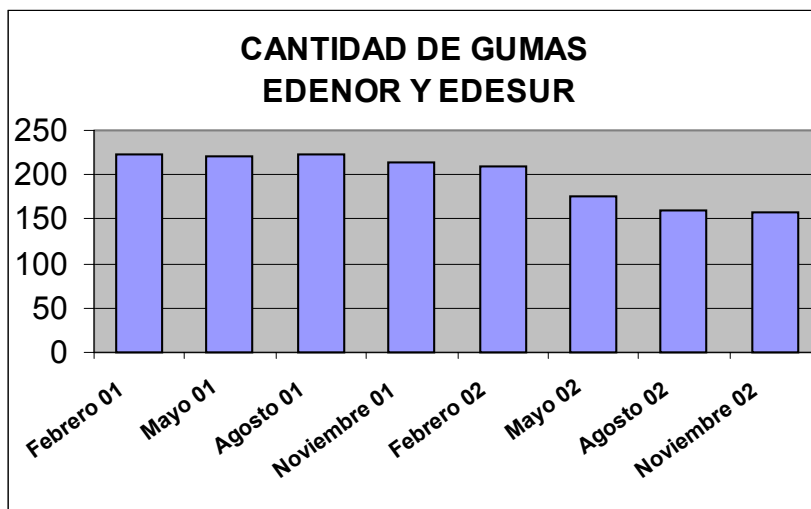
En el año 2002 se registró la salida de agentes GUMAS y GUPAS del MEM, que pasaron a ser clientes de las distribuidoras eléctricas EDESUR y EDENOR. La causa de ese desplazamiento está relacionada con los precios ofrecidos por las distribuidoras, que distan mucho de los precios del MEM, con lo cual la opción más económica para los usuarios ha sido ser cliente de las distribuidoras.

Los Grandes Usuarios Mayores (GUMAS) de las áreas de EDENOR y EDESUR comenzaron a tener una tendencia decreciente a partir de noviembre del año 2001, en el caso de los Grandes Usuarios Menores (GUMES) la tendencia es creciente a partir del mismo mes del año 2001, con un pico en febrero del año 2002 de 1411 agentes. En el caso de los Grandes Usuarios Particulares (GUPAS) la cantidad es absolutamente decreciente hasta desaparecer en noviembre de 2002. Cabe aclarar que la cantidad de agentes GUPAS en el país no es importante y en el área bajo estudio no es significativa.

La variación de la cantidad de agentes entre el mes de febrero del año 2001 y noviembre del año 2002 fue la siguiente: los GUMAS contaban en febrero de 2001 con 223 agentes y en noviembre con 157, los GUMES en cambio, pasaron de 969 a 1275 agentes incrementando su cantidad en dicho período y por último los GUPAS, de 7 agentes que luego se incrementaron a 12, comenzó

luego a disminuir su cantidad a 7 agentes hacia agosto del 2002, desapareciendo del MEM en noviembre del mismo año, como se indicó en el párrafo anterior.

En los siguientes gráficos se muestran las variaciones analizadas:

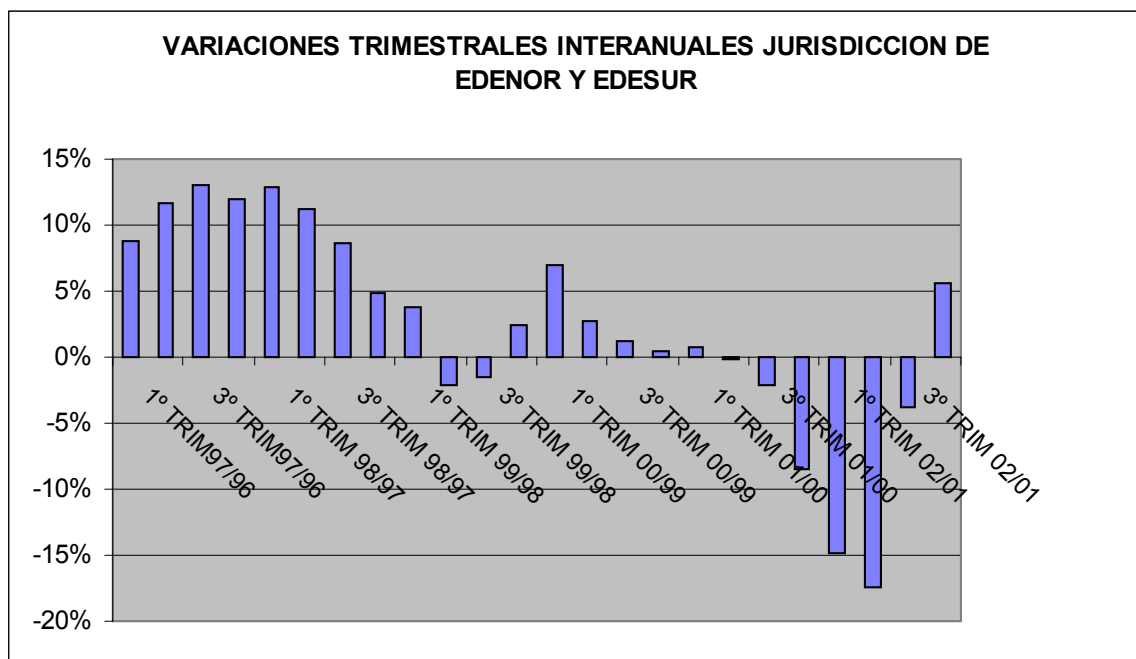


4) TENDENCIA HISTÓRICA DE LA DEMANDA DE GRANDES USUARIOS AREA EDENOR Y EDESUR:

