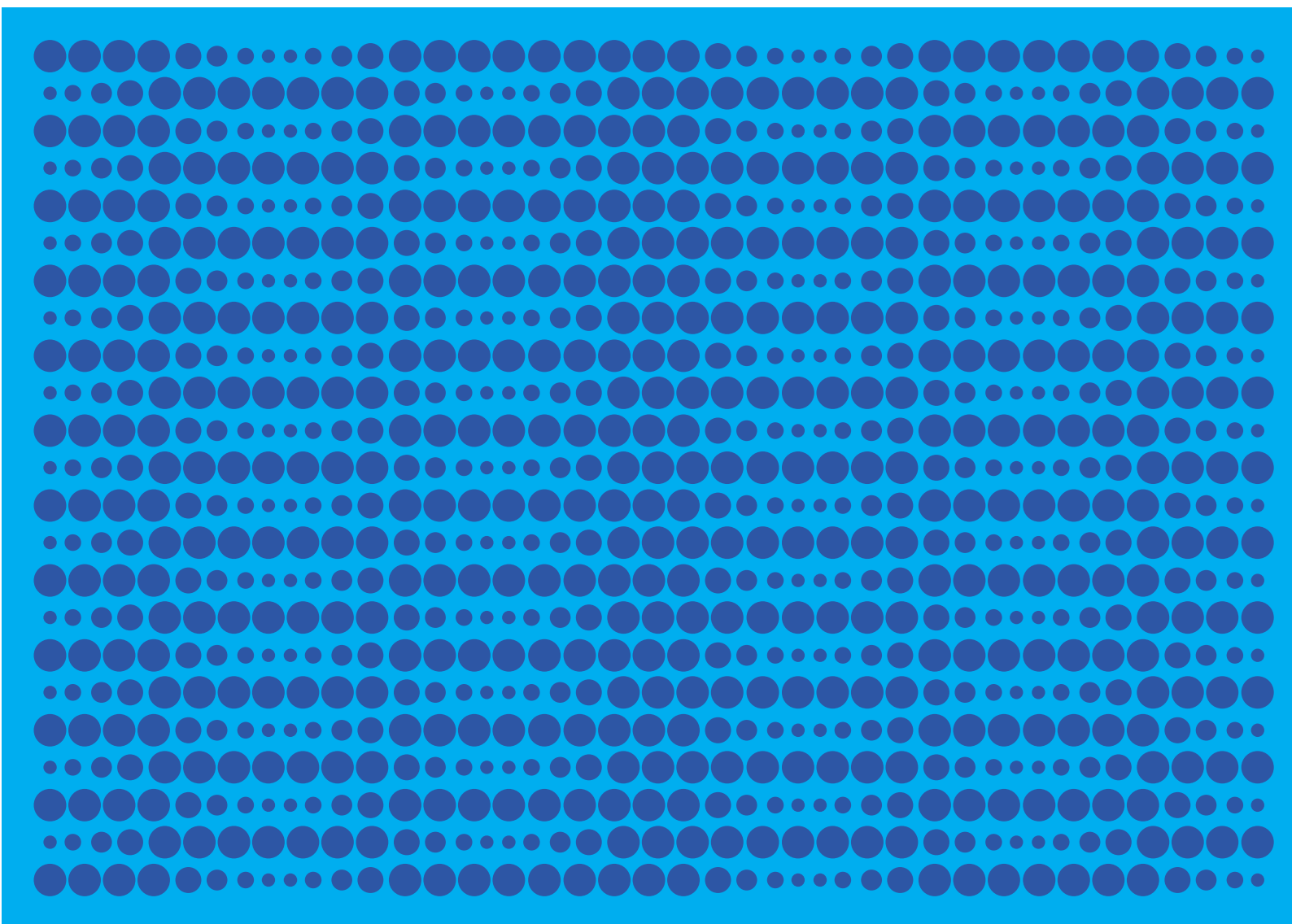


LA ENERGÍA EN LA PROVINCIA DE SANTA FE

Un análisis estructural de las fortalezas y debilidades



ÍNDICE GENERAL

- 1 Prólogo
- 2 El abastecimiento de Energía en Santa Fe,
por Jorge E. Lapeña
- 3 Objetivos generales del trabajo
- 4 Resumen ejecutivo

PARTE I

Balance Energético Provincial de Santa Fe

PARTE II

Biocombustibles en la Provincia de Santa Fe

PARTE III

Cogeneración: una herramienta para el uso racional
de la energía

PARTE IV

Los mercados energéticos argentinos: estado de situación
y análisis histórico

1. PRÓLOGO

El mundo asiste a un cambio de paradigma desde el punto de vista energético: las políticas de estado de las diferentes naciones cada vez dependerán más de sus propias estrategias de desarrollo local, pero a la vez condicionados por una situación mundial que después de muchas décadas comenzó seriamente a preocuparse por su matriz energética.

Los efectos del desarrollo plantean casi siempre una discusión más cercana al mundo de la bioética que de las políticas públicas puras. El deterioro producido al planeta por el uso indiscriminado de la energía, básicamente a partir del petróleo, nos presenta un nuevo interrogante: no detener el crecimiento de las mejoras técnico-científicas pero aplicarles en el marco de una ética de la responsabilidad. No es posible en estos temas medioambientales dejar que el mercado asigne eficazmente su desenvolvimiento, debemos tener propuestas y soluciones para los nuevos desafíos del futuro.

El Instituto de Economía del Colegio de Graduados en Ciencias Económicas y el Consejo Profesional de Ciencias Económicas Cámara II en conjunto con la Fundación de Banco Municipal de Rosario, han elaborado el siguiente trabajo referido al balance energético de la Provincia de Santa Fe, donde es posible encontrar análisis y diagnósticos de la situación energética de la provincia.

Conocer la realidad de nuestra Provincia y aportar estudios que permitan la toma futura de decisiones público privadas es una función de nuestras Instituciones.

Finalmente, agradecemos a todos quienes participaron del mismo especialmente a nuestros investigadores: María Soledad Gigli y O. Tomás Bonino.

Colegio de Graduados en Ciencias Económicas
Consejo Profesional de Ciencias Económicas Cámara II
Fundación de Banco Municipal de Rosario

Noviembre 2007

2. EL ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA EN SANTA FE

Autor: Ing. Jorge E. Lapeña

1- GENERALIDADES

La provincia de Santa Fe, por su ubicación geográfica dentro de la región litoral, por la importancia de su actividad económica en el contexto nacional y por su condición demográfica, constituye un subsistema energético bien definido, altamente desarrollado, fuertemente interrelacionado con el resto del Sistema Energético Nacional a través de grandes obras de infraestructura –gasoductos troncales; gasoductos interprovinciales; líneas eléctricas de muy alta tensión (500 kV); gran cantidad de líneas de tensiones menores 132 kV, etc.-

El Cuadro N° 1 muestra en forma sintética la situación relativa de Santa Fe con respecto al total nacional en materia energética. Rápidamente se puede constatar que la provincia, cuya población representa el 8,2% del total nacional, consume el 7,63% de la energía que se consume en Argentina, pero produce solamente el 2,18% de la energía secundaria. Ello implica que Santa Fe es una provincia importadora neta de energía producida en otras jurisdicciones.

CUADRO N° 1

	Santa Fe 2006	Argentina 2006	Part.
Población:	3.199.248	38.970.611	8,20%
Producto Bruto Interno (a precios de 1993 en millones de pesos)	23.139	330.565	7%
Producción Primaria de Energía:	47,522ktep	85.517ktep	0,05%
Oferta Interna de Energía Primaria:	1.714,555ktep	77.921ktep	2,20%
Producción Secundaria de Energía:	1.707,481ktep	78.014ktep	2,18%
Oferta Interna de Energía Secundaria:	4.448,784ktep	70.856ktep	6,27%
Consumo Total de Energía:	4.334,878ktep	56.782ktep	7,63%
Intensidad Energética (CE/PBI)	0,187	0,171	
Consumo Energía per cápita (CE/Pob)	0,00135	0,00145	

El Gráfico N° 1 muestra la participación relativa según el Balance Energético Provincial realizado en este trabajo, de cada una de las energías dentro del consumo final de energía en la provincia. Como se observa, el gas natural por redes constituye el principal producto energético consumido (46%); los derivados del petróleo (naftas y gasoil) representan aproximadamente el 35% con marcada preeminencia del gasoil sobre todos los productos del petróleo.

La energía eléctrica representa el 15% de todos los consumos energéticos y el gas licuado de petróleo (GLP) el 1,76% del total.

Sobre estos dos últimos productos conviene hacer una rápida puntualización. No obstante los bajos valores frente al total, debe tenerse presente, en el caso del GLP,

que el mismo es el combustible utilizado por la porción de la población con menos recursos y más necesidades básicas insatisfechas. Las cuestiones relativas al suministro de GLP a las zonas alejadas de los centros de consumo, y la relativa al precio de la garrafa de 10 Kg. es siempre una cuestión política relevante y debe ser objeto de la atención gubernamental.

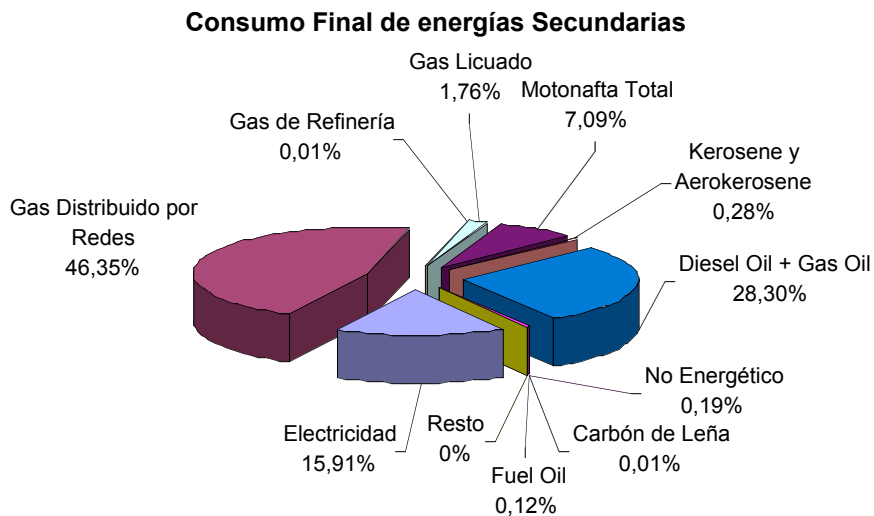
Un tema importante es que el abastecimiento de GLP a la población siempre se ha manejado como una actividad comercial en vez de hacerlo con el criterio del abastecimiento más estricto, propio de un “servicio público” como habitualmente se realiza la provisión de la energía eléctrica y el gas natural por redes, que abastecen la parte más urbanizada de la población y también la de mayores recursos económicos.

La situación paradójica a tener en cuenta y a corregir es la que puede sintetizarse de la siguiente manera: la población con más necesidades básicas insatisfechas utiliza para su consumo energético la energía más cara (la garrafa de 10 Kg. de GLP); y al mismo tiempo la regulación y control gubernamental sobre dicho suministro es mucho menos exigente que la regulación del servicio público de electricidad y gas natural por redes, que son los energéticos (mucho más baratos) con los que se abastece la porción de la población más urbanizada y con menos necesidades básicas insatisfechas.

En cuanto a la ponderación de la Energía Eléctrica en el total del consumo final que alcanza el valor de 15,9% y que aparece muy baja en relación al total, debe tenerse presente que la electricidad es energía totalmente utilizable (exergía) y que se trata de un producto altamente estratégico ya que la misma no se puede acumular, ni se puede sustituir por otro producto energético para tener una satisfacción similar. Una provincia como Santa Fe y una ciudad como Rosario, por ejemplo, no pueden funcionar un solo minuto sin un suministro eléctrico confiable y seguro.

El Gráfico N° 1 nos muestra claramente asimismo que el Balance Energético de Santa Fe, y en general de cualquier provincia que se analice, tiene una composición absolutamente preponderante de los productos energéticos convencionales (hidrocarburos líquidos; gas natural; energía eléctrica, etc.) por sobre los “no convencionales” (energía eólica; utilización de residuos vegetales; biocombustibles, biogás; etc.) que normalmente representan unos muy pocos puntos porcentuales respecto al total. Dicho en términos sintéticos: el problema energético actual es un problema que se sintetiza en lograr un suministro eficiente de energía producida por los recursos energéticos convencionales para la población.

GRÁFICO Nº 1



Fuente: Balance Energético Provincial de Santa Fe

Las fuentes energéticas “no convencionales” como la energía hidráulica producida en pequeñas centrales eléctricas, la producción de energía eléctrica por centrales eólicas; el aprovechamiento de la energía solar y otras provenientes de la utilización de los residuos vegetales y animales, constituyen soluciones inteligentes que resuelven problemas concretos, y en general, de forma eficiente y amigables con el ambiente, pero que no representan la solución real y perentoria de un suministro energético que requiere ser ampliado al ritmo exigente de un crecimiento de la demanda impulsado por el crecimiento económico y el desarrollo social.

2- LA RESPONSABILIDAD DE LA NACIÓN Y LA PROVINCIA EN EL SUMINISTRO ENERGÉTICO A LA PROVINCIA DE SANTA FE

En el párrafo anterior se puso de manifiesto que el problema del suministro energético consiste en lograr por parte de los prestadores y los gobiernos un adecuado funcionamiento del suministro de la energía convencional que representa un porcentaje siempre superior al 95% del total del consumo; quedan fuera de este porcentaje diversas formas de consumo energético normalmente en las zonas rurales. Los recursos energéticos no convencionales representan un valor porcentual que por lo general no supera el 5% del consumo total. Aún siendo pequeño este valor puede tener importancia cuando se trata del abastecimiento de centros aislados; a población rural dispersa; a zonas alejadas del sistema interconectado; etc. En estos casos es frecuente que algunas tecnologías no convencionales (celdas de combustible; energía solar; etc) pudieran resultar las más económicas frente a las alternativas convencionales.

Hemos puntualizado asimismo que Santa Fe es un subsistema energético fuertemente interconectado con el Sistema Energético Argentino.

Interesa en este punto enfocar la situación de abastecimiento actual de la energía a la provincia proveniente de cada una de fuentes convencionales ya que a partir de ello podemos identificar responsabilidades nacionales y provinciales concurrentes.

1- Gas Natural (46,3% del consumo energético provincial):

- La producción se realiza en yacimientos externos a la provincia y en la importación de Bolivia.
- Provisión a Santa Fe se realiza a través de la Red Troncal de Gasoductos;
Jurisdicción Nacional: Regulación nacional por el ENARGAS;
- Distribución: la realiza la Distribuidora Litoral Gas; la regulación es nacional a por el ENARGAS.

2- Derivados de Petróleo -naftas; gas oil; fuel oil)- representan el 35% del consumo:

- Producción de petróleo externa a la provincia;
- Productos refinados producidos parcialmente en la Refinería de San Lorenzo y parcialmente en refinerías ubicadas en otras provincias.

3- Energía Eléctrica:

- Energía generada en el Sistema Nacional (jurisdicción y Regulación nacional a través del ENRE);
- Despacho de cargas realizado por el Organismo Nacional Encargado del Despacho (CAMMESA).
- Distribución y sub-transmisión eléctrica dentro de la provincia realizada por organismos provinciales (EPE y Cooperativas eléctricas de jurisdicción y regulación provincial.

Para poder cuantificar y hacer una proyección del sistema Energético Provincial es fundamental que se tenga una cabal interpretación sobre las características y las tendencias probables del suministro externo de gas natural, de petróleo y de energía eléctrica de los cuales la provincia se abastece a través de las múltiples vinculaciones que la conectan al resto de la Nación: No habrá solución integral al problema energético santafesino al margen del problema nacional. Santa Fe no es una isla y por lo tanto depende fuertemente del suministro externo.

Es fundamental interpretar cómo es la actual situación en materia de abastecimiento, y sobre todo, la existencia o no de posibles restricciones en los suministros y, a partir de dichas consideraciones, inferir cómo será la probable evolución de esa situación de abastecimiento en los años por venir (mediano y largo plazo) ya que la demanda es creciente y la oferta necesariamente debe acompañar al crecimiento de la demanda.

EL SUMINISTRO EXTERNO DE GAS NATURAL

La situación del abastecimiento energético a la provincia es crítica. Los Gráficos N° 2 a 5 describen rápidamente esa situación.

En gas natural se observa (ver Gráficos 2 y 3):

- 1) Producción estancada;
- 2) Reservas en caída;
- 3) Relación reservas/producción (R/P) en baja pronunciada en los últimos 15 años.

Esta situación genera cortes crecientes a la industria en todo el país e incumplimiento de los compromisos de exportación asumidos por el país dada la imposibilidad de abastecer la demanda solicitada.

El abastecimiento de gas natural en este contexto constituye un problema estructural muy importante que va a permanecer por lo menos en el corto y mediano plazo y es un tema cuya solución de fondo está distante. Naturalmente ello afectará a toda la Nación y, por lo tanto, también afectará fuertemente a la Provincia de Santa Fe.

**GRÁFICO N° 2
PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL**

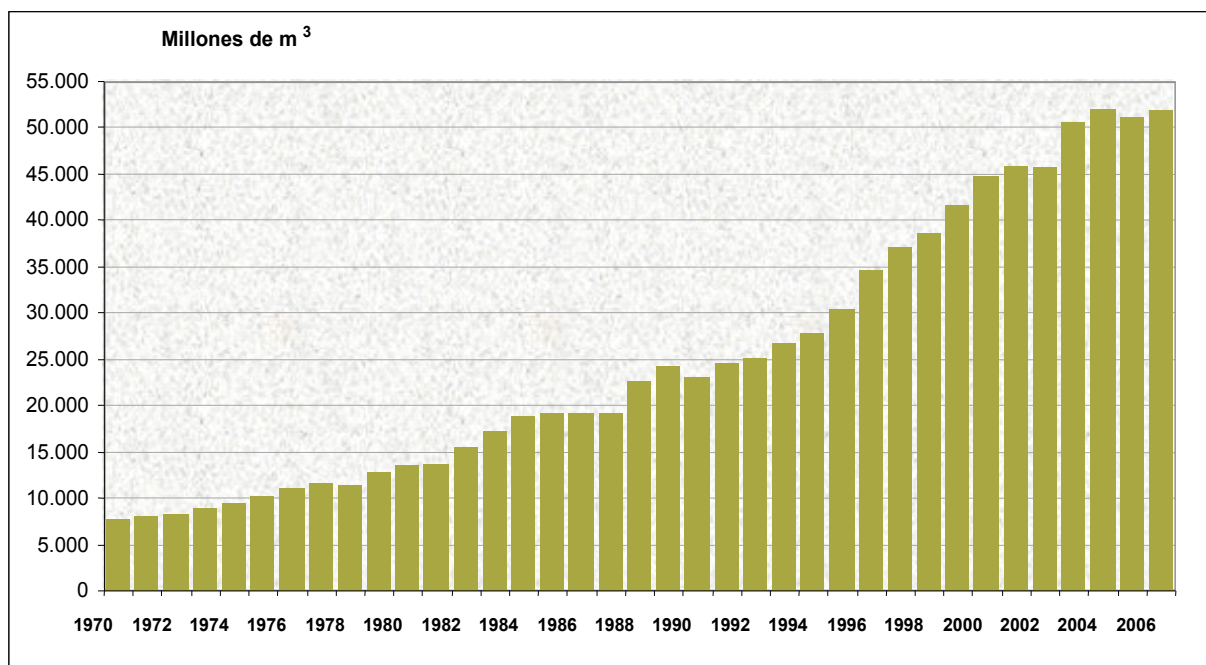
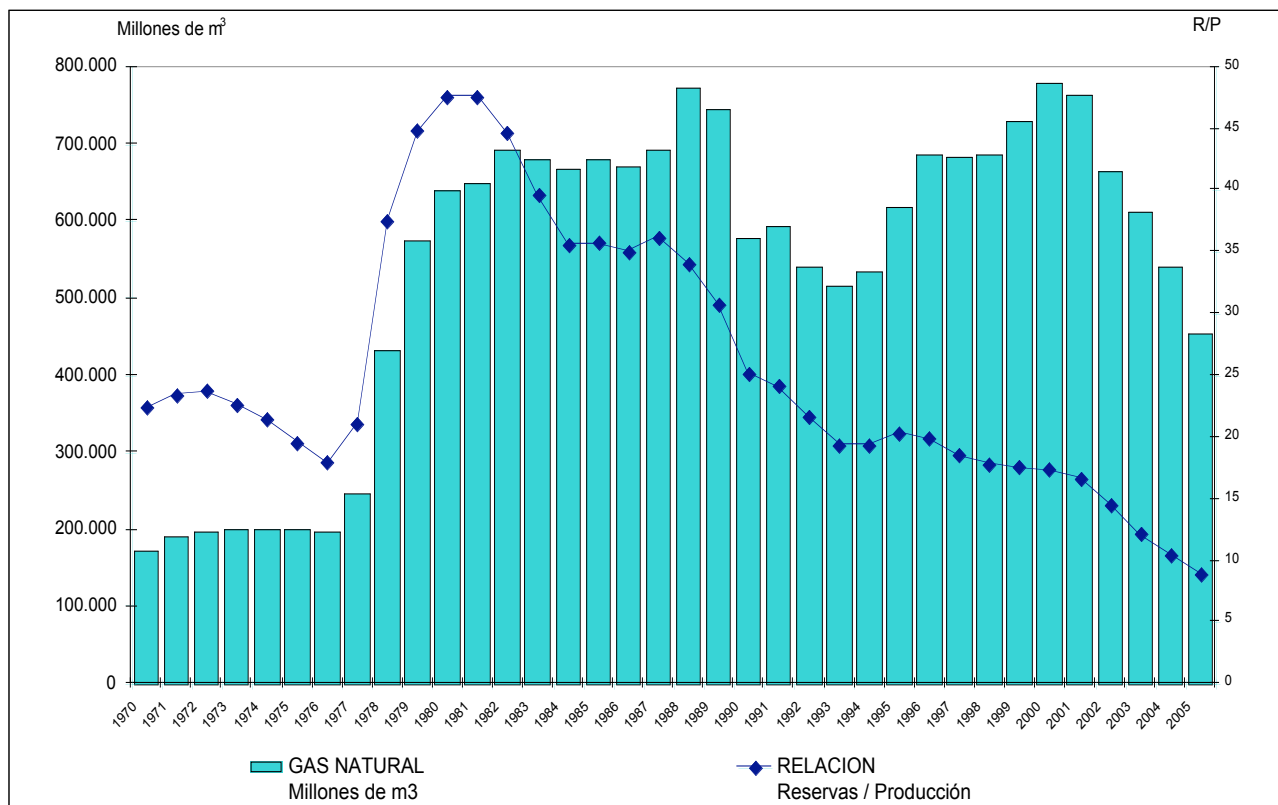


GRÁFICO Nº 3 RESERVAS DE GAS NATURAL Y RELACIÓN RESERVAS-PRODUCCIÓN



EL SUMINISTRO EXTERNO DE PETRÓLEO Y DERIVADOS

En materia de petróleo (Ver Gráficos Nº 4 y 5), Argentina se encamina también a una situación complicada:

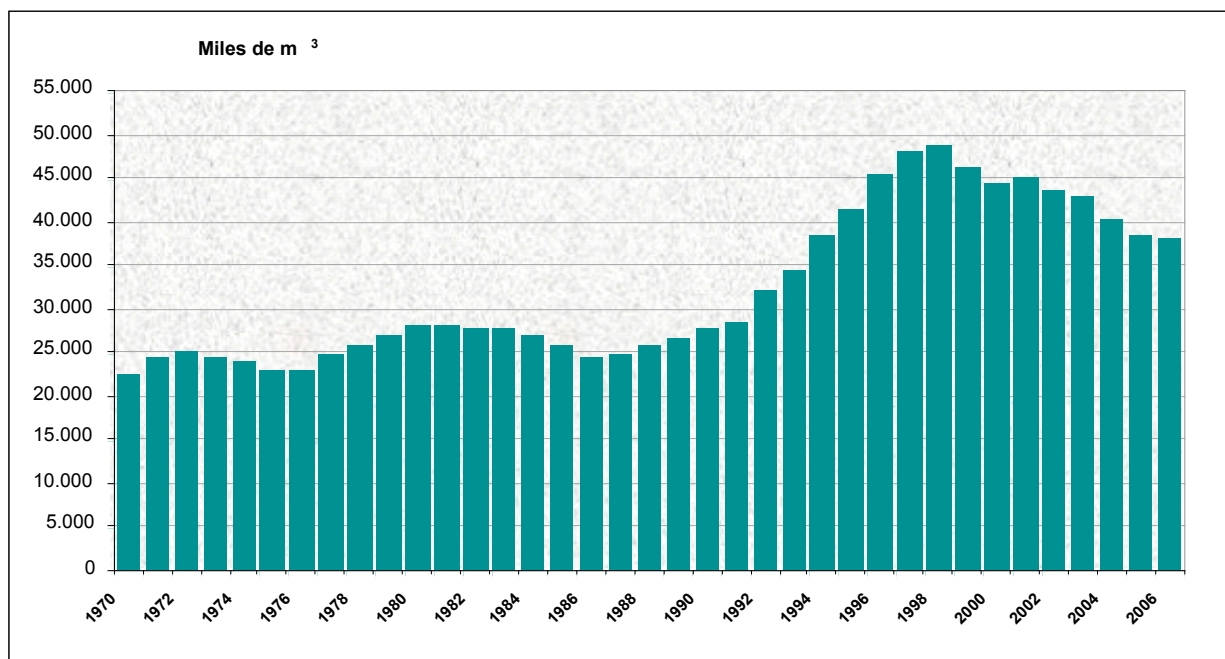
- 1) Caída productiva desde 1998 que no se ha logrado revertir;
- 2) Caída de las reservas comprobadas en los últimos años. No se han descubierto nuevos yacimientos de volumen significativo en los últimos 15 años;
- 3) Crecimiento sostenido de la demanda nacional de derivados del petróleo desde el año 2003;
- 4) Reducción de los saldos exportables.

Ello ha llevado a que para satisfacer la demanda el país haya tenido que recurrir a importaciones crecientes de gas oil y fuel oil, lo que como es lógico, se ha realizado al valor internacional de estos productos, que alcanzan en la actualidad los máximos precios históricos en un mercado fuertemente tensionado por razones geopolíticas y altamente demandado en razón del crecimiento econó-

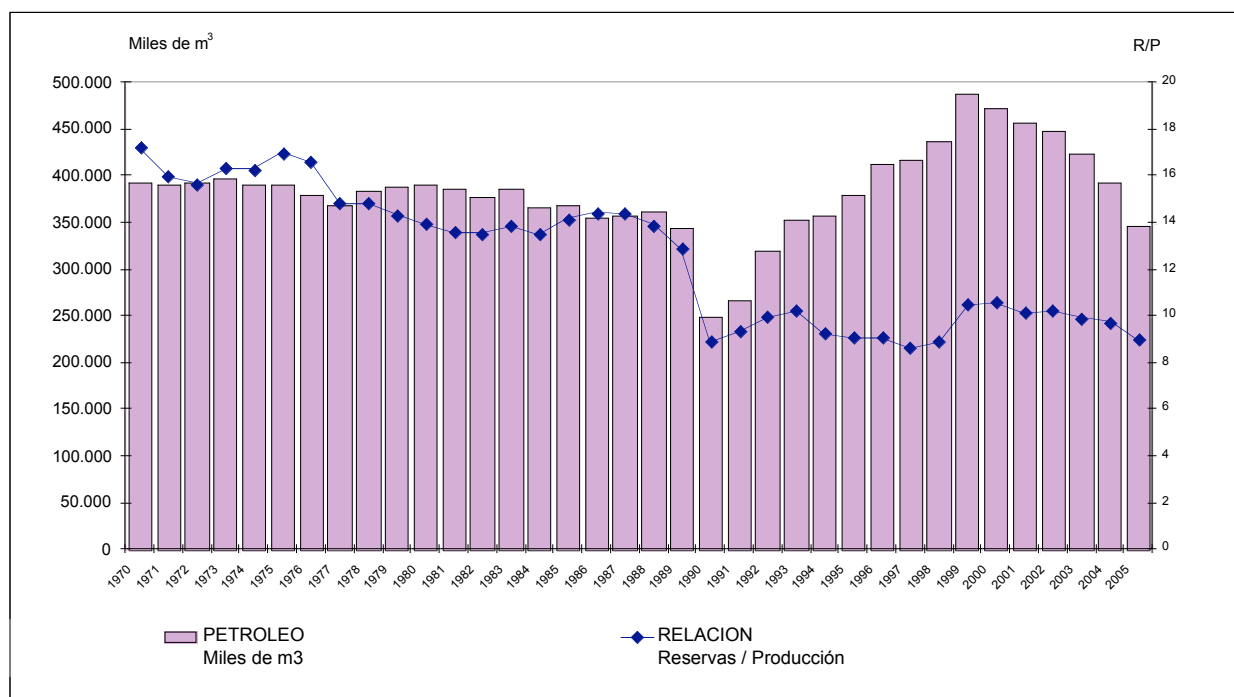
mico mundial y particularmente por la demanda “no tradicional” de China e India.

Entre tanto se verifica que los precios internos son muy inferiores a los precios de los productos en el mercado internacional y también con respecto a los vigentes en los países vecinos.

**GRÁFICO Nº 4
PRODUCCIÓN PETROLERA EN ARGENTINA
EN DECLINACIÓN IRREVERSIBLE DESDE 1998**



**GRÁFICO Nº 5
LAS RESERVAS COPROBADAS DE PETRÓLEO Y LA
RELACIÓN RESERVAS/PRODUCCIÓN ($r = R/P$)**



EL SUMINISTRO A SANTA FE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La situación en materia eléctrica es similar: el abastecimiento de energía eléctrica se produce desde afuera de la provincia de Santa Fe y se encuentra a nivel nacional seriamente comprometido en el corto y mediano plazo; la provincia es tomadora de la energía producida por las grandes centrales del Sistema Interconectado Nacional.

Independientemente que una determinada central eléctrica se encuentre emplazada en territorio de la provincia, las reglas de operación de la central son las fijadas por el organismo encargado del Despacho de Cargas.

La distribución y sub-transmisión de electricidad constituyen problemas de gestión y regulación provinciales.

4- LA ORGANIZACIÓN DE UNA SECRETARÍA DE ENERGÍA PROVINCIAL

La Provincia de Santa Fe tiene, en función de lo anterior, una responsabilidad fundamental política, regulatoria y de gestión en el abastecimiento energético a la población al interior de la provincia pero, como hemos puntualizado en algunas cuestiones clave (suministro de crudo; suministro de gas natural; suministro de energía eléctrica desde el Sistema Nacional) la provincia recibe los mismos como una provisión externa; reservándose en el caso eléctrico la distribución y la sub.-transmisión a través de la Empresa Provincial de Energía y un importante conjunto de cooperativas eléctricas bajo regulación y jurisdicción provincial.

La gestión del sector energético en la provincia involucra un conjunto de responsabilidades institucionales complejas en sí mismas:

1. La elaboración de la Política Energética provincial;
2. El manejo y coordinación con la Nación en lo que son los aspectos concurrentes para que el suministro energético llegue al usuario final en la provincia;
3. La función de la Planificación Energética;
4. La función regulatoria;
5. La función de Control y Auditoría de funcionamiento de las instalaciones;
6. La función de protección de los Derechos del Consumidor;
7. La función de protección del ambiente;
8. La información pública sobre el funcionamiento del sistema.

Para la realización de dichas funciones y más en las actuales circunstancias críticas que afectan a todo el sistema nacional podría resultar innovador la creación de una SECRETARIA DE ENERGIA PROVINCIAL; es decir que se

concentre en una dependencia gubernamental de adecuada jerarquía la responsabilidad política de toda la gestión energética.

La SECRETARÍA debería ejercer algunas funciones que hoy no se cumplen en Argentina y otras que si bien se ejercen su desempeño en muchas jurisdicciones deja mucho que desear: 1) la PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA; 2) el CONTROL y AUDITORÍA sobre el funcionamiento del Sistema; y 3) llevar un INVENTARIO DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS PROVINCIALES (sobre todo los no convencionales: mapa eólico; recursos de la biomasa; etc.); 4) la promoción del desarrollo energético tecnológico y el uso racional de la energía.

Dentro de ello, la PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA es la herramienta necesaria e imprescindible para poder aplicar una POLÍTICA ENERGÉTICA de largo plazo concebida para satisfacer el interés provincial. La realización de un Plan Energético de largo plazo para la provincia debería contemplar entre otros los siguientes objetivos:

1. La fijación de un objetivo de cobertura eléctrica para la provincia; es decir definir en forma realista la población que se incorporará al servicio eléctrico y gasífero (el acceso a la Energía como un derecho humano);
2. La fijación de los instrumentos técnicos, económicos y financieros para lograr lo anterior;
3. La determinación de los recursos presupuestarios y los incentivos fiscales para alcanzar esos objetivos;
4. La determinación de objetivos de Ahorro o Uso Racional de la Energía;
5. La medición del ahorro;
6. La promoción de la utilización energías no convencionales en las zonas agrícolas, con utilización de desechos animales y vegetales; y la Cogeneración
7. La definición de estándares ambientales para el sector energético.
8. La Electrificación rural y su financiamiento;
9. La Asignación de los fondos energéticos nacionales; y otros recursos financieros para proyectos energéticos.

Es evidente que la realización de un Plan Energético que contemple lo anterior debe basarse en una infraestructura de información y conocimiento sistemático de la realidad energética provincial.

El Balance Energético Provincial (BEP) no es la única herramienta para el logro de lo anterior pero sistematiza y ayuda en la toma de decisiones estratégicas porque permite comprender la conformación estructural del sector al interior del mismo y cuantificar adecuadamente los flujos de energía. El presente trabajo realizado por la Fundación Banco Municipal de Rosario y el Instituto de Economía del Colegio y Consejo de Profesionales en Cs Económicas de la Provincia de Santa Fe hace un aporte concreto en esta materia que debe ser tomado como un punto de partida en la dirección correcta.

En cuanto al ORGANISMO DE CONTROL creemos que la provincia necesita tener auditado el funcionamiento de las empresas energéticas de manera de poder ejercer los roles que son funciones indelegables de los gobiernos: 1) la

fijación de tarifas justas y razonables para las prestaciones bajo la forma de monopolios naturales como la distribución eléctrica; 2) la protección de los derechos de los consumidores consagrados en el artículo 42 de la Constitución Nacional; 3) la realización de auditorías sobre el funcionamiento de las empresa; 4) las auditorías ambientales.

5- LOS GRANDES PROBLEMAS ENERGÉTICOS PROVINCIALES

La siguiente es una lista no exhaustiva de los grandes desafíos y oportunidades que presenta el Sector Energético provincial.

- La puesta a punto del sector de distribución y sub-transmisión de electricidad.
- El abastecimiento de energía a la Industria.
- El uso eficiente de la Energía.
- Los Biocombustibles vistos como una oportunidad para incrementar la cadena de valor de la industria aceitera.

Mucho de estos problemas no son exclusivos de la provincia de Santa Fe porque responden a una realidad nacional, otros en cambio pueden tener características más localistas y por lo tanto ser propios de la realidad provincial requiriendo un análisis y una solución particularizada.

5.1- LA PUESTA A PUNTO DEL SECTOR ELÉCTRICO PROVINCIAL. LA EPE Y LAS COOPERATIVAS

La situación de la EPE que surge de la lectura de los estados contables auditados de 2006 parece mostrar una situación patrimonial adecuada pero una situación económica con pérdidas operativas importantes en los últimos dos años que muestran un importante desequilibrio económico financiero de esta empresa pública.

Será sin duda un desafío importante lograr en la gestión el saneamiento económico financiero de la compañía, para ello el regulador estatal (provincial) debe fijar la tarifa justa y razonable para que la empresa pueda cumplir con las exigencias del contrato de concesión; pero también deberá realizar un análisis de la productividad con la cual la EPE cumple su misión, habida cuenta que se trata de un monopolio natural no sujeto a la competencia de mercado y que, por lo tanto debe funcionar bajo la atenta observación del regulador en resguardo del interés general.

La cuestión clave a dilucidar es si la empresa debe el desequilibrio económico y financiero que hoy presenta a las bajas tarifas, cuestión que prácticamente ocurre en todo el ámbito nacional, o dicho desequilibrio es causado por baja eficiencia y productividad de la organización. Para dilucidar este problema, se debe HACER UN ANÁLISIS DE EFICIENCIA COMPARADA de la EPE (benchmarking) con empresas eléctricas de similares características del ámbito nacional y regional. Afortunadamente existen un conjunto de empresas para

hacer esta comparación que una vez realizada permitirá a la empresa establecer OBJETIVOS de GESTIÓN EMPRESARIA y a la Secretaría de Energía fijar objetivos TARIFARIOS RAZONABLES.

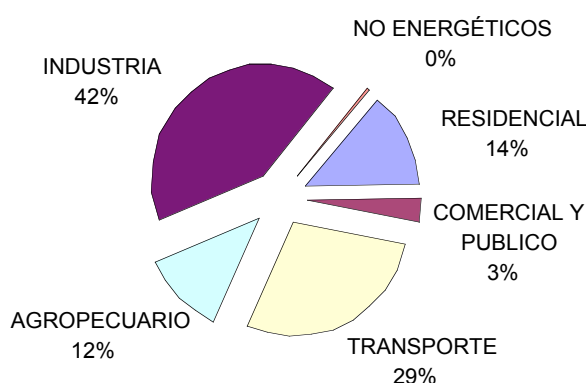
Las COOPERATIVAS ELÉCTRICAS de la provincia deben ser objeto de un programa similar de EVALUACIÓN DE EFICIENCIA y permitir su puesta a punto y saneamiento económico financiero.

5.2- EL ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA A LA INDUSTRIA

El consumo industrial de Energía representa en Santa Fe el 42% del total. (Ver Gráfico N° 6).

GRÁFICO N° 6

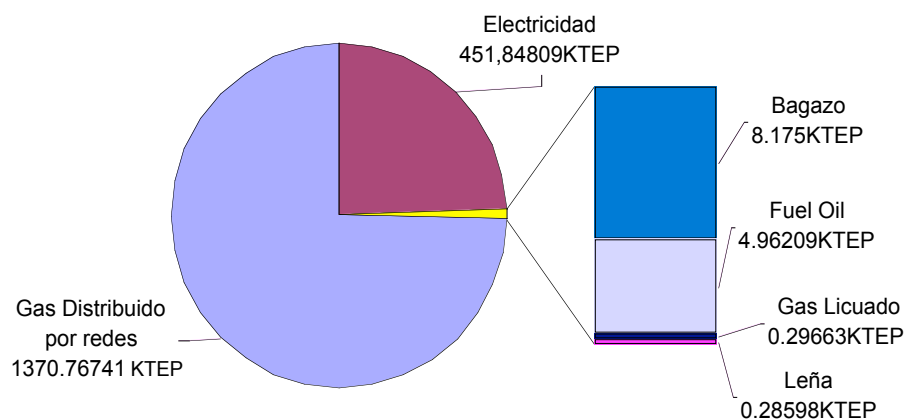
Consumo Final de Energías Primarias y Secundarias por Sector



Fuente: BEP

GRÁFICO N° 7

Sector Industrial Consumo Energético por Fuentes en KTEP



Fuente: BEP

La industria santafesina es fuertemente dependiente del gas natural y de la energía eléctrica que indirectamente es producida con gas natural. (Ver Gráfico N°7).

Una situación de abastecimiento energético tan dependiente del gas natural, cuyo abastecimiento futuro presenta las incógnitas que hemos mencionado obliga a generar programas de contingencia para enfrentar situaciones de complejidad y criticidad creciente.

Es necesario coordinar políticas públicas y privadas que aseguren el suministro de largo plazo y, eventualmente, la adopción de políticas contingentes para afrontar situaciones de déficit con probabilidades de ocurrencia creciente.

Evidentemente el hecho de que en Santa Fe exista una industria de escala y alta concentración en pocos rubros permite generar expectativas de concreción de estrategias de abastecimiento públicas y privadas con probabilidades de aplicación exitosa: la implementación de políticas de Promoción de la Cogeneración energética (calor + electricidad); autogeneración eléctrica; uso racional de la energía, etc.

**Gas entregado a Grandes Usuarios Industriales por Rama Productiva
Santa Fe Año 2006 en miles de m3 de 9300kcal y en porcentajes**

Aceitera	565.491	38%
Siderurgia	401.361	26%
Petroquímica	150.792	10%
Química	97.994	6%
Alimenticia	75.522	5%
Celulósica y Papelera	61.742	4%
Destilería	60.056	4%
Metalúrgica Ferrosa	30.937	2%
Frigorífica	27.284	2%
Resto	51.913	3%

6. CONCLUSIÓN

La situación del abastecimiento de energía a nivel provincial presenta problemas irresueltos que tienen en la mayoría de los casos una génesis extra provincial, mayoritariamente se deben a una insuficiencia en la oferta para hacer frente a la demanda que crece al ritmo del crecimiento de la economía desde fines de 2002.

La gestión de esos problemas será sin duda compleja en los años por venir y, probablemente nos enfrente a problemas de escasez en donde satisfacer a un consumidor puede requerir el sacrificio en las expectativas de otro consumidor.

Llegado a este punto es posible que el problema una vez explicitado sea indisimulable pero lo que es seguro que estaremos en mejores condiciones para enfrentarlo si somos capaces de comprenderlo tal cual es y si tenemos las instituciones para maniobrar racionalmente con el problema, si tomamos las soluciones que la regla de la buena técnica y de la buena política aconseja aunque ello sea doloroso. En todos los casos decidiremos mejor con mejor formación y mejor información. Este trabajo intenta avanzar en esa dirección con un buen conocimiento de la estructura del sector energético provincial.

28 de noviembre de 2007

3. OBJETIVOS GENERALES DEL TRABAJO

Los objetivos generales del presente trabajo pueden comprenderse en los siguientes puntos:

- Describir las principales características de los diferentes mercados energéticos y su estructura de funcionamiento.
- Mostrar la situación energética actual de la Provincia de Santa Fe en el marco del plano nacional: Analizar las características de la misma (examinar la infraestructura), identificando los principales problemas que ella sufre.
- Construir el Balance Energético de la Provincia de Santa Fe: Determinar la dependencia provincial en el abastecimiento energético desde otras regiones del país. Determinar superávit o déficit entre generación / consumo en la provincia para los distintos recursos energéticos.
- Dar a conocer los principales aspectos de los biocombustibles: contexto mundial, análisis de las posibilidades de la región, distintas posturas sobre el tema, evaluación de alternativas en un contexto energético futuro. Desarrollar un Módulo para la inclusión de Biocombustibles en la metodología de confección de Balances Energéticos.
- Dar a conocer los principales aspectos sobre la cogeneración: Beneficios, posibilidades de implementación, experiencias de otros países, etc.

4. RESUMEN EJECUTIVO

I- Objetivos de trabajo

Los objetivos generales del presente trabajo pueden resumirse en los siguientes puntos:

- Describir las principales características de los diferentes mercados energéticos y su estructura de funcionamiento.
- Mostrar la situación energética actual de la Provincia de Santa Fe.
- Construir el balance energético de la Provincia de Santa Fe.
- Dar a conocer los principales aspectos de los biocombustibles.
- Dar a conocer los principales aspectos sobre la cogeneración.

II- Contenido del trabajo

El presente trabajo de investigación se estructura de cuatro partes para su mejor comprensión. El contenido de cada parte se detalla como sigue:

PARTE I: Balance Energético Provincial de Santa Fe

En este capítulo se explica fundamentalmente la metodología utilizada para realizar el Balance Energético Provincial siguiendo los criterios de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y en concordancia con los del Balance Energético Nacional. En este capítulo se explica además que se entiende por las distintas fuentes energéticas, describiendo las energías primarias y secundarias. Del mismo modo se describen los centros de transformación y el funcionamiento de los mismos así como los distintos tipos de consumos y sectores consumidores.

Luego se desarrolla la metodología de cálculo utilizada para realizar el balance con las correspondientes equivalencias utilizadas para las unidades de medida de los energéticos, dado que en el balance todas las cantidades de energía deben presentarse en la misma unidad, la Kilo Tonelada equivalente de petróleo (kTEP).

Seguido de esta explicación y con el balance ya conformado, se realiza la descripción y análisis de la situación energética provincial, donde se analiza cuál fue el origen de las energías consumidas, dónde fueron transformadas y qué sectores fueron los que las consumieron, además se individualiza la participación energética de la Provincia de Santa Fe en el total del país y se la compara con su aporte en el PBI nacional. Este análisis constituye la parte más importante del trabajo y es en este punto que radica su utilidad como informe de la situación energética del país, dado que de esta manera es

posible identificar debilidades y fortalezas y se pueden hacer comparaciones con otras regiones.

PARTE II: Biocombustibles en la Provincia de Santa Fe

CAPÍTULO I: HISTORIA Y PROCESOS TÉCNICOS

Para poder comprender el renombre que han adquirido los biocombustibles en la escena energética mundial, es necesario introducirnos en la historia energética mundial y puntualmente en la importancia que ha adquirido el petróleo para el desarrollo de la humanidad. Acontecimientos económicos y sociopolíticos son analizados en el capítulo. Seguido de esto, se repasan los cambios que se han ido introduciendo a los combustibles con el objetivo de hacerlos más limpios y de disminuir la dependencia de los combustibles fósiles. Es en este marco donde los biocombustibles adquieren la importancia que hoy el mundo les da.

Primeramente se analizó el caso del biodiesel (el cual es el de mayor importancia para nuestra región) y luego el bioetanol, describiendo en cada caso su composición química, las materias primas intervinientes, el proceso productivo utilizado, las distintas mezclas en las que puede ser utilizado así como las ventajas y desventajas que presenta cada biocombustible. A su vez se mencionan algunas experiencias con biocombustibles en el mundo.

Respecto a nuestro país, se han generado muchas controversias respecto al tema, habiendo defensores a ultranza del futuro de la actividad, así como posturas totalmente opositoras a que se desarrollen biocombustibles en el país. Estas posturas disímiles son mostradas en el trabajo, como así también los análisis de costos y las posibilidades de desarrollo económico que presenta nuestra provincia, dado el potencial de producción de aceite de soja.

En el anexo se destaca un Análisis del Ciclo de Vida (ACV), una herramienta de gestión existente para evaluar el impacto ambiental en el desarrollo, la producción y el consumo de un producto. Se exponen aquí las conclusiones derivadas de la producción de biodiesel.

También se incluye en el anexo un breve párrafo sobre el proyecto BIOFAA, que consiste en una propuesta de negocios de la Federación Agraria Argentina hacia productores y empresas agropecuarias con el objetivo de lograr una independencia energética y un mejor precio en sus insumos energéticos.

CAPÍTULO II: INCORPORACIÓN DE LOS BIOCOMBUSTIBLES EN EL BALANCE ENERGÉTICO PROVINCIAL DE SANTA FE

Convencidos de la importancia que tendrá el Biodiesel no sólo para la Provincia de Santa Fe, sino para la Argentina en su conjunto, y considerado un instrumento que de alguna manera introducirá cambios en el eje del poder económico, en el presente análisis se incluye un desarrollo de un módulo para anexar la producción de biocombustibles en la metodología del Balance Energético Provincial. Este módulo permite contabilizar todas las transformaciones energéticas relevantes que deben producirse para obtener biocombustibles.

El hecho de que existan diferentes esquemas de obtención de biocombustibles en función de la escala de producción de la materia prima hace que no sea fácil determinar un procedimiento estándar para un nuevo centro de transformación a incluir en el Balance, como lo es el de las refinerías, por ejemplo. Sin perjuicio de lo anterior, se propone un módulo que se ajusta a estos diferentes esquemas de producción apuntando básicamente a la obtención de biodiesel y bioetanol a partir de biomasa. Para el biodiesel se tomó como biomasa de origen a la soja. En el caso del bioetanol, al maíz.

También se adjuntan esquemas gráficos sobre cómo quedaría conformada la nueva estructura de un Balance Energético con este nuevo módulo explicitando las limitaciones del alcance de la propuesta.

PARTE III: Cogeneración: Una herramienta para el uso racional de la energía

Teniendo en cuenta la problemática mundial respecto al uso racional de la energía, se aborda la cogeneración como un medio para lograr tal fin analizando casos exitosos en el tema como por ejemplo el de España, donde la cogeneración no sólo permitió reducir el consumo y las emisiones al medio ambiente, sino también un consecuente ahorro monetario para nada despreciable. También se repasa brevemente el Plan de acción para la eficiencia energética (2007-2012) encarado por la Unión Europea.

Se resumen en el capítulo los principales beneficios que puede otorgar el sistema y también las limitaciones para su aplicación teniendo en cuenta el tipo de energía necesaria en los distintos tipos de procesos productivos.

Seguidamente se analizan los elementos de un sistema de cogeneración y la clasificación de los distintos sistemas que pueden utilizarse, ya sea: en base a la producción de electricidad y calor, al promotor o si son aislados o en islas / Integrados o interconectados. A continuación se analizan los criterios de diseño de una instalación de cogeneración con el objetivo de analizar la viabilidad de un proyecto.

PARTE IV: Los Mercados energéticos Argentinos: Estado de situación y análisis histórico.

En este punto se repasa la historia de los mercados energéticos de la Argentina, indicando los principales cambios sufridos desde principios del siglo pasado hasta la desregulación del mercado en la década de 1990. Dado este gran cambio estructural, se explica el actual funcionamiento de los mercados, incluyendo las principales funciones de los agentes intervinientes en los mismos.

Se incluye a este respecto, para el caso del *Mercado Eléctrico* una descripción del funcionamiento del SADI (Sistema Argentino de Interconexión) y del MEM (Mercado Eléctrico Mayorista) en el cual se explica el funcionamiento de los distintos segmentos del mercado tales como la generación, el transporte y la distribución.

Se incluye además una reseña histórica de la EPE, y del importante aporte que hicieron las cooperativas eléctricas en la provincia. Se describe también la actual organización de

la empresa en sucursales, mostrando la cantidad de clientes, la cantidad de energía operada y el personal de cada una según los datos oficiales.

Para el caso del *Mercado de los Combustibles* se repasa la actual estructura del sector, su división upstream y downstream y la regulación existente. Dentro de este último sector del mercado se explica detalladamente la función y el marco legal (modalidades contractuales, precios, etc.) que atañe a las refinerías y estaciones de servicio.

Se analizan también la actual participación en la venta (según datos de la Secretaría de Energía de la Nación) y las diferencias en los precios de los combustibles en la Argentina respecto a otros países del mundo.

Por otro lado, se destacan las características más salientes del *Gas Natural* como combustible fósil y se remarcan las características generales de la actividad gasífera, siendo algunas de éstas, los riesgos, el papel que juegan las distancias en el abastecimiento, las modalidades contractuales y otras.

Luego se explica la actual estructura del sector gasífero (producción, transporte y distribución) nombrando a las empresas encargadas de operar en sus respectivos segmentos y detallando además las distintas categorías de usuarios existentes. Se adjuntan en esta sección 2 mapas, de la Argentina y de la Provincia de Santa Fe respectivamente, con los principales gasoductos existentes. También se describe la creación y funcionamiento del MEG (Mercado Electrónico del Gas), siendo éste el primer mercado Spot de gas de América del Sur.

Se describe el funcionamiento de la distribuidora de gas natural que opera en la Provincia de Santa Fe, LITORAL GAS, analizando los distintos tipos de clientes que la empresa atiende y sus respectivos consumos a niveles agregados.

Asimismo, se describen las características más salientes del *Gas Licuado de Petróleo* y seguido a esto se enumeran los usos que se le dan a este combustible (residencial, comercial, industrial, agrario, etc.) y la comparación del uso que se le da en la Argentina y en otros países.

Finalmente, para describir el mercado actual del GLP, se muestra la participación en el mercado de las distintas empresas privadas que operan en el sector y se describen las principales actividades del sector, como son el fraccionamiento, la comercialización, los centros de canje y la fijación de los precios, conforme a la ley citada.

III- Principales resultados

Aquí se resumen los principales resultados que se obtuvieron del relevamiento efectuado para cumplimentar con el objetivo principal del presente trabajo de investigación que fue la elaboración de un Balance Energético Provincial (BEP) para la Provincia de Santa Fe teniendo en cuenta los lineamientos metodológicos adoptados por la Nación para la elaboración de su Balance Energético Nacional (BEN).

Varias entidades internacionales han desarrollado metodologías para la confección de Balances Energéticos, como lo ha realizado la Agencia Internacional de Energía (AIE)

dentro del marco de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) para establecer un programa energético internacional. Al respecto la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), ha desarrollado una metodología de confección de Balances Energéticos, que es la que ha sido utilizada por Argentina desde 1970, sin perjuicio de que también se han incorporado en la elaboración del Balance Nacional recomendaciones y sugerencias que se han valorado como interesantes para agilizar la confección del mismo.

Según la definición de la OLADE, el Balance Energético es un conjunto de relaciones en equilibrio que contabiliza los flujos físicos por los cuales la energía se produce, se intercambia con el exterior, se transforma, se consume, etc; todo esto es calculado en una unidad de cuenta común, dentro de un país o región, y para un período determinado.

Los objetivos fundamentales que se persiguen con la confección del BEP Santa Fe son conocer detalladamente la estructura del sector energético provincial y crear las bases apropiadas que conlleven al mejoramiento y sistematización de la información energética que, a su vez, permitan la proyección energética y sus perspectivas a corto, mediano y largo plazo.

El BEP es una matriz de doble entrada, en la cual están las filas, que representan las fuentes energéticas (primarias y secundarias), y las columnas, que representan las actividades, es decir los orígenes y los destinos o consumos de la energía. Dentro de los componentes básicos del BEP tenemos las fuentes energéticas, la oferta total, la oferta interna, los centros de transformación y los consumos.

Los centros de transformación considerados en el BEP son: las centrales eléctricas; las plantas de tratamiento de gas; las refinerías; las coquerías; las carboneras; los altos hornos y también se incluye una columna de consumo propio que representa la energía consumida, del mismo tipo que la producida, para la propia transformación energética en los centros anteriores.

La metodología que se utilizó para trabajar la información estadística y llevar a cabo los procedimientos para las conversiones energéticas en una unidad común fue la de expresar todos los energéticos en una unidad de medida común que fue la kilo tonelada equivalente de petróleo (kTEP).

Realizando un análisis del Balance Energético Provincial para Santa Fe del año 2006, se pueden destacar los siguientes puntos:

- Santa Fe produjo sólo 48 kTEP de energía primaria, mientras que la Oferta Interna de Energía primaria disponible fue de 1.715 kTEP teniendo en cuenta las importaciones provenientes de los intercambios interprovinciales. El destino de esta Oferta Interna fue su utilización por los Centros de Transformación en un 97.25% y su consumo por los Sectores de Consumo Final en 2.75%.
- La Producción de Energía Secundaria fue de 1.707 kTEP, los cuales fueron producidos por los Centros de Transformación, utilizando energía primaria y energía secundaria producida por otros centros de transformación por un total de 1774 kTEP. Las pérdidas de estos Centros alcanzaron los 75 kTEP (4,21%).

