

PRESIDENTE DE LA NACIÓN
Dr. Eduardo Alberto DUHALDE

MINISTRO DE ECONOMÍA
Dr. Roberto LAVAGNA

SECRETARIO DE ENERGÍA
Lic. Alberto Enrique DEVOTO

SUBSECRETARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Lic. Darío ARRUÉ

DIRECCIÓN NACIONAL DE PROSPECTIVA
Ing. Juan MEIRA

DIRECCIÓN NACIONAL DE PROMOCIÓN
A/C Ing. Alicia BARAGATTI

SUBSECRETARÍA DE COMBUSTIBLES
Ing. Alberto SUAREZ LYNCH

DIRECCIÓN NACIONAL DE RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS
Ing. Julio CASTELLS

DIRECCIÓN NACIONAL DE ECONOMÍA DE LOS HIDROCARBUROS
Lic. Diego GUICHON

**DIRECCIÓN GENERAL DE COOPERACIÓN Y
ASISTENCIA FINANCIERA**
Dra. Marta ZAGHINI



**INFORME MENSUAL
DE COYUNTURA
ENERGÉTICA**

**Centro de Estudios
Energéticos**

Paseo Colón 171, 9no. Piso,
Buenos Aires, Argentina
Tel.: (54-11) 4349-7420
Fax: (54-11) 4349-7209
cee@mecon.gov.ar

Staff

Investigadores:

Lic. Olga Muiño
Lic. Emiliano Lafalla
Lic. María Florencia
Marcarian

**Relaciones
institucionales:**

Lic. Patricia Álvarez

Diseño y diagramación:

Ing. Laura Márquez

Asistente:

Lic. María Paz Cereijo

**Año I N° 5
Noviembre
de 2002**

*Las expresiones vertidas por
los autores no
necesariamente reflejan la
visión de la Secretaría de
Energía ni la del Centro de
Estudios Energéticos*

ÍNDICE

Nota Presentación	5
I- Monitor de variables energéticas	7
II- Notas de Análisis	8
II.1- SEMINARIO:	8
“EL MERCADO DEL GAS LICUADO DE PETROLEO EN ARGENTINA”	8
II.2- PROGRAMA ELI (Efficient Lighting Initiative) en ARGENTINA	15
III- Los números del sector energético	20
III.1- Combustibles	20
III.1.1 Petróleo	20
Upstream	20
Downstream	22
III.1.2 Gas Natural	23
Upstream	23
Downstream	25
III.1.3 Pozos	28
III.1.4 Precios y Regalías	29
III.1.5 Evolución Precios y Paridades de Exportación e Importación de Gas Oil y Motonaftas	31
III.1.6 Comercio Internacional	36
III.2 Electricidad	37
III.2.1 Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)	37
III.2.2 Mercado Eléctrico Mayorista Sistema Patagónico (MEMSP)	42
III.2.3 Análisis comparado de Tarifas eléctricas	44
IV- Novedades legislativas	46
V- Agenda de Eventos	57



Nota Presentación

Con el principal objetivo de informar sobre el estado de situación de los Sectores Eléctrico y de Combustibles, el **Centro de Estudios Energéticos**, presenta la quinta edición del **Informe de Coyuntura Energética**, el cual es mayoritariamente elaborado en base a los diversos datos que se reciben y procesan en la Secretaría de Energía.

Al igual que en anteriores ediciones, se incluye un *“Monitor de variables energéticas”* que permite visualizar rápidamente cuál ha sido el comportamiento del sector en el período considerado, y su variación respecto al mismo período de 2001.

El pasado 20 de noviembre se llevó a cabo en el Ministerio de Economía un Seminario sobre **El mercado de gas licuado de petróleo en la Argentina**. Convocado por esta *Secretaría* y organizado, técnica y logísticamente por el *Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi”*, su principal objetivo fue el de conocer y debatir la problemática vinculada a este combustible que cumple un rol social de primera necesidad en el abastecimiento energético para un importante segmento de la población de bajos recursos.

Como se sabe, a partir de la brusca salida de la convertibilidad y la sanción de la Ley de Emergencia Económica N° 25.561, en enero del corriente año, entre otras importantes consecuencias de carácter general, también el mercado de los combustibles líquidos se vio seriamente afectado. Con el virtual congelamiento de las tarifas de servicios públicos, particularmente las de gas natural, se instala en Argentina una situación paradójica. Por un lado, el consumidor de este último combustible (unos 22 millones de personas) queda cubierto por una legislación de emergencia que lo protege -al menos mientras ésta se extienda- de incrementos en la tarifa, mientras que el consumidor de gas licuado de petróleo (unos 15 millones de habitantes) sufre los incrementos de precios en forma directa, en función de la cotización del dólar, sin ninguna intervención del poder público. La Secretaría de Energía consideró oportuno debatir los puntos de vista de los diferentes actores de este mercado con vistas a generar consensos que contribuyan a una rápida sanción de un Marco Regulatorio específico para el sector. Las posiciones de los diferentes actores de este mercado, así como las conclusiones a las que se arribaron durante el Seminario son reflejadas en la nota principal de esta edición del Informe.

En otro orden, en esta oportunidad también se incluye un interesante artículo sobre el grado de desarrollo alcanzado por el *Programa ELI (Efficient Lighting Initiative) en Argentina*, y las barreras que deben superarse para una mayor y más rápida inserción en nuestro país, donde la iluminación representa el 26% del consumo total de energía eléctrica. El programa maestro ELI -cuyo origen se ubica en Polonia, en 1996, fue diseñado por la Corporación Financiera Internacional (CFI) y es financiado por el Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM). Su principal objetivo es *acelerar la introducción de lámparas, luminarias y equipos auxiliares que contribuyen a la iluminación eficiente*.

El uso eficiente de energía eléctrica rinde múltiples beneficios para el conjunto de la sociedad. Además de disminuir el impacto ambiental -no sólo localmente sino a nivel global- y postergar el agotamiento de los recursos no renovables utilizados en la generación de electricidad, contribuye al ordenamiento de las inversiones necesarias en el sector, cambiando las prioridades. A pesar de estas

ventajas, existe aún un importante potencial sin aprovechar. Este tema es abordado en detalle en la nota que se publica.

La sección de *Los números del sector energético*, como es habitual incluye exclusivamente información estadística sobre los principales indicadores del sector, tanto de combustibles -petróleo y gas natural- como de electricidad. Desde el “upstream” hasta el “downstream” de los hidrocarburos, pasando por la perforación de pozos, la producción por cuenca, provincia, operador y área, el procesamiento de crudo y la elaboración de subproductos, hasta el comercio internacional de estos productos, a través de sus cifras más representativas, están considerados aquí. También el comportamiento de los mercados eléctricos mayoristas MEM Y MEMSP es reflejado a través de sus indicadores. Todo esto, sumado a un análisis comparado de tarifas eléctricas entre distribuidoras, para consumos residenciales e industriales.

Finalmente, el informe se completa con una recopilación de las normas jurídicas (resumidas) vinculadas al sector de la Energía, sancionadas y publicadas en el Boletín Oficial durante el corriente año, hasta el 6 de diciembre inclusive, y una agenda de eventos, nacionales e internacionales, que descontamos será de interés para nuestros lectores.

Centro de Estudios Energéticos



I- Monitor de variables energéticas

MONITOR DE VARIABLES ENERGÉTICAS						
Energía Eléctrica - MWh	oct-01 (1)	oct-02 (2)	VAR% (1-2)	ene-01 a oct-01 (3)	ene-02 a oct-02 (4)	VAR% (3-4)
Generación neta para cubrir demanda interna (MEM) 1	6,145,400	6,331,600	3.03%	64,740,400	62,775,100	-3.04%
Exportaciones 3 - 5	-	152,291		4,585,520	2,555,231	-44.28%
Importaciones 4	497,277	804,863	61.85%	6,017,363	7,168,887	19.14%
Demanda neta agentes MEM 2	5,857,700	5,944,300	1.48%	61,764,700	59,934,300	-2.96%
Gas Natural - Mm3	oct-01 (1)	oct-02 (2)	VAR% (1-2)	ene-01 a oct-01 (3)	ene-02 a oct-02 (4)	VAR% (3-4)
Producción	3,625,689	3,517,968	-2.97%	38,821,746	39,126,405	0.78%
Exportaciones (*)	499,339	448,120	-10.26%	6,043,689	5,555,856	-8.07%
Importaciones						
Consumo Aparente	3,126,350	3,069,848	-1.81%	32,778,057	33,570,549	2.42%
Petróleo - m3	oct-01 (1)	oct-02 (2)	VAR% (1-2)	ene-01 a oct-01 (3)	ene-02 a oct-02 (4)	VAR% (3-4)
Producción	3,825,932	3,643,411	-4.77%	37,597,683	36,541,112	-2.81%
Exportaciones	1,418,620	1,295,578	-8.67%	13,237,013	12,556,725	-5.14%
Importaciones	751	-	-100.00%	1,547,225	689,562	-55.43%
Consumo Aparente	2,408,063	2,347,833	-2.50%	25,907,895	24,673,949	-4.76%
Naftas - m3	oct-01 (1)	oct-02 (2)	VAR% (1-2)	ene-01 a oct-01 (3)	ene-02 a oct-02 (4)	VAR% (3-4)
Producción	551,992	542,528	-1.71%	5,979,508	5,444,708	-8.94%
Exportaciones	262,515	224,433	-14.51%	2,212,691	2,294,200	3.68%
Importaciones	10,443	311	-97.02%	65,608	3,502	-94.66%
Consumo Aparente	299,920	318,406	6.16%	3,832,425	3,154,010	-17.70%
Gasoil - m3	oct-01 (1)	oct-02 (2)	VAR% (1-2)	ene-01 a oct-01 (3)	ene-02 a oct-02 (4)	VAR% (3-4)
Producción	970,860	1,000,887	3.09%	10,311,343	9,106,761	-11.68%
Exportaciones	184,520	199,032	7.86%	1,372,569	1,049,882	-23.51%
Importaciones	16,164	931	-94.24%	367,033	344,811	-6.05%
Consumo Aparente	802,504	802,786	0.04%	9,305,807	8,401,690	-9.72%
Fuel Oil - Ton	oct-01 (1)	oct-02 (2)	VAR% (1-2)	ene-01 a oct-01 (3)	ene-02 a oct-02 (4)	VAR% (3-4)
Producción	132,495	162,058	22.31%	1,496,520	1,510,244	0.92%
Exportaciones	6,279	120,034	1811.68%	566,047	705,909	24.71%
Importaciones	-	-		14,167	6,674	-52.89%
Consumo Aparente	126,216	42,024	-66.70%	944,640	804,335	-14.85%

(*) Directas e Indirectas

Fuente: 1 y 2 - Cammesa. 3 y 4 Elaboración interna de la Secretaría de Energía.

5 Exportaciones: Ver comentario en Novedades Parque Generación Eléctrica

Fuel Oil, Gasoil, Prod. De Gas, naftas y petróleo en base a SESCO - Subsecretaría de Combustibles

II- Notas de Análisis

II.1- SEMINARIO:

“EL MERCADO DEL GAS LICUADO DE PETROLEO EN ARGENTINA”

El 20 de noviembre pasado se celebró en el Ministerio de Economía un Seminario convocado por la *Secretaría de Energía de la Nación*, cuya organización técnica y logística estuvo a cargo del *Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi”*. El objetivo propuesto fue el de conocer y discutir las temáticas relevantes respecto al gas licuado de petróleo (GLP) en Argentina.

El GLP cumple un rol social de primera necesidad en el abastecimiento energético para un segmento importante de la población de bajos recursos, generalmente ubicado en zonas con baja densidad de población y circundante o alejado de los cascos urbanos.

El contexto del mercado de combustibles líquidos se ha visto distorsionado a partir de la brusca salida de la convertibilidad y de la sanción de la Ley de Emergencia Económica N° 25.561, en enero del corriente año, que dispuso la pesificación y congelamiento tarifario en todos los servicios públicos y encomendó al Poder Ejecutivo iniciar procesos de renegociación de los contratos de concesión, sujetando dicha renegociación al cumplimiento de un conjunto de pautas (Art. 8 y 9). La principal de ellas: morigerar los aumentos tarifarios para que éstos pudieran ser efectivamente afrontados por el público consumidor.

En este marco de virtual congelamiento de las tarifas de los servicios públicos y particularmente las de gas natural y energía eléctrica, se instala en Argentina una situación paradójica. Por un lado, el consumidor de gas natural (unos 22 millones de personas) está cubierto por una legislación de emergencia que lo protege -al menos durante la emergencia- de

incrementos desmedidos de la tarifa; en cambio, el consumidor de gas licuado de petróleo (unos 15 millones de habitantes) sufre los incrementos de precios en forma directa, en función de la cotización del dólar, sin ninguna intervención del poder público.

La Secretaría de Energía ha considerado oportuno debatir ideas y puntos de vista que permitan generar consensos, y sobre la base de los mismos, debatir políticas y normativa para ser aplicadas en el futuro.

Por otra parte es un hecho que la problemática del GLP tiene puntos en común con la realidad de otros países de la región y que no son pocos los estados donde el consumo de este combustible está regulado por una legislación específica que tiene en cuenta las características propias de este mercado. Por tal razón existe la posibilidad de incorporar a la elaboración de políticas y normativas en la Argentina, las experiencias de otros países.

Esta situación contrasta fuertemente con el hecho de que en nuestro país existen, desde los tiempos de la ex empresa estatal Gas del Estado, un conjunto de normas técnicas que los actores de mercado deben cumplir. Sin embargo, a partir de la privatización de esa empresa estatal, en 1992, y el inicio del proceso de desregulación, no existen normas o procedimientos que determinen el modo en que debe ser abastecido el producto, sobre todo en lo referente a la protección efectiva de los derechos que le asisten a los consumidores de acceder al producto a precios razonables, en condiciones de calidad, confiabilidad y seguridad de los suministros.



Frente a este vacío legal, es un antecedente importante el hecho que exista un conjunto de iniciativas parlamentarias de proyectos de ley de Marco Regulatorio para el gas licuado.

En este contexto, exponemos a continuación las principales conclusiones a las que se arribó en el Seminario desarrollado, en cada uno de los paneles expositores.

PANEL N° 1 - El Consumo de GLP

Características del mercado nacional – Segmentación del mercado (mayorista, minorista) – El consumidor minorista: precio, calidad, accesibilidad y fiabilidad del abastecimiento - Identificación de problemas críticos y propuestas.

Panelistas:

•**Ing. Osvaldo Strobino** – *Secretaría de Energía.*
•**Lic. Andrés Di Pelino** – *Instituto Argentino de la Energía “Gral. Mosconi”.*
•**Lic. Mauricio Butera** – *Vocal de la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia*
Coordinador: Ing. Herminio Sbarra – Ex Secretario de Energía.

En este panel se definieron los problemas críticos del consumo de GLP desde el punto de vista de los consumidores: los precios, la calidad, la accesibilidad y el abastecimiento.

Argentina produce aproximadamente el 1,5% de la producción mundial de GLP. Es un país netamente exportador que vende externamente el 50% de la producción total. Dada la participación de la exportación argentina en relación con el comercio mundial, la misma es tomadora de precios del mercado internacional. El restante 50% se destina al consumo interno. Dentro de este último, el sector residencial consume aproximadamente el 70% del total, el resto es demandado mayoritariamente por el segmento industrial. El mercado de GLP está altamente concentrado, a punto tal que cerca del

85% de la producción está en manos de sólo cinco empresas.

Durante el Seminario se hizo hincapié en que los lugares geográficos donde se consume GLP son prácticamente los mismos donde se concentra la población de menores ingresos, de los cuales, un gran porcentaje se destina a la compra de garrafas. En este punto se destacó muy particularmente que durante el último año las tarifas de otros servicios públicos -como la del gas natural por redes- se mantuvieron constantes, mientras que el precio de este energético se duplicó. La situación se vio agravada porque los salarios, en el mismo período, se mantuvieron congelados o crecieron muy por debajo de los aumentos de precios que experimentó este energético.

La demanda de GLP presenta problemas críticos, entre los cuales podemos citar los siguientes:

a) Una familia indigente es aquella con un número de cinco integrantes que recibe un ingreso menor a 315 pesos mensuales. En nuestro país existen alrededor de 7 millones de indigentes. El consumo mínimo mensual de GLP de un grupo familiar es 15 Kg por mes, lo que implica un gasto aproximado de 30 pesos mensuales, es decir un 10% del ingreso mensual de ese grupo familiar.

b) En términos relativos el gas natural, que abastece al 55% de la población argentina, tiene un precio que es un 23% del precio del GLP que abastece al 45% de la población.

c) No existe ningún subsidio gubernamental que disminuya esta inequidad.

d) La demanda es altamente inelástica por tratarse de un producto de elevada necesidad, por lo que prácticamente no existe resignación de consumo ante aumentos en el precio. Esto es así ya que no existen sustitutos fuertes al GLP.

La sanción aplicada a un actor del mercado - Caso Comisión Nacional de Defensa de la Competencia vs. YPF SA - por conducta abusiva de posición dominante en el mercado de GLP a granel, en el período 1993 – 1997, constituye un antecedente valioso respecto al funcionamiento de los mercados de GLP a granel. Como resultado del cual se aplicó una multa de 109 millones de dólares, se imposibilitó la discriminación de precios entre el mercado interno y externo, se ordenó la investigación de oficio para el análisis del período 1997-1999, entre otras sanciones, cuyas características fueron comentadas también en el Seminario. El organismo actuante verificó que a raíz de la conducta anticompetitiva comprobada, aproximadamente 4,5 millones de hogares se vieron perjudicados por el accionar de la empresa sancionada.

Se precisó, además, que las inspecciones resultan ser deficientes debido a restricciones del presupuesto público, destacándose que una disminución de la presión de control por parte del organismo fiscalizador se corresponde con una mayor tendencia de las empresas a incumplir con las normas establecidas. Se manifestó la significativa preocupación por parte de la Secretaría de Energía para que se instaure una política firme de seguridad y responsabilidad social por parte de los proveedores de GLP.

PANEL N° 2 - La Oferta de GLP

Producción – Cadena de almacenaje primario y transporte – Fraccionamiento y comercialización – Condiciones de seguridad – El mercado: transparencia, competencia - Identificación de problemas críticos y propuestas

Panelistas:

•**Ing. Pablo Ray** – Transportadora de Gas del Sur, TGS.

•**Ing. Raúl Ortíz** – Agrupación de Fraccionadores de Gas, AFGAS.

•**Sr. Héctor De Cillis** – Cámara de Empresas Argentinas de Gas Licuado, CEGLA.

•**Sr. Javier Bauk** – Cámara de Distribuidores de GLP

Coordinador: Ing. Jorge Enrich Balada – Instituto Argentino de la Energía “Gral. Mosconi”.

Los panelistas abordaron, desde la óptica empresaria, la problemática de la oferta en los diversos segmentos de la actividad como la producción, el transporte, la cadena de almacenaje primario, el fraccionamiento y la comercialización.

Los puntos destacados que surgieron de las exposiciones son los siguientes:

a) En el país existe una oferta de GLP que excede largamente la demanda del mercado interno. Frente a una producción total de 2.800.000 toneladas anuales, el mercado interno (residencial y petroquímico) absorbe 1.400.000, siendo exportados cerca de 1.500.000, lo que equivale aproximadamente el 50% de la producción. Esta oferta creció considerablemente en la última década.

b) Según la opinión empresaria vertida en el panel, el precio del GLP a granel incide sólo en un 20 % en el precio final pagado por el consumidor, correspondiendo el 80% restante a las otras actividades de la cadena de abastecimiento (transporte, almacenamiento y comercialización mayorista y minorista) y a impuestos.

c) La industria manifiesta que las inversiones en materia de producción son las más capital intensivas de toda la cadena de oferta, y por lo tanto, tienen los mayores tiempos de recupero. Sin embargo tienen un bajo impacto en el precio final del consumidor.

d) La industria, en materia de abastecimiento de producto a los fraccionadores, realiza acuerdos de mediano plazo en los mercados de futuro internacionales asegurando su suministro.

e) En los últimos 20 años se registraron básicamente dos períodos bien definidos en lo



que respecta a la fiscalización y control de la cadena de abastecimiento de GLP a la población.

1. En 1983 se dictó el Decreto N° 337 que reivindicó el control técnico de seguridad para Gas del Estado en todas las etapas del proceso de los fraccionadores privados, otorgando la facultad de actuar con Poder de Policía y aplicar sanciones dentro y fuera de los límites de las plantas, almacenajes y depósitos, incluyendo transporte, distribución, comercialización e instalaciones.

2. En 1992 se privatizó Gas del Estado. A partir de entonces se le atribuyó a la Secretaria de Energía de la Nación todas las facultades de fiscalización y la responsabilidad de actuar como Autoridad de Aplicación y ejercer el Poder de Policía en materia de GLP. La oferta de gas natural, en cambio, se segmentó en nueve regiones y fue concesionada. Su fiscalización y control quedaron bajo la órbita del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS).

f) En el país existen 56 empresas distribuidoras mayoristas que operan 98 plantas de fraccionamiento. Más de 4.000.000 de clientes finales son atendidos en 4.000 ciudades y pueblos de todo el país a través de unos 4.000 distribuidores y subdistribuidores minorista en 75.000 comercios.

g) Los representantes de la industria han planteado aspectos interesantes que deben ser objeto de atención por parte de los organismos de fiscalización. Entre éstos se destacan:

- Existencia de empresas que utilizan ilegalmente activos de otras firmas.
- Riesgos de envejecimiento del parque de garrafas por malas políticas de rehabilitación.
- Responsabilidad diluída de los fraccionadores sobre la seguridad de los envases vendidos por las mismas.
- Clientes sujetos a engaños en materia de seguridad o calidad de los envases.

h) Un tema relevante del Seminario fue planteado explícitamente por las cooperativas,

que cubren una parte del abastecimiento. Manifestaron que realizan el suministro de una porción de mercado más reducida que las grandes compañías, y con dificultades crecientes para poder ejercer su actividad.

PANEL N° 3 - Envases y Marcas

Llenado de garrafas y cilindros – Propiedad, uso y tenencia de envases – Seguridad – Operatoria de los “Centros de canje” – Talleres – Reparación y reposición de envases – Identificación de problemas críticos y propuestas.

Panelistas:

• **Ing. Pedro Grennon** – Pte. Cámara de Empresas Argentinas de Gas Licuado, CEGLA.

• **Dr. Raúl Piserchia** - Agrupación de Fraccionadores de Gas, AFGAS.

• **Ing. Esteban Pérez** – Ex Administrador General de Gas del Estado.

Coordinador: Ing. Angel Bottarini – Instituto Argentino de la Energía “Gral. Mosconi”

Fundamentalmente se plantearon los problemas derivados del Derecho de Marcas y la Seguridad.

Por un lado, existe un consenso en un sector de la industria, claramente identificado con los principales actores del mercado nucleados en la Cámara de Empresas Argentinas de Gas Licuado (CEGLA), en el sentido de defender el concepto de MARCA como forma de diferenciar el producto ante el usuario, quien puede realizar una elección del proveedor sobre la base de la confiabilidad del mismo para satisfacer la mejor combinación de precio, calidad, seguridad y confiabilidad del producto. Esta posición implica que la industria debe invertir y mantener un parque de garrafas acorde con su volumen de ventas. En su opinión, si no se respeta el derecho marcario no se están dando las señales correctas para la adecuada inversión en el parque de envases para su actualización. A su vez, también

se diluyen las responsabilidades en caso de accidentes.

Existe una posición alternativa sobre la base conceptual de que NO EXISTE UN DERECHO MARCARIO o sobre el envase. Es decir que la identificación del envase no crea un derecho de marca o de propiedad intelectual, toda vez que el servicio que se presta está reglamentado y predeterminado por el Estado Nacional y es uniforme para todas las prestaciones del servicio. La aplicación de este concepto lleva a que ninguna planta puede adjudicarse la propiedad de los envases que están circulando en el mercado. Desde este punto de vista, los panelistas argumentan que el GLP merece un marco de regulación especial.

Se planteó además, la conveniencia de crear un sistema Nacional de Envases de GLP que tenga como misión asegurar en un 100% la rehabilitación y reparación de envases.

A modo de síntesis, los temas más relevantes del panel se pueden resumir en los siguientes ítems:

➤ **Envases y Marcas:** Este es un punto conflictivo puesto que existe un verdadero conflicto sobre marcas que hace necesario la intervención de la Secretaría de Energía para asegurar un servicio correcto y cuidadoso, como ocurre en otras partes del mundo con consumos asegurados en calidad y cantidad.

➤ **Seguridad:** Es indudable que el trato dado a los envases no es el adecuado, lo que hace que el parque no presente un estado óptimo en cuanto a atributos de seguridad de los envases.

➤ **Talleres y Reparaciones:** Es necesario normalizar los talleres y asegurar una auditoría seria y eficaz con todos los controles necesarios que evidencien una inspección firme y uniforme.

PANEL N° 4 - ¿Es necesario un marco regulatorio específico para el GLP?

Antecedentes internacionales en materia regulatoria – Leyes Nacionales N° 17.319 y N° 24.076 – Reglamentación vigente – Proyectos legislativos.

Panelistas:

•**Sr. Mauricio Jarovsky** – ULTRAGAS, Brasil.

•**Dr. Alberto Cascardo** – Cámara de Empresas Argentinas de Gas Licuado, CEGLA.

•**Ing. Alberto Fiandesio** – Secretaría de Energía.

•**Senadora Nacional Mirian B. Curletti** - Provincia de Chaco

Coordinador: Lic. Jorge Olmedo – Ex Subsecretario de Energía.

En este último tramo de exposiciones se presentaron básicamente la experiencia de Brasil en materia de legislación sobre GLP, como así también los proyectos de ley que se impulsan en nuestro país atinentes a la creación de un marco regulatorio para este combustible.

Se trató el funcionamiento del sector en Brasil desde sus inicios, en 1937, hasta la actualidad. En ese país, el GLP constituye un energético básico en el abastecimiento al sector residencial, tanto más por el hecho de que aún no es significativo el abastecimiento de gas natural a ese segmento del consumo.

En Brasil rige desde 1997 un Código de Autorregulación del cual participan las empresas de distribución de GLP y los Ministerios de Justicia; de Minas y Energía y de Hacienda y la Agencia Nacional de Petróleo. Este código tiene objetivos concretos y además regula mediante normas de procedimiento el abastecimiento GLP envasado.

Por su parte, el representante de CEGLA (Cámara de Empresas Argentinas de Gas Licuado) coincide en la necesidad de una regulación legal para garantizar la seguridad jurídica y la física o material de los usuarios y, en tanto, reglar las autorizaciones y mínimas normas para el ejercicio seguro de la actividad. Indicó que



la seguridad puede dividirse en tres aspectos esenciales:

➤ Primero, la **seguridad jurídica**, puesta en primer lugar, porque es la máxima garantía desencadenante de toda inversión y desarrollo posterior.

➤ En segundo lugar, la **seguridad física** o **material** que es el objeto fundamental del marco regulatorio, es el que debe conjugarse específicamente con el esquema de garantías y defensa del consumidor.

➤ La tercera, seguridad del sistema proyectado, se basa **en la seguridad del abastecimiento** del GLP.

En relación al proyecto de Marco Regulatorio, el representante de la Secretaría de Energía analizó los alcances del mismo. El expositor afirmó que es innegable la necesidad de un marco regulatorio específico por múltiples razones. Solamente la cantidad de usuarios a las que llega el sistema amerita que el GLP tenga un marco regulatorio especial. Explicó que la verdadera discusión debe darse sobre cuál debería ser el contenido de ese Marco Regulatorio, y en tal sentido puntualizó los aspectos más salientes.

En cuanto al alcance de la normativa, la provisión se separaría de la producción ya que esta última está regulada por otras normas. A su vez debe definirse el “producto”, esto es a qué se denomina GLP.

Respecto a los precios la normativa respaldaría la formación de los mismos a través del mecanismo de mercado, es decir, éstos deben ser definidos por el juego entre la oferta y la demanda, no siendo los mismos administrados centralizadamente.

Las Importaciones y exportaciones deberían estar libres de derechos y aranceles, sin reintegros o reembolsos.

De acuerdo a los sujetos, la ley discriminaría entre los activos (fraccionadores,

transportadores, almacenadores, comercializadores, distribuidores, prestadores de servicio de puerto) y los pasivos (consumidores finales).