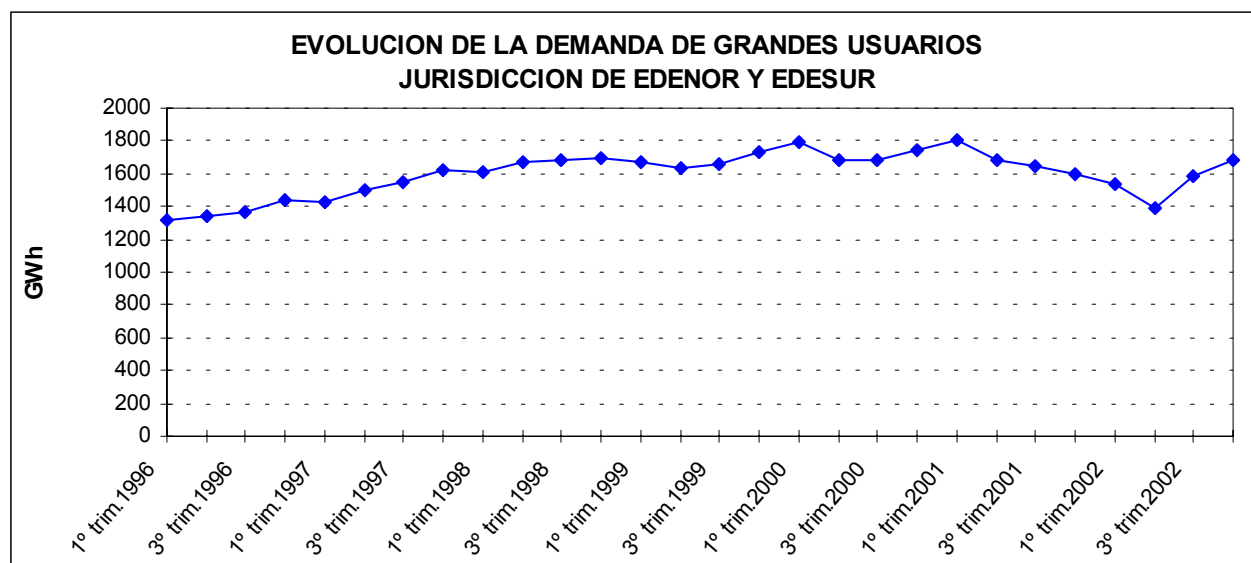
La tendencia histórica de la Demanda de los Grandes Usuarios de las áreas de concesión de EDENOR y EDESUR, ha sufrido altibajos importantes desde el 1° trimestre del año 1996 hasta el 4° trimestre de 2002. Las tasas de crecimientos durante los trimestres 1997/1996 y 1° semestre 1998/1997 fueron positivas entre un 11% y 13%. A partir del 2° semestre 1998 comienza un descenso en la tasa de crecimiento llegando a valores negativos entre -2% y -17%, esta última tasa de crecimiento es la más baja de la serie (2° trimestre 2002/2001), luego se observa una recuperación llegando recién a una tasa de crecimiento de signo positivo en el 4° trimestre 2002/2001, período que coincide con la lenta recuperación de la economía del país.

Los rubros que incluye la Demanda de Grandes Usuarios que se menciona en el párrafo anterior, son Manufactura, Construcción y Comercio.

En el siguiente gráfico se observa la tendencia analizada:



Si se analiza la evolución de la demanda de energía eléctrica de estos Grandes Usuarios en valores físicos, se observa que en el 1° trimestre del año 1996 la demanda física ascendía a 1.313 GWh mientras que para el 4° trimestre del año 2002 la misma fue de 1.685 GWh, resultando una tasa de crecimiento acumulada anual de 2,4%.



5) CONCLUSIONES:

La evolución de la Demanda de Energía Eléctrica de los Grandes Usuarios de las zonas de concesión de EDENOR SA y EDESUR SA, ha mostrado desde el año 1996 al 2002 un crecimiento que no ha sido tan dinámico como en otros períodos, pues el escenario de la economía argentina no ofreció a las distintas actividades que componen la demanda (Manufactura, Construcción y Comercio) grandes posibilidades de crecimiento.

Recién en el cuarto trimestre del año 2002, se registró un crecimiento de la demanda eléctrica de los GU de la muestra respecto a igual período de 2001, reflejando una economía que se va recuperando lentamente.

La salida de la convertibilidad trajo aparejado cambios en la conducta de los usuarios, dándose un proceso de sustitución de las importaciones que dio como resultado la reapertura de numerosas plantas fabriles que generaron una mayor producción industrial.

El proceso de sustitución de importaciones y las exportaciones son las dos causas fundamentales que motorizan la economía de hoy, y por ende la demanda de energía eléctrica de los Grandes Usuarios de la muestra, manifestó un incremento en el último trimestre del año 2002.