- La principal importación (entradas a la provincia de productos energéticos) de la Provincia (ver columna de Intercambios Interprovinciales) fue el gas distribuido por redes del cual una parte se destina a satisfacer demandas de otras provincias, quedando como valor neto una importación de 2013 kTEP de consumo exclusivo de Santa Fe. También se importó electricidad, diesel oil y gas oil, motonaftas, gas licuado, kerosene y aerokerosene en ese orden de importancia, a la vez que se exportaron fuel oil y no energético.
- La Oferta Interna de energía secundaria alcanzó 4.449 kTEP, de los cuales 3.61% fueron utilizados en el mismo sector energético (consumo de los centros de transformación y consumos propios del sector energético) y 96.38% satisficieron la demanda energética final.
- El consumo de energía total que registró la Provincia, correspondiente al período Enero/Diciembre 2006 correspondió en un 98,91% a energía secundaria y en un 1,08% a energía primaria. Dentro de las demandas de energía secundaria, el gas distribuido por redes alcanzó el 46.34%, el Gas oil más Diesel oil el 28.30%, la electricidad el 15.91 % y las motonaftas el 7.08%. El resto de los energéticos demandados totalizaron sólo el 2.35%.
- La participación de Santa Fe en el total del país, al año 2006, se transcribe a continuación en el Gráfico N° 1, destacándose el carácter de provincia importadora de energía, también el mayor o menor consumo energético per cápita y la mayor o menor intensidad energética, mostrando el mayor o menor consumo de energía por unidad de producto bruto:

GRÁFICO N° 1

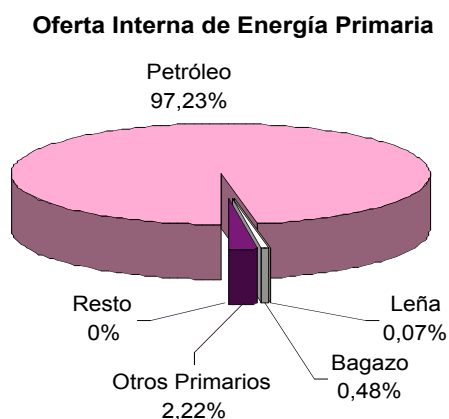
	Santa Fe 2006	Argentina 2006	Part.
Población:	3.199.248	38.970.611	8,20%
Producto Bruto Interno (a precios de 1993 en millones de pesos)	23.139	330.565	7%
Producción Primaria de Energía:	47,522ktep	85.517ktep	0,05%
Oferta Interna de Energía Primaria:	1.714,555ktep	77.921ktep	2,20%
Producción Secundaria de Energía:	1.707,481ktep	78.014ktep	2,18%
Oferta Interna de Energía Secundaria:	4.448,784ktep	70.856ktep	6,27%
Consumo Total de Energía:	4.334,878ktep	56.782ktep	7,63%
Intensidad Energética (CE/PBI)	0,187	0,171	
Consumo Energía per cápita (CE/Pob)	0,00135	0,00145	

Fuente: Elaboración propia

III-I Oferta Energética

Para realizar el análisis de la oferta energética en la provincia, partimos de la Sub-matriz de Oferta del BEP centrado en la oferta interna primaria de energía. En el siguiente Gráfico N° 2 se puede observar la participación de cada fuente energética en el total de la oferta primaria:

GRÁFICO N° 2



Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar, la mayor parte de la oferta interna de energía primaria proviene de fuentes fósiles, representando el petróleo el 97.23% del total. La proporción de la oferta del resto de los energéticos es mínima. Cabe aclarar que la totalidad de la oferta interna de petróleo proviene de los intercambios interprovinciales para su posterior procesamiento en los centros de transformación en jurisdicción provincial, indicando esto una dependencia absoluta del energético desde otras provincias. Esta energía primaria que se consume como petróleo es la carga de la única Refinería de Petróleo existente en la provincia.

Siguiendo con el análisis de la oferta interna encontramos que la configuración de la oferta interna de energías secundarias se compone en su mayoría por gas distribuido por redes que representa prácticamente la mitad de la oferta de energía secundaria (45,24 %) seguido por el Diesel Oil + Gas Oil con un 27% debido fundamentalmente a lo consumido en el rubro transporte y la electricidad con un 15,33 %.

Este gas distribuido por redes que conforma el 45,24% de la oferta de energía secundaria proviene desde otras provincias, solamente en Santa Fe se presta el servicio de distribución. Del resto del total ofertado como energía secundaria el 59,88% proviene de los Intercambios Interprovinciales, por lo que podría decirse que la provincia es dependiente de los abastecimientos de energías secundarias desde otras regiones del país.

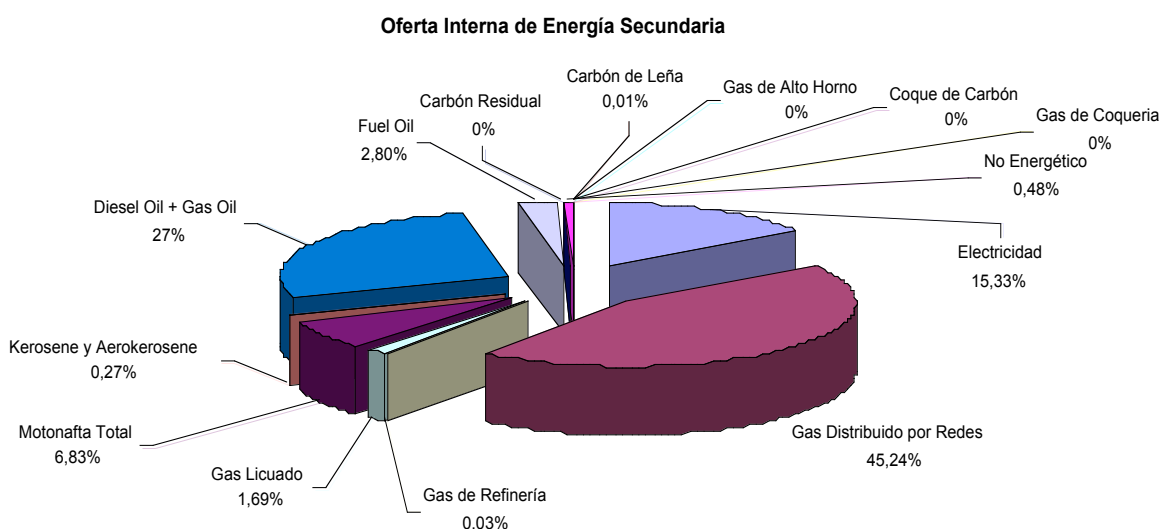
Con respecto a la oferta secundaria destinada mayoritariamente al sector transporte, se debe hacer notar el importante impacto que tienen las cantidades ofrecidas de Gas Oil + Diesel Oil y Motonafta Total, que juntas representan el 34,14% del total de la oferta secundaria. De este total de 1519 kTEP ofertados, el 61,43% se produce en la provincia

y el restante 38,57% proviene de los intercambios interprovinciales, por lo que podría decirse que la provincia tiene un porcentaje aceptable de procesamiento de estos energéticos para consumo intraprovincial.

Podemos observar también la baja incidencia de las fuentes renovables de energía tanto en la oferta de energía primaria como secundaria, estas representarían menos del 3% de la oferta interna de energía primaria.

Las relaciones anteriores se muestran en el siguiente Gráfico N° 3 de Oferta Interna de Energía Secundaria para Santa Fe expresando las participaciones relativas de los distintos energéticos en porcentajes.

GRÁFICO N° 3

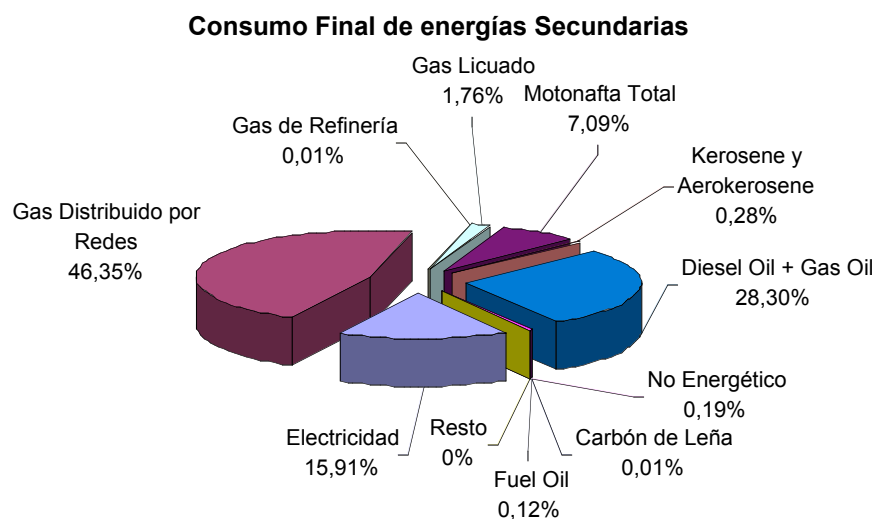


Fuente: Elaboración Propia

III-II Consumo Final

En la Submatriz de Consumo del BEP podemos ver la distribución por sectores y por fuentes del consumo final, tanto de energía primaria como secundaria. Del Gráfico N° 4 que a continuación se presenta, generado con los datos de Consumo Final de Energías Secundarias del BEP Santa Fe, se puede ver cuáles son las fuentes con mayor incidencia en el consumo.

GRÁFICO N° 4



Fuente: Elaboración propia

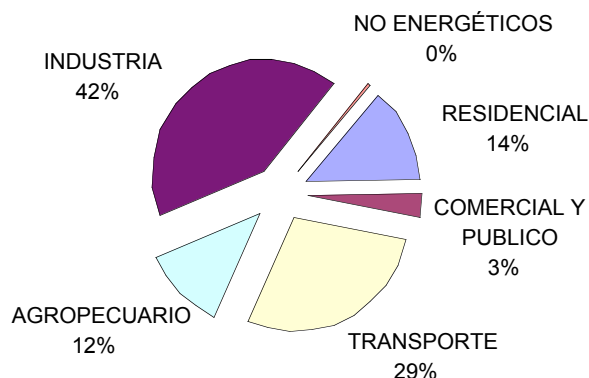
Del mismo se desprende que los energéticos secundarios de mayor peso en el consumo final provincial son: Gas distribuido por redes con el 46,35 %, el Diesel Oil + Gas Oil con el 28,3 %, la electricidad con el 15,91 % y las motonaftas con 7,09%.

Si sumamos al consumo correspondiente a Diesel Oil + Gas Oil el de Motonaftas Totales, y además agregamos el consumo de Gas Distribuido por redes, tenemos que el 81,74% de los consumos de energías secundarias de la provincia provienen de fuentes fósiles no renovables, sin tener en cuenta en la suma a los consumos de Fuel Oil, Gas Licuado y otros derivados del petróleo que aumentarían aún más este porcentaje.

Si analizamos de que manera se divide el consumo, tanto de energía primaria como secundaria por sectores se encuentra que el sector Industria es el mayor consumidor de energía con el 42 %, seguido por el sector Transporte con el 29 % y luego el Residencial junto al Comercial y Público con el 17 %. Detalles en Gráfico N° 5.

GRÁFICO N° 5

Consumo Final de Energías Primarias y Secundarias por Sector



Fuente: Elaboración propia

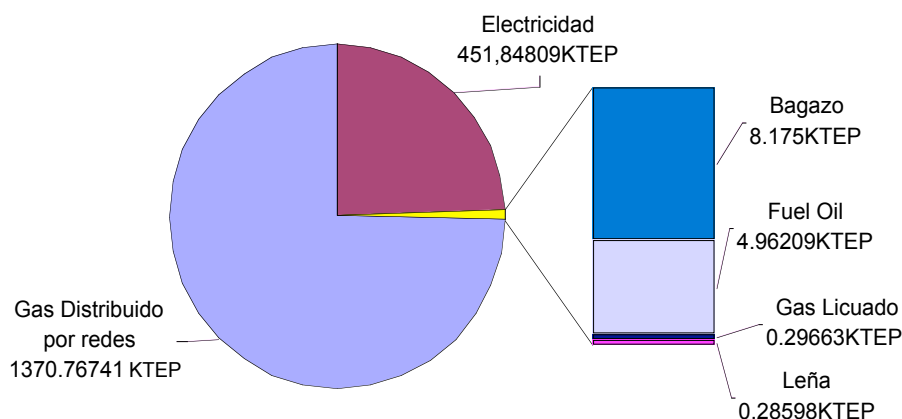
Siguiendo con nuestro análisis provincial, a continuación se estudiarán las conclusiones que surgen del análisis del BEP Santa Fe para el detalle de la estructura de consumo final de energías para cada sector consumidor.

Sector Industria:

Como se mencionó más arriba, el sector industrial consume el 42 % del total del Consumo Final en Santa Fe de energía tanto primaria como secundaria. En el Gráfico N° 6 se puede observar la estructura de consumos del sector, donde prevalece la utilización de gas distribuido por redes (74,64%) y de energía eléctrica (24,6%). En el caso de nuestra Provincia todo el aporte de Bagazo de la oferta interna es destinado al consumo industrial representando un 0,45% del Consumo Total al que le sigue el Fuel Oil con el 0,27%.

GRÁFICO N° 6

Sector Industrial Consumo Energético por Fuentes en KTEP



Fuente: Elaboración propia

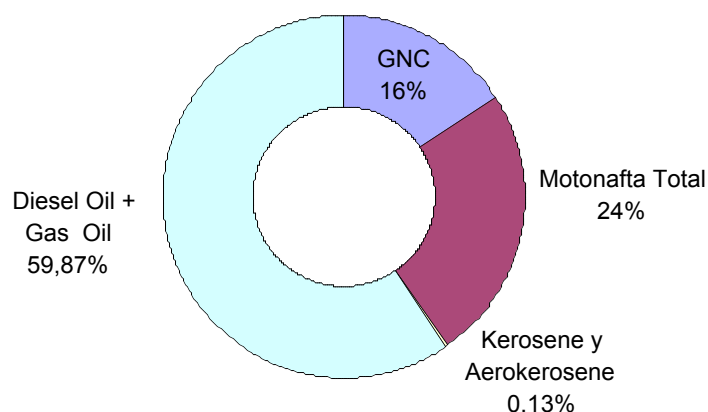
Dado que el Gas es el principal combustible consumido dentro del Sector Industrial de Santa Fe, también se desglosó este consumo del Sector por Rama Productiva para 2006.

Sector Transporte:

El sector transporte es el segundo consumidor de energía con un total de 1.245 kTEP en 2006. En este caso se puede observar el importante peso del Diesel Oil + Gas Oil y la Motonafta Total, a la vez que es poco significativo el peso del Kerosene y Aerokerosene en el sector. Detalles en Gráfico N° 7.

GRÁFICO N° 7

Sector Transporte Consumo por Fuentes



Fuente: Elaboración propia

Del total de Diesel Oil y Gas Oil vendido en la Provincia se tomó como consumo de transporte al 61,1%, y el 38,9% restante se lo asignó como consumo Agropecuario, replicando los porcentajes a nivel nacional¹. Del total de la Oferta Interna de estos energéticos (Diesel Oil+Gas Oil = 1.215 kTEP) el 55,18% es producido en centros de transformación locales y el 44,82% se recibe desde otras provincias; a su vez, de esta oferta total, el 61% se consume en el Sector Transporte, el 38,89% en el Sector Agropecuario y sólo el 0,1% en Consumo Propio, el 0,004% restante se consume en Centrales Eléctricas al servicio público.

En el caso particular del Gas Oil, para poder desagregar el análisis de la fila del Balance “Diesel Oil + Gas Oil”, tomando los valores de las tablas dinámicas de la Secretaría de Energía de la Nación, se tiene que del único centro de refinería presente en la Provincia se producen 659 kTEP de Gas Oil, mientras que las ventas en la jurisdicción provincial solamente de Gas Oil corresponden a 1.210 kTEP, por lo que se deduce que aproximadamente el 45,56% del Gas Oil vendido en Santa Fe proviene desde los Intercambios con otras Provincias.

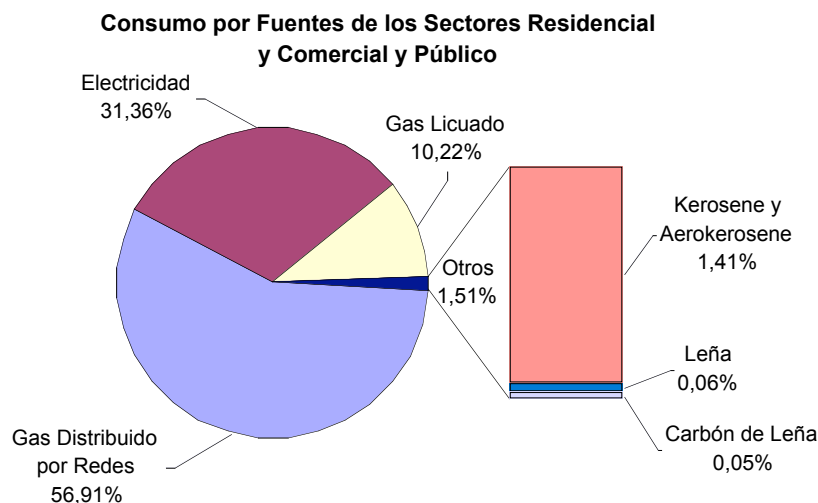
Sector Residencial, Comercial y Público:

El sector Residencial, Comercial y Público consume 735 miles de toneladas equivalentes de petróleo, lo que significa el 16,94% de la energía consumida en la provincia en el 2006.

En el Gráfico N° 8 podemos ver la incidencia de cada fuente en el sector Residencial, Comercial y Público. Se tiene que el gas distribuido por redes representa aproximadamente el 57 % del total del Consumo. La electricidad ocupa el segundo lugar con un 31,36% del consumo, y el gas licuado en tercer lugar de importancia con el 10,22%.

¹ Debido a que es muy difícil separar, dado el estado de la información, los consumos individuales para cada uno de los sectores consumidores.

GRÁFICO N° 8



Fuente: Elaboración propia

Cabe aclarar que este sector consume el 21% del total de gas consumido en la provincia, mientras que aproximadamente el 69% del total de gas consumido corresponde a la industria, el resto se atribuye a consumo en transporte.

Podemos observar también que sólo en el Sector Residencial se consume el total del carbón de leña y también prácticamente la totalidad de la leña disponible para consumo final.

El consumo del sector Residencial, Comercial y Público totaliza el 33,76% de la electricidad consumida a nivel provincial, mientras que la industria representa el 66,23% del total de electricidad consumida en Santa Fe para 2006.

Sector Agropecuario:

En este sector, podemos observar que del total de la energía consumida, que representa solo el 11,77% del Consumo Total Final, un 7,47% se debe al consumo de Otros Primarios, que en el caso particular de estudio se refiere a la energía generada por los molinos de viento y por el aprovechamiento de los residuos pecuarios.

Además, una parte del consumo de este sector corresponde al Diesel Oil utilizado por la maquinaria vinculada a las actividades agropecuarias. Al no poder obtener de manera oficial este dato, se totalizó el consumo de Diesel Oil en el Sector Agropecuario como un 92,52% del consumo total del Sector en cuestión. También hay una pequeña fracción de consumo de electricidad por parte del Sector Agropecuario que representa un 0,009% del consumo total.

Cabe aclarar que una buena parte del consumo de Diesel Oil contabilizado bajo el consumo del Sector Transporte corresponde al traslado de los granos que no se contabiliza dentro de consumo agropecuario sino que debe estar contabilizado en consumo transporte.

IV- Conclusiones Generales

A modo de conclusión y teniendo en cuenta los objetivos propuestos al inicio del trabajo se elaboraron las siguientes conclusiones:

- De la descripción de las estructuras de los principales mercados energéticos se observa que a nivel del Gas, se segmentó en tres partes (producción, transporte y distribución) el servicio anteriormente prestado por Gas del Estado, perdiendo de esta manera el Estado el control sobre la planificación a largo plazo en la actividad. A su vez una parte importante de la población de la provincia se abastece de GPL dado que no tiene acceso a red de gas natural.
- A nivel de la Electricidad la actividad también se segmentó en tres partes (generación, transmisión y distribución). En el caso de Santa Fe la distribuidora provincial (EPE) quedó en manos de la Provincia. Esta empresa debe combinar su actividad con las de generación y transmisión en muy alta tensión que son reguladas por la jurisdicción nacional .
- Se observa que a partir de la década de 1990, se transformó la estructura energética nacional con repercusiones obvias sobre la provincia en lo que respecta a la privatización de los servicios públicos, los cuales fueron segmentados en sus distintas actividades y puestos bajo un régimen de entes reguladores nacionales. Se redujo al estado a un rol mucho más pasivo que el que tenía anteriormente dentro de la actividad.
- Otro aspecto a destacar es que desde la grave crisis económica que sufrió el país en 2001 y con motivo de la Ley de Emergencia Económica, las tarifas de los energéticos fueron congeladas a pesar de la devaluación que sufrió la moneda nacional. Esto sin dudas afectó el panorama para las empresas prestataria públicas, privadas y cooperativas que encontraron frente a costos ascendentes de sus insumos un nivel fijo de ingresos, lo que fue afectó la normal realización de las inversiones en el sector.
- Dentro de las demanda de energía secundaria en la provincia de Santa Fe, el gas natural distribuido por redes alcanzó el 46.34%, el Gas oil más Diesel oil el 28.30%, la electricidad el 15.91 % y las motonaftas el 7.08%. El resto de los energéticos demandados totalizaron sólo el 2.35%.
- Analizando el consumo total de energía por sectores, se destacó la Industria con el 42.36%, el Transporte con 28.73%, el sector Residencial con el 13.54%, el sector Agropecuario con 11.77% y el sector Comercial y Público con el 3.39%. Los consumos no energéticos alcanzaron el 0,18%.
- Del Balance Energético Provincial 2006 surge que la provincia de Santa Fe es una importadora neta de energía y que por lo tanto no es autosuficiente en el abastecimiento energético. Sumado a esto se da que es una provincia fuerte-

mente industrial representando el consumo energético de este sector un 42% del total de la energía consumida en la provincia (tanto primaria como secundaria).

- De este consumo industrial, un 74,64% corresponde a consumo de gas distribuido por redes y un 24,6% a consumo de energía eléctrica. Sumando los consumos de Energías Primarias y Secundarias para 2006 efectuados por todos los sectores socioeconómicos en la Provincia, se llega a un valor que representa el 7,63% del Consumo Nacional.
- Teniendo en cuenta el perfil de consumo energético Industrial de la Provincia y dada la situación de cuello de botella que se genera en el sector industrial en lo que respecta a la falta de abastecimiento continuado de gas natural para asegurar sus procesos productivos, se propone profundizar con un estudio específico el potencial desarrollo de la cogeneración como alternativa viable para un uso más eficiente de la energía y para aumentar la calidad e independencia energética de algunas ramas industriales.

La experiencia previa en otros países (España es el más destacado en la materia) han mostrado ahorros de hasta un 12% respecto a la producción por métodos convencionales de producción de calor y electricidad. Valor éste muy significativo teniendo en cuenta la criticidad de la energía para el desarrollo industrial.

Siendo la Cogeneración un método probado para disminuir el consumo energético y dada la gran importancia que el sector industrial tiene en nuestra provincia (la demanda de este sector representa el 42% de la demanda energética total), consideramos que dichas condiciones son propicias para la aplicación de esta técnica que ha dado resultados nada despreciables en otros países.

La Provincia de Santa Fe posee un desarrollo industrial integrado por la casi totalidad de las ramas productivas, poseyendo el polo aceitero concentrado más grande del mundo con un capacidad de crushing de 127.200 toneladas diarias, un polo petroquímico que produce casi todos los insumos para otras industrias, la mayor concentración de industria frigorífica del país, que elabora casi el 50 % de la cuota Hilton, un complejo siderúrgico que ha visto crecer en sus últimos años la producción en forma consistente, una terminal automotriz de última generación, la industria láctea más importante del país, etc.

Las distintas cadenas de valor en las diversas producciones poseen la ventaja de un entramado industrial que reúne la gran empresa junto a un sinnúmero de Pymes, este proceso acelerado de crecimiento industrial de los últimos 5 años, conjuntamente con la puesta en marcha de distintos proyectos de parques industriales, permiten pensar que el desarrollo de un sistema de cogeneración planificado es la respuesta correcta a los distintos emprendimiento individuales, permitiendo generar una eficacia en el uso de los recursos y ganar en escala de competitividad que permitan sostener un neto perfil exportador.

Para llevar a cabo la implementación del sistema sugerimos inicialmente un relevamiento minucioso de los distintos sectores industriales de la provincia con

el objetivo de conocer cuál es la potencia instalada en la región que puede aplicar la Cogeneración

Para poder lograr la implementación del sistema en los sectores productivos de la región es importante poner en marcha políticas de fomento de la actividad, cumpliendo con el objetivo de brindar a los empresarios las herramientas financieras y de promoción impositiva que den el marco para la puesta en marcha de un Plan Provincial de Cogeneración.

- A nivel de combustibles, a pesar de que la Provincia no cuenta con yacimientos propios, existe en la misma una refinería de petróleo cuya producción no es suficiente para abastecer la demanda de algunos combustibles esenciales consumidos en el territorio como es el gas oil.

Dada esta razón y el hecho de que la provincia posee un potencial real para el desarrollo de biodiesel, se estudiaron los beneficios y costos de producir biocombustibles y se desarrolló un módulo como manera de anexar la producción de los mismos en el esquema del Balance Energético para contabilizar el aporte renovable dentro de la producción de combustibles.

Con la implementación futura de este módulo en el Balance Energético se podrá comprobar la incorporación de la producción de Oferta Energética propia de la Provincia que incluso generará la posibilidad de abastecer a otras regiones o países a través de los Intercambios Interprovinciales y las Exportaciones. Se puede observar que el saldo energético podría revertirse para Santa Fe con la incorporación de los biocombustibles en los valores del Balance Energético.

La Provincia de Santa Fe como miembro de la zona núcleo de nuestro país posee la ventaja adicional de ser logísticamente el puerto de salida de más del 75 % de las producciones de aceites y derivados, su importancia está fortalecida por ser igualmente el sitio que canalizará el mayor flujo de producciones de la denominada hidrovía Paraná-Paraguay recibiendo la producción tanto del Paraguay como del sur de Brasil.

La producción de biocombustible debería tener no sólo un fin energético sino de capacidad de integración en la cadena de valor agropecuaria, es imprescindible tener una política de desarrollo que contemple una doble vía, los grandes emprendimientos asociados a la industria aceitera, y el entramado asociativo de productores que permita no sólo abastecerse del producto sino darle mayor valor a sus producciones. La experiencia del proyecto Biofaa debe ser tomada provincialmente y puesta al servicio del ventajoso sistema agropecuario de nuestra pampa gringa, resultado de la suma de miles de chacareros que dan sustento a un modelo más equitativo.

Es necesario trabajar para alinear el valor de las producciones ya que a partir de 2010 por Ley N° 26.093 entrará en vigencia el corte obligatorio de 5% de etanol y biodiesel y la diferencia de los precios internos de los combustibles con los que se pagan en los mercados internacionales podrían afectar la propia sustentabilidad de los mismos impactando en su concreción.

- Hoy, superados en parte los graves problemas de la crisis macroeconómica y social de 2001/2002, es necesario contar con un plan que permita definir políticas y estrategias de mediano y largo plazo en el plano energético teniendo en cuenta que la energía debe constituir un elemento dinamizador del resto de la economía y nunca llegar a convertirse en un obstáculo para su crecimiento.

El suministro energético es esencial para el funcionamiento de nuestra sociedad, aportando al establecimiento de condiciones de igualdad de oportunidades para todos sus integrantes, como en su condición de insumo productivo difundido en todas las actividades económicas, que puede incidir en la competitividad de muchos sectores económicos. En ese sentido adquiere relevancia el abordaje, estudio y despliegue de la dimensión territorial de la planificación.

La prestación de servicios energéticos está condicionada por la idoneidad de la infraestructura que da soporte a esta actividad, infraestructura que normalmente requiere un largo período de maduración desde que se identifica la necesidad hasta su puesta en funcionamiento. La antelación y la constante adaptación de las previsiones a la realidad en evolución se convierten así en parte integrante y herramienta imprescindible de la política energética.

Una de las primeras tareas básicas y fundamentales que será necesario encarar para hacer factible y sostenible en el tiempo la tarea de planeamiento estratégico será la de obtener y sistematizar la información cuantitativa y cualitativa requerida para su realización. El desafío más importante en este nivel es el de contar en forma permanente con información socioeconómica y energética detallada, actualizada y confiable que permita la aplicación de métodos modernos y eficaces de análisis sobre el futuro del sector.

Por este motivo es que se consideró importante tratar de desarrollar una aproximación al presente del sector energético en nuestra provincia para contribuir al desarrollo de un plan estratégico a mediano y largo plazo poniendo en marcha un proceso de sistematización de datos energéticos relevantes en el Balance Energético de igual o mayor importancia que el balance en sí mismo.

PARTE I

Balance energético provincial de Santa Fe

> **autor** Licenciada M. Soledad Gigli

ÍNDICE PARTE I

Balance energético provincial de Santa Fe

I-1 Fuentes energéticas

- I-1.1 Energía Primaria
- I-1.2 Energía Secundaria
- I-1.3 Oferta Total
- I-1.4 Oferta Interna

I-2 Centros de Transformación

- I-2.1 Centro de Centrales Eléctricas
- I-2.2 Centro de Tratamiento de Gas
- I-2.3 Centro de Refinerías de Petróleo
- I-2.4 Centro de Coquerías y Altos Hornos
- I-2.5 Centro de Carboneras
- I-2.6 Consumo propio

I-3 Consumo y sectores de consumo

- I-3.1 Consumo
- I-3.2 Consumo Propio
- I-3.3 Consumo Final
- I-3.4 Consumo Final Energético
- I-3.5 Consumo Final No Energético

I-4 Descripción de la Metodología de Cálculo

- I-4.1 Energías Primarias
 - I-4.1.1 Energía Hidráulica
 - I-4.1.2 Energía Nuclear
 - I-4.1.3 Gas Natural
 - I-4.1.4 Petróleo
 - I-4.1.5 Carbón Mineral
 - I-4.1.6 Leña
 - I-4.1.7 Bagazo
 - I-4.1.8 Otros Primarios

I-4.2 Energías Secundarias

- I-4.2.1 Electricidad
- I-4.2.2 Gas Distribuido por Redes
- I-4.2.3 Gas de Refinería
- I-4.2.4 Gas Licuado de Petróleo (GLP)
- I-4.2.5 Motonafta Total
 - I-4.2.5.1 Aeronaftas o Gasolina de Aviación
 - I-4.2.5.2 Gasolina de motor
 - I-4.2.5.3 Nafta
 - I-4.2.6 Kerosene y Aerokerosene
 - I-4.2.7 Diesel Oil + Gas Oil
 - I-4.2.8 Fuel Oil
 - I-4.2.9 Coque
 - I-4.2.10 No Energético
 - I-4.2.11 Gas de Coquería
 - I-4.2.12 Gas de Alto Horno
 - I-4.2.13 Carbón de Leña

I-5 Descripción y análisis de la situación energética provincial

I-6 Diagnóstico de la coyuntura energética actual de Santa Fe en función del BEP

- I-6.1 Oferta Energética
- I-6.2 Consumo Final
- I-6.3 Sector Industria
- I-6.4 Sector Transporte
- I-6.5 Sector Residencial, Comercial y Público
- I-6.6 Sector Agropecuario

I-7 Comentarios en cuanto a ciertas restricciones y supuestos realizados sobre la información en base al BEP Santa Fe

I-8 Bibliografía Parte I

BALANCE ENERGÉTICO PROVINCIAL DE SANTA FE

Los Balances Energéticos constituyen un instrumento de carácter general y sistemático para la elaboración de planes y la toma de decisiones del sector energético. Estos Balances Energéticos vienen implementándose desde hace tiempo en los países desarrollados y también se han comenzado a implementar en otros países de Latinoamérica.

Varias entidades internacionales han desarrollado metodologías para la confección de Balances Energéticos, como la Agencia Internacional de Energía (AIE) dentro del marco de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) para establecer un programa energético internacional. Al respecto, la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), ha desarrollado una metodología de confección de Balances Energéticos, que es la que ha sido utilizada por Argentina desde 1970, sin perjuicio de que también se han incorporado en la elaboración del Balance Nacional recomendaciones y sugerencias que se han valorado como interesantes para agilizar la confección del mismo.

Según la definición de la OLADE, el Balance Energético es un conjunto de relaciones en equilibrio que contabiliza los flujos físicos por los cuales la energía se produce, se intercambia con el exterior, se transforma, se consume, etc; todo esto calculado en una unidad de cuenta común, dentro de un país o región, y para un período determinado.

Es importante tener en cuenta que el Balance es una herramienta que facilita la descripción del sector energético, permitiendo calcular ciertas relaciones de eficiencia; lo que permite diagnosticar la situación energética de un país, región o continente dado.

Sin embargo, es a través de su relación con otras variables socioeconómicas que el balance se convierte en un instrumento de planificación. En este sentido, la existencia del Balance Energético es una condición necesaria para la planificación energética.

En el caso particular de estudio, se trata de un Balance Energético Provincial (BEP) efectuado para la provincia de Santa Fe – año 2006.

A los efectos de determinar su estructura y para hacerlo comparable con el Balance Energético Nacional (BEN) que realiza la Secretaría de energía de la nación desde 1970 se detallará la metodología utilizada en la confección del mismo, teniendo presente cómo, por qué, y qué energéticos se consideraron para su confección.

El BEP se presenta en forma matricial, pudiendo ser explicitado en la realización de un diagrama de flujo cuyos elementos constitutivos son un conjunto de bloques vinculados por un conjunto de flechas. Las flechas representan los flujos de energía, y los bloques representan producciones, intercambios, procesos de transformación, consumos de energía, etc.

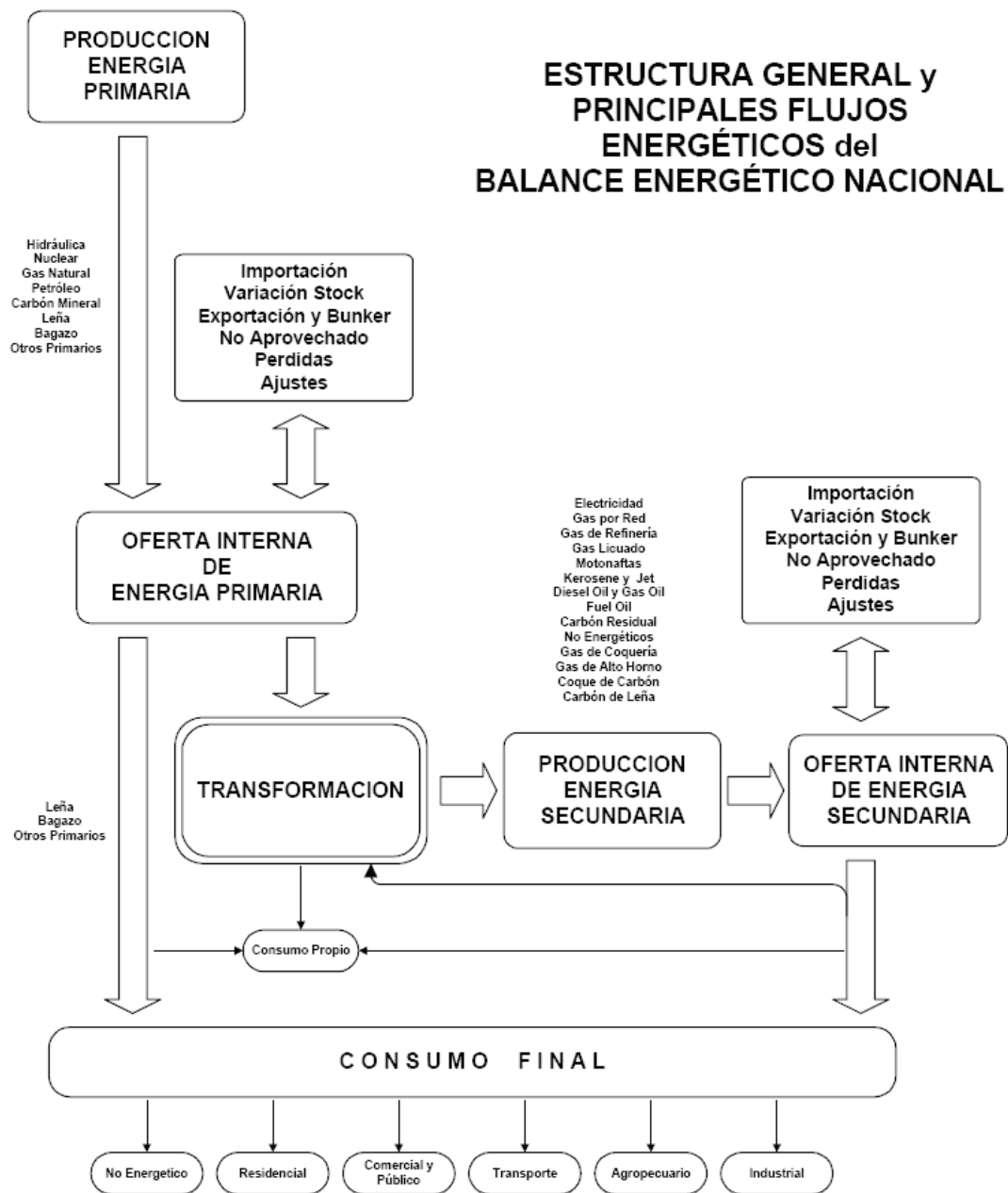
Puede observarse que las relaciones del BEP pueden ser físicas o estructurales, las primeras dependen fundamentalmente de las operaciones y los procesos tecnológicos de producción, transformación, etc; como los rendimientos de las refinerías y centrales eléctricas. Las relaciones estructurales, en cambio, tienen que ver con las características

propias del mercado energético, como el grado de sustitución entre formas análogas de energía.

Los objetivos fundamentales que se persiguen con la confección del BEP Santa Fe son conocer detalladamente la estructura del sector energético provincial, y crear las bases apropiadas que conlleven al mejoramiento y sistematización de la información energética que a su vez, permitan la proyección energética y sus perspectivas a corto, mediano y largo plazo.

A continuación en el gráfico I.1 se presenta la estructura del BEP en forma de diagrama de flujo y en el archivo adjunto [\[cuadro1_BEP.pdf\]](#) se presenta en forma matricial.

GRÁFICO I.1



Fuente: Dirección Nacional de Prospectiva

Para poder expresar las relaciones que se ponen de manifiesto en un Balance Energético, es indispensable establecer una estructura lo suficientemente general para obtener una adecuada configuración de las variables físicas propias de este sector. Básicamente el balance abarca tres partes: Oferta, Centros de Transformación y Consumo Final.

El BEP es una matriz de doble entrada, en la cual están las filas, que representan las fuentes energéticas (primarias y secundarias), y las columnas, que representan las actividades, es decir los orígenes y los destinos o consumos de la energía.

Dentro de los componentes básicos del BEP tenemos las fuentes energéticas, la oferta total, la oferta interna, los centros de transformación y los consumos.

I-1 FUENTES ENERGÉTICAS

I-1.1 Energía Primaria

Se entiende por energía primaria a las distintas fuentes de energía en el estado que se extraen o capturan de la naturaleza, ya sea en forma directa, como en el caso de la energía hidráulica, eólica, solar; luego de un proceso de extracción o recolección, como el petróleo, el carbón mineral, la leña, etc.

Se consideraron las mismas fuentes energéticas primarias que en el BEN, a pesar de que algunas de ellas no están presentes en la Provincia: energía hidráulica, combustibles nucleares, gas natural, petróleo crudo, carbón mineral, leña, bagazo y otras fuentes primarias no incluidas en las anteriores (residuos vegetales, y eólica).

I-1.2 Energía Secundaria

Son los diferentes productos energéticos (no presentes en la Naturaleza como tales) que son producidos a partir de energías primarias o secundarias en los distintos centros de transformación, con la finalidad de hacerlos más aptos para el consumo final.

Los tipos de energía secundaria consideradas, al igual que en el BEN, son las siguientes: Electricidad (generada de cualquier recurso), Gas Distribuido por Redes (es el gas natural que resulta después del proceso de acondicionamiento y separación de condensados), Gas de Refinería, Gas Licuado, Motonaftas (son las naftas obtenidas de la refinación del petróleo y/o del tratamiento del gas natural), Kerosenes (incluye kerosén propiamente dicho y turbo combustibles), Diesel y Gas Oil, Fuel Oil, Carbón Residual (se refiere al coque de petróleo), No Energéticos (productos que no se utilizan con fines energéticos aún cuando poseen contenido energético), Gas de Coquería (es el gas producido en la coquización del carbón), Gas de Alto Horno (es el gas producido en el proceso de obtención del arrabio), Coque de Carbón (es el coque obtenido de las coquerías siderúrgicas) y Carbón de Leña (obtenido de la descomposición de un compuesto químico por acción del calor, pirólisis, en las carboneras).

Como se mencionó anteriormente, el Balance Energético Provincial se estructura en una matriz conformada por filas y columnas. En las filas de la parte izquierda superior se encuentran las energías primarias clasificadas según sea la fuente de la cual provienen, es decir, hidráulicas, nucleares, gas natural, petróleo, carbón mineral, leña, bagazo y otros primarios.

En las filas izquierdas inferiores se encuentran detalladas las energías secundarias que son los diferentes productos energéticos que provienen de los distintos centros de transformación y cuyo destino son los diversos sectores del consumo y/u otros centros de transformación. Las formas de energía secundaria, al igual que en el BEN, se clasificaron en 14 categorías entendiéndose a los no energéticos como aquellos productos que no se utilizan con fines energéticos aún cuando poseen un considerable contenido energético. Entre ellos pueden mencionarse los asfaltos, solventes, lubricantes, aceites y grasas.

Como se observa en las columnas de la parte superior izquierda se presenta la “oferta” energética provincial con el detalle de su conformación, identificando por columna la producción y la importación, por ejemplo, originando incrementos en la oferta; y también expresando las exportaciones y pérdidas que significan una reducción de la misma.

Visualizando las intersecciones de las filas y columnas respectivas de esta sub-matriz de oferta, se pueden observar los valores individuales de producción, importación, y demás valores provinciales para cada energético, ya sea primario o secundario. También se contabiliza la oferta total y la oferta interna; que en mayor detalle sería:

I-1.3 Oferta Total: Tanto para la energía primaria como para la secundaria es la suma de la producción provincial, la importación incorporada desde el exterior, y la variación de stock, pudiendo ser esta última positiva (significa utilización de stock que incrementó la oferta) o negativa (incorporación de stock que no se consumió y que disminuyó la oferta).

I-1.4 Oferta Interna: Representa el total de energía efectivamente disponible para ser transformada, ser consumida en el propio sector energético, o ser consumida por los usuarios finales dentro de la provincia.

Para llegar al valor final de la oferta interna se debe restar de la oferta total la exportación y bunker, las pérdidas, lo no aprovechado, los intercambios Interprovinciales y sumar los ajustes que pueden ser positivos o negativos.

Lo que se denomina bunker corresponde al combustible que es abastecido en el país y se consume, básicamente en embarcaciones y aviones, fuera de sus fronteras. Por tal motivo, si bien no es una exportación, se lo agrega junto a estas, ya que desde el punto de vista energético, es como si lo fuera, restando de la oferta interna.

Las pérdidas hacen referencia a la cantidad de energía perdida en las actividades de transporte, almacenamiento y distribución de los distintos productos energéticos; y lo no aprovechado es la cantidad de energía que por razones técnicas o económicas no está siendo utilizada (por ejemplo gas venteado).

La columna de Intercambios Interprovinciales corresponde a la cantidad de energía primaria y/o secundaria que resulta de la suma algebraica de los ingresos y egresos a la Provincia. Esta variable es la única diferencia del BEP respecto del Balance Energético Nacional para poder contabilizar correctamente los movimientos físicos Interprovinciales de la energía, individualizándolos de los movimientos internacionales.

Finalmente, en la columna de ajustes, corresponde incluir a la energía que por desconocimiento o error en la fuente del dato, no se le encuentra explicación razonable que permita determinar su destino específico, y que por su magnitud estadística se considera despreciable en el análisis global.

Las columnas superiores centrales del BEP representan las columnas de detalle de la sub-matriz de transformación, en donde se registra la cantidad de energía transformada por distintos centros de transformación, identificando, en las filas, la fuente y el pro-

ducto energético obtenido y el Centro de Transformación en las cabeceras de las columnas.

I-2 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

Los centros de transformación considerados en el BEP son: las centrales eléctricas; las plantas de tratamiento de gas; las refinerías; las coquerías; las carboneras; los altos hornos y también se incluye una columna de consumo propio que representa la energía consumida, del mismo tipo que la producida, para la propia transformación energética en los centros anteriores.

A continuación se listan los centros de transformación considerados, presentándose para cada uno un esquema ilustrativo:

I-2.1 Centro de Centrales Eléctricas

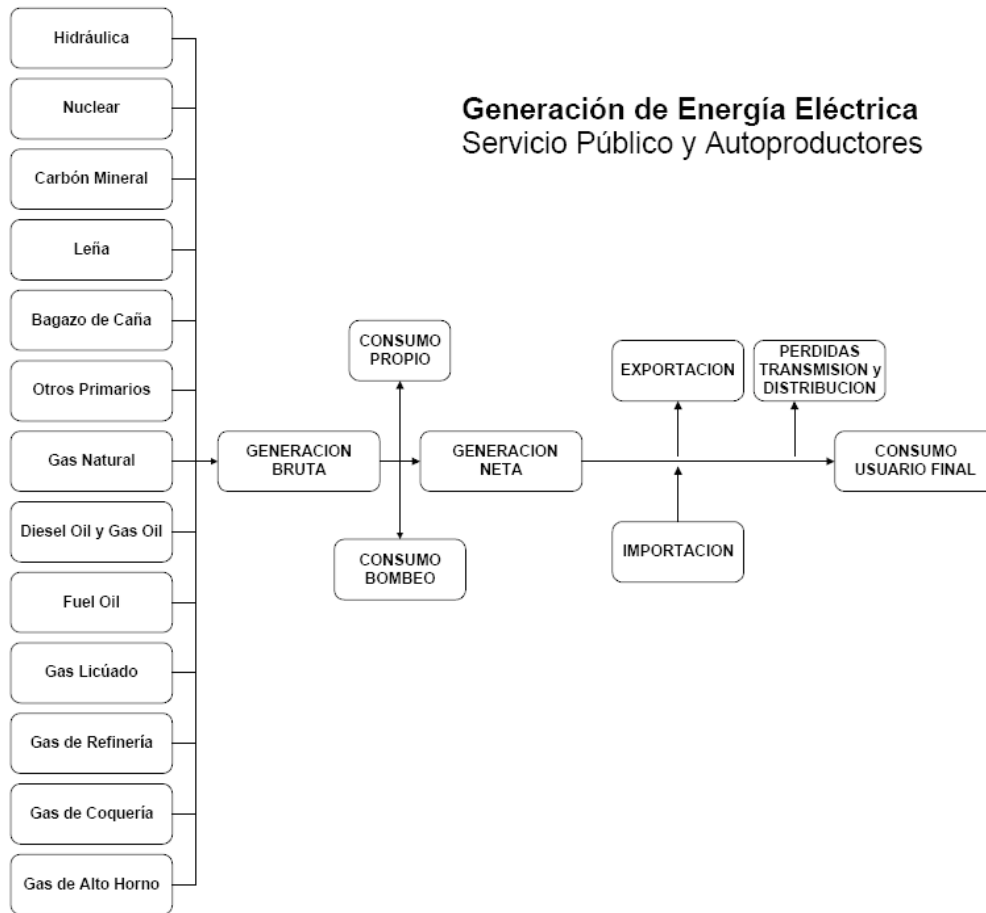
Estos centros de transformación están constituidos, según el caso, por centrales hidroeléctricas, centrales térmicas convencionales con turbinas a vapor, turbinas a gas, ciclos combinados y motores de combustión interna, centrales núcleo eléctricas, eólicas y paneles solares.

Centrales de Servicio Público: Comprende todos los centros de generación de electricidad (sean estas públicas o privadas), que suministran energía al servicio público de distribución de energía eléctrica. En Diciembre de 1991 fue sancionada la Ley 24.065, en cuyo artículo 1º se expresa: “Caracterízase como servicio público al transporte y distribución de electricidad. La actividad de generación, en cualquiera de sus modalidades, destinada total o parcialmente a abastecer de energía a un servicio público será considerada de interés general, afectada a dicho servicio y encuadrada en las normas legales y reglamentarias que aseguren el normal funcionamiento del mismo.” No obstante esto, se las suele nombrar como centrales de Servicio Público, para diferenciarlas claramente de lo que es la autoproducción.

Centrales de Autoproducción: Son los equipos generadores de electricidad de propiedad de los consumidores para atender sus propias necesidades y pueden entregar sus excedentes de producción de electricidad a la red pública. En nuestro país se encuentran principalmente en establecimientos industriales, comerciales o del propio sector energético como yacimientos, refinerías, gasoductos, etc.

La energía eléctrica se genera a partir de energía primaria y de energía secundaria, según sea el tipo de generador y combustible utilizado. Es interesante nombrar a un tipo especial de centrales hidráulicas, que son las centrales de bombeo. Una central hidráulica de bombeo aprovecha la energía eléctrica disponible y bajo el costo en determinadas horas del día, generalmente durante la noche, para bombear el agua de un embalse inferior a uno superior y así aprovechar su energía potencial para generar energía eléctrica en las horas de máximo consumo y de mayor costo. En el Gráfico I.2 se muestra en forma esquemática el flujo de la Energía Eléctrica desde la generación hasta el consumo final.

GRÁFICO I.2

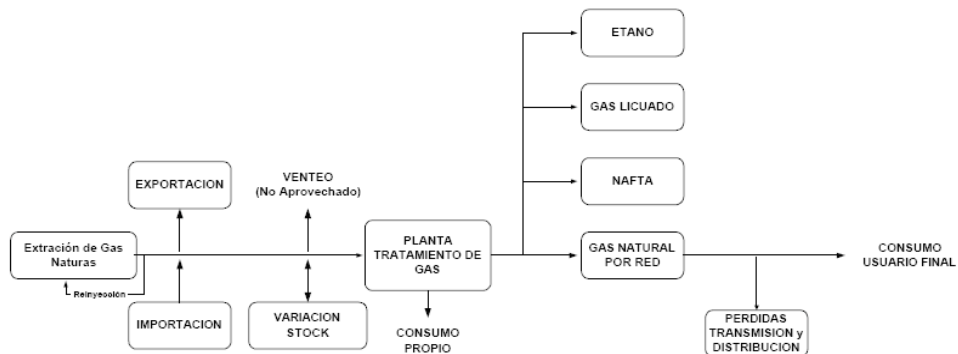


Fuente: Dirección Nacional de Prospectiva

I-2.2 Centro de Tratamiento de Gas

En las plantas de tratamiento, el gas natural (energético primario) se procesa con el fin principal de recuperar hidrocarburos líquidos compuestos como la gasolina, hidrocarburos puros como butano, propano, etano o mezcla de ellos, realizado a través de un proceso de separación física de los componentes del gas. De estas plantas también se obtiene el gas distribuido por redes y el gas licuado. Procesos en Gráfico I.3.

GRÁFICO I.3



Fuente: Dirección Nacional de Prospectiva

I-2.3 Centro de Refinerías de Petróleo

En estos centros de transformación, el petróleo crudo se separa físicamente en sus distintos componentes y éstos, a su vez, sufren una conversión química en otros diferentes. Se considera a la refinería como una única unidad, sin discriminar los diferentes procesos que se llevan a cabo en la misma (destilación, craqueo, reformación, etc.)

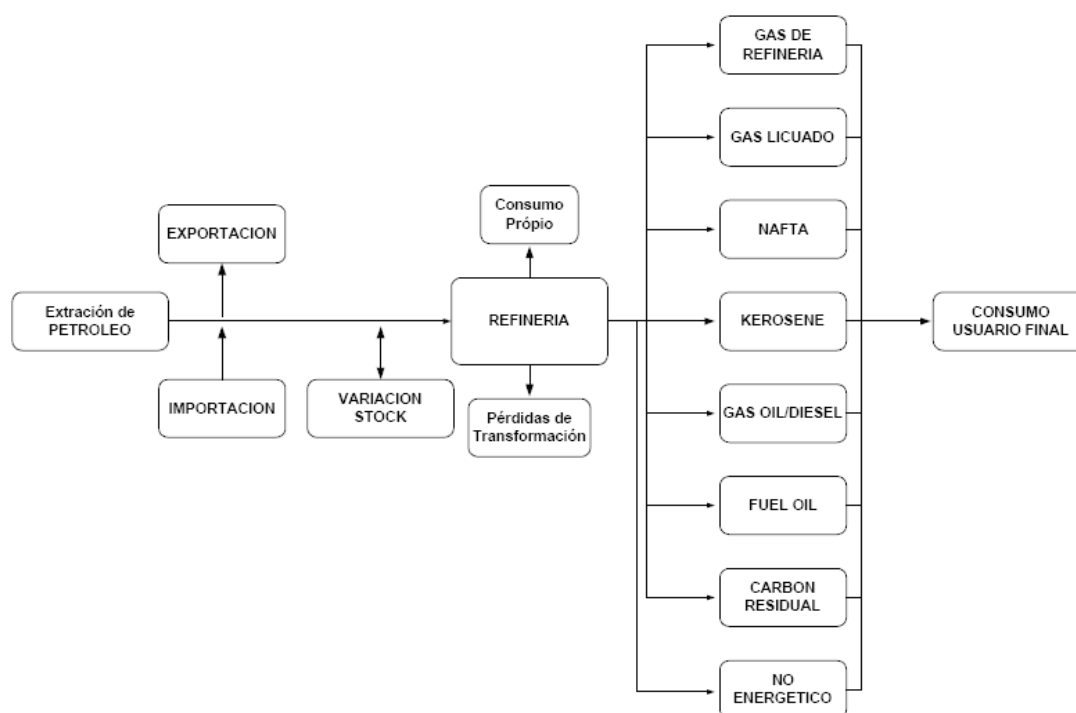
En estas plantas ingresa petróleo crudo y se obtienen como derivados del petróleo las motonaftas, gas oil, gas licuado, fuel oil, carbón residual, gas de refinería, kerosenes, y productos no energéticos. En el caso particular del BEP Santa Fe, se agruparon los derivados de la siguiente manera:

Energético BEN (matriz)	Subproducto contabilizado
Carbón Residual	COQUE de PETRÓLEO
Diesel Oil + Gas Oil	DIESEL OIL GAS OIL OTROS CORTES DE GAS OIL SIN TERMINAR OTROS PRODUCTOS MEDIOS (225°C a 360°C)
Fuel Oil	FUEL OIL OTROS PRODUCTOS PESADOS (< 360°C)
Gas de Refinería	GAS DE REFINERIA
Kerosene y Aerokerosene	AEROKEROSENE KEROSENE
Motonafta Total	AERONAFTAS NAFTA COMUN >83 RON NAFTA SUPER >93 RON NAFTA ULTRA >97 RON OTROS CORTES DE NAFTA SIN TERMINAR OTROS PRODUCTOS LIVIANOS (< 225°C)
No Energético	ASFALTOS GRASAS SOLVENTES ALIFATICOS SOLVENTES AROMATICOS SOLVENTES HEXANO AGUARRAS BASES LUBRICANTES

La Nafta Virgen Consumo Petroquímica no se considera en ningún lugar, dado que este producto es una carga, que entra nuevamente al Centro de Transformación, obteniéndose alguno de los productos ya enunciados. De considerarlo, se estaría duplicando la información en algún lugar.