En relación a los fraccionadores:

- Son responsables del envasado.
- Sólo puede llenar envases que cumplan con las normas que dicte la Autoridad de Aplicación
- Tiene la propiedad del envase determinado por su marca.
- Sólo podrán llenar envases registrados con su marca.
- Son responsables por todos sus envases.
- Deberán organizar un servicio de verificación de la seguridad de las instalaciones de conexión domiciliaria.
- No podrán rechazar la recepción de envases de distinta marca.

En lo que respecta al transporte y distribución, se consideraría una actividad libre. Los transportistas, los fraccionadores y los almacenadores podrán solicitar concesiones de transporte.

Los almacenajes serían de “acceso abierto” (los refrigerados ubicados en Dock Sud y San Lorenzo) hasta un 40% de su capacidad y por un período de hasta cuatro años. Su tarifa sería aquella aprobada por la Autoridad de Aplicación.

En cuanto a las condiciones generales del Proyecto:

- Los sujetos de la Ley deben realizar sus operaciones de forma tal que no constituyan peligro para la seguridad pública y el medio ambiente.
- Las instalaciones estarán sujetas a inspecciones, revisiones y pruebas por parte de la Autoridad de Aplicación.
- La Autoridad de Aplicación verificará que los sujetos activos se encuentren en aptitud de desarrollar la actividad. Habrá habilitación

administrativa previa y renovación anual de la misma

Los sujetos activos deberán contratar seguros por los riesgos y con el alcance que determine la Autoridad de Aplicación.

En relación a los Centros de Canje de envases, el Proyecto prevé que:

- La Autoridad de Aplicación determinará los Centros de Canje mínimos requeridos por el sistema y su ubicación geográfica.
- Serán de propiedad y operados por personas físicas o jurídicas independientes, sin vinculación societaria directa o indirecta con proveedores, fraccionadores, o distribuidores de GLP.
- La Autoridad de Aplicación tendrá 6 meses a partir de la sanción de la Ley para reglamentar e instrumentar el funcionamiento de estos Centros, aprobando las tarifas máximas y las condiciones necesarias para el registro de los mismos dentro de su ámbito.

Respecto de las Redes de Gas Licuado:

- La Autoridad de Aplicación aplicará políticas de fomento para la utilización del GLP en nuevas redes, siendo el ENARGAS el encargado de aprobar los aspectos técnicos de la instalación y controlar lo referente a la operación de las mismas.

El proyecto define a la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía como la Autoridad de Aplicación de la Ley. Los recursos de la Autoridad de Aplicación se formarán de los siguientes ingresos:

- Tasa de inspección y control creada por esta Ley.
- Subsidios, legados, donaciones o transferencias.
- Los fondos derivados de las multas.
- Los intereses y beneficios resultantes de la gestión.

A su vez, el Proyecto prevé sanciones para las violaciones o incumplimientos a la Ley y su reglamentación, con multas que se establecen entre \$500 y \$100.000. También se establecen: apercibimientos, suspensiones, clausuras e inhabilitaciones

A modo de síntesis de los puntos significativos tratados por el panel, se manifestó que existe un consenso generalizado acerca de la deficiente regulación y fiscalización del sector. El mercado presenta características de reducida transparencia y falta de información. El reducido grado de sustitución de este energético por una parte importante de la sociedad, juntamente con la existencia de necesidades básicas insatisfechas por parte de los consumidores de GLP, justifican la sanción de un Marco Regulatorio específico para el sector.



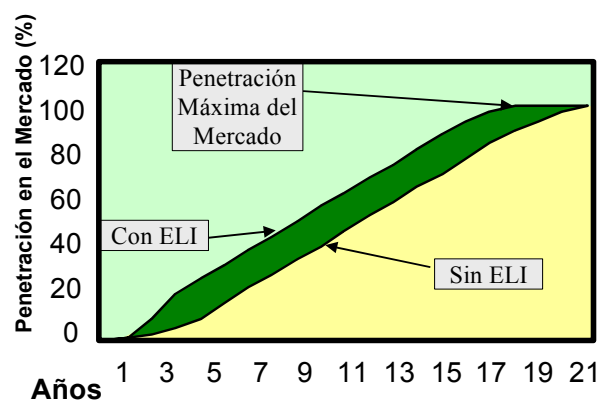
II.2- PROGRAMA ELI (Efficient Lighting Initiative) en ARGENTINA

Por Alberto Arrigoni¹

El uso eficiente de la energía eléctrica rinde múltiples beneficios para la sociedad, entre ellos, disminuir el impacto ambiental local y consecuentemente el global, y postergar el agotamiento de los recursos no renovables utilizados en la generación de electricidad. Además, es una forma de posibilitar el ordenamiento de las inversiones necesarias para el sector eléctrico cambiando prioridades.

A pesar de las ventajas del uso eficiente de la energía eléctrica, existe un potencial importante del mismo sin aprovechar. La iluminación representa entre el 10% y el 25% del consumo total de la energía eléctrica en distintos países. Debido a esto, un número creciente de países han instrumentado programas para fomentar la iluminación eficiente, entre otras iniciativas para la promoción del uso eficiente de la energía.

Entre los programas internacionales para promover la iluminación eficiente se encuentra **ELI (Efficient Lighting Initiative)**, que fue diseñado por la Corporación Financiera Internacional (CFI) y es financiado por el Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM). Su objetivo es acelerar la introducción de lámparas, luminarias y equipos auxiliares que contribuyen a la iluminación eficiente. Argentina, República Checa, Letonia, Perú, Filipinas, Sudáfrica y Hungría fueron seleccionados para replicar un exitoso emprendimiento que tuvo su origen en Polonia, en 1996. La pretensión cualitativa del Programa puede inferirse de la figura (I).



En la Argentina existe todavía una relevante oportunidad para desarrollar y aprovechar el potencial del uso eficiente de la energía y los enormes beneficios que es posible lograr por este medio.

Entre las barreras que impiden una amplia inserción de la iluminación eficiente en nuestro país, se pueden identificar las siguientes:

a.- Falta de información. Muchos usuarios no están conscientes del potencial de ahorro energético a través de las alternativas de la iluminación eficiente. En otros casos los potenciales usuarios no tienen el conocimiento técnico para elegir las opciones más apropiadas. También puede haber una falta de confianza del consumidor sobre el desempeño de ciertos equipos, por ejemplo tubos fluorescentes de alta eficiencia o la vida útil de lámparas fluorescentes compactas. Por estos factores, los consumidores prefieren comprar el producto con el menor costo inicial, que puede no ser el más eficiente, ni es el más económico cuando uno considera los gastos energéticos o comprar la lámpara por la marca, dado que se asocia con una posible calidad.

b.- Falta de disponibilidad del producto. La elección de la alternativa eficiente se hace más difícil en algunos casos por la escasa disponibilidad de ciertos equipos de iluminación: balastos electromagnéticos de alta eficiencia, luminarias de alto rendimiento y sistemas de

¹ Gerente ELI Argentina

control lumínico basados en la presencia de personas y de luz natural, etc. La reducida disponibilidad generalmente significa altos costos de estos productos en comparación con los valores internacionales. El alto costo, a su vez, puede hacer el producto poco rentable en términos de los ahorros energéticos a realizarse.

c.- Problemas técnicos con los productos.

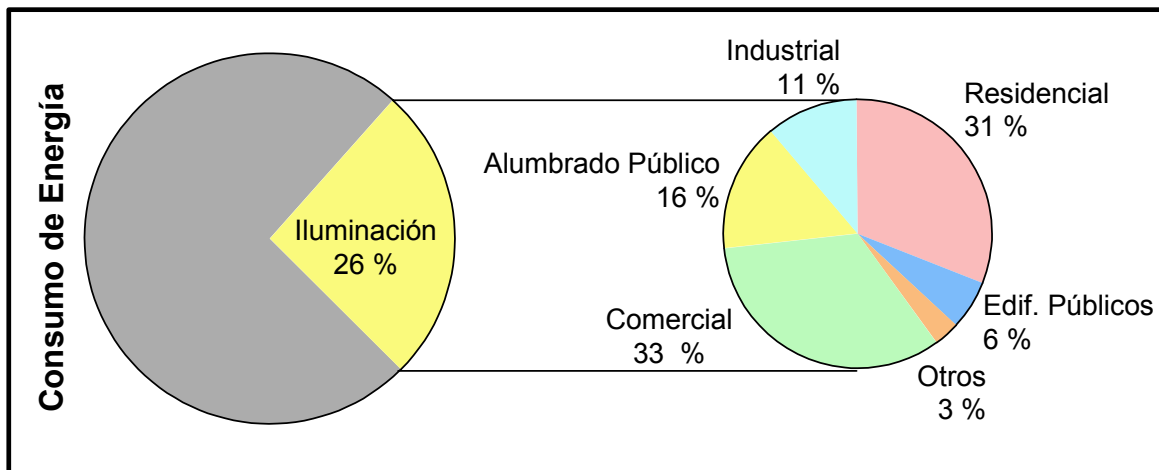
La falta de confianza del público hacia los productos eficientes puede ser justificada en ciertos casos. Ha sido notorio en Argentina la situación de los arrancadores para tubos fluorescentes. Los tubos denominados T8 (diámetro 25 mm) son más eficientes que los tradicionales (T12, diámetro 38 mm), pero requieren de arrancadores de mejor calidad no siempre disponibles en el mercado. Otro ejemplo de calidad deficiente ha sido la experiencia de algunos compradores de lámparas fluorescentes compactas que duraron uno o dos meses cuando el material informativo de los productos implicaba una vida de varios años.

d.- Falta de financiación adecuada. Una característica de la economía argentina son las altas tasas de interés, no sólo para consumidores residenciales sino también para pequeñas y medianas empresas. Así que las inversiones en la iluminación eficiente pueden volverse no rentables. La falta de capital para invertir se extiende a los fabricantes nacionales de productos que contribuirían a una iluminación más eficiente.

e.- Otras fallas del mercado. Además de las barreras mencionadas, existen otras fallas de mercado que impiden el aprovechamiento de tecnologías de iluminación eficiente que son potencialmente rentables. Los consumidores

argentinos (como en otros países) aplican altas tasas de descuento para inversiones en la eficiencia energética, es decir *sobrevalorizan el costo inicial del producto y subvalorizan los ahorros futuros* (esto es particularmente el caso para consumidores con pocos recursos económicos, tanto residenciales como del sector productivo) y como consecuencia de ello rechazan inversiones en la iluminación eficiente aún cuando éstas son muy rentables. También se puede mencionar el caso de "incentivos repartidos", situación que se observa, por ejemplo, cuando el dueño de un edificio es responsable por las inversiones en las instalaciones de la iluminación pero es el inquilino quien enfrenta los gastos del consumo energético. El Programa ELI en Argentina desarrolla desde hace más de dos años, una serie de acciones que colaboran, a superar primero, y a disminuir, hasta eliminarlas después, las barreras mencionadas fomentando así la eficiencia en la iluminación.

ELI inició su actividad pública con una cuidadosa *evaluación preliminar del mercado* de la iluminación en Argentina, contemplando su realidad tanto en el conocimiento de las posibilidades de iluminación de los distintos niveles socioeconómicos, como de la oferta de productos eficientes y de la demanda en los principales sectores de consumo: residencial, comercial, público e industrial. La dimensión de dicho mercado (Año 2000) era de 67.6 TWh en consumo total de energía, correspondiendo el 26% (17,5 TWh) a iluminación. La figura (II) muestra la composición del consumo en iluminación.



Datos tomados de la encuesta realizada por Mora & Araujo para el Programa ELI

El diseño básico del Programa, definido por la CFI, y que gráficamente se muestra en la figura (III), fue adaptado a las condiciones de nuestro país en base a la información recogida en el estudio de mercado. Así, durante dos años, con el desafío de aportar en forma relevante a la

no emisión de 15.000.000 de toneladas de CO₂, meta global del Programa, ELI Argentina desarrolló un sinnúmero de actividades en los más diversos campos de acción, logrando objetivos que han cubierto a la fecha con creces las expectativas previas.



La revisión de los principales logros dentro de cada uno de los conceptos de la estructura básica de ELI nos permitirán visualizar el camino recorrido y las instancias superadas.

Las **normas ELI** de eficiencia para los productos de iluminación, aplicables a los siete países involucrados en ELI ya están en vigencia y mediante las mismas se llevan a cabo pruebas de laboratorio de los productos actualmente disponibles en el mercado nacional. Los resultados de este **Monitoreo** del mercado, son puestos al servicio de los consumidores. También servirán para calificar los productos de aquellos que quieren ingresar al mercado.

Los productos que llevan el Sello ELI sirven de base para el desarrollo de *especificaciones de compra* que toman en cuenta tanto el rendimiento de los elementos, como los valores económicos para asegurar la rentabilidad de las inversiones implícitas.

También se utilizan para la **Agregación de Mercado** (*agrupación de compradores con un mismo objetivo*), buscando la reducción de los precios de los productos eficientes. Para este fin, ELI se ha contactado con empresas y organismos pertinentes informándoles sobre el Programa ELI e invitándolos a adherirse a las especificaciones técnicas. Con igual propósito, ELI contactó a los proveedores de los productos para gestionar reducciones en el precio de los mismos, basándose en los mayores volúmenes de ventas. De esta manera se propone romper el círculo vicioso que caracteriza la situación actual para ciertos productos de iluminación eficiente.

ELI cuenta con recursos para el **Apoyo a las Transacciones** que han incluido, como en el caso del barrio Zavaleta, proyectos demostrativos, o incentivos económicos o financieros que aporten al desarrollo de un mercado maduro de la iluminación eficiente.

La **Financiación** de inversiones en iluminación eficiente es una necesidad imperante para el éxito de ELI. Por ello el Programa está a las puertas de concretar una relevante prueba

piloto de venta de lámparas eficientes financiadas a través de la factura de servicios de energía de una Distribuidora.

En muchos países en búsqueda de la eficiencia energética, las empresas eléctricas han participado en la promoción del uso eficiente y **Gestión de la Demanda (DSM**, según sus siglas en inglés, Demand Side Management) incluyendo programas de la iluminación eficiente. El argumento fundamental por dicha participación es que las inversiones en la eficiencia energética son menores que a las que se necesitan para la construcción de nuevas centrales, líneas de transmisión y sistemas de distribución, lo que les permitiría posponer inversiones. Las empresas distribuidoras aparecen entonces como principal vínculo entre la provisión de la electricidad y los consumidores, y posibles actores para la promoción del uso eficiente de energía y la gestión de la demanda.

ELI ha interesado tanto a las empresas distribuidoras (de todo el país) como los entes reguladores que establecen la estructura tarifaria para que participen en actividades de DSM promocionando la eficiencia energética, en particular de la iluminación eficiente.

En materia de **Asistencia Técnica y Educación Profesional**, ELI ha brindado asesoramiento y asistencia tanto a proveedores actuales del mercado como a aquellos interesados en insertarse en el mismo al amparo de la calidad ELI. La difusión de las Normas ELI en todos los ámbitos vinculados y el *Primer Concurso para premiar al Edificio Iluminado con Eficiencia*, de alcance nacional, establecen un hito relevante de la iluminación eficiente en el País.

Todo eso, asistido por “**Iluminación Eficiente**”, libro técnico de la materia, coordinado y editado por el Programa con la autoría de profesionales de las Universidades Nacionales de Buenos Aires y Tucumán. Dicha obra técnica, presentada durante Luxamérica 2002, ha sido distribuida gratuitamente en todas las



instituciones educativas de nivel terciario y universitario.

La campaña de **Marketing** en medios de comunicación, en su primera etapa, ha llegado con el aspecto institucional de ELI a todo el país. El año 2003 mostrará a los consumidores como llevar a cabo prácticamente las acciones necesarias para gozar de los beneficios de la iluminación eficiente, motivando en lo económico y resaltando el resultado ambiental.

Paralelamente, durante todo el año 2002, se desarrolló la **Campaña de Educación** en escuelas en el nivel EGB y Polimodal, alcanzado en seis provincias a 280.000 alumnos y previendo igualar esa cantidad en el 2003 pero llegando a las 23 provincias del país con el mismo sistema de difusión en cascada: talleres para los educadores implementados en escuelas foco geográfico y adecuación de nivel y educación de alumnado por parte de los maestros participantes.

La campaña incluyó concursos de creatividad plástica y técnica en dos niveles, con una numerosa y entusiasta participación. Los

ganadores, seleccionados por un Jurado invitado por la Fundación Ecológica Universal, ejecutora, eje y factor de éxito de la campaña, fueron convocados, con cargo al Programa, a la entrega de premios que se llevó a cabo en la Capital Federal.

Entre los numerosos auspiciantes oficiales de la campaña, obviamente necesarios para ingresar con ELI a las escuelas, citamos como relevantes al otorgado por Ministerio de Educación de la Nación, en razón de su cobertura geográfica y al brindado por el Ministerio de Educación de la Provincia de Santa Fe que declaró a la campaña **“De Interés Regional”**.

No podemos dejar de mencionar, a manera de cierre, que la Gerencia Global del Programa, con sede en Washington DC ha encomendado a ELI Argentina, implementar la Remodelación del **website global de ELI**. Por esta razón, ELI Argentina continuará hasta Noviembre del 2003 en actividad dejando en esta etapa su sello indeleble en el Programa.

III- Los números del sector energético

III.1- Combustibles

III.1.1 Petróleo

Upstream

Introducción

La producción de petróleo en octubre ascendió ligeramente respecto a septiembre y registró un descenso de 4.77% respecto a igual mes del año anterior. Si se analiza la producción por cuenca, se observa que la Austral registró la mayor caída en la producción (20.39%) mientras que en la cuenca Cuyana se verificó un aumento del 2.95%. Por provincia, el nivel de producción descendió en mayor medida en Formosa (27.53%), mientras que el mayor ascenso se registró en La Pampa (15,87%).

Producción mensual su evolución contra igual período del año anterior ¹

Por cuenca

Cuenca	2001					2002					Var. % Oct'02/Oct'01
	Jul	Ago	Set	Oct	Total	Jul	Ago	Set	Oct	Total	
NEUQUINA	1,898,369	1,883,930	1,892,828	1,820,435	7,495,562	1,803,912	1,780,138	1,735,422	1,779,914	7,099,386	-2.23%
GOLFO SAN JORGE	1,281,187	1,285,193	1,272,976	1,334,811	5,174,167	1,312,393	1,301,215	1,250,387	1,262,061	5,126,056	-5.45%
CUYANA	217,070	230,839	227,866	233,970	909,745	242,470	243,912	238,184	240,883	965,449	2.95%
AUSTRAL	337,579	366,440	333,762	332,801	1,370,581	295,258	260,015	269,639	264,955	1,089,868	-20.39%
NOROESTE	104,517	105,728	104,151	103,915	418,312	99,525	100,317	95,097	95,597	390,536	-8.00%
Total país	3,838,723	3,872,129	3,831,583	3,825,932	15,368,367	3,753,558	3,685,596	3,588,730	3,643,411	14,671,295	-4.77%

Cuadro III.1.1.a - Producción de petróleo por cuenca (m3)

Por provincia

Provincia	2001					2002					Var. % Oct'02/Oct'01
	Jul	Ago	Set	Oct	Total	Jul	Ago	Set	Oct	Total	
NEUQUEN	1,346,352	1,336,800	1,271,032	1,277,917	5,232,101	1,216,528	1,208,871	1,159,170	1,175,464	4,760,034	-8.02%
SANTA CRUZ	859,540	888,225	865,716	894,860	3,508,342	786,505	740,124	730,258	751,011	3,007,898	-16.08%
CHUBUT	626,071	634,285	617,911	650,370	2,528,638	657,637	659,368	637,694	626,153	2,580,852	-3.72%
MENDOZA	495,044	513,491	508,064	521,300	2,037,899	588,071	574,988	587,086	599,606	2,349,751	15.02%
RIO NEGRO	220,102	211,226	291,268	205,049	927,645	197,325	190,869	181,687	187,631	757,512	-8.49%
TIERRA DEL FUEGO	133,155	129,122	123,111	122,382	507,769	122,003	123,602	117,649	113,140	476,394	-7.55%
SALTA	83,924	83,827	81,224	79,068	328,044	79,117	81,103	76,478	76,919	313,616	-2.72%
LA PAMPA	53,940	53,252	50,331	50,139	207,662	44,458	49,321	45,663	58,096	197,538	15.87%
ESTADO NACIONAL *	0	0	0	0	0	41,505	38,137	34,425	36,712	150,780	
FORMOSA	18,012	19,109	20,339	22,232	79,692	18,202	16,864	16,229	16,111	67,405	-27.53%
JUJUUY	2,581	2,792	2,587	2,614	10,575	2,207	2,350	2,391	2,567	9,515	-1.79%
Total país	3,838,723	3,872,129	3,831,583	3,825,932	15,368,367	3,753,558	3,685,596	3,588,730	3,643,411	14,671,295	-4.77%

Cuadro III.1.1.b - Producción de petróleo por provincia (m3)

* No se tienen datos anteriores a May'02

Por operador

Operador	2001					2002					Var. % Oct'02/Oct'01
	Jul	Ago	Set	Oct	Total	Jul	Ago	Set	Oct	Total	
YPF	1,702,184	1,710,813	1,676,167	1,709,191	6,798,355	1,703,124	1,677,989	1,642,296	1,680,999	6,704,408	-1.65%
PAN AMERICAN SUC. ARG.	369,462	373,452	359,996	385,146	1,488,055	399,083	402,286	392,860	405,438	1,599,666	5.27%
PECOM ENERGIA	456,685	478,704	546,115	469,047	1,950,551	408,273	380,548	386,905	402,505	1,578,231	-14.19%
CHEVRON SAN JORGE	384,972	391,398	365,068	377,503	1,518,941	377,269	371,288	355,616	369,309	1,473,482	-2.17%
TECPETROL	172,408	171,565	168,230	175,999	688,202	161,873	161,679	157,527	161,991	643,070	-7.96%
TOTAL AUSTRAL	191,987	178,492	177,769	167,137	715,384	174,333	168,384	157,580	147,425	647,720	-11.79%
VINTAGE OIL	155,253	154,026	149,230	157,956	616,465	146,884	142,644	131,608	138,779	559,916	-12.14%
PLUSPETROL	90,558	91,042	89,387	88,500	359,487	80,103	81,238	77,274	78,245	316,860	-11.59%
SIPETROL	81,473	91,253	76,352	69,476	318,555	98,634	96,446	93,163	57,671	345,914	-16.99%
CAPSA	52,802	53,861	51,038	52,740	210,441	50,623	50,990	48,006	51,039	200,658	-3.23%
PET. P. COMPANC	51,505	51,539	48,629	50,235	201,908	46,199	46,521	45,618	47,380	185,718	-5.68%
PIONEER	54,692	52,778	49,545	49,663	206,678	34,390	34,161	32,065	35,977	136,594	-27.56%
RIO ALTO	10,013	9,954	9,852	10,084	39,903	8,567	8,634	8,480	8,473	34,153	-15.98%
PET. SANTA FE	9,051	8,823	8,707	9,100	35,681	9,925	9,973	8,954	7,756	36,608	-14.77%
PETSUD-NECON	7,654	7,627	7,126	8,108	30,515	8,148	8,020	7,330	7,697	31,194	-5.08%
OTROS	48,023	46,802	48,373	46,047	189,245	46,132	44,796	43,448	42,729	177,104	-7.21%
Total país	3,838,723	3,872,129	3,831,583	3,825,932	15,368,367	3,753,558	3,685,596	3,588,730	3,643,411	14,671,295	-4.77%

Cuadro III.1.1.c - Producción de petróleo por operador (m3)

¹ Para consulta de datos históricos, dirigirse a la página <http://energia.mecon.gov.ar>



Por área

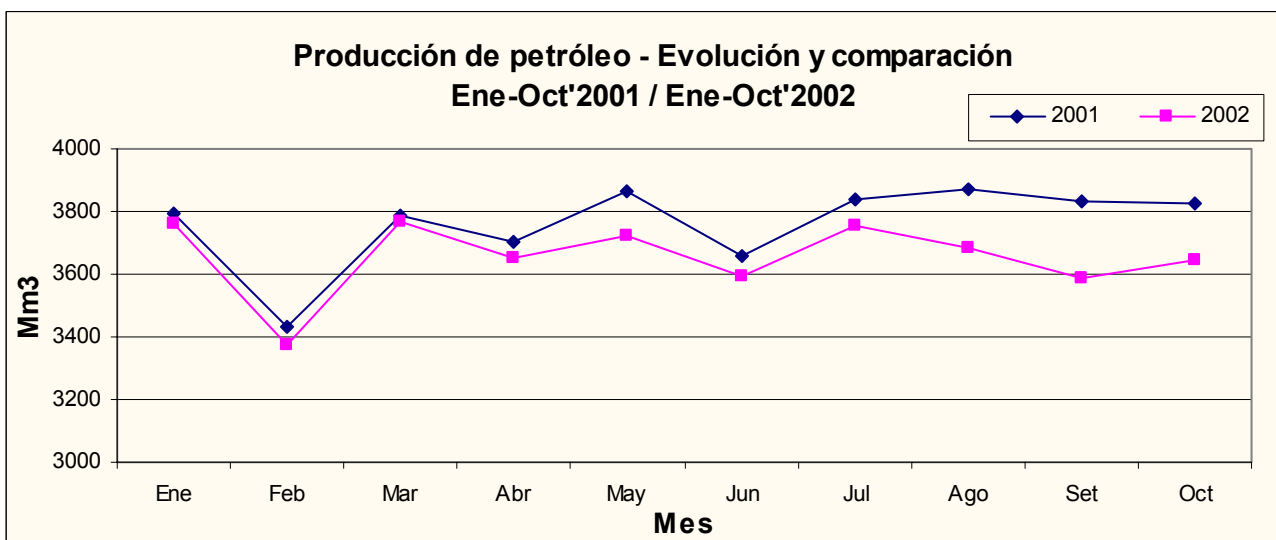
Área	2001					Total	2002					Var. % Oct02/Oct01
	Jul	Ago	Set	Oct	Jul		Ago	Set	Oct	Total		
CHIHUIDO DE LA SIERRA NEGRA	516,848	507,100	482,851	485,421	1,992,220	404,445	402,927	386,339	391,562	1,585,273	-19.34%	
HUANTRAIICO	304,478	310,327	289,389	298,692	1,202,886	304,102	303,718	295,275	307,025	1,210,120	2.79%	
ANTICLINAL GRANDE-CERRO DRAGON	245,425	247,485	238,597	262,909	994,416	278,285	278,462	272,983	286,417	1,116,147	8.94%	
PUESTO HERNANDEZ	181,221	189,459	186,157	191,919	748,756	202,986	204,150	197,694	202,048	806,878	5.28%	
CHIHUIDO DE LA SALINA [BUTA RANQUIL]	156,650	161,520	163,440	166,649	648,259	198,609	200,520	193,280	199,514	791,922	19.72%	
LOS PERALES - LAS MESETAS	139,068	142,204	147,518	154,940	583,730	156,745	148,800	141,784	148,754	596,082	-3.99%	
EL TORDILLO	117,416	116,888	114,682	122,258	471,243	118,505	119,794	117,012	119,801	475,112	-2.01%	
VIZCACHERAS	71,852	84,634	88,037	93,028	337,551	108,698	110,148	108,952	108,157	435,956	16.26%	
CAÑADON DE LA ESCONDIDA - LAS HERAS	98,991	100,033	97,442	102,456	398,922	102,585	100,646	93,543	94,444	391,217	-7.82%	
CUENCA MARINA AUSTRAL I	111,199	106,987	102,007	100,916	421,109	92,695	92,320	87,427	85,376	357,817	-15.40%	
LOMA DE LA LATA - SIERRA BARROSA	82,756	82,951	73,031	77,313	316,052	93,778	82,696	76,278	73,466	326,217	-4.98%	
SAN ROQUE	70,603	67,115	66,786	65,454	269,958	67,417	65,986	63,134	60,708	257,244	-7.25%	
ESCALANTE - EL TREBOL	62,737	60,462	60,994	62,313	246,506	62,615	62,021	60,387	66,198	251,221	6.23%	
EL GUADAL - LOMAS DEL CUY	59,035	59,674	61,851	66,223	246,783	60,156	57,929	60,483	61,318	239,887	-7.41%	
MAGALLANES	81,473	91,253	76,352	69,476	318,555	61,730	58,981	57,435	57,671	235,818	-16.99%	
25 DE MAYO-MEDANITO S.E.	65,038	64,885	152,396	63,995	346,314	60,152	67,298	62,511	64,433	254,394	0.68%	
CAÑADON LEON - MESETA ESPINOSA	64,584	62,023	64,063	60,948	251,618	59,449	60,912	52,477	52,543	225,381	-13.79%	
OTROS	1,409,348	1,417,128	1,365,990	1,381,021	5,573,488	1,320,609	1,268,288	1,261,735	1,263,977	5,114,609	-8.48%	
Total país	3,838,723	3,872,129	3,831,583	3,825,932	15,368,367	3,753,558	3,685,596	3,588,730	3,643,411	14,671,295	-4.77%	