La tasa de crecimiento interanual (2002-2001) negativa de la Demanda Total de Grandes Usuarios de EDENOR y EDESUR, se debió a las tasas negativas de los tres primeros trimestres del año 2002.

En cuanto a las actividades, la mayor parte de ellas mostró crecimientos negativos también durante el año 2002 con respecto al año anterior, acorde a los datos de todo el país relevados por el EMI, pero en general en el último trimestre del año 2002 se reflejó finalmente, tanto en el EMI en términos estacionalizados, como en la Demanda de Energía Eléctrica de los GU de EDENOR y EDESUR, una lenta recuperación de la economía argentina.

ANEXO IV

USO RACIONAL DE LA ENERGÍA Y ENERGÍAS RENOVABLES

El Decreto N° 67/2003 ha reafirmado las funciones de la Secretaría de Energía, de la Subsecretaría de Energía Eléctrica y de las Direcciones de Prospectiva y Promoción, dentro del conjunto de funciones del área energética, en el contexto de la jurisdicción del Ministerio de Economía.

Dentro de los objetivos de la transformación del sector energético, se ha establecido la necesidad de orientar a los agentes del mercado, a los gobiernos provinciales, a usuarios de los diferentes sistemas energéticos, al sector empresario y al público en general, sobre las oportunidades de negocios (entre otras) en energías renovables y en el uso eficiente de la energía.

Las modalidades concebidas para promocionar las actividades de Uso Racional de la Energía y Energías Renovables, son flexibles a un mercado en consolidación y ávido de información técnica e institucional, tales como:

- Difusión
- Coordinación institucional
- Asistencia técnica
- Actualización de Archivos técnicos
- Diseño de programas de cooperación
- Diseño normativo
- Desarrollo de experiencias piloto

Complementariamente, la Subsecretaría de Energía Eléctrica se ha propuesto acompañar la convocatoria formulada por la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable, en el sentido de promover mediante acciones de difusión, un mejor conocimiento de las oportunidades de proyecto del Mecanismo de Desarrollo Limpio, bajo las normas de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático y el Protocolo de Kyoto.

Consulta Institucional

Esta consulta pretende actualizar y ampliar los contenidos del trabajo realizado para la Secretaría Energía y el Banco Interamericano de Desarrollo durante 1998, en el contexto de la Donación recibida del “Programa Mercados Sostenibles de Energía Sostenible” (MSES), adicionando consultas sobre el Rol de las Energías Renovables y las oportunidades para el desarrollo de proyectos para la mitigación de emisiones de CO₂, en el contexto de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático.

Actores a Consultar en el Mercado Energético

- 1 - Autoridades Provinciales
- 2 - Asociaciones de Usuarios
- 3 - Asociaciones de Bancos
- 4 - Empresas Instaladas en Parques Industriales
- 5 - Empresas Proveedoras de Equipos de Energía Renovable y Eficiencia Energética
- 6 - Comercializadores, Otras Compañías de Servicios Energéticos y Consultores

- 7 - Generadores
- 8 - Transportistas
- 9 - Distribuidores
- 10 - Organizaciones No Gubernamentales y Otras Fundaciones
- 11 - Consejo Federal de Energía Eléctrica-Representantes Provinciales
- 12 - Cooperativas

Los contenidos de la consulta se han orientado específicamente a requerir opiniones en temas vinculados con la eficiencia energética, las energías renovables y las oportunidades que brinda el Mecanismo de Desarrollo Limpio, en el contexto del Protocolo de Kyoto y la Convención Marco de Cambio Climático.

Para el caso de los gobiernos provinciales y de la Ciudad de Buenos Aires, y de representaciones ante el Consejo Federal de Energía Eléctrica, los temas en consulta se orientan a la identificación del interés específico en las temáticas señaladas, la secuencia de las temáticas, las capacidades de los gobiernos para abordarlas y los aspectos en los que podría ser requerida una mejora de conocimiento técnico.

En el caso de asociaciones de segundo grado, como las de usuarios, de bancos, de cooperativas y de empresas instaladas en parques industriales, las preguntas apuntan al interés operacional que cada tipo de institución podría tener en relación con los temas consultados.

Para el caso de las organizaciones nucleadas en torno al mercado eléctrico, (generadores, grandes usuarios, transportistas y distribuidores), se pretende consultarlos para detectar el interés propio y de terceros involucrables en actividades de eficiencia energética, energías renovables y proyectos de cambio climático.

Las empresas comercializadoras, productoras de equipamiento y consultores, se consultan en la medida de su potencial interés sectorial en la promoción de proyectos.

Las fundaciones y organizaciones no gubernamentales se han evaluado como puntos focales del interés en la temática consultada.