Esquemáticamente las transformaciones en una Refinería se muestran en el Gráfico I.4 y son:

GRÁFICO I.4



Fuente: Dirección Nacional de Prospectiva

I-2.4 Centro de Coquerías y Altos Hornos

Están vinculados a la industria siderúrgica. En la coquería ingresa carbón mineral y carbón residual y se transforman en coque, gas de coquería, y productos no energéticos.

Gran parte del coque producido ingresa luego a los altos hornos, donde se obtiene gas de alto horno y no energético. Este no energético corresponde tanto al aporte del carbono para la producción del arrabio como al consumo calórico que requiere el proceso. En Santa Fe, la siderurgia presente no opera con este proceso, sino que posee un horno de arco eléctrico, por lo cual no se encuentran estos energéticos secundarios en el BEP provincial.

I-2.5 Centros de Carboneras

Estos centros de transformación de biomasa consisten en hornos donde tiene lugar la combustión incompleta de la leña para obtener carbón vegetal.

Las carboneras son poco eficientes debido a que se trata de una combustión incompleta, se pierde mucho calor, quedando carbón en las cenizas.

I-2.6 Consumo Propio

Es uno de los caminos posibles para la oferta total, ya que es la parte de energía primaria y secundaria que el propio sector utiliza para su funcionamiento en las etapas de producción, transformación, transporte, distribución y almacenamiento.

I-3 CONSUMO Y SECTORES DE CONSUMOS

Retomando el BEP, queda como última sub-matriz la de consumo, ubicada en el sector derecho del mismo. En ésta se registra la cantidad de energía primaria y secundaria consumida, clasificada por sectores socioeconómicos según el destino del consumo, identificando, a la izquierda, el producto; y el sector consumidor según lo referido en las cabeceras de las columnas del módulo Consumo Final. Entre las principales definiciones de consumos tenemos:

I-3.1 Consumo: Es la energía utilizada ya sea como uso propio del sector energético o en los distintos sectores socioeconómicos, tanto para uso energético como no energético.

I-3.2 Consumo Propio: Explicado previamente, es la energía utilizada por el sector energético para su funcionamiento en las etapas de producción, transformación, transporte, distribución y almacenamiento.

I-3.3 Consumo Final: Se incluyen todos los flujos energéticos agrupados según los sectores socioeconómicos en que son consumidos, tanto para uso energético como no energético.

I-3.4 Consumo Final Energético: Se refiere a la cantidad total de productos primarios y secundarios utilizados por todos los sectores de consumo para la satisfacción de sus necesidades energéticas. El Balance incluye los siguientes sectores: Residencial, Comercial y Público, Transporte, Agropecuario e Industrial.

I-3.5 Consumo Final No Energético: Está definido por los consumidores que emplean fuentes energéticas como materia prima para la fabricación de bienes no energéticos. El Balance se refiere al sector Petroquímico y Otros (Por ejemplo asfaltos, solventes etc.)

Dentro del Consumo Final Energético tenemos distintos Sectores de Consumo, que se detallan en las cabeceras de las columnas superiores derechas:

- Sector residencial: El consumo final de este sector es el correspondiente a los hogares urbanos y rurales del país.

- Sector comercial y público: Abarca el consumo de todas las actividades comerciales y de servicio de carácter privado, los consumos energéticos del gobierno a todo nivel (nacional, provincial, municipal), instituciones y empresas de servicio público.

- Sector transporte: Incluye los consumos de energía de todos los servicios de transporte dentro del territorio nacional, sean públicos o privados, para los distintos medios y modos de transporte de pasajeros y carga (carretero, ferrocarril, aéreo y fluvial-marítimo). El consumo de combustible para el transporte internacional, se contabiliza como bunker, por lo que no se lo incluye en este sector de consumo.

- Sector agropecuario: Comprende los consumos de combustibles relacionados con toda la actividad agrícola y pecuaria.

- Sector industrial: Comprende los consumos energéticos de toda la actividad industrial ya sea extractiva o manufacturera (pequeña, mediana y gran industria), y para

todos los usos, excepto el transporte de mercaderías que queda incluido en el sector transporte. Incluye los consumos energéticos del sector construcción.

· Columna Total: en esta columna se anota la suma de todos los consumos registrados, consignados en las filas respectivas a sectores de consumo, es decir, residencial, comercial y público, transporte, agropecuario e industria.

I-4 DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA DE CÁLCULO

La metodología que se utilizó para trabajar la información estadística, los procedimientos utilizados para las conversiones energéticas en una unidad común: 1000 toneladas equivalentes de petróleo (kTEP); la manera de estructurar la exposición del BEP, se corresponden con los aplicados en el BEN y en el BEP Mendoza.

Al respecto, en este apartado se explicitará la metodología utilizada para llegar a los valores publicados en la matriz teniendo en cuenta los factores de conversión apropiados para cada tipo de energético y las peculiaridades de cada energético en cuanto a la recopilación y posterior agregación o desagregación de datos provistos por las distintas fuentes.

A continuación se detalla la metodología de cálculo que se utilizó para cada energético separado por energías primarias y secundarias.

I-4.1 Energías Primarias:

I-4.1.1 Energía Hidráulica

Para la determinación de la producción de la Energía Hidráulica, se procede desde el valor de la energía eléctrica generada, tanto en las centrales que entregan su generación a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, como los diversos autoprodutores (que generan para satisfacer sus consumos).

El valor de la generación, se convierte a kTEP con la relación $1 \text{ GWh} = 0,086 \text{ kTEP}$, y se supone como si toda la energía hidráulica se transformara en energía eléctrica considerando un rendimiento medio de las centrales hidroeléctricas del 80%. Este supuesto es coincidente con el criterio sustentado por la OLADE, no así el seguido por la IEA (International Energy Agency), agencia que considera el 100% de la energía generada (con la conversión correspondiente de unidades), sin tener en cuenta rendimiento alguno.

$1 \text{ GWh} = 107,5 \text{ TEP} = 0,1075 \text{ kTEP}$

En este tipo de Energía Primaria, no podrá existir ningún tipo de Importación o de Exportación. Éstas, de producirse, se harán bajo la forma de la energía eléctrica. Además, este tipo de energía, sólo se podrá utilizar, tras una etapa de transformación (en energía eléctrica), por lo que la totalidad de la Oferta Interna, ingresará a los Centros de Transformación (centrales y autoprodutores de energía eléctrica).

I-4.1.2 Energía Nuclear

La producción de la Energía Nuclear, se contabiliza a partir del combustible nuclear utilizado. De acuerdo a información suministrada por la empresa Nucleoeléctrica Argentina S.A., operadora de las dos centrales nucleares en operación en el país, (Atucha I y Embalse), los poderes caloríficos del Uranio Natural (UN) y el Uranio Levemente Enriquecido (ULE), son los siguientes:

- Uranio Natural: 152.921.760 kcal/kg U
- Uranio Levemente Enriquecido: 235.089.600 kcal/kg U

Dada la equivalencia entre kcal y kTEP, se determinan los factores de conversión de kg de Uranio a kTEP. Por consiguiente, para el cálculo de la producción de la energía Nuclear, se utilizará entonces:

$$\text{Energía Nuclear (kTEP)} = [\text{UN (kg)} _ 15,2921760 + \text{ULE (kg)} _ 23,508960] \div 1.000$$

Como se comentó para el caso de la Energía Hidráulica, la Energía Nuclear, sólo podrá utilizarse, tras una etapa de transformación en las dos centrales nucleares que funcionan en el país. En Santa Fe no tenemos producción de este tipo de energético ya que no existen centrales nucleares dentro de su jurisdicción.

I-4.1.3 Gas Natural

La producción del Gas Natural es informada directamente por las empresas de extracción de Gas Natural a la Subsecretaría de Combustibles, dependiente de la Secretaría de Energía, que suministra la información para la elaboración del BEN. Esta información es publicada en la página de Internet de la Secretaría de Energía.

Es importante destacar que, siguiendo los criterios metodológicos utilizados por casi todos los países y organizaciones internacionales, al valor total de la producción del Gas Natural, se le descuenta la reinyección en el pozo, dado que ésta queda nuevamente en el yacimiento y será extraída con posterioridad.

Se considera que el Gas Natural es un Energético Primario. Denominando como Gas Natural al gas antes de entrar a la etapa de extracción de los líquidos condensables y acondicionamientos. En esta etapa, se producen algunos venteos y/o quemas en el mismo yacimiento, que son contabilizados como No Aprovechado, que se descuenta de la Oferta.

Del Gas que entra en los Centros de Transformación, se obtiene el Gas Distribuido por Redes (o gas seco, principalmente metano), Gas Licuado (Butano y Propano), Nafta, Etano (No Energético, insumo para la industria petroquímica). Siendo estos últimos energéticos todos secundarios.

Si bien hay algunas centrales eléctricas en boca de pozo, el gas que se utiliza como combustible es ya considerado como un Energético Secundario, dado que ya sufrió una etapa de separación de líquidos.

Para convertir los volúmenes de Gas Natural a kTEP se utiliza el siguiente factor de conversión:

$$1.000 \text{ m}^3 \text{ gas de } 9300 \text{ kcal} = 0,83 \text{ TEP} = 0,00083 \text{ kTEP}$$

En cuanto a las Exportaciones o Importaciones, son de Gas Natural y de gas seco (similar composición química del Gas Distribuido por Redes). Por convención, en la elaboración del BEP, se considera que todo el gas intercambiado con el exterior del país es Gas Natural. Y todo el gas intercambiado con otras provincias se contabiliza en la fila de Gas distribuido por redes. En Santa Fe no tenemos producción de Gas Natural como energético primario.

I-4.1.4 Petróleo

La producción de Petróleo crudo es informada por las empresas de extracción de Petróleo a la Subsecretaría de Combustibles, dependiente de la Secretaría de Energía, que suministra la información para la elaboración del BEN.

El petróleo crudo ingresa casi en su totalidad a los centros de transformación y una porción poco significativa es consumo propio. En las Refinerías se obtienen los siguientes derivados que figuran en el BEN como energéticos secundarios: Gas de Refinería, Gas Licuado de petróleo (GLP), Motonaftas (Aeronaftas, Nafta Común, Nafta Súper, Nafta Ultra, Otros Cortes de Gas Oil sin Terminar, Otros Cortes de Nafta sin Terminar, Otros Productos Livianos), Kerosene y Aerokerosene (combustibles jet), Diesel Oil y Gas Oil, Fuel Oil, Carbón Residual, y No Energéticos (Asfaltos, Lubricantes, Solventes Alifáticos, Solventes Aromáticos, Solventes Hexano, Grasas, Aguarrás, Bases Lubricantes).

Para convertir los volúmenes de Petróleo Crudo a kTEP se utiliza la siguiente relación, teniendo en cuenta que el petróleo constituye la unidad de medida en el sistema de conversión a kTEP:

$$\begin{aligned} 1 \text{ m}^3 \text{ petróleo} &= 0,88 \text{ TEP} = 0,00088 \text{ kTEP} \\ 1 \text{ tn petróleo} &= 1 \text{ TEP} = 0,001 \text{ kTEP} \end{aligned}$$

En la Provincia de Santa Fe no se produce Petróleo Crudo como energético primario, sino que se importa desde otras provincias para abastecer el consumo del centro de transformación Refinería y producir los energéticos secundarios mencionados más arriba.

I- 4.1.5 Carbón Mineral

Como producción, se toma el valor de la producción comercial, que es la que se considera luego de que se han extraído las principales impurezas en yacimiento. El carbón mineral, además de tener un pequeño consumo directamente como combustible primario en la industria, es transformado en Energía Eléctrica (solo en una central termoeléctrica y en un solo autoproducer), y en las Coquerías se transforma en Coque de Carbón, Gas de Coquería, y No Energético.

El carbón mineral es el energético primario de menor incidencia en la Matriz Energética Nacional, tanto para la Producción, como para la Oferta Interna; y para convertir su volumen a kTEP el factor que se utiliza es:

$$1 \text{ tn carbón mineral} = 0,59 \text{ TEP} = 0,00059 \text{ kTEP}$$

La Provincia no cuenta con yacimientos de este energético, sólo hay un en el país y se localiza en la provincia de Santa Cruz, en la localidad de Río Turbio, nombre que corresponde también al yacimiento.

I-4.1.6 Leña

La producción de leña (energético potencialmente renovable), proviene fundamentalmente de los bosques implantados, y de los bosque nativos. Para el primer caso, se cuenta con las estadísticas de la Secretaria de Agricultura, Ganadería, Pesca y Alimentos, y para los bosques nativos, la Secretaria de Ambiente y Desarrollo Sustentable.

La leña es utilizada en forma directa como consumo residencial (calefacción y cocción) y en menor medida, en el sector industrial. Además, en el centro de transformación (carbonera) se lo transforma en Carbón de Leña.

Para convertir los volúmenes de leña a kTEP se utilizó el siguiente factor de conversión:

$1 \text{ tn de leña} = 0,19 \text{ TEP} = 0,00019 \text{ kTEP}$
--

En el BEP Santa Fe se computaron datos referidos a los bosques nativos, debido a que no se dispuso información sobre los implantados. Los valores sobre extracción de Productos Forestales nativos se obtuvieron de las Series Estadísticas Forestales 1999-2005 de la Dirección de Bosques de la Secretaria de Ambiente y Desarrollo Sustentable.

Dependiendo del tipo de árbol de donde se extraen los productos forestales, varía el coeficiente de conversión a kTEP. Si hablamos de leña dura debemos utilizar el coeficiente donde $1\text{Tn leña dura} = 0,23\text{TEP} = 0,00023 \text{ kTEP}$, pero si hablamos de leña blanda el coeficiente a utilizar es: $1\text{Tn leña blanda} = 0,184 \text{ TEP} = 0,000184 \text{ kTEP}$.

En el caso del BEP Santa Fe se utilizó un coeficiente similar al de leña blanda pero algo superior, para hacerlo comparable con el coeficiente utilizado por otro balance provincial como el BEP Mendoza.

I-4.1.7 Bagazo

Al Bagazo de caña (que surge como residuo del prensado de la caña para la producción azucarera) se lo transforma en energía eléctrica (en centrales de autoproducción), pero la mayor parte, se consume como combustible en la propia industria del azúcar.

A pesar de que este energético es propio de las zonas productoras de cañas de azúcar, generalmente ubicadas en el norte del país, en Santa Fe hay dos Ingenios Azucareros que producen Bagazo, para los que se consideró que consumen sus propias producciones de Bagazo en el proceso industrial. Se aclara que no se considera el bagazo que se utiliza como materia prima para la fabricación de papel, dado que esto no es un insumo energético.

El factor de conversión energético utilizado para Bagazo está a continuación:

$$1 \text{ tn bagazo} = 0,15 \text{ TEP} = 0,00015 \text{ kTEP}$$

I-4.1.8 Otros Primarios: Energía Eólica y Energía de Residuos Pecuarios

Bajo esta denominación se incluyeron en el BEP Santa Fe la Energía Eólica generada por los molinos de viento para agua y la Energía proveniente de los Residuos Pecuarios.

Para la Energía Eólica aportada por los Molinos de Viento para bombeo de agua se utilizaron datos del INDEC provenientes del último Censo Nacional Agropecuario 2002 sobre la cantidad de molinos en la provincia y se estimó que los diámetros promedio de los mismos se corresponden con los del BEN. El factor de utilización se calculó en 0,5 dado que los molinos están las 24 hs en servicio durante los meses de verano, mientras que en los meses de invierno funcionan 12 horas por día.

Con respecto a los Residuos Pecuarios, se tomaron datos también del Censo Nacional Agropecuario del 2002 correspondientes a las existencias de ganado por especie en la provincia. Luego, y en función del peso medio por animal, de la bosta fresca generada por tipo de animal, y suponiendo un factor de recolección igual que el del BEN, de entre el 0,5 y 1% sobre el total de los residuos pecuarios generados, se calculó el aporte de este energético al BEP provincial.

El factor de conversión utilizado para los Residuos Pecuarios fue:

$$1 \text{ Tn Bosta Seca} = 0,35 \text{ TEP} = 0,00035 \text{ KTEP}$$

I-4.2 Energías Secundarias:

Por este concepto se entiende aquellos productos energéticos que derivan de los diferentes centros de transformación luego de sufrir un proceso físico, químico o bioquímico y cuyo destino son los distintos sectores de consumo y/u otro centro de transformación. Entre ellos tenemos:

I-4.2.1 Electricidad

Es la energía transmitida por electrones en movimiento. Abarca la energía eléctrica obtenida con cualquier recurso (primario o secundario) en plantas hidroeléctricas, térmicas, geotérmicas o nucleares.

$$1 \text{ Mwh} = 0,086 \text{ TEP} = 0,000086 \text{ kTEP}$$

I-4.2.2 Gas Distribuido por Redes

Del Gas que entra en los Centros de Transformación se obtiene el Gas Distribuido por Redes (o gas seco, principalmente metano), Gas Licuado (Butano y Propano), Nafta, Etano (No Energético, insumo para la industria petroquímica). Siendo estos últimos energéticos todos secundarios.

Como se mencionó previamente, las Exportaciones o Importaciones son de Gas Natural y de gas seco (similar composición química del Gas Distribuido por Redes). Por convención, en la elaboración del BEP se considera que todo el gas intercambiado con

el exterior del país es Gas Natural. Y todo el gas intercambiado con otras provincias se contabiliza en la fila de Gas distribuido por redes.

$$1.000 \text{ m}^3 \text{ gas de } 9300 \text{ kcal} = 0,83 \text{ TEP} = 0,00083 \text{ kTEP}$$

Dado que Santa Fe no produce gas natural, se contabilizó la cantidad total de gas natural adquirido por la distribuidora de la Provincia, no dentro de la columna de producción, sino dentro de la de oferta total, y luego se imputó con signo negativo a la parte de esa cantidad total de gas natural que se destina al abastecimiento de otras provincias dentro de la columna Intercambios Interprovinciales. El procedimiento se estableció de esa manera para hacerlo compatible con los demás balances energéticos provinciales, ya que la suma que cada distribuidora adquiriera debería dar el total del gas natural por redes adquirido en el país.

I-4.2.3 Gas de Refinería

Es el gas no condensable surgido de la refinación del petróleo crudo. Está compuesto principalmente de hidrógeno, metano y etano y es empleado mayoritariamente en el mismo proceso de refinación.

$$1.000 \text{ m}^3 \text{ gas} = 0,85 \text{ TEP} = 0,00085 \text{ kTEP}$$

I-4.2.4 Gas Licuado de Petróleo (GLP)

Se incluyen los hidrocarburos livianos, especialmente propano y butano, solos o mezclados, que surgen de la destilación del petróleo y/o del tratamiento del gas natural.

$$1 \text{ Tn gas licuado} = 1,095 \text{ TEP} = 0,001095 \text{ kTEP}$$

I-4.2.5 Motonafta Total

También denominada como Gasolina y Nafta según OLADE, es una combinación de hidrocarburos líquidos, livianos, producidos en la refinería del petróleo, cuyo rango de ebullición se ubica entre los 30 – 200 grados centígrados. Dentro de esta categoría existen:

I-4.2.5.1 Aeronafta o Gasolina de Aviación

Es una combinación de naftas reformadas de alto octanaje, de alta volatilidad y estabilidad y de un bajo punto de congelamiento, que se emplea en aviones.

I-4.2.5.2 Gasolina de motor

Es una mezcla compleja de hidrocarburos relativamente volátiles que con o sin aditivos se emplea en el funcionamiento de motores de combustión interna.

I-4.2.5.3 Nafta

Se trata de un líquido volátil surgido del procesamiento del petróleo y/o gas natural.

En el BEP Santa Fe se contabilizaron bajo la categoría de Motonafta Total a las aeronaftas, las naftas comunes, súper y ultra, otros cortes de naftas sin terminar y otros productos livianos.

Los valores agregados en esta categoría en el BEP se tomaron de datos publicados en las tablas dinámicas de la Secretaría de Energía de la Nación sobre producción de derivados de petróleo y sobre ventas de subproductos por provincias.

$$\begin{aligned} 1000 \text{ m}^3 \text{ naftas} &= 0,7607 \text{ TEP} = 0,0007607 \text{ kTEP} \\ 1 \text{ Tn naftas} &= 1,035 \text{ TEP} = 0,001035 \text{ kTEP} \end{aligned}$$

I-4.2.6 Kerosene y AeroKerosene

El kerosene es un combustible líquido formado por la fracción del petróleo que se destila entre el 150 y 300 grados centígrados. Se emplea como combustible para la cocción de alimentos, el alumbrado, en motores y como solvente para betunes e insecticidas de uso doméstico.

El turbo combustible o AeroKerosene es un kerosene que posee un grado especial de refinación con un punto de congelamiento inferior que el del kerosene común. Se emplea en motores de reacción y turbohélices.

$$\begin{aligned} 1000 \text{ m}^3 \text{ kerosene} &= 0,8322 \text{ TEP} = 0,0008322 \text{ kTEP} \\ 1 \text{ Tn kerosene} &= 1,03 \text{ TEP} = 0,00103 \text{ kTEP} \end{aligned}$$

I-4.2.7 Diesel Oil + Gas Oil

Es un combustible líquido que surge de la destilación atmosférica del petróleo entre los 200 y 380 grados centígrados, es más pesado que el kerosene y es empleado en máquinas diesel y otras máquinas (motores) de compresión – ignición.

$$\begin{aligned} 1000 \text{ m}^3 \text{ diesel oil} &= 0,88 \text{ TEP} = 0,00088 \text{ kTEP} \\ 1 \text{ Tn diesel oil} &= 1 \text{ TEP} = 0,001 \text{ kTEP} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} 1000 \text{ m}^3 \text{ gas oil} &= 0,8619 \text{ TEP} = 0,0008619 \text{ kTEP} \\ 1 \text{ Tn gas oil} &= 1,02 \text{ TEP} = 0,00102 \text{ kTEP} \end{aligned}$$

I-4.2.8 Fuel Oil

Es un desecho de la refinación del petróleo y abarca todos los productos pesados. Es empleado en calderas, plantas eléctricas y navegación.

$$\begin{aligned} 1 \text{ Tn fuel oil} &= 0,98 \text{ TEP} = 0,00098 \text{ kTEP} \\ 1000 \text{ m}^3 \text{ fuel oil} &= 0,9261 \text{ TEP} = 0,0009261 \text{ kTEP} \end{aligned}$$

I-4.2.9 Coque

Se trata de un material sólido infundible, de elevado contenido de carbono, obtenido a partir de la destilación destructiva del carbón mineral, petróleo y otros materiales carbonosos. Los diversos tipos de coque se diferencian añadiendo al final del nombre del material que le dio origen: por ejemplo, coque de petróleo. En el caso del BEP, al coque de petróleo se lo denomina Carbón Residual y al coque de carbón mineral sólo como Coque de Carbón.

I-4.2.10 No Energético

Son los productos que no se emplean con fines energéticos aún cuando posean un significativo contenido energético (asfaltos, aceites y grasas lubricantes, etc.).

En el BEP se contabilizaron como no energéticos a los asfaltos, grasas, solventes alifáticos, aromáticos y hexano, aguarrás y bases lubricantes.

Los factores de conversión utilizados para no energéticos (en toneladas) son:

Aguarrás = 1,055 TEP = 0,001055 kTEP

Asfaltos = 0,979 TEP = 0,00979 kTEP

Bases Lubricantes = 1,012 TEP = 0,001012 kTEP

Grasas = 1,012 TEP = 0,001012 kTEP

Solventes Alifáticos = 1,055 TEP = 0,001055 kTEP
Solventes Aromáticos = 1,055 TEP = 0,001055 kTEP
Solventes Hexano = 1,055 TEP = 0,001055 kTEP

I-4.2.11 Gas de Coquería

Es aquel gas producido como producto secundario en el calentamiento intenso del carbón mineral o coque, con una combinación de aire y vapor, en las coquerías. Está formado por óxido de carbono, nitrógeno y pequeñas cantidades de hidrógeno y dióxido de carbono.

I-4.2.12 Gas de Alto Horno

Es un subproducto de la actividad de producción de acero en altos hornos. Generalmente, se emplea con fines de calentamiento en la planta.

I-4.2.13 Carbón de Leña

Es aquel combustible obtenido de la combustión en ausencia de oxígeno de la madera en las carboneras. Como consecuencia de que este carbón absorbe humedad rápidamente, suele contener un 10-15% de agua, además de un 0.5 – 1 % de hidrógeno y un 2 – 3% de cenizas, con un poder calorífico menor de alrededor de 6500 Kcal./kg.

1 Tn carbón de leña = 0,65 TEP = 0,00065 kTEP

I-5 DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ENERGÉTICA PROVINCIAL

Realizando un análisis del Balance Energético Provincial para Santa Fe del año 2006, se pueden destacar los siguientes puntos:

- Santa Fe produjo sólo 48 kTEP de energía primaria, y la Oferta Interna de Energía primaria disponible fue de 1.715 kTEP teniendo en cuenta los intercambios interprovinciales. El destino de esta Oferta Interna fue su utilización por los Centros de Transformación en 1.668 kTEP y su consumo por los Sectores de Consumo Final por 47 kTEP.
- La Producción de Energía Secundaria fue de 1.707 kTEP, los cuales fueron producidos por los Centros de Transformación, utilizando energía primaria por 1668 kTEP y energía secundaria producida por otros centros de transformación por 106 kTEP, totalizando 1774 kTEP. Las pérdidas de estos Centros alcanzaron los 75 kTEP (4,21%).
- Santa Fe en el 2006 fue por una parte “exportadora” de energía secundaria por 99 kTEP, y por otra “importadora” de energía primaria con 1.667 kTEP. El valor Neto es de 1568 kTEP, por lo que puede decirse que al provincia es importadora neta, y por tanto no es autosuficiente en el abastecimiento energético.
- La Oferta Interna de Energía Secundaria fue de 4449 kTEP, mientras que la Producción de Energía Secundaria fue de 1707 kTEP. La diferencia se explica por la cantidad de gas distribuido por redes (3026 kTEP) que ingresa a la provincia como oferta pero que no es de producción local. A este último valor se le deben netear los kTEP que se van como exportación, pérdidas e Intercambios provinciales.
- La principal importación (entradas a la provincia de productos energéticos) de la Provincia (ver columna de Intercambios Interprovinciales) fue el gas distribuido por redes del cual una parte se destina a satisfacer demandas de otras provincias, quedando como valor neto una importación de 2013 kTEP de consumo exclusivo de Santa Fe. También se importó electricidad, diesel oil y gas oil, motonaftas, gas licuado, kerosene y aerokerosene en orden de importancia, a la vez que se exportaron fuel oil y no energético.
- La Oferta Interna de energía secundaria alcanzó 4.449 kTEP, de los cuales 161 kTEP fueron utilizados en el mismo sector energético (consumo de los centros de transformación y consumos propios del sector energético) y 4.288 kTEP satisficieron la demanda energética final.
- El consumo de energía total que registró la Provincia correspondiente al período Enero/Diciembre 2006 correspondió un 98,91% a energía secundaria y un 1,08% a energía primaria. Dentro de las demandas de energía secundaria, el gas distribuido por redes alcanzó el 46.34%, el Gas oil más Diesel oil el 28.30%, la electricidad el 15.91 % y las motonaftas el 7.08%. El resto de los siete energéticos demandados totalizaron sólo el 2.35%.
- Analizando el consumo total de energía por sectores, se destacó la Industria con el 42.36%, el Transporte con 28.73%, el sector Residencial con el 13.54%, el sector Agropecuario con 11.77% y el sector Comercial y Público con el 3.39%. Los consumos no energéticos alcanzaron el 0,18%.

- La participación de Santa Fe en el total del país, al año 2006, se transcribe a continuación en el Gráfico I.5, destacándose el carácter de provincia importadora de energía, también el mayor o menor consumo energético per cápita y la mayor o menor intensidad energética, mostrando el mayor o menor consumo de energía por unidad de producto bruto:

GRÁFICO I.5

	Santa Fe 2006	Argentina 2006	Part.
Población:	3.199.248	38.970.611	8,20%
Producto Bruto Interno (a precios de 1993 en millones de pesos)	23.139	330.565	7%
Producción Primaria de Energía:	47,522ktep	85.517ktep	0,05%
Oferta Interna de Energía Primaria:	1.714,555ktep	77.921ktep	2,20%
Producción Secundaria de Energía:	1.707,481ktep	78.014ktep	2,18%
Oferta Interna de Energía Secundaria:	4.448,784ktep	70.856ktep	6,27%
Consumo Total de Energía:	4.334,878ktep	56.782ktep	7,63%
Intensidad Energética (CE/PBI)	0,187	0,171	
Consumo Energía per cápita (CE/Pob)	0,00135	0,00145	

Fuente: Elaboración propia

Según INDEC, el PBI de Argentina en 2005 fue de 304.764 millones de pesos a precios de 1993, y según estimaciones del PBI 2006 publicadas en la página web del INDEC, el valor del mismo fue de 330.565 millones de pesos a precios de 1993.

Según IPEC (Instituto Provincial de Estadísticas y Censos) el PBG de Santa Fe para 2004 fue de 19.625.827 miles de pesos a precios constantes. Analizando la evolución del mismo a través del tiempo, se evidencia que en los últimos 4 años se ha mantenido en un 7% del PBI Nacional. Al no disponer de estimaciones actuales del PBG Santa Fe, se tomará como valor para 2006, 23.139 millones de pesos a precios de 1993.

En cuanto a los datos sobre Población en Santa Fe para 2006, según las proyecciones provinciales del INDEC el valor es de 3.199.248 habitantes. Mientras que en el mismo documento se estima que la Población de Argentina es de 38.970.611 para el mismo año.

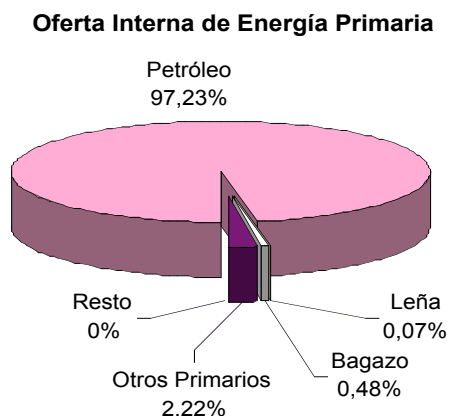
Los datos del cuadro que hacen referencia al Balance Energético Nacional (BEN) 2006 se tomaron del Avance provisorio del BEN 2006 publicado por Dirección Nacional de Prospectiva de la Secretaría de Energía de la Nación Argentina.

I-6 DIAGNÓSTICO DE LA COYUNTURA ENERGÉTICA ACTUAL DE SANTA FE EN FUNCIÓN DEL BEP

➤ I-6.1 Oferta Energética:

Para realizar el análisis de la oferta energética en la provincia, partimos de la Submatriz de Oferta del BEP, centrando la atención en la oferta interna primaria de energía. En el siguiente Gráfico I.6 se puede observar la participación de cada fuente energética en el total de la oferta primaria:

GRÁFICO I.6



Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar, la mayor parte de la oferta interna de energía primaria proviene de fuentes fósiles, representando el petróleo el 97.23% del total. La proporción de la oferta del resto de los energéticos es mínima. Cabe aclarar que la totalidad de la oferta interna de petróleo proviene de los intercambios interprovinciales para su posterior procesamiento en los centros de transformación en jurisdicción provincial, indicando esto una dependencia absoluta del energético desde otras provincias. Esta energía primaria que se consume como petróleo es la carga de la única Refinería de Petróleo existente en la provincia.

Siguiendo con el análisis de la oferta interna, tenemos que la configuración de la oferta interna de energías secundarias se compone en su mayoría por gas distribuido por redes que representa prácticamente la mitad de la oferta de energía secundaria (45,24 %) seguido por el Diesel Oil + Gas Oil con un 27% debido fundamentalmente a lo consumido en el rubro transporte y la electricidad con un 15,33 %.

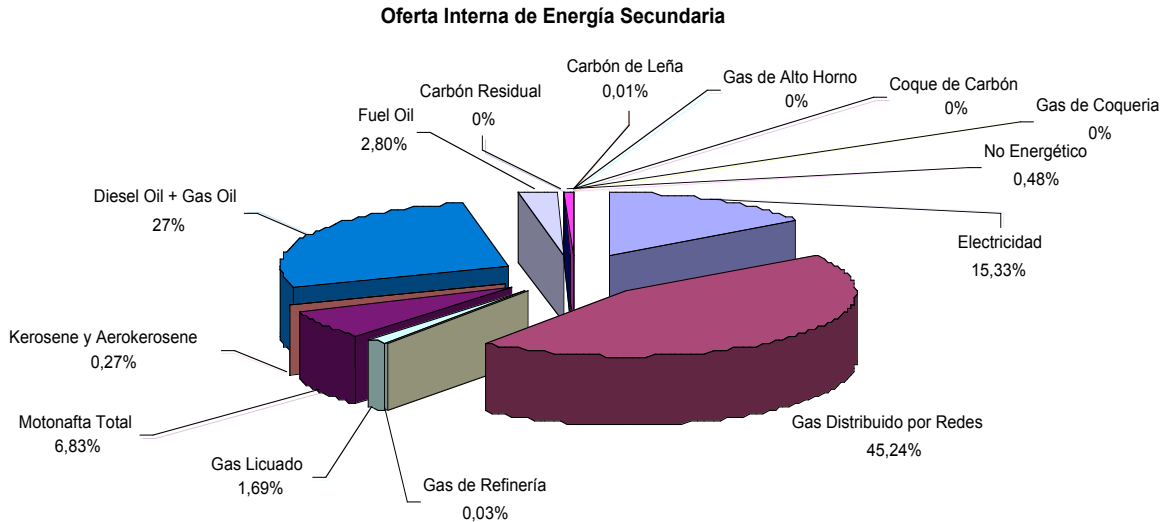
Este gas distribuido por redes que conforma el 45,24% de la oferta de energía secundaria proviene desde otras provincias, en Santa Fe solamente se presta el servicio de distribución. Del resto del total ofertado como energía secundaria, el 59,88% proviene de los Intercambios Interprovinciales, por lo que podría decirse que la provincia es dependiente de los abastecimientos de energías secundarias desde otras regiones del país.

Con respecto a la oferta secundaria, destinada mayoritariamente al sector transporte, se debe hacer notar el importante impacto que tienen las cantidades ofrecidas de Gas Oil + Diesel Oil y Motonafta Total, que juntas representan el 34,14% del total de la oferta secundaria. De este total de 1519 kTEP ofertados, el 61,43% se produce en la provincia y el restante 38,57% proviene de los intercambios interprovinciales, por lo que podría decirse que la provincia tiene un porcentaje aceptable de procesamiento de estos energéticos para consumo intraprovincial.

Podemos observar también la baja incidencia de las fuentes renovables de energía tanto en la oferta de energía primaria como secundaria, estas representarían menos del 3% de la oferta interna de energía primaria.

Las relaciones anteriores se muestran en el siguiente Gráfico I.7 de Oferta Interna de Energía Secundaria para Santa Fe, expresando las participaciones relativas de los distintos energéticos en porcentajes.

GRÁFICO I.7

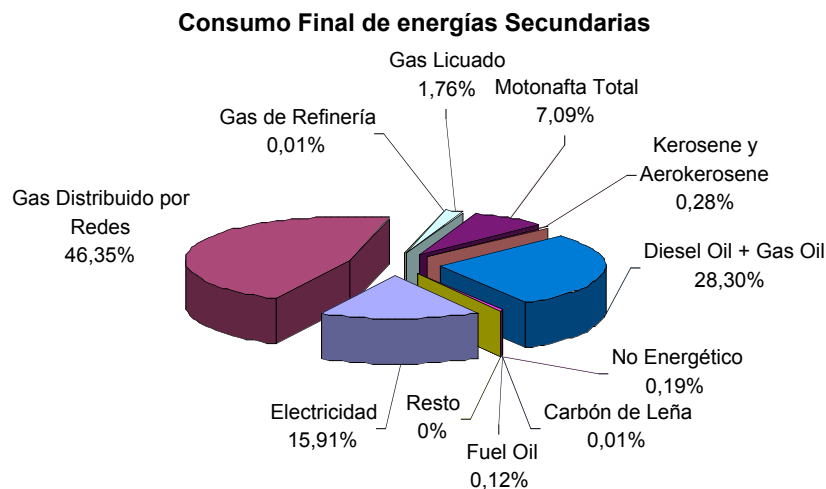


Fuente: Elaboración Propia

➤ **I-6.2 Consumo Final:**

En la Submatriz de Consumo del BEP podemos ver la distribución por sectores y por fuentes del consumo final tanto de energía primaria como secundaria. En el Gráfico I.8 que a continuación se presenta, generado con los datos de Consumo Final de Energías Secundarias del BEP Santa Fe, se puede ver cuales son las fuentes con mayor incidencia en el consumo.

GRÁFICO I.8



Fuente: Elaboración propia

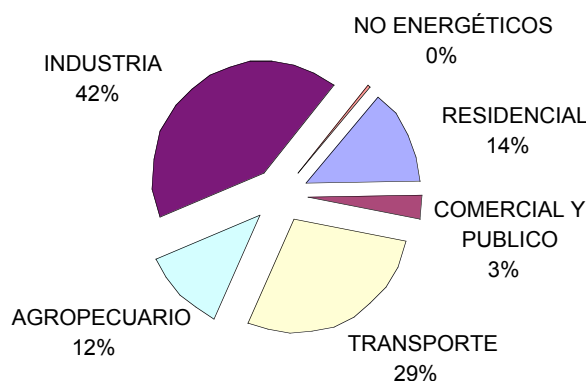
Del mismo se desprende que los energéticos secundarios de mayor peso en el consumo final provincial son: Gas distribuido por redes con el 46,35 %, el Diesel Oil + Gas Oil con el 28,3 %, la electricidad con el 15,91 % y las motonaftas con 7,09%.

Si sumamos al consumo correspondiente a Diesel Oil + Gas Oil el de Motonaftas Totales, y además agregamos el consumo de Gas Distribuido por redes, tenemos que el 81,74% de los consumos de energías secundarias de la provincia provienen de fuentes fósiles no renovables, sin tener en cuenta en la suma a los consumos de Fuel Oil, Gas Licuado y otros derivados del petróleo que aumentarían aun más este porcentaje.

Si analizamos de qué manera se divide el consumo, tanto de energía primaria como secundaria por sectores, se encuentra que el sector Industria es el mayor consumidor de energía con el 42 %, seguido por el sector Transporte con el 29 % y luego el Residencial, Comercial y Público con el 17 %. Detalles en Gráfico I.9.

GRÁFICO I.9

Consumo Final de Energías Primarias y Secundarias por Sector



Fuente: Elaboración propia

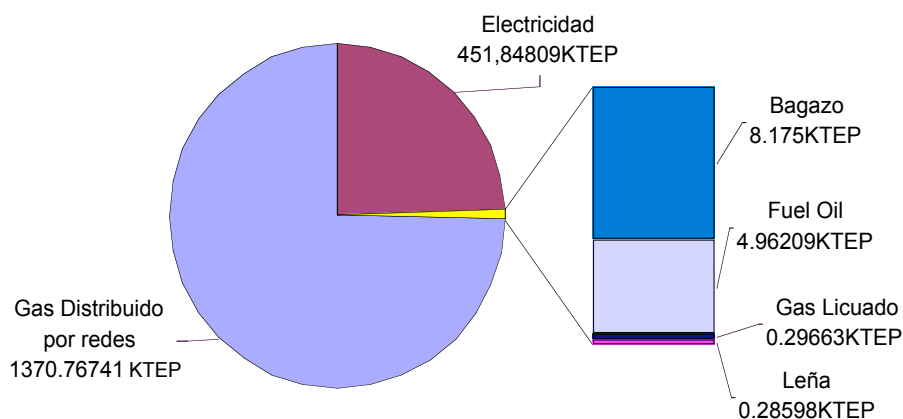
Siguiendo con nuestro estudio provincial, a continuación se estudiarán las conclusiones a las que se arriba del análisis del BEP Santa Fe para el detalle de la estructura de consumo final de energías para cada sector consumidor.

➤ I-6.3 Sector Industria:

Como se mencionó más arriba, el sector industrial consume el 42 % del total del Consumo Final en Santa Fe de energía tanto primaria como secundaria. En el Gráfico I.10 se puede observar la estructura de consumos del sector donde prevalece la utilización de gas distribuido por redes (74,64%) y de energía eléctrica (24,6%). En el caso de nuestra Provincia, todo el aporte de Bagazo de la oferta interna es destinado al consumo industrial representando un 0,45% del Consumo Total al que le sigue el Fuel Oil con el 0,27%.

GRÁFICO I.10

Sector Industrial Consumo Energético por Fuentes en KTEP



Fuente: Elaboración propia

Dado que el Gas es el principal combustible consumido dentro del Sector Industrial de Santa Fe, a continuación en los Gráficos I.11 y I.12 se desglosa este consumo del Sector por Rama Productiva para 2006.

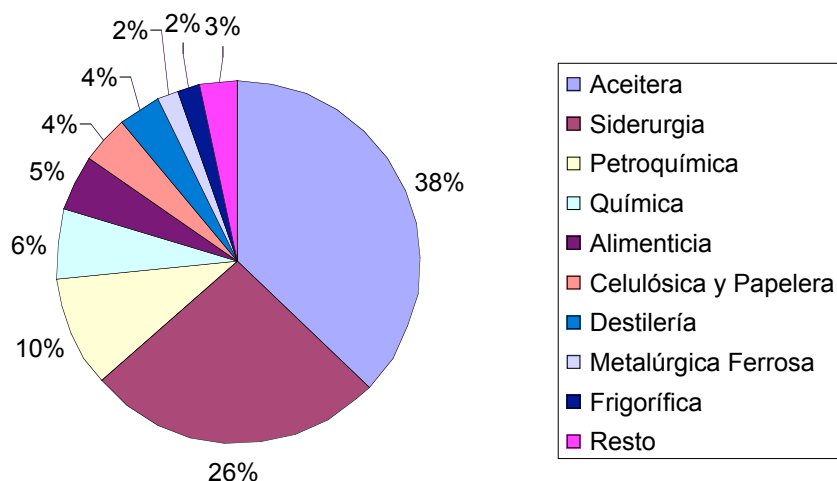
GRÁFICO I.11

Gas entregado a Grandes Usuarios Industriales por Rama Productiva Santa Fe Año 2006 en miles de m³ de 9300kcal y en porcentajes

Aceitera	565.491	38%
Siderurgia	401.361	26%
Petroquímica	150.792	10%
Química	97.994	6%
Alimenticia	75.522	5%
Celulósica y Papelera	61.742	4%
Destilería	60.056	4%
Metalúrgica Ferrosa	30.937	2%
Frigorífica	27.284	2%
Resto	51.913	3%

Fuente: Elaboración propia

GRÁFICO I.12



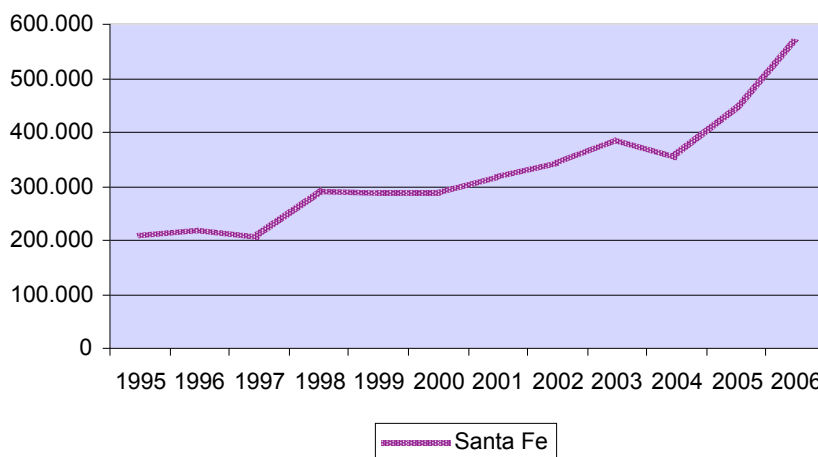
Fuente: Elaboración propia

Se puede observar que el Sector Aceiteras es el más representativo dentro del consumo Industrial teniendo en cuenta que, claramente, la provincia de Santa Fe presenta la mayor capacidad instalada de crushing y refinación de aceites de la Argentina y el 74% de la capacidad de molienda total del país, lo cual la convierte, además, en el polo industrial de oleaginosas más importante del mundo.

Si analizamos el consumo de gas de las aceiteras a lo largo de los años en la provincia, en el Gráfico I.13 vemos que el mismo ha tenido un crecimiento de aproximadamente 170% desde 1995 a 2006, pasando de 210.202 a 565.491 miles de m³, y se perfila que esta tendencia continuará en el tiempo debido al desarrollo del polo aceitero a la vera del Río Paraná, que se intensificará con la producción de biocombustibles.

GRÁFICO I.13

Gas entregado a Grandes Usuarios Industriales de la Rama Aceitera en la Provincia de Santa Fe en miles de m³ de 9300kcal



Fuente: Elaboración propia

Además del vertiginoso crecimiento en la demanda de gas natural, no hay que dejar de notar que la provincia es una de las principales consumidoras del energético en el Sector Industrial en el país. En el Gráfico I.14 que sigue se observa que el consumo en Santa Fe sólo es superado por la provincia de Bs As.

GRÁFICO I.14
Santa Fe en el Consumo Industrial de Gas
en miles de m3 y en porcentajes

Año	Total País	%	Bs As	%	Santa Fe	%	Chubut	%	Córdoba	%
1995	6374773	100	3191236	50,1	981485	15,4	170878	2,7	407076	6,4
1996	6443187	100	3128155	48,5	999746	15,5	300745	4,7	400815	6,2
1997	6807054	100	3314042	48,7	1022029	15,0	283871	4,2	417423	6,1
1998	7192035	100	3334088	46,4	1183348	16,5	428405	6,0	452440	6,3
1999	6810300	100	3109532	45,7	1055191	15,5	684420	10,0	423422	6,2
2000	6820304	100	3149537	46,2	1199073	17,6	717831	10,5	406185	6,0
2001	6374407	100	3174019	49,8	1099946	17,3	582330	9,1	367253	5,8
2002	6529649	100	3227353	49,4	1196467	18,3	719390	11,0	334501	5,1
2003	7018327	100	3501343	49,9	1293806	18,4	813330	11,6	358596	5,1
2004	7272060	100	3603074	49,5	1267662	17,4	763317	10,5	391209	5,4
2005	7589915	100	3696200	48,7	1363526	18,0	744838	9,8	405225	5,3
2006	8165152	100	3903738	47,8	1523092	18,7	755359	9,3	414440	5,1

Fuente: Elaboración propia en base a datos de ENARGAS

Mirando hacia el otro energético de mayor consumo en el Sector Industrial de Santa Fe, que es la Electricidad, podemos determinar como principal Rama consumidora a la de Industrias Metálicas Básicas (CIU 27), siguiendo en importancia la de Productos Alimenticios, Bebidas y Tabacos (CIU 15/16), y luego las restantes.

Dentro de estas últimas es importante destacar el notorio crecimiento en el consumo de electricidad de las Ramas de Comercio Mayor, Menor, Restaurantes y Hoteles (CIU 50/51/55), de Fabricación de Sustancias Químicas y de Productos Químicos derivados del Petróleo y del Carbón, Caucho y de Plástico (CIU 23/24/25). En el Gráfico I.15 se observa el crecimiento del consumo eléctrico en Santa Fe de los Sectores Industriales por código CIU REV 3 según Dirección Nacional de Prospectiva desde 1996 a 2002.

GRÁFICO I.15
Evolución de la Demanda de Energía Eléctrica de Grandes Usuarios
Provincia de Santa Fe (EPESF) (En Valores Físicos - GWh)

CIU	15/16	17	20/36	21/22	23/24/25	26	27	28/29	33/36	45	50/51/55	TOTAL
1996	645,38	88,72	39,49	56,5	215,83	17,2	1109,4	167,92	0	0,62	115,9	2456,95
1997	631,39	101,45	41,02	57,03	139,83	17,04	1241,9	189,56	0	0,76	144,58	2564,58
1998	722,73	97,1	52,82	60,94	206,34	21,12	1247,3	221,63	0	0,68	234,1	2864,78
1999	776,88	98,89	33,1	66,78	294,69	24,22	1066,8	197,74	0	1,08	289,86	2850,03
2000	770,45	105,19	18,02	68,59	304,34	40,19	1230,1	207,38	1,3	1,7	310,3	3057,52
2001	780,1	95,03	10,85	62,47	276,78	25,66	1112,5	183,94	1,43	1,99	339,52	2890,27
2002	834,26	113,94	12,87	52,03	288,6	9,63	1233,1	175,88	1,25	0,99	348,71	3071,22

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Dirección Nacional de Prospectiva

Listado Código CIIU REV 3

15/16: Productos Alimenticios, Bebidas y Tabacos

17: Textiles, Prendas de Vestir e Indumentaria de Cuero

20/36: Industria de la Madera y Productos de la Madera incluidos muebles

21/22: Fabricación de Papel y Productos de Papel, Imprentas y Editoriales

23/24/25: Fabricación de Sustancias Químicas y de Productos Químicos derivados del Petróleo y del Carbón, Caucho y de Plástico

26: Fabricación de Productos Minerales no metálicos, exceptuando los derivados del petróleo y del carbón

27: Industrias Metálicas Básicas

28/29: Productos Metálicos, Maquinarias y Equipos

33/36: Otras Industrias Manufactureras

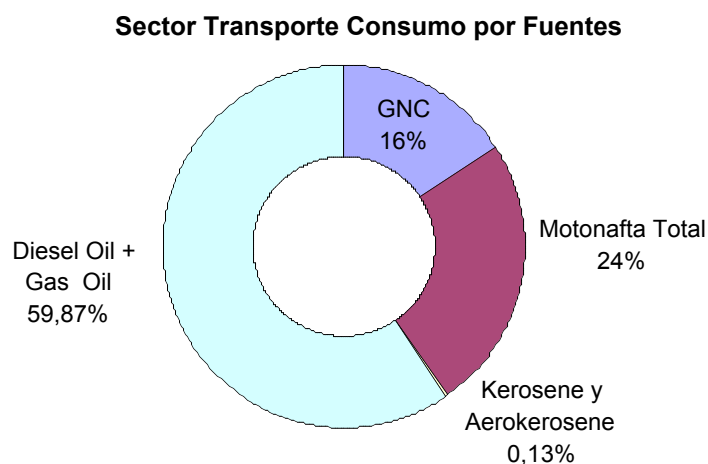
45: Construcción

50/51/55: Comercio Mayor, Menor, Restaurantes y Hoteles

➤ I-6.4 Sector Transporte:

El sector transporte es el segundo consumidor de energía con un total de 1.245 kTEP en 2006. En este caso se puede observar el importante peso del Diesel Oil + Gas Oil y la Motonafta Total, a la vez que es poco significativo el peso del Kerosene y Aerokerosene en el sector. Detalles en Gráfico I.16

GRÁFICO I.16



Fuente: Elaboración propia

Del total de Diesel Oil y Gas Oil vendido en la Provincia se tomó como consumo de transporte al 61,1%, y el 38,9% restante se lo asignó como consumo Agropecuario, replicando los porcentajes a nivel nacional². Del total de la Oferta Interna de estos energéticos (Diesel Oil+Gas Oil = 1.215 kTEP) el 55,18% es producido en centros de transformación locales y el 44,82% se recibe desde otras provincias; a su vez, de esta oferta total el 61% se consume en el Sector Transporte, el 38,89% en el Sector Agro-

² Debido a que es muy difícil separar, dado el estado de la información, los consumos individuales para cada uno de los sectores consumidores.

pecuario y sólo el 0,1% en Consumo Propio, el 0,004% restante se consume en Centrales Eléctricas al servicio público.

En el caso particular del Gas Oil, para poder desagregar el análisis de la fila del Balance “Diesel Oil + Gas Oil”, tomando los valores de las tablas dinámicas de la Secretaría de Energía de la Nación, se tiene que del único centro de refinería presente en la Provincia se producen 659 kTEP de Gas Oil, mientras que las ventas en la jurisdicción provincial solamente de Gas Oil corresponden a 1.210 kTEP, por lo que se deduce que aproximadamente el 45,56% del Gas Oil vendido en Santa Fe proviene desde los intercambios con otras provincias.

A nivel nacional, la estructura de consumo interno de Gas Oil según el Programa Nacional de Biocombustibles de la SAGPyA se reparte en los siguientes porcentajes:

GRÁFICO I.17

Distribución del Consumo de Gasoil	
por sector	
Transporte de cargas	56%
Agropecuario	20%
Transporte automotor de pasajeros	14%
Vehículos particulares	6%
Ferrocarriles	2%
Embarcaciones y generación de energía	2%
TOTAL	100%
Fuente. Asociación de Biocombustibles e Hidrógeno de Argentina	

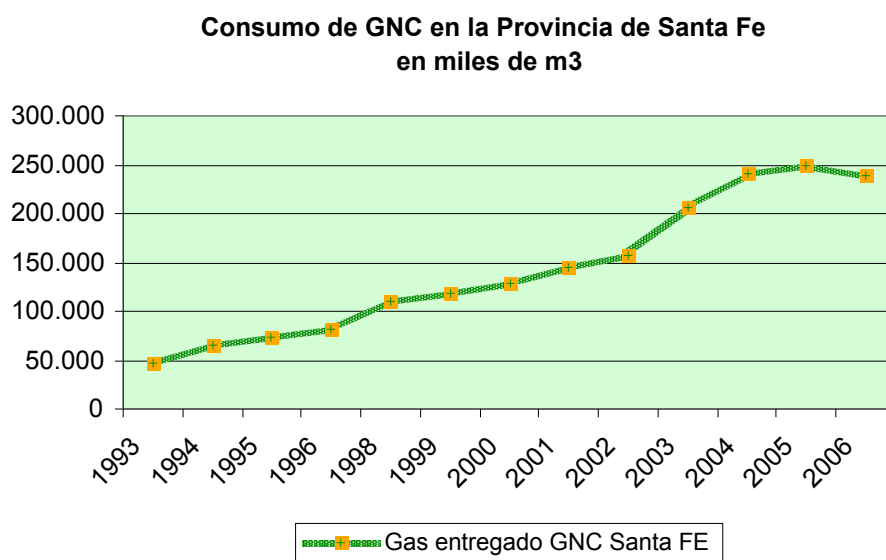
En los últimos años se ha producido un incremento del consumo de gas natural como gas natural comprimido (GNC) incorporado no solo a los vehículos individuales sino al transporte público en muchas ciudades. En Santa Fe para 2006 el consumo de GNC totalizó unos 198 kTEP que representaron el 16% del total de los consumos del sector transporte.