Cuadro III.1.1.d - Producción de petróleo por área (m3)

Por tipo

Tipo	2001					Total	2002					Var. % Oct02/Oct01
	Jul	Ago	Set	Oct	Jul		Ago	Set	Oct	Total		
Primaria	2,485,013	2,519,649	2,432,651	2,492,332	9,929,645	2,445,867	2,362,931	2,312,997	2,353,130	9,474,925	-5.59%	
Secundaria	1,353,710	1,352,480	1,398,932	1,333,600	5,438,722	1,307,691	1,322,665	1,275,733	1,290,281	5,196,370	-3.25%	
Total país	3,838,723	3,872,129	3,831,583	3,825,932	15,368,367	3,753,558	3,685,596	3,588,730	3,643,411	14,671,295	-4.77%	

Cuadro III.1.1.e - Producción de petróleo por tipo (m3)



Downstream

Petróleo procesado ¹

Empresa	2001					2002					Var. % Oct02/Oct01
	Jul	Ago	Set	Oct	Total	Jul	Ago	Set	Oct	Total	
YPF	1,530,707	1,508,045	1,197,587	1,307,541	5,543,880	1,404,915	1,226,307	1,441,125	1,521,557	5,593,904	16.37%
SHELL	390,856	415,290	442,115	273,662	1,521,923	350,005	378,489	340,030	365,456	1,433,980	33.54%
ESSO	168,790	178,291	241,277	278,683	867,041	241,744	281,672	281,062	310,006	1,114,484	11.24%
EG3	149,262	130,931	143,649	137,951	561,793	145,116	134,164	143,334	150,025	572,639	8.75%
PECOM ENERGIA	142,824	107,470	101,458	114,755	466,507	148,363	138,131	124,653	110,686	521,833	-3.55%
REFINOR	99,414	99,004	108,109	98,838	405,365	91,193	92,852	83,753	89,500	357,298	-9.45%
RHASA	7,920	8,884	9,760	12,460	39,024	10,454	12,113	8,725	3,153	34,445	-74.69%
KILWER	0	0	0	0	0	1,470	1,428	1,475	1,535	5,908	
NEW AMERICAN OIL	0	0	0	0	0	107	34	0	205	346	
DAPSA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
FOX PETROL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
SOL PETROLEO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
COMB. ARGENTINOS	0	0	0	0	0	2,913	1,188	0	0	4,101	
PET. DEL CONO SUR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Total país	2,489,773	2,447,915	2,243,955	2,223,890	9,405,533	2,396,280	2,266,378	2,424,157	2,552,123	9,638,938	14.76%

Cuadro III.1.1.f - Petróleo Procesado por Empresa (m3)

Elaboración de principales subproductos

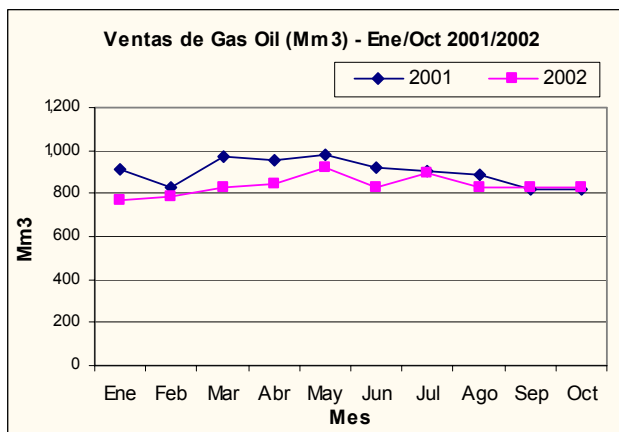
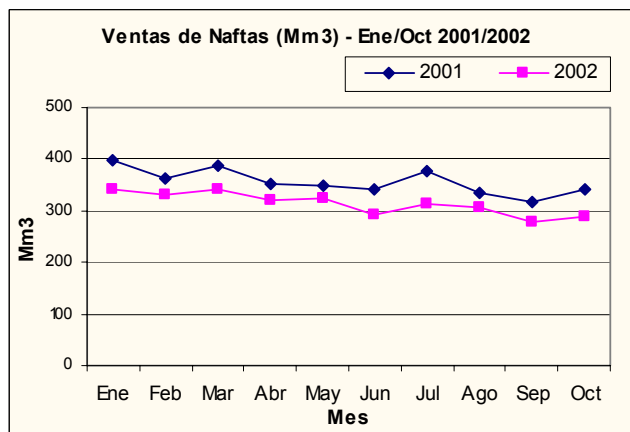
Producto	2001					2002					Var. % Oct02/Oct01
	Jul	Ago	Set	Oct	Total	Jul	Ago	Set	Oct	Total	
Nafta Común (m3)	128,342	109,973	100,760	129,729	468,804	161,546	156,737	183,292	132,202	633,777	1.91%
Nafta Super (m3)	482,356	566,867	393,760	422,263	1,865,246	395,137	362,965	368,783	410,326	1,537,211	-2.83%
Kerosene (m3)	18,729	8,302	4,291	2,232	33,554	8,072	5,676	2,760	2,062	18,570	-7.63%
Aerokerosene (m3)	158,299	144,490	146,474	95,618	544,881	146,546	156,592	148,935	124,279	576,352	29.97%
Gas Oil (m3)	1,095,903	1,091,465	1,040,769	970,860	4,198,997	799,673	821,652	860,842	1,000,887	3,483,054	3.09%
Diesel Oil (m3)	9,081	124	6,048	3,237	18,490	27,152	4,876	13,672	12,721	58,421	292.99%
Fuel Oil (Ton)	108,550	159,526	129,394	132,495	529,965	146,908	139,538	147,972	162,058	596,476	22.31%
Lubricantes (Ton)	45,188	27,064	25,491	18,764	116,507	33,239	25,509	25,969	26,803	111,520	42.84%
Asfaltos (Ton)	43,711	38,400	38,935	35,528	156,574	32,053	18,894	26,834	31,529	109,310	-11.26%
Gas Licuado (Ton)	104,365	96,721	97,870	91,323	390,279	93,254	91,468	98,326	95,259	378,307	4.31%
Carbón Residual (Ton)	133,792	137,354	116,731	137,870	525,747	124,205	112,534	132,695	142,517	511,951	3.37%

Cuadro III.1.1.g - Principales subproductos elaborados

Ventas al mercado interno de los principales derivados

Producto	2001					2002					Var. % Oct02/Oct01
	Jul	Ago	Set	Oct	Total	Jul	Ago	Set	Oct	Total	
Nafta Común (m3)	91,216	79,104	74,602	79,727	324,649	97,634	94,715	81,423	84,031	357,802	5.40%
Nafta Especial (m3)	283,881	256,627	243,070	261,851	1,045,429	216,559	211,611	188,664	204,800	821,634	-21.79%
Kerosene (m3)	55,149	21,236	15,923	6,310	98,618	27,526	14,950	7,568	2,884	52,928	-54.29%
Comb. Retrop. (m3)	108,236	105,895	96,190	101,985	412,306	98,951	94,399	90,026	93,408	376,784	-8.41%
Gas Oil (m3)	903,155	888,355	821,790	859,729	3,473,030	896,904	830,438	794,055	812,226	3,333,623	-5.53%
Diesel Oil (m3)	4,445	4,212	4,326	3,666	16,649	2,871	5,867	3,851	4,011	16,600	9.41%
Fuel Oil (Ton)	35,218	41,188	22,863	27,896	127,165	46,530	28,717	33,462	29,010	137,719	3.99%
Lubricantes (Ton)	15,519	16,300	12,928	14,259	59,006	13,880	13,394	13,993	14,129	55,396	-0.91%
Asfaltos (Ton)	35,392	36,657	37,705	38,411	148,165	13,379	16,062	16,548	17,299	63,288	-54.96%
Carbón Residual (Ton)	113,152	100,915	72,880	98,228	385,175	98,044	80,311	101,595	101,971	381,921	3.81%

Cuadro III.1.1.h - Ventas al mercado interno de los principales subproductos

¹ Para consulta de datos históricos, dirigirse a la página <http://energia.mecon.gov.ar>



III.1.2 Gas Natural Upstream

FUENTE: Secretaría de Energía – Subsecretaría de Combustibles

Introducción

La producción de gas natural en el mes de octubre de 2002 fue levemente inferior a la registrada en octubre de 2001. En la cuenca Cuyana se verificó el mayor crecimiento (9.24%) mientras que la Austral registró una caída del 6.73%. Las provincias de Río Negro y Mendoza son las que manifiestan el mayor aumento en la obtención de gas natural (44.82% y 30.07%, respectivamente).

Producción mensual y su evolución contra igual período del año anterior¹

Por cuenca

Cuenca	2001					2002					Var. % Oct02/Oct01
	Jul	Ago	Set	Oct	Total	Jul	Ago	Set	Oct	Total	
NEUQUINA	2,550,259	2,238,225	2,277,862	1,940,343	9,006,688	2,765,916	2,426,360	2,185,216	1,873,597	9,251,089	-3.44%
AUSTRAL	835,213	817,156	758,259	752,103	3,162,731	820,447	820,359	762,315	701,487	3,104,608	-6.73%
NOROESTE	727,239	712,131	676,997	640,108	2,756,474	720,558	720,133	682,825	661,292	2,784,808	3.31%
GOLFO SAN JORGE	284,254	288,308	288,669	286,579	1,147,809	293,941	314,900	300,494	274,429	1,183,764	-4.24%
CUYANA	6,063	6,190	6,109	6,557	24,919	6,890	6,812	6,922	7,163	27,787	9.24%
Total país	4,403,028	4,062,009	4,007,896	3,625,689	16,098,621	4,607,752	4,288,564	3,937,772	3,517,968	16,352,056	-2.97%

Cuadro III.1.2.a - Producción de gas natural por cuenca (Mm3)

Por provincia

Provincia	2001					2002					Var. % Oct02/Oct01
	Jul	Ago	Set	Oct	Total	Jul	Ago	Set	Oct	Total	
NEUQUEN	2,387,228	2,079,152	2,128,273	1,789,115	8,383,768	2,545,102	2,204,549	1,977,737	1,683,099	8,410,487	-5.93%
SALTA	722,973	707,821	672,501	635,255	2,738,550	715,893	715,611	678,557	657,045	2,767,107	3.43%
SANTA CRUZ	495,936	513,930	484,356	504,309	1,998,531	478,394	452,989	434,117	419,363	1,784,863	-16.84%
TIERRA DEL FUEGO	486,325	456,930	431,222	408,747	1,783,224	484,433	498,306	461,958	410,512	1,855,209	0.43%
CHUBUT	137,206	134,603	131,350	125,626	528,785	131,745	164,973	149,162	127,153	573,033	1.22%
RIO NEGRO	69,978	66,405	59,790	61,220	257,392	113,480	112,827	102,298	88,660	417,265	44.82%
MENDOZA	70,378	68,701	65,993	68,329	273,401	93,225	95,685	91,409	88,873	369,193	30.07%
LA PAMPA	28,738	30,157	29,916	28,236	117,046	20,999	20,111	20,694	20,128	81,932	-28.72%
FORMOSA	3,641	3,635	3,872	4,211	15,359	4,126	3,949	3,694	3,644	15,413	-13.48%
JUJUY	624	675	625	641	2,565	539	573	573	604	2,288	-5.81%
ESTADO NACIONAL *	0	0	0	0	0	19,816	18,991	17,572	18,888	75,267	
Total país	4,403,028	4,062,009	4,007,896	3,625,689	16,098,621	4,607,752	4,288,564	3,937,772	3,517,968	16,352,056	-2.97%

Cuadro III.1.2.b - Producción de gas natural por provincia (Mm3)

* No se tienen datos anteriores a May02

Por operador

Operador	2001					2002					Var. % Oct02/Oct01
	Jul	Ago	Set	Oct	Total	Jul	Ago	Set	Oct	Total	
YPF	1,388,702	1,232,672	1,148,228	1,088,716	4,858,317	1,557,574	1,325,691	1,208,458	1,084,953	5,176,676	-0.35%
TOTAL AUSTRAL	822,574	702,573	767,615	620,424	2,913,185	886,989	828,600	745,902	601,513	3,063,004	-3.05%
PLUSPETROL	479,463	461,651	449,098	410,878	1,801,090	475,463	480,984	440,826	437,691	1,834,963	6.53%
PAN AMERICAN SUC. ARG.	433,651	411,615	386,564	368,198	1,600,028	460,398	508,397	470,437	387,015	1,826,246	5.11%
PECOM ENERGIA	377,851	378,742	355,252	335,080	1,446,926	329,759	313,568	282,558	281,120	1,207,005	-16.10%
TECPETROL	353,067	345,180	334,397	319,149	1,351,793	322,861	291,189	279,028	281,186	1,174,265	-11.89%
PET. SANTA FE	154,390	135,224	140,474	140,650	570,738	97,436	80,759	70,736	69,829	318,760	-50.35%
CHEVRON SAN JORGE	96,439	91,419	80,294	86,215	354,367	140,737	138,300	132,360	109,491	520,888	27.00%
CAPEX	43,446	55,885	102,740	29,371	231,442	86,352	79,312	79,630	36,841	282,135	25.43%
SIPETROL	40,774	49,274	47,212	53,106	190,366	59,576	59,366	60,803	66,193	245,938	24.64%
VINTAGE OIL	50,594	52,545	54,138	52,580	209,856	55,381	52,223	46,438	46,056	200,098	-12.41%
PIONEER	58,057	56,447	56,550	41,998	213,052	54,945	52,122	52,921	42,979	202,966	2.33%
PET. P. COMPANC	48,192	37,411	36,117	31,503	153,223	36,368	36,459	29,543	35,819	138,188	13.70%
P. C. RIVADAVIA	16,823	18,926	19,115	16,761	71,625	13,957	12,928	12,196	11,893	50,974	-29.04%
ROCH	13,904	13,675	13,050	13,715	54,344	13,809	13,667	12,393	12,561	52,429	-8.41%
OTROS	25,101	18,770	17,052	17,346	78,270	16,147	15,001	13,543	12,829	57,520	-26.04%
Total país	4,403,028	4,062,009	4,007,896	3,625,689	16,098,621	4,607,752	4,288,564	3,937,772	3,517,968	16,352,056	-2.97%

Cuadro III.1.2.c - Producción de gas natural por operador (Mm3)

¹ Para consulta de datos históricos, dirigirse a la página <http://energia.mecon.gov.ar>

Por área

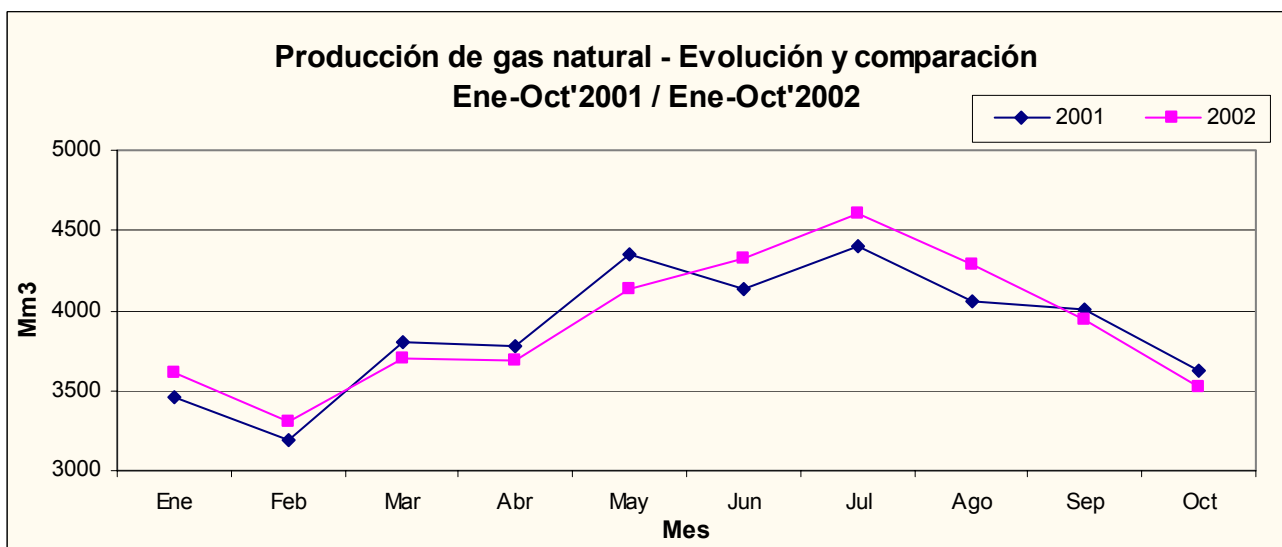
Área	2001					2002					Var. % Oct'02/Oct'01
	Jul	Ago	Set	Oct	Total	Jul	Ago	Set	Oct	Total	
LOMA DE LA LATA - SIERRA BARROSA	1,157,346	1,002,075	921,169	861,010	3,941,600	1,282,314	1,051,662	932,466	830,706	4,097,149	-3.52%
SAN ROQUE	355,701	334,442	342,785	337,447	1,370,376	361,571	360,872	350,419	332,968	1,405,830	-1.33%
CUENCA MARINA AUSTRAL I	306,932	300,585	279,456	271,372	1,158,344	289,998	297,038	274,555	247,305	1,108,895	-8.87%
RAMOS	311,947	307,102	297,712	276,327	1,193,088	295,095	312,820	303,365	317,476	1,228,757	14.89%
AGUADA PICHANA	159,941	67,545	145,375	11,604	384,465	235,420	170,690	120,929	21,240	548,280	83.04%
SAN ANTONIO SUR [YAC. NORTE 1]	196,653	196,123	189,046	192,183	774,005	173,492	170,647	160,217	165,538	669,893	-13.86%
TIERRA DEL FUEGO	165,637	142,782	138,810	123,798	571,027	166,902	173,233	160,564	136,835	637,533	10.53%
CENTENARIO	146,656	135,015	131,590	115,337	528,597	167,659	155,600	126,306	113,570	563,135	-1.53%
SIERRA CHATA [CHIHUIDOS]	153,741	134,570	139,848	140,000	568,159	96,645	80,095	69,985	68,999	315,724	-50.72%
SIERRA DE AGUARAGÜE	121,281	113,826	114,189	96,407	445,702	117,124	88,981	88,958	84,579	379,642	-12.27%
ANTICLINAL GRANDE-CERRO DRAGON	111,861	114,049	114,938	109,372	450,220	108,900	135,247	130,661	108,840	483,648	-0.49%
ACAMBUCO	90,064	87,748	68,625	67,338	313,775	127,585	142,463	125,389	88,837	484,274	31.93%
SANTA CRUZ II	101,646	101,815	100,665	99,114	403,240	91,858	90,327	78,657	81,066	341,908	-18.21%
AGUA DEL CAJON	43,446	55,885	102,740	29,371	231,442	86,352	79,312	79,630	36,841	282,135	25.43%
SANTA CRUZ I	79,019	84,545	66,576	68,359	298,499	83,005	79,432	73,357	64,392	300,186	-5.80%
LOS PERALES - LAS MESETAS	48,554	46,768	49,200	54,966	199,488	65,720	64,517	64,221	60,957	255,415	10.90%
MAGALLANES	40,774	49,274	47,212	53,106	190,366	58,830	58,677	60,202	66,193	243,902	24.64%
LINDERO ATRAVESADO	64,617	65,537	62,652	66,137	258,943	55,264	54,839	51,680	50,495	212,277	-23.65%
OTRAS	747,214	722,322	695,310	652,438	2,817,284	744,017	722,113	686,212	641,131	2,793,473	-1.73%
Total país	4,403,028	4,062,009	4,007,896	3,625,689	16,098,621	4,607,752	4,288,564	3,937,772	3,517,968	16,352,056	-2.97%

Cuadro III.1.2.d - Producción de gas natural por área (m3)

Producción y distribución de Gas Natural

Tipo	2001					2002					Var. % Oct'02/Oct'01
	Jul	Ago	Set	Oct	Total	Jul	Ago	Set	Oct	Total	
Ent. a transport.	3,368,486	2,951,857	2,935,768	2,413,493	11,669,603	3,682,281	3,261,438	2,778,276	2,233,223	11,955,219	-7.47%
Reinyectado	140,004	251,538	240,149	392,958	1,024,649	72,595	178,715	314,270	463,854	1,029,433	18.04%
Consumo	329,043	321,841	310,034	309,394	1,270,313	315,989	332,885	324,479	329,015	1,302,368	6.34%
Ent. a terceros	244,523	222,173	211,081	176,559	854,335	205,391	177,479	199,835	170,851	753,555	-3.23%
Export. directas	143,194	138,042	133,097	158,112	572,445	107,656	121,841	118,994	114,755	463,247	-27.42%
Retenido	115,369	117,207	120,901	117,419	470,897	141,791	140,417	137,106	134,588	553,903	14.62%
Aventado	62,409	59,351	56,866	57,755	236,380	82,049	75,788	64,813	71,681	294,331	24.11%
Producción	4,403,028	4,062,009	4,007,896	3,625,689	16,098,621	4,607,752	4,288,564	3,937,772	3,517,968	16,352,056	-2.97%

Cuadro III.1.2.e - Producción de gas natural por distribución (m3)





Downstream

FUENTE: ENARGAS (Ente Nacional Regulador del Gas)
(Los datos de Junio y Julio son PROVISORIOS)

Gas Recibido de Productores, por Cuenca y Gasoducto

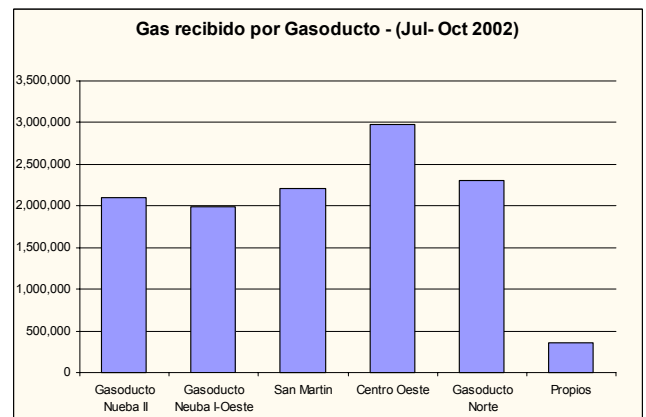
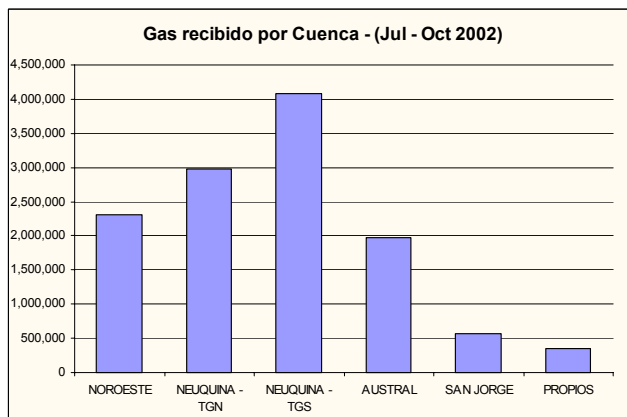
Gas recibido de productores, en miles de m³ 9300 kcal y en porcentaje del total – año 2002

Cuenca	Por Cuenca ¹				Totales	Gasoducto	Por Gasoducto ¹				Totales
	Jul	Ago	Sep	Oct			Jul	Ago	Sep	Oct	
NOROESTE	635678	602571	559679	505438	2,303,366	Gasoducto Nueva II	799,144	620,883	444,318	235,060	2,099,405
	17.0%	18.2%	19.7%	21.1%	18.8%		21.4%	21.0%	15.7%	9.8%	17.6%
NEUQUINA - TGN	958,946	787,971	670,368	561,253	2,978,538	Gasoducto Neuba I-Oeste	547,469	503,579	463,350	471,400	1,985,798
	25.7%	23.9%	23.6%	23.5%	24.3%		14.7%	17.0%	16.3%	19.7%	16.7%
NEUQUINA - TGS	1,346,613	1,124,462	907,668	706,460	4,085,203	San Martín	688,977	358,148	615,850	544,699	2,207,674
	36.1%	34.0%	32.0%	29.5%	33.3%		18.5%	12.1%	21.7%	22.8%	18.5%
AUSTRAL	538,721	542,397	473,751	426,446	1,981,315	Centro Oeste	955,647	785,680	670,368	561,253	2,972,948
	14.4%	16.4%	16.7%	17.8%	16.2%		25.6%	26.5%	23.6%	23.5%	24.9%
SAN JORGE	150,256	153,159	142,098	118,253	563,766	Gasoducto Norte	635,678	602,571	559,679	505,438	2,303,366
	4.0%	4.6%	5.0%	4.9%	4.6%		17.1%	20.3%	19.7%	21.1%	19.3%
PROPIOS ²	99,972	92,372	85,192	73,028	350,564	Propios	99,972	92,372	85,192	73,028	350,564
	2.7%	2.8%	3.0%	3.1%	2.9%		2.7%	3.1%	3.0%	3.1%	2.9%
Totales	3,730,186	3,302,932	2,838,756	2,390,878	12,262,752	Totales	3,726,887	2,963,233	2,838,757	2,390,878	11,919,755

¹ Gas inyectado en el Sistema. Incluye Gas Exportado

² Gasoductos Propios de Ingreso a los Sistemas de Distribución (Distribuidoras Sur y Cuyana)

Cuadro III.1.2.f Gas recibido de Productores (Mm3 9300 kcal y %)



Volumen entregado por transportistas según destino

Flujo total de Gas Entregado por las Transportistas por destino, en miles de m³ 9300 Kcal - año 2002

Distribuidoras	2001					2002					Var.% Oct '02/Oct '01
	Jul	Ago	Sep	Oct	Total	Jul	Ago	Sep	Oct	Total	
Ban	416,714	385,584	338,985	271,491	1,412,774	427,482	373,030	341,703	249,214	1,391,429	-1.5%
Litoral	245,402	213,276	159,204	177,475	795,357	239,324	232,519	209,626	204,245	885,714	11.4%
Centro	167,570	146,399	149,480	104,351	567,800	189,535	159,457	135,381	108,369	592,742	4.4%
Cuyana	137,897	114,034	104,758	85,425	442,114	132,388	121,916	98,252	88,435	440,991	-0.3%
Gasnor	155,054	145,885	140,315	124,676	565,930	155,964	158,704	140,741	100,326	555,735	-1.8%
Pampeana	338,670	316,438	274,991	228,371	1,158,470	323,456	311,169	288,644	215,479	1,138,748	-1.7%
Metrogas	627,143	438,823	499,824	357,636	1,923,426	664,411	531,154	451,357	292,660	1,939,582	0.8%
Sur	219,765	197,146	179,691	133,893	730,495	258,214	224,631	186,437	135,107	804,389	10.1%
Gas Nea	6,646	5,921	5,721	5,466	23,754	8,813	8,253	7,315	6,307	30,688	29.2%
Total	2,314,861	1,963,506	1,852,969	1,488,784	7,620,120	2,399,587	2,120,833	1,859,456	1,400,142	7,780,018	2.1%

Cargadores no distribuidores	a Cargadores No distribuidores ¹										Var.% Oct'02/Oct'01
	Jul	Ago	2001		Total	2002		Total			
			Sep	Oct		Jul	Ago	Sep	Oct		
Distribuidoras	2,314,861	1,963,506	1,852,969	1,488,784	7,620,120	2,399,587	2,120,833	1,859,456	1,400,142	7,780,018	2.1%
Redengas /2	5,126	4,375	4,310	3,275	17,086	5,965	4,639	3,842	3,390	17,836	4.4%
RTP - Cerri	116,499	126,620	126,085	115,565	484,769	133,928	127,224	115,581	105,391	482,124	-0.5%
By Pass FÁ-sico	214,081	226,269	221,837	187,897	850,084	277,079	258,657	176,421	170,233	882,390	3.8%
By Pass Comercial /3	187,688	192,740	198,632	202,326	781,386	195,205	199,074	182,958	167,657	744,894	-4.7%
Comercializadores /4	41,298	31,295	24,209	26,016	122,818	21,318	23,406	21,299	21,411	87,434	-28.8%
Reinyección	40,037	40,931	48,541	44,687	174,196	72,495	64,912	79,395	126,624	343,426	97.1%
Subtotal Mercado Interno	2,919,591	2,585,736	2,476,583	2,068,550	10,050,460	3,105,577	2,798,745	2,438,952	1,994,848	10,338,122	2.9%
Exportación	255,501	272,464	257,832	262,601	1,048,398	332,293	261,621	212,080	210,811	1,016,805	-3.0%
Total	3,175,092	2,858,200	2,734,415	2,331,151	11,098,858	3,437,870	3,060,366	2,651,032	2,205,659	11,354,927	2.3%

¹ Incluye Gas de Inventario² SDB de la ciudad de Paraná abastecido por TGN³ Usuarios con By Pass Comercial que contratan los servicios de transporte y distribución por separado.⁴ Comercializadores: no incluye al comercializador para el cual Metrogas actúa como cargador.