En general, se han formulado algunas preguntas de carácter universal, para detectar la apropiación institucional sobre los temas consultados

Preguntas incorporadas en la consulta:

- 1 – Si se dispone de algún programa de difusión y/o aliento a Uso Racional de la Energía (URE), Energías Renovables, Cambio Climático o Medio Ambiente
- 2 - Ordenar en forma decreciente las oportunidades de proyectos de energías renovables consideradas de mayor interés institucional: energía solar térmica, energía solar fotovoltaica, energía eólica, energía hidroeléctrica, energía de la biomasa, otras
- 3 - Ordenar en forma decreciente las oportunidades de proyectos de eficiencia energética consideradas de mayor interés institucional en iluminación residencial, alumbrado público, edificios públicos, industria, otras

4 – Si se dispone de personal especializado, en las siguientes temáticas: uso racional de la energía, energías renovables, medio ambiente, cambio climático

5 - Si se ha requerido asesoramiento técnico en temas como: uso racional de la energía, energías renovables, medio ambiente, cambio climático, otros

6 - En caso afirmativo, modalidad de asesoramiento utilizada: consultoría, cooperación internacional, asistencia del Gobierno Nacional, otros

7 - La convención marco de cambio climático y el protocolo de Kyoto están habilitando oportunidades para la ejecución de proyectos en energías renovables y eficiente de la energía, en el contexto del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)

- Conoce esta mecánica?	SI	NO
- Quisiera obtener mayor información?	SI	NO
- Estaría dispuesto a promover proyectos de MDL?	SI	NO
- Estaría dispuesto a implementar proyectos?	SI	NO

8 - Las nuevas condiciones establecidas a partir de la Ley 25.561, de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, han modificado las reglas de juego y en consecuencia las oportunidades para generar nuevos proyectos –entre otros- en energías renovables y en uso eficiente de la energía. Cuales son las ventajas y desventajas que han producido las modificaciones señaladas

9 - Ordenar en forma decreciente las condiciones que mejor pudieran complementar la Política Energética en el campo que nos ocupa: mayor difusión institucional, desarrollo de experiencias piloto, subsidios, ventajas impositivas, sistema de premios, otros

Más específicamente, se ha consultado a:

Entidades de protección del usuario, sobre cuál sería la disposición a pagar de sus asociados por una energía de menor impacto en el ambiente:

- 10% más cara que la actual
- 20% más cara que la actual
- No está dispuesto a pagar más, aunque el impacto en el ambiente sea menor

A las Asociaciones de Bancos, si los bancos asociados han detectado interés de empresas instaladas o a instalarse, en el desarrollo de proyectos vinculados al uso racional de la energía; energías renovables; medioambiente y/o cambio climático; o si algunas de las instituciones asociadas han recibido o evacuado consultas de empresas privadas u organismos multilaterales interesados en financiamiento de proyectos de energías renovables, financiamiento de proyectos de eficiencia energética, financiamiento “adicional” para proyectos insertos en el Mecanismo de Desarrollo Limpio (Protocolo de Kyoto) u otro tipo de consultas.

A los parques industriales, la opinión sobre las perspectivas de la industria en el parque que se consulta e identificación de las oportunidades para el logro de una mayor eficiencia energética (Por tipo de industria, tecnología de proceso e impacto en el ambiente).

A las empresas productoras de equipamiento de URE y ER, se les consultó sobre que tecnologías consideran que tendrán oportunidades competitivas durante los próximos 10 años: energías renovables, uso racional de la energía, medio ambiente y/o en atenuación del cambio climático. Cuáles serían las tecnologías de mayor impacto, desde el punto de vista energético, ambiental y

social, si existen barreras técnicas, económicas y financieras que desestimulen el interés empresario en proyectos de energías renovables, uso racional de la energía y/o mitigación del cambio climático, y medidas que -a manera de estímulos- deberían aplicarse para mejorar el interés empresario en proyectos de energías renovables, uso racional de la energía y/o mitigación del cambio climático.

Resultados preliminares de la consulta:

De las respuestas recibidas se observa en general que existe una preocupación común en relación con requerimientos de mayor información y /o difusión sobre MDL, y la percepción de que se puedan generar oportunidades para desarrollar nuevos proyectos en los ámbitos en cuestión.

Al respecto, se percibe una serie de planteos que resultan de interés para el desenvolvimiento del programa y que se resumen en lo que sigue:

- Voluntad en desarrollar experiencias piloto
- Solicitud de ventajas impositivas u otro tipo de incentivos
- Las distribuidoras coinciden en señalar que las mayores posibilidades de ejecución de proyectos de URE residen en los edificios públicos y en el alumbrado público
- En general, entre las empresas de distribuidores, generadores y grandes usuarios, son pocas las que cuentan con personal especializado o idóneo en URE y recursos renovables.

PROYECTO DE INCREMENTO DE LA EFICIENCIA ENERGETICA Y PRODUCTIVA DE LA PEQUEÑA Y MEDIANA EMPRESA ARGENTINA (PIEEP)

La Secretaría de Energía desarrolla con el aporte de la Agencia de Cooperación Técnica Alemana GTZ, el Proyecto de Incremento de la Eficiencia Energética y Productiva, ambientalmente sostenible (PIEEP) en el sector de las PyME Argentinas.

El proyecto, en ejecución desde mediados de 1999, ha obtenido resultados promisorios en un contexto difícil para el desarrollo de la actividad empresarial.