En el Gráfico I.18 se puede observar la tendencia creciente al consumo de GNC en Santa Fe, que a partir de 2002 adoptó un ritmo decreciente. Actualmente el parque automotor con GNC está compuesto, para la provincia en estudio, por 128.648 automóviles a enero 2007. De éstos, 541 son taxis, 6.972 son pick-ups, 120.830 son particulares, 29 son oficiales, y 276 otros³.

³ ENARGAS

El estancamiento observado en el consumo de GNC en estos últimos años se explica por un conjunto de factores, como el aumento de la demanda asociada a la recuperación económica y los bajos precios de la electricidad y del gas, la sustitución de combustibles líquidos por GNC y el estancamiento de la oferta de gas natural a nivel nacional. Todo esto produjo una situación de desabastecimiento de gas que afectó el normal suministro de GNC, principalmente evidente en el invierno de 2006.

GRÁFICO I.18



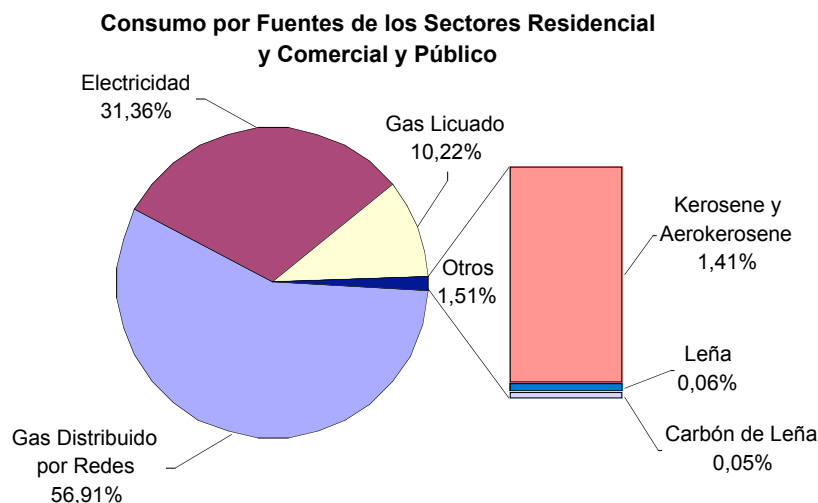
Fuente: Elaboración propia en base a datos ENARGAS

➤ **I-6.5 Sector Residencial, Comercial y Público:**

El sector Residencial, Comercial y Público consume 735 miles de toneladas equivalentes de petróleo, lo que significa el 16,94% de la energía consumida en la provincia en 2006.

En el Gráfico I.19 podemos ver la incidencia de cada fuente en el sector Residencial, Comercial y Público. Se tiene que el gas distribuido por redes representa aproximadamente el 57 % del total del Consumo. La electricidad ocupa el segundo lugar con el 31,36% del consumo, y el gas licuado en tercer lugar de importancia con el 10,22%.

GRÁFICO I.19



Fuente: Elaboración propia

Cabe aclarar que este sector consume el 21% del total de gas consumido en la provincia, mientras que aproximadamente el 69% del total de gas consumido corresponde a la industria, el resto se atribuye a consumo en transporte.

Podemos observar también que sólo en el Sector Residencial se consume el total del carbón de leña y también prácticamente la totalidad de la leña disponible para consumo final.

El consumo del sector Residencial, Comercial y Público totaliza el 33,76% de la electricidad consumida a nivel provincial, mientras que la industria representa el 66,23% del total de electricidad consumida en Santa Fe para 2006.

➤ I-6.6 Sector Agropecuario:

En este sector podemos observar que del total de la energía consumida, que representa solo el 11,77% del Consumo Total Final, un 7,47% se debe al consumo de Otros Primarios, que en el caso particular de estudio se refiere a la energía generada por los molinos de viento y por el aprovechamiento de los residuos pecuarios.

Además, una parte del consumo de este sector corresponde al Diesel Oil utilizado por la maquinaria vinculada a las actividades agropecuarias. Al no poder obtener de manera oficial este dato, se totalizó el consumo de Diesel Oil en el Sector Agropecuario como un 92,52% del consumo total del Sector en cuestión. También hay una pequeña fracción de consumo de electricidad por parte del Sector Agropecuario que representa un 0,009% del consumo total.

Cabe aclarar que una buena parte del consumo de Diesel Oil contabilizado bajo el consumo del Sector Transporte corresponde al traslado de los granos que no se contabiliza dentro de consumo agropecuario sino que debe estar contabilizado en consumo transporte.

I-7 COMENTARIOS EN CUANTO A CIERTAS RESTRICCIONES Y SUPUESTOS REALIZADOS SOBRE LA INFORMACIÓN EN BASE AL BEP SANTA FE.

Un aspecto a tener en cuenta es de qué manera se mide la energía, considerando el tipo de datos a los que se puede acceder, que además de ser difíciles de hallar, tienen la particularidad de que no siempre miden lo que pretenden medir.

Por ejemplo, uno de los parámetros característicos para medir desarrollo es medir el crecimiento del Producto Bruto Interno y asociado a éste, el incremento del consumo de energía, sin tener en cuenta para qué y cómo se utilizó esa energía, con qué eficiencia se utilizó, y qué recursos se consumieron. Por esta razón no es apropiado medir desarrollo a través de la cantidad de energía consumida, sino buscar la forma de determinar necesidades que esa energía puede satisfacer y en todo caso, tratar de satisfacerlas con la menor cantidad de energía posible.

Los números que se analizan deben ser vistos sólo desde este punto de vista, ya que los parámetros a que se tiene acceso son datos sobre cifras de generación, demanda, etc, pero no respecto a eficiencia, necesidades satisfechas, etc. Es necesario hacer esta salvedad para evitar confusiones con la gran cantidad de cifras.

I-8 BIBLIOGRAFÍA PARTE I

1. Balance Energético Nacional Serie 1960-2005 Dirección Nacional de Prospectiva, Secretaría de Energía de la República Argentina.
2. Balance Energético Nacional Avance 2006 Dirección Nacional de Prospectiva, Secretaría de Energía de la República Argentina.
3. Metodología de Balances de Energía. Organización Latinoamericana de Energía. (OLADE) Capacitación Energética Virtual Módulo 1.
4. Matriz Energética Provincia de Mendoza. Serie 2000-2006.
5. Programa de estudios energéticos regionales – Etapa I (NEA). Área III Balance Energético simplificado de la Provincia de Santa Fe – Año 1985. Publicación de Diciembre de 1987.
6. Variables Significativas de la Matriz Energética de Santa Fe. (FISFE, ElyS S.A.)
7. Agencia Internacional de Energía (AIE) World Energy Outlook (WEO) 2004 y 2005.
8. Agencia Internacional de Energía (AIE). Manual de Estadísticas Energéticas.
9. Cámara de Empresas Argentinas de Gas Licuado (CEGLA)
10. Dirección Nacional de GLP. Secretaría de Energía de la Nación Argentina.
11. Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA)
12. Empresa Provincial de la Energía Eléctrica (EPE). Página web y entrevistas personales.
13. Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS). Página web y entrevistas personales.
14. Informe de Riesgos. Mercado Eléctrico Mayorista. (MEM)
15. Instituto Argentino de la Energía General Mosconi (IAE)
16. Instituto Argentino de Petróleo y Gas (IAPG)
17. Instituto Provincial de Estadísticas y Censos (IPEC) Boletines Agosto, Septiembre y Octubre-Diciembre de 2006.
18. Litoral Gas S.A. Página web y entrevistas personales.
19. Página web ACINDAR.

- 20.** Secretaría de Energía de la República Argentina. Subsecretaría de Combustibles.
- 21.** Secretaría de Energía de la República Argentina. Subsecretaría de Energía Eléctrica. Informe de Cooperativas 2005. Informe del Sector Eléctrico 2005.
- 22.** Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable. Serie Estadísticas Forestales 1999-2005. Diciembre de 2006.
- 23.** Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC) Anuarios.
- 24.** Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC). Censo Nacional Agropecuario 2002. (CNA)
- 25.** Centro Azucarero Argentino. Consultas a Ingenio Inaza e Ingenio Las Toscas.

PARTE II

Biocombustibles en la provincia de Santa Fe

CAPÍTULO I

Historia y procesos técnicos

> **autor** O. Tomás Bonino

CAPÍTULO II

Incorporación de los biocombustibles en el balance energético provincial de Santa Fe

> **autor** Licenciada M. Soledad Gigli

ÍNDICE PARTE II

Biocombustibles en la provincia de Santa Fe

CAPÍTULO I

Historia y procesos técnicos

II-1 Evolución energética mundial

- II-1.1 ¿Por qué petróleo?
- II-1.2 Petróleo, política y economía
- II-1.3 Cambios en los combustibles
- II-1.4 Introducción a los biocombustibles
- II-1.4.1 Biocombustibles líquidos

II-2 Biodiesel

- II-2.1 Composición química
- II-2.2 Materias primas
- II-2.3 Reseña del proceso productivo
- II-2.4 Mezclas posibles
- II-2.5 Ventajas y desventajas

II-3 Bioetanol

- II-3.1 Materias primas y proceso
- II-3.2 Mezclas posibles
- II-3.5 Ventajas y desventajas

II-4 Biocombustibles en otros países

- II-4.1 Colombia
- II-4.2 Brasil
- II-4.3 EE.UU.
- II-4.4 Venezuela
- II-4.5 Europa

II-5 Biocombustibles en la Argentina

- II-5.1 Los biocombustibles en la Argentina: posturas encontradas
- II-5.2 Otra mirada sobre los biocombustibles en el país

CAPÍTULO II

Incorporación de los biocombustibles en el balance energético provincial de Santa Fe

II-6 Estudio de incorporación del módulo de Biocombustibles en el Balance Energético Provincial

- II-6.1 Biodiesel: Soja
- II-6.2 Bioetanol: Maíz

ANEXO PARTE II

- II-1 Vehículos Flexifuel
- II-2 Biomasa
- II-3 Biogás
- II-4 El Protocolo de Kioto
- II-5 Inversión estimada en planta de biodiesel
- II-6 Análisis del ciclo de vida
 - II-6.1 Consumo de energía primaria no renovable
 - II-6.2 Generación de emisiones de efecto invernadero
- II-7 El proyecto BIOFAA. Una breve descripción**
 - II-7.1 Funcionamiento del negocio
 - II-7.2 Concreción

Bibliografía CAPÍTULO I

Bibliografía CAPÍTULO II

BIOCOMBUSTIBLES EN LA PROVINCIA DE SANTA FE

CAPÍTULO I: HISTORIA Y PROCESOS TÉCNICOS

II-1 Evolución Energética Mundial

Las fuentes energéticas empleadas por la humanidad para su manutención han variado y evolucionado significativamente con los tiempos, en un dinámico proceso de complementación, adaptación y sustitución.

Haciendo una sinopsis histórica de la evolución acontecida en esta materia, vemos que desde antes y durante buena parte del siglo XIX el empleo de la biomasa, propiamente la leña en un inicio y posteriormente el carbón vegetal, representaban las más importantes fuentes mundiales de energía conocidas y utilizadas. En ese mismo Siglo, motivados por el descubrimiento del carbón mineral, lo que aunado a sus grandes reservas naturales, y a las facilidades que su extracción tenía y las enormes ventajas que su uso implicaba, se dio la rápida y definitiva sustitución de esas fuentes biomásicas. El carbón mineral fue determinante en el auge y dinámica de la Revolución Industrial.

Fue a inicios del Siglo XX que apareció el petróleo en el escenario energético mundial, el cual promovió de forma muy rápida la sustitución del carbón mineral y vegetal, los cuales quedaron junto con la Leña relegados a un bajo grado de empleo.

Fue precisamente con el auge y enorme desarrollo económico, comercial y tecnológico alcanzó durante el Siglo XX, que el petróleo llegó a dominar en la orbe mundial, constituyéndose y posicionándose como la principal fuente motriz de la humanidad.

Actualmente las diversas tendencias técnico-científicas son coincidentes y unánimes en afirmar que el futuro de la sustentabilidad del planeta está fundamentado en el desarrollo, dominio y empleo de la tecnología del hidrógeno; pese a lo cual se han tenido complementariamente avances muy importantes y sobresalientes en el desarrollo de la Energía Solar (Celdas), la Hidráulica, la Nuclear, la Eólica, la Geotérmica, la foto-Voltaica y la Biomásica. En tanto la opción tecnológica del Hidrógeno se alcanza y consolida, el empleo del petróleo es con ello disminuido, el desarrollo de otras fuentes sustitutas alternativas y ventajosas como el etanol, el gas y la electricidad, representan oportunidades viables para atender, en principio parcialmente, y con mucha eficiencia, las necesidades de los hidrocarburos en su uso como combustibles.

II-1.1 ¿Por qué petróleo?

La motivación y razones para emplear y casi pensar en perpetuar el uso del petróleo han sido varias, todas basadas fundamentalmente en el hecho de que las reservas y la disponibilidad de este hidrocarburo han sido históricamente significativas a nivel mundial, lo que aunado a que su estado natural líquido permite el manejo de grandes cantidades a granel, empleando para ello sistemas económicos, rentables y relativamente limpios; sea como combustible o como materia prima industrial. Asimismo, el elevado poder calorífico de los derivados del petróleo torna su empleo muy favorable en medios de transporte, permitiendo recorrer grandes distancias con una reserva relativamente pequeña en comparación con otros combustibles industriales; aunque esta situación está evolucionando positivamente en favor de otras fuentes energéticas alternativas.

La riqueza y el alto valor agregado de los subproductos y derivados del petróleo, ha sido un factor igualmente determinante en su empleo y permanencia como fuente energética. Sus derivados son separados y procesados en las refinerías y empleados como materia prima principal o de apoyo por parte de la industria moderna. Se destaca en este sentido la industria petroquímica y su ramo de productos plásticos, componente importante de la moderna economía de consumo.

II-1.2 Petróleo, política y economía

El petróleo ha sido visto históricamente como una curiosa excepción a las leyes que regulan y operan las reglas de la oferta y la demanda. El argumento que daba sustento a esta particular creencia, la cual hasta hace poco tiempo parecía aún tener mucha validez, era que el petróleo desempeñaba un papel determinante y casi insustituible en los procesos de crecimiento y desarrollo económico de la industrialización.

De esta creencia surgió el estrecho vínculo establecido entre crecimiento económico y energía. En las primeras etapas de la industrialización ésta fue una constante segura, de manera que una disminución en el crecimiento económico se vinculaba y articulaba con una disminución en la demanda de petróleo.

Acontecimientos geopolíticos y económicos surgidos en las décadas de 1970 y 1980 conspiraron y dieron lugar a la “*Crisis de los Energéticos*”, modificando y alterando con ello la articulación entre los factores de precios, lo cual cambió radicalmente los enfoques vigentes. Entre esos acontecimientos, la explosión de los precios de los años 70, la recesión de principios de los 80 y los conflictos surgidos en Oriente modificaron e indujeron una alteración estructural de la demanda.

Se esperaba, sin embargo, que una vez superados los problemas que padecía la economía mundial, la demanda de petróleo se recuperaría, lo que no resultó cierto. Quedó demostrado que la relación entre el Producto Nacional Bruto y el uso de energía había sido alterada, al menos en los países industrializados, evidenciando que es posible alcanzar un mayor crecimiento económico con menos uso de energía.

Las otrora tradicionales “industrias de chimenea” han modernizado radicalmente sus patrones energéticos, empleando en sus procesos fabriles menos energía por unidad producida; además de mantener un uso más eficiente de la energía a un menor costo unitario en detrimento de la demanda. En la industria automotriz esta relación es muy clara, pues las nuevas tendencias industriales son las de fabricar automóviles más pequeños y más eficientes en cuanto al uso de combustibles, en relación con sus predecesores.

Esta crisis motivó complementariamente un aumento significativo en las actividades de exploración de nuevas reservas petrolíferas (mar del norte, por ejemplo), integrando nuevos países a la comunidad productora internacional. El sentimiento de escasez comenzó a infiltrar la industria del petróleo y también la revisión estratégica sobre el riesgo político de la dependencia del hidrocarburo por parte de las naciones industrializadas e importadoras de occidente tomó así especial relevancia.

El resurgimiento del Fundamentalismo Islámico, los problemas políticos acontecidos en Oriente, las guerras que han involucrado a Irán, Irak, Kuwait, la Comunidad Árabe y más recientemente, a la Coalición Internacional, han provocado efectos negativos

directos sobre los niveles de producción y las reservas dispuestas para atender la demanda internacional de petróleo, lo que se ha traducido en periodos variables de escasez e incremento en espiral ascendente de los precios a nivel mundial. Actualmente prevalece una percepción fundamentada a nivel internacional, de que los precios del petróleo no tienen un límite superior, generando gran preocupación por su impacto potencial.

II-1.3 Cambios en los combustibles

Por muchos años se procuró atender y satisfacer mediante nuevas tecnologías, nuevas normativas y reglamentaciones más modernas, las crecientes preocupaciones y quejas que en materia de seguridad energética e impacto ambiental ocasionado por los combustibles y los automóviles, surgían a nivel mundial.

Muchos de esos cambios se orientaron y centraron en el automóvil, lo que hizo posible generar rápidamente nuevas tecnologías que permitieron aumentar la eficiencia del vehículo y disminuir significativamente las emisiones de gases contaminantes como Monóxido de Carbono (CO), Hidrocarburos (HC), Óxidos de Nitrógeno (NOx) y Óxidos de Sulfuro a la atmósfera.

Con el gran desarrollo y la dinámica evolución de la tecnología del automóvil, quedaba claro que el logro de más avances debía alcanzarse limpiando y mejorando los combustibles que utilizaban dichos vehículos. Esta realidad condujo a los refinadores de gasolina por ejemplo, a modificar la composición de ese hidrocarburo, promovidos e impulsados fundamentalmente por consideraciones principalmente de carácter medioambiental.

Como parte de dichos cambios recuerda la introducción en gran escala, a inicios de los años 70, de la gasolina sin plomo, seguida por la consecuente eliminación sistemática y progresiva del plomo en las gasolinas con plomo, lo que se dio en el periodo 1975-1985. El plomo era un mejorador de octanaje de carácter organometálico.

Con el objeto de disminuir las emisiones de CO, varios estados de los EE.UU. como Colorado, Nevada, Arizona, Nuevo México y Texas impulsaron a finales de 1980 el empleo de combustibles oxigenados. En la industria petrolera se emplea el término oxigenado para referirse a componentes del octano que contienen hidrógeno, carbono y oxígeno en sus estructuras moleculares. Incluye éteres como el MTBE (Metil Ter Butil Eter) y alcoholes como el etanol y el metanol.

Se conoce como Gasolinas Oxigenadas a aquellas que contienen un oxigenante como el etanol o el MTBE, el cual enriquece químicamente la mezcla aire/combustible (carburante) mejorando en consecuencia la combustión en la cámara de combustión del vehículo, la que resulta más completa, reduciendo con ello las emisiones de escape de CO a la atmósfera.

Nuevas disposiciones y enmiendas a las legislaciones de los EEUU introdujeron a partir de 1990 cambios en la gasolina, con objetivos de mejoramiento medioambiental procurando el saneamiento del aire. Las mismas fueron enfocadas principalmente al cumplimiento de lo dispuesto en relación con el ozono, lo que motivó la introducción a partir de 1995 de la gasolina reformulada (RFG).

Las RFG son gasolinas con composición y/o características alteradas con el fin de reducir las emisiones de gases contaminantes de los vehículos, por lo que brindan combustiones más limpias; hay versiones para verano e invierno. No debe confundirse la RFG con la gasolina oxigenada, pues aunque ambas contienen oxigenados como etanol y MTBE, no son exactamente lo mismo. Los carburantes oxigenados son simples gasolinas clásicas con adición de un oxigenante; se emplean principalmente durante el invierno para reducir las emisiones de CO. Toda Gasolina Reformulada se oxigena pero no todos los carburantes oxigenados son RFG. Es importante señalar que la gasolina clásica a menudo contiene oxigenados para aumentar el Octanaje. Las RFG, contra lo que se cree, difieren muy poco de las Gasolinas Clásicas, pues su rango de propiedades está dentro del de esas gasolinas. Las principales diferencias entre RFG y gasolina clásica son:

- El Benceno está limitado al 1% en la RFG.
- La Volatilidad es reducida en las RFG de verano.
- Todas las RFG contienen un oxigenado.
- Pueden tener niveles reducidos de azufre, aromáticos y olefinas, así como reducciones en el punto de evaporación 90%.

La adición de compuestos oxigenados y la reformulación de las gasolinas condujeron a la incorporación de otros cambios en la composición de la gasolina, con el objeto de mejorar la calidad del octano, aumentar la producción, el rendimiento y la eficiencia del combustible, o en su caso, introducir mejoras en el medio ambiente. Lo cierto del caso es que todos estos cambios introdujeron e implican ventajas aunque también inconvenientes, tanto para las refinerías como para los automóviles lo que debe ponderarse al momento de valorarlos.

¿Por qué analizamos los Biocombustibles dentro de esta evolución histórica de los combustibles?

Puede verse que todo el proceso antes mencionado tiende a la búsqueda de fuentes de energía limpias y por sobre todas las cosas, a disminuir la dependencia de los combustibles fósiles. Principalmente esta tendencia es más marcada en los países que no son productores de petróleo, como los europeos, aunque países como EE.UU. han tomado la iniciativa en el tema desde los años 80. Es en este punto donde los defensores de los biocombustibles creen que éstos serán un paso más en la búsqueda de energías limpias y sustentables en el largo plazo.

Si bien, como veremos en el desarrollo del tema, sus características no les permiten ser un sustitutos definitivos de los combustibles fósiles, los grupos más avanzados en este tema los presentan al menos como un paliativo a la problemática energética mundial.

Por otro lado, se expondrán las posturas de quienes creen que no será positivo el desarrollo de esta alternativa en combustibles, generando problemas ambientales a la vez que competirán por las áreas cultivables con los alimentos, desfavoreciendo a los países mas pobres del planeta. Analizaremos también la posición de nuestro país y puntualmente de la Provincia de Santa Fe en este contexto, considerando las posibilidades comerciales que el mundo hoy le ofrece.

II-1.4 Introducción a los biocombustibles

El *Biocombustible* es el término con el cual se denomina a cualquier tipo de combustible que derive de la biomasa⁴ (organismos recientemente vivos o sus desechos metabólicos, tales como el estiércol de la vaca.)

II-1.4.1 Biocombustibles líquidos

Son combustibles sustitutivos del diesel y de la gasolina convencional y entre sus características más importantes se destacan que producen una menor contaminación a la atmósfera en su combustión en motores y que su fabricación tiene como materia prima fundamental productos derivados de la agricultura (cultivos energéticos), lo que significa una reducción de la dependencia energética del petróleo y una mejora de la economía de los agricultores y del campo en general (veremos más adelante que no todos los sectores tienen la misma opinión). Entre los biocombustibles líquidos que pueden utilizar los vehículos en sus motores se destacan: el biodiesel (sustitutivo del diesel) y el bioetanol (sustitutivo de las gasolinas) y sus diferentes mezclas

II-2 BIODIESEL

El Biodiesel es un biocombustible sintético líquido que se obtiene a partir del procesamiento de aceites vegetales tanto usados y reciclados, como aceites obtenidos de semillas oleaginosas de cultivos energéticos como colza, girasol, soja, etc. El biodiesel mezclado con diesel normal genera unas mezclas que se pueden utilizar en todos los motores diesel sin ninguna modificación de los mismos, obteniendo rendimientos muy similares con una menor contaminación en la combustión.

El biodiesel, cuyas propiedades son conocidas desde mediados del siglo XIX gracias a los trabajos de Rudolf Diesel, se destina a la combustión en motores de ciclo diesel convencionales o adaptados, según el fabricante, y por ello a principios del siglo XXI, en el contexto de búsqueda de nuevas fuentes de energía y la creciente preocupación por el calentamiento global del planeta, se impulsa su desarrollo como combustible para automóviles, alternativo a los derivados del petróleo.

II-2.1 Composición química

El biodiesel se describe químicamente como compuestos orgánicos de ésteres monoalquílicos de ácidos grasos de cadena larga y corta. Se obtiene mediante procesos industriales de esterificación y transesterificación, y se aplica en la preparación de sustitutos totales o parciales del petrodiesel o gasóleo obtenido del petróleo.

El proceso de transesterificación consiste en combinar el aceite (normalmente aceite vegetal) con un alcohol ligero (normalmente metanol) y deja como residuo de valor añadido glicerina que puede ser aprovechada por la industria cosmética, entre otras.

⁴ ENARGAS

II-2.2 Materias primas

Como se mencionó antes, la fuente de aceite vegetal suele ser aceite de colza (aunque también puede usarse soja y girasol), ya que es una especie con alto contenido de aceite, que se adapta bien a los climas fríos. Sin embargo existen otras variedades con mayor rendimiento por hectárea, tales como la palma, la *Jatropha curcas*⁵ etc. También se pueden utilizar aceites usados (por ejemplo, aceites de fritura), en cuyo caso la materia prima es muy barata y, además, se recicla lo que en otro caso sería residuo.

Además, existen otras materias primas de las cuales se pueden extraer aceite para utilizarlas en el proceso de producción de biodiesel. Las materias primas más utilizadas en la selva amazónica son el piñón, sacha inchi, mamona y la palma aceitera, ésta última es considerada como el cultivo más importante para la producción de biodiesel en Perú.

Y por supuesto la materia prima que más nos compete en nuestra región es la soja. El aceite de soja (a veces denominado también aceite de soya) es un aceite vegetal que procede del prensado de la soja (*Glycine max*), este aceite es abundante en ácidos grasos poliinsaturados. Los tres mayores productores de aceite de soja, por orden de producción son: EE.UU., Brasil y Argentina. El aceite de soja es el de mayor producción mundial, superando a los aceites de colza, palma y girasol.

II-2.3 Reseña del proceso productivo

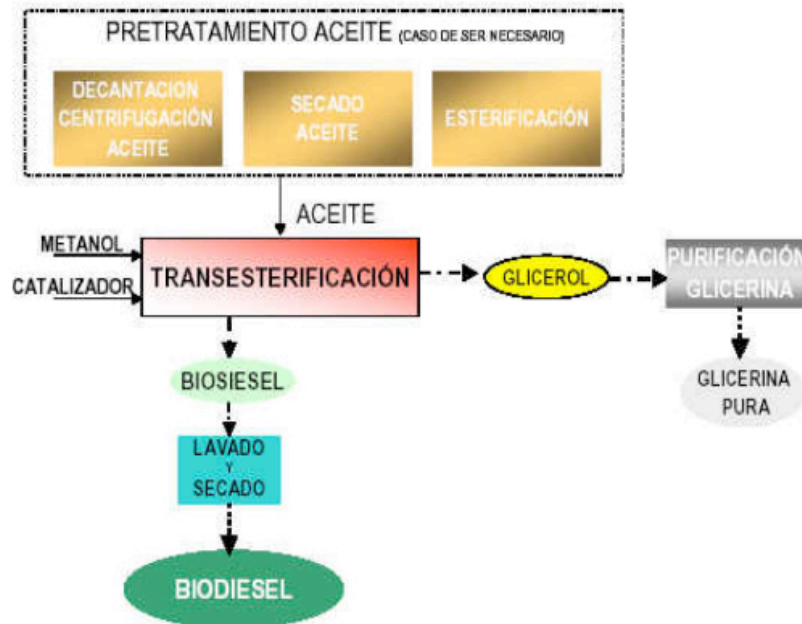
El proceso de producción del biodiesel se inicia cuando el aceite vegetal llega a la planta en camiones-cisterna. Es descargado y dirigido por tuberías hasta los tanques de almacenamiento, desde donde se lleva a la nave de refinado o pretratamiento. Allí se eliminan los ácidos grasos, fosfátidos y ceras contenidos en el aceite, hasta obtener aceite refinado.

Éste pasa a la nave de transesterificación, en la que reacciona con metanol, en presencia de un catalizador adecuado, para convertirse en metiléster, con aguas glicerinosas como subproducto del proceso.

El metiléster es lavado para eliminar restos de metanol, glicerina, catalizador, etc y posteriormente es secado hasta obtener biodiesel. El agua glicerosa se introduce en una columna de destilación en la que, mediante evaporación, se recupera el metanol, que es re-circulado al principio del proceso, y se realizan dos etapas adicionales: pre-limpieza mediante evaporación para obtener glicerina al 90% y destilación y blanqueo de ésta utilizando carbón activo, lo que permite lograr glicerina de calidad farmacéutica (99%).

⁵ Conocida como "piñón de tempate" o "jatropa", es una *Euphorbiacea* que tiene propiedades medicinales, nativa de América Central, fue difundida a Asia y África por comerciantes portugueses, como planta para cercar y hoy en día se ha expandido por el mundo entero por su resistencia a las sequías

GRÁFICO II.1



Fuente: Comisión Nacional de Energía de España.

El balance aproximado en la producción de biodiesel sería el siguiente: para la producción de 965 kg de biodiesel serían necesarios 133 kg de metanol, 9,6 de catalizador y 1.000 kg de aceite; adicionalmente se obtendrían 178 kg de glicerina.

II-2.4 Mezclas posibles

El biodiesel ofrece diversas posibilidades de mezclas para la obtención de biocombustibles con los siguientes nombres y propiedades:

- **B20:** El biocombustible B20 significa una mezcla del 20% de Biodiesel y el 80% de diesel normal. El B20 es la mezcla de biocombustible de Biodiesel mas utilizada en EEUU y en otros países se comercializa con amplia aceptación tanto el B20 como el B100.
- **B100:** El biocombustible B100 significa biodiesel al 100% sin mezcla alguna con diesel normal. Es un producto 100% ecológico con altas reducciones de emisiones nocivas a la atmósfera. Su única dificultad es que en los motores de vehículos antiguos (al parecer anteriores a 1994) es preciso reemplazar los conductos de goma del circuito del combustible por otros materiales, debido a que el biodiesel ataca a la goma.
- **Otras Mezclas:** En España en la actualidad hay ya diversas marcas y distribuidores que ofrecen Biodiesel con mezclas que se acercan a los estándares

internacionales de B20 y B100. Se espera una nueva regulación que marque la proporción de las mezclas y que se supone se adapte a los estándares internacionales de B20 y B100 para que el consumidor conozca exactamente qué biodiesel está utilizando en su motor.

II-2.5 Ventajas y desventajas

Ventajas:

- El biodiesel disminuye de forma notable las principales emisiones de los vehículos, como son el monóxido de carbono y los hidrocarburos volátiles, en el caso de los motores de gasolina, y las partículas, en el de los motores diesel.
- La producción de biodiesel supone una alternativa de uso del suelo que evita los fenómenos de erosión y desertificación a los que pueden quedar expuestas aquellas tierras agrícolas que, por razones de mercado, están siendo abandonadas por los agricultores.
- El biodiesel supone un ahorro de las emisiones de CO₂ producidas por los combustibles derivados del petróleo, constituyendo así un elemento importante para disminuir los gases invernadero producidos por el transporte.
- El empleo de biodiesel aumenta la vida útil de los motores debido a que posee un poder lubricante mayor. Además la auto ignición, la potencia y el torque del motor permanecen inalterados.
- Por su mayor índice de octano y lubricidad reduce el desgaste en la bomba de inyección y en las toberas.
- No tiene compuestos de azufre por lo que no los elimina como gases de combustión.
- No existe registro de que produzca mayores depósitos de combustión ni tampoco que degrade el arranque en frío de los motores.
- El biodiesel también es utilizado como una alternativa de aceite para motores de dos tiempos, en varios porcentajes; el porcentaje más utilizado es el de 10/1.
- El biodiesel también puede ser utilizado como aditivo en motores a gasolina para la limpieza interna de éstos.

Desventajas:

- La explotación de plantaciones para palmas de aceite (utilizadas para hacer biodiesel) conlleva la deforestación, ya que los bosques se convierten en tierra de cultivo de estas palmeras. Numerosas especies vegetales y animales pueden extinguirse por la destrucción de su hábitat natural.
- Mejor capacidad solvente que el petrodiesel, por lo que los residuos existentes son disueltos y enviados por la línea de combustible, pudiendo atascar los filtros. Otro ítem es una menor capacidad energética, aproximadamente un 5% menos,

aunque esto, en la práctica, no es tan notorio ya que es compensado con el mayor índice cetano (Cuanto más elevado es el número de cetano, menor es el retraso de la ignición y mejor es la calidad de combustión), lo que produce una combustión más completa con menor compresión.

- Otros problemas que presenta se refieren al área de la logística de almacenamiento, ya que es un producto hidrófilo (tiene afinidad por el agua) y degradable, por lo cual es necesaria una planificación exacta de su producción y expedición. El producto se degrada notoriamente más rápido que el petrodiesel.
- Hasta el momento no está claro el tiempo de vida útil del biodiesel; algunos dicen que posee un tiempo de vida muy corto (meses) y otros que su vida útil llega incluso a 10 años o más. Pero todos concuerdan que depende de su manipulación y almacenamiento.
- Problemas de fluidez a bajas temperaturas (menores a 0 ° C)
- El rendimiento promedio para oleaginosas como girasol, maní, arroz, algodón, soja o ricino ronda los 900 litros de biodiesel por hectárea cosechada⁶ (algunos autores opinan que solo se puede extraer algo más de 500 litros por hectárea). Esto puede hacer que sea poco práctico para países con poca superficie cultivable; sin embargo, la gran variedad de semillas aptas para su producción, muchas de ellas complementarias en su rotación o con subproductos utilizables en otras industrias, hace que sea un proyecto sustentable. No obstante, se está comenzando a utilizar la *jatropha* para producir aceite vegetal y posteriormente biodiesel, que puede cultivarse incluso en zonas desérticas.

II-3 BIOETANOL

El etanol es un alcohol producido a partir de la fermentación de los azúcares y alcohóles que se encuentran en la remolacha, maíz, cebada, trigo, caña de azúcar, sorgo u otros cultivos energéticos, que mezclado con la gasolina produce un biocombustible de alto poder energético con características muy similares a la gasolina pero con una importante reducción de las emisiones contaminantes en los motores tradicionales de combustión. El combustible resultante se conoce como gasohol (en algunos países, "alconafta").

La producción a gran escala de alcohol agrícola para utilizarlo como combustible requiere importantes cantidades de tierra cultivable con agua y suelos fértiles. En la actualidad tres países han desarrollado programas significativos para la fabricación de bioetanol como combustible: EE.UU. (a partir de maíz), Brasil y Colombia (ambos a partir de caña de azúcar).

En cambio, es menos atractiva para las regiones con alta densidad de población e industrializadas como Europa occidental, o para las regiones que al roturar nuevas tierras para labranza disminuyen las dedicadas a recursos naturales importantes como las selvas lluviosas.

⁶ Esto depende del rinde de cada zona productiva (Fuentes: FAA y Lic. Rogelio Pontón)

II-3.1 Materias primas y proceso

Hoy en día se utilizan tres tipos de materias primas para la producción a gran escala de etanol de origen biológico (bioetanol):

- Sustancias con alto contenido de sacarosa: caña de azúcar, remolacha, melazas, sorgo dulce.
- Sustancias con alto contenido de almidón: maíz, patata, yuca.
- Sustancias con alto contenido de celulosa: madera, residuos agrícolas

El proceso químico de producción de bioetanol se basa simplemente en una fermentación, que es un cambio químico en las sustancias de naturaleza orgánica llevado a cabo por la acción de enzimas. Lo que ocurre en una fermentación es que las sustancias orgánicas complejas se transforman en otras simples. Desde la antigüedad se obtiene el etanol por fermentación anaeróbica de azúcares con levadura en solución acuosa y posterior destilación. La aplicación principal tradicional ha sido la producción de bebidas alcohólicas.

El bioetanol se produce, como se ha visto, a partir de la fermentación de mostos azucarados, para cuya obtención existen tres vías posibles:

- Directamente a partir de biomasa azucarada, es decir, productos agrícolas ricos en azúcares, tales como la remolacha y la caña de azúcar.
- Mediante hidrólisis convencional (moderada y enzimática) de biomasa amilacea, productos agrícolas ricos en almidón, tales como los cereales y la patata. Mediante el proceso de hidrólisis se consigue aflorar los azúcares, glucosa y/o fructosa, que formarán parte del mosto azucarado.
- Mediante hidrólisis fuerte (ácida o enzimática) de biomasa lignocelulósica, productos agrícolas que contienen celulosa, como son las materias de origen leñoso.

Las dos primeras vías son las más empleadas en la actualidad pues son procesos perfectamente conocidos por las industrias agrarias. La tercera está aún en fase de desarrollo presentándose, no obstante, como la gran alternativa de producción de bioetanol en el futuro, dado el bajo precio de la biomasa lignocelulósica en relación a la biomasa azucarada y amilacea.

La fermentación es un proceso por el que, a través de la acción de enzimas, sustancias orgánicas de naturaleza compleja (como la glucosa que contiene el mosto) se convierten en otras más simples (etanol y dióxido de carbono).

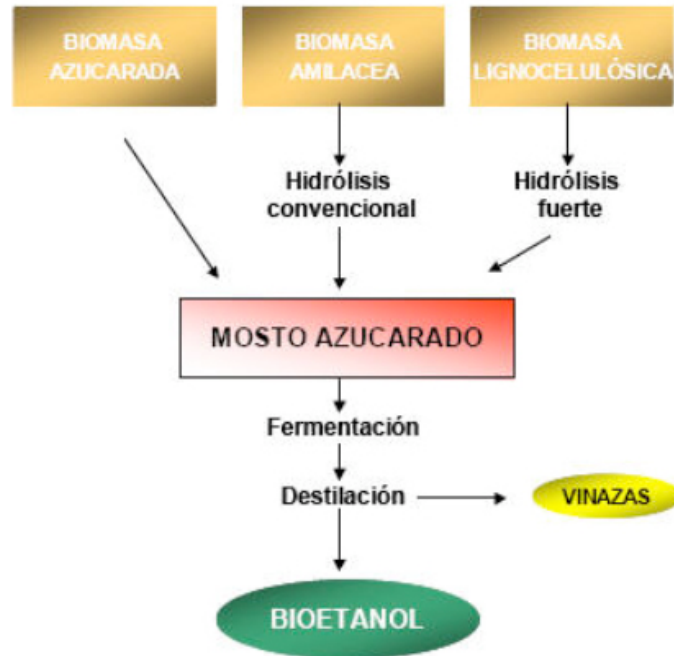
Los “vinos” obtenidos como resultado de la fermentación de los mostos son de grado alcohólico variable, entre el 10% y 15%.

Para enriquecer este contenido alcohólico se someten a destilación, proceso mediante el cual se separan las vinazas (restos de materia prima vegetal no convertidos en alcohol que se recuperan posteriormente en una unidad de recuperación de subproductos) de lo que se denomina “etanol hidratado”, cuyo contenido en agua oscila entre el 4% y 5%.

El bioetanol así obtenido no puede mezclarse con la gasolina dado que, la presencia de agua en la mezcla provocaría la separación de las dos fases, por lo que ha de someterse antes de su utilización a una deshidratación específica. Las nuevas plantas de

producción de bioetanol incorporan sistemas de deshidratación avanzados basados en tamices moleculares de zeolitas.

GRÁFICO II.2



Fuente: Comisión Nacional de Energía de España.

El balance aproximado para la producción de un litro de bioetanol se necesitarían 2,5-3 kg de granos de cereal, mientras que si la materia prima elegida es la remolacha o la caña de azúcar las cantidades requeridas ascenderían a 10 kg y 15-20 kg, respectivamente.

II-3.2 Mezclas posibles

El bioetanol ofrece diversas posibilidades de mezclas para la obtención de biocombustibles, con los siguientes nombres y propiedades:

- **E5:** El biocombustible E5 significa una mezcla del 5% de etanol y el 95% de Gasolina normal. Esta es la mezcla habitual y mezcla máxima autorizada en la actualidad por la regulación europea, sin embargo, es previsible una modificación de la normativa europea que aumentará este límite al 10% (E10) ya que diferentes estudios constatan que los vehículos actuales toleran sin problemas mezclas hasta el 10% de Bioetanol y los beneficios para el medioambiente son significativos.
- **E10:** El biocombustible E10 significa una mezcla del 10% de etanol y el 90% de gasolina normal. Esta mezcla es la más utilizada en EEUU ya que hasta esta proporción de mezcla los motores de los vehículos no requieren ninguna modificación y e incluso produce la elevación del un octano en la gasolina

mejorando su resultado y obteniendo una notable reducción en la emisión de gases contaminantes.

- **E85:** Mezcla de 85% de etanol y 15 % de gasolina, utilizada en vehículos con motores especiales. En EEUU las marcas más conocidas ofrecen vehículos adaptados a estas mezclas. También se comercializan, en algunos países (EEUU, Brasil y Suecia) los llamados vehículos con motores Flexifuel FFV⁷ (Flexible Fuel Vehicles) o Vehículos de Combustibles Flexibles con motores adaptados que permiten una variedad de mezclas.
- **E95 y E100:** Mezclas de hasta el 95% y 100% de bioetanol son utilizados en algunos países como Brasil con motores especiales.
- **ETBE:** No se comercializa como un biocombustible, sino que se utiliza como un aditivo de la gasolina. El ETBE (etil ter-butyl eter) se obtiene por síntesis del bioetanol con el isobutileno, subproducto de la destilación del petróleo. El ETBE posee las ventajas de ser menos volátil y más miscible con la gasolina que el propio etanol y, como el etanol, se aditiva a la gasolina en proporciones del 10-15%. La adición de ETBE o etanol sirve para aumentar el índice de octano de la gasolina, evitando la adición de sales de plomo.

Existen otros biocombustibles líquidos que están en fase de desarrollo y que inicialmente no parecen distribuirse de forma inmediata, aunque con un prometedor futuro como el E-Diesel (Diesel mezclado con Etanol), el BioButanol (Fabricado en Gran Bretaña), el HBIO (que ha comenzado su desarrollo en Brasil) y evidentemente el Hidrógeno.

En cuanto al Hidrógeno hay que destacar que se considera la energía que moverá los vehículos en un futuro muy cercano y que el Etanol puede utilizarse para producir Hidrógeno y Pilas de combustible de Hidrógeno, por lo que el Etanol es también una buena apuesta desde el punto de vista del Hidrógeno.

Las ventajas y desventajas que se le atribuyen al bioetanol son similares a las del biodiesel. Se recordarán sucintamente a continuación:

II-3.5 Ventajas y desventajas

Ventajas:

- Mejora la combustión del motor, pudiéndose utilizarse teóricamente en todos los vehículos.
- Su alta lubricidad hace que la vida útil de los motores en los que se aplica se extienda al doble
- Es fácil de producir y almacenar.
- Disminuye la contaminación ambiental

⁷ Ver anexo (vehículos flexifuel)

Desventajas:

- Cuenta con gastos de producción más elevados que los carburantes convencionales.
- Ofrece un balance energético que está en serio debate.
- Ausencia de una red amplia de distribución y estaciones de servicio.
- Críticas ecologistas por la utilización masiva de pesticidas y fertilizantes nocivos.
- Normalmente son más caros en surtidor.
- Se obtienen mayoritariamente de materias primas que se destinan para la producción de alimentos.

En los últimos tiempos estamos asistimos en nuestro país a un sinnúmero de proyectos de plantas de biodiesel y de etanol⁸. Las razones que explican esto son:

- La necesidad mundial de combustibles sustitutos del petróleo dado que se estima las reservas de éste se agotarán dentro de 30 o 40 años.
- Los problemas de contaminación ambiental que llevan a la sustitución de los combustibles fósiles, como el petróleo, por biocombustibles que dañan en menor medida el medio ambiente.
- El papel destacado que tiene la Argentina en la producción de soja (tercer productor mundial de poroto y primer exportador mundial de aceite), producto del cual se puede extraer alrededor de un 18% de aceite que sirve para la producción de biodiesel.
- El papel destacado que puede tener nuestro país en la producción de maíz (actualmente es el segundo exportador mundial de maíz), producto del cual se puede extraer etanol.
- La Argentina tiene una capacidad de crushing de soja de casi 150.000 toneladas por día, es decir 50 millones de toneladas en el año.
- La mayor parte de esa capacidad (alrededor del 80%) está situada en las inmediaciones de la ciudad de Rosario, especialmente en Timbúes, Puerto San Martín, San Lorenzo, Villa Gobernador Gálvez y Gral. Lagos.
- La estratégica situación geográfica de las mencionadas plantas aceiteras, a la vera del Río Paraná, lo que permitirá la exportación de biocombustibles por los puertos de la zona.
- Dictado de la ley de biocombustibles y del correspondiente decreto reglamentario.
- El mercado de los combustibles en nuestro país hace pensar que las mayores posibilidades del biodiesel están en la exportación. No se espera por ahora que se torne competitivo con el gasoil en el mercado interno dados los bajos precios de éste.

⁸ Ver Anexo (inversiones estimadas para las implantación de plantas de biodiesel)

II-4 BIOCOMBUSTIBLES EN OTROS PAÍSES

II-4.1 Colombia

El programa para etanol como combustible de Colombia comenzó en 2002, año en que el gobierno aprobó una ley que obligaba al enriquecimiento en oxígeno de la gasolina. Esto se hizo inicialmente para reducir las emisiones de monóxido de carbono de los coches. Regulaciones más recientes eximieron al etanol elaborado a partir de biomasa de algunos impuestos que gravan la gasolina, haciendo así más barato el etanol que la gasolina. Esta tendencia se vio reforzada cuando los precios del petróleo subieron a principios de 2004 y con ellos el interés en combustibles renovables (al menos para los coches). En Colombia el precio de la gasolina y del etanol es controlado por el gobierno. Complementariamente a este programa para el etanol, existe un programa para el biodiesel para oxigenar combustible diesel y para producir un combustible renovable a partir del aceite vegetal.

II-4.2 Brasil

A partir de 2006, Brasil es el mayor productor y consumidor de etanol como combustible del mundo. Desde los años 80', Brasil ha desarrollado una extensa industria doméstica del etanol como combustible a partir de la producción y la refinación de la caña de azúcar. Brasil produce aproximadamente 15 millones de m³ de etanol por año. Las fábricas de etanol en el Brasil mantienen un balance energético positivo (del +34%) al quemar la parte que no produce azúcar de la caña. Desde 2003, muchos automóviles han incorporado la tecnología de motor flexible, que permite mezclar etanol y gasolina en el tanque y funcionar con cualquier mezcla de ambos⁹.

II-4.3 EE.UU.

La ley de 2005 sobre política energética de los EEUU propone la producción de 30.000 millones de litros (30 millones de m³) de etanol y biodiesel para 2012, que representaría un 5,75% de las necesidades totales de combustible para el transporte del país.

Una crítica del uso del etanol en los Estados Unidos es su pobre disponibilidad. Apenas 600 gasolineras, de un total de 200.000, tienen surtidores E85. Para solucionarlo habría que seguir una estrategia amplia para la adopción de surtidores, la disponibilidad sería entonces satisfactoria.

Otro aspecto de su disponibilidad es que está actualmente solamente disponible en el medio oeste (relativamente poco poblado), donde se refina el etanol. En abril de 2006, en EEUU había una capacidad productiva de 4485.9 millones de galones (unos 17 millones de m³) al año y se construye infraestructura para aumentarla en 2229.5 millones de galones más por año (unos 8,4 millones de m³).

II-4.4 Venezuela

Solo como aditivo para la gasolina sin plomo (aquella preparada sin la adición de Tetraetilo de Plomo) llamada comunmente gasolina verde, actualmente Venezuela importa el Etanol de Brasil, sin embargo se están construyendo plantas de obtención de Etanol a partir de la caña de azúcar, y el maíz, para no depender de las importaciones.

⁹ Ver anexo (Vehículos flexifuel)

II-4.5 Europa

El continente europeo ha sido tradicionalmente más proclive a los coches pequeños y eficientes, todo lo contrario que los EE.UU. donde los coches son de mayor cilindrada. Esta tendencia de los europeos no se ha visto reflejada sin embargo a la hora del desarrollo de nuevos combustibles como el etanol, con posibilidades interesantes, y más en una región como Europa: con mucha superficie agrícola (y por lo tanto desechos aprovechables) y una escasa disponibilidad de petróleo. Esto está cambiando en los últimos años, ya que las empresas de automóviles europeas comienzan a desarrollar nuevos modelos optimizados para el mejor aprovechamiento del combustible vegetal en cuestión. Como ejemplo de esto tenemos el motor BioPower desarrollado por la empresa sueca de automóviles Saab.

Se deben tener en cuenta el potencial de importación que presenta el continente europeo, que genera una importante oportunidad para nuestro país. En 15 años aproximadamente la UE-25 ha pasado de ser exportadora a ser importadora neta de aceites vegetales.

Este cambio estructural en su cuadro de oferta y demanda de aceites destinados a la fabricación de biocombustibles se acrecentará aún más cuando estén vigentes sus exigencias domésticas del año 2010 (según el protocolo de Kioto¹⁰), que consisten en la inclusión del 5,75% de biocombustibles en su matriz energética y de un 8% para 2015.

II-5 BIOCMBUSTIBLES EN LA ARGENTINA

La ley de biocombustibles otorga beneficios fiscales para los productores de biodiesel, que se fabrica a partir de aceites vegetales y animales, de bioetanol, elaborado a partir de caña de azúcar o maíz, y de biogás, que se extrae de la fermentación de desechos orgánicos. Estos incentivos son básicamente de 2 tipos:

Incentivos a la inversión:

- Devolución anticipada del IVA y/o amortización acelerada de bienes de uso
- Exención en el impuesto a la ganancia mínima presunta por 3 ejercicios

Incentivos fiscales:

- Exención de impuestos a los combustibles líquidos y gaseosos
- Exención tasa de gas oil
- Exención tasa hídrica

Así, los proyectos de producción de biodiesel aprobados no tributarán los impuestos al gasoil y a los combustibles, lo que suma un 39,2% del valor del combustible. En el caso del etanol, tampoco se le aplicará el impuesto a los combustibles y la tasa de infraestructura hídrica, esto implicará una exención de hasta el 76 %. Esos incentivos sólo rigen para los combustibles destinados para el mercado doméstico, pero se descuenta que la Argentina tendrá una producción suficiente para abastecerse y tener un remanente exportable muy importante.

¹⁰ Ver Anexo (Protocolo de Kioto)

La ley que fomenta la producción de biocombustibles, ley 26.093¹¹, aprobada el 19 de abril de 2006 por el Parlamento Argentino, abrió las puertas a nuevas inversiones en el sector, que deberán adquirir una capacidad mínima para elaborar unas 800.000 toneladas al año.

La ley, es una norma de “adhesión”, llamada así, ya que para que la misma se aplique en los estados provinciales, éstos deben dictar, vía legislatura, su aceptación y aplicación en su territorio. La provincia de Santa Fe aceptó la invitación y se adhirió al régimen de la misma dada en la Legislatura de Santa Fe, el 16 de noviembre de 2006, y publicada en el Boletín Oficial el 19 de diciembre de 2006, bajo el Nro. 12.691. Dicha ley provincial va más allá de las ventajas otorgadas por la Nación y ha ampliado los beneficios a los inversores por años. Entre ellos se pueden mencionar la exención o diferimiento de tributos provinciales (durante 15 años para las empresas que se radiquen en la provincia y desarrollen esta actividad) como:

- Ingresos brutos
- Impuesto de sellos
- Inmobiliario
- Patente única de vehículos

A su vez por el artículo 8, se autoriza al Ejecutivo Provincial a entregar a las empresas en comodato sin cargo o locar a precio promocional, bienes del dominio público o privado del Estado provincial, construir infraestructura básica para acondicionamiento de áreas y a firmar convenios con entidades financieras para conceder créditos con tasas de interés en condiciones preferenciales

En febrero de 2007, el Poder Ejecutivo Nacional formalizó, la reglamentación de la norma que promoverá la producción de biocombustibles. Según la reglamentación de la ley oficializada (decreto 109/2007), a partir de 2010 las naftas y el gasoil deberán ser cortadas con al menos un 5 por ciento de etanol y biodiesel, respectivamente. Además, para asegurar un mercado para estos productos, la ley estipula que las expendedoras deberán ofrecer gasolinas que contengan 5% de etanol y gasóleo con 5% de biodiesel después de los cuatro años de promulgada la ley. Esta mezcla, como ya se mencionó, no requiere que se realicen modificaciones en los motores de los vehículos, aunque también está la posibilidad de ser comercializada en estado puro cuando la tecnología a proveer así lo permita.

II-5.1 Los biocombustibles en la Argentina: posturas encontradas

El consumo de gas oil de la Argentina es de 12,2 millones de m³ aproximadamente. Un corte de 5% de gas oil equivaldría a 0,61 millones de m³ de aceites y grasas. El consumo actual de aceites y grasas es de 0,9 millones de m³. Por lo tanto el consumo total (alimento y biodiesel) sería de 1,51 millones de m³. Siendo la producción actual de 6,9 millones de m³, habría un sobrante de 5,39 millones de m³ de aceites y grasas.

Un atractivo para los importadores es el precio: hasta el momento de sanción de la ley Nacional, mientras en Europa un litro de biodiesel costaba un euro, en Argentina se

¹¹ Llamada “Régimen de Regulación y Promoción para la Producción y uso Sustentable de Biocombustibles”

vendía a 1,80 pesos y dado que su costo de producción promedio era de 1,50 pesos, el productor contaba con un margen de ganancia "muy bueno", de 0,30 pesos.

Es por estas razones que los defensores de los biocombustibles consideran que el país muestra enormes posibilidades para la producción de biodiesel, especialmente para la exportación, y que son pocos los países que tienen un futuro tan promisorio a este respecto.

No obstante, también surgen algunas críticas en cuanto a los beneficios económicos que le otorgaría a los productores dicha ley porque el Estado podrá fijar precios e imponer un impuesto del cinco por ciento a la exportación de los "carburantes verdes".

Asimismo, a pesar de las mencionadas ventajas ambientales, la ley no ha sido recibida con el mismo entusiasmo por quienes cuestionan el actual cultivo intensivo de la soja. Grupos ligados a la producción y al medioambiente como el Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura, el Grupo de Reflexión Rural y Greenpeace, entre otros, temen que el cupo establecido forzará a los productores a intensificar aún más el modelo del monocultivo de soja. Este modelo de explotación agrícola amenazaría la biodiversidad, favorecería el desmonte y la concentración de las tierras, produciendo al mismo un deterioro en la calidad del suelo y un impacto negativo en el empleo y el tejido social.

A este respecto puede citarse la opinión de Diego Domínguez, Investigador del Instituto Gino Germani de la UBA, en EcoPortal.net: "En gran parte de las regiones extrapampeanas, donde avanza la frontera agrícola por la sojización, no sólo crece la desocupación, y aumentan los demandantes de planes sociales, sino que se produce la contaminación por agroquímicos de vastas regiones, la degradación ambiental y la apropiación de tierras y agua, con la consecuente inhibición de otras actividades agropecuarias y la desarticulación de los modos de vida de las poblaciones rurales"

Otra "aparente ventaja" que se le critica al biodiesel es que mitiga el cambio climático; sus detractores opinan lo contrario y pueden citarse algunas opiniones como la del Ing. Miguel Baltanás, Doctor, INTEC, Investigador Superior (CONICET) y Profesor Titular D.E. (UNL):

"La combustión de biodiesel produce más óxidos de nitrógeno, los que en la atmósfera producen un efecto invernadero 24 veces superior al de dióxido de carbono".