Cuadro III.1.2.g Gas Entregado por las Transportistas por Destino (Mm3 9300 kcal)

Gas Entregado por Área de Licencia: industria y centrales eléctricasTotal gas entregado por área de licencia, en miles de m³ 9300 Kcal y en porcentaje del total (datos provisorios) – año 2002

Área	Industria ¹					Centrales eléctricas ²				
	Jul	Ago	Sep	Oct	Totales	Jul	Ago	Sep	Oct	Totales
Ban	128,728	123,376	124,382	117,643	494,129	0	0	0	0	0
	14.8%	14.0%	14.2%	15.1%	14.5%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Metrogas	85,789	79,591	74,410	66,114	305,904	271,545	224,455	140,627	122,777	759,404
	9.9%	9.1%	8.5%	8.5%	9.0%	36.4%	35.0%	27.6%	29.2%	32.8%
Noroeste	68,231	87,785	76,597	49,101	281,714	171,268	165,926	147,793	128,976	613,963
	7.8%	10.0%	8.8%	6.3%	8.3%	23.0%	25.9%	29.0%	30.6%	26.5%
Centro	33,867	36,173	42,661	40,964	153,665	46,880	39,741	28,170	18,080	132,871
	3.9%	4.1%	4.9%	5.2%	4.5%	6.3%	6.2%	5.5%	4.3%	5.7%
Cuyana	41,186	47,991	43,367	48,920	181,464	36,023	29,697	24,142	19,849	109,711
	4.7%	5.5%	5.0%	6.3%	5.3%	4.8%	4.6%	4.7%	4.7%	4.7%
Litoral	158,851	167,789	165,323	171,976	663,939	33,757	36,613	25,810	34,807	130,987
	18.3%	19.1%	18.9%	22.0%	19.5%	4.5%	5.7%	5.1%	8.3%	5.7%
Pampeana	290,233	259,724	276,545	225,936	1,052,438	32,463	32,100	30,352	23,792	118,707
	33.3%	29.5%	31.6%	28.9%	30.9%	4.4%	5.0%	6.0%	5.7%	5.1%
Sur	59,629	72,862	68,258	56,836	257,585 ³	43,795	41,140	37,653	37,838	160,426
	6.9%	8.3%	7.8%	7.3%	7.6% ⁴	109,277	71,908	74,354	34,752	290,291
						153,072	113,048	112,007	72,590	450,717
						20.5%	17.6%	22.0%	17.2%	19.5%
Gasnea	3,835	3,890	3,530	3,490	14,745	0	0	0	0	0
	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Totales	870,349	879,181	875,073	780,980	3,405,583	745,008	641,580	508,901	420,871	2,316,360

¹ Incluye entregas de gas a Usuarios de Distribuidores, By Pass comerciales, By Pass físicos, RTP Cerri² Incluye entregas de gas a Usuarios de Distribuidores, By Pass comerciales, By Pass físicos, RTP Cerri y Usuarios en boca de pozo.³ Usuarios abastecidos por la Distribuidora y/o Transportista⁴ Consumo usuarios en boca de pozo ("off system")

Cuadro III.1.2.h Gas entregado por área de licencia (Mm3 9300 kcal y %)



Ventas de GNC por jurisdicción

GNC - Gas Entregado - En miles de m3 de 9300 kcal

	2001					2002					Var.% Oct'02/Oct'01
	Jul	Ago	Sep	Oct	Total	Jul	Ago	Sep	Oct	Total	
Buenos Aires	78,367	79,695	72,763	80,446	311,271	91,205	91,417	82,744	101,354	366,720	17.8%
Capital Federal	24,162	24,760	23,260	23,942	96,124	24,972	25,179	24,655	26,242	101,048	5.1%
Catamarca	369	379	357	378	1,483	406	399	407	412	1,624	9.5%
Córdoba	19,044	18,757	18,369	19,075	75,245	20,294	20,692	21,301	22,040	84,327	12.1%
Chubut	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%
Jujuy	968	931	945	947	3,791	1,137	1,047	1,096	1,107	4,387	15.7%
La Pampa	614	618	587	597	2,416	732	727	708	759	2,926	21.1%
La Rioja	277	278	240	283	1,078	277	267	288	283	1,115	3.4%
Mendoza	10,100	11,009	10,279	10,698	42,086	12,238	12,711	12,211	12,855	50,015	18.8%
Neuquén	845	845	874	888	3,452	971	1,038	932	1,028	3,969	15.0%
Río Negro	1,007	1,061	930	981	3,979	1,260	1,221	1,250	1,270	5,001	25.7%
Salta	1,654	1,574	1,423	1,653	6,304	2,024	1,871	1,951	1,993	7,839	24.3%
San Juan	2,240	2,251	2,172	2,232	8,895	2,491	2,501	2,428	2,528	9,948	11.8%
San Luis	1,601	1,708	1,563	1,658	6,530	1,982	2,020	1,903	2,062	7,967	22.0%
Santa Cruz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0%
Santa Fe	12,581	13,272	12,149	13,466	51,468	14,632	13,933	14,170	14,606	57,341	11.4%
Sgo. Del Estero	1,887	1,782	1,714	1,861	7,244	1,969	1,914	1,871	1,916	7,670	5.9%
T. Del Fuego	87	93	88	90	358	103	88	96	107	394	10.1%
Tucumán	4,386	4,401	4,338	4,532	17,657	5,133	5,169	5,133	5,441	20,876	18.2%
Total	160,189	163,414	152,051	163,727	639,381	181,826	182,194	173,144	196,003	733,167	14.7%

Cuadro III.1.2.i Gas entregado por provincia (Mm3 de 9300 kcal)

Total Gas entregado por tipo de usuario ¹

En miles de m3 de 9300 kcal y en % del total

Tipo de Usuario	2001					2002					Var % Oct'02/Oct'01
	Jul	Ago	Sep	Oct	Total	Jul	Ago	Sep	Oct	Total	
Residencial	1,168,209	829,858	741,434	468,320	3,207,821	1,141,089	923,609	696,903	409,508	3,171,109	-1.1%
	39.2%	31.2%	28.5%	22.7%	31.1%	35.9%	32.7%	28.7%	21.2%	30.6%	-1.7%
Comercial	132,234	107,606	93,978	74,519	408,337	134,969	111,485	93,258	70,442	410,154	0.4%
	4.4%	4.0%	3.6%	3.6%	4.0%	4.2%	3.9%	3.8%	3.7%	4.0%	-0.1%
Industrial ³	813,424	868,334	835,335	837,030	3,354,123	870,349	879,181	875,073	780,980	3,405,583	1.5%
	27.3%	32.7%	32.2%	40.5%	32.6%	27.4%	31.1%	36.1%	40.5%	32.9%	1.0%
Usinas ²	604,697	608,247	700,031	474,871	2,387,846	745,008	641,579	508,901	420,871	2,316,359	-3.0%
	20.3%	22.9%	27.0%	23.0%	23.2%	23.4%	22.7%	21.0%	21.8%	22.4%	-3.5%
Entes Oficiales	48,347	42,641	36,312	26,669	153,969	49,890	44,357	35,722	26,328	156,297	1.5%
	1.6%	1.6%	1.4%	1.3%	1.5%	1.6%	1.6%	1.5%	1.4%	1.5%	0.9%
GNC	163,060	162,220	156,134	162,938	644,352	179,519	179,946	180,460	197,676	737,601	14.5%
	5.5%	6.1%	6.0%	7.9%	6.3%	5.6%	6.4%	7.4%	10.2%	7.1%	13.8%
SDB	50,563	39,750	33,747	22,875	146,935	57,127	46,762	36,894	24,091	164,874	12.2%
	1.7%	1.5%	1.3%	1.1%	1.4%	1.8%	1.7%	1.5%	1.2%	1.6%	11.6%
Total	2,980,534	2,658,656	2,596,971	2,067,222	10,303,383	3,177,951	2,826,919	2,427,211	1,929,896	10,361,977	0.6%

FUENTE: ENARGAS, en base a datos de las Licenciatarias de Gas.

¹ Incluye entregas de gas a Usuarios de Distribuidores, By Pass comerciales, By Pass físicos, RTP Cerri y Usuarios en boca de pozo ("off system"). No incluye exportación ni reinyección.

² Incluye consumos de gas en boca de pozo (ver Cuadro III-4).

³ Incluye RTP-Cerri (ver Cuadro II-2.2)

Cuadro III.1.2.j Total Gas entregado por tipo de usuario (Mm3 de 9300 Kcal)

III.1.3 Pozos

Glosario

POZOS TERMINADOS Y METROS PERFORADOS

Cantidad de pozos que se dan por concluidos en el año y metros perforados en el año, discriminados en exploración, explotación y Avanzada, se discrimina en cada caso el resultado de la perforación, clasificándolos en Petrolíferos, Gasíferos o Improductivos. Estos valores son indicadores de la actividad exploratoria y productiva.

POZOS TERMINADOS

Todo pozo terminado en el transcurso del año informado, con o sin producción, en reserva o abandonado, entubado o sin entubar.

METROS PERFORADOS

Cantidad de metros perforados durante el año informado, incluyendo los metros de pozos no terminados.

POZOS DE EXPLOTACION

Pozos perforados en áreas de explotación dentro de los límites conocidos del yacimiento productivo.

POZOS DE AVANZADA

Pozos perforados en áreas de explotación con el fin de definir o extender los límites del yacimiento.

POZOS DE EXPLORACION

Pozos perforados en una posible trampa separada en la que no se hubiese perforado previamente un pozo considerado económicamente productivo, así como cualquier otro pozo que la Autoridad de Aplicación considere como tal.

PETROLIFEROS

Pozos terminados en el año informado que producen o que se prevé que podrán producir hidrocarburos, que, en condiciones normales de presión y temperatura (1 atmósfera y 15 °C) presenten una relación gas/petróleo menor a 20.000 m³/m³, en volúmenes económicamente rentables.

GASIFEROS

Pozos terminados en el año informado que producen o que se prevé que podrán producir hidrocarburos, que, en condiciones normales de presión y temperatura (1 atmósfera y 15 °C) presenten una relación gas/petróleo mayor a 20.000 m³/m³, en volúmenes económicamente rentables.

IMPRODUCTIVOS

Pozos que no produjeron volúmenes de hidrocarburos económicamente rentables.

POZOS DE DESARROLLO

Se denominan así a la suma de POZOS DE EXPLOTACION mas los POZOS DE AVANZADA.

Perforación y terminación de Pozos (terminados, metros perforados, por empresa)

Operador	EXPLOTACION				AVANZADA				EXPLORACION				TOTALES	
	Petroli-feros	Gasi-feros	Improduc-tivos	Metros Perforados	Petroli-feros	Gasi-feros	Improduc-tivos	Metros Perforados	Petroli-feros	Gasi-feros	Improduc-tivos	Metros Perforados	Pozos	Metros Perforados
YPF	366	5	12	647,432	38	2	4	85,953	5	0	3	15,137	435	748,522
PAN AMERICAN	102	10	0	213,335	5	0	0	18,491	2	0	0	223	119	232,049
CHEVRON SAN JORGE	77	2	0	119,334	3	1	0	4,267	0	0	4	6,261	87	129,862
PECOM ENERGIA	67	5	1	108,017	0	0	0	0	0	0	0	0	73	108,017
TECPETROL	35	0	0	82,283	0	1	0	6,200	0	0	0	2,900	36	91,383
VINTAGE OIL	13	0	0	38,990	0	0	0	0	2	0	0	0	15	38,990
PET. P. COMPANC	9	0	0	31,309	0	0	0	0	0	0	0	0	9	31,309
CAPSA	7	0	0	19,091	0	0	0	0	0	0	0	0	7	19,091
CAPEX	2	1	0	9,414	0	0	0	0	1	0	0	6,000	4	15,414
PIONEER	1	0	0	2,537	0	0	0	1,600	1	0	1	7,562	3	11,699
AJAX	5	0	0	10,874	0	0	0	0	0	0	0	0	5	10,874
SIPETROL	1	0	0	8,724	0	0	0	0	0	0	0	0	1	8,724
PLUSPETROL	3	0	0	4,038	0	0	0	0	0	0	0	0	3	4,038
OTROS	1	1	0	6,147	0	0	0	0	0	2	3	13,868	7	20,015
TOTALES	689	24	13	1,301,525	46	4	4	116,511	11	2	11	51,951	379	626,514

Cuadro III.1.3.a - Pozos terminados y metros perforados (Enero-Octubre de 2002)



III.1.4 Precios y Regalías

Precios de petróleo crudo por tipo

Provincia ó Cuenca	Tipo	° API	Nov	Dic'01	Ene'02	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct'02	Desvíos/WTI
Chubut	Escalante	23.1	88.2	85.4	133.4	187.0	298.6	356.2	446.7	469.9	460.4	537.3	577.8	482.4	-178.9
Formosa		43.4	116.0	110.7	160.1	229.5	289.4	365.8	457.9	510.5	555.6	598.1	612.9	563.5	-97.8
Mendoza		29.2	105.4	103.0	125.8	147.5	260.8	359.2	373.2	398.3	429.6	453.8	490.4	452.5	-208.8
Cuenca Neuquina	Medanito	32.2	122.5	113.3	159.4	218.7	296.1	415.1	480.6	499.3	514.0	557.9	581.6	568.9	-92.4
Salta		54.6	107.9	107.0	129.3	165.2	229.8	310.2	381.3	443.4	507.6	530.3	578.0	532.9	-128.4
Santa Cruz	Cdón. Seco	26.7	89.4	86.7	126.9	174.8	270.6	341.4	420.9	490.8	483.4	543.1	580.7	526.7	-134.6
Tierra del Fuego	Hydra	40.5	115.9	104.8	144.7	191.2	307.6	439.3	532.5	476.0	552.1	533.2	594.9	603.5	-57.8
WTI		44	123.3	121.3	198.1	234.0	364.7	479.2	595.1	594.0	605.0	649.6	677.4	661.3	
PROMEDIO CRUDOS ARGENTINOS			108.5	101.3	145.6	195.6	281.5	383.0	450.7	486.2	348.2	542.0	577.0	545.8	-115.5

Año 2001: en u\$s/m3 - Año 2002: en \$/m3

Cuadro III.1.5.a Precios de petróleo crudo por tipo

Precios de petróleo crudo y gas natural ponderados por volúmenes de ventas por provincia

Provincia	PETROLEO (\$/m3)				GAS NATURAL (\$/Mm3)			
	Jul	Ago	Set	Oct	Jul	Ago	Set	Oct
CHUBUT	506.5	539.5	577.8	518.2	54.3	54.4	55.9	52.8
FORMOSA	566.3	587.7	612.9	572.9	0.0	0.0	0.0	0.0
JUJUY	452.5	483.4	525.4	512.6	38.5	38.5	38.5	38.5
LA PAMPA	462.2	523.4	532.6	540.7	49.7	49.7	49.7	58.2
MENDOZA	498.8	533.2	539.4	512.0	32.2	34.2	37.1	34.8
NEUQUEN	525.9	569.3	586.8	578.0	71.5	71.7	69.8	73.0
RIO NEGRO	510.4	561.5	580.7	556.9	51.5	53.4	51.9	49.2
SALTA	495.2	531.5	572.2	526.2	67.6	68.3	65.9	64.6
SANTA CRUZ	510.1	548.2	589.9	543.8	54.2	64.1	61.8	57.7
TIERRA DEL FUEGO	552.2	533.3	594.9	603.5	54.6	46.5	51.2	55.0
ESTADO NACIONAL	551.2	580.7	608.5	626.2	82.9	83.2	93.4	81.9
PROMEDIO	514.0	550.8	577.0	545.8	65.7	65.9	65.4	66.2

Cuadro III.1.5.b - Precios de petróleo (\$/m3) y gas natural (\$/Mm3) ponderados por volúmenes de ventas por provincia

Precios de petróleo crudo y gas natural mercado interno ponderados por volúmenes de ventas por provincia

Provincia	PETROLEO (\$/m3)				GAS NATURAL (\$/Mm3)			
	Jul	Ago	Set	Oct	Jul	Ago	Set	Oct
CHUBUT	441.1	514.4	559.1	482.4	54.3	54.4	55.9	52.8
FORMOSA	495.0	541.0	612.9	563.5	0.0	0.0	0.0	0.0
JUJUY	452.5	483.4	525.4	512.6	35.5	35.5	35.5	35.5
LA PAMPA	462.2	473.1	522.5	520.6	32.3	31.2	32.0	30.0
MENDOZA	492.2	525.8	529.0	490.5	49.1	49.9	49.5	49.7
NEUQUEN	504.3	556.6	584.1	557.6	44.4	45.0	43.9	43.5
RIO NEGRO	505.2	543.5	572.1	548.3	32.4	32.8	32.4	35.4
SALTA	489.2	529.3	572.2	524.6	42.6	42.9	42.4	43.3
SANTA CRUZ	496.3	542.4	575.6	535.6	46.9	47.3	46.8	46.6
TIERRA DEL FUEGO	496.3	542.4	575.6	535.6	38.3	41.7	41.7	36.9
ESTADO NACIONAL	0.0	0.0	0.0	0.0	50.3	60.4	64.6	72.7
PROMEDIO	490.9	536.4	563.7	522.1	45.0	45.5	45.1	45.8

Cuadro III.1.5.c - Precios de petróleo (\$/m3) y gas natural (\$/Mm3) mercado interno ponderados por volúmenes de ventas por provincia

Precios de petróleo crudo y gas natural mercado interno ponderados por volúmenes de ventas por provincia

Provincia	PETROLEO (\$/m3)				GAS NATURAL (\$/Mm3)			
	Jul	Ago	Set	Oct	Jul	Ago	Set	Oct
CHUBUT	562.5	562.7	615.3	556.3	0.0	0.0	0.0	0.0
FORMOSA	610.3	640.5	0.0	594.9	0.0	0.0	0.0	0.0
JUJUY	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LA PAMPA	0.0	645.3	640.7	620.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MENDOZA	534.6	571.9	587.7	606.0	208.5	208.5	143.2	185.8
NEUQUEN	546.7	584.4	590.9	611.1	0.0	0.0	0.0	0.0
RIO NEGRO	575.1	644.4	637.5	621.0	102.7	111.2	115.0	109.1
SALTA	558.5	557.7	0.0	550.5	163.1	156.3	160.0	140.1
SANTA CRUZ	542.4	561.2	627.3	549.8	101.2	101.2	103.8	118.4
TIERRA DEL FUEGO	574.0	587.1	647.6	632.2	0.0	0.0	0.0	0.0
ESTADO NACIONAL	551.2	580.7	608.5	626.2	0.0	0.0	115.0	109.1
PROMEDIO	552.0	576.2	607.9	580.2	170.9	175.0	138.7	158.5

Cuadro III.1.5.d - Precios de petróleo (\$/m3) y gas natural (\$/Mm3) mercado externo ponderados por volúmenes de ventas por provincia

Regalías de petróleo crudo y gas natural por provincia

Provincia	PETROLEO (Miles de \$)					GAS NATURAL (Miles de \$)				
	Jul	Ago	Set	Oct	Total	Jul	Ago	Set	Oct	Total
NEUQUEN	64,452	70,464	71,421	71,625	277,962	20,275	16,702	14,013	11,289	62,279
SANTA CRUZ	43,429	47,186	48,940	46,233	185,788	2,104	2,252	2,096	1,830	8,281
CHUBUT	31,946	37,014	37,933	36,338	143,231	538	571	559	412	2,080
MENDOZA	31,753	34,350	35,887	34,519	136,510	31	21	36	32	120
RIO NEGRO	10,992	11,844	11,733	11,708	46,278	448	685	463	349	1,945
TIERRA DEL FUEGO	6,327	6,410	6,917	6,749	26,403	2,562	2,339	2,388	2,257	9,546
SALTA	4,791	5,175	5,370	4,974	20,311	5,746	5,616	5,028	4,527	20,918
ESTADO NACIONAL	2,663	2,578	2,438	2,676	10,355	164	169	179	167	678
LA PAMPA	2,176	2,746	2,599	2,704	10,225	65	12	18	18	114
FORMOSA	1,078	1,139	1,092	1,002	4,312	0	1	2	3	6
JUJUY	110	130	142	150	532	1	1	1	1	4
TOTALES	199,718	219,036	224,472	218,679	861,906	31,933	28,369	24,783	20,886	105,971

Cuadro III.1.5.e - Regalías de petróleo (Miles de \$) y gas natural (Miles de \$)



III.1.5 Evolución Precios y Paridades de Exportación e Importación de Gas Oil y Motonaftas

Precios al Público en Capital Federal y su evolución al 9/12/2002

Empresa	Nafta Común			Nafta Súper			Nafta Ultra			Gas oil		
	30/12/2001	09/12/2002	Variación	30/12/2001	09/12/2002	Variación	30/12/2001	09/12/2002	Variación	30/12/2001	09/12/2002	Variación
YPF	0.884	1.631	84.5%	0.999	1.818	82.0%	1.110	1.897	70.9%	0.569	1.283	125.5%
Shell	0.884	1.629	84.3%	1.019	1.828	79.4%	1.129	1.914	69.5%	0.569	1.243	118.5%
Esso	0.884	1.631	84.5%	0.999	1.818	82.0%	1.110	1.896	70.8%	0.564	1.262	123.8%
Eg3	0.884	1.631	84.5%	1.014	1.823	79.8%	1.124	1.902	69.2%	0.579	1.282	121.4%
Sol	0.894	1.636	83.0%	0.999	1.818	82.0%	1.099	1.896	72.5%	0.569	1.273	123.7%

Fuente: Centro de Estudios Energéticos en base a Subsecretaría de Combustibles

Tipo de Cambio 06/12/2002	WTI	30/12/2001	06/12/2002	Variación
3.5307	(U\$S/barr.)	19.270	26.930	40%
	(\$/m3)	121.210	598.045	393%

Precios Mayoristas, precios en surtidor y paridades de exportación e importación por derivado al 09/12/02

Gasoil

Fecha:	09/12/2002
	Gas oil (\$/Litro)
Precio interno mayorista	0.677
Paridad de exportación mayorista (*)	0.621
Paridad de importación mayorista (*)	0.839
Precio interno en surtidor	1.283
Paridad de exportación en surtidor (*) c/imp	1.192
Paridad de importación en surtidor (*) c/imp	1.545
Paridad de importación en surtidor (*) c/imp excl. ITC.	1.368
<i>Diferencia interno-parexpo-(mayorista)</i>	9.0%
<i>Diferencia parimpo- interno (mayorista)</i>	23.9%
<i>Diferencia interno-parexpo (surtidor) c/imp</i>	7.6%
<i>Diferencia parimpo- interno (surtidor) c/imp</i>	20.4%
<i>Diferencia parimpo- interno (surtidor) c/imp excl. ITC</i>	6.6%

Fuente: Centro de Estudios Energéticos en base a Subsecretaría de Combustibles

Nafta Super

Fecha:	09/12/2002
	Nafta Super (\$/Litro)
Precio interno mayorista	0.801
Paridad de exportación mayorista (*)	0.678
Paridad de importación mayorista (*)	0.851
Precio interno en surtidor	1.818
Paridad de exportación en surtidor (*) c/imp	1.642
Paridad de importación en surtidor (*) c/imp	1.881
<i>Diferencia parexpo-interno (mayorista)</i>	-15.4%
<i>Diferencia parimpo- interno (mayorista)</i>	6.2%
<i>Diferencia parexpo-interno (surtidor) c/imp</i>	-9.7%
<i>Diferencia parimpo- interno (surtidor) c/imp</i>	3.5%

Fuente: Centro de Estudios Energéticos en base a Subsecretaría de Combustibles

Nafta Común

Fecha:	09/12/2002
Nafta Común (\$/Litro)	
Precio interno mayorista	0.684
Paridad de exportación mayorista (*)	0.629
Paridad de importación mayorista (*)	0.800
Precio interno en surtidor	1.631
Paridad de exportación en surtidor (*) c/imp	1.551
Paridad de importación en surtidor (*) c/imp	1.785
<i>Diferencia parexpo- interno (mayorista)</i>	-8.0%
<i>Diferencia parimpo- interno (mayorista)</i>	17.0%
<i>Diferencia parexpo- interno (surtidor) c/imp</i>	-4.9%
<i>Diferencia parimpo- interno (surtidor) c/imp</i>	9.5%

Fuente: Centro de Estudios Energéticos en base a Subsecretaría de Combustibles

Precios internos de referencia: Repsol YPF

(*): Las diferencias respecto a mayoristas (impo-expo) se originan en que las bonificaciones son porcentuales

Tipo de cambio (06/12/2002): (\$/u\$s) 3,5307

Paridad de exportación

Tipo de cambio (30/11/02): (\$/u\$s): 3.5962

Buque: 30000 ton; puerto: La Plata.