Sus actividades de promoción, demostración e implantación de Eficiencia Energética, Productiva y Ambiental (EEPA) mediante Unidades de Demostración de EEPA, talleres de formación y estudios sectoriales en empresas de los sectores lácteo, chacinados, azucarero y cítricos ha permitido a las empresas participantes mejorar la eficiencia en el uso de energéticos, elevar la calidad y eficiencia de los procesos industriales, obtener una mayor sustentabilidad ambiental, disminuir los costos energéticos y productivos e incrementar las ganancias de las PyME.

Objetivo del Proyecto

El proyecto PEEP tiene como objetivo mejorar las condiciones de competitividad de la Pequeña y Mediana Empresa Argentina, promoviendo la implantación de la Gestión Energética, Productiva y Ambiental en las plantas industriales y de servicios del sector PyME.

La disminución de la facturación de energéticos por la aplicación de programas de gestión de energía, se traduce en incrementos de ganancias por parte de las empresas. La incorporación de los aspectos productivos y ambientales en el tratamiento de la eficiencia energética es el aspecto diferencial del presente programa y los programas de URE desarrollados en las décadas pasadas.

Líneas de acción

Para arribar al objetivo planteado, el proyecto cuenta con cuatro líneas de acción, que integran el conjunto de actividades destinadas a producir los resultados esperados y necesarios. Se describe a continuación la integración de las mismas y el grado de desarrollo que se ha obtenido.

La primera línea de acción consiste en el desarrollo de unidades de demostración por sector empresarial, aplicadas a grupos asociativos y a parques industriales. Estos proyectos demostrativos tienen como finalidad difundir los logros obtenidos por la EEPA y producir el efecto multiplicador necesario, para su extensión en el conjunto de la rama industrial considerada.

La segunda línea de acción consiste en la promoción y crecimiento de una oferta adecuada de servicios energéticos al sector de las PyME. Esta oferta está integrada por empresas de consultoría, ingeniería, proveedores de equipos, servicios financieros e instituciones de I&D. Al hablar de oferta adecuada, nos estamos refiriendo a los aspectos de costo y calidad de los servicios ofrecidos, teniendo en cuenta las características diferenciales de las PyME con respecto a las grandes empresas.

La tercera línea de acción consiste en el desarrollo de una demanda de servicios energéticos por parte de las PyME como respuesta a necesidades de la gestión empresarial PyME, en su camino a generar una mayor competitividad, incrementos de ganancias y menores costos, aplicando la EEPA como método instrumental.

La cuarta línea de acción consiste en elaborar propuestas de políticas de eficiencia energética, productiva y ambiental, que permitan el desarrollo sostenible en la demanda de energéticos, de un Mercado de Servicios Energéticos (MSE) para PyME. El proyecto promoverá la aplicación de programas de monitoreo de los efectos de las políticas de EEPA oportunamente aplicadas.

Entidades Participantes

En el proyecto participaron las siguientes entidades: Secretaría de Energía, Universidad Tecnológica Nacional, Instituto de Desarrollo Empresarial Bonaerense, Unión Industrial de la Provincia de Buenos Aires, Dirección Provincial de Energía de la Provincia de Buenos Aires, Cámara Argentina de Chacinados, Dirección de Tecnología de GCBA, Dirección de Tecnología de la SAyDS, Estación Experimental Obispo Colombes, Dirección de Lechería de la Provincia de Entre Ríos, Dirección de Desarrollo Gasífero de la Provincia de Entre Ríos, Centro de Investigación para el Uso Racional de la Energía (INTI), Centro de Investigación para la Industria Láctea (INTI), Centro Regional Trenque Lauquen (IDEB), Grupo Asociativo Cuenca Lechera del Oeste, Grupo Asociativo de Empresas Lácteas de Entre Ríos, empresas de chacinados Valuet S.A. y Tapalqué S.A, empresas integrantes de la Cámara de Chacinados, empresa láctea Don Atilio S.A. y participantes de los distintos talleres desarrollados por el PIEEP.

Resultados Obtenidos

En el sector lácteo se desarrollaron actividades en empresas productoras de queso de la Provincia de Buenos Aires y de la Provincia de Entre Ríos.

El primer caso se constituye en una Unidad Demostrativa (UD) simple situada en la Ciudad de Tandil, perteneciente a la cuenca lechera Mar y Sierras. En el segundo caso se constituye una UD múltiple de nueve empresas con centro en Trenque Lauquen, localizadas en la cuenca lechera del Oeste, y nucleadas en un grupo asociativo constituido en el marco de los programas del Instituto de Desarrollo Económico Bonaerense. El tercer caso se constituye en una UD múltiple de cinco empresas con centro en la Ciudad de Paraná integradas en un grupo asociativo constituido en el marco del programa PRE de la SEPyME. Los resultados obtenidos en el conjunto de las empresas se describen a continuación.

Los ahorros en energía por aplicación de la gestión EEPA en pesos de octubre del 2001 suman un total de 116.000 \$/año. En valores porcentuales la disminución de consumo varía, según sea la empresa considerada, del 14 % al 54%. La disminución en el consumo de agua alcanza la cifra de 14.100 m³/año, que en porcentuales varía, según sea la empresa considerada, del 15% al 40%. La reducción estimada de emisiones de CO₂ es de 1.302 ton/año. Finalmente, el incremento de utilidades por disminución de consumos energéticos en porcentuales sobre las ganancias anuales del año 2000 varía, según la empresa, entre el 8% y el 28%.