También es crítica sobre este punto la opinión del Ing. Agr. Andrés Leone, quien pertenece al Programa Nacional de Biocombustibles de la Secretaría de Agricultura, Ganadería, Pesca: "Cuando incorporamos toda la cadena de producción de biocombustibles (producción de fertilizante para el cultivo, labores agrícolas, transporte, cosecha, almacenamiento, etc.), puede ocurrir que la demanda energética sea importante y así gastar más energía que la producida, y/o emitir mayor cantidad de CO₂ y NO_x a la atmósfera. En el mediano plazo esto es inviable, y no serían recomendables los biocombustibles."

Otros datos que apoyan las críticas a los biocombustibles son por ejemplo, los anuncios de inversión para una producción de 2 millones de toneladas de biodiesel en los próximos años. Como estas plantas trabajan con aceite de soja y este tiene un rinde aproximado de 18%, las plantas aceiteras que le proveen el aceite necesitarán originar alrededor de 11 millones de toneladas de soja. Como no se habla de la instalación de nuevas plantas de crushing de soja, todo hace pensar que habría una transferencia en el

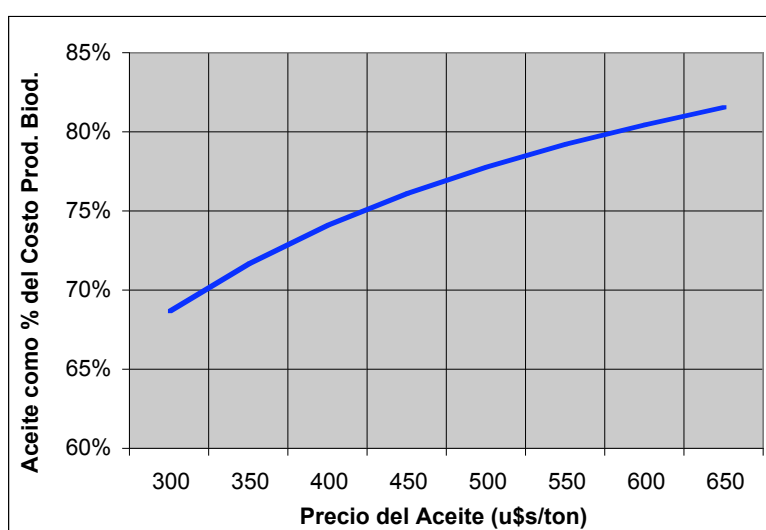
destino de los aceites desde la exportación directamente como (aceite crudo) a la producción y exportación de biodiesel. Esta transferencia dependerá de la rentabilidad de ambos destinos.

II-5.2 Otra mirada sobre los biocombustibles en el país ¹²

El costo de las materias primas e insumos (aceite vegetal y metanol) constituye en conjunto el 88% del costo de producción del Biodiesel, siendo el aceite el de mayor impacto relativo (74% del costo). El metanol necesario para el proceso representa aproximadamente el 14% del costo. La mano de obra y los gastos generales de fabricación representan una parte relativamente baja del costo (2% y 3% respectivamente); los costos de capital representan el 7% del total.

GRÁFICO II.3

Costo del aceite como porcentaje del costo total de fabricación del Biodiesel



De esto puede deducirse que cuando los precios del aceite son altos, el impacto de esta materia prima en el costo total alcanza valores cercanos al 80%, mientras que para precios relativamente bajos del aceite, el impacto es del orden del 70%. Para los niveles actuales de precios¹³ (540 u\$/ton de aceite de soja menos retenciones), la participación en el costo total es del orden del 74%

A su vez ha quedado demostrado que, en condiciones de libre mercado, el biodiesel no puede competir con el combustible tradicional (gasoil) debido a que su costo es normalmente superior al de este último.

Tanto el biodiesel como el gas oil son producidos por materias primas commodities que cotizan en el mercado internacional, y cuyas cotizaciones no están correlacionadas entre sí. En este contexto, en caso de implementar una política de uso se debe analizar de qué manera se solventará este diferencial de precios entre el precio del gasoil y el biodiesel: Deslizamiento del costo al precio en el surtidor, o bien subsidio al productor del biodiesel. Ninguno de estos mecanismos está previsto en la Ley 26.093 de promoción vigente.

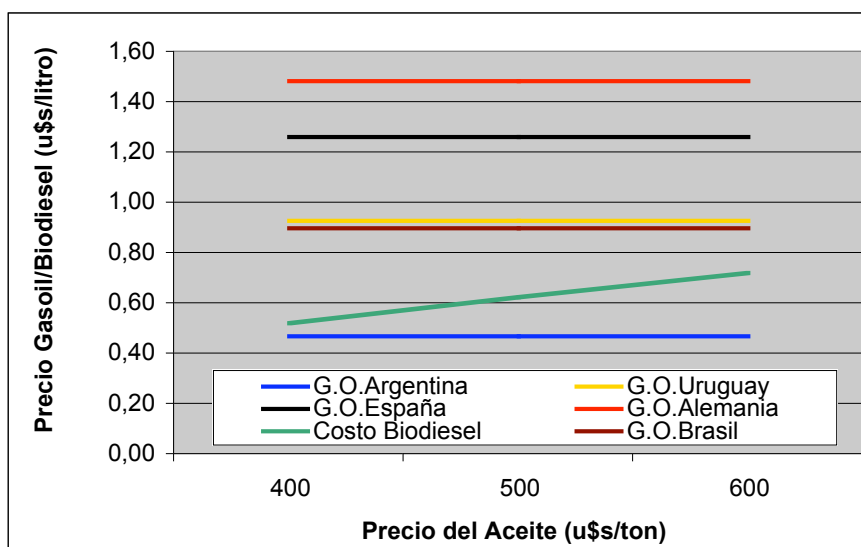
¹² Extracto de la ponencia “La crisis energética y el papel de los biocombustibles” del Ing. Jorge Lapeña – abril 2007 (ver bibliografía)

¹³ Datos a abril de 2007, según Jorge Lapeña

En el Gráfico siguiente se compara el precio de venta del gasoil en varios países seleccionados con el costo real de producción del biodiesel en función de distintos precios del aceite vegetal utilizado como materia prima. Como se puede apreciar, la política de precios de algunos de esos países permite que el biocombustible pueda competir con el combustible fósil aún en escenarios de cotizaciones elevadas del aceite vegetal.

GRÁFICO II.4

Precio en surtidor del Gasoil y Costo de producción del Biodiesel en función del precio del aceite



Como puede verse, la introducción competitiva de los biocombustibles presenta en Argentina problemas mayores que los que presenta en otros espacios económicos.

En la Argentina, el esquema vigente de retenciones a la exportación de petróleo, combinado con un virtual congelamiento de precios en surtidor, provoca que el precio local del crudo se ubique en el orden de los 35 u\$/barril, en vez de los 60 u\$/barril con que se cotizó el crudo en 2006 en promedio en los mercados internacionales.

De este modo, el costo de producción del biodiesel, sin tener en cuenta ningún tipo de impuesto, resulta siempre superior al precio de venta en surtidor (con todos los impuestos y gastos incluidos) del combustible tradicional.

Una situación parecida ocurre con el etanol, es decir que los biocombustibles pasan a ser competitivos con los combustibles tradicionales a partir de un cierto valor del barril de petróleo (a partir de 60 u\$/barril aproximadamente) razón por la cual El desarrollo de la industria alcoholera en el mundo con destino a la producción de biocombustible ha requerido hasta el presente una fuerte presencia del estado como promotor y sostenedor de políticas públicas, así como también de muy fuertes subsidios para sostener la actividad sobre todo en el contexto de bajos precios del petróleo.

De esto surge una conclusión central para quien decida encarar la producción de biocarburantes: la disponibilidad y el costo de la materia prima son las que definen el éxito o el fracaso del proyecto.

CAPÍTULO II: INCORPORACIÓN DE LOS BIOCOMBUSTIBLES EN EL BALANCE ENERGÉTICO PROVINCIAL DE SANTA FE

II.6 ESTUDIO DE INCORPORACIÓN DEL MODULO DE BIOCOMBUSTIBLES EN EL BALANCE ENERGÉTICO PROVINCIAL

Ver archivos adjuntos: [[cuadro1_BEP.pdf](#)] y [[cuadro2_BEN.pdf](#)]

Frente a los requerimientos crecientes de energía de origen fósil para el desarrollo de las regiones y para posibilitar el acceso a la misma de más sectores de la población como forma de mejorar las condiciones de vida, encontramos una oferta de recursos energéticos bastante inelástica con perspectivas de declinación en el tiempo, que se suma a una coyuntura de precios elevados con tendencias a subir cada vez más, por lo que surge la necesidad de analizar y promover una mejora de la oferta energética.

Es en este sentido que adquiere relevancia la producción de biocombustibles en nuestro país, a partir de fuentes vegetales renovables, como “sistema” eficiente en el gasto energético y de bajo daño ambiental.

Un planteo racional de alternativas de sustitución de combustibles requiere definir y cuantificar las materias primas utilizables. Al ser los biocombustibles combustibles de origen biológico obtenidos de manera renovable a partir de restos orgánicos, pueden obtenerse a partir de Biomasa.

El Biodiesel se obtiene a partir del procesamiento de aceites vegetales obtenidos de oleaginosas como soja, colza, girasol, cártamo, palma, entre otras. Mezclado con diesel se puede utilizar en todos los motores diesel obteniendo rendimientos similares.

Estos aceites pueden provenir de semillas y frutos de árboles o de cultivos extensivos, hay más de 300 especies diferentes. Los primeros (palma, olivo) son más ricos en contenido pero presentan inconvenientes desde el punto de vista de la cosecha mecánica. Los extensivos como el girasol o la soja, se pueden generar en grandes cantidades y son los de mayor importancia en nuestro país.

En la práctica, el único sector industrial de Argentina que está en condiciones de proveer materia prima con los requisitos técnicos mínimos en los volúmenes demandados para uso extendido y continuo por un mercado masivo como el de combustibles, es la industria de oleaginosas.

Sin embargo, en el centro de debate se encuentra el hecho de que el éxito de todo nuevo combustible está condicionado al cumplimiento de determinadas exigencias, entre las cuales se pueden citar: la menor cantidad de modificaciones a los motores en uso; no ocasionar una significativa reducción de la potencia o limitaciones en las condiciones de empleo; guardar una relación entre el consumo y la prestación de las máquinas equivalente o similar a la lograda con el actual combustible; requerir bajas inversiones en el proceso de sustitución; estar disponible en un corto plazo; garantizar un balance energético y ambiental con saldo positivo y llegar al mercado con un precio que sea competitivo con el del combustible al que sustituye.

Convencidos de la importancia que tendrá el Biodiesel no solo para la Provincia de Santa Fe, sino para la Argentina en su conjunto, y considerado un instrumento que de

alguna manera introducirá cambios en el eje del poder económico, el presente análisis incluye en la metodología del Balance Energético Provincial el módulo para contabilizar todas las Transformaciones energéticas relevantes que deben producirse para obtener Biocombustibles y así ofrecer un panorama completo sobre el tema.

En el caso del Biodiesel, la obtención del aceite puede lograrse a diferentes niveles:

- Nivel productor: Este sistema presenta como desventajas el relativo alto costo de instalación, la necesidad de purificación del producto obtenido, la dificultad de procesar ciertos materiales; la dificultad para cumplir normas rigurosas y constantes de calidad de producto así como el uso de los residuos con un relativo alto contenido de aceite remanente.

- Nivel cooperativo o regional: La mayor tasa de empleo de las prensas tipo expeler reducen los costos de obtención y refinado. Las mayores tasas de extracción producen expelers de mayor calidad para su utilización posterior.

- Plantas de gran escala: Estas introducen sistemas secundarios de extracción y tienen las mayores ventajas desde el punto de vista de la eficiencia, los costos finales y la calidad del producto.

El hecho de que existan diferentes esquemas de obtención de biodiesel en función de la escala de producción hace que no sea fácil determinar un procedimiento estándar para un nuevo centro de transformación a incluir en el Balance, como lo es el de las Refinerías por ejemplo.

Sin perjuicio de lo anterior, se tratará de proponer un módulo que se ajuste a estos diferentes esquemas de producción apuntando básicamente a la obtención de Biodiesel y Bioetanol a partir de Biomasa. Para el Biodiesel se tomará como biomasa de origen a la soja. En el caso del Bioetanol, al maíz.

En primer lugar, se anexará a la submatriz de Transformación un nuevo centro de transformación que se llamará “Planta de Biocombustibles”. Este centro abarcará, para el caso del biodiesel, tanto los procesos que se llevan a cabo para obtener aceite de soja como los que se realizan para la obtención del metilester de soja. Es decir que se considera a este nuevo centro como una única unidad, sin discriminar los diferentes procesos que se llevan en el mismo. El mismo criterio se seguirá para el bioetanol, sea su obtención por medio de Molienda de maíz Seca o Húmeda. La columna correspondiente a este nuevo centro de transformación se encuentra ubicada a la derecha del centro “Altos Hornos”.

En la submatriz de oferta se agregará una nueva fila a las fuentes de energías primarias que se denominará “Biomasa para combustibles”. Al entrecruzar esta fila con las columnas de la parte superior izquierda se obtendrán los valores correspondientes a la producción de biomasa, oferta total y oferta interna.

Las unidades en que generalmente se expresan las producciones de granos de soja, o cualquier otro cultivo que se disponga para generar algún biocombustible, son toneladas. Luego esta unidad de medida deberá transformarse en tep utilizando como

factor de conversión, en el caso de granos de soja, el de la leña blanda, es decir que una tonelada de soja equivaldría a 0,184 toneladas equivalentes de petróleo.

Siguiendo con el mismo criterio utilizado para los demás energéticos se contabilizará en la columna de producción con signo positivo los tep correspondientes a la cantidad de “Biomasa para combustibles” que se produce en la jurisdicción a la que se refiera el Balance. En este punto es posible una diferencia de criterio al determinar si se contabiliza toda la producción de biomasa o solamente la destinada a producción de Biocombustibles. Como el nombre lo sugiere, en este caso se recomienda contabilizar sólo la biomasa que efectivamente será utilizada para producir combustibles.

En el cruce entre la columna “Planta de Biocombustibles” y “Biomasa para combustibles”, se contabilizará con signo negativo el valor en tep de la oferta interna de biomasa consumida por este centro para producir biocombustibles. La razón del signo negativo se explica al determinar que se está consumiendo o transformando un energético para producir otro.

Si analizamos las energías secundarias involucradas en este proceso de transformación energético, también aquí hay que hacer aclaraciones. En las filas que representan a los energéticos “Electricidad”, “Gas distribuido por redes” y “Fuel oil” deberían contabilizarse con signo negativo debajo de la columna del nuevo centro de transformación los consumos en tep de estos energéticos involucrados en el proceso de producción de los biocombustibles. En este punto hay que recordar que los consumos de los energéticos antes mencionados corresponden al proceso de producción del nuevo centro considerado como una sumatoria de diferentes procesos.

Los consumos energéticos explicitados en el párrafo precedente deben interpretarse como parte de los insumos requeridos para la producción de biocombustibles. En este sentido, para la obtención de biodiesel, por ejemplo, también se utilizan “No energéticos” como insumos, más específicamente el hexano en el proceso productivo del aceite de soja, por lo que debería contabilizarse con signo negativo debajo de la columna de “Planta de Biocombustibles” la cantidad en tep consumida de hexano.

Para que este consumo de hexano pueda registrarse con signo negativo, previamente debe estar registrado con signo positivo en la columna de producción si es que se genera en algún centro de transformación de la jurisdicción a la que corresponde el balance, o de no ser así, deberá estar contabilizado como un ingreso desde otras provincias en la columna de “intercambios interprovinciales” o en la de “importaciones”.

En este punto es interesante hacer un aclaración: si bien los consumos de electricidad, gas, hexano, etc, son insumos del proceso productivo de los biocombustibles, sus valores de consumo ya están registrados en el balance, sea como consumo industria o como consumo no energético, por lo que contabilizarlos nuevamente debajo de la columna del centro de transformación “Planta de Biocombustibles” estaría generando una duplicación de los valores. Sin embargo, si se posee la información desagregada, se pueden contabilizar estos consumos debajo del centro correspondiente, pero deberán restarse de los consumos industria y no energético o del cual corresponda para no duplicar valores.

Dentro de los “No energéticos” también se contabilizará con signo positivo la cantidad en tep del principal subproducto generado con la producción de biodiesel que es el glicerol. Luego y con signo negativo se asignará esta cantidad a consumo no energético. El mismo tratamiento se le dará al subproducto generado con la producción de Bioetanol, es decir a los granos destilados secos y solubles (DDGS), o al aceite de maíz y gluten, según sea el proceso de obtención del etanol, por medio Molienda Seca o Húmeda respectivamente.

En la columna de las diferentes formas de energías, específicamente en las secundarias, se podrían agregar tres nuevas filas. Una correspondiente al “Metanol + Etanol” y las otras para el “Biodiesel” y el “Bioetanol”. El metanol es insumo en la producción de biodiesel y el etanol es insumo para el bioetanol por lo que se contabilizarán con signo negativo debajo de la columna del centro de transformación “Planta de Biocombustibles”. Estos insumos pueden ser producidos en otro centro de transformación de la jurisdicción del balance o pueden ser adquiridos a otras provincias o ser importados. Según sean las variantes anteriores se contabilizarán con signo positivo o negativo en su correspondiente columna.

En este caso también valen las aclaraciones hechas para los demás insumos de la producción de biocombustibles. Si el consumo de metanol y etanol ya está contabilizado dentro de “No energéticos” como consumo industria o consumo no energético no deberá contabilizarse nuevamente en el centro de transformación “Planta de Biocombustibles” ni tampoco deberá incluirse esta nueva fila “Metanol + Etanol” dentro de las energías secundarias, porque los valores, tanto de producción como de consumo de estos alcoholes, estarían dentro de “no energéticos”.

El “Biodiesel” y el “Bioetanol”, principales productos energéticos del nuevo centro de transformación, aparecerán con signo positivo en la columna correspondiente al mismo. El factor de conversión energético que se utilizará para el biodiesel es el que se utiliza para el gas oil, por lo que 1 Tn equivaldrá a 1,02 tep. Para el bioetanol se utilizará el factor de conversión que le corresponde a las naftas, teniendo que 1Tn de bioetanol equivaldrán a 1,035 tep.

El producido de Biodiesel y Bioetanol figurará con signo negativo, indicando un consumo, debajo de la columna que representa al centro de transformación “Refinerías”, debido a que las refinerías demandan estos nuevos energéticos secundarios para luego mezclarlos con su propio producto que son el gas oil y las naftas. Este mecanismo implica que el valor en tep de Biodiesel y Bioetanol se contabilice simultáneamente con signo negativo en la columna de refinerías y con signo positivo en la misma columna pero en la filas de “Gas Oil + Diesel Oil” y “Motonafta total”.

Lo anterior encuentra justificación debido a que según la legislación en nuestro país, todo el gas oil y las naftas vendidas a partir de 2010 deberán tener un corte obligatorio con biocombustibles. Por esto, las mezclas de gas oil con biodiesel y de nafta con bioetanol producirán un mayor volumen del energético secundario gas oil y naftas que deberá estar contemplado en el producido de las refinerías.

El presente estudio de incorporación del módulo de Biocombustibles en el Balance Energético Provincial es una contribución para tener en cuenta en futuros Balances Energéticos, sean estos nacionales, regionales o provinciales. No obstante, poder llegar

a contabilizar la información de la manera en la que aquí se propone dependerá de la posibilidad de acceder a la información en la forma y desagregación adecuadas.

A continuación se expone un modelo gráfico sobre cómo quedaría modificada la estructura del BEP teniendo en cuenta la incorporación del módulo para Biocombustibles. Se supone a manera de ejemplo¹⁴ una producción de biomasa, sólo para consumo del centro de transformación “Planta de Biocombustibles”, de 2000 tep; 1000 tep se utilizarán para la obtención de Biodiesel y los otros 1000 para la obtención de Bioetanol. A modo de simplificación se supone que la totalidad de la biomasa se consume en el centro de transformación, desestimando posibles pérdidas, no aprovechado, etc. Se expone este modelo gráfico en dos planillas separadas, una para Biodiesel y otra para Bioetanol. (Ver archivos adjuntos: [cuadro1_BEP.pdf] y [cuadro2_BEN.pdf])

Los consumos de Electricidad, Gas distribuido por redes y Fuel Oil se supone que ya fueron contabilizados en la submatriz de consumo, por lo que no se hará ninguna modificación en sus filas.

Por otra parte, la producción de Biodiesel se calcula a partir del supuesto de que un 18%¹⁵ de lo que ingresa al centro de transformación como granos se transforma en aceite. Luego de algunas conversiones se llega a que el valor del Biodiesel es de 172,8 tep. Estos 172,8 tep se contabilizan con signo negativo en el centro de Refinerías y luego se suman a la producción ya existente de Gas Oil en el mencionado centro. Para el Bioetanol se calcula aproximadamente un valor correspondiente al 33%¹⁶ de la biomasa que ingresa al centro de transformación, y se le dará el mismo tratamiento que al biodiesel en el centro de Refinerías.

Con respecto al metanol, alcohol utilizado para la obtención del biodiesel, se contabilizará un consumo de 23,8118 tep correspondientes a los 1000 tep de granos que inicialmente generan el proceso. Este valor se restará de la fila de los “no energéticos”.

A la vez, se sumará a la producción de “no energéticos” el valor en tep del glicerol que surja como resultado del proceso productivo del Biodiesel. Se calcula un valor de 31,8643 tep, ya que de este energético se producen 0,1844 Kg por Kg de Biodiesel. Con lo anterior, se tendrá que la modificación al valor inicial en tep de los no energéticos no se verá modificada en gran magnitud debido a que un rubro resta y otro suma.

En el caso del etanol, parte integrante del bioetanol, cuando se obtiene de maíz, ya es generado en el proceso de Molienda por lo que su valor en tep se contabilizará directamente con signo positivo en la fila de “Bioetanol”, desestimando la pequeña fracción de nafta que se le agrega para desnaturalizarlo. En el mismo sentido se sumará también a la producción de “no energéticos” el valor energético del anhídrido carbónico generado en el proceso de obtención del bioetanol.

El esquema aquí planteado se basa en la incorporación al Balance Energético de la producción de Biodiesel y Bioetanol debido principalmente a la importancia que tendrá

¹⁴ Para determinar los valores en ktep de cada energético del ejemplo propuesto se utilizaron valores de referencia proporcionados por la Comisión Nacional de Energía de España y por la Asociación Maíz Argentino, MAIZAR.

¹⁵ Debido a que este es el porcentaje de aceite en semilla de soja.

¹⁶ Según deducciones de datos físicos de MAIZAR.

el primero en el futuro cercano para la Provincia de Santa Fe. Sin embargo, también podrán incluirse bajo la metodología propuesta todas las transformaciones energéticas necesarias para la producción de otros Biocombustibles incluyendo insumos y subproductos específicos asociados a cada uno en especial.

Los valores de referencia para determinar porcentajes de consumos y productos del nuevo centro de transformación se exponen a continuación.

II-6.1 Biodiesel: Soja¹⁷:

Rendimiento (kg/ha)=2.700

% de aceite en semilla= 18%

Rendimiento (kg aceite/ha)=486

Lts. aceite/ha (0,93 Kg/lit)=523

Factor de Conversión a Biodiesel=0.96

Lts Biodiesel/ha=502 y 466.56 kg de biodiesel/ha. (con factor de conversión 0.96)

A su vez, según Comisión Nacional de Energía de España, para la producción de 965 kg de biodiesel se necesitan, 133 kg de metanol, 1000 kg de aceite, y se obtienen 178 kg de glicerina. Sacando relaciones se obtiene que se necesitan $133/965 = 0,1378$ Kg de Metanol por Kg de Biodiesel y que se producen $178/965 = 0,1844$ Kg de Glicerol por Kg de Biodiesel.

Con el supuesto de que se tienen 1000 tep de Biomasa para Biodiesel y que el 18% de los granos de soja es lo que se obtiene como aceite en semilla, utilizando el factor de conversión a biodiesel tenemos que 172,8 tep corresponden a este bicombustible.

Cálculos realizados:

$1000 \text{ tep biomasa} \times 18\% = 180 \text{ tep (aceite)}$

$180 \text{ tep (aceite)} \times 0.96 \text{ (factor de conversión de aceite a biodiesel)} = 172,8 \text{ tep (Biodiesel)}$

Si tomamos este valor de 172,8 tep como base de cálculo, sacando relaciones para los insumos y productos obtengo que:

-Metilester de soja (Biodiesel): 172, 8 tep

-Metanol: 23,8118 tep

-Glicerol: 31,8643 tep

Estos son los valores que se utilizaron en el ejemplo del modelo gráfico para el Biodiesel detallado más arriba. Cabe aclarar que estos valores son relativos y pueden sufrir modificaciones al calcularlos en función de los poderes caloríficos reales de cada energético involucrado.

II.6.2 Bioetanol: Maíz

El proceso de obtención del etanol varía ligeramente para cada uno de los tres usos principales del mismo que son: bebidas, industrial y combustible, pero los pasos principales son los mismos.

Para la producción de etanol a partir de maíz hay dos métodos primarios, la Molienda Seca o Húmeda. Ambos procesos incluyen esencialmente los mismos pasos diferenciándose en la preparación del grano para la molienda y posterior fermentación. La

¹⁷ Según datos del Programa Nacional de Biocombustibles de la SAGPyA.

elección de uno u otro sistema de producción implica la obtención de un determinado conjunto de derivados o subproductos.

Para el ejemplo que aquí se describe se tomará la Molienda Seca debido a que en la provincia este tipo de procesamiento es el más utilizado por tener menores requerimientos de capital tanto al momento de construir como de operar la planta.

Los avances en la tecnología han hecho que en la actualidad la conversión del maíz en etanol sea más eficaz y productiva que antes, por lo que según MAIZAR¹⁸ el promedio en la obtención de etanol está hoy en 417 litros por tonelada de maíz. Además se obtienen como subproductos 286 kg de DDGS y 303,5 kg de CO₂ (anhídrido carbónico)

El etanol que se va a utilizar como combustible se lo desnaturaliza agregándole una cantidad pequeña de nafta, con el objeto de hacerlo impropio para consumo humano.

En Argentina el etanol que se necesitará será el anhidro, al que se le quita toda el agua, para poder ser mezclado con las naftas. Asimismo al total de etanol producido en el centro de transformación se le adiciona un 5% de nafta para desnaturalizarlo y se denomina Etanol Anhidro Desnaturalizado. A modo de simplificación en el cuadro del BEP correspondiente se lo denominará solamente por “Bioetanol”.

Partiendo de la base de que con 1000 kg de maíz se obtienen 331,33 Kg de Etanol (utilizando una densidad para el etanol de 0,794 kg/lit), 286 kg de DDGS y 303,5 Kg de CO₂ y teniendo en cuenta que estos valores serán relativos, se deduce que de 1000 tep de Biomasa (maíz), se podrían asignar 331,33 tep a etanol, 286 tep a DDGS y 303,5 tep a CO₂.

De los subproductos obtenidos, el DDGS se consume como alimento animal y el anhídrido carbónico, que se obtiene en grandes cantidades, se puede comprimir y vender para ser usado como gasificante de las bebidas o para congelar carne¹⁹.

A continuación se presenta el cuadro del BEP con el Módulo para Producción de Biocombustibles incorporado. Las nuevas columnas y filas se resaltaron en gris, además de completar los casilleros correspondientes con los valores que surgen de las estimaciones que se realizaron para la obtención de Biodiesel y Bioetanol a partir de soja y maíz respectivamente.

Es importante aclarar que en el cuadro de Balance citado no se tiene en cuenta el valor energético de los residuos orgánicos que se derivan del proceso productivo del Biodiesel a partir de soja y del Bioetanol a partir de maíz. Dichos residuos orgánicos son la torta de soja y los granos destilados secos y solubles (DDGS) respectivamente, y pueden contabilizarse en una nueva fila debajo de la de “Biomasa para Biocombustibles” con el nombre de “Residuos de Biomasa”.

¹⁸ La industria del etanol a partir de maíz. ¿Es factible su desarrollo en Argentina? MAIZAR Lic Gustavo A. Vergagni.

¹⁹ Cabe aclarar que se supone que se consume como no energético el producido de anhídrido carbónico al igual que el producido de glicerina, sin perder de vista que no siempre todo lo que se produce se consume en su totalidad. Se supone consumo total como no energético de estos productos a manera de simplificación.

ANEXO PARTE II

II-1 VEHÍCULOS FLEXIFUEL (También llamados FFV – Flexible Fuel Vehicle)

Son vehículos con motores adaptados que permiten una variedad de mezclas. Pueden utilizar tanto gasolina corriente como E85 y otras variedades de biocombustibles (normalmente relacionadas con el bioetanol). Las grandes marcas de coches ya están ofreciendo en muchos países de la Unión Europea este tipo de vehículos que contaminan menos (en EEUU y Brasil, al haber ya una importante red de biogasolineras que ofrecen E85, están bastante implantados). En España en la actualidad y hasta que las biogasolineras distribuyan E85 y entren en pleno funcionamiento las múltiples fábricas de Bioetanol por todo el territorio (ahora las biogasolineras solo venden Biodiesel) estos vehículos preparados para E85 no se comercializarán de forma normal.

II-2 BIOMASA

La biomasa (abreviatura de masa biológica) es el conjunto de recursos forestales, plantas terrestres y acuáticas, residuos y subproductos agrícolas, ganaderos, urbanos e industriales. La mas amplia definición de biomasa sería considerar como tal a toda la materia orgánica de origen vegetal o animal, incluyendo los materiales procedentes de su transformación natural o artificial. El término es utilizado con mayor frecuencia en las discusiones relativas a la energía de biomasa, es decir, al combustible energético que se obtiene directa o indirectamente de recursos biológicos.²⁰

Se la puede clasificar en:

- Biomasa natural: es la que se produce en la naturaleza sin la intervención humana. Ej: bosques naturales.
- Biomasa residual: es la que genera cualquier actividad humana, principalmente los procesos agrícolas, ganaderos y los del propio hombre. Ej: basuras y aguas residuales.
- Biomasa producida: es la cultivada con el propósito de obtener biomasa transformable en combustible, en vez de producir alimentos. Ej: caña de azúcar en Brasil, orientada a la producción de etanol para carburante.

De esta definición quedan excluidos del término todos los productos agrícolas que sirven de alimentación al hombre y los animales domésticos, así como los combustibles fósiles. Estos últimos, aunque derivan de materiales biológicos, a través de transformaciones se han visto alterados muy profundamente su naturaleza.

La naturaleza de la biomasa es muy variada, ya que depende de la propia fuente, pudiendo ser animal o vegetal, pero generalmente se puede decir que se compone de hidratos de carbono, lípidos y prótidos. Siendo la biomasa vegetal la que se compone mayoritariamente de hidratos de carbono y la animal de lípidos y prótidos.

²⁰ Por lo general, se da en términos de materia seca por unidad de área (por ejemplo kg/ha o g/m³).

II-3 BIOGÁS

Es un gas combustible que se genera en medios naturales o en dispositivos específicos, por las reacciones de biodegradación de la materia orgánica, mediante la acción de microorganismos, (bacterias metanogénicas, etc.), y otros factores, en ausencia de aire (esto es, en un ambiente anaeróbico). Cuando la materia orgánica se descompone en ausencia de oxígeno, actúa este tipo de bacterias, generando biogás. La producción de biogás por descomposición anaeróbica es un modo considerado útil para tratar residuos biodegradables ya que produce un combustible de valor, además de generar un efluente que puede aplicarse como acondicionador de suelo o abono genérico. Este fenómeno llamado biodigestión ocurre porque existe un grupo de microorganismos bacterianos anaeróbicos presentes en el material fecal que, al actuar sobre los desechos orgánicos de origen vegetal y animal, producen una mezcla de gases con alto contenido de metano (CH₄) (que es el llamado biogás), sumamente eficiente si se emplea como combustible. El biogás tiene como promedio un poder calorífico de entre 4.500 y 5.600 kcal por metro cúbico. Este gas se puede utilizar para producir energía eléctrica mediante turbinas o plantas generadoras a gas, en hornos, estufas, secadores, calderas, u otros sistemas de combustión a gas, debidamente adaptados para tal efecto.

Un digestor de desechos orgánicos o biodigestor es, en su forma más simple, un contenedor cerrado, hermético e impermeable (llamado reactor), dentro del cual se deposita el material orgánico a fermentar (excrementos animales y humanos, desechos vegetales no se incluyen cítricos ya que acidifican, etcétera) en determinada dilución de agua para que se descomponga, produciendo gas metano y fertilizantes orgánicos ricos en nitrógeno, fósforo y potasio.

Este sistema también puede incluir una cámara de carga y nivelación del agua residual antes del reactor, un dispositivo para captar y almacenar el biogás y cámaras de hidropresión y postratamiento (filtro y piedras, de algas, secado, entre otros) a la salida del reactor.

Como resultado, este proceso genera residuos con un alto grado de concentración de nutrientes y materia orgánica (ideales como fertilizantes) que pueden ser aplicados frescos, pues el tratamiento anaerobio elimina los malos olores y la proliferación de moscas.

Se debe controlar ciertas condiciones como el PH, la presión y la temperatura a fin de que se pueda obtener un óptimo rendimiento.

El biodigestor es un sistema sencillo de implementar con materiales económicos y se está introduciendo en comunidades rurales aisladas y de países subdesarrollados para obtener el doble beneficio de conseguir solventar la problemática energética-ambiental, así como realizar un adecuado manejo de los residuos tanto humanos como animales. No tiene aplicación industrial, razón por la cual se ha tratado en el anexo de este trabajo, aunque es un biocombustible que puede ser de importancia en los casos mencionados en el párrafo anterior

II-4 EL PROTOCOLO DE KIOTO

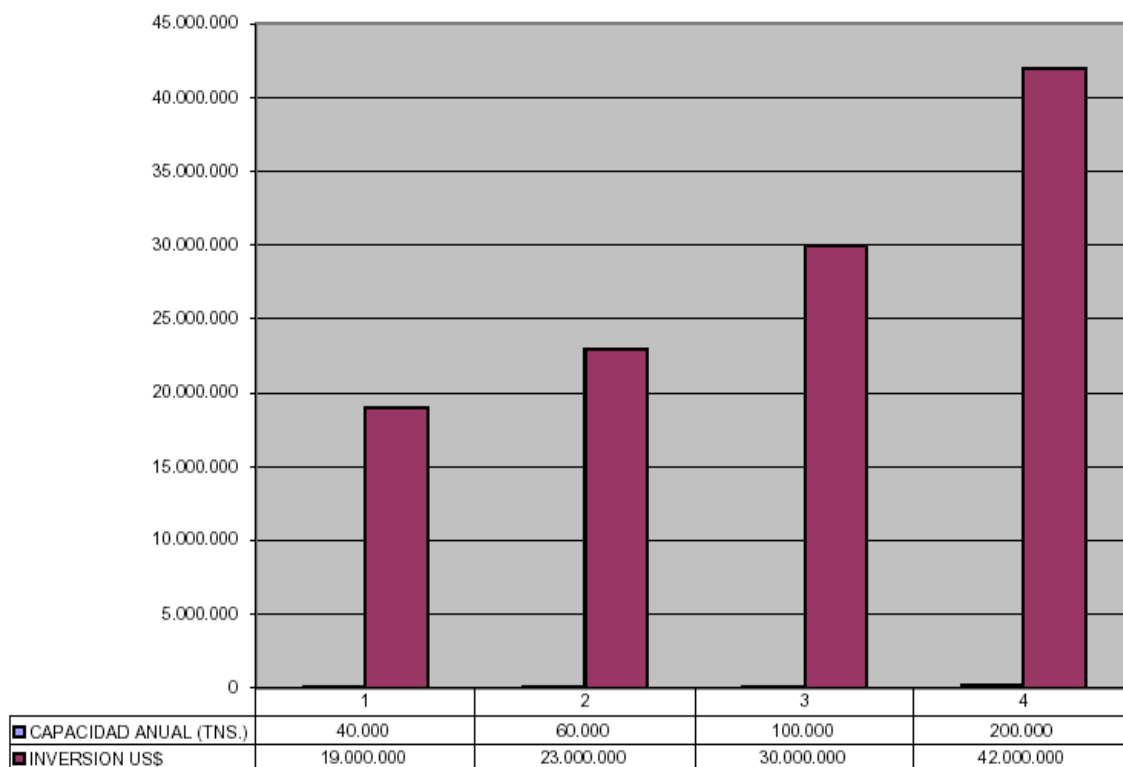
En 1992 durante la Cumbre de Río, los países acordaron la creación de la Convención Marco del Cambio Climático como plataforma para tomar medidas orientadas a resolver la problemática del calentamiento global, iniciando de esta manera una rueda de consultas interdisciplinarias y multilaterales permanentes.

En Diciembre de 1997 durante la tercera reunión de las Conferencia de las Partes llevada a cabo en la ciudad de Kioto-Japón, unos 10.000 delegados de más de 100 países asistieron a este evento en el cual se llegó por consenso a la decisión de aprobar un Protocolo en virtud del cual los países industrializados se comprometían a reducir, para el período 2008-2012, el total de sus emisiones de gases de efecto invernadero en por lo menos un 5% con relación a los niveles de 1990, confiando en que este compromiso vinculante produjera una reversión histórica de la tendencia ascendente de las emisiones.

De esta forma, el Protocolo de Kioto separa claramente a aquellos países que, aceptando la responsabilidad que les compete, se comprometen en reducir las emisiones (llamados países del Anexo I) de los que con una responsabilidad muy limitada y casi ajenos a esta situación, no tienen obligación de cumplir con reducciones de emisión (llamados países no Anexo I).

El Protocolo de Kioto consta de 28 artículos y entre las cuestiones que se puede relacionar con los proyectos de biodiesel, se destacarta el artículo 12, que describe la creación de un Mecanismo para el Desarrollo Limpio.

II-5 INVERSIÓN ESTIMADA EN PLANTA DE BIODIESEL (en Mill de US\$)



II-6 ANÁLISIS DEL CICLO DE VIDA

Una de las herramientas de gestión existentes para evaluar el impacto ambiental de un producto es el análisis de ciclo de vida (ACV) ²¹. Esta herramienta puede determinar desde “la cuna a la tumba” los impactos ambientales generados por el desarrollo, la producción y el uso final de un producto. Para el caso del biodiesel, los aspectos ambientales relevantes y que tendremos en cuenta para el análisis, son *el consumo energético* (de energía primaria no renovable) *y la generación de emisiones de GEI* (gases de efecto invernadero).

II-6.1 Consumo de energía primaria no renovable

En este análisis se evidencia que el impacto ambiental generado por la producción de biodiesel está influenciado por diferentes factores, como el sistema de producción. También se busca identificar qué etapa de la cadena productiva es la que más impacto ambiental produce.

Una de las variables más importantes es el sistema de producción; en el estudio evaluado se analizan las siguientes :

- SP-SD (soja de primera en siembra directa)
- SP-SC (soja de primera en siembra convencional)
- SS-SD (soja de segunda en siembra directa)
- SS-SC (soja de segunda en siembra convencional)

La producción de soja de primera en siembra directa representa el 38,1% del impacto ambiental, seguido por la producción de soja de segunda en siembra convencional (28,6%); luego se encuentra la soja de segunda en siembra directa (22,2%) y finalmente la soja de segunda en siembra convencional (11,1%). La producción bajo labranza convencional, si bien tiene un impacto ambiental mayor, contribuyen en menor medida debido a la menor producción de soja bajo dicho sistema.

También se estudian los impactos de las distintas fases de la producción del biodiesel, en las cuales se evidencia que el 71,5% del impacto ambiental se da en la fase de extracción y refinación de aceite corresponde al grano de soja (fase agrícola).

Producto del análisis de impacto ambiental en los 5 elementos más significativos de cada sistema productivo (dependiendo de la forma de cultivo estos pueden ser: cosecha mecanizada, labranza y arado, almacenamiento, uso de glifosato y otros) se evidencia en todos los casos que el mayor impacto se le atribuye a la cosecha mecanizada (entre un 40 – 60 %, dependiendo de la forma de cultivo)

II-6.2 Generación de emisiones de efecto invernadero

Aquí pueden sacarse las mismas conclusiones que para el de consumo de energía primaria. Mas aún, los porcentajes que destacan la SP-SD, la fase agrícola y la cosecha

²¹ Desde la adquisición de la materia prima, producción, uso, tratamiento final, reciclado y disposición final.

mecanizada como los de mayor impacto en sus rubros, se ven aumentados para el caso de la generación de GEI.

Además de éstas, el estudio proporciona otras importantes conclusiones acerca del tema:

- El impacto ambiental de la producción de Metil-éster, está estrictamente ligado a la fase agrícola.
- El uso de combustibles, glifosato y fertilizantes fosforados es un factor de importancia en el impacto ambiental del sistema.
- El rendimiento de los cultivos bajo cada sistema productivo es fundamental para determinar el impacto ambiental en todo el sistema.
- La cosecha es el principal contribuyente al consumo energético y a la emisión de gases de efecto invernadero para todos los sistemas productivos.
- Las emisiones de óxidos de nitrógeno, tanto directas del cultivo como las indirectas derivadas de la fijación de nitrógeno y el uso de fertilizantes, son el principal contribuyente a las emisiones de gases de efecto invernadero en sistemas de siembra directa.
- Para los sistemas de labranza convencional, resulta significativo el impacto de la utilización del arado de disco doble, para ambas categorías de impacto.

Se sugiere además considerar otros indicadores ambientales relevantes tales como: La degradación de los suelos, la pérdida de biodiversidad, las emisiones al agua y al suelo, etc.

II-7 EL PROYECTO BIOFAA. UNA BREVE DESCRIPCIÓN

El proyecto BIOFAA es una propuesta de negocios de Federación Agraria Argentina a productores y empresas agropecuarias. En su concreción están involucrados, a través de los respectivos convenios, la Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Villa María y la empresa IMEGEN (Industria Metalúrgica Gentilli) de Tancacha, Córdoba. El proyecto BIOFAA promueve la producción propia de combustible para autoconsumo y harina proteica para otra actividad ganadera. La maquinaria desarrollada en el marco del Proyecto BIOFAA sirve para la producción de biodiesel a partir de cualquier fuente oleaginosa o de cualquier aceite.

Los dos motivos que sustentan este proyecto son el aumento del costo del petróleo y su virtual agotamiento, más una creciente conciencia medioambiental en algunos ámbitos. No debemos obviar la amenaza que sufre el sector agropecuario argentino de no disponer el combustible en momentos claves, como ser en plena cosecha. Cabe destacar en este sentido que el país viene aumentando año tras año el volumen de gasoil mineral importado, a diferencia con otros combustibles líquidos en los cuales se tiene un saldo superavitario para exportar.

El proyecto se basa en un nicho de mercado de una empresa o de un productor agropecuario. Es la propuesta de producción de biodiesel y harina proteica a partir de canola, para autoconsumo. Se basa en que:

- La canola es una oleaginosa de invierno y se puede producir en doble cultivo canola-soja, con rindes superiores al de la soja sobre trigo (hay colzas de invierno y hay colzas de primavera; las que se siembran en esta región son colzas de primavera que en realidad se las ubica en el invierno). Entonces se puede realizar el negocio sin sembrar menos soja.
- Una hectárea de canola, con un rendimiento de 17 quintales (1700 kilos) puede producir 500 litros de combustible biodiesel. Si pensamos que una hectárea agrícola promedio consume 50 litros de combustible, destinando solamente el 10% de la superficie agrícola al doble cultivo colza-soja, además de producir para autoconsumo estaríamos logrando el autoabastecimiento. Además de esa misma hectárea se obtienen 1200 kilos (40%) de harina proteica para la formulación de alimentos balanceados.

El negocio de la producción de biodiesel en nuestro país tiene dos dimensiones: la gran empresa y el autoconsumo. La Ley de Biocombustibles establece un régimen de fomento, que promociona algunas producciones y no promociona otras. El cruce de las dimensiones del negocio del biodiesel con las producciones promocionadas por la ley define el escenario del autoconsumo.

Respecto a la dimensión direccionada hacia el autoconsumo, sus características son el asociativismo y el impacto en el desarrollo local. En este caso los volúmenes además de ser mucho más pequeños por planta, se atomizan en cada empresa agropecuaria. Cada productor no está obligado a usar parte de la producción tradicional, sino que puede elegir la oleaginosa que más le conviene, incluso a partir de un cultivo nuevo.

En la dimensión del autoconsumo las inversiones también son mucho menores. Sin embargo, no son viables las plantas individuales por productor. Esto está definido por la estructura de costos de producción. Incluso en el autoconsumo es necesaria una escala de planta productora de biodiesel que por su estructura de costos sea eficiente y competitiva. La lógica de eficiencia tecnológica que rige para la gran empresa cambia en el autoconsumo, redefinida por la nueva ecuación económica. Pero la nueva definición está gobernada a su vez por los costos de producción de la tecnología adecuada a esta dimensión del negocio. Esto obliga a emprendimientos asociativos y a un análisis mucho más exhaustivo de las escalas involucradas.

Podemos decir finalmente que cualquier planta productora de biocombustibles para autoconsumo debe tener como integrante a una cooperativa en su figura societaria.

II-7.1 Funcionamiento del negocio

El negocio propuesto toma la forma de maquila agropecuario (“Ley de Maquila” N° 25113). El contrato de maquila agropecuario está regido por una Ley y lo puede celebrar solamente un productor agropecuario, con un producto primario producido en su explotación. El contrato de maquila agropecuario implica que el productor lleva su producto primario (en este caso grano de colza) a la planta industrial (en este caso la planta elaboradora de biodiesel), luego retira los productos elaborados y deja una porción de ellos en parte de pago. Como resumen del negocio se detalla:

- El productor entrega el grano de colza

- La planta realiza el proceso (insumos + mano de obra + energía + amortización)
- El productor retira biodiesel y una parte del expeler
- La planta se queda con otra parte del expeler

Si el productor desea retirar todo el expeler, la parte que le correspondería a la planta deberá pagarlo contra una factura más impuestos. Por todo lo demás, y de acuerdo a la Ley de Maquila, este intercambio está desgravado de impuestos.

El maíz (al igual que el grano de sorgo) opera como la fuente energética de cualquier alimento balanceado. La fuente proteica es el expeler. Si además del maíz, el productor agropecuario tiene el expeler, posee entonces el alimento balanceado casi completo. Esto es una ventaja comparativa para cualquier actividad ganadera (porcinos, bovinos, aves, etc.). La ventaja comparativa consiste en el bajo costo financiero del alimento balanceado para la actividad elegida. De esta forma, se logra impulsar la agregación de valor local. Esto implica desarrollo local sustentable, en el más amplio sentido.

Desde el punto de vista de análisis del negocio, es importante considerar las implicancias del expeler en la ecuación económica. En ésta, se debe restar el expeler obtenido para poder llegar al costo del biodiesel. Si ese expeler no pudiese restarse efectivamente (léase no pudiese venderse), el costo del biodiesel sería mucho mayor, imposibilitando todo el negocio. Entonces es importante para cualquier proyecto, tener un destino cierto para el expeler.

El análisis de costos del proyecto lleva a la conclusión de que la planta mínima eficiente es de 4000 litros por día. Se define como escenario que cada planta opere mínimo durante 125 días al año para producir 500.000 litros y lograr la eficiencia operativa. Si consideramos que 1 hectárea consume aproximadamente 50 litros de combustible, la producción sería suficiente para lograr el autoabastecimiento de 10.000 ha agrícolas.

II-7.2 Concreción

En el año 2005 se completó el desarrollo para una planta fija que se denominó B4000. Durante el año 2006 se promovieron fuertemente los primeros grupos de productores para la instalación de plantas, que se están concretando durante este año 2007. Entre estas primeras plantas se destacan un grupo de productores denominado Fideicomiso Biodiesel Pilar, en Pilar – Río Segundo y la Cooperativa Agricultores del Sur en Jovita, ambos en la Provincia de Córdoba, el Centro Primario que Agricultores Federados Argentinos S. C. L. tiene en Salto Grande, Provincia de Santa Fe, y la Municipalidad del Partido de L. N. Alem en la Ciudad de Vedia, Provincia de Buenos Aires.

El futuro es la difusión y la incorporación de la propuesta de negocio en las empresas agropecuarias. Además, considerando el negocio como un proceso de mejora continua en todo sentido, que se debe seguir analizando y eventualmente modificando todo lo hecho hasta el presente.

Bibliografía CAPÍTULO I

1. “Eficiencia energética y costos económicos de la producción de biocombustible” Comisión nacional para el ahorro de energía de México (CONAE), mayo 2007.
2. “Factores determinantes para el desarrollo del biocombustible en Brasil, EEUU y sus implicaciones para México”. Comisión nacional para el ahorro de energía de México (CONAE), mayo 2007.
3. “Externalidades asociadas al uso del bioetanol”. Dr. Adrián Fernández Bremauntz. Instituto Nacional de Ecología de México.
4. Biocombustibles.es (España) – www.biocombustibles.es
5. “Evolución histórica de los combustibles”. Infoagro (Costa Rica)
6. Refinadora Costarricense de petróleo (Recope) – Glosario.
7. “Proceso para la producción de BIODIESEL”. Autor: Ing. Rodolfo J. Larosa Centro nacional de tecnología química (Venezuela).
8. “Biodiesel, una alternativa limpia al gasóleo”. Revista Ambientum, mayo 2005.
9. “El marco regulatorio de los biocarburantes, con identificación de barreras para su desarrollo en España y especial consideración de los aspectos asociados a las actividades de logística y distribución.”. Informe de la Comisión Nacional de Energía (España), septiembre de 2005.
10. “Formalizan la reglamentación de la Ley de Biocombustibles”. Federación Nacional de Biocombustibles, febrero 2007.
11. “Los biocombustibles: Situación actual, análisis y perspectivas de la producción en MERCOSUR y el comercio con la UE”. Gustav Rubió. The Food and Agriculture Organization of the United Nations (FAO), marzo de 2005.
12. “Negocio de los biocombustibles en Argentina despegó con nueva ley” Biodiesel Uruguay, abril 2006
13. “Luces y sombras de la ley de biocombustibles en la Argentina”. If People, mayo 2006.
14. “Argentina reglamenta la ley de biocombustibles”. MERCOSUR ABC, mayo 2007.
15. “Base Legal en la Provincia de Santa Fe de la Energía no Convencional”. Planeta Soja, marzo 2007
16. “Bioetanol, el combustible ecológico de las plantas”. Portal El paranaense, julio 2006
17. “Panorama sobre el biodiesel”. Rogelio Tomás Pontón, 2006
18. “Actualidad sobre biocombustibles”, Claudio Molina., publicado en el semanario N° 1259 del 16 de junio de 2006
19. “La crisis energética y el papel de los biocombustibles”, Jorge Lapeña – Ponencia titulada, Tucumán, 27/04/07
20. “Generación de materias primas con fines energéticos”. I foro de cultivos alternativos, Sede INTA Chile, octubre 2006
21. “El combustible vegetal específico para el agro Biodiesel”, artículo del Ing. Jorge A. Hilbert. Instituto de Ingeniería Rural (INTA)
22. “I Jornada Nacional de Biocombustibles de NOA”, disertación de Claudio A. Molina, Tucumán, 29 Y 30 de marzo de 2007
23. “Biodiesel: Un moderno caballo de Troya”. Ricardo Luis Mascheroni (Docente e investigador U.N.L), www.Ecoportal.net / 16-01-07
24. “Análisis de ciclo de vida (ACV) de la producción de biodiesel (B100) en Argentina”, trabajo final de especialización en Gestión Ambiental de Sistemas

Agroalimentarios del Ing. Luis Panichelli. Universidad de Buenos Aires - Facultad de Agronomía, noviembre de 2006.

25. “Biodiesel y autoconsumo agropecuario: mitigando la amenaza del cambio de matriz energética y del cambio climático”, autor: Ing. M. Sc. Marcelo Rasetto; Apuntes y comentarios: Ing. Guillermo Midulla.. Federación Agraria Argentina -Proyecto BIOFAA.

Bibliografía CAPÍTULO II

1. Balance Energético Nacional Serie 1960-2005 Dirección Nacional de Prospectiva, Secretaría de Energía de la República Argentina.
2. Metodología de Balances de Energía. Organización Latinoamericana de Energía. Capacitación Energética Virtual Módulo 1.
3. Programa Nacional de Biocombustibles de la SAGPyA. Seminario Agroenergía – Biocombustibles Santiago de Chile. Comisión Nacional de Biocombustibles, julio de 2006.
4. Informe sobre el marco regulatorio de los Biocarburantes, con identificación de barreras para su desarrollo en España y especial consideración de los aspectos asociados a las actividades de logística y distribución. Comisión Nacional de Energía de España (CNE), septiembre de 2005.
5. Informe de seguimiento del mercado de combustibles nacional e internacional. C.E.C.H.A. Confederación de entidades del comercio de hidrocarburos y afines de la República Argentina. Informe N° 41, junio de 2007.

PARTE III

La cogeneración

Una herramienta para el uso racional de la energía

> autor O. Tomás Bonino

ÍNDICE PARTE III

La cogeneración

Una herramienta para el uso racional de la energía

III-1 Introducción

III-1.1 Historia

III-1.2 Beneficios

III-1.3 ¿Quiénes pueden cogenerar?

III-2 Elementos de un sistema de cogeneración

III-3 Clasificación de los sistemas de cogeneración

III-3.1 En base a la producción de electricidad y calor

III-3.2 En base al motor primario

III-3.2.1 Cogeneración con turbinas de vapor

III-3.2.2 Cogeneración con turbinas de gas

III-3.2.3 Cogeneración con ciclo combinado

III-3.2.4 Cogeneración con motor alternativo

III-3.3 Aislados o en islas / Integrados o interconectados

III-4 Criterios de diseño de una instalación de cogeneración

III-4.1 Análisis de consumo

III-4.2 Determinación de los costos de energía antes de la realización del proyecto de cogeneración

III-4.3 Planteo de las diferentes alternativas

III-4.4 Determinación de los costos de la energía de las diferentes alternativas planteadas

III-4.5 Estimación de las inversiones a realizar

III-4.6 Estudio de rentabilidad

III-5 La experiencia de España

III-5.1 Beneficios aportados por la cogeneración al sistema eléctrico español

III-6 La Unión Europea. Plan de acción para la eficiencia energética (2007-2012)

III-7 La cogeneración dentro este contexto

ANEXO PARTE III

III-1 Trigeneración

III-2 Método de absorción

Bibliografía PARTE III

LA COGENERACIÓN: Una herramienta para el uso racional de la energía

La provincia de Santa fe se caracteriza, como mencionamos y analizamos en el capítulo del Balance Energético propiamente dicho, por tener una fuerte presencia industrial. Como una lógica consecuencia de esto, dicho sector representa aproximadamente el 42% del consumo energético total, siendo este porcentaje el más importante entre todos los sectores.

Es por esta razón que estudiamos la Cogeneración como una técnica para lograr un importante ahorro energético en la industria, teniendo en cuenta los problemas que se han suscitado en el abastecimiento de energéticos (especialmente de gas) y sin dejar de lado el importante ahorro monetario que esto supone.