Destino: Capital Federal

A-Paridad de Exportación Nafta hasta 92 RON

CONCEPTOS en \$/m3	31/12/01	28/06/02	31/07/02	30/08/02	30/09/02	31/10/02	30/11/02
1. Valor FOB Costa del Golfo	135.11	767.37	722.73	730.91	803.34	724.34	630.57
2. Flete	15.25	58.69	57.10	55.93	57.50	54.36	55.49
2.1 Marítimo	15.25	58.69	57.10	55.93	57.50	54.36	55.49
2.2 Fluvial	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3. Top off y coordinación	2.50	9.51	9.25	9.06	9.32	8.81	8.99
4. Mermas de Transporte	0.68	3.84	3.61	3.65	4.02	3.62	3.15
5. Seguro (Marítimo Fluvial)	0.41	2.30	2.17	2.19	2.41	2.17	1.89
6. Despacho y Aduana	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
7. Subtotal	19.33	74.84	72.64	71.34	73.75	69.47	70.02
8. Retención a la exportación	0.00	34.63	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9. Paridad Mayorista en Puerto Para Exportar	115.78	657.91	650.09	659.56	729.60	654.88	560.55
10. Margen Mayorista de Comercialización interna	11.99	70.87	66.56	67.50	74.58	67.00	57.51
11. Flete a entrada de ciudad	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
12. Precio Mayorista a nivel de Paridad de Exportación	127.77	728.77	716.65	727.06	804.18	721.87	618.06
13. Precio interno may. entrada ciudad	222.65	568.90	586.49	647.07	682.57	682.48	683.62
14. Dif. % paridades/precios int. (mayorista)	-42.62%	28.10%	22.2%	12.4%	17.8%	5.8%	-9.6%
15. Bonificación expendedor	68.16	134.58	133.17	145.03	154.20	144.45	130.62
16. Flete Urbano	5.30	6.67	6.92	7.14	7.30	7.40	7.41
17. Paridad Exportadora en surtidor (sin impuestos)	201.22	870.03	856.73	879.23	965.68	873.72	756.09
18. Precio interno en surtidor (sin imp.)	308.39	691.52	711.47	790.13	830.04	830.04	829.66
19. Dif. % paridades/precios int. (sin imp)	-34.8%	25.8%	20.4%	11.3%	16.3%	5.3%	-8.9%
20. Paridad exportadora en surtidor con impuestos	748.97	1583.25	1566.67	1706.26	1814.10	1699.38	1536.69
21. Precio interno en surtidor (con imp)	884.00	1364.00	1389.00	1599.00	1649.00	1649.00	1631.00
22. Dif. % paridades/precios Int (con imp)	-15.3%	16.1%	12.8%	6.7%	10.0%	3.1%	-5.8%

Fuente: Centro de Estudios Energéticos en base a Subsecretaría de Combustibles



B-Paridad de exportación Nafta más de 92 RON

CONCEPTOS en \$/m3	31/12/01	28/06/02	31/07/02	30/08/02	30/09/02	31/10/02	30/11/02
1. Valor FOB Costa del Golfo	140.43	810.27	785.05	789.56	863.64	773.20	675.70
2. Flete	15.25	58.69	57.10	55.93	57.50	54.36	55.49
2.1 Marítimo	15.25	58.69	57.10	55.93	57.50	54.36	55.49
2.2 Fluvial	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3. Top off y coordinación	2.50	9.51	9.25	9.06	9.32	8.81	8.99
4. Mermas de Transporte	0.70	4.05	3.93	3.95	4.32	3.87	3.38
5. Seguro (Marítimo Fluvial)	0.42	2.43	2.36	2.37	2.59	2.32	2.03
6. Despacho y Aduana	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
7. Subtotal	19.37	75.18	73.14	71.81	74.23	69.86	70.39
8. Retención a la exportación	0.00	36.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9. Paridad Mayorista en Puerto Para Exportar	121.06	698.34	711.92	717.75	789.41	703.35	605.31
10. Margen Mayorista de Comercialización interna	12.52	75.16	72.79	73.36	80.61	71.88	62.02
11. Flete a entrada de ciudad	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
12. Precio Mayorista a nivel de Paridad de Exportación	133.57	773.49	784.71	791.11	870.03	775.23	667.33
13. Precio interno may. entrada ciudad	295.03	681.92	713.32	771.81	799.78	799.69	801.40
14. Dif. % paridades/precios int. (mayorista)	-54.73%	13.4%	10.0%	2.5%	8.8%	-3.1%	-16.7%
15. Bonificación expendedor	76.69	158.55	160.09	173.00	183.63	170.90	154.51
16. Flete Urbano	5.30	6.67	6.92	7.14	7.30	7.40	7.41
17. Paridad Exportadora en surtidor (sin impuestos)	215.56	938.72	951.72	971.25	1060.96	953.53	829.26
18. Precio interno en surtidor (sin imp.)	400.23	835.27	871.19	949.85	981.79	981.79	981.52
19. Dif. % paridades/precios int. (sin imp)	-46.1%	12.4%	9.2%	2.3%	8.1%	-2.9%	-15.5%
20. Paridad exportadora en surtidor con impuestos	766.86	1668.94	1685.16	1821.04	1932.95	1798.94	1626.46
21. Precio interno en surtidor (con imp)	999.00	1544.00	1589.00	1799.00	1839.00	1839.00	1818.00
22. Dif. % paridades/precios. Int (con imp)	-23.2%	8.1%	6.1%	1.2%	5.1%	-2.2%	-10.5%

Fuente: Centro de Estudios Energéticos en base a Subsecretaría de Combustibles

C-Paridad de exportación Gas Oil

CONCEPTOS en \$/m3	31/12/01	28/06/02	31/07/02	30/08/02	30/09/02	31/10/02	30/11/02
1. Valor FOB Costa del Golfo	132.78	643.93	636.69	700.02	778.73	685.48	700.64
2. Flete	17.53	67.44	65.62	64.27	66.08	62.47	63.76
2.1 Marítimo	17.53	67.44	65.62	64.27	66.08	62.47	63.76
2.2 Fluvial	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3. Top off y coordinación	2.50	9.51	9.25	9.06	9.32	8.81	8.99
4. Mermas de Transporte	0.53	2.58	2.55	2.80	3.11	2.74	2.80
5. Seguro (Marítimo Fluvial)	0.40	1.93	1.91	2.10	2.34	2.06	2.10
6. Despacho y Aduana	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
7. Subtotal	21.46	81.96	79.83	78.74	81.35	76.58	78.16
8. Retención a la exportación	0.00	112.39	111.37	31.06	34.87	30.45	31.12
9. Paridad Mayorista en Puerto Para Exportar	111.32	449.58	445.49	590.22	662.52	578.46	591.35
10. Margen Mayorista de Comercialización interna	11.53	57.65	57.11	63.57	71.27	62.30	63.69
11. Flete a entrada de ciudad	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
12. Precio Mayorista a nivel de Paridad de Exportación	122.85	507.22	502.60	653.80	733.78	640.76	655.04
13. Precio interno may. entrada ciudad	243.51	548.25	578.43	602.55	675.40	675.30	676.89
14. Dif. % paridades/precios int. (mayorista)	-49.55%	-7.48%	-13.11%	8.51%	8.64%	-5.11%	-3.23%
15. Bonificación expendedor	28.17	81.73	81.15	101.06	111.60	99.38	99.81
16. Flete Urbano	5.30	6.67	6.92	7.14	7.30	7.40	7.41
17. Paridad Exportadora en surtidor (sin impuestos)	156.32	595.62	590.67	761.99	852.68	747.54	762.26
18. Precio interno en surtidor (sin imp.)	288.64	642.04	676.47	704.01	786.62	786.62	786.94
19. Dif. % paridades/precios int. (sin imp)	-45.8%	-7.2%	-12.7%	8.2%	8.4%	-5.0%	-3.1%
20. Paridad exportadora en surtidor con impuestos	402.48	1021.57	1014.37	1263.23	1394.96	1242.23	1247.67
21. Precio interno en surtidor (con imp)	569.00	1089.00	1139.00	1179.00	1299.00	1299.00	1283.00
22. Dif. % paridades/precios Int (con imp)	-29.3%	-6.2%	-10.9%	7.1%	7.4%	-4.4%	-2.8%

Fuente: Centro de Estudios Energéticos en base a Subsecretaría de Combustibles

Paridad de importación Tipo de cambio (30/11/02): (\$/u\$s): 3.5962

Buque: 30000 ton; puerto: La Plata.

A-Paridad de Importación Nafta Común Destino: Capital Federal

Concepto en \$/m ³	31/12/01	28/06/02	31/07/02	30/08/02	30/09/02	31/10/02	30/11/02
1. Valor FOB Costa de Golfo	135.11	767.37	722.73	730.91	803.34	724.34	630.57
2. Flete	15.25	58.69	57.10	55.93	57.50	54.36	55.49
2.1 Marítimo	15.25	58.69	57.10	55.93	57.50	54.36	55.49
2.2 Fluvial	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3. Alije y Coordinación	2.50	9.51	9.25	9.06	9.32	8.81	8.99
4. Mermas de transporte	0.68	3.84	3.61	3.65	4.02	3.62	3.15
5. Multas y demoras	1.00	3.80	3.70	3.63	3.73	3.52	3.60
6. Seguro (Marítimo y fluvial)	0.41	2.30	2.17	2.19	2.41	2.17	1.89
7. Gastos de Internación	0.60	1.05	1.02	1.03	1.08	1.02	0.95
7.1 Inspección	0.02	0.12	0.11	0.10	0.12	0.11	0.09
7.2 Bancarios y otros	0.08	0.44	0.41	0.42	0.46	0.41	0.36
7.3 Tasas portuarias	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7.4 Despacho y Aduana	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
8. Subtotal	20.43	79.20	76.86	75.49	78.05	73.51	74.07
9. Costo CIF internado	155.54	846.57	799.58	806.40	881.40	797.85	704.65
10. Costo financiero de impuestos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
11. Costos de Almacenaje	4.00	10.76	10.30	10.37	11.11	10.29	9.36
11.1 Operativo	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50
11.2 Financiero	1.50	8.26	7.80	7.87	8.61	7.79	6.86
12. Flete de entrada de ciudad	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
13. Costo financiero de venta	1.50	8.26	7.80	7.87	8.61	7.79	6.86
14. Margen mayorista	15.55	84.66	79.96	80.64	88.14	79.79	70.46
15. Subtotal	21.06	103.68	98.06	98.88	107.86	97.86	86.69
16. Precio mayorista a nivel Paridad de Importación	176.60	950.25	897.64	905.28	989.25	895.71	791.33
17. Flete a expendedor	5.30	6.67	6.92	7.14	7.30	7.40	7.41
18. Margen minorista neto	74.41	160.84	154.63	166.17	176.15	165.07	150.79
19. Subtotal	79.71	167.52	161.55	173.31	183.45	172.46	158.20
20. Paridad en surtidor sin impuestos	256.31	1117.77	1059.19	1078.58	1172.70	1068.17	949.54
21. Precio interno mayorista	222.65	568.90	586.49	647.07	682.57	682.48	683.62
22. Diferencia % paridad/precio (mayorista)	-21%	67%	53%	40%	45%	31%	16%
23. Precio Interno sin impuestos (surtidor)	308.39	691.52	711.47	790.13	830.04	830.04	829.66
24. Diferencia % paridad/precio (surtidor s/imp.)	-17%	62%	49%	37%	41%	29%	14%
25. Paridad en surtidor con impuestos	817.69	1892.29	1819.22	1954.94	2072.34	1941.95	1774.02
26. Precio Interno en surtidor (con impuestos)	884	1364.00	1389.00	1599.00	1649.00	1649.00	1631.00
27. Diferencia % paridad/precio (surtidor c/imp.)	-8%	39%	31%	22%	26%	18%	9%

Fuente: Centro de Estudios Energéticos en base a Subsecretaría de Combustibles

B-Paridad de Importación Nafta Super

Concepto en \$/m ³	31/12/01	28/06/02	31/07/02	30/08/02	30/09/02	31/10/02	30/11/02
1. Valor FOB Costa de Golfo	140.43	810.27	785.05	789.56	863.64	773.20	675.70
2. Flete	15.25	58.69	57.10	55.93	57.50	54.36	55.49
2.1 Marítimo	15.25	58.69	57.10	55.93	57.50	54.36	55.49
2.2 Fluvial	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3. Alije y Coordinación	2.50	9.51	9.25	9.06	9.32	8.81	8.99
4. Mermas de transporte	0.70	4.05	3.93	3.95	4.32	3.87	3.38
5. Multas y demoras	1.00	3.80	3.70	3.63	3.73	3.52	3.60
6. Seguro (Marítimo y fluvial)	0.42	2.43	2.36	2.37	2.59	2.32	2.03
7. Gastos de Internación	0.60	1.08	1.07	1.07	1.12	1.06	0.99
7.1 Inspección	0.02	0.12	0.12	0.12	0.13	0.12	0.10
7.2 Bancarios y otros	0.08	0.46	0.45	0.45	0.49	0.44	0.39
7.3 Tasas portuarias	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7.4 Despacho y Aduana	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
8. Subtotal	20.47	79.57	77.40	76.01	78.58	73.94	74.47
9. Costo CIF internado	160.90	889.84	862.45	865.57	942.22	847.14	750.17
10. Costo financiero de impuestos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
11. Costos de Almacenaje	4.06	11.19	10.92	10.95	11.71	10.78	9.81
11.1 Operativo	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50
11.2 Financiero	1.56	8.69	8.42	8.45	9.21	8.28	7.31
12. Flete de entrada de ciudad	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
13. Costo financiero de venta	1.56	8.69	8.42	8.45	9.21	8.28	7.31
14. Margen mayorista	16.09	88.98	86.25	86.56	94.22	84.71	75.02
15. Subtotal	21.70	108.86	105.59	105.97	115.15	103.77	92.14
16. Precio mayorista a nivel Paridad de Importación	182.61	998.71	968.04	971.53	1057.37	950.91	842.31
17. Flete a expendedor	5.30	6.67	6.92	7.14	7.30	7.40	7.41
18. Margen minorista neto	83.67	188.83	184.74	197.25	208.82	194.52	177.60
19. Subtotal	88.97	195.50	191.65	204.39	216.12	201.91	185.01
20. Paridad en surtidor sin impuestos	271.58	1194.21	1159.69	1175.92	1273.48	1152.82	1027.31
21. Precio interno mayorista	295.03	681.92	713.32	771.81	799.78	799.69	801.40
22. Diferencia % paridad/precio (mayorista)	-38%	46%	36%	26%	32%	19%	5%
23. Precio Interno sin impuestos (surtidor)	400.23	835.27	871.19	949.85	981.79	981.79	981.52
24. Diferencia % paridad/precio (surtidor s/imp.)	-32%	43%	33%	24%	30%	17%	5%
25. Paridad en surtidor con impuestos	836.74	1987.64	1944.59	2076.36	2198.06	2047.54	1869.44
26. Precio Interno en surtidor (con impuestos)	999	1544.00	1589.00	1799.00	1839.00	1839.00	1818.00
27. Diferencia % paridad/precio (surtidor c/imp.)	-16%	29%	22%	15%	20%	11%	3%

Fuente: Centro de Estudios Energéticos en base a Subsecretaría de Combustibles



C- Paridad de Importación Gasoil

Concepto en \$/m ³	31/12/01	28/06/02	31/07/02	30/08/02	30/09/02	31/10/02	30/11/02
1. Valor FOB Costa de Golfo	132.78	643.93	636.69	700.02	778.73	685.48	700.64
2. Flete	17.53	67.44	65.62	64.27	66.08	62.47	63.76
2.1 Marítimo	17.53	67.44	65.62	64.27	66.08	62.47	63.76
2.2 Fluvial	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3. Alije y Coordinación	2.50	9.51	9.25	9.06	9.32	8.81	8.99
4. Mermas de transporte	0.53	2.58	2.55	2.80	3.11	2.74	2.80
5. Multas y demoras	1.00	3.80	3.70	3.63	3.73	3.52	3.60
6. Seguro (Marítimo y fluvial)	0.40	1.93	1.91	2.10	2.34	2.06	2.10
7. Gastos de Internación	0.60	0.96	0.96	1.00	1.06	0.99	1.00
7.1 Inspección	0.02	0.10	0.10	0.11	0.12	0.10	0.11
7.2 Bancarios y otros	0.08	0.37	0.36	0.40	0.44	0.39	0.40
7.3 Tasas portuarias	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7.4 Despacho y Aduana	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
8. Subtotal	22.56	86.23	83.99	82.87	85.63	80.59	82.26
9. Costo CIF internado	155.34	730.16	720.68	782.89	864.36	766.08	782.90
10. Costo financiero de impuestos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
11. Costos de Almacenaje	4.00	9.61	9.52	10.14	10.95	9.98	10.14
11.1 Operativo	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50
11.2 Financiero	1.50	7.11	7.02	7.64	8.45	7.48	7.64
12. Flete de entrada de ciudad	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
13. Costo financiero de venta	1.50	7.11	7.02	7.64	8.45	7.48	7.64
14. Margen mayorista	15.53	73.02	72.07	78.29	86.44	76.61	78.29
15. Subtotal	21.04	89.74	88.61	96.07	105.83	94.07	96.08
16. Precio mayorista a nivel Paridad de Importación	176.37	819.90	809.29	878.96	970.20	860.14	878.97
17. Flete a expendedor	5.30	6.67	6.92	7.14	7.30	7.40	7.41
18. Margen minorista neto	33.29	122.84	121.48	130.66	142.68	128.22	128.78
19. Subtotal	38.59	129.51	128.39	137.80	149.98	135.62	136.19
20. Paridad en surtidor sin impuestos	214.97	949.41	937.69	1016.77	1120.18	995.76	1015.17
21. Precio interno mayorista	243.51	548.25	578.43	602.55	675.40	675.30	676.89
22. Diferencia % paridad/precio (mayorista)	-28%	50%	40%	46%	44%	27%	30%
23. Precio Interno sin impuestos (surtidor)	288.64	642.04	676.47	704.01	786.62	786.62	786.94
24. Diferencia % paridad/precio (surtidor s/imp.)	-26%	48%	39%	44%	42%	27%	29%
25. Paridad en surtidor con impuestos	475.64	1535.48	1518.44	1633.31	1783.53	1602.80	1609.76
25. Paridad en surtidor con impuestos* (excl ITC)		1358.49	1341.45	1456.32	1606.54	1425.81	1433.21
26. Precio Interno en surtidor (con impuestos)	569.00	1089.00	1139.00	1179.00	1299.00	1299.00	1283.00
27. Diferencia % paridad/precio (surtidor c/imp.)	-16%	41%	33%	39%	37%	23%	25%
27. Diferencia % paridad/precio (surtidor c/imp.)* Excl ITC		25%	18%	24%	24%	10%	12%

Fuente: Centro de Estudios Energéticos en base a Subsecretaría de Combustibles

Comparación de precios finales de derivados en el MERCOSUR y Chile (al 11-11-02)

Fuente: Centro de Estudios Energéticos en base a ANP, CNE, Arpel y Repsol YPF

Comparación de precios finales de derivados en el MERCOSUR y Chile (al 09-12-02)

	ARGENTINA \$/litro	BRASIL R\$/litro	CHILE \$/litro	PARAGUAY G\$/litro	URUGUAY \$/litro
Gas Oil	1.28	1.27	260.1	2,035	9.9
Nafta Super	1.82	1.98	405.6	2,944	22.1
Nafta Común	1.63		400.5	2,853	17.0
Tipo de Cambio	3.531	3.75	709.68	6970.00	27.25

	ARGENTINA USD/litro	BRASIL USD/litro	CHILE USD/litro	PARAGUAY USD/litro	URUGUAY USD/litro
Gas Oil	0.363	0.339	0.367	0.292	0.363
Nafta Super	0.515	0.528	0.572	0.422	0.811
Nafta Común	0.462		0.564	0.409	0.624

	ARGENTINA \$/litro	BRASIL \$/litro	CHILE \$/litro	PARAGUAY \$/litro	URUGUAY \$/litro
Gas Oil	1.283	1.199	1.294	1.031	1.283
Nafta Super	1.818	1.864	2.018	1.491	2.863
Nafta Común	1.631		1.993	1.445	2.203

	Comparación %			
	Brasil/Arg.	Chile/Arg.	Paraguay/Arg.	Uruguay/Arg.
Gas Oil	-6.6%	0.9%	-19.7%	0.0%
Nafta Super	2.5%	11.0%	-18.0%	57.5%
Nafta Común		22.2%	-11.4%	35.0%

* Para Brasil se toma el único tipo de gasolina, cuyo octanaje se asemeja al de la nafta super

III.1.6 Comercio Internacional

Importaciones de Petróleo, Naftas y Gas Oil (m3)

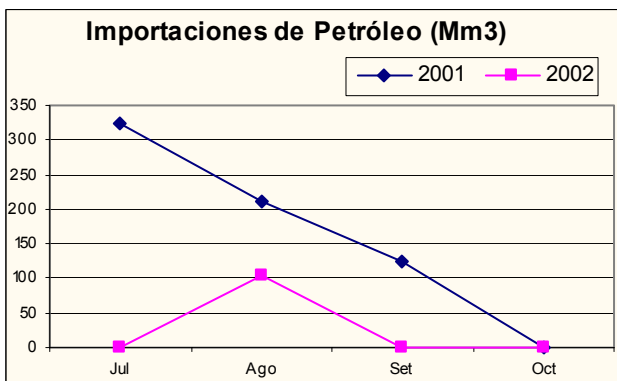
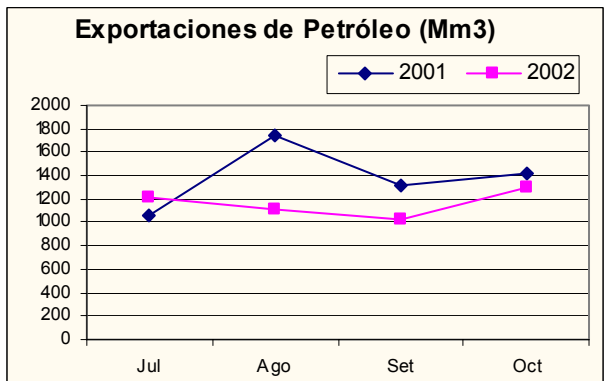
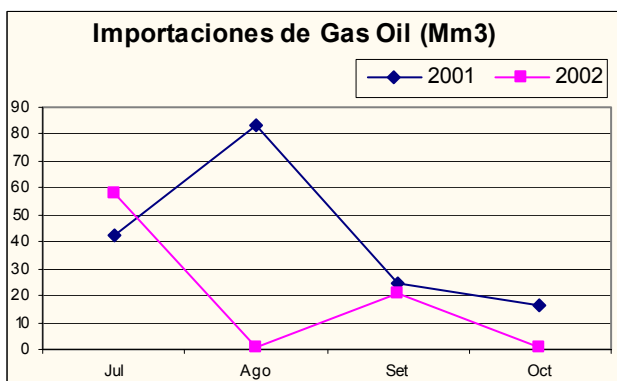
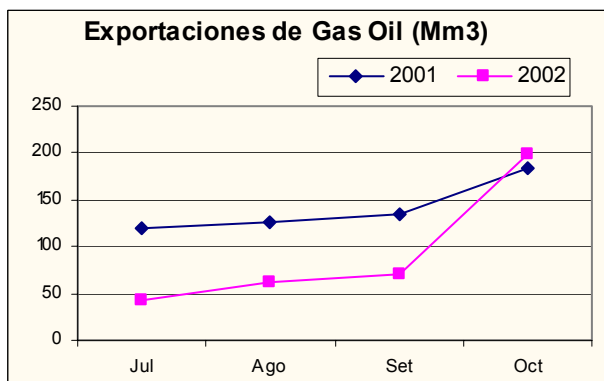
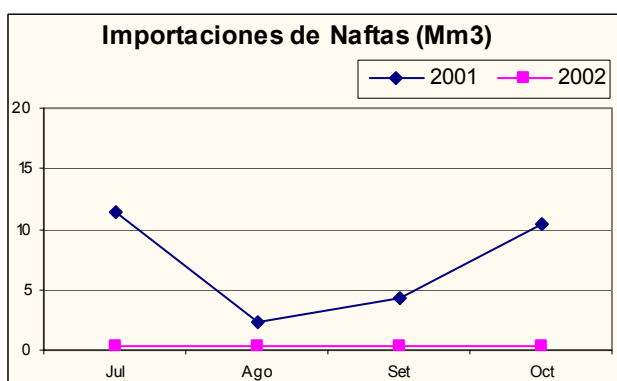
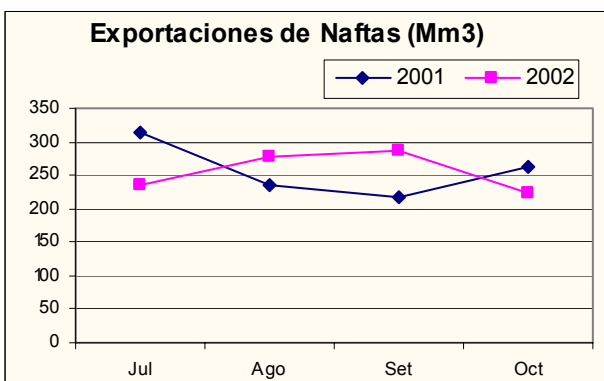
Producto	2001					Total	2002					Var. % Oct'02/Oct'01
	Jul	Ago	Set	Oct	Jul		Ago	Set	Oct	Total		
Nafta Común	0	700	998	1,392	3,090	0	0	0	0	0		
Nafta Súper	11,472	1,536	3,312	9,051	25,371	265	304	314	311	1,194	-96.56%	
Gas Oil	42,293	83,047	24,864	16,164	166,367	58,045	1,009	20,808	931	80,793	-94.24%	
Petróleo	323,079	212,175	124,327	751	660,332	0	103,170	0	0	103,170	-100.00%	

Cuadro III.1.6.a - Importaciones (m3)

Exportaciones de Petróleo, Naftas y Gas Oil (m3)

Producto	2001					Total	2002					Var. % Oct'02/Oct'01
	Jul	Ago	Set	Oct	Jul		Ago	Set	Oct	Total		
Nafta Común	219,567	170,823	161,480	226,875	778,745	175,112	236,869	253,117	90,862	755,960	-59.95%	
Nafta Súper	93,061	63,435	56,052	35,640	248,188	59,407	41,617	33,202	133,571	267,797	274.78%	
Gas Oil	120,107	125,848	135,318	184,520	565,793	41,953	61,068	70,362	199,032	372,415	7.86%	
Petróleo	1,056,460	1,739,196	1,313,573	1,418,620	5,527,849	1,211,740	1,110,485	1,033,487	1,295,578	4,651,290	-8.67%	

Cuadro III.1.6.b - Exportaciones (m3)





III.2 Electricidad

FUENTE: CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.)

III.2.1 Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

Demanda de Energía Eléctrica

Introducción

La demanda de energía del mes de Nov / 02 tuvo un crecimiento de + 4.0 % respecto al mismo mes del año anterior.

La temperatura media fue de 21.3 °C, superior a Nov / 01 en 1.3 °C, y 2.4 °C superior a la histórica del mes (20.4 °C).

La reducción de la demanda, año móvil acumulado, ha sido (- 2.4 %).

CTMSG operó con aportes muy superiores a los medios históricos del mes, en tanto que en YACYRETA el aporte fue levemente superior al histórico del mes.

En la cuenca del Comahue los caudales de todos los ríos también fueron superiores a los históricos.

La disponibilidad del parque térmico convocado a generar fue superior en un 3.9 % a la media esperada.

El precio medio de la energía durante Noviembre / 02 resultó 17.86 \$/MWh.