En el caso del sector chacinados las actividades se desarrollaron en dos plantas situadas en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CABA). En primer lugar se elaboró un documento sectorial, de

carácter energético productivo y ambiental, que fue presentado en el taller organizado por la cámara que agrupa a los industriales de chacinados y afines de la CABA

Los ahorros de energía por aplicación de la gestión EEPA en pesos de octubre del año 2001, alcanzan a 20.500 \$/año. Los ahorros en energía eléctrica, por una correcta gestión del frío en las cámaras alcanzan valores de 30% y 50% sobre el consumo anual. La reducción del consumo de agua en una de las empresas llega a 6.000 m³ /año. En el caso de chacinados se constituyó un grupo de trabajo para el desarrollo de tecnologías en sistemas de monitoreo de cámaras frigoríficas integrado por una institución en I&D, una empresa proveedora de sistemas de control y una empresa consultora en frío industrial.

En los sectores azucarero y de cítricos, en la Provincia de Tucumán, están muy avanzados los estudios en dos plantas industriales (una por sector, respectivamente), previéndose para fines de septiembre su finalización. En estos casos existe el acuerdo y compromiso de cooperación del proyecto de Producción Limpia que ha comenzado a desarrollar la Dirección de Tecnología de la SAyDS.

Se desarrollaron talleres de capacitación para consultores y empresas PyME durante el transcurso de las actividades del proyecto tales como: Taller de “Perfil de Consultoría para PyME, enfoque y acercamiento”. Taller de la industria del chacinado “Análisis del estudio Sectorial”. Taller de “Evaluación de Proyectos de EEPA”. Taller de “Gestión Energética Eficiente de Cámaras Frigoríficas”. Taller de “Desarrollo de Unidades de Demostración”. Taller de la industria láctea “Eficiencia Productiva en la Industria Quesera”. Taller de “Impacto Económico de la Eficiencia Productiva en el Sector Lácteo”. Taller de “Como disminuir el Costo Energético” en los consumos de energía eléctrica y gas natural.

En el transcurso del proyecto fueron desarrolladas actividades de difusión del proyecto PIEEP en cámaras empresarias, instituciones públicas y privadas, sectores de gobierno y universidades.

PROYECTO PERMER

Programa de Energías Renovables en Mercados Rurales

INTRODUCCION

Durante el año 2002 la ejecución del proyecto fue seriamente afectada por los acontecimientos de dominio público en materia económica y financiera, en particular la importante devaluación de la moneda argentina. Hacia fines de año el Proyecto llegó a una completa parálisis por la suspensión de los desembolsos del Banco Mundial que se reanudaron recién a fines de enero de 2003.

Fue menester reprogramar las actividades previstas para ajustarlas al nuevo escenario, y se negoció con el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento y el Fondo Fiduciario para el Medio Ambiente una enmienda al convenio original para permitir su adecuación a las reales posibilidades económicas de todas las partes involucradas en el Proyecto. Esta enmienda se encuentra a la firma del Sr. Ministro de Economía (Marzo 2003).

Con las modificaciones descriptas sumadas al nuevo contexto de estabilidad económica se espera que durante 2003 la operatoria del Proyecto recobre su ritmo normal.

1 OBJETIVOS y CONTENIDO DEL PROYECTO

1.1 Objetivos

El Proyecto tiene como objetivo central de desarrollo, mejorar la calidad de vida de la población rural que no ha sido alcanzada por el Programa de Transformación Eléctrico, contribuyendo de esta manera a su afincamiento y la mitigación de la migración rural, a través de:

- La provisión de un servicio eléctrico que satisfaga sus necesidades básicas de iluminación y comunicación social, con fuentes descentralizadas de suministro basadas en tecnologías que mayoritariamente usen recursos renovables.
- La promoción de la participación del sector privado en la provisión de este suministro de manera de lograr la sostenibilidad del proyecto.
- El fortalecimiento de la capacidad institucional y técnica de los entes reguladores en materia de implementación y uso de energías renovables.
- El mejoramiento de la información sobre fuentes de energía renovables existentes en el país.

Para lograr estos objetivos, el Proyecto se fundamenta en las siguientes premisas básicas:

- La electrificación del Mercado Eléctrico Disperso (MED) se realizará utilizando, prioritariamente, sistemas fotovoltaicos, eólicos, microturbinas hidráulicas y eventualmente generadores diesel. En particular los servicios individuales serán servidos por sistemas fotovoltaicos individuales (Solar Home Systems, SHS). En el caso de los servicios colectivos, las tecnologías de suministro mencionadas competirán sobre la base del menor costo de la energía suministrada.