III-1 INTRODUCCIÓN

En una planta de generación termoeléctrica convencional se quema normalmente un combustible fósil para producir vapor a alta temperatura y presión, que se expande en una turbina para generar energía eléctrica.

A diferencia de un sistema convencional que produce sólo electricidad o sólo energía térmica, la Cogeneración de energía consiste en la producción simultánea o secuencial de energía mecánica y térmica a partir de una misma fuente de energía.

En el proceso de generación termoeléctrica, aún en las plantas más eficientes, se logra la conversión a electricidad de menos del 40% de la energía disponible como calor en el combustible; el resto se tira a la atmósfera en los gases productos de la combustión que salen por la chimenea de la caldera y en los sistemas de condensación y enfriamiento del vapor.

Los sistemas de cogeneración, en cambio, convierten la energía contenida en el combustible en 2 tipos de energías utilizables por la industria:

- energía mecánica y/o eléctrica.
- energía térmica, vapor útil o gases calientes para proceso.

Aprovechando mucho mejor la energía inicialmente contenida en los combustibles (o aumentando el rendimiento).

Aunque la cantidad de calor que se desecha a la atmósfera es muy grande, es de baja temperatura relativa, es decir, de baja capacidad para realizar un trabajo útil dentro de las plantas generadoras. Sin embargo, la mayoría de los procesos industriales y aplicaciones comerciales requieren de vapor y calor a baja temperatura. Así, ellos pueden combinar la producción de electricidad y calor para los procesos, aprovechando la energía que de otra forma se desearía, como ocurre en las termoeléctricas convencionales.

El propósito principal de la cogeneración es lograr un mejor aprovechamiento de los combustibles primarios, razón por la cual a esta técnica se la considera habitualmente en los programas de ahorro de energía como una alternativa fundamental.

III-1.1 Historia

El concepto de cogeneración no es nuevo, algunas plantas industriales lo han usado ya desde principio del siglo XX, inclusive en nuestro país. La encontramos en los ingenios azucareros, en las plantas de papel, siderúrgicas y en otros procesos; sin embargo su aplicación no obedecía, como lo hace actualmente, a la necesidad de ahorrar energía, sino al propósito de asegurar el abastecimiento de energía que en esos años era insuficiente y no confiable.

Ante las ventajas evidentes de los sistemas de cogeneración nos preguntamos sobre el por qué hasta ahora no se había desarrollado su aplicación y su divulgación. Por un lado, el bajo costo de los combustibles y el crecimiento de las redes de distribución hicieron que las compañías suministradoras bajaran sus precios y aumentaran su confiabilidad, con lo cual la cogeneración en la gran mayoría de los casos dejó de ser un negocio rentable. Así, poco a poco, los proyectos de cogeneración se fueron abandonando.

Los mismos factores de costo que desalentaron su crecimiento, sumados al desarrollo tecnológico y la problemática ambiental, son los que actualmente están haciendo que se impulse su uso principalmente en el ámbito industrial.

Debemos enfatizar que la cogeneración recibió el impulso técnico más importante en los años ochenta; consistente en la aplicación de las turbinas aeroderivadas en la generación de energía eléctrica, es decir, se tomaron las turbinas utilizadas en la aviación comercial y con pequeñas modificaciones se adaptaron a tierra y se acoplaron a generadores eléctricos siendo transformadas, por primera vez, en grupos turbogeneradores industriales.

Al mismo tiempo se desarrollaron nuevos materiales de alta resistencia mecánica para la fabricación de alabes de turbinas y se emplearon materiales cerámicos de alta resistencia térmica en la construcción de cámaras de combustión. También se lograron rendimientos en las turbinas de gas de hasta 35 %, (contra 25% obtenido en los años setenta) y se mejoraron los ciclos termodinámicos tradicionales.

Es importante resaltar el desarrollo de las calderas de recuperación con presiones múltiples, así como el inicio de la tecnología de gasificación de combustibles, el desarrollo de la fabricación de sistemas de cogeneración tipo paquete y la introducción de la aplicación del ciclo combinado, esto, sin olvidar que en todos los desarrollos se incluyó el uso de tecnologías limpias, es decir, con reducidas emisiones contaminantes a la atmósfera.

Es necesario recordar las máquinas alternativas de combustión interna (MCI), cuyo desarrollo en paralelo a las turbinas de gas se ha venido aplicando cada día más en los procesos de cogeneración, sobre todo por la creciente necesidad del transporte marítimo que ha permitido la disponibilidad de motores altamente eficientes, alcanzando rendimientos térmico / eléctricos del orden del 40%.

III-1.2 Beneficios

En los sistemas de cogeneración la energía empleada para generar la energía eléctrica y térmica es mucho menor a la utilizada en los sistemas convencionales de generación de energía eléctrica y térmica por separado, es decir, que de un 100% de energía contenida en el combustible, en una termoeléctrica convencional menos del 40% se convierte en energía eléctrica, el resto, como ya se mencionó, se pierde a través del condensador, los gases de escape, las pérdidas mecánicas y las pérdidas eléctricas por transformación y transmisión. En los sistemas de cogeneración se llega a aprovechar hasta un 80 % de la energía contenida en el combustible para la generación de energía eléctrica y calor al proceso (25-30% eléctrico y 59-54% térmico). Este proceso permite que el combustible que se agregue a un proceso para generar energía eléctrica por cogeneración, sea mucho menor que el usado en las plantas convencionales de generación de energía eléctrica para la misma generación.

Algunos beneficios generales de la cogeneración son:

- **Rendimiento de los sistemas de cogeneración:** Incrementar la capacidad de cogeneración en la industria, puede ayudar a reducir el consumo de combustibles que actualmente se usan en las plantas de generación de potencia.
- **Disminución de las pérdidas por transformación y distribución:** Las pérdidas por transformación y distribución disminuyen al tener a los sistemas generadores ubicados en los centros de consumo. Con la misma base anterior se estiman ahorros de 1.3 TWh anuales.
- **Menores inversiones requeridas en ampliar la capacidad instalada en el país:** Con los sistemas de cogeneración industrial se disminuye el crecimiento de la demanda de servicios públicos, por lo que el crecimiento de la oferta se puede realizar más lentamente, lo que implica disminuir la velocidad de construcción de nuevas plantas generadoras.
- **Disminución de las emisiones contaminantes:** Al disminuir globalmente el uso de energía primaria, las emisiones derivadas de la combustión de combustibles fósiles disminuyen (óxidos de nitrógeno, monóxido de carbono e hidrocarburos no quemados y derivados del azufre), con el consiguiente beneficio. Además, en la combustión del gas natural no se producen partículas sólidas. Éstas están contempladas en las políticas de globalización económica regional, así como la política internacional orientada a lograr un desarrollo sustentable (ver legislación de la Unión Europea).
- **Reducción de los costos de energía:** Al utilizar el calor para la generación de potencia, los costos de la compra de energía eléctrica disminuyen considerablemente. Se ha estimado que la reducción en la facturación energética total puede alcanzar hasta un 50%.
- **Mayor confiabilidad del servicio:** Generando su propia energía, en su propia planta, le da más confiabilidad y autosuficiencia a su suministro de energía. Un sistema de cogeneración conectado en paralelo con la red eléctrica como respaldo garantiza la continuidad en el suministro de energía eléctrica.
- **Mayor calidad del suministro:** Se puede corregir inmediatamente cualquier desviación del voltaje o la frecuencia.

A pesar de las muchas ventajas que tiene la utilización de la cogeneración, existen una serie de inconvenientes que se necesitan tomar en consideración antes de decidir la realización de un proyecto específico. Los principales son:

- Los sistemas de cogeneración requieren de una inversión substancial, que muchas compañías no están en disposición de erogar por tratarse de un proyecto que no incrementa su capacidad de producción, aunque sea altamente favorable.
- Los sistemas de cogeneración pueden llegar a ser complejos en su diseño, instalación y operación, por lo que requieren personas bien capacitadas en esta área.
- En algunos proyectos la economía puede ser muy sensible a los costos de energía eléctrica y de los combustibles que son impredecibles, aunque la tendencia normal es hacia la alza, por lo menos en el mediano plazo. Para los proyectos altamente dependientes de la venta de excedentes a la red, deben buscarse contratos a largo plazo con precios de compra que mantengan la rentabilidad del proyecto.

III-1.3 ¿Quiénes pueden cogenerar?

Puede cogenerar todo consumidor de energía térmica que la utilice a una temperatura inferior a los 500°C. De esta forma, todos los consumidores de vapor, fluido térmico, agua caliente, gases para secado o grandes consumidores de frío (ver anexo) son potenciales usuarios de sistemas de cogeneración. A su vez, no son potencialmente cogeneradores los grandes consumidores de electricidad que no requieran consumos térmicos, ni los grandes consumidores de calor que requieren elevadas temperaturas en su proceso. Las industrias típicamente cogeneradoras son: la textil, la química, la alimenticia, la papelería, así como las empresas del sector de extracción de minerales. También los grandes usuarios del sector terciario (grandes centros comerciales, hospitales, complejos hoteleros, hipermercados) son potenciales usuarios y en un futuro sin dudas se utilizarán sistemas de distribución de calor y frío en centros urbanos.

Otro aspecto a considerar, al determinar la capacidad cogeneradora de un centro, es su régimen de trabajo (horario de uso del calor) y las variaciones de la demanda a lo largo del día (modulación) y del año (estacionalidad) y sobre todo su consumo anual, ya que por debajo de ciertas cantidades los proyectos no suelen resultar económicos.

III-2 ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE COGENERACIÓN

Los principales elementos constituyentes de un sistema genérico de cogeneración son:

- Motor primario
- Elemento de recuperación de calor de desperdicio
- Sistema de transmisión de energía
- Sistemas auxiliares (bombas, compresores, alternador, etc.)
- Sistema de control

El componente más importante es el motor primario, el cual convierte la energía del combustible en la energía que suministra la flecha. Los dispositivos de conversión más ampliamente utilizados son las turbinas de vapor, las turbinas de gas y los motores de combustión interna o alternativos.

Existe una gran variedad de equipos para la recuperación del calor de desperdicio, por lo que la selección adecuada de éstos dependerá del uso que se les vaya a dar. Estos pueden ir desde sistemas de baja presión de distribución de vapor a la salida de las extracciones de las turbinas, hasta calderas de recuperación para extraer la energía de los gases producidos en una turbina de gas.

Los sistemas de control son necesarios para la automatización del primotor, la operación segura del sistema de recuperación de calor y en general, para la operación eficiente del sistema.

III-3 CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE COGENERACIÓN

III-3.1 En base a la producción de electricidad y calor

Los sistemas de cogeneración pueden clasificarse de acuerdo con el orden de producción de electricidad y energía térmica en:

- Sistemas superiores (Topping Cycles).
- Sistemas inferiores (Bottoming Cycles).

Los sistemas superiores de cogeneración, que son los más frecuentes, son aquellos en los que una fuente de energía primaria (como el gas natural, diesel, carbón u otro combustible similar) se utiliza directamente para la generación de energía eléctrica en el primer escalón. A partir de la energía química del combustible se produce un fluido caliente que se destina para generar la energía mecánica y la energía térmica resultante, denominado calor residual como vapor o gases calientes, es suministrada a los procesos industriales ya sea para secado, cocimiento o calentamiento, que constituyen el segundo escalón. Este tipo de sistemas se utiliza principalmente en la industria textil, petrolera, celulosa y papel, cervecera, alimenticia, azucarera, donde sus requerimientos de calor son moderados o bajos con temperaturas de 250 ° C a 600 ° C.

En los sistemas inferiores la energía primaria se utiliza directamente para satisfacer los requerimientos térmicos del proceso del primer escalón y la energía térmica residual o de desecho, se usa para la generación de energía eléctrica en el segundo escalón. Los ciclos inferiores están asociados con procesos industriales en los que se presentan altas temperaturas como el cemento, la siderúrgica, vidriera y química. En tales procesos resultan calores residuales del orden de los 900 ° C, que pueden ser utilizados para la producción de vapor y electricidad.

Existe una gran variedad de equipos y tecnologías para una aplicación específica de cogeneración. Cada tecnología tiene sus características propias, que deben ser consideradas en el contexto de los requerimientos específicos del lugar.

III-3.2 En base al motor primario

Otra clasificación generalmente empleada para los sistemas de cogeneración, es la que se basa en el tipo de motor primario empleado para generar la energía eléctrica, con la cual se tiene:

- Cogeneración con turbina de vapor.
- Cogeneración con turbina de gas.

- Cogeneración con ciclo combinado.
- Cogeneración con motor alternativo (reciprocante).

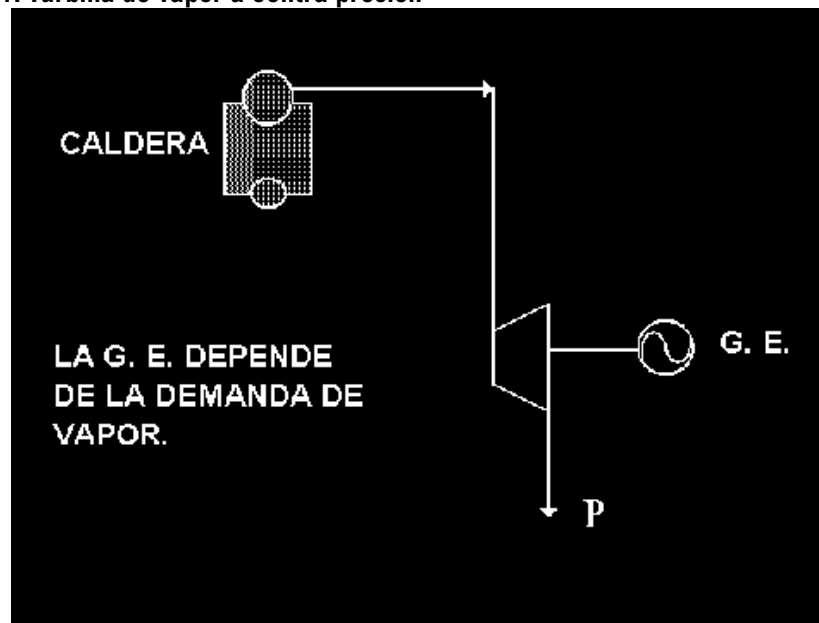
III-3.2.1 Cogeneración con turbinas de vapor

En este sistema la energía mecánica se produce por la turbina mediante la expansión del vapor de alta presión, generado en una caldera convencional.

Las turbinas de vapor se dividen en dos tipos: de contrapresión y de extracción / condensación.

En las turbinas de contrapresión la principal característica es que el vapor, cuando sale de la turbina se envía directamente al proceso industrial sin necesidad de contar con un condensador y equipo periférico, como la torre de enfriamiento.

GRÁFICO III-1: Turbina de vapor a contra presión



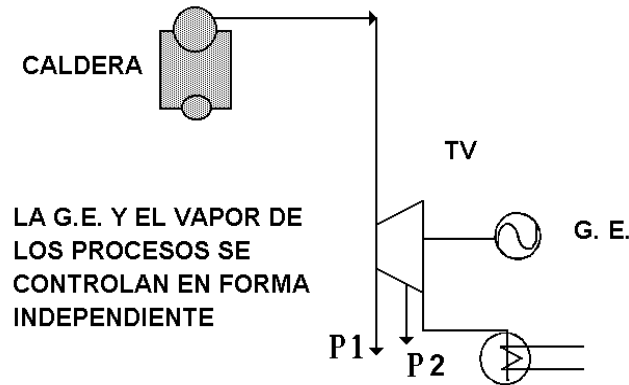
Fuente: CONAE

En la turbina de extracción / condensación, una parte del vapor puede extraerse para uso industrial a presión mayor que la atmosférica en uno o varios puntos de la turbina antes de la salida al condensador, obteniendo así, vapor a proceso a varias presiones, mientras que el resto del vapor se expande hasta la salida del condensador.

En las turbinas de condensación, la salida de vapor expandido en la turbina pasa al condensador a una presión inferior a la presión atmosférica, aprovechando al máximo la capacidad de expansión del vapor.

Estos sistemas se aplican principalmente en aquellas instalaciones en las que la necesidad de energía térmica respecto a la eléctrica tiene una relación de 4 a 1 o mayor.

GRÁFICO III.2: Turbina de vapor a extracción condensación



Fuente: CONAE

Porcentajes energéticos aproximados²²:

Electricidad.....	13%
Vapor de baja presión.....	70%
Pérdidas en gases.....	13%
Otras pérdidas.....	4%

Ventajas:

- Capacidades entre 500 kW y 100 000 kW o más.
- Alta eficiencia global del sistema (90%).
- Alta seguridad de operación.
- Bajo costo de mantenimiento (aproximadamente la mitad que una turbina de gas)
- Larga vida útil (25 años).

Desventajas:

- Altos costos de inversión.
- Tiempo de arranque muy lento.
- Baja relación de energía eléctrica / energía térmica (15%).
- Instalación mas pesada y compleja

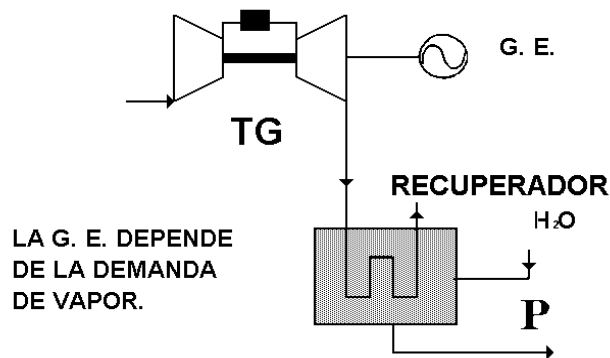
III-3.2.2 Cogeneración con turbinas de gas

En este sistema el combustible es quemado con aire previamente comprimido en una cámara de combustión; los gases de combustión generados a alta temperatura y presión se expanden en una turbina de gas, para convertirse en energía mecánica, la que podrá ser transformada en energía eléctrica usando un alternador. Los gases de escape tienen

²² Porcentajes según CONAE

una temperatura que va de 500 a 650°C. Estos gases son relativamente limpios y por lo tanto se pueden aplicar directamente a los procesos de combustión posteriores, ya que tienen un contenido de oxígeno de alrededor del 15% al 16%, y debido a su alta temperatura suelen ser empleados, a su vez, para producir otro fluido caliente como vapor, aire, o agua. La cogeneración con turbina de gas resulta muy adecuada para los procesos en los que se requiere de una gran cantidad de energía térmica.

GRÁFICO III-3: Turbina de gas



Fuente: CONAE

Porcentajes energéticos aproximados:

Electricidad.....	30%
Energía calorífica.....	70%
Pérdidas en gases.....	13%
Otras pérdidas.....	2%

Ventajas:

- Amplia gama de capacidades, desde 500 kW hasta 265 MW.
- Altas eficiencias de conversión de energía térmica.
- Eficiencias de conversión a energía eléctrica del 27%.
- Alcanza eficiencias globales superiores al 80%.
- Alta seguridad de operación.
- Bajo costo relativo de inversión.
- Tiempo corto de arranque
- Requiere de poco espacio.

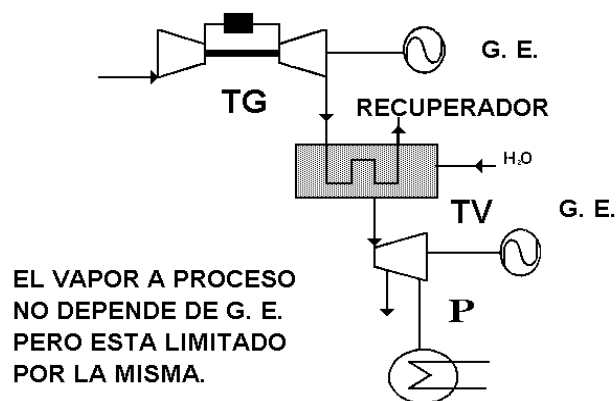
Desventajas:

- Baja eficiencia en carga parcial
- Vida útil relativamente baja
- Limitantes en cuanto al combustible usado

III-3.2.3 Cogeneración con ciclo combinado

A este sistema se lo caracteriza porque emplea una turbina de gas y una turbina de vapor. En este sistema los gases producidos en la combustión de la turbina de gas se emplean para producir vapor a alta presión a través de una caldera de recuperación, para posteriormente alimentar a la turbina de vapor, sea de contrapresión o extracción-condensación y producir por segunda vez energía eléctrica, utilizando el vapor a la salida de la turbina o de las extracciones directamente en los procesos. El ciclo combinado se aplica en procesos donde la razón potencia / calor es alta.

GRÁFICO III-4: Esquema de ciclo combinado



Fuente: CONAE

Ventajas:

- Alta producción de electricidad
- Elevada eficiencia térmica
- Operación flexible

Desventajas:

- Limitantes en cuanto al empleo de combustibles.
- Alto costo de inversión.

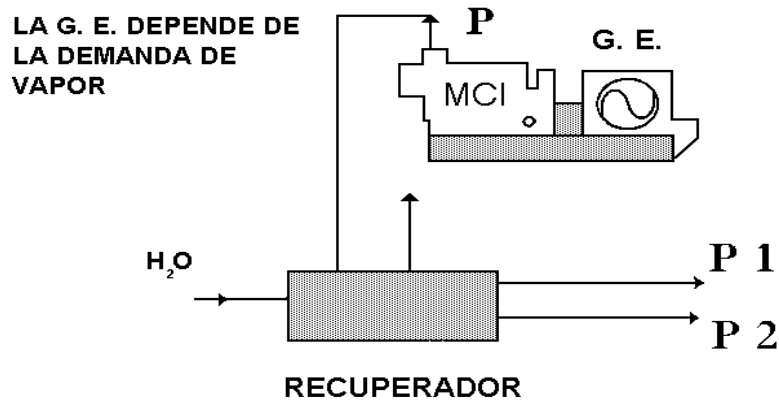
III-3.2.4 Cogeneración con motor alternativo

El conjunto cilindro-pistón y el mecanismo de biela-manivela son los componentes esenciales de los motores alternativos. En la cámara de combustión formada por la culata del pistón y en las proximidades del punto muerto superior, tiene lugar el proceso de combustión produciéndose a continuación la expansión de los gases que acciona el pistón. Este movimiento alternativo del pistón es transformado en movimiento rotativo en el eje por un mecanismo biela-manivela

Este sistema arroja la mayor generación eléctrica por unidad de combustible consumido, alrededor del 34% al 40%, aunque los gases residuales son a baja temperatura (200°C a 250°C). Sin embargo, en aquellos procesos en los que se puede adaptar, la eficiencia de

cogeneración alcanza valores similares a los de las turbinas de gas. Con los gases residuales, se puede producir vapor de baja presión (alrededor de 10 a 15 kg/cm²) o agua caliente de 80° C a 100° C.

GRÁFICO III-5: Motor alternativo



Fuente: CONAE

Porcentajes energéticos aproximados:

Electricidad.....	36%
Vapor de baja presión.....	34%
Pérdidas en gases.....	18%
Otras pérdidas.....	12%

Ventajas:

- Alta eficiencia de producción de energía eléctrica (hasta 40%).
- Eficiencia global del sistema del orden del 70%.
- Bajo costo de inversión.
- Vida útil larga (25 años).
- Capacidades desde 15 kW a mayores de 20,000 kW
- Alta eficiencia a baja carga.
- Consumo medio de agua de enfriamiento
- Requiere de poco espacio para su instalación

Desventajas:

- Altos costos de mantenimiento.
- Baja temperatura de la energía térmica producida
- Dispersidad de la energía

III-3.3 Aislados o en islas / Integrados o interconectados

Los primeros son sistemas no conectados a la red eléctrica. La regulación de potencia y frecuencia generada se realiza a través del régimen de giro del grupo generador, mientras que los segundos son sistemas en paralelo con la red eléctrica. En este caso se cuenta con un respaldo para el suministro eléctrico.

III-4 CRITERIOS DE DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN DE COGENERACIÓN

Cuando en una fábrica se está consumiendo energía calorífica y energía eléctrica en una cantidad importante, con un número elevado de horas de funcionamiento, vale la pena realizar un análisis de viabilidad de un proyecto de cogeneración que comprenda:

- Análisis de consumo
- Determinación de los costos de energía antes de la realización del proyecto de la cogeneración.
- Planteo de las diferentes alternativas.
- Determinación de los costos de la energía de las diferentes alternativas planteadas.
- Estimación de las inversiones a realizar
- Estudio de rentabilidad

III-4.1 Análisis de consumo

El objeto de este análisis es obtener una idea suficientemente exacta de cuál es la modulación de consumos de energía eléctrica y calorífica del año.

Para obtener la mencionada modulación se deberá:

1. Determinar los períodos de parada y funcionamiento de cada uno de los aparatos consumidores de la instalación. Para realizar un estudio de viabilidad correcto será necesario no sólo obtener el total de horas de parada y funcionamiento, sino también situarlas cronológicamente, dado que los consumos de energía tienen diferente costo económico en función de que se den en horas de pico, valle o llano. También deberá tenerse en cuenta que los rendimientos de los elementos motores varía con la temperatura de admisión del aire y ésta sufre oscilaciones diarias y estacionales.
2. Cuando, además de los contadores de energía eléctrica, existan contadores de consumos de energía calorífica, se deberán efectuar lecturas de los mismos con la mayor frecuencia posible. La información más completa es la que se obtiene de contadores provistos de registros gráficos.
3. Cuando no haya contadores de energía calorífica individualizados para cada uno de los puntos de consumo, se partirá de los datos de consumos existentes (mensuales o diarios). Tomando en consideración el número de horas de funcionamiento y la variación de carga, se obtendrá una estimación de la carga horaria.

La variación de carga en una fábrica suele tener carácter estacional y también variar diariamente.

1. Se debe intentar obtener datos no sólo de los consumos de energía calorífica, sino también de las producciones de vapor cuando la energía calorífica se destine a la producción de vapor, ya que se debe tener en cuenta que cuando sea necesario instalar un nuevo generador de vapor o en recuperador de calor el rendimiento será distinto del que tenía el antiguo generador.
2. Cuando las medidas de consumos se realicen mediante contadores se deberá evitar que el período de tiempo que se destine a este efecto coincida con un período de fabricación de temporada que no sea representativo de los consumos a lo largo del año. Cuando se den este tipo de fabricaciones será necesario efectuar medidas representativas en cada uno de los períodos especiales de fabricación y determinar lo más fidedignamente posible la duración de los mismos.
3. Por último deberá estudiarse la posibilidad de eliminar los mínimos y los máximos puntuales de consumos que sean de corta duración.

III-4.2 Determinación de los costos de energía antes de la realización del proyecto de cogeneración

Es necesario hacer una valoración previa correcta de los costos de la energía cuando se pretenda definir la viabilidad de un proyecto de cogeneración.

De acuerdo con la estructura tarifaria eléctrica, se deberá conocer la tarifa aplicada, el tipo de discriminación horaria y los consumos de horas pico, valle y llano. Toda esta información puede obtenerse de las facturas correspondientes de la energía eléctrica durante un período de un año.

III-4.3 Planteo de las diferentes alternativas

Una vez que se ha realizado el análisis de consumos, la descripción del funcionamiento de la instalación y la estimación de los costos de la energía, se procederá a plantear una serie de alternativas de cogeneración que deben contemplar los distintos primotores, así como una variada gama de potencias en función del factor limitante de diseño.

III-4.4 Determinación de los costos de la energía de las diferentes alternativas planteadas

Una vez que se ha realizado el planteo de las distintas hipótesis de cogeneración que pueden darse en una instalación industrial, y antes de estimar los costos de la energía en las citadas alternativas, será necesario realizar los balances de consumo de energía en cada una de ellas. Este balance debe incluir:

1. Consumo anual de energía en el primotor (turbina de gas a motor de gas)
2. Consumo anual de energía calorífica en post-combustión (quemador vena de aire, caldera).
3. Energía eléctrica autogenerada al año, distinguiendo las cantidades que se autogenera en horas pico, valle o llano.
4. Energía eléctrica que será necesario comprar a la red realizando también la distinción mencionada anteriormente.
5. Energía eléctrica que será necesario vender a la red (teniendo en cuenta las cuestiones legales que le permitan hacerlo) haciendo nuevamente la misma distinción

III-4.5 Estimación de las inversiones a realizar

Una evaluación correcta de las inversiones tiene la misma importancia que un análisis exhaustivo de los consumos. Por lo tanto, si se tiene en cuenta que el costo de los equipos varía considerablemente con la potencia y que además también lo hace en el tiempo, la mejor manera de estimar la inversión a realizar en un proyecto de cogeneración será pedir ofertas a los diferentes proveedores de cada una de las partidas que componen el proyecto. Estas partidas son:

1. El grupo motor-alterador (es lógicamente la partida mas importante en una instalación de cogeneración). El costo por kW instalado al grupo es distinto según el primotor sea una turbina de gas, de vapor, de ciclo combinado o bien un motor alternativo. En líneas generales el coste por kW desciende en el caso de las turbinas de gas y de las turbinas de vapor a medida que aumenta su potencia, estando por debajo el de las turbinas de vapor con relación a las turbinas de gas. Los motores diesel y motores a gas tienen un coste por kW inferior al de las turbinas de gas de potencia equivalente, siendo además menor su oscilación a medida que aumenta la potencia.
2. Los sistemas de recuperación de calor son otra gran partida que debe considerarse en los grupos de cogeneración. El costo por kW (potencia referida al elemento motor) en los sistemas de cogeneración se incrementa en función de la complejidad de los mismos y también disminuye con la potencia.
3. Componentes que solamente por su menor relevancia económica pueden englobarse. Éstos son:
 - Quemadores post-combustión.
 - Instalación eléctrica (transformación, interconexión, protección, cableado, etc).
 - Equipos complementarios (tratamiento de agua de alimentación, desgasi-ficadores, intercambiadores, bombas y ventiladores, acumuladores de vapor, etc).
 - Conducciones de gas y vapor.
 - Proyecto, instalación y obra civil.

El conjunto de todas estas partidas variará fundamentalmente en función del equipo de cogeneración seleccionado. Naturalmente, en un aprovechamiento directo de los gases en un secadero, todas las correspondientes al vapor carecen de sentido y la inversión por estos conceptos es inferior. Normalmente el conjunto de las englobadas en este apartado oscilan entre el 15% y 30% del total de la inversión a realizar.

III-4.6 Estudio de rentabilidad

Cuando se haya realizado la estimación de los costos de la energía en la situación previa a la cogeneración, la estimación de los costes tras la instalación de cogeneración y la estimación de la inversión a realizar, se estará en condiciones de calcular los ahorros económicos derivados de esta instalación y, una vez deducidos los costes de mantenimiento, se realiza el análisis de rentabilidad económica. Este análisis debe contemplar los siguientes parámetros:

1. **Período de retorno bruto de la inversión:** Es el cociente entre la inversión neta y los ahorros netos anuales. Este parámetro se utiliza frecuentemente en la industria y de acuerdo con el criterio del empresario industrial se admiten para el mismo valores inferiores a los 5 años.
2. **Valor actual neto (VAN):** Es la diferencia entre los ahorros descontados netos totales durante un período de tiempo determinado y la inversión neta descontada. Para ello se fijará una tasa de descuento que es la diferencia entre el interés comercial (o tasa de la mejor alternativa de inversión) y la tasa de inflación y también se debe fijar un período de funcionamiento de la instalación (normalmente 10 años). Se entiende que el VAN resultante debe ser mayor a cero.
3. **Tasa interna de retorno (TIR):** Es el valor de la tasa de descuento que hace que el VAN se anule. Indica cuál debería ser el interés comercial del dinero para el cual la operación sería indiferente. Cuando la TIR sea superior al interés comercial que pueda obtenerse del mercado, el proyecto de cogeneración será recomendable.

III-5 LA EXPERIENCIA DE ESPAÑA

A partir de 1980 con la ley 82/80 de conservación de la energía, se inició el desarrollo de los sistemas de cogeneración en España, habiéndose instalado hasta 2003 unos 5.500 MW de potencia eléctrica repartidos aproximadamente en 800 instalaciones. Dicho desarrollo ha sido considerado por la COGEN ESPAÑA²³ como un gran éxito, que ha contribuido enormemente a la modernización del sistema eléctrico del país. Esta energía cogenerada representaba el 12% de la demanda global, aportando una eficiencia energética superior a la que hubieran aportado 5.500 MW en centrales de ciclo combinado. En el año 2000 el conjunto de las plantas de cogeneración en España produjeron tanta electricidad como la producida hidráulicamente y el 40% de la producida con centrales de combustibles fósiles en centrales de carbón y fuel-gas.

Sin embargo, el crecimiento de la cogeneración se paralizó prácticamente tras la publicación del RD 2818/1998²⁴, que impuso fuertes barreras al desarrollo de nuevas plantas; fundamentalmente, la transitoriedad del soporte. Paralelamente, la crisis petrolera de 1999 incrementó el precio del gas natural en forma espectacular. Esto, junto con la continuada baja de las tarifas eléctricas, condujo a fuertes pérdidas en algunos cogeneradores.

El conjunto de estos factores acabó con la confianza en la rentabilidad de estos proyectos y se produjo un estancamiento en su desarrollo, a pesar de que la ley 54/1997²⁵ aseguraba una teórica rentabilidad razonable.

Esta situación nos lleva a la pregunta ¿Por qué siendo la cogeneración el sistema más eficiente ha sufrido las máximas consecuencias del incremento de precio de los combustibles? La respuesta a esta pregunta es simple: porque las centrales térmicas de

²³ Asociación española para la promoción de la cogeneración (Barcelona)

²⁴ Real Decreto 28/1998 del 23 de diciembre de ese año, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración (España)

²⁵ Ley 54/1997 del 27 noviembre de ese año, del Sector Eléctrico (España)

fuel-gas del régimen ordinario sólo precisan estar operativas pocas horas al año (gracias a las producciones de los cogeneradores) y porque el carbón y el uranio usado en sus centrales no modificaron su precio en forma sensible.

A partir de los años 2002 y 2003 el fuerte incremento de la demanda ha obligado al régimen ordinario a utilizar gas natural en sus centrales convencionales y en las nuevas de ciclo combinado. A partir de ese momento, tanto los generadores ordinarios como los cogeneradores utilizan el mismo combustible y las plantas vuelven a ser competitivas.

III-5.1 Beneficios aportados por la cogeneración al sistema eléctrico español

- Los cogeneradores han instalado 800 plantas en el período 1985-2003 con una potencia total de 5,5 GW, habiéndose realizado una inversión total de 4000 millones de euros. La mayor parte de las plantas (87%) están en el sector industrial y el 13% restante en el sector servicios. Estas cifras aún son superiores si se considera la potencia y no el número de plantas (97% - 3% respectivamente).
- Los usuarios de las instalaciones de cogeneración hasta 1998 consiguieron buenos rendimientos económicos que, en general, se aplicaron a la mejora de su competitividad industrial al poder disponer de energía más barata en momentos en que en España la electricidad era de las más caras de Europa.
- En el año 2000 la cogeneración en España produjo 27,2 TWh de electricidad con una eficiencia global media del 73% y un rendimiento eléctrico equivalente (REE) medio del 55-56%. En ese momento las centrales térmicas de carbón y fuel-gas tenían rendimientos globales y eléctricos del orden del 35-40%. Para generar esta misma electricidad las centrales del sector eléctrico hubiesen precisado $27,2 / 0,35 \approx 77-78$ TWh/año de gas natural o fuel, que a 19 €/MWh hubiesen supuesto un gasto al régimen ordinario, solo en combustible, de 1500 millones de euros en ese año.
- Las centrales de cogeneración consumieron unos 100 TWh de combustible, con lo que se produjeron los mencionados 27,2 TWh de electricidad y aportaron simultáneamente un calor útil a sus usuarios térmicos del orden de 46 TWh/a. Esto evitó un consumo de combustible para producir energía térmica del orden de $46 / 0,90 = 50$ TWh.
- Por lo tanto, la cogeneración utilizó para producir electricidad $100-50 = 50$ TWh, lo que supuso un ahorro de importaciones de combustible de $78-50 = 28$ TWh para España, que evitó un costo de 532 millones de euros.
- Las pérdidas medias de transporte y distribución del sistema eléctrico han disminuido en forma sensible, probablemente gracias al desarrollo de la cogeneración por su carácter de producción distribuida, (es el único motivo aparente ya que las redes del sistema prácticamente no han sufrido variaciones apreciables en la última década) como se pueden comprobar comparando las tasas de pérdidas publicadas. Las mismas se redujeron del 30% al 15% de 1997 a 2001.

III-6 LA UNIÓN EUROPEA. Plan de acción para la eficiencia energética (2007-2012)

La Comisión Europea ha adoptado un plan de acción cuya finalidad es reducir el consumo de energía en un 20 % de aquí a 2020. Este plan de acción incluye medidas

destinadas a mejorar el rendimiento energético de los productos, los edificios y los servicios; mejorar la eficiencia de la producción y la distribución de energía; reducir el impacto de los transportes en el consumo energético; facilitar la financiación y la realización de inversiones en este ámbito, y suscitar y reforzar un comportamiento racional con respecto al consumo de energía, así como reforzar la acción internacional en materia de eficiencia energética.

Este plan de acción, aprobado el 19 de octubre de 2006, tiene por objeto movilizar al público en general, a los responsables políticos y a los agentes del mercado, y transformar el mercado interior de la energía para ofrecer a los ciudadanos de la Unión Europea (UE) las infraestructuras (incluidos los edificios), los productos (aparatos y automóviles, entre otros), los procesos y los sistemas energéticos más eficientes del mundo.

El objetivo del plan de acción es controlar y reducir la demanda de energía, así como actuar de forma selectiva en relación con el consumo y el abastecimiento de energía, a fin de conseguir ahorrar un 20 % del consumo anual de energía primaria de aquí a 2020 (con respecto a las previsiones de consumo energético para 2020). Este objetivo corresponde a la realización de un ahorro de alrededor del 1,5 % al año de aquí a 2020.

Para realizar un ahorro de energía significativo y duradero, es necesario, por una parte, desarrollar técnicas, productos y servicios eficientes desde el punto de vista energético y, por otra parte, modificar los comportamientos para consumir menos energía y conservar, al mismo tiempo, la misma calidad de vida. El plan expone una serie de medidas a corto y a mediano plazo, encaminadas a realizar este objetivo.

El plan de acción abarca un período de 6 años, del 1 de enero de 2007 al 31 de diciembre de 2012. La Comisión considera que este período será suficiente para la adopción y la transposición de la mayoría de las medidas que propone. En 2009 se realizará una evaluación intermedia.

III-7 LA COGENERACIÓN DENTRO DE ESTE CONTEXTO

Según la Directiva 2004/8/CE²⁶, el potencial de la cogeneración con vistas al ahorro energético está siendo infrutilizado actualmente en la Comunidad UE; por lo tanto se propone facilitar la instalación y la puesta en marcha de centrales eléctricas de cogeneración, con el fin de economizar energía y luchar contra el cambio climático.

El objetivo de la Directiva es establecer un marco común transparente para fomentar y facilitar la instalación de centrales de cogeneración en los lugares donde existe o se prevé una demanda de calor útil. Este objetivo general se desdobra en dos aspectos específicos:

- A corto plazo, consolidar las instalaciones de cogeneración existentes y fomentar nuevas centrales.

²⁶ Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo, del 11 de febrero de 2004, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía y por la que se modifica la Directiva 92/42CEE.

- A mediano y largo plazo, crear el marco necesario para que la cogeneración de alto rendimiento destinada a reducir las emisiones de CO₂ y de otras sustancias contribuya al desarrollo sostenible.

Actualmente, en algunos Estados miembros ya existen ejemplos de desarrollo reglamentario, como en Bélgica (certificados verdes y cuotas de cogeneración), Alemania (ley sobre la cogeneración) y la ya citada España (Decreto sobre la venta de la electricidad de cogeneración).

La Comisión debía establecer antes del 21 de febrero de 2006 valores de referencia de la eficiencia armonizados para la producción por separado de electricidad y calor. Revisará, por primera vez, el 21 de febrero de 2011 y posteriormente cada cuatro años, estos valores de referencia armonizados, a fin de tener en cuenta la evolución tecnológica y los cambios surgidos en la distribución de las fuentes de energía.

Basándose en dichos valores de referencia de la eficiencia armonizados, los Estados miembros garantizarán, a más tardar a los seis meses de la adopción de dichos valores, que el origen de la electricidad producida a partir de la cogeneración de alta eficiencia pueda identificarse según criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios establecidos por cada Estado miembro.

Los Estados miembros velarán porque dicha garantía de origen de la electricidad permita a los productores demostrar que la electricidad que venden ha sido producida mediante cogeneración de alta eficiencia.

La garantía de origen especificará:

- El valor calorífico inferior de la fuente de combustible a partir de la cual se haya producido la electricidad, el uso del calor generado juntamente con la electricidad y, por último, las fechas y lugares de producción.
- La cantidad de electricidad de cogeneración de alta eficiencia.
- El ahorro de energía primaria basado en los valores de referencia de la eficiencia armonizados fijados por la Comisión.

Los Estados miembros elaborarán un análisis del potencial nacional de aplicación de la cogeneración de alta eficiencia. Por primera vez el 21 de febrero de 2007 y, posteriormente, cada cuatro años, previa petición de la Comisión formulada al menos con seis meses de antelación, los Estados miembros evaluarán los progresos realizados en el aumento de la participación de la cogeneración de alta eficiencia.

Los Estados miembros o los organismos competentes designados por éstos evaluarán el marco legal y reglamentario en vigor en lo que respecta a los procedimientos de autorización. Esta evaluación se efectuará con vistas a:

- Fomentar el diseño de unidades de cogeneración que respondan a demandas económicamente justificables de calor útil y evitar la producción de calor excedente.
- Reducir los obstáculos reglamentarios y no reglamentarios al desarrollo de la cogeneración.

- Racionalizar y acelerar los procedimientos al nivel administrativo apropiado; y velar porque las reglas sean objetivas, transparentes y no discriminatorias.

ANEXO PARTE III

III-1 Trigeneración

El concepto de trigeneración se basa en la producción conjunta de calor, electricidad y frío. Una planta de trigeneración es sensiblemente igual a una de cogeneración, a la que se le añade un sistema de absorción para la producción de frío.

El calor residual que se obtiene es la suma del producido por la generación de electricidad, más el sustraído del proceso de refrigeración, con lo que se consigue más cantidad de calor aunque a menor temperatura, con la desventaja de que las posibles aplicaciones de este calor pueden verse reducidas

Sin embargo, las diferencias conceptuales son mucho más importantes. Efectivamente, la cogeneración, que en principios no era posible en centros que no consumieran calor, puede acceder a centros que precisen frío que se produzca con electricidad. Existen en este aspecto oportunidades importantes en las industrias del sector alimentario, que de otra forma no serían cogeneradores potenciales.

Otro mercado que abre el concepto de trigeneración es el sector terciario, donde además de necesidades de calefacción y agua caliente (hospitales, hoteles, etc) se requieren importantes cantidades de frío para climatización, que consume una gran cantidad de la demanda eléctrica. La estacionalidad de estos consumos (calefacción en invierno y climatización en verano) impediría la normal operación de una planta de cogeneración clásica. Por el contrario, una planta de trigeneración puede funcionar eficientemente durante muchas horas al año en este tipo de centros.

III-2 Método de absorción

El sistema refrigeración por absorción es un medio de producir frío que, al igual que en el sistema de refrigeración por compresión aprovecha que ciertas sustancias absorben calor al cambiar de estado líquido a gaseoso. Así como en el sistema de compresión el ciclo se hace mediante un compresor, en el caso de la absorción, el ciclo se basa físicamente en la capacidad que tienen algunas sustancias, como el Bromuro de litio, de absorber otra sustancia, tal como el agua, en fase de vapor. Otra posibilidad es emplear el agua como sustancia absorbente (disolvente) y la absorbida (solute) es el amoníaco. Como los sistemas de compresión, el sistema requiere una torre de enfriamiento para disipar el calor sobrante.

Bibliografía PARTE III

1. “Metodología para el análisis de pre-viabilidad en los sistemas de cogeneración”. Comisión nacional para el ahorro de energía de México (CONAE), julio 1999.
2. “Montaje y control de calidad de un grupo cogenerador”. Garrido Gómez, Gómez Márquez, Gonzáles Matas. Escuela técnica superior de Ingeniería Industrial de Béjar, mayo 1998.
3. “Termodinámica y maquinas térmicas” Apunte de cátedra de la materia sobre cogeneración de la Carrera de Ingeniería Industrial de la facultad de Ciencias exactas, ingeniería y agrimensura de la UNR (2001).
4. “La cogeneración como sistema de eficiencia energética. Nuevo marco legal para el desarrollo de la cogeneración”. Asociación española para la promoción de la cogeneración (Barcelona) - COGEN
5. “La Eurocámara pide objetivos más ambiciosos y vinculantes para la cogeneración de electricidad y calor” [www.eco2site.com], mayo 2003.
6. Actividades de Unión Europea. Síntesis de la legislación.
7. “Plan de acción para la eficiencia energética (2007-2012)” [www.europa.eu], mayo 2007.
8. “La cogeneración” [www.europa.eu], mayo 2007.

PARTE IV

Los mercados energéticos argentinos

Estado de situación y análisis histórico

> autor O. Tomás Bonino

ÍNDICE PARTE IV

Los mercados energéticos argentinos

Estado de situación y análisis histórico

IV-1 El Mercado eléctrico en Argentina

- IV-1.1 Síntesis histórica
 - IV-1.1.1 El sistema eléctrico nacional y sus diferentes etapas, al cabo de los años
 - IV-1.1.2 En particular las últimas cuatro décadas
- IV-1.2 El Sistema Argentino de Interconexión
 - IV-1.2.1 Generación
 - IV-1.2.2 Transporte
 - IV-1.2.3 Distribución
- IV-1.3 El Mercado Eléctrico Mayorista
- IV-1.4 La Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe
 - IV-1.4.1 Breve reseña histórica
 - IV-1.4.2 La Dirección Provincial de la Energía (DPE)
- IV-1.5 Las cooperativas eléctricas en la Provincia
 - IV-1.5.1 Rufino
 - IV-1.5.2 Las Toscas

Bibliografía sobre el Mercado Eléctrico Argentino

IV-2 Mercado de los Combustibles

- IV-2.1 Breve reseña histórica de la explotación petrolera en la Argentina / YPF
- IV-2.2 Estructura del sector
- IV-2.3 Refinerías
- IV-2.4 Estaciones de servicio
- IV-2.5 Precios

Biografía sobre el Mercado de combustibles

IV-3 Mercado del Gas natural

- IV-3.1 Características del Gas Natural
- IV-3.2 Características de la actividad
- IV-3.3 Historia de Gas del Estado
- IV-3.4 Estructura actual del sector
- V-3.4.1 Expansión de los sistemas de transporte y distribución
- IV-3.5 El Mercado Electrónico del Gas (MEG)
- IV-3.6 Litoral Gas
- IV-3.6.1 Clientes

Bibliografía sobre el mercado del Gas Natural

IV-4 Mercado del Gas Licuado de Petróleo

- IV-4.1 Breve descripción del GLP
- IV-4.2 Usos del GLP
- IV-4.3 Sustitutos del GLP
- IV-4.4 Descripción del mercado
- IV-4.3.1 Gas del Estado (hasta 1994)
- IV-4.3.2 Liberación de los mercados (ley 24.076)
- IV-4.4.3 Ley 26.020 / Marco regulatorio
- IV-4.5 Fraccionamiento
- IV-4.6 Comercialización
- IV-4.7 Precios
- IV-4.8 Algunas condiciones de seguridad en la etapa de fraccionamiento y distribución
- IV-4.9 Centros de canje

Bibliografía sobre el mercado del Gas Licuado de Petróleo

IV-1 EL MERCADO ELÉCTRICO EN ARGENTINA

V-1.1 Síntesis histórica

La historia de nuestro sistema eléctrico comenzó en 1887 con la aparición de la Compañía General Eléctrica Ciudad de Buenos Aires. La expansión del sistema se vio impulsada por la creciente demanda manifestada desde 1950 hasta 1980, con una apertura hacia los consumos del interior del país, debido a que la economía argentina registraba un fuerte proceso de industrialización, el cual reclamaba un suministro confiable, que en general no se prestaba. Las empresas que se habían formado en ese entonces no constituían un mercado eléctrico mayorista.

Después de un inicio de desarrollo en base a las empresas privadas, en el sector se generalizó a partir de 1945 una tendencia hacia la estatización y el centralismo de todas las actividades. Así se crearon y se desarrollaron empresas públicas tanto nacionales como provinciales, en las que coexistían actividades de generación y distribución (DEBA y SEGBA), de generación, transporte y distribución (A y E.E), y de generación y transporte (HIDRONOR).

Hacia 1969, el 87% de la potencia eléctrica instalada era de origen térmico, mientras que la hidroelectricidad participaba con solo el 13% restante. La situación tiende a modificarse a partir de 1972 con la incorporación de las primeras turbinas de la central hidroeléctrica de El Chocón, primer eslabón de una serie de aprovechamientos hidroeléctricos como Planicie Banderita, Futaleufú y Salto Grande; al mismo tiempo comenzaban a operar las dos líneas de extra Alta Tensión de 500 kV que unen la central de El Chocón (Neuquén) con la Estación Transformadora Ezeiza (Buenos Aires), constituyendo el comienzo del futuro Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Es decir que hasta mediados de la década de 1970, la energía eléctrica producida era mayoritariamente de origen térmico. A fines de esa década y comienzos de 1980 se hace notar una muy importante participación de la hidroelectricidad, producto de las grandes obras realizadas, como el complejo El Chocón-Cerros Colorados y la represa binacional de Salto Grande (Argentina – Uruguay), además de ponerse en marcha la construcción de la otra gran obra binacional: Yacyretá (Argentina – Paraguay). También es de destacar la construcción de las centrales nucleares de Atucha I (1974) y Embalse Río III (1983), que le permitieron a Argentina ser el primer país de América Latina en contar con la refinada tecnología nuclear. Durante esa década se interconectaron otros sistemas regionales al Sistema Interconectado Nacional, con lo cual el mercado mayorista regulado por el Despacho Unificado de Cargas, creció ostensiblemente.

Es así que a partir de las incorporaciones de grandes emprendimientos hidroeléctricos, ubicados normalmente lejos de los grandes centros de consumo se construyó una muy importante infraestructura de interconexión en muy alta tensión que permitió que se configurara el actual sistema interconectado nacional.

IV-1.1.1 El sistema eléctrico nacional y sus diferentes etapas, a través de los años

1900 – 1939 Empresas privadas en los grandes centros urbanos y cooperativas en el interior del país.

1943 – 1948 Estancamiento – Escasez de suministro

1940 – 1959 Comienzo de la presencia Estatal en el interior y coexistencia de empresas estatales con empresas privadas (AyE-EPEC-DEBA).

1960 – 1976 Gestión completamente estatal. Normalización de los servicios – Crecimiento

1970 – 1989 Construcción y puesta en marcha de grandes aprovechamientos hidroeléctricos y nucleares. Consolidación del Sistema Interconectado Nacional de muy alta tensión.

1987 – 1990 Crisis económica- crisis Deuda externa. Crisis de suministro.

1990 Inicio de la transformación del sector eléctrico: El Estado se retira del rol de propietario, inversor y administrador de empresas.

IV-1.1.2 La situación en las últimas cuatro décadas

1) Etapa correspondiente al período 1960-1980, en el que se produjo un incremento en el consumo de electricidad (3,6% y 12,5% anual), lo que implicó un aumento en la potencia y en la generación de este tipo de energía. Presencia estatal excluyente a través de las empresas estatales con la construcción de grandes obras de infraestructura eléctrica.

2) Etapa a partir de 1980, caracterizada por una crisis económica (alta inflación) y déficit de las empresas públicas. En esta década el Estado tiene una fuerte intervención en el sector mediante la asignación de tarifas políticas. Este proceso que se inició en el año 1982 durante la guerra de Malvinas, no pudo ser revertido en la década en el marco de una gran inflación.

3) La administración gubernamental que se inició en 1989 diseñó una nueva política para la gestión de la infraestructura y los servicios públicos que básicamente consistió en la transferencia al sector privado de todas las empresas del Estado de su propiedad.

En el marco de esa política fueron reestructuradas YPF; Gas del Estado; Agua y Energía; Hidronor y Segba. Para este proceso de intervención del sector privado en la industria energética, se promulgó en 1992 la ley N° 24.065 sobre "Generación, transporte y distribución de electricidad" y su decreto reglamentario 1398/92 (marco regulatorio del sector eléctrico), lo que produjo un cambio trascendente en el esquema del mercado eléctrico, desintegración vertical y horizontal de las empresas estatales nacionales Agua y Energía Eléctrica, SEGBA e Hidronor (como así también de las provinciales y de las cooperativas eléctricas que operaban en el interior), las cuales fueron segmentadas en nuevas unidades de negocio: generación, transporte y distribución.

En abril de 1992 se organizó el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), definido como el punto de contacto entre la oferta y la demanda de energía eléctrica en tiempo real, que si bien se encuentra disperso por casi todo el país, su ubicación geográfica coincide con el centro de carga del sistema, cuya referencia es la E.T. Ezeiza (Buenos Aires).

En julio de ese mismo año, según el decreto 1192/92 se creó CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima) sobre la base del ex Despacho Nacional de Carga de Agua y Energía Eléctrica. Sus objetivos fundamentales son: la coordinación de las operaciones de despacho, la responsabilidad por el establecimiento de los precios mayoristas y la administración de las transacciones económicas entre generadores, distribuidores y grandes clientes, que se realizan a través del Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

CAMMESA está compuesta en partes iguales por el Estado Nacional y cuatro asociaciones civiles:

- Estado Nacional a través de la Secretaría de Energía (Presidente del Directorio)
- Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la R.A. (AGEERA)
- Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la R.A. (ADDERA)
- Asociación de Transportistas de Energía Eléctrica de la R.A. (ATEERA)
- Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la R.A. (AGÜERA)

Así mismo el nuevo marco regulatorio incluyó la creación de un Ente Regulador, el ENRE (Ente Nacional Regulador de la Electricidad). Sus facultades son:

- Facultad reglamentaria: mediante el dictado de normas de carácter general.
- Facultad de control: haciendo cumplir el Marco Regulatorio y las cláusulas de los Contratos de Concesión.
- Facultad sancionatoria: aplicando sanciones previstas en la mencionada Ley, ante el incumplimiento de la misma.
- Facultad jurisdiccional: resolviendo las controversias que se presentan entre usuarios y concesionarios y también entre los agentes del mercado eléctrico mayorista.

IV-1.2 El Sistema Argentino de Interconexión

El nuevo modelo de mercado regulado por la Ley de Marco Regulatorio N° 24.065 sancionada en 1992 se basa en la segmentación de las etapas eléctricas del sistema en sus tres componentes básicos: generación, transporte y distribución (desintegración vertical).

A consecuencia de las características geográficas y socioeconómicas del país, se ha desarrollado un sistema de transporte del tipo radial. En su traza, la red de transporte cubre grandes distancias, vinculando las demandas concentradas y las centrales de generación alejadas de los grandes centros de consumo. Dadas estas características que presenta el país, estos nodos de generación y demanda se conectan entre sí para efectuar la compra - venta de energía, lo cual conlleva un uso intensivo del sistema de transporte.