El precio de la energía discriminado por período fue:

Hs Restantes : 14.96 \$/MWh

Pico: 31.07 \$/MWh

Valle: 10.77 \$/MWh

Evolución Demanda Eléctrica (MEM)

Demanda GWh	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov
2001	6,524	6,127	6,553	5,790	6,274	6,240	6,466	6,129	5,804	5,858	5745
2002	6,132	5,445	6,148	5,650	5,957	6,248	6,491	6,147	5,772	5,944	5976
Tasa de Crecimiento	-6.0%	-11.1%	-6.2%	-2.4%	-5.1%	0.1%	0.4%	0.3%	-0.6%	1.5%	4.0%

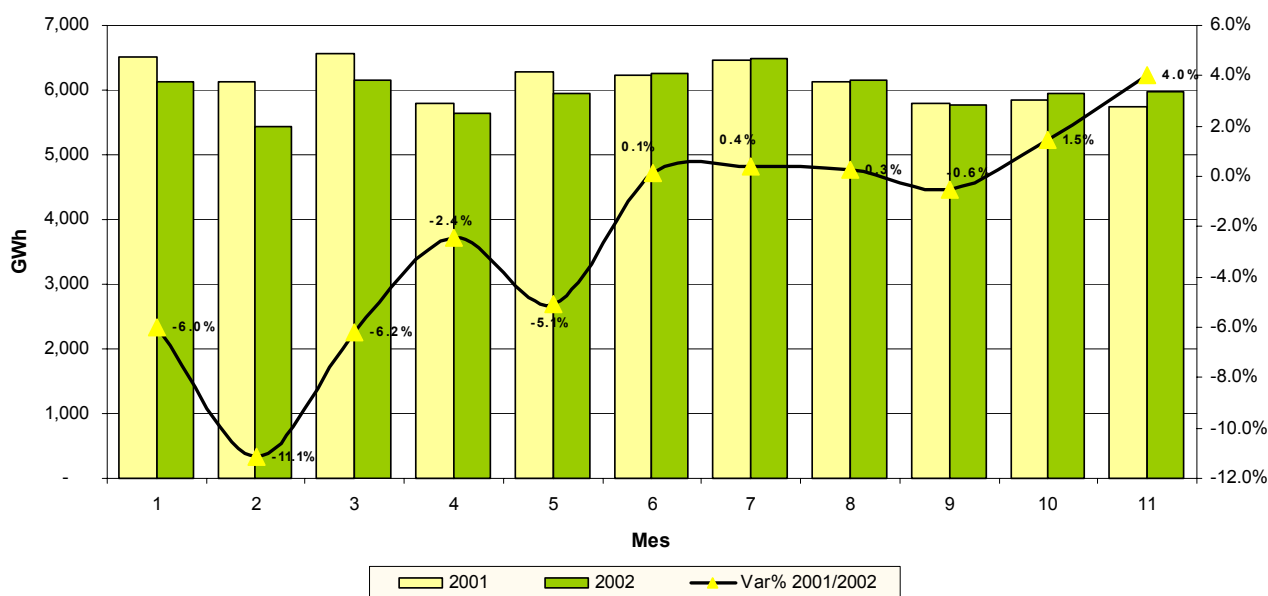
Diciembre (8 días)

Tasa de Crecimiento 2002/2001 = 7,6%

Temperatura 2001 = 19,6°C

Temperatura 2002 = 22,0°C

Evolución Demanda Eléctrica - MEM (ene/nov 01 vs. ene/nov 02)



Potencia máxima bruta generada

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2002	12.296	13.481	13.481	12.209	12.444	13.428	13.405	12.908	12.392	12.394	12.828	
2001	13.501	14.061	13.780	12.866	12.968	13.639	13.794	13.030	12.642	12.365	12.595	12.626

Cuadro III.2.1.b Potencia máxima bruta generada

Balance de energía - MEM

Generación Neta para Cubrir Demanda		Precio de Energía de Mercado	
Real	6369,6 GWh		
Estac.	5842 GWh	17.86	
Dif.	9.00%		

Generación Nuclear	Generación Térmica	Importación	Generac. Hidráulica	Racionamiento Demanda
Real 429,9 GWh	Real 1316,0 GWh	Real 138,5 GWh	Real 4499,3 GWh	
Estac. 413,0 GWh	Estac. 2380,0 GWh	Estac. 0,0 GWh	Estac. 3240,0 GWh	Real 12.5
Dif. 4.10%	Dif. -44.70%		Dif. 38.9%	Estac. 0

Indisp. Térmica	Comahue	CTMSG	Yacyrétá
Real 19.30%	Real 2408,7 GWh	Real 575,5 GWh	Real 1109,5 GWh
Estac. 23.20%	Estac. 1569,0 GWh	Estac. 363,0 GWh	Estac. 879,0 GWh
Dif. -3.9	Dif. 53.50%	Dif. 58.5	Dif. 26.2%

GAS	FUEL OIL	GAS OIL	CARBON
Dm3	(t)	(t)	(t)
Real 303474	Real 284	Real 85	Real 0
Estac. 418654	Estac. 0	Estac. 0	Estac. 0

Demandas de distribuidoras y Gumas por Área

Demandas por Áreas (GWh)	MES DE NOVIEMBRE			COMPARACIONES	
	2001 REAL	2002 PREV	2002 REAL	REAL Vs. PREV	2002 Vs. 2001
Area de Exportación Brasil	379,97	128,56	0,21	-99,8%	-99,9%
Area Catamarca	95,24	105,32	108,17	2,7%	13,6%
Area Cordoba	431,43	424,47	443,35	4,45%	2,76%
Area Chaco	83,40	79,42	86,86	9,37%	4,15%
Area Corrientes	101,69	103,35	105,27	1,86%	3,53%
Area Export. Uruguay	0,00	262,80	0,00	-100,00%	0,00%
Area Entre Ríos	135,85	128,85	140,28	8,87%	3,26%
Area Formosa	38,99	37,63	39,93	6,12%	2,41%
Area Jujuy	43,08	40,90	41,15	0,62%	-4,49%
Area EDELAP	176,81	170,76	186,40	9,16%	5,42%
Area La Pampa	34,11	34,79	36,63	5,30%	7,40%
Area La Rioja	53,09	49,58	59,11	19,22%	11,35%
Area Misiones	62,29	65,85	41,38	-37,16%	-33,57%
Area Mendoza	280,73	299,93	306,66	2,24%	9,24%
Area Neuquen	127,66	123,28	130,06	5,50%	1,88%
Area EDENOR	1.216,97	1.124,32	1.226,81	9,12%	0,81%
Area Rio Negro	62,20	72,22	66,95	-7,29%	7,64%
Area Salta	73,07	69,21	75,09	8,50%	2,76%
Area Santa Fe	579,15	599,55	646,55	7,84%	11,64%
Area Sgo del Estero	43,23	42,01	45,72	8,83%	5,78%
Area San Juan	78,35	73,54	86,68	17,86%	10,64%
Area San Luis	70,17	64,16	72,74	13,38%	3,67%
Area EDESUR	1.075,90	1.017,94	1.117,59	9,79%	3,88%
Area Tucuman	127,22	125,13	134,91	7,82%	6,04%
Area EDEA	209,16	212,66	221,18	4,01%	5,74%
Area EDEN	374,94	377,64	393,78	4,28%	5,03%
Area EDES	170,45	172,63	162,25	-6,01%	-4,81%

Cuadro III.2.1.h Demandas de distribuidoras y Gumas por Área



Demanda de Energía GUMA y GUME por Sector de Actividad

MEM	AGENTE	DATOS	%	1°Trim.-01	1°Trim.-02	VAR	2°Trim.-01	2°Trim.-02	VAR	3°Trim.-01	3°Trim.-02	VAR	oct-01	oct-02	VAR	Acum-01	Acum-02
				Gwh	Gwh	%	Gwh	Gwh	%	Gwh	Gwh	%	Gwh	Gwh	%	Gwh	Gwh
				19203,60	17724,60	-7,70	18304,50	17853,70	-2,46	18399,40	18410,40	0,06	5857,70	5944,30	1,48	61765,20	59933,00
INDUSTRIA- SERVICIOS	GUMA	289	19,90	3162,55	2949,53	-6,74	3146,56	3117,20	-0,93	3073,25	3120,14	1,53	992,89	1068,36	7,60	10375,25	10255,23
	GUME	1163	80,10	658,47	552,93	-16,03	576,45	529,04	-8,22	550,73	527,49	-4,22	186,00	191,71	3,07	1971,65	1801,17
	TOTAL	1452	100,00	3821,02	3502,46	-8,34	3723,01	3646,24	-2,06	3623,98	3647,62	0,65	1178,89	1260,07	6,89	12346,90	12056,39
ALIMENTOS, BEBIDAS, AGROIND, MASIVOS	GUMA	71	4,89	387,58	374,00	-3,50	397,17	389,98	-1,81	402,45	391,86	-2,63	137,97	138,63	0,48	1325,17	1294,46
	GUME	178	12,26	109,86	96,73	-11,95	95,42	87,29	-8,53	90,41	84,62	-6,40	31,75	30,68	-3,38	327,44	299,31
	TOTAL	249	17,15	497,44	470,73	-5,37	492,59	477,27	-3,11	492,87	476,48	-3,32	169,72	169,31	-0,24	1652,61	1593,78
PAPEL, EDITORIAL	GUMA	24	1,65	221,85	190,13	-14,30	229,73	216,53	-5,75	226,18	226,07	-0,05	76,18	77,07	1,17	753,95	709,80
	GUME	32	2,20	28,40	24,30	-14,46	22,95	22,14	-3,51	21,58	19,73	-8,55	7,62	7,28	-4,40	80,55	73,46
	TOTAL	56	3,86	250,26	214,42	-14,32	252,68	238,67	-5,54	247,76	245,80	-0,79	83,80	84,36	0,66	834,50	783,25
METALURGIA	GUMA	20	1,38	550,69	489,31	-11,15	618,78	604,31	-2,34	574,26	587,51	2,31	169,97	214,79	26,37	1913,70	1895,92
	GUME	42	2,89	28,11	17,33	-33,61	26,03	21,24	-18,40	25,27	24,47	-3,16	8,15	8,47	3,95	85,55	71,51
	TOTAL	62	4,27	578,80	506,65	-12,16	644,81	625,55	-2,99	599,52	611,97	2,08	178,12	223,26	25,35	1999,25	1967,43
AUTOMOTRIZ, GOMA	GUMA	10	0,69	93,25	78,90	-15,39	78,53	73,82	-6,00	56,43	62,29	10,39	18,14	20,03	10,42	246,34	235,03
	GUME	10	0,69	93,25	78,90	-15,39	78,53	73,82	-6,00	56,43	62,29	10,39	18,14	20,03	10,42	246,34	235,03
	TOTAL	20	1,38	186,50	157,80	-15,39	157,06	147,64	-6,00	112,86	124,58	10,39	36,28	40,06	10,42	492,68	470,06
QUIMICA, PETROLEO, PLASTICO	GUMA	61	4,20	955,25	980,96	2,69	960,63	1004,81	4,60	1020,34	1055,32	3,43	338,13	336,93	-0,36	3274,35	3378,02
	GUME	179	12,33	122,82	92,45	-24,73	112,61	96,64	-14,18	109,67	99,13	-9,61	35,15	36,46	3,73	380,25	324,68
	TOTAL	240	16,53	1078,07	1073,41	-0,43	1073,24	1101,45	2,63	1130,01	1154,45	2,16	373,29	373,39	0,03	3654,60	3702,70
TEXTIL, CUERO	GUMA	15	1,03	97,80	74,17	-24,16	90,73	94,08	3,68	92,11	93,46	1,47	27,79	32,91	18,42	308,44	294,63
	GUME	55	3,79	35,15	23,82	-32,24	35,81	30,78	-14,05	34,95	36,23	3,64	10,71	12,28	14,65	116,62	103,10
	TOTAL	70	4,82	132,95	97,99	-26,29	126,55	124,86	-1,34	127,07	129,69	2,06	38,50	45,19	17,37	425,07	397,73
CEMENTO, VIDRIO, CERAMICA	GUMA	17	1,17	164,47	98,35	-40,20	158,15	124,69	-21,16	140,94	124,40	-11,74	40,02	49,53	23,77	503,59	396,98
	GUME	21	1,45	15,04	10,62	-29,35	18,30	18,24	-0,35	19,51	20,52	5,14	6,27	7,22	15,18	59,12	56,60
	TOTAL	38	2,62	179,51	108,97	-39,29	176,45	142,93	-19,00	160,46	144,92	-9,68	46,29	56,75	22,61	562,71	453,58
SERVICIOS, COMERCIO	GUMA	68	4,68	508,83	477,84	-6,09	425,20	408,85	-3,84	374,51	367,52	-1,87	123,39	124,58	0,97	1431,92	1378,79
	GUME	617	42,49	302,25	273,33	-9,57	244,72	235,62	-3,63	231,06	224,61	-2,79	60,71	83,26	3,16	858,74	817,93
	TOTAL	685	47,18	811,08	751,17	-7,39	669,91	644,68	-3,77	605,57	592,13	-2,22	204,10	207,84	1,83	2290,66	2196,72
OTROS	GUMA	3	0,21	182,82	185,87	1,67	187,63	200,12	6,66	186,03	211,72	13,81	61,29	73,88	20,54	617,78	671,59
	GUME	39	2,69	18,85	14,35	-23,87	20,61	16,90	-18,00	18,27	18,17	-0,53	5,65	6,06	7,26	63,38	55,49
	TOTAL	42	2,89	201,67	200,22	-0,72	208,25	217,02	4,22	204,30	229,89	12,53	66,94	79,94	19,41	681,16	727,08

NOVEDADES DEL PARQUE GENERADOR MES: NOVIEMBRE / 2002

PARQUE TERMICO

C. N. ATUCHA

Desde 7/05 continúa indisponible debido a corto en trafo de bloque. Se tiene previsto realizar su reparación y reingresar al servicio el día 10/03/03. Durante el tiempo en que la central permanecerá indisponible se realizarán algunos de los trabajos requeridos por la autoridad regulat6ria suspendiendo un mantenimiento de dos meses que fuera previsto inicialmente realizar durante marzo y abril.

CC PUERTO

El ciclo combinado permaneci6 indisponible por mapro desde el día 11 al 26 y la máquina TG12 perteneciente al mismo estuvo indisponible por mapro desde el día 4 al 29.

LDCUCC02 (TV15-TG25)

A partir del día 18 por tres semanas qued6 indisponible por mantenimiento programado estacional.

C. PILAR

La máquina PILATV01 se encuentra en mantenimiento programado estacional desde el día 2/09.

C. TUCUMAN

La máquina TUCUTV01 componente del CC qued6 indisponible desde el día 1 al 26 por mantenimiento programado estacional, período durante el cual operaron las TG a ciclo abierto.

GENERACIÓN HIDRÁULICA

CTMSG

Oper6 con máxima disponibilidad y vertedero abierto durante la primer quincena del mes con la consecuente pérdida de potencia operable por cota de restituci6n. A partir de la segunda semana del mes

fue recuperando potencia operable por mejora del salto útil, operando con 14 unidades disponibles sin regulación primaria ni secundaria de frecuencia.

YACYRETA

Operó con elevada disponibilidad con 19 unidades disponibles con RPF.

C. H. RIO GRANDE

Operó como central de bombeo y de generación con las unidades 3 y 4, mientras que las restantes dos unidades, 1 y 2, continúan indisponibles por avería del trafo de salida, no disponiendo al presente de fecha prevista de reparación.

La central permaneció indisponible desde el día 16 al día 20 antes del pico por reparaciones en el interruptor principal.

C. H. ALICURA

Operó en franja de operación registrando vertidos mínimos. Durante la primer quincena del mes continuó siendo despachada con su franja de valorización de 0 \$/MWh pasando luego a ser despachada en su franja valorizada de 7.53 \$/MWh.

C. H. PLANICIE BANDERITA

Continuó operando en franja de atenuación de crecidas.

C. H. PIEDRA DEL AGUILA

Continuó operando en franja de atenuación de crecidas. Registró vertidos.

C. H. EL CHOCON

Continuó durante la primer quincena del mes operando en franja de atenuación de crecidas, pasando luego a operar en franja de operación normal.

C. H. LOS REYUNOS

Prosiguió con el llenado del embalse continuando los trabajos de vigilancia sobre la presa, los que permitirán concluir sobre las posibilidades de volver el embalse a su operación normal.

Continuó con la posibilidad de despachar sus dos grupos por un lapso no mayor a cuatro horas.

C. H. AGUA DEL TORO

Permaneció condicionada por el erogado saliente de la C. H. Los Reyunos.

EXPORTACIONES DE ARGENTINA HACIA PAÍSES LIMÍTROFES

(Anexo Monitor de variables Energéticas, ítem Energía Eléctrica-Exportaciones)

En relación a las variaciones observadas en las exportaciones hacia países limítrofes debe considerarse que en el mes de octubre si bien ha habido requerimientos de los contratos de Brasil y Uruguay, los valores no son significativos. Las exportaciones hacia Chile se mantienen en los valores promedio.



Precio de la energía y monómico

ENERGIA (\$/MWh)			MONOMICO (\$/MWh)
PRECIO MEDIO EN EL MES	PRECIO MENSUAL ESPERADO CASO BASE	PRECIO TRIMESTRAL SANCIONADO	PRECIO MEDIO EN EL MES
17,86	17,55	15,78	29,91

Cuadro III.2.1.d Precio de la Energía y Monómico

Precios Medios Monómicos mensuales

	dic-01	ene-02	feb-02	mar-02	abr-02	may-02	jun-02	jul-02	ago-02	sep-02	oct-02	nov-02
PRECIOS DE ENERGÍA	13,96	14,54	12,87	13,58	12,95	18,12	29,71	29,72	19,69	17,50	14,66	17,86
SOBREC. TRANSIT. DESPACHO	-	-	-	-	-	0,33	0,91	1,22	0,24	0,39	0,21	0,00
ENERGÍA ADICIONAL	0,31	0,37	0,33	0,25	0,27	0,38	0,03	0,29	0,47	0,47	0,49	0,64
SOBRECOSTO COMBUSTIBLE									0,21	0,26	0,17	0,28
ADICIONAL POTENCIA	7,69	7,80	8,30	7,59	8,39	8,51	9,01	9,30	11,32	11,25	11,78	11,13
PRECIO MONOMICO	21,96	22,71	21,50	21,42	21,61	27,34	39,66	40,53	31,93	29,87	27,31	29,91

Cuadro III.2.1.e Precios medios monómicos mensuales

III.2.2 Mercado Eléctrico Mayorista Sistema Patagónico (MEMSP)

Introducción

El aporte registrado en el Embalse Futaleufú fue superior en un 71.0 % al medio de la serie hidrológica para el mes de Noviembre.

Entre los días 2 y 7/11/2002 se cerró el vertedero, estando abierto el resto de los días del mes.

Para el Embalse Florentino Ameghino, el aporte fue un 29.9 % superior al medio de la serie hidrológica del mes.

El precio medio de la energía en el mercado spot fue de 24.62 \$/MWh, y el monómico de 34.18 \$/MWh.

En la tabla siguiente se detallan los índices de indisponibilidad de grupos generadores, sin considerar a aquellos grupos que mantienen una indisponibilidad forzada permanente.

EMPRESA	PROGRAMADA	FORZADA
C.T. PAT. S.A.	6.3	5.8
E. del SUR S.A.	50.0	0.0

Energías comercializadas

		[GWh]	(%)
MERCADO SPOT	A PRECIO SPOT	18,28	4,43
	A PRECIO ESTACIONAL	46,94	11,38
MERCADO A TERMINO	DEMANDAS CONTRATADAS	347,43	84,2
TOTAL		412,64	100

Cuadro III.2.2.a Energías Comercializadas

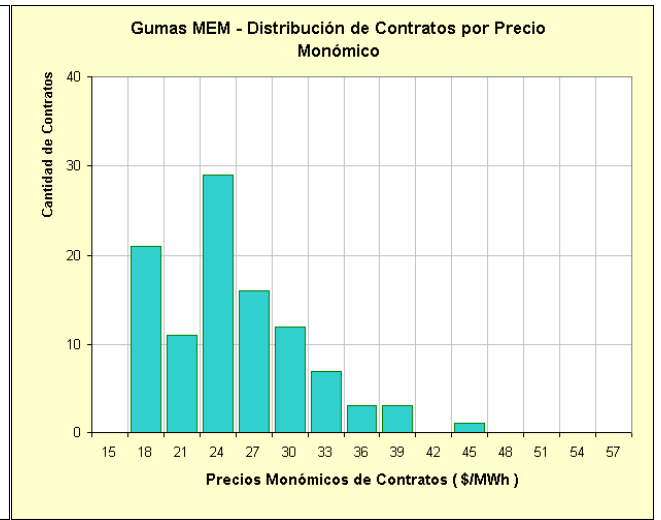
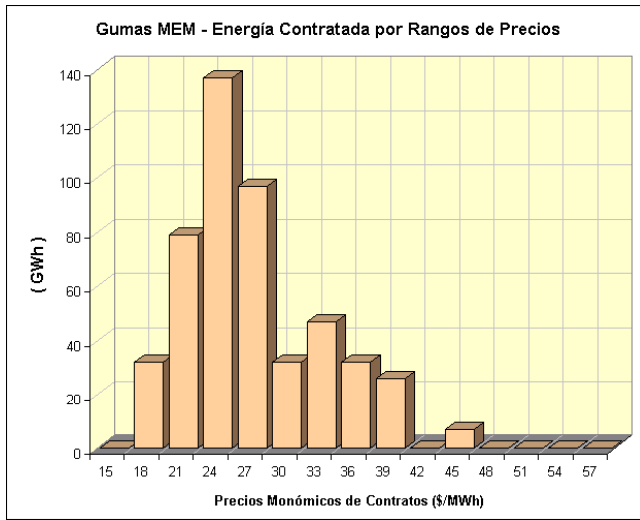
Balance de energía mensual

Precio de Energía de Mercado	Generación Neta		Demanda Bruta		Demanda Bruta		
			132 kV	330kV			
\$/MWh 24.62	Real	526,1 GWh	Real	176,2 GWh	Real	349,9 GWh	
	Estac.	471,9 GWh					
	Dif.	11.50%					
		Generación Térmica		Generación Hidráulica			
	Real	178.4 GWh	Real	347.7 GWh			
	Estac.	181.4 GWh	Estac.	290.5 GWh			
	Dif.	-1.60%	Dif.	19.70%			
Aluar + Perales		Futaleufu		Ameghino			
Real	126.7	Real	319,6 GWh	Real	28,1 GWh		
		Estac.	271,0 GWh	Estac.	19,5 GWh		
		Dif.	17.90%	Dif.	44.00%		
Comodoro Rivadavia		Pico Truncado I		Electropatag.		Energía del Sur	
Real	2,1 GWh	Real	1,5 GWh	Real	23,0 GWh	Real	25,1 GWh



Demanda contratada por rango de precios

Distribución de contratos por precio monómico



III.2.3 Análisis comparado de Tarifas eléctricas

FUENTE: ADEERA (Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina)
Tarifas vigentes a Diciembre de 2002

Comparación tarifas entre distribuidoras para consumos tipos residenciales

EMPRESAS	CONSUMOS TIPO KWH/MES							
	120				200			
	s/imp		Var. %	c/imp Dic.	s/imp		Var. %	c/imp Dic.
Nov	Dic	Nov			Dic			
EPEC CBA	0,103	0,103	0%	0,135	0,141	0,141	0%	0,186
EDENOR GBA	0,099	0,099	0%	0,143	0,082	0,091	11%	0,130
EDESUR CF	0,099	0,099	0%	0,127	0,082	0,091	11%	0,116
EDELAP LA PLATA	0,098	0,098	0%	0,141	0,081	0,091	12%	0,131
EDEN PBA NORTE	0,152	0,152	0%	0,226	0,144	0,144	0%	0,214
EDES PBA SUR	0,143	0,143	0%	0,212	0,135	0,135	0%	0,200
EDEERSA E.R	0,101	0,101	0%	0,144	0,093	0,093	0%	0,146
EPE S. FE	0,121	0,121	0%	0,154	0,157	0,157	0%	0,200

Cuadro III.2.3.a Comparación tarifas e/ dist. p/ consumo residencial

Comparación tarifas entre distribuidoras para consumos tipos comerciales

EMPRESAS	CONSUMOS TIPO KWH/MES							
	500				1000			
	s/imp		Var. %	c/imp Dic.	s/imp		Var. %	c/imp Dic.
Nov	Dic	Nov			Dic			
EPEC CBA	0,166	0,166	0,0%	0,184	0,163	0,163	0,0%	0,180
EDENOR GBA	0,113	0,124	9,6%	0,134	0,103	0,112	9,6%	0,121
EDESUR CF	0,113	0,124	9,4%	0,132	0,102	0,112	9,6%	0,120
EDELAP LA PLATA	0,113	0,124	9,6%	0,133	0,102	0,112	9,1%	0,120
EDEN PBA NORTE	0,134	0,134	0,0%	0,151	0,127	0,127	0,0%	0,142
EDES PBA SUR	0,127	0,127	0,0%	0,142	0,119	0,119	0,0%	0,134
EDEERSA E.R	0,138	0,138	0,0%	0,164	0,142	0,142	0,0%	0,169
EPE S. FE	0,168	0,168	0,0%	0,179	0,157	0,157	0,0%	0,168

Cuadro III.2.3.b Comparación tarifas e/ dist. p/ consumo comercial

Comparación tarifas entre distribuidoras para consumos tipos industriales

EMPRESAS	CONSUMOS TIPO KWH/MES							
	1000				2000			
	s/imp		Var. %	c/imp Dic.	s/imp		Var. %	c/imp Dic.
Nov	Dic	Nov			Dic			
EPEC CBA	0,163	0,163	0%	0,164	0,161	0,161	0%	0,162
EDENOR GBA	0,103	0,112	10%	0,121	0,087	0,096	10%	0,103
EDESUR CF	0,102	0,112	10%	0,120	0,087	0,095	10%	0,102
EDELAP LA PLATA	0,102	0,112	9%	0,120	0,088	0,095	9%	0,103
EDEN PBA NORTE	0,127	0,127	0%	0,142	0,106	0,106	0%	0,119
EDES PBA SUR	0,119	0,119	0%	0,134	0,100	0,100	0%	0,112
EDEERSA E.R	0,105	0,105	0%	0,108	0,107	0,107	0%	0,110
EPE S. FE	0,141	0,141	0%	0,150	0,124	0,124	0%	0,132

Cuadro III.2.3.c Comparación tarifas e/ dist. p/ pequeños consumos



EMPRESAS	REALC. POTENC. PTA. FPTA		UTILIZACION	
	75,00%		H/MES	Fc
	s/imp		200	27,40%
	Nov	Dic	Var. %	c/imp Dic.
EPEC CBA	0,106	0,106	0%	0,107
EDENOR GBA	0,097	0,109	12%	0,117
EDESUR CF	0,097	0,108	11%	0,115
EDELAP LA PLATA	0,096	0,109	13%	0,117
EDEN PBA NORTE	0,090	0,090	0%	0,096
EDES PBA SUR	0,087	0,087	0%	0,093
EDEERSA E.R	0,104	0,104	0%	0,107
EPE S. FE	0,092	0,095	3%	0,101

Cuadro III.2.3.d Categoría gdes. Consumos - Baja Tensión

EMPRESAS	REALC. POTENC. PTA. FPTA		UTILIZACION	
	75,00%		H/MES	Fc
	s/imp		250	34,20%
	Nov	Dic	Var. %	c/imp Dic.
EPEC CBA	0,065	0,065	0%	0,065
EDENOR GBA	0,060	0,063	5%	0,068
EDESUR CF	0,061	0,063	4%	0,067
EDELAP LA PLATA	0,059	0,063	6%	0,067
EDEN PBA NORTE	0,064	0,064	0%	0,068
EDES PBA SUR	0,059	0,059	0%	0,064
EDEERSA E.R	0,073	0,073	0%	0,075
EPE S. FE	0,063	0,064	2%	0,069

Cuadro III.2.3.e Categoría gdes. Consumos - Media Tensión 300 Kw

EMPRESAS	REALC. POTENC. PTA. FPTA		UTILIZACION	
	75,00%		H/MES	Fc
	s/imp		300	41,10%
	Nov	Dic	Var. %	c/imp Dic.
EPEC CBA	0,059	0,059	0%	0,059
EDENOR GBA	0,055	0,057	4%	0,061
EDESUR CF	0,055	0,057	2%	0,061
EDELAP LA PLATA	0,054	0,057	4%	0,061
EDEN PBA NORTE	0,056	0,056	0%	0,060
EDES PBA SUR	0,053	0,053	0%	0,057
EDEERSA E.R	0,063	0,063	0%	0,064
EPE S. FE	0,052	0,052	1%	0,056

Cuadro III.2.3.f Categoría gdes. Consumos - Media Tensión 1500 Kw

Los cuadros precedentes presentan las modificaciones tarifarias vigentes para las empresas de concesión federal (EDENOR, EDESUR y EDELAP), aprobadas por Decreto 2437-02 del Poder Ejecutivo Nacional. Los incrementos varían entre el 9% y el 12%, exceptuando a los bajos consumos residenciales, como se observa en este caso para el consumo tipo de 120 Kwh/mes.

Por otra parte, de las empresas provinciales incluidas en esta comparación sólo EPE Santa Fe ha aprobado aumentos en el servicio de energía eléctrica pero únicamente para la categoría tarifaria grandes usuarios industriales. EDES Buenos Aires Sur ha presentado un nuevo cuadro tarifario al ente regulador provincial que a la fecha de editar este Informe no ha sido aprobado.

IV- Novedades legislativas

Norma	Fecha	Resumen
HIDROCARBUROS		
Resolución Conjunta SE y SAGPyA 147/2002 197/2002	30/10/02	Actividades Hidrocarburíferas - Decreto 860/96 - Reajuste de Valores - Reajústanse los valores indemnizatorios fijados en el Decreto Nro. 860/96 en concepto de lucro cesante y daños emergentes inherentes a las actividades hidrocarburíferas y en concepto de gastos de control y vigilancia, que les corresponden a los propietarios superficiarios de predios afectados a las mencionadas actividades.
Decreto PEN 867/2002	24/05/02	Declárase en emergencia el abastecimiento de hidrocarburos en todo el territorio nacional hasta el 30 de setiembre de 2002. Inclúyese al petróleo crudo y al gas licuado de petróleo en la lista de hidrocarburos sujetos a la operación de registro establecida por el Decreto N° 645/2002.
Disposición SSC 2/2002	10/05/02	Formulario para el Registro de Operaciones de Exportación de petróleo crudo, gasoil y gas licuado de petróleo. Exímese de dicho registro a las operaciones de abastecimiento de combustibles para consumo propio de buques de bandera extranjera.
EXPORTACIONES DE HIDROCARBUROS		
Resolución SE 341/2002	30/07/02	RES. 140/02 Y 166/02 – DEROGACION. Deróganse las resoluciones Nros. 140/2002 y 166/2002, mediante las cuales se establecieron limitaciones a la exportación de petróleo crudo, como consecuencia de la normalización del mercado de combustibles.
Resolución ME 135/2002	3/07/02	EXPORTACION - ALICUOTA CERO. Fíjase en el cero por ciento la alícuota del derecho de exportación aplicable a determinadas mercaderías comprendidas en posiciones arancelarias de la Nomenclatura Común del Mercosur.
Resolución SE 166/2002	26/06/02	DEROGADA. Res. 140/02 – Adecuación de Disposiciones. Adecuación de las disposiciones de la resolución nro. 140/2002, con la finalidad de compatibilizar las necesidades del abastecimiento interno y la libre disponibilidad de los productores para la exportación de hidrocarburos.
Resolución SE 140/2002	03/06/02	DEROGADA. Establécese el porcentaje al que estarán facultadas a exportar durante los meses de junio, julio, agosto y septiembre de 2002, las firmas productoras y exportadoras de petróleo crudo.
Decreto PEN 809/2002	14/05/02	Ampliase la lista de hidrocarburos y derivados, establecida por el Decreto N° 310/2002, determinando sus derechos de exportación. Vigencia.
Resolución SE 76/2002	10/05/02	Establécese que en la exportación de hidrocarburos se deberá respetar el tipo de cambio transferencia vendedor del Banco de la Nación Argentina, vigente el día hábil anterior al de la liquidación, para la fijación del valor de las regalías.
Decreto PEN 689/2002	02/05/02	Decreto 214/02 y Ley 25.561-Exportaciones de gas. Acláranse los alcances de la aplicación del Decreto Nro. 214/2002 y del artículo 8vo. de la ley Nro. 25.561 con relación a los contratos de exportación de gas natural y de transporte de gas natural con destino a la exportación, con el objeto de deslindar paulatinamente aquellas relaciones jurídicas que han sido alcanzadas por las normas de emergencia, de aquellas que no corresponde extenderle su aplicación.
Decreto PEN 310/2002	14/02/02	Determinase el nivel de derecho de exportación aplicable a mercaderías comprendidas en posiciones arancelarias de la nomenclatura común del MERCOSUR (n.c.m.). (Fe de Erratas: B.O. 15/2/2002, pag. 4).-
COMBUSTIBLES		
Resolución SMAyDS 1237/2002	21/11/02	Emisiones Gaseosas. Ensayo y Límites Máximos de Contaminantes de vehículos pesados alimentados a GNC. Apruébanse los procedimientos de ensayo y límites máximos para los distintos contaminantes, en relación con el otorgamiento de aprobación de emisiones gaseosas y sus extensiones, para motores del Ciclo Otto, alimentados a GNC que equipen vehículos pesados
Resolución SE 145/2002	24/10/02	Nafta Súper - Establécese el contenido máximo de azufre y de benceno en la nafta súper. Autorízase la utilización de las normas ASTM o IRAM-IAPG para los análisis previstos en las Resoluciones Nros. 54/96, de la ex Secretaría de Obras y Servicios Públicos, entonces dependiente del ex Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos y N° 222/2001 de la ex Secretaría de Energía y Minería, dependiente del ex Ministerio de Infraestructura y Vivienda
Resolución ME 526/2002	23/10/02	Alícuota Derecho de Exportación de Gasoil - Redúcese la alícuota del derecho de exportación de gasoil, en los términos del acuerdo de prórroga del Convenio de Estabilidad de Suministro de Gasoil, ratificado por el Decreto N° 1912/2002.