- Responsabilidad compartida entre los usuarios, que pagarán en todos los casos por el servicio eléctrico un derecho de instalación y una tarifa, acorde con sus reales posibilidades económicas, el Estado Nacional y los Gobiernos Provinciales, que aportarán lo necesario en subsidios por usuario abastecido, para el cierre económico del negocio.
- La implementación de este proyecto se realizará a través de la concesión de la prestación del servicio eléctrico en cada provincia a una empresa privada que desee hacerse cargo del mismo dentro de los términos de su contrato de concesión. Este contrato establece las obligaciones de calidad técnica y comercial del servicio eléctrico a suministrar, las obligaciones del concesionario y las responsabilidades de la concedente.
- En principio, el área del MED será toda el área provincial no incluida en el Mercado Concentrado (MC). Las concesiones ya otorgadas reconocen dos situaciones: a) las que incluyen explícitamente el concesionamiento del MED y b) las que tienen un solo concesionario con la responsabilidad de atender en toda la provincia (MC Y MED). Para la situación (b), el Ente Regulador Provincial debería establecer las condiciones del abastecimiento del MED, en caso de que exista convergencia de intereses entre la provincia y el concesionario existente.
- Las provincias incorporables a este proyecto, deben estar legalmente capacitadas para concesionar las áreas de su MED a empresas privadas. Además, deben estar dispuestas a afectar recursos propios, provenientes del FEDEI (Fondo Especial para el Desarrollo Eléctrico del Interior), FCT (Fondo de Compensaciones Regionales de Tarifas) u otros para ser aplicados como contrapartida local al financiamiento. Otra condición es la existencia de un ente regulador eléctrico ya integrado al momento de iniciar la implementación del Proyecto en la provincia.

1.2 Componentes

- Subproyectos Provinciales

En términos generales, el Proyecto puede considerarse como compuesto por subproyectos en cada una de las provincias participantes, consistentes en la concesión de los servicios eléctricos en el MED, a una empresa privada que esté técnica y financieramente capacitada para concretar, en su área, los objetivos generales del PERMER.

- Subproyectos Piloto de Sistemas Eólicos Individuales

El Proyecto prevé la ejecución de dos subproyectos piloto para evaluar la viabilidad del suministro eléctrico domiciliario con sistemas eólicos individuales, en los casos en que la población rural dispersa a servir esté localizada en regiones con recurso eólico suficiente, y que el subproyecto sea una opción técnica y económicamente factible de implementar y sostener en el marco de un mercado rural concesionado.

- Asistencia técnica (Energías Renovables, PERMER)

El PERMER incluye una componente de asistencia técnica destinada a reforzar la sustentabilidad del Proyecto. Los estudios que se desarrollan con esta componente son de sustancial importancia para coadyuvar a la concreción de los objetivos del Proyecto.

- Asistencia Técnica a la Secretaria de Energía

Esta componente está dirigida a asistir a la Secretaría de Energía en la reforma del sector eléctrico, en áreas críticas tales como la de libre competencia en transmisión, distribución y venta de energía, políticas de eficiencia energética, estrategias de utilización de tecnologías con energías renovables, integración regional y preservación del medio ambiente.

2 FINANCIACIÓN DEL PROYECTO

El Proyecto se financia con un préstamo del Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF) de 30 millones de dólares, una donación del Fondo Fiduciario Mundial para el Medio Ambiente (GEF) de 10 millones de dólares, y aportes de las provincias, empresas concesionarias del servicio, usuarios del servicio (a través de la tarifa), aportes del Ministerio de Educación (para las escuelas), y un mínimo de aportes del Tesoro Nacional.

El total de la contrapartida nacional ha disminuido sensiblemente a partir de la última enmienda al convenio con el Banco Mundial, próxima a firmarse, en atención a la difícil situación económica que atraviesa el país.

Los montos totales de inversión previstos para el proyecto – en millones de dólares -, según su última revisión, son:

Inversiones	46,62
Asistencia Técnica a la SE	1,42
Asistencia Técnica al PERMER	2,56
Administración	2,23
	52,83

Según el destino de los fondos, varían los porcentajes de aporte de cada origen, como puede verse en el cuadro siguiente:

	BIRF	GEF	Educación	Fondos Pciales.	Tesoro Nacional	Concesio -narios	Usuarios	TOTAL
Inversiones	49%	13%	6%	12%	0%	20%	1%	100%
Asistencia Técnica a la SE	95%	0%	0%	0%	5%	0%	0%	100%
Asistencia Técnica al PERMER	29%	71%	0%	0%	0%	0%	0%	100%
Administración	67%	31%	0%	0%	2%	0%	0%	100%

3 GRADO DE AVANCE EN LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO A MARZO DE 2003 PERSPECTIVAS DE LA IMPLEMENTACION DEL PROYECTO EN LAS PROVINCIAS

Provincia de Jujuy:

- Se espera para los primeros días de abril de 2003 la apertura de ofertas de la licitación internacional para la provisión, y concurso público para la instalación de 750 equipos solares domiciliarios que se suman a otros 750 ya instalados en 2001.
- Se está efectuando un estudio relativo a usos productivos en el MED.
- Se está efectuando un estudio, en apoyo al Ente Regulador provincial, de la incidencia de los cambios económicos en la tarifa del mercado rural.

Provincia de Tucumán:

- Se adjudicó la licitación internacional para la adquisición, y el concurso público para la instalación de 39 equipos fotovoltaicos que próximamente serán instalados en 35 escuelas rurales de esa provincia. Parte de la financiación de los equipos correspondió al Ministerio de Educación.
- Se está efectuando un estudio relativo a usos productivos en el MED.
- Se encuentra a la firma una adenda al convenio de participación.