IV-1.2.1 Generación

El Marco Regulatorio considera a la actividad de generación de energía eléctrica como de “Interés público”. Puede ser ejercida libremente por cualquier empresa, siempre y cuando cumpla con las normas de despacho, operación, seguridad y cuidado de medioambiente vigentes en el mercado, además de las disposiciones específicas en referencia al conjunto de reglamentaciones de carácter nacional en las distintas materias que corresponda.

La actividad es de competencia (es decir, no está regulada) y en cada central se fijan los precios de sus tarifas de acuerdo a los costos de su producción. Las centrales eléctricas colocan su producción en forma total o parcial en el sistema de transporte y/o distribución (mercado).

La generación funciona como un sistema mixto donde el Estado Nacional preserva bajo su jurisdicción las Centrales Nucleoeléctricas Atucha y Embalse Río III, como también las Hidroeléctricas binacionales de Yacyretá y Salto Grande. En el caso de la Provincia de Buenos Aires, ésta opera las centrales térmicas de la costa atlántica. El resto de las centrales generadoras, después de la privatización de SEGBA, A y EE e Hidronor, son privadas.

La oferta de generación se compone de centrales hidráulicas, térmicas y termonucleares. En particular el parque de centrales hidráulicas se divide a su vez en:

- Centrales de embalse: El Chocón, Piedra de Águila, Planicie Banderita y Alicurá entre otras.
- Centrales de pasada: Yacyretá, Salto Grande (ambas entidades binacionales)
- Centrales de Bombeo: Río Grande y Los Reyunos.

Por su parte, las centrales térmicas se dividen en:

- Centrales Turbo Gas
- Centrales Turbo vapor
- Centrales ciclos combinados: San Nicolás, Dock Sud, Costanera, Genelba, Central Puerto y Capex, entre otras.

En el caso de la oferta termonuclear, existen dos centrales

- Central Nuclear Atucha I (Buenos Aires)
- Central Nuclear Embalse (Córdoba)

CAMMESA despacha la generación de acuerdo al costo de cada máquina generadora, resultando un despacho económico de orden creciente, hasta cubrir toda la demanda del mercado.

IV-1.2.2 Transporte

Esta actividad está definida en el Marco regulatorio como “Servicio público”. Las empresas que tienen a cargo la prestación cumplen con su objetivo de transportar la

energía desde el lugar de producción hasta los centros de consumo. Existe una empresa transportista en el nivel de extra alta tensión (500 kV) que es TRANSENER S.A., la cual tiene a su cargo la prestación del transporte en todo el territorio nacional, a otras empresas llamadas DISTROS. Éstas, a su vez, realizan la distribución troncal en tensiones de 132 KV y menores, a nivel regional a cargo de los sistemas en alta tensión que transportan energía en cada una de las regiones eléctricas. Algunas de estas empresas son: TRANSBA, TRANSNEA, TRANSNOA, TRANSPA, DISTROCUYO, TRANSCOMAHUE, etc.

La responsabilidad básica de las empresas de transporte es la de realizar la operación y mantenimiento de los sistemas que les fueron entregados en concesión. Asimismo, tienen la responsabilidad de informar al mercado de las limitaciones a 8 años, vista que presentan los correspondientes sistemas de transporte a los fines de que los responsables finales del abastecimiento a los usuarios tomen con tiempo las medidas necesarias para no tener problemas a futuro. Pero, por ley, no son los responsables de llevar a cabo las inversiones de expansión, sino las de operación y mantenimiento.

De acuerdo con las normas regulatorias, los actores que desempeñan la función de transporte no pueden realizar transacciones de compra o venta de energía, debiendo dar un trato equitativo y transparente a todos los actores que canalizan sus ofertas y/o demandas a través de las redes correspondientes.

Dado que los transportistas ejercen un monopolio natural, las concesiones tienen tarifas reguladas. La normativa que retribuye los servicios prestados por estos actores se orienta a cubrir los costos de operación y mantenimiento de la red, con un margen razonable de ganancia empresarial. Para cubrir estos conceptos, los transportistas reciben una remuneración por la potencia y energía transportada y otra por poner a disposición de los usuarios de la red la capacidad de transporte de las líneas y los equipos de las estaciones transformadoras. Esa remuneración es revisada por el ENRE cada 5 años.

La señal de calidad de las transportistas es una señal de disponibilidad, es decir, mientras el sistema esté disponible para transportar energía es remunerado, pero si por alguna razón, existen instalaciones indisponibles (cortes en las líneas de transporte) las empresas de transporte son penalizadas con multas, según el tiempo de indisponibilidad de la siguiente manera: por cada hora de interrupción, la pena es de 100 veces más de lo que le hubiera correspondido cobrar efectivamente, si no hubiera habido interrupción.

En cuanto a ampliaciones mayores del sistema, los transportistas no están habilitados para decidir por sí mismos. A pesar de ello, TRANSENER es responsable de la realización de estudios prospectivos de la red de transporte a fin de anticipar eventuales problemas en la operación futura de la red.

IV-1.2.3 Distribución

Esta actividad está también definida en la Ley de Marco Regulatorio como “Servicio público”. Por su infraestructura, constituye un monopolio natural en la actualidad el desarrollo de la tecnología aún no permite que pueda existir competencia en este sector con una eficiencia mayor que la figura del monopolio natural regulado. Las empresas que prestan el servicio tienen asignada una región en la cual tienen también la obligación de instrumentar los medios para abastecer a toda la demanda de la misma sin

limitaciones de ningún tipo, no pudiendo aducir excusa alguna para no cumplir con esta imposición.

En este caso también el sistema es mixto, ya que existen empresas privadas y públicas. En Misiones (EMSA), Chaco (SECHEEP), Corrientes (DPEC), Santa Fe (EPE), Córdoba (EPEC), Neuquén (EPEN), La Pampa (APELP) y Chubut (DGSP), las distribuidoras pertenecen al Estado Provincial y/o Municipal.

Grandes Usuarios:

Los Grandes Usuarios son aquellos agentes que contratan en forma independiente y para consumo propio su abastecimiento de energía eléctrica. Generalmente se trata de grandes industrias que requieren de un gran consumo eléctrico para su funcionamiento, y a través de este sistema, pueden contratarla sin necesidad del distribuidor, disminuyendo sus costos.

Deben cumplir con ciertos requisitos establecidos en la Ley 24.065 en relación a topes de potencia y consumo, necesidades técnicas y condiciones contractuales de comercialización.

De acuerdo a la potencia y al consumo de energía requeridos, los grandes usuarios se dividen, a su vez, en Grandes Usuarios Mayores (GUMA, consumos superiores a los 1000 kW de potencia) y Grandes Usuarios Menores (GUME, demandas entre 100 kW y 2000 kW).

Usuarios Cautivos:

Son aquellos que no pueden acceder al suministro de energía a nivel mayorista y necesariamente deben adquirir su demanda a la distribuidora; o bien aquellos que, pudiendo optar por una compra alternativa de energía a la prestadora de servicio local, no lo hiciesen.

Comercializadores:

Son empresas privadas que operan como actores del MEM comprando y vendiendo energía. Pueden intervenir en las operaciones comerciales del MEM, pero no en las operativas, y celebrar contratos de suministro libremente pactados con agentes del mercado.

IV-1.3 El Mercado Eléctrico Mayorista

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) actualmente abastece al 99% de la demanda del sistema eléctrico argentino, ya que desde el 1ro de marzo del año 2006 se produce la interconexión con el sistema patagónico (MEMSP) por medio del vínculo en extra alta tensión que une las localidades de Choele Choel (Río Negro) y Puerto Madryn (Chubut). Este mercado patagónico agrupa un 6% de la demanda, mientras que el 1% de los requerimientos de energía restante es abastecido por pequeños sistemas aislados, alejados de los grandes centros de consumo.

El SADI (Sistema Argentino de Interconexión) cuenta con casi 8.000 km de líneas de 500 kV que cubren casi toda la extensión del país, a excepción de algunas provincias patagónicas.

Al Mercado Eléctrico Mayorista concurren

Oferta:

- Generadores independientes
- Generadores del Estado (nacionales - provinciales)
- Empresas Binacionales
- Interconexiones internacionales (importación)

Demanda:

- Distribuidores
- Grandes usuarios
- Interconexiones internacionales (exportación)

El MEM está compuesto por dos mercados:

- Mercado a término: Es donde los agentes del mercado celebran sus contratos de abastecimiento pactando libremente cantidades, precios y plazos entre otras condiciones. El precio es acordado libremente entre comprador y vendedor teniendo prioridad en el suministro.

Los contratos son de conocimiento público y deben ser informados al OED (organismo encargado del despacho, función de CAMMESA), que los administra.

- Mercado Spot: En este se pueden presentar dos tipos de compradores; por un lado los distribuidores y por el otro los compradores ocasionales. Los compradores ocasionales son aquellos que demandan energía por sobre las cantidades adquiridas a término. Este precio al que adquieren se denomina precio de mercado y es sancionado en forma horaria en función del despacho de máquinas dentro del sistema (basado en el costo marginal a corto plazo) y de las reglas que la Secretaría de Energía establezca.

En cambio, los distribuidores adquieren la energía a un precio estabilizado (precio Spot medio esperado para el próximo período) que les permita determinar una tarifa fija a sus clientes cautivos durante un determinado período (no menor a un trimestre) lo que da origen a un Mercado Estacional. Estos mercados (Spot y Estacional) han sufrido una fuerte intervención para la determinación de sus precios, siendo que estos impactan directamente sobre el usuario final y se debe tener en cuenta que su sanción depende directamente de la Secretaría de Energía.

Una vez que los generadores colocan su producción en el mercado Spot, ésta puede ser adquirida por grandes usuarios o distribuidores (a precio estabilizado). A su vez los grandes usuarios pueden adquirir su energía en forma completa en el mercado a término o parte de ella pueden comprarla al Spot (la reglamentación fija las cantidades mínimas

y máximas de transacción). Finalmente la energía comprada en el mercado Estacional es la que los distribuidores utilizarán para abastecer a sus clientes cautivos.

IV-1.4 La Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe

IV-1.4.1 Breve reseña histórica

La provincia de Santa Fe tuvo su primer equipo generador en 1888, en la ciudad de Rosario y dos años más tarde en la ciudad capital: la primera usina se instaló en la zona sur, vecina al puerto (actuales calles Lisandro de la Torre y 25 de Mayo). Poco a poco las ciudades y pueblos del interior accedieron a este importante servicio.

En ese tiempo, la explotación fue desarrollada por grupos privados (el servicio público de energía eléctrica era concedido por el municipio o comuna respectiva a un particular, quien lo explotaba en esa jurisdicción), excepción hecha en la ciudad de Santa Fe, donde la usina era municipal (hasta la década de 1930). Un caso singular lo constituye Rafaela, cuyo servicio inicialmente privado luego fue municipalizado. Pero en general debemos decir que las empresas privadas fueron las que lograron concesiones municipales para explotar el servicio (ni el estado provincial ni el nacional tenían participación significativa en la actividad y esto funcionó así hasta la década del 40). Un primer mercado lo constituyó el alumbrado público y luego el uso industrial, comercial y residencial. Las compañías debieron hacer grandes esfuerzos para popularizar el uso de la energía eléctrica, llegando a regalar artefactos eléctricos para estimular su consumo. El de tranvías eléctricos, negocio al cual muchas veces estaban asociados los generadores, fue otro servicio muy vinculado a este proceso inicial.

El dato más antiguo, en cuanto al "desenvolvimiento del servicio público provincial de electricidad" se encuentra en 1937. Por la ley N° 2556, del 1° de julio de ese año, se creó la Dirección de Obras Públicas de la Provincia, en la órbita del Ministerio de Hacienda y Obras Públicas. Dentro de la mencionada Dirección se encontraba el Departamento Técnico de Vialidad, que tenía, entre otras atribuciones, la de "informar sobre las concesiones de servicio público que otorgue la Provincia y sobre la cuestiones vinculadas a los servicios públicos que en ellas se susciten"

En 1946 se expropiaron algunas usinas que pasaron a ser administradas por la Dirección Nacional de Energía de la Nación y luego por Agua y Energía Eléctrica. En nuestra provincia esto ocurrió en las grandes ciudades, mientras que los pueblos siguieron contando con usinas privadas o cooperativas eléctricas, que fueron surgiendo con mayor impulso en la zona sur de la provincia ante las falencias de los generadores locales, que no hacían las inversiones necesarias para abastecer la creciente demanda.

En este contexto, el 14 de febrero de 1947 se creó, en el orden nacional, Agua y Energía Eléctrica. Dicha empresa, en la provincia, fue la responsable de la distribución eléctrica de Rosario, Santa Fe y muchas localidades, además de la generación y transporte de energía.

Una de las características que debemos destacar es que el sector eléctrico estuvo siempre muy vinculado a los vaivenes políticos. Al inicio privatista, le sucedió luego un período estatista. Luego, en la década del 1990, se volvió a dar otro cambio, impulsando y concretando nuevamente la privatización de los servicios eléctricos.

Es por esto que durante la tendencia estatista, para la prestación de la actividad de la década de 1940, el 28 de diciembre de 1949 se promulgó en la Provincia la Ley 3644 que declaraba como servicio público la generación, el transporte y la distribución de la energía eléctrica destinada al uso común. Según su artículo 6º, un ente industrial descentralizado que crearía el Poder Ejecutivo (Administración General de la Energía (AGE)), se encargaría de la explotación de esos servicios.

A fines de 1955 y debido al cambio de gobierno, se produjo una reestructuración del funcionamiento del Poder Ejecutivo provincial. Las nuevas autoridades dictaron el Decreto N° 2292 que establecía que la sede del organismo se traslada a la ciudad de Santa Fe, pasando a funcionar como "Dirección General", dependiente del Ministerio Coordinador y de Obras Públicas. Estas medidas trabaron la marcha administrativa del organismo, por lo que al poco tiempo se dispuso poner nuevamente en vigencia la ley 3966, integrando nuevamente su Consejo de Administración.

IV-1.4.2 La Dirección Provincial de la Energía (DPE)

Las marchas y contramarchas determinaron la conveniencia de contar con un organismo con amplias atribuciones en todo lo referente al quehacer energético provincial. Así, el 27 de enero de 1960, se sancionó la ley provincial de la energía que lleva el número 5189.

En el artículo 1º se establecía que la AGE, creada por ley 3966 "se denominará en lo sucesivo Dirección Provincial de la Energía (DPE) y constituirá un organismo autárquico del Ministerio de Obras Públicas".

Mediante esta ley, todos los servicios públicos de generación, transporte y suministro de energía dentro del territorio de la provincia quedaban sujetos a la jurisdicción del Superior Gobierno, quien delegaba en el ente creado sus facultades de racionalizarlos y de coordinar las prestaciones mediante acuerdos con el Gobierno de la Nación, de otras provincias, municipalidades, comisiones de fomento, cooperativas de usuarios y prestatarios particulares.

Desde sus comienzos la DPE tuvo una importante tarea, realizando un plan de obras, manteniendo algunas usinas, adquiriendo motores que eran cedidos en préstamo a los prestadores de muchas localidades del interior provincial, administrando créditos y controlando la política tarifaria que se aplicaba en la provincia.

Mucho se discutió sobre la función, el "perfil" y la dimensión que debía tener, en el orden nacional, la Empresa Agua y Energía y, en el orden provincial, la DPE. El hecho es que en 1980 se decidió reimpulsar la transferencia a las provincias de la explotación del servicio, a cargo hasta ese entonces de Agua y Energía hecho que para la provincia de Santa Fe y concretamente para la Dirección Provincial de la Energía Eléctrica se constituía en un verdadero desafío. Lo transferido, según el Art. 1º, fueron "las instalaciones afectadas a la distribución de energía eléctrica a consumidores finales, las líneas de subtransmisión derivadas de los sistemas interprovinciales interconectados, las centrales de generación menores que no estén comprometidas con dichos sistemas interprovinciales de interconexión y toda otra instalación afectada a la prestación del servicio eléctrico que se transfiera, todo ello en el estado en que se encuentran" y cuyo

detalle constaba en un Anexo. "Se incluye además la correspondiente organización administrativa, contable, comercial y técnica cuya estructura se encuentra vigente a la fecha de esta transferencia."

La posibilidad de contar con una empresa de energía, en lugar de una "Dirección Provincial", siguiendo los pasos dados por los vecinos cordobeses (que tenía EPEC), estuvo siempre latente en la DPE. La necesidad de este cambio ya se había vislumbrado en 1981, con motivo de la transferencia de los servicios de distribución de la empresa nacional A y EE a la Provincia.

La aspiración de los funcionarios de la Dirección Provincial de la Energía de transformarla en empresa se puso en movimiento a partir de 1983, lográndose concretarla en los años 1986 y 1987 (ley 10.014, sancionada finalmente el 18 de diciembre de 1986). La EPE, como empresa del Estado Provincial, tiene personería jurídica, de derecho público, actuando con relación a la gestión y actividades que se le atribuyen en la ley, con plena autarquía en el ejercicio de su gobierno administrativo, industrial, financiero y comercial, teniendo además, para alcanzar este cometido plena capacidad jurídica dentro del campo del derecho privado.

Durante la década de 1990 la transformación empresarial y su posible privatización fue una de las cuestiones que más conflictos creó en las relaciones Empresa - Poder Ejecutivo. Si bien desde el orden nacional, fundamentalmente desde el Ministerio de Economía, las presiones eran permanentes, las autoridades provinciales de su momento fueron esquivando una definición al respecto. En la EPE nadie dudaba de que la empresa debía ser transformada: el alcance de esta transformación, que admitía varias alternativas, era lo discutible.

La privatización finalmente no se concretó y luego de varios cambios en la estructura del directorio, intervenciones y otras reformas la empresa sigue siendo pública.

La Empresa Provincial de la Energía se ha dividido en 12 sucursales. Éstas y las respectivas cantidades de energía operadas por sucursal son: Las marchas y contramarchas determinaron la conveniencia de contar con un organismo con amplias atribuciones en todo lo referente al quehacer energético provincial. Así, el 27 de enero de 1960, se sancionó la ley provincial de la energía que lleva el número 5189.

En el artículo 1º se establecía que la AGE, creada por ley 3966 "se denominará en lo sucesivo Dirección Provincial de la Energía (DPE) y constituirá un organismo autárquico del Ministerio de Obras Públicas".

Mediante esta ley, todos los servicios públicos de generación, transporte y suministro de energía dentro del territorio de la provincia quedaban sujetos a la jurisdicción del Superior Gobierno, quien delegaba en el ente creado sus facultades de racionalizarlos y de coordinar las prestaciones mediante acuerdos con el Gobierno de la Nación, de otras provincias, municipalidades, comisiones de fomento, cooperativas de usuarios y prestatarios particulares.

Desde sus comienzos la DPE tuvo una importante tarea, realizando un plan de obras, manteniendo algunas usinas, adquiriendo motores que eran cedidos en préstamo a los

prestadores de muchas localidades del interior provincial, administrando créditos y controlando la política tarifaria que se aplicaba en la provincia.

Mucho se discutió sobre la función, el "perfil" y la dimensión que debía tener, en el orden nacional, la Empresa Agua y Energía y, en el orden provincial, la DPE. El hecho es que en 1980 se decidió reimpulsar la transferencia a las provincias de la explotación del servicio, a cargo hasta ese entonces de Agua y Energía hecho que para la provincia de Santa Fe y concretamente para la Dirección Provincial de la Energía Eléctrica se constituía en un verdadero desafío. Lo transferido, según el Art. 1º, fueron "las instalaciones afectadas a la distribución de energía eléctrica a consumidores finales, las líneas de subtransmisión derivadas de los sistemas interprovinciales interconectados, las centrales de generación menores que no estén comprometidas con dichos sistemas interprovinciales de interconexión y toda otra instalación afectada a la prestación del servicio eléctrico que se transfiere, todo ello en el estado en que se encuentran" y cuyo detalle constaba en un Anexo. "Se incluye además la correspondiente organización administrativa, contable, comercial y técnica cuya estructura se encuentra vigente a la fecha de esta transferencia."

La posibilidad de contar con una empresa de energía, en lugar de una "Dirección Provincial", siguiendo los pasos dados por los vecinos cordobeses (que tenía EPEC), estuvo siempre latente en la DPE. La necesidad de este cambio ya se había vislumbrado en 1981, con motivo de la transferencia de los servicios de distribución de la empresa nacional A y EE a la Provincia.

La aspiración de los funcionarios de la Dirección Provincial de la Energía de transformarla en empresa se puso en movimiento a partir de 1983, lográndose concretarla en los años 1986 y 1987 (ley 10.014, sancionada finalmente el 18 de diciembre de 1986). La EPE, como empresa del Estado Provincial, tiene personería jurídica, de derecho público, actuando con relación a la gestión y actividades que se le atribuyen en la ley, con plena autarquía en el ejercicio de su gobierno administrativo, industrial, financiero y comercial, teniendo además, para alcanzar este cometido plena capacidad jurídica dentro del campo del derecho privado.

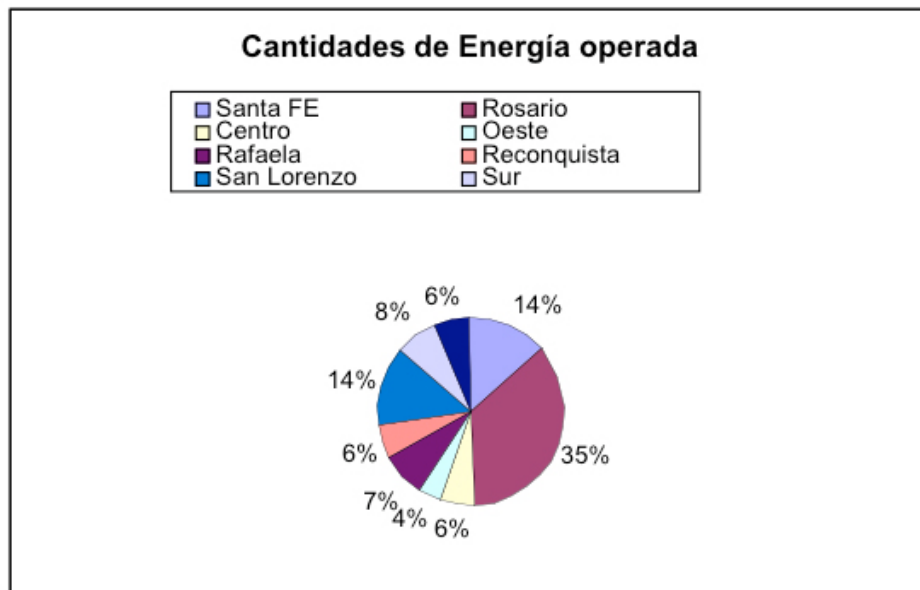
Durante la década de 1990 la transformación empresaria y su posible privatización fue una de las cuestiones que más conflictos creó en las relaciones Empresa - Poder Ejecutivo. Si bien desde el orden nacional, fundamentalmente desde el Ministerio de Economía, las presiones eran permanentes, las autoridades provinciales de su momento fueron esquivando una definición al respecto. En la EPE nadie dudaba de que la empresa debía ser transformada: el alcance de esta transformación, que admitía varias alternativas, era lo discutible.

La privatización finalmente no se concretó y luego de varios cambios en la estructura del directorio, intervenciones y otras reformas la empresa sigue siendo pública.

La Empresa Provincial de la Energía se ha dividido en 12 sucursales. Éstas y las respectivas cantidades de energía operadas por sucursal son:

- Sucursal Santa Fe (111,83 GWh): la cual se ha dividido en dos Sucursales Ciudadanas:
 - Sucursal Santa Fe Norte
 - Sucursal Santa Fe Sur
- Sucursal Rosario (283,50 GWh): la cual se ha dividido en tres Sucursales:
 - Sucursal Rosario Norte
 - Sucursal Rosario Oeste
 - Sucursal Rosario Centro
- Sucursal Centro (47,12 GWh)
- Sucursal Oeste (30,20 GWh)
- Sucursal Rafaela (59,50 GWh)
- Sucursal Reconquista (48,55 GWh)
- Sucursal San Lorenzo (111,52 GWh)
- Sucursal Sur (62,21 GWh)
- Sucursal Villa Constitución (48,31 GWh)

GRÁFICO IV-1.1



De lo anterior surgen 12 Sucursales en el ámbito de la Provincia de Santa Fe. Otros datos relevantes de las mismas:

GRÁFICO IV-1.2

Sucursal	Líneas km			Tramos		Clientes		Personal
	BT	MT 13,2 kV	MT 33 KV	Distribución	Rurales	Bimestrales	Grandes	
Centro	1327,2	2336,3	611,9	557	4.692	66.013	163	193
Oeste	963,1	4777	563,6	396	3.182	55.357	207	170
Rafaela	1962,8	5401,8	1014	577	2.541	93.580	217	270
Rosario	4880,4	1135,6	142,1	1179	158	348.416	424	547
Santa Fe	3061,7	927,2	389,9	1144	738	162.313	424	493
Reconquista	1153,3	1850,1	561,6	388	1.147	55.384	128	147
San Lorenzo	1142,6	426,8	332,8	272	240	42.265	162	85
Sur	1206,4	1149,5	1034	347	759	50.358	277	147
Villa Constitución	671,9	685,9	302,3	260	531	35.104	175	77
Total	16369	18690,2	4952,2	5120	13.988	908.790	2177	2129

Fuente: EPE

IV-1.5 Las cooperativas eléctricas en la Provincia

El Cooperativismo y el Mutualismo surgieron a partir de la unión para la ayuda mutua, como en el caso de sociedades como la de Socorros Mutuos, Unione e Benevolenza, el Hogar Obrero y otras, formadas muchas de ellas por inmigrantes.

Frente a la crisis de 1930, cuando la crisis nos invade, varias empresas extranjeras monopolizaron los servicios con tarifas que el Estado no se animó a discutir.

IV-1.5.1 Caso Rufino

Por ejemplo, en la ciudad de Rufino el servicio eléctrico era prestado por una de esas empresas. Acosados, por las agobiantes tarifas y los deficientes servicios, los vecinos decidieron agruparse con la idea de formar una cooperativa de servicio eléctrico (en algunos casos incorporaron otros servicios como agua potable y teléfonos). De esa forma el 23 de noviembre de 1937, se pusieron en marcha los dos primeros motores diesel fuel oil que generaron la luz eléctrica para el pueblo, quedando conformada la Cooperativa Eléctrica Limitada de Rufino.

IV-1.5.2 Caso Las toscas

La implementación del servicio eléctrico en esta localidad comenzó en 1.929, cuando se estableció una usina eléctrica, con capital privado. Más tarde pasó a manos de la Comuna de Las Toscas.

El 25 de julio de 1954 se fundó la Cooperativa Comunal de Luz y Fuerza de Las Toscas Limitada. Durante los tres primeros años de su asentamiento se montó la infraestructura para la puesta en funcionamiento de la planta generadora, incluyendo la construcción del edificio que alberga la misma.

En la década de 1970 las cooperativas eléctricas de Santa Fe fueron perjudicadas por la orientación de la política energética oficial (nacional y provincial), ya que se perdió alrededor de medio centenar de usinas y servicios, que fueron transferidos a la provincia.

Las Toscas no pudo mantenerse ajena a esto. La cooperativa debió competir con las tarifas subsidiadas y políticas, aplicadas por las usinas provinciales, por lo cual los socios decidieron en abril de 1975, que se hicieran los arreglos para la transferencia del servicio eléctrico a la provincia, pasando a depender de la DPE.

El siguiente es el listado de las cooperativas eléctricas que funcionan actualmente en la Provincia de Santa Fe en el cual se detalla la potencia instalada y el numero de usuarios que atiende cada una²⁷.

GRÁFICO IV-1.3

Santa Fe	MW	Usuarios
Comuna de Arminda	614	163
Comuna de San Carlos Norte	865	322
Coop Agrícola Rio Tapenaga Algodonera L.	77	39
Coop de Acebal	8.354	1.978
Coop de Arequito	290	105
Coop de Armstrong	23.459	4.800
Coop de Avellaneda	43.461	6.824
Coop de Bigand	9.208	2.376
Coop de Calchaquí	409	129
Coop de Cañada de Gomez	13.502	866
Coop de Cañada Rica	1.020	356
Coop de Carcarañá	1.075	187
Coop de Carmen	3.505	841
Coop de Centeno	6.016	1.183
Coop de Chabasense	63.946	3.084
Coop de Chovet	4.053	1.279
Coop de Colonia Belgrano	1.828	514
Coop de Colonia Josefina	4.650	492
Coop de El Araza	723	218
Coop de Elortondo	9.399	2.749
Coop de Fuentes	4.392	1.367
Coop de Galvez	29.901	7.737
Coop de General Gelly	975	314
Coop de General Gelly (rural)	48	38
Coop de Godeken	2.415	810
Coop de Helvecia	1.375	629
Coop de Hugues	7.037	1.907
Coop de Humberto Primero	1.055	138
Coop de Ibarlucea	1.217	509
Coop de J. B. Molina	1.980	705
Coop de Juncal	2.409	540
Coop de La Criolla	840	353
Coop de Las Toscas	444	195

²⁷ Según informe del sector eléctrico del año 2005 – cooperativas-, Dirección Nacional de Prospectiva.

Coop de Lopez	2.295	593
Coop de Los Molinos	280	80
Coop de Margarita	429	175
Coop de Maria Teresa	4.727	1.567
Coop de Murphy	5.957	1378
Coop de Pavón Arriba	1.693	695
Coop de Peyrano	62	18
Coop de Pueblo Esther	13.470	3.398
Coop de Rivadavia (S. del Estero)	376	54
Coop de Romang	2.582	784
Coop de Rufino	28.228	8.118
Coop de Sa Pereyra	2.948	703
Coop de San Eduardo	942	444
Coop de San Gregorio	8.914	2.694
Coop de San José de La Esquina	861	169
Coop de Sancti Spiritu	4.954	940
Coop de Santa Teresa	4.596	1.515
Coop de Serodino Ltda.	165	62
Coop de Soldini	4.007	1.086
Coop de Tacural	11.678	1.817
Coop de Tortugas	3.270	1.050
Coop de Venado Tuerto	128.051	29.519
Coop de Vera y Pintado y La Camila	896	350
Coop de Villa Amelia	899	393
Coop de Villa Cañas	13.336	4.166
Coop de Villa Gdor. Galvez	79.629	17.523
Coop de Villa Mugueta	2.657	1.083
Coop de Wheelwright	7.871	2.639
Coop El Chingolo (Teodelina)	1.347	141
Municipal de Christophersen	389	197

Bibliografía sobre el Mercado Eléctrico Argentino

1. “La energía eléctrica en la República Argentina” Prof. Fernando Ariel Bonfanti (Departamento de Geografía. Facultad de Humanidades. UNNE)
2. “Variables significativas de la Matriz Energética de Santa Fe” Documento preparado por IESS Energy Business, año 2004.
3. www.cammesa.com
4. www.enre.gov.ar
5. www.mepriv.mecon.gov.ar
6. Generadora Electroandina (Antofagasta, Chile) – (www.electroandina.cl)
7. Fundación para el desarrollo eléctrico (www.fundelec.org.ar)
8. Oscar Alfredo Rezza “Breve reseña histórica de la EPE”
9. Informe mensual de la EPE sobre Mercado eléctrico, diciembre de 2006
10. Historia de la cooperativa eléctrica de Rufino – (www.rufinocoop.com.ar)
11. “Argentina: El sector eléctrico” Manrique Zago, Buenos Aires 1998.
12. Informe del sector eléctrico del año 2005 –Cooperativas– Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, Secretaría de Energía, Dirección Nacional de Prospectiva. (www.energia.mecon.ar)

IV-2 MERCADO DE LOS COMBUSTIBLES

IV.2.1 Breve reseña histórica de la explotación petrolera en la Argentina - YPF

Pueden encontrarse los antecedentes de YPF en el descubrimiento de petróleo en la zona de la ciudad de Comodoro Rivadavia, en el año 1907. Posteriormente se creó la *Dirección General de Explotación del Petróleo*, con el objetivo de regular la actividad de las compañías extranjeras que comenzaban a establecerse en el país.

La empresa YPF fue creada en 1922, y fue dirigida en sus primeros años por el general Enrique Mosconi (ideólogo y primer Director General de YPF). Desde ese momento fue autosuficiente, financiándose con las ganancias provenientes de la extracción de petróleo, sin préstamos ni inversiones extranjeras. YPF fue la primera petrolera estatal integrada verticalmente en todo el mundo, excluyendo a la URSS. Muchas petroleras estatales de la región fueron creadas siguiendo el modelo de YPF: YPFB de Bolivia, la uruguaya ANCAP y la brasileña Petrobras.

Hasta mediados de la década de 1930, las empresas privadas tuvieron una participación importante en la producción petrolera Argentina, a través de un esquema de concesiones mineras vigente desde fines del siglo XIX. Para explicar esto basta con observar los siguientes datos: entre 1920 y 1937 las empresas privadas producían el 49% del petróleo, siendo el 51% restante producido por la estatal YPF. Las empresas privadas (en su mayoría subsidiarias de los grandes *trusts* petroleros) también tenían una activa participación en la refinación, importación y comercialización de combustibles, es decir que a lo largo del siglo el sector privado ha participado tanto en el *upstream* como en el *downstream* petrolero.

Los conflictos entre los productores privados, las provincias, y el Estado Nacional eran permanentes (entre otros casos, se destaca la disputa entre la Standard Oil e YPF en la provincia de Salta).

En el marco de una tendencia general de mayor regulación y presencia estatal en la economía Argentina, hacia fines de la década del 30' se suspendió la entrega de nuevas concesiones y se establecieron controles sobre los precios y el comercio exterior de derivados. Como parte de la reforma constitucional de fines de la década del '40, se nacionalizaron los yacimientos, otorgándose el monopolio de explotación a la empresa YPF.

El marco regulatorio de la industria petrolera en el país exhibió una gran inestabilidad, con recurrentes ciclos en los que reformas importantes eran luego revertidas tras un cambio de gobierno, es decir que la amenaza de un cambio abrupto en las reglas del juego siempre estaba latente.

- Los vaivenes entre los contratos con las empresas privadas continuaron durante los gobiernos democráticos en la década del 1950 los cuales incorporaron capitales privados en el sector petrolero a pesar de que en un comienzo habían sido críticos de tales políticas.

- En 1963 un nuevo presidente constitucional, anuló por Decreto los contratos petroleros de la gestión anterior, argumentando que no eran convenientes a los intereses del país.

- 3 años después, tras un nuevo golpe militar, el Gobierno cambió nuevamente de posición. Algunos contratistas que aun estaban discutiendo las condiciones de la anulación dispuesta por el Gobierno anterior, renegociaron las condiciones y continuaron produciendo.

- En 1967, bajo un gobierno de facto, se sancionó la nueva Ley de Hidrocarburos N° 17319, que si bien mantenía la explotación estatal a través de YPF, también permitía la existencia tanto de contratos como de concesiones con el sector privado. Sin embargo la actividad privada continuó siendo limitada, focalizada en unos pocos contratos de producción entre YPF y empresas domésticas y extranjeras.

El golpe militar de 1976 marcó un nuevo cambio en la orientación de la política petrolera Argentina. Se fomentó la incorporación de capitales privados, a través de los viejos contratos de explotación y también con nuevos contratos en los que las empresas privadas asumían el riesgo exploratorio. Los precios petroleros en Argentina estaban completamente dissociados de los precios internacionales. Probablemente por ello, la retribución que YPF abonaba a los contratistas privados contaba con mecanismos de indexación de acuerdo a los índices de precios locales. Como el gobierno recurría al control de los precios locales del petróleo y los derivados como herramienta de la política antiinflacionaria, YPF se encontró comprando el crudo a los contratistas a precios superiores a los que obtenía por la venta del mismo crudo a los refinadores privados. El impacto negativo de esta política sobre los flujos de fondos de la empresa estatal fue en los primeros años compensado con un creciente endeudamiento externo, en el contexto de abundancia de liquidez que caracterizó al mercado internacional de capitales de fines de los 70.

Las fuertes devaluaciones del peso durante 1982 provocaron una importante caída de los precios en dólares, por lo que las empresas contratistas presionaron para una renegociación de los contratos que fue terminada por el nuevo gobierno constitucional en 1984.

Bajo la órbita de la Secretaría de Energía, y con el marco jurídico de la Ley 17319, la producción de hidrocarburos se concentraba en la estatal YPF, que abonaba el 12% de regalías a las provincias donde se localizaban los yacimientos. YPF mantenía el dominio de todo el crudo producido, pero tenía contratos con empresas privadas tanto para exploración como para explotación.

El petróleo producido era manejado por la Secretaría de Energía en la “mesa de crudos”, que lo distribuía entre YPF y los refinadores privados. Las refinerías contaban con redes de estaciones de servicio (cuya instalación estaba regulada por la Secretaría de Energía) que comercializaban los productos refinados a los consumidores. La producción de gas natural de YPF era transferida a otra empresa estatal (Gas del Estado) que se ocupaba del transporte y la distribución en todo el país. Todas las transacciones, incluyendo las ventas finales al público, se realizaban a precios fijados por el Estado.

En este contexto se insertaron las primeras reformas del sector petrolero, instrumentadas a través de tres decretos del segundo semestre de 1989. En síntesis, los decretos y posteriormente la Ley N° 24145 de 1992 determinaron una importante transferencia de áreas de exploración y producción que estaban en manos de YPF al sector privado, junto con una serie de medidas dirigidas a garantizarle a los potenciales adquirentes “reglas de mercado” en esas áreas.

Entre 1991 y 1993 la empresa estatal YPF fue reestructurada (proceso que incluyó la venta de activos, tanto del *upstream* como del *downstream*), y luego fue privatizada mediante la venta de la mayoría del paquete accionario en el mercado internacional. Los aspectos más importantes de este cambio, en lo que a cuestiones regulatorias respecta, fueron:

- El retiro de la concesión de áreas de exploración pertenecientes a la empresa estatal, posibilitando la entrega de las mismas en concesión a empresas privadas.
- Libre disponibilidad del crudo por parte de las empresas privadas, autorizadas a exportar e importar sin restricciones crudo y derivados.
- Equiparación de los precios internos con los internacionales.
- Libre adquisición del crudo para refinerías.
- Regulación del empleo de ductos y otros medios de transporte de la petrolera estatal para facilitar el uso de terceros.
- Oportunidad de instalar nuevas refinerías y bocas de expendio final de combustibles.

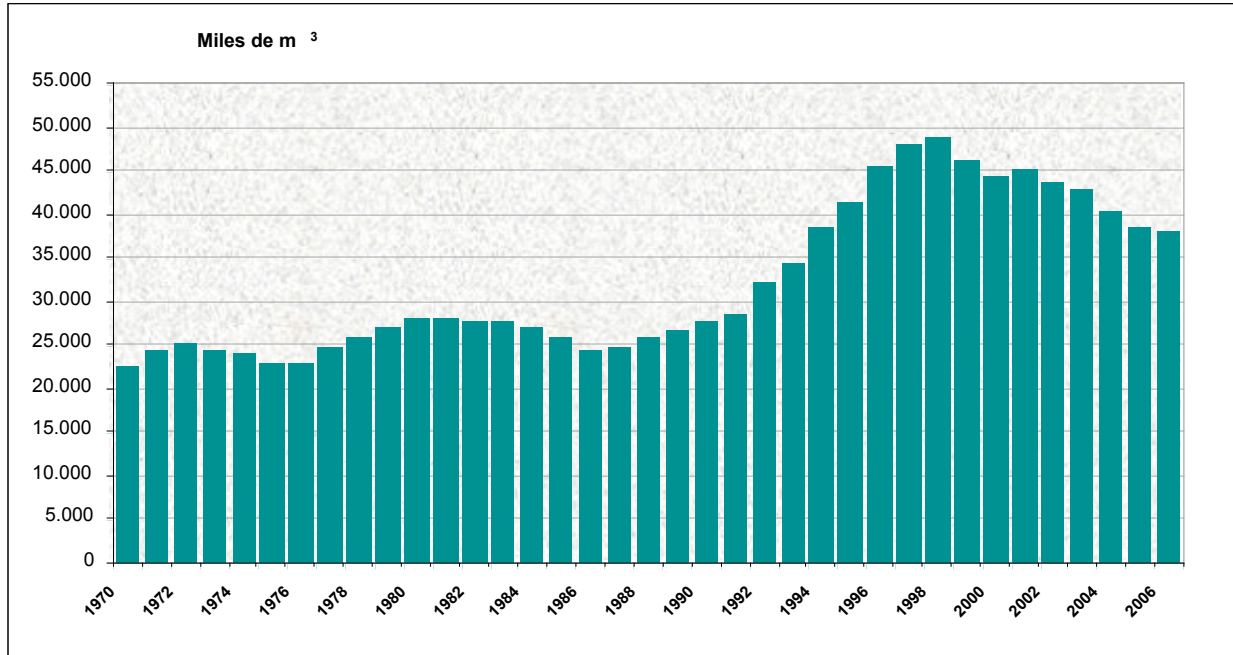
La desregulación petrolera iniciada a partir de los años noventa constituyó una reforma sustancial del sector petrolero que cambió radicalmente la organización de la industria del petróleo y del gas en la Argentina. Consideraciones relacionadas con los procesos mundiales de reconcentración de la industria petrolera, distribución de los beneficios de la renta generada, efectos sobre los precios, integración o desintegración de la industria y las posibles fallas del mercado, son algunos de los temas que han dinamizado la discusión respecto de las reformas encaradas.

Desde 1998 Argentina se encuentra en una fuerte declinación de la producción de petróleo (ver gráficos a continuación); no se ha descubierto ningún yacimiento importante desde hace por lo menos 15 años y la actividad exploratoria es menor ahora que hace 20 años.

El gobierno nacional creó en 2004 la petrolera estatal Enarsa (Energía Argentina S.A.) con la intención de retomar actividades otrora a cargo de YPF. Enarsa, que tiene el derecho de explotación de la plataforma submarina perteneciente a la Argentina, ha desarrollado poca actividad hasta el momento, asociándose con la estatal venezolana PDVSA y tendiendo contactos con otras petroleras estatales de la región a fin de realizar tareas conjuntas.

Producción de Petróleo

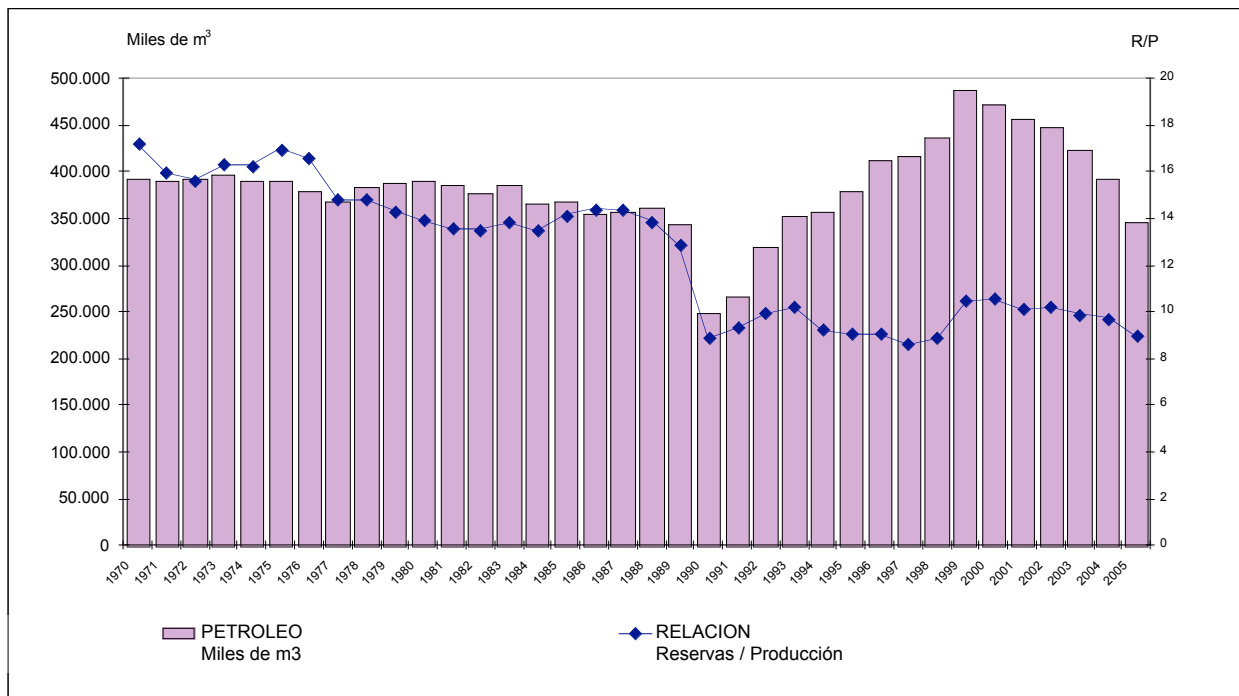
GRÁFICO IV-2.1



Fuente: IAE

Evolución Reservas Comprobadas y Relación Reservas - Producción de Petróleo

GRÁFICO IV-2.2



Fuente: IAE

IV-2.2 Estructura del sector

En Argentina no existe ningún tipo de regulación oficial sobre precios del petróleo y sus derivados desde el año 1990, en un contexto de grandes reformas estructurales, se otorgaron a las fuerzas del mercado la fijación de los mismos.

Producción de Petróleo por Provincias²⁸ (en m3) GRÁFICO IV-2.3

Provincia	Total anual
Chubut	9.595.319
Formosa	136.802
Jujuy	23.227
La Pampa	956.158
Mendoza	5.338.682
NC (estado Nacional)	327.335
Neuquén	9.755.452
Rio Negro	2.292.627
Salta	685.963
Santa Cruz	8.135.018
Terra del Fuego	988.656
Total	38.235.240

IV-2.3 Refinerías

La cadena energética relevante para este estudio está compuesta por los siguientes eslabones: transporte del petróleo crudo a refinerías, refinación, transporte de derivados a plantas de almacenamiento y grandes consumidores (empresas de transporte o estaciones agrícolas, entre otras) así como la compra y consumo final de los productos sumada a la presencia de gases y partículas residuales.

El petróleo crudo es una mezcla de diversas sustancias, las cuales tienen diferentes puntos de ebullición. Su separación se logra mediante el proceso llamado "destilación fraccionada". Esta función está destinada a las "refinerías", factorías de transformación y sector clave por definición de la industria petrolífera, bisagra que articula la actividad primaria y extractiva con la actividad terciaria. El refino se compone de 3 operaciones:

- La separación de los productos petrolíferos unos de otros, y sobre la destilación del crudo (topping).
- La depuración de los productos petrolíferos unos de otros, especialmente su desulfuración.
- La síntesis de hidrocarburos nobles mediante combinaciones nuevas de átomos de carbono y de hidrógeno, su deshidrogenación, su isomerización o su ciclado, obtenidos bajo el efecto conjugado de la temperatura, la presión y catalizadores apropiados.

Los principales productos obtenidos de una refinería son:

²⁸ Según los datos proporcionados por las tablas dinámicas de la Secretaría de Energía de la Nación, año 2006

- Gases: Gas de refinería y gas licuado.
- Livianos: Gasolina motor, gasolina de aviación, naftas para petroquímicas y solventes.
- Medios: Kerosene, jet fuel, gas oil, diesel oil.
- Pesados: Fuel oil, asfaltos, lubricantes, grasas y coque.

Además de los combustibles, del petróleo se obtienen derivados que permiten la producción de compuestos químicos que son la base de diversas cadenas productivas que terminan en una amplia gama de productos conocidos genéricamente como productos petroquímicos, que se utilizan en las industrias de fertilizantes, plásticos, alimenticia, farmacéutica, química y textil, entre otras.

Otros derivados del petróleo también son los conocidos como “no energéticos”²⁹ dado que su uso no tiene tal finalidad. Algunos de estos son:

- Solventes, lubricantes y asfaltos y grasas producidos en las refinerías.
- Alquitrán y sustancias químicas producidas en las coquerías³⁰.

Las principales refinerías de petróleo en la Argentina se encuentran en Salta (Refinor), Mendoza y Plaza Huincul (Repsol YPF), Bahía Blanca (Petrobras) y en el resto de la Provincia de Bs As (Repsol YPF, Shell, Esso).

Puntualmente en nuestra provincia se encuentra la Refinería San Lorenzo en la ciudad del mismo nombre, que pertenece actualmente a la firma de origen brasilera PETROBRAS. Es allí mismo donde se localiza el Polo Petroquímico de San Lorenzo, el cual se desarrolló a principio de los años 60, con las inversiones realizadas por Duperial (actual ICI Argentina SAIC) y por 5 empresas estadounidenses que constituyeron PASA.

Petróleo procesado según las distintas empresas en la Argentina³¹ (en Toneladas) **GRÁFICO IV-2.4**

Empresa	Total anual
CARBOCLOR I.Q.	4.137
COMBUSTIBLES ARGENTINOS	654
Dest. Argentina de Petróleo S.A.	23.939
ESSO S.A.P.A.	4.299.998
ESTANDAR ENERGY S.A.	1.047
FOX PETROL	46.803
Kilwer	1.865
New American Oil	13.075
Petrobras Energía S.A.	3.234.426
PETROLERA ARGENTINA	53.848
PETROLERA DEL CONO SUR	0
POLIPETROL S.A.	25.758

²⁹ También son no energéticos los fertilizantes y residuos de digestores de Biogás, producidos estos en otros centros de transformación

³⁰ Dado que en la provincia de Santa Fe no existen altos hornos, no encontraremos en la matriz energética dichos no energéticos

³¹ Según los datos proporcionados por las tablas dinámicas de la Secretaria de Energía de la Nación, año 2006

REFINOR S.A.	846.580
RUTILEX HIDROCARBUROS ARG. S.A.	0
SHELL C.A.P.S.A.	4.378.072
SUALIER S.A.	0
YPF S.A.	17.004.258
Total general	29.934.458

La refinería San Lorenzo (la única refinería de petróleo en la Provincia) procesa 1.689.859 toneladas de petróleo, representando un 5,65% del total de petróleo refinado en el país.

IV-2.4 Red de Estaciones de servicio de venta minorista de combustibles

Al momento de privatizarse YPF (año 1993), el gobierno transfirió los contratos que ligaban a los estacioneros con la empresa petrolera. Ello permitió mantener el rol dominante de YPF en la distribución y comercialización de los combustibles líquidos en el país. A principios de los noventa, esta empresa tenía más del 50% de las estaciones de servicio del país. La privatización consolidó el grado de concentración antes mencionado (ver gráficos a continuación). Reducir la cantidad de estaciones ligadas a la entonces petrolera estatal, estimular la expansión de la red de estaciones de servicio independientes y de empresas con menor participación en el mercado, hubiera incrementado notablemente la competencia por precios. En otras palabras, al otorgar “en bloque” la red de distribución controlada por YPF, se perdió la inmejorable oportunidad de crear un mercado mayorista, porque se redujo fuertemente la demanda potencial de estaciones independientes y de bandera no ligadas a las empresas petroleras. A su vez, ignorando la experiencia internacional, no se reguló la duración de los plazos contractuales de suministro exclusivo entre los estacioneros y las petroleras. Ello permitió que las petroleras suscriban contratos con plazos cada vez mayores, hecho que no ha favorecido la competencia por precios en el mercado.

A partir de 1990, solamente Repsol YPF redujo la cantidad de estaciones de servicio que opera bajo su bandera. En ese año esta firma tenía 2908 estaciones mientras que en 1998 este número se redujo a 2537. El resto de las petroleras más grandes (Esso, Shell y EG3) aumentaron su parque de estaciones de servicio, aunque no significativamente.

El sector de estaciones de servicio de bandera blanca (aquellas que no operan con contratos de compra exclusiva de combustible a una marca determinada) fue el que más creció. En 1998 operaban 775 estaciones blancas, lo que representaban el 12,37% del parque total de estaciones de servicio (6266).

Participación por empresa en la venta de combustible
GRÁFICO IV-2.5

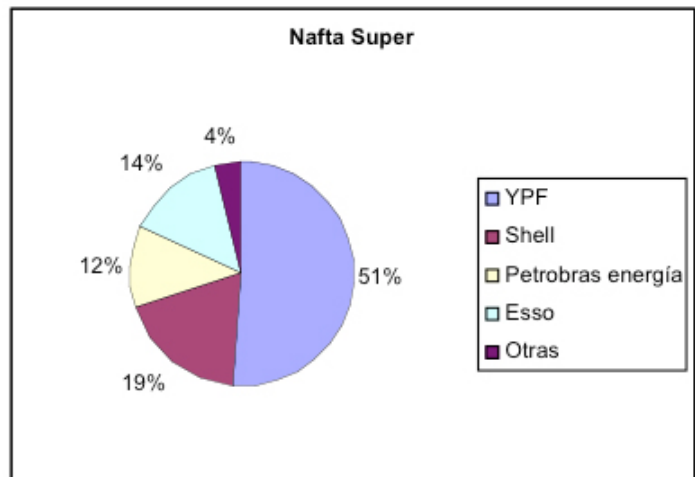


GRÁFICO IV-2.6

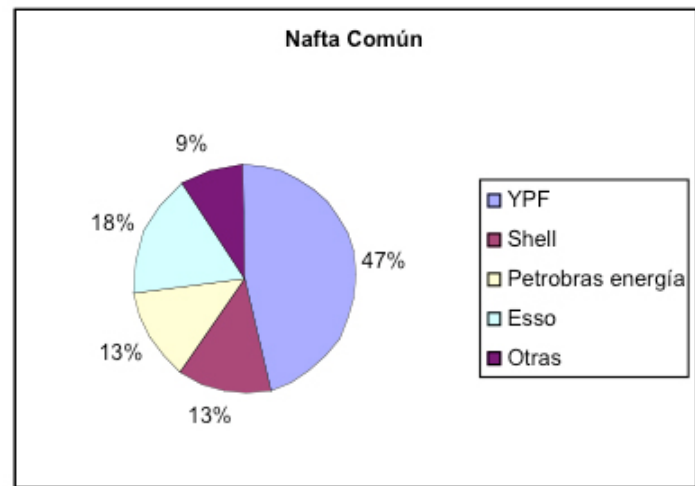
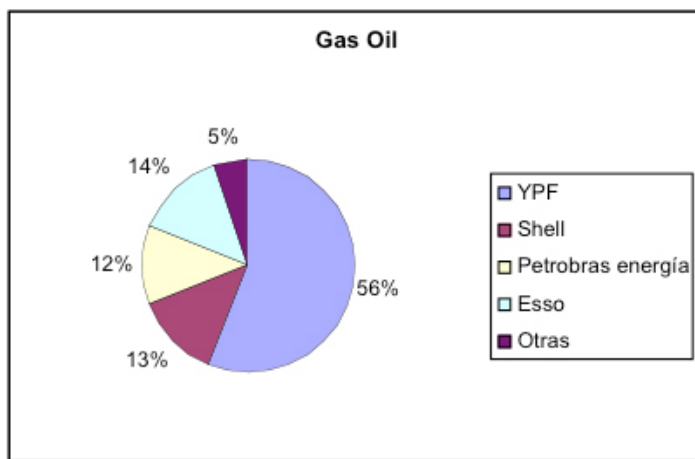


GRÁFICO IV-2.7



Fuente: IAE

Modalidades contractuales:

Existen cuatro modalidades contractuales que pueden unir a las empresas comercializadoras y a los estacioneros: *COCO (Company Owned, Company Operated)*, *CODO (Company Owned, Dealer Operated)*, *DOCO (Dealer Owned, Company Operated)* y *DODO (Dealer Owned, Dealer Operated)*.