Norma	Fecha	Resumen
Resolución SE 95/2002	8/10/02	Procedimientos, Formularios e Información - Determinanse los procedimientos, formularios e información que deberán presentar las empresas refinadoras y productoras consideradas parte del Convenio de Estabilidad de Suministro del Gasoil, del Acuerdo de Prórroga del Convenio de Estabilidad de Suministro de Gasoil y del Acuerdo Trimestral de Suministro del Gasoil al Transporte Público de Pasajeros.
Decreto PEN 1912/2002	1/10/02	Ratificase, el Acuerdo de Prórroga del Convenio de Estabilidad de Suministro de Gasoil y el Acuerdo Trimestral de Suministro de Gasoil al Transporte Público de Pasajeros.
Decreto PEN 1808/2002	12/09/02	Gasoil.- Ley 25.596, Art. 2 Prorrógase una Exención.- Prorrógase hasta el 31 de octubre de 2002, inclusive, la exención prevista en el artículo 2ro. de la Ley Nro. 25.596 para las importaciones de gas oil y su posterior reventa en el mercado interno, realizadas entre el 29 de mayo de 2002 y el 31 de julio de 2002 inclusive.
Resolución SE 394/2002	8/08/2002	Prorrógase la entrada en vigencia de las especificaciones de azufre en gasoil y nafta súper y de contenido de benceno en nafta súper del Anexo I de la Resolución N°222/2001 de la ex Secretaría de Energía y Minería, mediante la cual se fijaron las características que deben cumplir los combustibles que se comercialicen en el país.
Decreto PEN 890/2002	30/05/02	Establece el 29 de mayo de 2002 como la fecha de entrada en vigencia de la Ley Nro. 25596, de PLAN DE EMERGENCIA PARA EL ABASTECIMIENTO DE GASOIL
Decreto PEN 887/2002	29/05/02	Promulgación de la Ley N° 25.596
Ley N° 25.596	29/05/02	Declárase en emergencia el abastecimiento de gas oil en todo el territorio nacional. Impuesto sobre los Combustibles Líquidos y del Gas Natural. Exenciones. Vigencia (Hasta el 31/07/02). PLAN DE EMERGENCIA PARA EL ABASTECIMIENTO DE GASOIL
Decreto PEN 786/2002	10/05/02	Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumo Residenciales de Gas Natural y Gas Licuado. Ley N° 25.565, artículo 75. Recargo. Constitución del Fideicomiso. Bienes Fideicomitidos. Beneficiarios. Disposiciones Generales. Vigencia.
Decreto PEN 652/2002	22/04/02	Ratificase el Convenio de Estabilidad de Suministro del Gasoil suscripto entre el Estado Nacional y las empresas productoras y refinadoras de hidrocarburos.
Decreto PEN 645/2002	22/04/02	Registro de Contratos de Operaciones de Exportación de gas oil, a cargo de la Secretaría de Energía.
Resolución SE 38/2002	22/04/02	Establécese que el Registro de Operaciones de Exportación previsto en el Decreto N° 645/2002 estará a cargo de la Dirección Nacional de Recursos Hidrocarburíferos y Combustibles. Funciones. Inclusión en dicho registro de las exportaciones de gas licuado de petróleo y petróleo crudo.
IMPUESTOS		
Resolución General AFIP 1373/2002	18/11/02	Impuesto sobre los combustibles líquidos. RG AFIP 1359 – Complementaria. Impuesto sobre los combustibles líquidos. Ley Nro. 23.966, título III de Impuesto sobre los combustibles líquidos y el gas natural, Texto ordenado en 1998 y sus Modificaciones. Procedimiento para la homologación de marcadores químicos y reagentes. Proveedores autorizados para su comercialización. Resolución general Nro. 1.359 y su Modificatoria. Norma complementaria.
Decreto PEN 2312/2002	15/11/02	Impuesto al Valor Agregado. Alícuota: Reducción Transitoria al 19%. Redúcese temporalmente la Alícuota General del Impuesto al Valor Agregado. Vigencia.
Resolución AFIP N° 1364/2002	28/10/02	Impuesto sobre los Combustibles Líquidos. RG 1359 – Modificación - Impuesto sobre los Combustibles líquidos. Ley Nro. 23.966, Título III de Impuesto sobre los Combustibles Líquidos y el Gas Natural, texto ordenado en 1998 y sus modificaciones. Resolución general Nro. 1359. Su modificación.
Nota Externa AFIP N° 9/2002	28/10/02	Tasa sobre el gasoil RG AFIP N° 1094 - Aclaratoria - Tasa sobre el gasoil. Decreto Nro. 652/02. Resolución General Nro. 1.094. Formulario de Declaración Jurada Nro. 850
Resolución AFIP N° 1359/2002	22/10/02	Impuesto sobre los Combustibles. Ley N° 23.966, Título III de Impuesto sobre los combustibles líquidos y el gas natural, texto ordenado en 1998 y sus modificaciones. Resolución general N° 3883 (DGI) y sus Modificaciones. Su derogación. Decreto N° 74/98 y sus modificaciones. Normas para la utilización de métodos fisicoquímicos de control. Su implementación.
Resolución AFIP N° 1330/2002	21/08/02	Combustibles. RG AFIP N° 1307 –Su Modificación. Recargo sobre el gas natural Decreto 786/2002. Resolución General Nro. 1307. Su Modificación
Resolución ME 273/2002	8/08/02	Montos de impuestos por litro para determinados productos detallados en el artículo 4° de la Ley 23.966, Título III de Impuesto sobre los Combustibles Líquidos y el Gas Natural.-

Norma	Fecha	Resumen
Resolución General AFIP 1314/2002	19/07/02	LEY 23966, ART. 7 D) - REQUISITOS, PLAZOS Y OTROS. Impuesto sobre los combustibles líquidos. Ley Nro. 23.966, Título III de Impuesto sobre los Combustibles Líquidos y el Gas Natural, texto ordenado en 1998 y sus modificaciones. Art. 7 inc. D). Régimen de información.
Resolución General AFIP 1313/2002	19/07/02	Decreto 959/01 – Nuevo Programa Aplicativo. Impuestos al valor agregado. Operaciones de exportación y asimilables. Solicitudes de acreditación, devolución o transferencia. Nuevo programa aplicativo. Su aprobación. Resolución General 1314 AFIP Impuesto sobre los Combustibles Líquidos. Ley Nro. 23.966. Título III de Impuesto sobre los Combustibles Líquidos y el Gas Natural, texto ordenado en 1998 y sus modificaciones. Artículo 7ro. Inciso d). Régimen de información. Requisitos, plazos, forma y condiciones.
Resolución General AFIP 1307/2002	3/07/02	Combustibles. Recargo sobre el gas natural. Decreto Nro.786/2002. Determinación e ingreso de la percepción. Requisitos, plazos, formas y condiciones.
Resolución General AFIP 1293/2002	05/06/02	Impuesto sobre los Combustibles Líquidos. Ley Nro. 23.966, Título III de Impuesto sobre los Combustibles Líquidos y el Gas Natural, texto ordenado en 1998 y sus modificaciones. Artículo 7°, Inciso d). Comercialización de combustibles con destino exento. Artículo 4°, tercer párrafo. Impuestos diferenciados. Resolución General Nro. 1234. Su modificación.
Resolución General AFIP 1234/2002	15/03/02	Impuesto sobre los Combustibles Líquidos. Ley N° 23.966, Título III de Impuesto sobre los Combustibles Líquidos y el Gas Natural, texto ordenado en 1998 y sus modificaciones. Artículo 7°, inciso d). Comercialización de combustibles con destino exento. Artículo 4°, tercer párrafo. Impuestos diferenciados. Creación del "Registro". Resoluciones Generales N° 4.311 (DGI) y N° 629. Su derogación.
Resolución General AFIP 1196/2002	04/01/02	Impuesto sobre los Combustibles Líquidos. Ley N° 23.966, Título III de Impuesto sobre los Combustibles Líquidos y el Gas Natural, texto ordenado en 1998 y sus modificaciones. Régimen de reintegro. Su implementación

TASAS

Resolución SE 42/2002	12/09/02	Ley 25.565, Art. 74, Inc. C) y Res. 309/02. Prorrógase la fecha de pago de la tasa de transporte de hidrocarburos prevista en la Ley Nro. 25.565 y establecida por la Resolución Nro. 309/2002.
Resolución SE 309/2002	19/07/02	Normas para determinar el monto y los plazos de percepción de las tasas establecidas en los incisos a), b) y c) del artículo 74 de la Ley N° 25.565. Tasa de control del fraccionamiento de gas licuado de petróleo. Tasa de control de calidad de los combustibles. Tasa de control del transporte de hidrocarburos líquidos y derivados

CONTRATOS DE OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS

Decreto PEN 2437/2002	3/12/02	Servicios Públicos. Tarifas.- Redecúanse, en forma transitoria, las tarifas de Servicios Públicos de Gas y Electricidad.
Decreto PEN 1839/2002	17/09/02	Ley N° 25.561, Art. 8 Prórroga de un Plazo. Extiéndese el plazo para que el Ministerio de Economía eleve al Poder Ejecutivo Nacional las propuestas de renegociación de los contratos alcanzados por lo dispuesto en el artículo 8 de la Ley Nro. 25.561, que tengan por objeto la prestación de obras y servicios públicos definidos en el artículo 1 del Decreto Nro. 293/2002. Excepciones
Decreto PEN 1834/2002	17/09/02	Empresas Concesionarias. Reordenamiento - Adóptanse medidas respecto de determinadas contingencias económicas o procesos judiciales que afecten a las empresas concesionarias o licenciatarias de obras y servicios públicos, comprendidas en el proceso de renegociación dispuesto por la Ley Nro. 25.561, los decretos Nros. 293/2002 y 370/2002 y la Resolución ME Nro. 20/2002, y durante el plazo de emergencia pública establecido en la citada ley, con la finalidad de asegurar la continuidad y calidad de los servicios públicos que brindan.
Resolución ME 317/2002	27/08/02	Res. 20/02 – Modificación - Modificación de las "normas de procedimiento para la renegociación de los contratos de prestación de obras y servicios públicos", aprobadas por la Resolución Nro. 20/2002, en relación con la calificación de las informaciones y las peticiones de reserva sobre las mismas presentadas por las empresas.
Resolución ME 308/2002	20/08/02	Renegociación - Complementaria y Administrativa. Norma complementaria e interpretativa de las que rigen el proceso de renegociación de los contratos de obras y servicios públicos dispuesto por la Ley Nro. 25.561 y los Decretos Nros. 293/2002, 370/2002 y 1090/2002. Niveles de calidad exigibles a los concesionarios. Incumplimientos. Reclamos o presentaciones de las empresas concesionarias o licenciatarias.

AREA DE ANÁLISIS REGULATORIO Y ESTUDIOS ESPECIALES

Resolución 4/2002	15/11/02	Tarifas. Res. 3/2002 – Rectificación.- Rectifícase la Resolución AAREE 3/2002, con la finalidad de corregir un error material en su redacción.
--------------------------	----------	---



Norma	Fecha	Resumen
Resolución 3/2002	11/11/02	Tarifas. Res. 1/02- Rectificación. - Modificase el artículo 1ro. de la Resolución nro. 1/2002, en relación con el cronograma de las Audiencias Públicas que tendrán por objeto resolver sobre las solicitudes de modificación de tarifas presentadas por las concesionarias del Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica.
GAS NATURAL		
Resolución SE 41/2002	11/09/02	Concesión Area I (Cuenca Austral). Otórgase una autorización para la exportación de gas natural producido en la concesión de explotación del área I de la Cuenca Austral, en la Provincia de Tierra del Fuego, Antártica e islas del Atlántico Sur y la plataforma continental argentina, con destino a la República de Chile.
Resolución SE 3/2002	3/09/02	Yacimientos Aguada Pichana y San Roque - Otórgase una autorización para la exportación de gas natural producido en los yacimientos de las áreas "Aguada Pichana" y "San Roque", ubicadas en la provincia del Neuquén, con destino a la República de Chile.
ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS		
Resolución ME 487/2002	17/10/02	RES. 38/02 – Excepción - Exceptúase al Ente Nacional Regulador de la Electricidad y al Ente Nacional Regulador del Gas de las restricciones previstas en la Resolución Nro. 38/2002 del Ministerio de Economía, a fin de llevar a cabo los procesos de modificación de tarifas de acuerdo con lo establecido en los artículos 46 de la Ley Nro. 24.065 y 46 de la Ley Nro. 24.076.
Resolución 2708/2002	11/10/02	Resolución 2645. Rectificación - Rectifícase un error material contenido en la Resolución Enargas Nro. 2645.
Resolución 2705/2002	25/09/02	Tarifas. Gas Natural. Res. 1188/99 y 2375/2001- Reglamentación para la aplicación de lo dispuesto en los artículos 2ro. de las Resoluciones Nros. 1188/99 y 2375/2001, en relación con nuevas instalaciones de artefactos.
Resolución 2703/2002	25/09/02	Tarifas. Gasnor SA - Mantiénense los cuadros tarifarios aprobados en forma provisoria mediante la Resolución Nro. 2660, correspondientes a los servicios de distribución de gas por redes de Gasnor SA, a partir del 1 de agosto de 2002.
Resolución 2700/2002	25/09/02	Tarifas. Facturas – Inclusión de un costo impositivo. Autorízase la inclusión del mayor costo derivado del impuesto a los créditos y débitos en cuenta corriente - Ley 25.413 en las facturas de gas a los usuarios de determinadas licenciatarias. Metodología para calcular la incidencia mensual del mencionado impuesto en el costo del servicio de transporte de gas por redes, a partir del 1 de julio de 2002.
Resolución 2699/2002	24/09/02	Tarifas. GLP y Otras - Mantiénense los cuadros tarifarios aprobados en forma provisoria mediante la Resolución nro. 2663, correspondientes a los servicios de distribución de gas por redes de GLP de Cooperativa Limitada de Electricidad, Obras y Servicios Públicos, Crédito y Vivienda de Camerillo; Cooperativa F.E.L. Limitada; Distrigas SA.; Hidrocarburos del Neuquén SA.; Cooperativa Telefónica y de Servicio Publico de Tostado; Compañía de Gas de la Costa y Emgasud SA., para las localidades de sus áreas licenciadas, a partir del 1 de agosto de 2002.
Resolución 2698/2002	24/09/02	Tarifas. Redengas SA - Mantiénense los cuadros tarifarios aprobados en forma provisoria mediante la Resolución Nro. 2662, correspondientes a los servicios de distribución de gas por redes de Redengas SA, a partir del 1 de agosto de 2002.
Resolución 2697/2002	24/09/02	Tarifas. Gasnea SA - Mantiénense los cuadros tarifarios aprobados en forma provisoria mediante la Resolución Nro. 2661, correspondientes a los servicios de distribución de gas por redes de Gasnea SA, a partir del 1 de agosto de 2002.
Resolución 2696/2002	24/09/02	Tarifas. Litoral Gas SA - Mantiénense los cuadros tarifarios aprobados en forma provisoria mediante la Resolución Nro. 2659, correspondientes a los servicios de distribución de gas por redes de Litoral Gas SA, a partir del 1 de agosto de 2002.
Resolución 2695/2002	24/09/02	Tarifas. Camuzzi Gas Pampeana SA - Mantiénense los cuadros tarifarios aprobados en forma provisoria mediante la Resolución Nro. 2657, correspondientes a los servicios de distribución de gas por redes de Camuzzi Gas Pampeana SA, a partir del 1 de agosto de 2002.
Resolución 2694/2002	24/09/02	Tarifas. Camuzzi Gas del Sur SA - Mantiénense los cuadros tarifarios aprobados en forma provisoria mediante la Resolución Nro. 2658, correspondientes a los servicios de distribución de gas por redes de Camuzzi Gas del Sur SA, a partir del 1 de agosto de 2002.
Resolución 2693/2002	24/09/02	Tarifas. Gas Cuyana SA - Mantiénense los cuadros tarifarios aprobados en forma provisoria mediante la Resolución Nro. 2655, correspondientes a los servicios de distribución de gas por redes de Gas Cuyana SA, a partir del 1 de agosto de 2002.
Resolución 2692/2002	24/09/02	Tarifas. Gas del Centro SA - Mantiénense los cuadros tarifarios aprobados en forma provisoria mediante la Resolución Nro. 2656, correspondientes a los servicios de distribución de gas por redes de Gas del Centro SA, a partir del 1 de agosto de 2002.

Norma	Fecha	Resumen
Resolución 2691/2002	24/09/02	Tarifas. Metrogas SA - Mantiénense los cuadros tarifarios aprobados en forma provisoria mediante la Resolución Nro. 2653, correspondientes a los servicios de distribución de gas por redes de Metrogas, a partir del 1 de agosto de 2002.
Resolución 2689/2002	26/08/02	Tarifas. Transportadora de Gas del Sur SA.- Apruébanse los cuadros tarifarios correspondientes a los servicios de transporte de gas destinado a la exportación de Transportadora de Gas del Sur SA, con vigencia a partir del 6 de enero de 2002.
Resolución 2620/2002	23/08/02	Gas Natural. Transportadora de Gas del Sur SA y Link Gas SA.- Autorízase la conexión al sistema de tramos finales proyectada por Transportadora de Gas del Sur SA. y Link Gas SA que implica la construcción de las obras de extensión del gso ducto, desde el punto de interconexión Buchanan II hasta la localidad de Punta Lara (Provincia de Buenos Aires) e involucra la construcción y propiedad por parte de Link Gas SA, como así también la operación y mantenimiento del mismo por parte de la mencionada licenciataria en los términos y condiciones del artículo 16 de la Ley 24.076, por el plazo que surge de la relación contractual establecida, de cuyas estipulaciones no podrá inferirse limitación o exclusión alguna respecto de la transportista con relación a las obligaciones a su cargo, todo ello de acuerdo con el Marco Regulatorio que surge de la mencionada ley; su reglamentación por Decreto 1738/92, el modelo de licencia de transporte de gas natural aprobado por Decreto 2255/92; las pautas para la administración del despacho y demás resoluciones del Enargás.
Resolución 2663/2002	22/08/02	Tarifas. Cooperativa de Carnerillo y Otros - Mantiénense los cuadros tarifarios aprobados en forma provisoria por las Resoluciones Nros. 2615 y 2618, correspondientes a los servicios de distribución de gas por redes de varias cooperativas, a partir del 1 de julio de 2002 y hasta el 31 de julio de 2002.
Resolución 2662/2002	22/08/02	Tarifas. Redengas SA - Mantiénense los cuadros tarifarios aprobados en forma provisoria por la Resolución Nro. 2613, correspondientes a los servicios de distribución de gas por redes de Redengas SA, a partir del 1 de julio de 2002 y hasta el 31 de julio de 2002.
Resolución 2661/2002	22/08/02	Tarifas. Gasnea SA - Mantiénense los cuadros tarifarios aprobados en forma provisoria por la Resolución Nro. 2614, correspondientes a los servicios de distribución de gas por redes de Gasnea SA, a partir del 1 de julio de 2002 y hasta el 31 de julio de 2002.
Resolución 2660/2002	22/08/02	Tarifas. Gasnor SA - - Mantiénense los cuadros tarifarios aprobados en forma provisoria por la Resolución Nro. 2614, correspondientes a los servicios de distribución de gas por redes de Gasnor SA, a partir del 1 de julio de 2002 y hasta el 31 de julio de 2002.
Resolución 2659/2002	22/08/02	Tarifas. Litoral Gas SA - Mantiénense los cuadros tarifarios aprobados en forma provisoria por la Resolución Nro. 2609, correspondientes a los servicios de distribución de gas por redes de Litoral Gas SA, a partir del 1 de julio de 2002 y hasta el 31 de julio de 2002.
Resolución 2658/2002	22/08/02	Tarifas. Camuzzi Gas del Sur SA - Mantiénense los cuadros tarifarios aprobados en forma provisoria por la Resolución Nro. 2612, correspondientes a los servicios de distribución de gas por redes de Camuzzi Gas del Sur SA, a partir del 1 de julio de 2002 y hasta el 31 de julio de 2002.
Resolución 2657/2002	22/08/02	Tarifas. Camuzzi Gas Pampeana SA - Mantiénense los cuadros tarifarios aprobados en forma provisoria por la Resolución Nro. 2608, correspondientes a los servicios de distribución de gas por redes de Camuzzi Gas Pampeana SA, a partir del 1 de julio de 2002 y hasta el 31 de julio de 2002.
Resolución 2656/2002	22/08/02	Tarifas. Distribuidora de Gas del Centro SA - Mantiénense los cuadros tarifarios aprobados en forma provisoria mediante la Resolución Nro. 2607, correspondientes a los servicios de distribución de gas por redes de Distribuidora de Gas del Centro SA, a partir del 1 de julio de 2002 y hasta el 31 de julio de 2002.
Resolución 2655/2002	22/08/02	Tarifas. Distribuidora de Gas Cuyana SA - Mantiénense los cuadros tarifarios aprobados en forma provisoria por la Resolución Nro. 2616, correspondientes a los servicios de distribución de gas por redes de Distribuidora de Gas Cuyana SA, a partir del 1 de julio de 2002 y hasta el 31 de julio de 2002.
Resolución 2654/2002	22/08/02	Tarifas. Gas Natural Ban SA - Mantiénense los cuadros tarifarios aprobados por la Resolución Nro. 2606, correspondientes a los servicios de distribución de gas por redes de Gas Natural Ban SA, a partir del 1 de julio de 2002 y hasta el 31 de julio de 2002.
Resolución 2653/2002	22/08/02	Tarifas. Metrogas SA - Mantiénense los cuadros tarifarios aprobados en forma provisoria mediante la Resolución Nro. 2611, correspondientes a los servicios de distribución de gas por redes de Metrogas SA., a partir del 1 de julio de 2002 y hasta el 31 de julio de 2002.
Resolución 2646/2002	22/08/02	Tarifas. Camuzzi Gas del Sur SA - Autorízase a Camuzzi Gas del Sur SA a aplicar el procedimiento respecto de la incidencia tarifaria de la tasa por inspección de seguridad e higiene del municipio de Valcheta, Provincia de Río Negro, para los importes facturados a usuarios del servicio de distribución de gas por redes del mencionado municipio.



Norma	Fecha	Resumen
Resolución 2641/2002	22/08/02	Tarifas. Gas Natural Ban SA – Autorízase a Gas Natural Ban SA. a aplicar el procedimiento respecto de la incidencia tarifaria de la tasa por inspección de seguridad e higiene del municipio de Pilar, Provincia de Buenos Aires, para los importes facturados a usuarios del servicio de distribución de gas por redes del mencionado municipio.
Resolución 2637/2002	22/08/02	Bonificaciones (Res. 234 y otras) Dispónese que la bonificación emergente de determinadas resoluciones no será aplicable a clientes de las licenciatarias cuyos contratos de gas y/o transporte de gas natural tengan como destino la exportación. (Nota: Esta norma no se relacionó con alguno de sus antecedentes ya que según surge de nuestros registros no se habrían publicado en Boletín Oficial)
Resolución 2670/2002	21/08/02	Tarifas. Litoral Gas SA.- Autorízase a Litoral Gas SA. a aplicar el procedimiento respecto de la incidencia tarifaria de la tasa por inspección de seguridad e higiene del municipio de San Nicolás, Provincia de Buenos Aires, para los importes facturados a usuarios del servicio de distribución de gas por redes del mencionado municipio.
Resolución 2687/2002	21/08/02	Tarifas. Transportadora de Gas del Norte SA. Apruébanse los cuadros tarifarios correspondientes a los servicios de transporte de gas destinado a la exportación de Transportadora de Gas del Norte SA, con vigencia a partir del 6 de enero de 2002.
Resolución 2665/2002	15/08/02	Mantiénense los precios de referencia y precios de cuenca aprobados mediante la Resolución Nro. 2628.
Resolución 2628/2002	15/07/02	Establécense los precios de referencia y precios de cuenca correspondientes al período que se extiende desde el 1 de mayo al 30 de junio de 2002.
Resolución 2618/2002	24/06/02	Tarifas. Gas de la Costa. Mantiénense los valores del gas natural del período invernal 2001 expresados en pesos y apruébanse los cuadros tarifarios - en forma provisoria- correspondientes a los servicios de distribución de gas por redes de Compañía de Gas de la Costa.
Resolución 2616/2002	24/06/02	Tarifas. Gas Cuyana SA. Mantiénense los valores del gas natural del período invernal 2001 expresado en pesos y apruébanse en forma provisoria los cuadros tarifarios correspondientes a los servicios de distribución de gas por redes de Distribuidora de Gas Cuyana SA..
Resolución 2615/2002	24/06/02	Tarifas. Gas por Redes de GLP y Otros.- Apruébanse en forma provisoria los cuadros tarifarios correspondientes a los servicios de distribución de gas por redes de GLP de Cooperativa Limitada de Electricidad, Obras y Servicios Públicos, Crédito y Vivienda de Carnerillo, Cooperativa F.E.L.. Limitada, Distrigas S.A., Hidrocarburos del Neuquén S.A. y Cooperativa Telefónica y de Servicio Público de Tostado.
Resolución 2614/2002	24/06/02	Tarifas. GasNor SA. Mantiénense los valores del gas natural del período invernal 2001 expresado en pesos y apruébanse en forma provisoria los cuadros tarifarios correspondientes a los servicios de distribución de gas por redes de Gasnor SA.
Resolución 2613/2002	24/06/02	Tarifas. Redengas SA. Mantiénense los valores del gas natural del período invernal 2001 expresado en pesos y apruébanse en forma provisoria los cuadros tarifarios correspondientes a los servicios de distribución de gas por redes de Redengas SA
Resolución 2612/2002	24/06/02	Tarifas. Camuzzi Gas del Sur SA. Mantiénense los valores del gas natural del período invernal 2001 expresados en pesos y apruébanse los cuadros tarifarios - en forma provisoria- correspondientes a los servicios de distribución de gas por redes de Camuzzi Gas del Sur SA.
Resolución 2611/2002	21/06/02	Tarifas. Metrogas SA. Mantiénense los valores del gas natural del período invernal 2001 expresados en pesos y apruébanse en forma provisoria los cuadros tarifarios correspondientes a los servicios de distribución de gas por redes de Metrogas SA.
Resolución 2610/2002	21/06/02	Tarifas. GasNea SA. Mantiénense los valores del gas natural del período invernal 2001 expresados en pesos y apruébanse en forma provisoria los cuadros tarifarios correspondientes a los servicios de distribución de gas por redes de Gasnea SA.
Resolución 2609/2002	21/06/02	Tarifas. Litoral Gas SA. Mantiénense los valores del gas natural del período invernal 2001 expresados en pesos y apruébanse en forma provisoria los cuadros tarifarios correspondientes a los servicios de distribución de gas por redes de Litoral Gas SA..
Resolución 2608/2002	21/06/02	Tarifas. Camuzzi Gas Pampeana SA. Mantiénense los valores del gas natural del período invernal 2001 expresados en pesos y apruébanse provisoriamente los cuadros tarifarios correspondientes a los servicios de distribución de gas por redes de Camuzzi Gas Pampeana SA.
Resolución 2607/2002	21/06/02	Tarifas. Gas del Centro SA. Mantiénense los valores del gas natural del período invernal 2001 expresados en pesos y apruébanse en forma provisoria los cuadros tarifarios correspondientes a los servicios de distribución de gas por redes de Distribuidora de Gas del Centro SA.