Provincia de Salta:

- Se ha dado comienzo al estudio del mercado salteño.
- Se están preparando los pliegos de licitación para abastecer mediante energía solar a un máximo de 157 escuelas, aunque la cifra definitiva está sujeta a la decisión del Ministerio de Educación que financia parcialmente los equipos.

Provincia de Santiago del Estero:

- En la provincia hay 503 escuelas sin electricidad. En una primera etapa se contaría con financiación complementaria del Ministerio de Educación para electrificar, mediante paneles solares, a 70 de ellas. La empresa concesionaria del servicio eléctrico en la provincia no estaría dispuesta a tomar a su cargo estas instalaciones, por lo que se está trabajando en conjunto con las autoridades provinciales en la búsqueda de una solución. Se estima que en los próximos dos meses se estaría lanzando la correspondiente licitación.

Provincia de Río Negro:

- Están finalizados y aprobados los Pliegos para licitar la provisión e instalación de equipos fotovoltaicos para 33 Escuelas Rurales. Asimismo, se procedería a la contratación de la operación y mantenimiento de los equipos mencionados, cuyos pliegos se encuentran terminados. El proceso se encuentra actualmente demorado ya que el Ministerio de Educación, que lo financiaría parcialmente, considera que las escuelas en cuestión no son elegibles dentro de su plan “Captamos el sol y lo hacemos luz”. Esto obligaría a que el gobierno provincial tomara a su cargo esta erogación, decisión que no ha asumido todavía.

Provincia de la Rioja:

- Está en proceso la elaboración de los pliegos para adquisición e instalación de equipos fotovoltaicos para las escuelas rurales, y para su operación y mantenimiento.
- Se está elaborando el pliego de Concesionamiento del Mercado Rural Disperso, que la provincia tiene previsto realizar próximamente.
- Durante 2003 está previsto comenzar con las actividades del estudio de mercado en la provincia.

Provincia de Buenos Aires:

- A fines de 2002 se firmó del Acuerdo de Asistencia Técnica con la provincia.
- En el segundo trimestre del 2003, se comenzará con las actividades del estudio de mercado.

San Juan:

- A fines de 2002 se firmó del Acuerdo de Asistencia Técnica con la provincia.

Chubut:

- En marzo de 2003 se firmó con el Centro Regional de Energía Eólica (CREE) el contrato para la ejecución del Proyecto Piloto Eólico en el ámbito de la provincia, agregando al mismo la implementación de aprovechamientos eólicos en reservas naturales según convenio a suscribir próximamente con la Subsecretaría de Turismo y Deportes.

- Se encuentra a la firma una adenda al convenio de participación.

Convenios firmados como condición de implementación del proyecto en las Provincias

PROVINCIA	Secretaria de Energía y Gobierno Provincial		Provincia y Concesionario
	Convenio de Participación	Acuerdo de Asistencia Técnica	Acuerdo de Implementación
Río Negro	Ejecutado		En proceso
Corrientes	Ejecutado		-----
San Luis	Ejecutado		En proceso
Jujuy	Ejecutado		Ejecutado
Chubut	Ejecutado		En proceso
Mendoza	Ejecutado		En proceso
Tucumán	Ejecutado		Ejecutado
Sgo.del Estero	Ejecutado		En proceso
Salta	Ejecutado		Ejecutado
Chaco	Ejecutado		-----
La Rioja	Ejecutado		En proceso
Neuquén		Ejecutado	-----
Formosa		Ejecutado	-----
Córdoba		Ejecutado	-----
Santa Fe		Ejecutado	-----
Chaco		Ejecutado	-----
San Juan		Ejecutado	-----
Bs. As.		Ejecutado	-----

Asistencia Técnica -PERMER

ACTIVIDADES	ESTADO	Observaciones
Proyecto Piloto Eólico	Adjudicado	Comienzo de actividades 20/03/03
Estudios de mercado ⁽¹⁾	EJECUTADOS: Chubut Corrientes Entre Ríos Jujuy Mendoza Río Negro San Luis Sgo. del Estero Santa Fe Tucumán	
Seminarios a clientes y concesionarios	EJECUTADO	
Manual de Costos	EJECUTADO	En proceso de actualización
Créditos ambientales	EJECUTADO	
Estudio sobre usos productivos en la Pcia. de Jujuy	EN PROCESO	
Estudio sobre el impacto de la ley de emergencia económica y su incidencia en la tarifa del mercado rural en la Pcia. de Jujuy.	EN PROCESO	
Estudio sobre usos productivos en la Pcia. de Tucumán	EN PROCESO	

Referencias:

Financiamiento: A fin de reducir los costos del proyecto de acuerdo a la situación actual del país, los estudios de mercado previstos se realizarán con recursos propios de la UCP.

Asistencia Técnica a la Secretaría de Energía

ACTIVIDADES	ESTADO	Observaciones
a) Revisión tarifaria	-----	Suspendido
b) Eficiencia energética	-----	Suspendido
c) Estudio de costos de falla	-----	Suspendido
d) Cambio de hora oficial	Ejecutado	