Norma	Fecha	Resumen
Resolución 2606/2002	21/06/02	Tarifas. Gas Natural Ban SA. Mantiénense los valores del gas natural del periodo invernal 2001 expresados en pesos y apruébanse en forma provisoria los cuadros tarifarios correspondientes a los servicios de distribución de gas por redes de Gas Natural Ban SA.
Resolución 2605/2002	13/06/02	Tarifas. Fondo Fiduciario. Autorízase a los prestadores del servicio de distribución y subdistribución de gas natural a incluir en las respectivas facturaciones el monto del recargo destinado a constituir el Fondo Fiduciario, con la finalidad de financiar compensaciones tarifarias en determinadas zonas del país.
Resolución 2604/2002	13/06/02	Apruébanse las " condiciones para la acreditación definitiva de organismos de certificación ", en relación con la calidad requerida para artefactos y sus accesorios que funcionen con gas natural o gas licuado por redes, sistemas de gas natural comprimido y tuberías plásticas.
Resolución 2603/2002	06/06/02	Gas Natural Comprimido. Equipos de GNC - Procedimiento para la conversión, revisión anual, modificación, desmontaje, baja, o preinstalación de equipos completos para GNC en automotores. Modificación de la Resolución Nro. 139/95.
Resolución 2602/2002	28/05/02	Gas Natural. Apruébase la " norma para la aprobación de conexiones flexibles , con tubo de acero inoxidable de pared continua, para las instalaciones domiciliarias", identificada como N.A.G. 154.
Resolución 2592/2002	28/05/02	Gas Natural. Res.139/95 - Ampliación de Pautas. Ampliánse las pautas a cumplimentar por cada una de las firmas solicitantes como requisito previo a la obtención final de la matrícula habilitante, descriptos en el Anexo II de la Resolución Nro. 139/95.
ENERGIA ELECTRICA		
Resolución SE 189/2002	5/12/02	Prefinanciación de combustibles líquidos. Organismo Encargado del Despacho – Instrucciones. Instrúyese al Organismo Encargado del Despacho a prefinanciar los combustibles líquidos destinados a la producción de energía eléctrica. Adelanto de fondos. Garantías.
Decreto PEN 2185/2002	31/10/02	Entidades Binacionales. Yacuyretá - Representante del Min. de Relaciones Exteriores, Comercio Internacional y Culto - Acéptase la renuncia presentada por el Señor Embajador Extraordinario y Plenipotenciario D. Jorge Hugo Herrera Vegas, al cargo de representante del Ministerio de Relaciones Exteriores, Comercio Internacional y Culto ante la entidad binacional Yacuyretá, agradeciéndosele los servicios prestados. Designase representante del Ministerio de Relaciones Exteriores, Comercio Internacional y Culto, al Señor Embajador Extraordinario y Plenipotenciario D. Carlos Emilio Houssay.
Resolución SE 146/2002	28/10/02	Financiación anticipada de mantenimientos... Instrúyese al Organismo Encargado del Despacho a implementar y poner en práctica una operatoria destinada a la financiación anticipada de mantenimientos mayores o extraordinarios para equipamientos de generación y/o de los sistemas de transporte de energía eléctrica. Procedimiento.
Resolución SE 126/2002	17/10/02	Precios estacionales verano 2002-2003 - Procedimiento para la programación de la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios para el período estacional de verano 2002-2003. Declaración estacional de costos variables de producción. Redeclaración de dichos costos. Precios estacionales.
Resolución SE 124/2002	17/10/02	Res. 29/95 - Postergación transitoria - Postérgase transitoriamente la aplicación del inciso a) del artículo 1ro. de la Resolución Nro. 29/95 de la Secretaría de Energía, Transporte y Comunicaciones. Definición del denominado "distribuidor moroso". Procedimiento especial para la normalización de la cadena de pagos en el mercado eléctrico mayorista.
Resolución SE 342/2002	31/07/02	LECOP. Plazos y condiciones para la habilitación del pago de obligaciones tributarias y no tributarias de agentes del Mercado Eléctrico Mayorista con Letras de Cancelación de Obligaciones Provinciales (Lecop).
Resolución SE 334/2002	29/07/02	RES. 61/92 – MODIFICACION. Modificación de "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios", aprobados por la Resolución ex Secretaría de Energía Eléctrica Nro. 61/92, sus modificatorias y complementarias. Subanexo III - Ampliaciones para mejora de la seguridad, Anexo 34- Asignación de responsabilidades a los usuarios de ampliaciones de calidad, de seguridad y especiales de capacidad de transporte.
Resolución SE 317/2002	24/07/02	RES. 246/02, ANEXO 15 - DETERMINACION DE VALORES. Establécense a partir del 1 de agosto de 2002 los valores de los parámetros definidos en el Anexo 15 "Parámetros", aprobado por la Resolución Nro. 246/2002. Valores máximos a ser reconocidos para la sanción de precios durante la vigencia del segundo trimestre del período estacional de invierno agosto- octubre 2002. Suspéndese la aplicación de la operatoria del mercado spot anticipado.



Norma	Fecha	Resumen
Resolución SE 246/2002	15/07/02	RES. 61/92 – MODIFICACION. Sustitución de diversos apartados de determinados capítulos de "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (Los Procedimientos)". Apartamientos por precios locales. Demanda máxima. Precios y remuneración de potencia. Cargos y precios de la potencia para la demanda. Sobrecosto para máquinas forzadas por restricciones. Precio de referencia de la potencia y de la energía para las tarifas de distribuidores. Precios estaciones de la energía para distribuidores. Mercado a término. Modifícanse diversos anexos de la Resolución ex Secretaría de Energía Nro. 61/92.
Resolución SE 110/2002	21/05/02	Habilítase transitoriamente al Organismo Encargado del Despacho a recibir Letras de Cancelación de Obligaciones Provinciales (LECOP) de los Agentes deudores del Mercado Eléctrico Mayorista, prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica. Procedimiento. Intereses MEM. Instrúyese a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) a convocar, dentro del término de treinta (30) días, a aquellos agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) cuyas acreencias u obligaciones de pago con vencimiento en los meses de diciembre de 2001 y enero y febrero de 2002 se encuentren cumplidas total o parcialmente fuera de término, con el objeto de que éstos puedan acordar, a modo de excepción a lo establecido en el numeral 5.5 del capítulo 5 de "los Procedimientos para la programación de la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios (Los Procedimientos)" establecidos por Resolución ex Secretaría de Energía Eléctrica Nro. 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias, los efectos económicos de la mora y su cancelación.
Resolución SE 101/2002	17/05/02	Intereses MEM. Instrúyese a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) a convocar, dentro del término de treinta (30) días, a aquellos agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) cuyas acreencias u obligaciones de pago con vencimiento en los meses de diciembre de 2001 y enero y febrero de 2002 se encuentren cumplidas total o parcialmente fuera de término, con el objeto de que éstos puedan acordar, a modo de excepción a lo establecido en el numeral 5.5 del capítulo 5 de "los Procedimientos para la programación de la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios (Los Procedimientos)" establecidos por Resolución ex Secretaría de Energía Eléctrica Nro. 61 del 29 de abril de 1992, sus modificatorias y complementarias, los efectos económicos de la mora y su cancelación.
Resolución SE 72/2002	17/05/02	Exportación de energía. Autoriza a partir del 1ro. de mayo de 2002, con carácter provisorio, la aplicación del contrato de concesión correspondiente al sistema de transporte de interconexión internacional -nodo Rincón de Santa María nodo frontera Garabí segundo circuito, cuyo texto de copias autenticadas obra como anexo I formando parte del presente acto, siendo su operador Transportadora de Energía SA (TESA).
Resolución SE 75/2002	10/05/02	M.E.M. - PROGRAMACION ESTACIONAL DE INVIERNO. Apruébase la programación estacional de invierno para el Mercado Eléctrico Mayorista y para el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico, correspondiente al período comprendido entre el 1ro. de mayo y el 31 de octubre de 2002. Establécense los precios de referencia estacionales de la potencia y energía en dichos mercados.
Resolución SE 33/2002	22/04/02	Aclárase, en relación con lo dispuesto por la Resolución N° 8/2002, que el Organismo Encargado del Despacho requerirá garantías reales al Adjudicatario en el Mercado Spot Anticipado o al Generador Térmico que ha solicitado la prefinanciación de combustibles líquidos, cuando las previsiones de despacho del Generador correspondiente no reflejen ingresos por créditos en el Mercado Spot del M.E.M.
Resolución SE 8/2002	09/04/02	Procedimiento al que se ajustará la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios para el Período Estacional de Invierno mayo/octubre de 2002. Autorízase la operatoria de un Mercado Spot Anticipado.
Resolución SE 2/2002	18/03/02	Establécense los valores a ser aplicados hasta la finalización del Período Estacional de Invierno en "Los Procedimientos para la Programación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios", establecidos por la Resolución N° 61/ 92 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica, entonces dependiente del ex Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos.
ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD		
Resolución 551/2002	4/12/02	Res. 458/02 – Modificación. Sustituir el anexo I de la Resolución ENRE Nro. 458/02 por el Anexo I de la presente Resolución. Modificar el artículo 2 de la Resolución ENRE Nro. 458/02.
Resolución 513/2002	20/11/02	Res. 7/94 – Abrogación.- Fíjase tasa de referencia para el cálculo de los intereses por mora, a ser aplicada a los deudores de la tasa de inspección y control creada por el artículo 20 de la Ley N° 24.065
Resolución 522/2002	18/11/02	Tarifas. Edelap SA.- Apruébase un nuevo cuadro tarifario a Edelap SA
Resolución 521/2002	18/11/02	Tarifas. Edenor SA y Edesur SA.- Apruébanse nuevos cuadros tarifarios de "Edesur SA" y <<<<2Edenor SA", a partir del 1ro. de Noviembre de 2002.
Resolución 518/2002	13/11/2002	Transener SA.- Aprobar la solicitud de ampliación a la capacidad de transporte existente y otorgar el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la obra consistente en la ampliación de los bancos de capacitores serie de la Tercera y Cuarta Línea instalados en las Estaciones Transformadoras de 500kv Choele Choel y Olavarría, correspondientes al corredor sur del Sistema de Transmisión Comahue - Buenos Aires de propiedad de la Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Sociedad Anónima (Transener SA.), en las Provincias de Río Negro y Buenos Aires.
Resolución 1/2002	22/10/02	Area Análisis Regulatoria y Estudios Especiales del ENRE Modificación de tarifas. Audiencias publicas - Convócase a Audiencias Publicas con la finalidad de resolver acerca de solicitudes de modificación de tarifas presentadas por diversas concesionarias. Cronograma de las audiencias. Designación de instructores y defensor del usuario.

Norma	Fecha	Resumen
Resolución ME 487/2002	17/10/02	RES. 38/02 – Excepción - Exceptúase al Ente Nacional Regulador de la Electricidad y al Ente Nacional Regulador del Gas de las restricciones previstas en la Resolución Nro. 38/2002 del Ministerio de Economía, a fin de llevar a cabo los procesos de modificación de tarifas de acuerdo con lo establecido en los artículos 46 de la Ley Nro. 24.065 y 46 de la Ley Nro. 24.076.
Resolución 476/2002	17/10/02	Ley 24065, Art. 46 - Audiencias Públicas - Establecer que a los efectos del tratamiento de las solicitudes encuadradas en el artículo 46 de la Ley 24.065, regirá el reglamento de Audiencias Públicas del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (Resolución Enre Nro. 39/94).
Resolución 474/2002	17/10/02	Cer – Aplicación al Canon - Aplicar el coeficiente de estabilización de referencia al canon aprobado para la ampliación menor consistente en el reemplazo de un autotransformador de 220/132 kv de 150 MVA existente por otro de 300 MVA en la Estación transformadora Ramallo, propiedad de Transener S.A., definida como etapa 1 en la Resolución Enre Nro. 370/01, a partir de la fecha del dictado del Decreto Nro. 214/02.-
Decreto PEN 2040/2002	16/10/02	Presidente. Renovación - Renuévase el mandato del Ingeniero Juan Antonio Legisa (D.N.I. Nro. 4.575.735) como Presidente del Directorio del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (Enre), organismo autárquico en el ámbito de la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía, en las condiciones y plazo emergentes del artículo 2do. del presente Acto.
Resolución 459/2002	15/10/02	Estaciones Esquel y El Coihue - Convocar a Audiencia Pública con el objeto de resolver acerca del Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la Ampliación de la Capacidad de Transporte, solicitado por la "Subsecretaría de Servicios Públicos de la Provincia del Chubut", consistente en la construcción de la línea de aproximadamente 130 km de longitud que unirá las estaciones Esquel y El Coihue de 132 kv y el equipamiento de la E.T. El Coihue con un transformador 132/33/13,2 kv, en la Provincia del Chubut, que se realizará el día 7 de noviembre de 2002, a las 11.00 horas, la que se llevará a cabo en el salón de reuniones de la Cooperativa de Provisión de Servicios, Viviendas y Consumo "16 de Octubre Ltda." Sita en Av. Alvear 767 de la Ciudad de Esquel, Provincia del Chubut, y cuyo procedimiento se regirá por el reglamento de Audiencias Públicas del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (Resolución Enre Nro. 39/94).
Resolución 458/2002	15/10/02	E.T. Recreo de propiedad de Transener S.A. - Aplicar el coeficiente de estabilización de referencia al contrato de construcción de la obra aprobada por Resolución Enre Nro. 1472/98 y definida como la construcción e instalación de un banco de capacitores serie a conectarse en la E.T. Recreo de propiedad de transener S.A., ubicada en la provincia de Catamarca, a partir de la fecha del dictado del Decreto Nro. 214/02.
Resolución 462/2002	11/10/02	Res. 555/01 – Prórroga - Prorrogar por ciento ochenta días el plazo establecido en el artículo 3 de la Resolución Enre Nro. 555/01.
Resolución 416/2002	16/09/02	Audiencia Pública.- Convocar a audiencia pública con el objeto de resolver acerca del certificado de conveniencia y necesidad pública para la ampliación de la capacidad de transporte existente, solicitado por los "Generadores de Energía Eléctrica del área Comahue" (GEEAC), consistente en la ampliación de los bancos de capacitores serie de la tercera y cuarta línea instalados en las EE.TT. de 500kv Choele Choel y Olavarría, correspondientes al corredor sur del Sistema de Transmisión Comahue-Buenos Aires de propiedad de la transportista de energía eléctrica en alta tensión sociedad anónima (Transener SA), en las provincias de Río Negro y Buenos aires, que se realizara el día 11 de octubre de 2002, a las 11.00 horas, en la sede del ENRE sita en calle Av. Eduardo Madero 1020 piso 7 Ciudad de Buenos Aires, y cuyo procedimiento se regirá por el Reglamento de Audiencias Públicas del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (Resolución ENRE Nro. 39/94).-
Resolución 395/2002	27/08/02	Res. 334/02 – Modificación.- Dejar sin efecto el anexo a la Resolución ENRE Nro. 334/2002, referido a la modificación de la metodología de cálculo para las sanciones por incumplimientos de la disponibilidad de datos requerida para el Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR).-
Resolución 383/2002	20/08/02	Tarifas. Edesur SA y Edenor SA.- Apruébanse los valores de los cuadros tarifarios de Edesur SA. y Edenor SA., con vigencia a partir del 1ro. de agosto de 2002..
Resolución 382/2002	20/08/02	Tarifas. Edelap SA.- Apruébanse los valores del cuadro tarifario de Edelap SA., con vigencia a partir del 1ro. de agosto de 2002.
Resolución 334/2002	29/07/02	RES. 819/99 – MODIFICACION. Hacer lugar parcialmente a los reclamos planteados por Transnea S.A., Transnoa S.A., Transcomahue S.A., el Ente Provincial de Energía del Neuquén (Epen) y Transba S.A. contra la Resolución ENRE Nro. 819/99. Modificar la metodología de cálculo de las penalizaciones por incumplimiento de la disponibilidad de datos requerida para el sistema de operación en tiempo real (sotr) establecida en la Resolución ENRE Nro. 819/99.-
Resolución 185/2002	1/07/02	Edelap SA. Apruébanse los valores del cuadro tarifario de Edelap SA., con vigencia a partir de la facturación correspondiente a la lectura de medidores posterior a la cero hora del 1ro. de mayo de 2002.



Norma	Fecha	Resumen
Resolución 184/2002	1/07/02	Edesur SA, Edenor SA. Apruébanse los valores de los cuadros tarifarios de Edesur SA. y Edenor SA., con vigencia a partir de la facturación correspondiente a la lectura de medidores posterior a la cero hora del 1ro. de mayo de 2002.
Resolución 135/2002	12/03/02	Edenor S.A. - Edesur S.A. - Edelap S.A. Resuélvese aprobar los valores correspondientes a la tipificación de construcciones civiles de centros (tipo cámara) destinadas a la prestación del servicio de distribución de electricidad, en base a los cuales se determinará, en cada caso, el monto a reintegrar en cumplimiento de lo dispuesto en la Resolución ENRE 445/2001. Edenor S.A. - Edesur S.A. - Edelap S.A. Resuélvese mantener para el periodo trimestral que va del 1° de Febrero al 30 de Abril de 2002 la vigencia de los valores del Cuadro Tarifario que fuera aprobado por Resolución ENRE 625/2001 para Edesur S.A. y Edelap S.A. y por Resolución ENRE 626/2001 para Edelap S.A., establécese que los ajustes ex-post por las diferencias entre las cantidades previstas y ejecutadas en las compras de energía y potencia por el trimestre Agosto - Octubre 2001 y otros costos, conforme a las disposiciones reglamentarias oportunamente establecidas, se acumularán a las que corresponda calcular en el próximo recálculo tarifario trimestral.
Resolución 89/2002	21/02/02	Edenor S.A. - Edesur S.A. - Edelap S.A. Resuélvese sustituir el artículo 3º, inciso c); el artículo 4º, inciso j) y derogar el 2º párrafo del apartado III, inciso a) del artículo 6º así como el artículo 10º del Reglamento de Suministro. Dispónese asimismo que las facturas que las empresas Distribuidoras emitan por suministro de energía eléctrica, o por prestación de la función técnica de transporte de energía eléctrica, deberán contener la siguiente leyenda: "en caso de no estar conforme con el servicio brindado, usted podrá efectuar su reclamo en forma personal, telefónica, por correspondencia postal o electrónica ante nuestras oficinas y teléfonos de atención al usuario y, en caso de no estar conforme con la resolución adoptada, podrá recurrir ante el Ente Nacional Regulador de la Electricidad, Suipacha 615/7, c.p. c1008aam, Cap. Fed., línea gratuita 0-800-333-3000". Apruébase el texto de Reglamento de Suministro, que como Anexo I forma parte integrante de la presente, el que en lo sucesivo se citará mencionando esta Resolución.
Resolución 82/2002	21/02/02	Edenor S.A. - Edesur S.A. - Edelap S.A. Resuélvese ordenar a las distribuidoras la realización de una revisión extraordinaria de todas las cajas de distribución subterráneas o cajas esquineras o cajas de maniobra y protección enterradas o cajas seccionadoras tipo vereda ubicadas dentro de su área de concesión, debiendo informar y acreditar a este Organismo en forma mensual las inspecciones realizadas y las medidas adoptadas en cada caso. Ordénase además la elaboración de un plan de recambio de todas las instalaciones de este tipo existentes en su área de concesión por otras que mejoren las condiciones de seguridad y cuenten con las debidas certificaciones, ensayos, condiciones de instalación y autorizaciones. Además resuélvese hacer saber a que los presentes requerimientos se efectúan en los términos del artículo 16 de la Ley 24.065 y el artículo 25 incisos m) x) e y) del Contrato de Concesión y su incumplimiento determinará la aplicación de las sanciones dispuestas en los puntos 6.3, 6.4 y 6.7 del referido contrato y la adopción de otras medidas por parte del ENRE.
Resolución 39/2002	01/02/02	Tasa de fiscalización y control. Resuélvese que los generadores, transportistas y distribuidores obligados al pago de la Tasa de Fiscalización y Control para el año 2002 deberán cancelar los montos que a cada una le corresponda en cuatro pagos, de acuerdo con el siguiente calendario de vencimientos: Primer anticipo el 25 de enero de 2002; segundo anticipo el 23 de abril de 2002; tercer anticipo el 23 de julio de 2002, pago final el 22 de octubre de 2002.

ENERGÍA EOLICA

Resolución 353/2002	01/08/02	Instalación de Central Eólica (La Pampa). Apruébase el proyecto para la instalación de una central eólica en la localidad de General Acha, Provincia de La Pampa, proyecto que se incluye en el Régimen Nacional de Promoción de la Energía Eólica y Solar. Diferimiento de impuestos. Remuneración del kilovatio hora.
----------------------------	----------	--

LLAMADO A CONCURSO DE ANTECEDENTES

Resolución SE 105/2002	17/10/02	Ref.: Res. 74/02 - Comisión de Selección - Dese por cumplido el mandato de los integrantes de la Comisión de Selección previa que fueran designados por el artículo 4ro. de la Resolución Secretaria de Energía Nro. 74 del 20 de abril de 2002.
Resolución SE 165/2002	24/06/02	Res. 74/02 – Prórroga de un Término. Prorrógase por el término de quince (15) días hábiles administrativos, a partir del 24 de junio de 2002, el plazo para la presentación de antecedentes en la Convocatoria Abierta que fuera llamada por esta Secretaría por Resolución Secretaría de Energía Nro. 74 del 30 de abril de 2002, para cubrir los cargos de vicepresidente, primer, segundo y tercer vocal del Directorio del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) y los cargos de presidente, vicepresidente y primer vocal del Directorio del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE).
Resolución SE 74/2002	09/05/02	Convocatoria Abierta para integrar los Directorios del Ente Nacional Regulador del Gas y del Ente Nacional Regulador de la Electricidad

Norma	Fecha	Resumen
SECRETARIA DE ENERGIA – DELEGACIÓN DE FACULTADES		
Decreto PEN 2162/2002	29/10/02	CAMMESA. Delegación de Facultades - Facúltase al Secretario de Energía a delegar el ejercicio del cargo de Presidente del Directorio de la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista S.A. en el funcionario político de mayor rango del sector eléctrico, por un período determinado.
Resolución SE 2/2002	27/08/02	Dirección Nacional de Recursos Hidrocarburíferos y Combustibles - Encomiendase al titular de la dirección nacional de recursos hidrocarburíferos y combustibles la firma del despacho correspondiente a la subsecretaría de combustibles.



V- Agenda de Eventos

FECHA	EVENTO	LUGAR	ORGANIZACION / INFORMES	INSTRUCTOR / REFERENTE	A QUIEN ESTA DIRIGIDO
CURSOS DE CAPACITACION					
DICIEMBRE 2002					
3 al 5	CIDEL Argentina 2002 Congreso y Exposición Internacional de Distribución Eléctrica	Argentina, Buenos Aires Hotel Hilton	CIER - ADEERA http://www.cidel2002.com Comité de Organización: Tel. Misa (5411) 4343-0401 Fax.(5411) 4343-9205 adeera@ciudad.com.ar	Presidente Comisión Organizadora: Graciela Misa	Técnicos y Profesionales vinculados a la industria eléctrica en general; empresarios, funcionarios del área, legisladores, académicos, reguladores, consultores, prensa especializada, estudiantes universitarios
4 y 5	Extensión del 18° Congreso Mundial de la Energía	Argentina, Pcia. de Buenos Aires, La Plata	CACME Pasaje del Carmen 776 4° piso-Buenos Aires Tel. 4313-0148/0264 Fax.4313-0062	Pte. CACME: Ing. Carlos Pierro	Funcionarios del área. Empresarios, profesionales, académicos, universitarios vinculados al sector energético radicados en La Plata y zonas aledañas
10	Seminario Política Energética Nacional y Regional	Argentina, Buenos Aires, Hotel Crowne Plaza Panamericano – Gran Salón Panamericano Carlos Pellegrini 551	Comisión de Energía y Combustibles de la HCDN y Comisión de Combustibles de la Cámara de Senadores de la Nación Participación LIBRE Y GRATUITA, con inscripción previa.		A toda los involucrados – directa o indirectamente- con la industria de la energía, en todas sus formas, tanto de la Argentina como de los países la región del Cono Sur americano y al público en general
17	Conferencia Regional Exportación de Gas	Argentina, Buenos Aires, Hotel Sheraton Libertador Córdoba esq. Maipú	Centro de Capacitación & Formación De Diego & Asociados www.cfgtraining.com.ar Dolores Olavarría Dolavarría@dediego.com.ar – Tel. 4121-1121- Fax 4121-1120 Av. Belgrano 990, piso 9 Capital Federal		A todos los involucrados en la comercialización, exportación e importación de gas natural en la región del Cono Sur latinoamericano.
18	Conferencia Pérdidas Técnicas y No Técnicas en el Sector Eléctrico Argentino	Argentina, Buenos Aires, Hotel Grand Boulevard Bernardo de Irigoyen 432	Centro de Capacitación & Formación De Diego & Asociados www.cfgtraining.com.ar Dolores Olavarría Dolavarría@dediego.com.ar – Tel. 4121-1121- Fax 4121-1120 Av. Belgrano 990, piso 9 Capital Federal		A la industria eléctrica en general y a los distribuidores de energía en particular
2 0 0 3					
M A Y O 2 0 0 3					
7 al 9	Seminario Internacional Trabajos con Tensión, Seguridad y Medio Ambiente	Uruguay, Salto Grande, Hotel Horacio Quiroga	CIER, CACIER, CUCIER, UNESA (Asociación Española de la Industria Eléctrica) Coordinación Internacional de CIER Tel./Fax (55-51) 3328-4299 cierdc@qbnet.com.br	Coordinador Internacional de CIER: Plinio Fonseca	

FECHA	EVENTO	LUGAR	ORGANIZACION / INFORMES	INSTRUCTOR / REFERENTE	A QUIEN ESTA DIRIGIDO
18 al 21	II Congreso de Hidrocarburos	Argentina, Buenos Aires	IAPG 4325-8008 int 134 Fax 4325-8008 int.128 congreso@iapg.org.ar www.iapg.org.ar	Tel. Presidente del Congreso: Ing. Oscar Vicente	
JUNIO 2003					
1 al 5	22nd World Gas Conference	Japón, Tokio	Informes: http://www.wgc2003.com		
AGOSTO 2003					
10 AL 13	SIMSE CIER 2003 "El Mantenimiento: Estrategia Empresarial de Competitividad"	Colombia, Cartagena de Indias	CIER –COCIER Calle 12 Sur 818-168 B-5 Medellín. Colombia Tel. (57-4) 3170845 Fax (57-4) 3170537 cocier@cocier.org www.cocier.org		Empresas, entidades y especialistas que deseen desarrollar sus capacidades y conocimientos para desenvolverse en un entorno de alta competencia y continuo cambio como es hoy el de la industria eléctrica.
SEPTIEMBRE 2003					
2 al 5	Offshore Europe 2003	U.K. Aberdeen	Offshore Europe Partnership Tel. +44 20 8949 9222 Fax. +44 20 8949 8186		
OCTUBRE 2003					
6 al 10	Argentina Oil & Gas Expo 2003 paralelamente al 1° Foro Internacional de Energía 2003 (FIE)	Argentina, Buenos Aires. Centro Costa Salguero	Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) Maipú 645 2° piso Buenos Aires. Tel (54-11) 4325-8008 Fax. (54-11) 4393-5494	Presidente de la Comisión Organizadora de ambos eventos: Lic. Orlando Di Pino (Metrogas)	
13 y 14	Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference	Malasia, Kuala Lumpur	Informes: Tel. +60 36201 2330 Fax +60 36201 2320		