- *Modalidad COCO:* la empresa petrolera es dueña de la estación de servicio y sus empleados la operan directamente.
- *Modalidad CODO:* la empresa petrolera es dueña de la estación de servicio pero un tercero la opera, a través de una franquicia (alquiler).
- *Modalidad DOCO:* un tercero es dueño de la estación de servicio pero la cede para que la empresa petrolera la opere (recibiendo a cambio un alquiler).
- *Modalidad DODO:* un tercero es dueño de la estación de servicio y también el encargado de operarla. Opera bajo una bandera mediante un contrato de suministro exclusivo de productos.

En Argentina, bajo la modalidad COCO se encuentran entre 400 y 500 estaciones de servicio, siendo DODO la modalidad de mayor uso (90% de las estaciones de servicio).

En nuestro país, en la mayoría de las estaciones DODO las empresas comercializadoras realizan inversiones en las estaciones de servicio aún cuando no poseen la propiedad de la tierra. Estas inversiones, en carteles, surtidores y tanques se complementan con préstamos de distintos montos otorgados a los estacioneros para que puedan cumplir con los requisitos de imagen y servicios que la empresa comercializadora impone a su red. Un cambio en la operación DODO ha sido la modalidad de consignado, por la cual la estación vende “por cuenta y orden” de la empresa comercializadora. Esta nueva modalidad operativa permite aumentar el control en el expendio de combustible (intento de reducir la compra de combustible en el sector informal), evita el pago de ingresos brutos y permite a la comercializadora determinar el precio final de venta de los productos aumentando así el grado de integración vertical.

IV-2.5 Precios

A partir del abandono del régimen de convertibilidad y la adopción de un sistema cambiario de flotación administrada a comienzos del año 2002 se produjo un fuerte proceso de reacomodamiento de los precios relativos en la economía Argentina. Así la depreciación del peso, ocurrida a principios del año 2002, obligó a los especialistas a concentrar nuevamente el análisis en un fenómeno que, tras varios años de estabilidad, había sido “olvidado” por la sociedad Argentina: la inflación.

A continuación se observan los precios de los combustibles en la Argentina para el año 2005, donde pueden evidenciarse las diferencias en los precios con otros países.

Precios de los Combustibles Líquidos al público en Surtidor
GRÁFICO IV-2.9

	Nafta Super	Gas Oil
	u\$/litro	u\$/litro
Argentina	0,65	0,5
Brasil	0,91	0,68
Chile	0,95	0,71
Mexico	0,69	0,48
EE.UU.	0,62	0,62

Fuente: IAE

En el caso de las naftas, los precios locales se encuentran entre un 45% y un 60% por debajo de los vigentes en los países de referencia. En el caso del gasoil, esta diferencia es de hasta un 30%.

Se observan excepciones en México y en los EEUU. En este último país, la exigua carga impositiva existente hace que los valores observados sean por lo general inferiores a los del resto de los países.

En la Argentina, desde 2003 se encuentran congeladas las tarifas de los combustibles, lo que según algunos sectores que están a favor de que se destraben los precios, es el causante de algunos desabastecimientos (de gas oil) que se han registrado en los últimos meses. Esto a su vez ha recibido la contraofensiva del gobierno mediante la aplicación de multas debido a la violación de la ley de desabastecimiento.

Dadas estas diferencias de precios entre nuestro país y el exterior, las cuales se hicieron mas significativas tras la invasión a Irak por parte de Estados Unidos y el consecuente aumento del precio del barril de crudo, las empresas advierten sobre la necesidad de adecuar los precios en las pizarras de las estaciones de servicio. No obstante esto, desde el Gobierno Nacional se ha anunciado que se aplicarán nuevos aumentos en las retenciones a las exportaciones de crudo si los aumentos en los combustibles se hacen efectivos.

Biografía del Mercado de combustibles

1. “La República Argentina y su industria petroquímica” Edgardo Silveti. Instituto Petroquímico Argentino, noviembre 1999.
2. “Variables significativas de la matriz energética de Santa Fe”. IESS y Federación industrial de Santa Fe, año 2006
3. “Modulo 1: Metodología de balances de energía”, Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), octubre 2006
4. “Determinantes de la inversión en el sector del petróleo y gas de la Argentina” Nicolás Gadano. Informe de la CEPAL, octubre 1998
5. “Aspectos tributarios del sector de hidrocarburos: El caso argentino”. Informe de la CEPAL, enero 2007
6. “Mercado de Combustibles Líquidos en Argentina”. Resumen Ejecutivo del MECOM
7. Anuario estadístico del Sector energético Argentino. Instituto Argentino de la Energía Gral. Moscón, 2005.
8. “Los Precios en la Economía Argentina durante el 2002: Algunos aspectos destacados”. Informe del Ministerio de economía y producción, año 2002
9. “Precios de los energéticos en la Argentina”. Informe realizado por el Dto. Técnico del Instituto Argentino de la Energía Gral. Moscón, julio 2005
10. “El frío volvió a desnudar los problemas energéticos”. Nota del diario La Opinión de Rafaela - 29/05/07

IV-3 MERCADO DEL GAS NATURAL

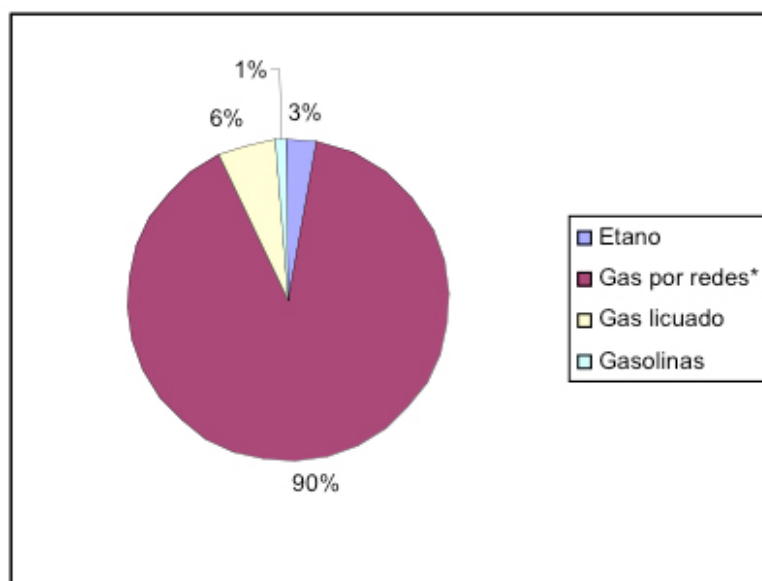
IV-3.1 Características del Gas Natural

El gas natural es un hidrocarburo fósil compuesto por una mezcla de gases y en mucho menor proporción líquidos muy livianos. Mayoritariamente está compuesto por metano (en una proporción del 80% al 95%) y otros hidrocarburos (etano, propano, butano) en estado gaseoso, hidrocarburos en estado líquido (como el pentano, hexano y heptano; que junto al propano y butano constituyen el componente más pesado del gas natural) y, finalmente, elementos no hidrocarburos como nitrógeno, anhídrido carbónico y gas sulfhídrico. Proviene de yacimientos subterráneos de gas o de petróleo y gas, de ahí su condición o denominación de gas asociado o libre, según se encuentre o no junto al petróleo.

El gas se consume en estado gaseoso (el caso del metano, que es el gas que se consume en domicilios, industria, comercio y usinas eléctricas), distribuido a través de grandes redes, en estado líquido (propano y butano), denominado gas licuado o GLP (almacenándose a temperaturas muy bajas y presión atmosférica, comercializado en tubos, garrafas y a granel para su consumo en hogares, petroquímica y otras industrias) y/o en estado condensado conocido como gas natural comprimido o GNC (almacenado a alta presión; se utiliza como combustible vehicular dado su bajo costo y su menor poder contaminante en relación a otros líquidos). El etano es usado en la industria petroquímica como insumo del etileno mientras que de los componentes líquidos del gas natural (pentano, hexano y heptano) se obtienen gasolinas (denominadas gasolinas naturales) que son demandadas por las refinerías para mezclar con naftas.

Todos estos componentes son separados y extraídos en plantas fraccionadoras de líquidos y gases emplazadas a la salida del yacimiento previo a su inyección al sistema de transporte, ocasión en la que además se remueven las impurezas del hidrocarburo, ya sean líquidos agua, dióxido de carbón o sulfuro que podría corroer los ductos o gases inertes como helio que podría reducir el valor energético del gas. Desde allí el gas natural se adentra al sistema de transmisión por gasoductos, siendo necesario además la instalación de estaciones compresoras a lo largo de los mismos, que aumentan la presión que el gas pierde en su recorrido. Finalmente el fluido llega a las empresas distribuidoras que lo miden y le imprimen el olor característico del gas, para luego enviarlo a consumidores finales (hogares, comercios, industrias, usinas eléctricas) por otro sistema de tuberías.

Matriz de transformación del Gas natural (Arg) GRÁFICO IV-3.1



* Incluye el consumo de GNC

Fuente: BEN-Secretaría de Energía - 2003

El gas ofrece muchas ventajas comparado con otros combustibles fósiles: abundantes reservas (las cuales ya no son tan abundantes, de hecho desde 2005 la Argentina necesita cada vez más cantidades de gas natural de procedencia importada), eficiencia energética, competitividad y el hecho de ser el más limpio en materia ambiental. De allí que en los últimos años se ha convertido en una fuente de energía de creciente importancia.

Entre 1970 y 2000 el consumo de gas natural en el mundo se más que duplicó y su participación en la matriz de consumo energético mundial evolucionó desde el 17% hasta poco más del 23% actual, aunque en la Argentina dicha participación supera el 45%³².

En Argentina la base fundamental de la matriz energética primaria descansa en el petróleo y el gas (90% en conjunto aproximadamente), pero la importancia de este último ha sido creciente en el tiempo, a punto tal que no sólo desplazó al petróleo de su histórico primer lugar sino que además revirtió el saldo comercial deficitario de años anteriores³³ (para transformarse en un exportador neto del fluido, al menos hasta los cortes de las exportaciones). Inclusive, su importancia se acrecienta en la matriz energética secundaria, ya que desde el punto de vista de la producción Argentina no es

³² Fuente: CEPAL - Marzo de 2003

³³ Año 1992: Gas natural 40% - Petróleo 49% ; Año 2001: Gas natural 47% - Petróleo 41%. Según la CEPAL - Marzo de 2003

un actor relevante a nivel mundial, es uno de los países de mayor consumo de gas natural en relación a su consumo total de energía.

IV-3.2 Características de la actividad

Una de las características esenciales de la actividad es que se trata de un recurso no renovable y de allí la necesidad de asumir riesgos exploratorios, considerando que el descubrimiento del yacimiento a menudo se produce sólo luego de varios y costosos intentos fallidos. La tecnología de exploración evoluciona de manera constante en pos de minimizar dichos riesgos, sin embargo aún no se ha podido hallar un método que permita en forma indirecta definir la presencia de hidrocarburos en el suelo. Por ello es que para comprobar la presencia del recurso natural se debe recurrir a complejas técnicas exploratorias, incurriendo en elevados costos que no garantizan el hallazgo final del combustible.

Pero aún suponiendo que la exploración fuera exitosa, luego deben continuar los trabajos de delimitación del yacimiento descubierto con la perforación de nuevos pozos para efectuar la valoración de las reservas (entendiéndose como tales la cantidad del recurso que se puede extraer de manera económica, o sea, cuando el ingreso marginal es positivo). Esto significa que desde el descubrimiento de un yacimiento hasta su total desarrollo pueden ser necesarios varios años de trabajo, al igual que la inversión de fuertes sumas de capital. Se trata pues de una actividad de alto riesgo y elevados requisitos de capital (también de personal altamente capacitado), razón por la cual participan de la misma empresas con fuerte respaldo financiero.

Por otro lado, los proyectos gasíferos se desarrollan de manera lógica, en el sentido que para concretarse necesitan tener en una punta las reservas y en la otra, conectada por un gasoducto, el consumo con un factor de carga tal que permita amortizar las inversiones aguas arriba, en desarrollo de yacimientos y fundamentalmente en infraestructura de transporte y de distribución. Por ello es un negocio de muy largo plazo y los contratos de provisión son a 20/25 años; y usualmente están asociados a demanda de generadores eléctricos y/o grandes proyectos industriales. Pero además y precisamente porque se trata de inversiones con un horizonte largo de maduración, que implican la construcción de una gran infraestructura fija, es esencial (más que en otro tipo de industria o actividad) que los inversores, que procuran minimizar el riesgo, se sientan seguros sobre los lineamientos políticos básicos y en que las variables macroeconómicas no vayan a cambiar demasiado con el tiempo.

Otra característica saliente del mercado del gas natural es que no tiene un mercado mundial desarrollado, como el caso del petróleo y por ello es que la formación de precios en el mercado no es tan clara y directa como en el caso de este último, con un mercado spot desarrollado y un precio de referencia para las transacciones internacionales (WTI). Por el contrario, los mercados de gas natural tienden a ser más regionales en naturaleza (el 70% del petróleo se comercializa internacionalmente mientras que en gas esa cifra es de sólo el 24%); de allí que los precios pueden variar considerablemente entre países.

Las distancias importan tremendamente en el negocio del gas natural. Este tiene una rigidez muy fuerte en infraestructura de transporte, el cual en promedio representa alrededor del 50% del precio de la materia prima, un porcentaje muy superior al

observado en petróleo y/o derivados. Transportar gas natural por ductos tiene sentido económico hasta cierta distancia, a partir de la cual se torna sumamente oneroso e inviable económicamente por lo que debe realizarse en buques metaneros previo pasaje del estado gaseoso al estado líquido, para luego regasificarlo en el puerto de destino (o centro de consumo final).

IV-3.3 Historia de Gas del Estado

En principio el gas utilizado en las ciudades europeas fue de origen manufacturado, obtenido de la destilación o carbonización de la hulla. Este gas preparó el camino tecnológico a la posterior utilización del gas natural. Los Estados Unidos fueron los pioneros de la exploración y explotación del gas natural. En 1821, los habitantes de Fredonia (cerca de Nueva York), cavaron un pozo de nueve metros de profundidad y condujeron el gas por tuberías de madera y de plomo a varias casas para su alumbrado. A lo largo del siglo XIX, el uso del gas natural permaneció localizado porque no había forma de transportar grandes cantidades de gas a través de largas distancias, razón por la que el gas natural se mantuvo desplazado del desarrollo industrial por el carbón y el petróleo. A comienzos de 1900 el gas manufacturado se comenzó a implementar en Argentina, país con mayor historial en Latinoamérica en este tema.

En 1929, el director de YPF dispuso la toma del mercado de combustibles líquidos y anunció que a partir de ese momento sus precios serían determinados por el Estado nacional y no por empresas extranjeras.

La cuestión gasífera fue ganando relevancia dentro de Yacimientos Petrolíferos Fiscales, llegando a convencer al gobierno del Grupo de Oficiales Unidos de la necesidad de crear un organismo estatal que se encargara de la distribución del gas por redes, hasta entonces a cargo de empresas extranjeras (como la Compañía Primitiva de Gas de Buenos Aires). Fue así que en 1945 se decretó la nacionalización del gas y la empresa comenzó a instalar redes de captación de gas en sus yacimientos de Comodoro Rivadavia. El 1 de enero de 1946 se creó la Dirección Nacional de Gas del Estado en forma independiente a la petrolera estatal, siendo su primer director el Ingeniero Canessa.

Hasta el momento las necesidades gasíferas se satisfacían con gas de alumbrado obtenido en base a carbón de hulla importado del Reino Unido, hecho que derivaba en elevados costos, por lo que Canessa convenció al ejecutivo de entonces de la necesidad de reemplazar las importaciones de gas por aquel que se vendía en Comodoro Rivadavia, llegando de esta manera a soldar el primer caño de un gasoducto que iría de Llavallol a Comodoro Rivadavia, el 1 de enero de 1947. Se optó por comenzar la construcción del gasoducto en el Gran Buenos Aires y no en el lugar de obtención del gas porque, según Canessa, así se evitaban las interferencias de empresas extranjeras y aseguraba la terminación de la obra, puesto que si empezaba en Comodoro Rivadavia podría ser desviada, pero si partía desde el lugar de destino indefectiblemente debería llegar a una fuente de gas.

El extenso gasoducto, uno de los más largos del mundo en su momento, fue inaugurado en diciembre de 1949. A partir de ese momento se aplicó una política tendiente a la baja sostenida de tarifas y la expansión del sistema de gas por redes. La Argentina se colocaba así entre los tres países más avanzados en el aprovechamiento del gas natural,

junto con los Estados Unidos y la Unión Soviética. Gas del Estado incrementó la cantidad de instalaciones domésticas de 190.000 en 1943 (recibía el servicio el 6% de la población) a cerca de 5.000.000 en 1992, abarcando 18 provincias y el 45% de la población del país. La tarifa del servicio había variado en sentido inverso, siendo en 1992 sólo el 6% del promedio de 46 años antes.

La empresa, junto con Gaz de France, era considerada al momento de su privatización uno de los mejores ejemplos en prestación del servicio público de gas.

Gas del Estado tenía a su cargo el transporte, tratamiento y distribución de gas natural en todo el país. Todo el gas natural captado para su comercialización era entregado por YPF a Gas del Estado, a un precio de transferencia fijado por la Secretaría de Energía. Debido al objetivo principal de la política energética, que estaba dirigida a sustituir los combustibles líquidos por gas natural en los usos residenciales, industriales y la generación eléctrica, esos precios de transferencia se mantuvieron muy bajos, especialmente hasta mediados de los años 70. Esta situación posibilitó una transferencia de renta que permitió a Gas del Estado realizar las grandes inversiones requeridas para expandir la cobertura del servicio.

Dada esta situación preferencial del gas natural en el balance energético, la Argentina se ubicaba entre los países con mayor desarrollo de esa industria en el plano mundial, especialmente si se considera el grado de cobertura alcanzado con respecto a los usos calóricos en el sector residencial.

Al igual que en el caso de YPF, la situación económico-financiera de Gas del Estado se vio negativamente afectada desde mediados de los años 70, por la política tarifaria adoptada, por contratos desventajosos con actores privados y por los precios convenidos para la importación de gas desde Bolivia. En efecto, a partir de 1976 fue incrementándose de manera muy significativa la carga impositiva sobre la venta de gas natural, dando lugar a un progresivo incremento en los niveles reales de las tarifas a usuarios finales, mientras que los ingresos tarifarios medios de Gas del Estado mostraron en términos reales una tendencia declinante.

Debe señalarse además, que el precio que Gas del Estado pagó por el gas importado de Bolivia constituyó un factor decisivo para el deterioro de su situación económico-financiera. Dicho precio fue muy superior a los niveles pagados por el gas importado en otros países y, en algunos años, incluso mayor que los precios medios CIF del petróleo, expresados en unidades equivalentes.

Los mayores costos de ese contrato de importación, cuya renovación estuvo motivada principalmente en razones de tipo geopolítico, no se reflejaron en las tarifas percibidas por la empresa distribuidora, dando así lugar a una drástica reducción de sus excedentes operativos, especialmente hasta 1985.

No obstante esas medidas adversas sobre precios, impuestos y contrataciones con grupos privados, al iniciarse el proceso de privatización la empresa de Gas del Estado mostraba una situación financiera aceptable y un buen desempeño técnico-económico.

Antes de la puesta en marcha de la reforma, YPF concentraba toda la disponibilidad nacional de gas natural, ya fuera a través de su producción directa o la realizada por medio de contratistas nacionales (hacia junio de 1992 la participación del sector privado

era del 3% del total: Bridas, Astra, Perez Companc, Pluspetrol, Total, Deminex, Tecpetrol, Coastal, y otras menores). Hacia fines de la década del 80, alrededor del 10% de la oferta total de gas natural se originaba en la importación desde Bolivia que se realizaba a través del Gasoducto del Norte.

Durante la década del 90 Gas del Estado no escapó las privatizaciones que alcanzaron a las empresas del estado. El argumento que sustentó la privatización fue que la empresa no invertía en el mantenimiento de sus redes y el traspaso del sector a manos privadas supondría una baja en las tarifas, lo que estaría garantizado por un ente de control a crearse según la ley 24.076, el ENARGAS (Ente Nacional Regulador del Gas).

El organismo fue creado para desempeñar las siguientes funciones:

- Proteger adecuadamente los derechos de los consumidores;
- Promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda de gas natural, y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo;
- Propender a una mejor operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transporte y distribución de gas natural;
- Regular las actividades del transporte y distribución de gas natural, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables;
- Incentivar la eficiencia en el transporte, almacenamiento, distribución y uso del gas natural;
- Incentivar el uso racional del gas natural, velando por la adecuada protección del medio ambiente;
- Propender a que el precio de suministro de gas natural a la industria sea equivalente a los que rigen internacionalmente en países con similar dotación de recursos y condiciones.

Otro aspecto a destacar es que en 1992, a través de la Ley 24.145, la Nación transfirió a las Provincias el dominio público de los yacimientos de hidrocarburos (salvo algunos casos) ubicados en sus respectivos territorios. De esta forma las Provincias pasaron a tener participación en la determinación del porcentaje de las regalías y en el análisis y evaluación de las ofertas por adjudicación de zonas para exploración y explotación.

IV-3.4 Estructura actual del sector

La Ley N° 24.076 (privatización de Gas del Estado), promulgada parcialmente el 09/06/92, estableció el nuevo marco regulatorio de la industria gasífera en Argentina, promoviendo la competencia en las áreas donde ésta es viable (producción) y regulando aquellas etapas que sólo pueden operar eficientemente como "monopolios naturales" (transporte y distribución), catalogando a estas últimas como "servicio público nacional". De igual modo, buscó evitar que una determinada empresa (o grupo) tuviera control sobre todo el negocio gasífero, procediendo a la segmentación del mismo en tres tipos de actividades de carácter complementario:

- **Producción:** nuclea las actividades de extracción y procesamiento de gas (upstream).

Producción de Gas Natural por Provincias³⁴ (en m3)
GRÁFICO IV-3.2

Provincia	Total anual
Chubut	3.014.399
Formosa	31.067
Jujuy	5.386
La Pampa	399.450
Mendoza	2.115.750
NC (estado Nacional)	2.098.802
Neuquén	26.579.453
Rio Negro	686.987
Salta	7.011.790
Santa Cruz	5.069.699
Terra del Fuego	4.633.410
Total	51646193,3

- **Transporte:** Se consideran transportistas a las personas jurídicas del derecho privado que, habilitadas por concesión, licencia o permiso, condujeran gas desde el punto de ingreso al sistema hasta su recepción por parte de distribuidores, almacenadores o grandes consumidores. Los transportistas no pueden comprar ni vender gas, con excepción de las compras que hagan para consumo propio y para mantener la operación del sistema (los volúmenes los decide el ente regulador). La retribución del transportista está regulada, dado que por su características constituye un monopolio natural.

El transportista está obligado a permitir el acceso a sus instalaciones y servicios sobre una base no discriminatoria; los costos directos o indirectos de la instalación serán soportados por quien requiera la interconexión. Sin embargo, este acceso libre no implica que se pueda exigir al transportista una ampliación de sus instalaciones. El transportista está obligado a transportar gas en tanto la capacidad existente en el gasoducto lo permita, de conformidad con las modalidades del servicio a contratar. El transportista podrá en forma discrecional, reducir sus tarifas reguladas, pero la reducción se deberá realizar para todos los que contratan en los mismos términos.

Las empresas licenciatarias³⁵ están obligadas a recibir y transportar el gas, operando el Sistema de Gasoductos respectivo (primordialmente de alta presión).

³⁴ Según los datos proporcionados por las tablas dinámicas de la Secretaría de Energía de la Nación, año 2006.

³⁵ Transportadora de Gas del Norte y Transportadora de Gas del Sur. Parte del gas producido no entra al sistema de transporte, pues se consume en la región donde se extrae: es el caso de Gas de Malargüe para Distribuidora Cuyana y otras fuentes utilizadas por Distribuidora Sur.

- **Distribución:** Los distribuidores reciben el gas del transportista (pueden comprarlo o simplemente, transportarlo) y tienen a su cargo el abastecimiento de los consumidores hasta el medidor de consumo, dentro de una región determinada. Los distribuidores deben llevar a cabo sus funciones con instalaciones permanentes. Pueden contratar directamente con productores o comercializadores, pero no les está permitido el control de las firmas transportistas, ni ser productores o almacenadores. Tampoco podrán ser distribuidores los consumidores que contraten directamente con los productores.

La prestación del servicio de distribución de gas puede realizarse en base firme o interrumpible. "Firme" es una característica del servicio brindado a los clientes que no prevé interrupción, salvo en situaciones de emergencia o fuerza mayor. Por el contrario, "Interrumpible" es una característica del servicio que prevé y permite interrupciones mediante el correspondiente aviso de la distribuidora al cliente. Todos los servicios de distribución de gas se realizan en base firme, salvo los servicios ID e IT que son servicios interrumpibles.

Las empresas licenciatarias³⁶ reciben el gas natural de los transportistas y lo distribuyen, operando una red de gasoductos de menor nivel de presión, que llega hasta los usuarios o consumidores finales. También existen subdistribuidores, que son entes o sociedades de derecho privado que operan cañerías de gas que conectan el sistema de distribución de una distribuidora con un grupo de usuarios.

Existen las siguientes categorías de usuarios:

- *Residencial:* Servicio con medidor individual separado para usos domésticos no comerciales.
- *Servicio general "P" (SG-P):* Servicio para usos no domésticos en donde el cliente no tiene una cantidad contractual mínima (no hay un contrato de servicio de gas).
- *Servicio general "G" (SG-G):* Servicio para usos no domésticos en donde el cliente ha celebrado un contrato de servicio de gas con una cantidad contractual mínima, la cual en ningún caso puede ser inferior a 1.000 m³ /día durante un período no menor a un año.
- *Gran usuario "ID":* Servicio para un cliente que no utiliza el gas para usos domésticos y que no es una estación GNC, ni un subdistribuidor, siempre que haya celebrado un contrato de servicio de gas que incluya una cantidad mínima anual de 3.000.000 m³, y un plazo contractual no menor a doce meses en todos los casos. El servicio prestado es interrumpible.
- *Gran usuario "FD":* Servicio para un cliente que no utiliza el gas para usos domésticos y que no es una estación GNC, ni un Subdistribuidor, siempre que haya celebrado un contrato de servicio de gas que incluya una cantidad mínima diaria contractual de 10.000 m³ y un plazo contractual no menor a doce meses. En todos los casos, el servicio prestado se realiza sobre una base firme.

³⁶ Camuzzi Gas del Sur, Camuzzi Gas Pampeana, distribuidora de Gas cuyana, Distribuidora de Gas del Centro, Distribuidora GasNEA, Gas Natural Ban, Gasnor, Litoral Gas, Metrogas y Redengas

- *"SDB" (subdistribuidor)*: Servicio que se presta a un cliente que opera cañerías de gas que conectan el sistema de distribución de una distribuidora con un grupo de usuarios (excepción hecha del SDB de la ciudad de Paraná, conectado directamente a la red troncal de gasoductos de TGN). Para operar como SDB definitivo debe mediar una autorización de la autoridad regulatoria. El servicio se presta bajo contrato con modalidad firme.
- *GNC (Gas Natural Comprimido)*: Servicio que se presta a una persona física o jurídica que expende gas natural comprimido para su uso como combustible para automotores y cuenta con un medidor individual separado. El servicio se presta bajo contrato con modalidad firme y/o interrumpible.
- *Gran usuario "FT"*: Servicio que presta una distribuidora a un cliente que no utiliza el gas para usos domésticos y que no es una estación GNC, ni un subdistribuidor, siempre que haya celebrado un contrato que incluya una cantidad mínima diaria de 10.000m³. Este servicio, que está disponible para cualquier cliente con conexión directa al sistema de transporte de una transportista, se presta por contrato y se realiza sobre una base firme.
- *Gran usuario "IT"*: Servicio disponible para cualquier cliente de la distribuidora con conexión directa al sistema de transporte. El cliente no debe utilizar el gas para usos domésticos ni ser una estación GNC, ni un subdistribuidor, y comprar una cantidad mínima contractual de 3.000.000 de m³/año (y un plazo contractual no menor a doce meses). El servicio se presta en condiciones de interrumpibilidad, es decir, que está sujeto a cortes y/o restricciones en situaciones de escasez o emergencia.

Gas del Estado fue fraccionada en diez compañías, dos transportistas y ocho distribuidoras (cuyas licencias fueron otorgadas el 28/12/92 por el lapso de 35 años con opción a 10 adicionales) que cubrían todo el territorio nacional, excepto la región Noreste (GASNEA Mesopotámica, adjudicada luego a un consorcio controlado por Gaz de France International). Las áreas de licencia del servicio de distribución de gas natural por redes son:

Metrogas:

- *Subzona Metropolitana*: comprende el área de Capital Federal y los siguientes Partidos de la Provincia de Buenos Aires: Almirante Brown, Avellaneda, Berazategui, Esteban Echeverría, Ezeiza, Florencio Varela, Lanús, Lomas de Zamora, Presidente Perón, Quilmes y San Vicente.

Gas Natural BAN:

- *Subzona Buenos Aires Norte*: comprende los siguientes Partidos de la Provincia de Buenos Aires: Belén de Escobar, Campana, Capitán Sarmiento, Carmen de Areco, Exaltación de la Cruz, General Las Heras, General Rodríguez, General San Martín, Hurlingham, Ituzaingó, José C. Paz, La Matanza, Luján, Malvinas Argentinas, Marcos Paz, Mercedes, Merlo, Moreno, Morón, Pilar, San Andrés de Giles, San Antonio de Areco, San Fernando, San Isidro, San Miguel, Suipacha, Tigre, Tres de Febrero, Vicente López y Zárate.

Litoral gas:

- *Subzona Litoral*: comprende la Provincia de Santa Fe y los siguientes Partidos de la

Provincia de Buenos Aires: Baradero, Bartolomé Mitre, Colón, Pergamino, Ramallo, San Nicolás y San Pedro.

Distribuidora de Gas del Centro:

- *Subzona Centro:* comprende las Provincias de Córdoba, Catamarca y La Rioja.

Distribuidora de gas cuyana:

- *Subzona Cuyo:* comprende las Provincias de Mendoza (excepto Dpto. Malargüe), San Juan y San Luis.
- *Subzona Malargüe:* abarca el Departamento de Malargüe, en la Provincia de Mendoza.

GASNEA:

- Comprende las Provincias de Entre Ríos, Corrientes Misiones, Chaco y Formosa (cada provincia constituye una subzona tarifaria diferente).

GASNOR:

- *Subzona Salta:* comprende las Provincias de Salta y Jujuy.
- *Subzona Tucumán:* comprende las Provincias de Tucumán y Santiago del Estero.

Camuzzi Gas Pampeana:

- *Subzona Buenos Aires:* comprende la mayor parte de la Provincia de Buenos Aires excepto los Partidos incluidos en la subzona Bahía Blanca y el área cubierta por las distribuidoras Metrogas, Gas Natural Ban, Litoral Gas y Camuzzi Gas del Sur.
- *Subzona Bahía Blanca:* comprende los Partidos de Villarino, Bahía Blanca y Cnel. Rosales, en la Provincia de Buenos Aires.
- *Subzona La Pampa Norte:* comprende los Departamentos de Atreuco, Capital, Catrilo, Conhelo, Chapaleufú, Guatraché, Maracó, Quemú Quemú, Rancul, Realicó, Toay y Trenel, en la Provincia de La Pampa.
- *Subzona La Pampa Sur:* comprende los restantes departamentos de la Provincia de La Pampa.

Camuzzi Gas del Sur:

- *Subzona Neuquén:* abarca toda la Provincia de Neuquén, excepto los Departamentos Picún Leufú, Collón Curá, Huiliches, Lácar y Los Lagos, y los Departamentos Avellaneda, El Cuy, General Roca y 9 de Julio, en la Provincia de Río Negro.
- *Subzona Cordillerano:* comprende los Departamentos de Picún Leufú, Collón Curá, Huiliches, Lácar y Los Lagos, en la Provincia de Neuquén, los Departamentos Bariloche, Norquínco, Pilcaniyeu y 25 de Mayo, en la Provincia de Río Negro, y los Departamentos de Gastre, Cushamen, Futaleufú, Languiño, Paso de Indios y Tehuelches, en la Provincia de Chubut.
- *Subzona Buenos Aires Sur:* comprende el Partido de Patagones, en la Provincia de Buenos Aires, los Departamentos Pichi Mahuida, Conesa, San Antonio, Valcheta y Adolfo Alsina, en la Provincia de Río Negro, y los Departamentos de

Biedma, Telsen, Gaiman, Rawson, Mártires y Florentino Ameghino, en la Provincia de Chubut.

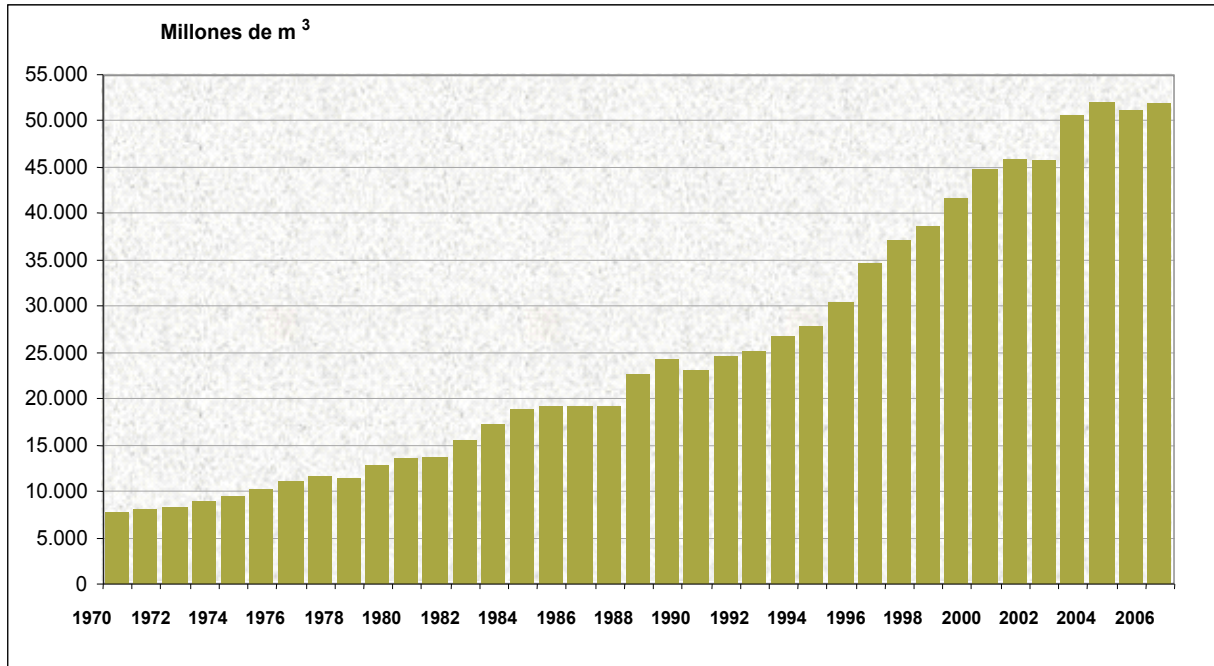
- *Subzona Chubut Sur*: comprende los Departamentos de Escalante, Sarmiento y Río Senguer, en la Provincia de Chubut, y los Departamentos Deseado, Lago Buenos Aires, Magallanes y Río Chico, en la Provincia de Santa Cruz.
- *Subzona Santa Cruz Sur*: comprende los Departamentos de Corpen Aike, Güer Aike y Lago Argentino, en la Provincia de Santa Cruz.
- *Subzona Tierra del Fuego*: comprende la Provincia homónima.

En cuanto a las transacciones con otros países, el nuevo marco autoriza las importaciones de gas natural sin necesidad de aprobación previa. Sin embargo, las exportaciones de gas natural deberán, en cada caso, ser autorizadas por el Poder Ejecutivo Nacional, dentro del plazo de noventa días de recibida la solicitud, en la medida que no se afecte el abastecimiento interno. Posteriormente, la Secretaría de Energía y Minería dictó la Resolución N° 131, el 9 de febrero de 2001 por la cual se establece un procedimiento de aprobación automática de solicitudes de exportación de gas natural en el supuesto que se verifiquen las condiciones técnicas especificadas en la misma. Las empresas solicitantes deberán acreditar la solicitud de compra externa (mediante presentación de un contrato o carta de intención) y la correspondiente certificación de reservas disponibles para la exportación que cubra el volumen total a exportar durante el plazo del contrato.

En Enero de 1999 se procedió a la venta de una parte (14,99%) de las acciones de YPF que hasta entonces permanecían en manos del Estado (20%). Esas acciones fueron compradas por la firma española Repsol, la cual en 1996 había adquirido el control accionario de Astra (uno de los principales grupos petroleros del país) y, con ello, el de las participaciones accionarias en yacimientos de hidrocarburos, en refinerías y otros activos de YPF transferidos al sector privado antes de la privatización de la petrolera estatal. Así, Repsol pasó a controlar la casi totalidad del paquete accionario de YPF.

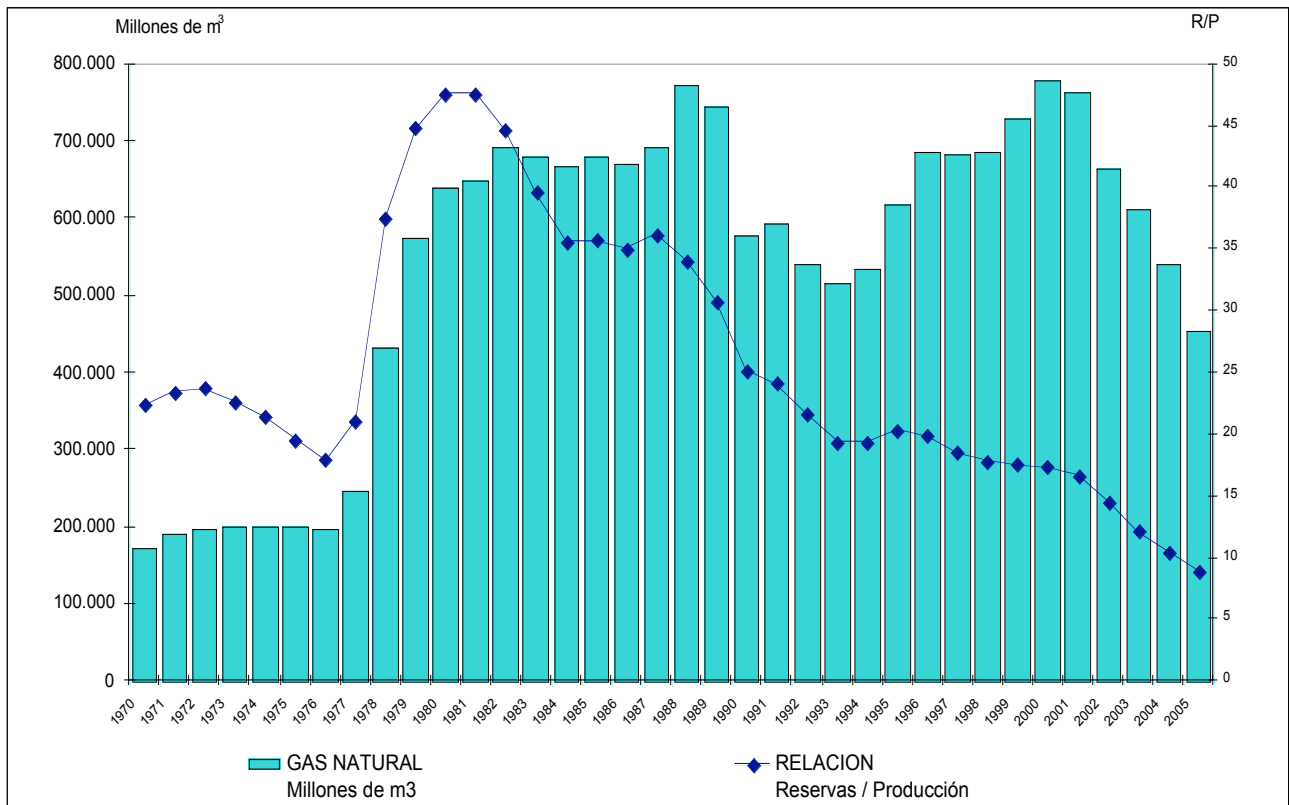
En materia de reservas de hidrocarburos, se puede observar de los resultados del programa de privatización de YPF un significativo incremento en la extracción de los recursos hidrocarburíferos no renovables: petróleo y gas natural, acompañado de una drástica disminución en el nivel de reservas probadas, consecuencia de un uso irracional en la explotación de los yacimientos por parte de los operadores que participaron de la venta de activos de YPF SE a comienzos de la década del '90 (continuada hoy por el oligopolio petrolero liderado por Repsol YPF), así como también del considerable descenso registrado en el número de pozos exploratorios en todas las cuencas productivas del país a partir de las reformas estructurales.

Producción de Gas Natural GRÁFICO IV-3.3



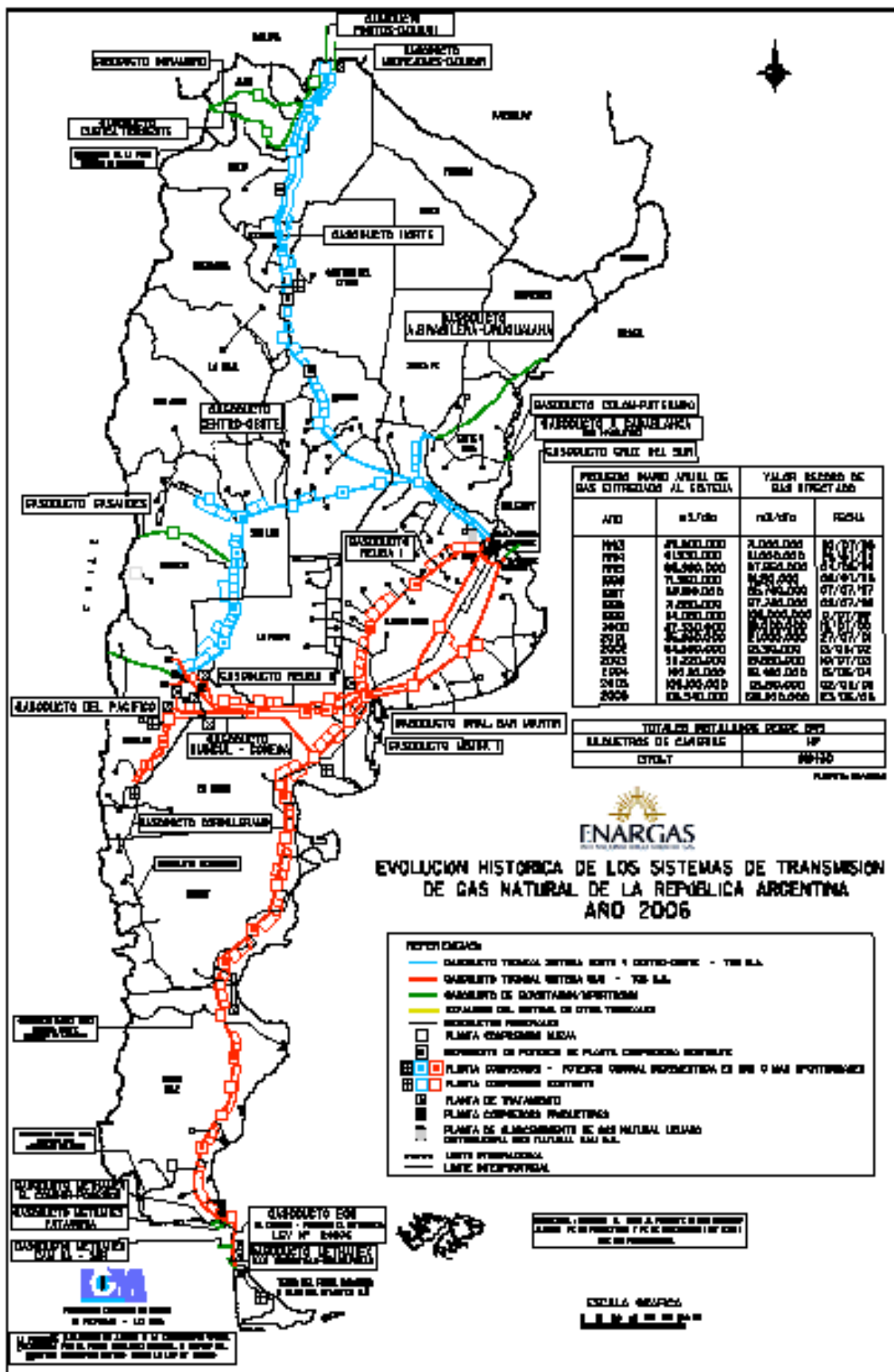
Fuente: Secretaría de Energía de la Nación - Elaboración: IAE

Evolución Reservas y Relación Reservas – Producción de Gas Natural GRÁFICO IV-3.4

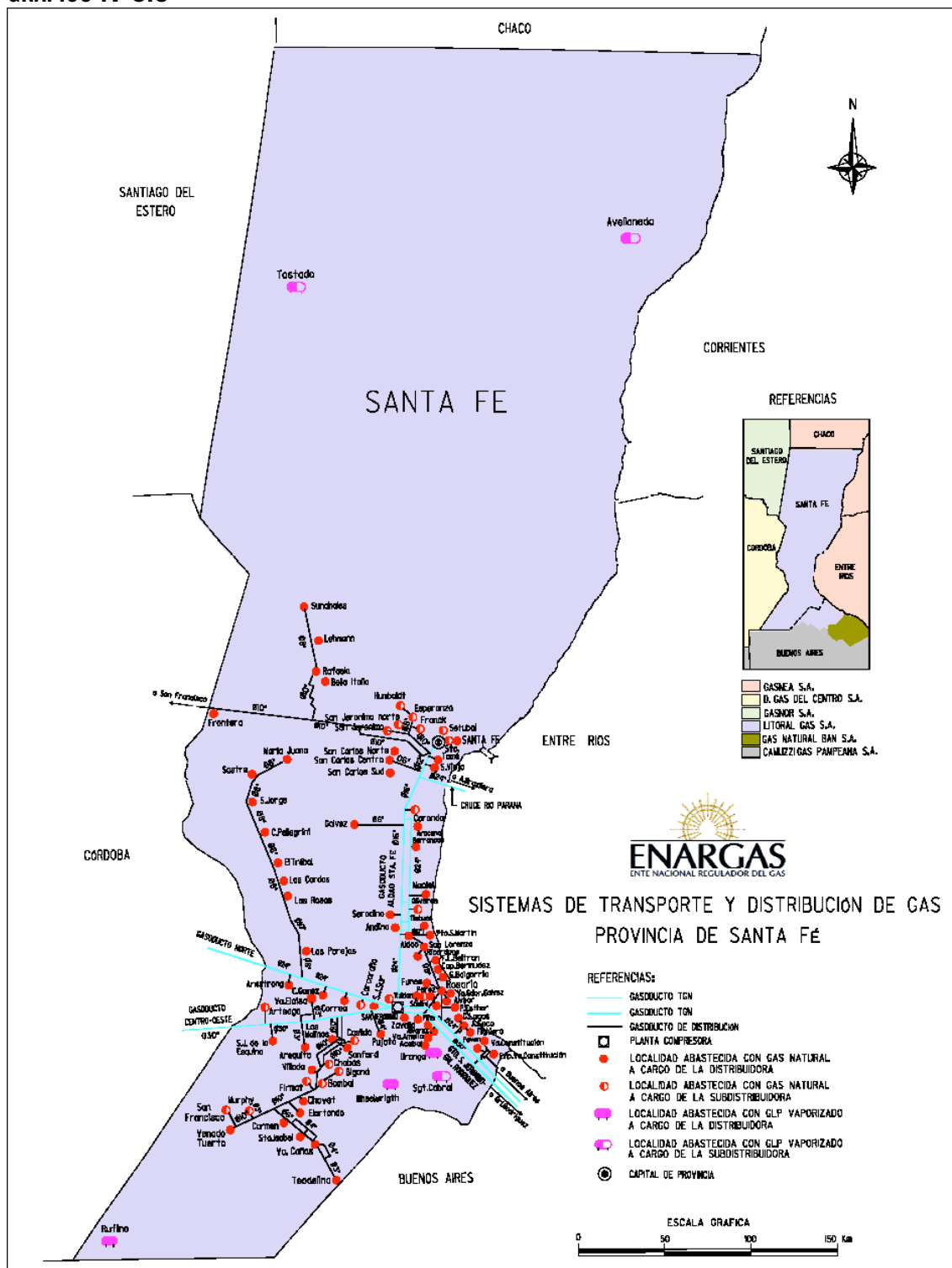


Fuente: Secretaría de Energía de la Nación - Elaboración: IAE

Principales gasoductos del País
GRÁFICO IV-3.5



Gasoductos en la Prov. De Sta Fe
GRÁFICO IV-3.6



IV-3.4.1 Expansión de los sistemas de transporte y distribución

Con el objetivo de cumplimentar todas las tareas regulatorias y de control necesarias para la ejecución de las obras de expansión de la capacidad de transporte de gas natural previstas en el “Plan Energético Nacional”, dispuesto por el Poder Ejecutivo en el año

2004, el ENARGAS desarrolló tareas, dentro de su área de competencia, para la puesta en marcha y preparación de proyectos.

En el año 2005 se amplió la capacidad de transporte de los sistemas Norte y Sur a través del programa de fondos fiduciarios (fideicomisos) instrumentado por el Gobierno Nacional mediante el Decreto PEN N° 180/04, la Resolución MPFIPyS N° 185/04, el Decreto PEN N° 465/05 y la Resolución MPFIPyS N° 608/05.

Las obras de ampliación de capacidad de transporte de gas fueron:

- Expansión Gasoducto Gral. San Martín y Neuba II: 2,9 millones m³/día.
- Expansión Gasoducto Norte: 1,8 millones m³/día.
- Ampliación Gasoducto Cordillerano: 0,13 millones m³/día.
- Gasoducto Patagónico: 1,3 millones m³/día.
- Gasoducto a El Calafate y Cuenca C. Río Turbio: 359 km.
- Gasoducto Regional Santa Fe - Ruta 34-: 126 km. (10 localidades).
- Gasoducto de la Puna: 185 km. - cañería de 6 pulgadas.
- Gasoducto a Los Antiguos y Perito Moreno - Santa Cruz- (proyecto en ejecución): 321 km.
- Gasoducto Fuegoño: 100 km. (2 etapas) - cañería de 12 pulgadas.
- Gasoducto Regional Centro - CECRECE-: 230 km. (abastecerá a localidades de las Provincias de Córdoba, Santa Fe y Santiago del Estero).
- Gasoducto a Camarones - Chubut: 73 km. - cañería de 4 pulgadas.

Esto puede ser resumido en el siguiente cuadro:

Capacidad nominal de transporte³⁷ (MM de m³ cúbicos/día)

GRÁFICO IV-3.7

<i>Gasoducto</i>	2001	2002	2003	2004	2005	Variac. Ult. año	Indice Dic. 92=100
Norte	22.50	22.50	22.50	22.50	24.30	1.80	181.3
Centro Oeste	31.90	31.90	31.90	31.90	32.80	0.90	292.9
TGN	54.40	54.40	54.40	54.40	57.10	2.70	232.1
Neuba I	13.50	13.50	13.50	13.50	14.10	0.60	128.2
Neuba II	28.40	28.40	28.40	28.40	28.90	0.50	156.2
San Martin	22.30	22.30	22.30	22.30	26.30	4.00	170.8
TGS (2)	66.40	66.40	66.40	66.40	71.70	5.30	152.2
TOTAL TPTE.	120.80	120.80	120.80	120.80	128.80	8.00	179.6
Distribución	3.02	3.02	3.02	3.02	3.02	-	100.0
TOTAL SISTEMA	123.82	123.82	123.82	123.82	131.82	8.00	176.4

(2) Incluye gasoductos regionales de transporte (2,4 MM de m³ cúbicos/día)

³⁷ Capacidad al 31 de diciembre. Incluye gasoductos regionales de transporte y gasoductos de exportación; no incluye consumos en boca de pozo.

IV-3.5 El Mercado Electrónico del Gas (MEG)

El 13 de febrero de 2004 se creó el Mercado Electrónico de Gas S.A. (MEG). Las funciones fundamentales son transparentar el funcionamiento físico y comercial de la industria de gas natural y coordinar en forma centralizada y exclusiva todas las transacciones vinculadas a mercados de plazo diario o inmediato (mercados "Spot"), de gas natural y a los mercados secundarios de transporte y de distribución de gas natural.

Por medio de este instrumento, se establece también el régimen de inversiones de infraestructura básica de gas durante el proceso de normalización del servicio público.

El gobierno facultó a la Secretaría de Energía (decreto N° 181/2004) a realizar acuerdos con los productores de gas natural a fin de establecer un "ajuste del precio en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte" adquirido por las prestadoras del servicio de distribución de gas por redes; y la implementación de mecanismos de acceso para aquellos usuarios que inicien la adquisición directa de gas natural a los productores signatarios de esos acuerdos.

Así también, se estableció que los usuarios residenciales se clasificarían en tres umbrales de consumo, sobre los cuales se aplicarían en forma "segmentada" los ajustes que arrojará el proceso de actualización del precio del gas.

El MEG es el primer mercado spot de América del Sur en el que las empresas pueden comprar directamente el gas a precio del mercado. El Mercado Electrónico de Gas tiene entre cinco y ocho brokers de oferta y de demanda. Con el nuevo esquema, las firmas que quieren comprar gas deben acercarse a los brokers de demanda, que son los que intermedian en la compra a las productoras y los transportistas. Esto les permite por ejemplo, comprar gas en enero para su producción de los siguientes tres, seis o doce meses, de haber suministro disponible y de aceptar el precio del mercado.

Las industrias pueden seguir comprando el gas directamente a las petroleras en boca de pozo y firmar contratos a mediano o largo plazo de transporte y distribución como lo hacían anteriormente. Si una empresa con contrato interrumpible sale a comprar más gas porque le cortan el suministro, lo puede comprar directamente a las empresas petroleras o puede comprar el gas que le sobró a otra empresa que está en poder de un comercializador, generalmente a un precio tres veces mayor. Estos cambios no alcanzan a las casas de familias, comercios, colegios, hospitales y entes públicos. Todos seguirán siendo "clientes" de las distribuidoras.

Las transacciones se realizan a través de un sistema informático similar al estadounidense Nasdaq. El precio del gas se establece según la oferta y la demanda. El control técnico del MEG quedará a cargo de la Secretaría de Energía, pero la responsabilidad operatoria estará en manos de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, que creó una sociedad anónima, MEG S.A., que controlará todo el capital accionario.

El proyecto actual tiene los lineamientos básicos de la Secretaría de Energía, dependiente de Planificación, pero técnicos de la Bolsa de Comercio hicieron sus aportes basándose en gran medida en el mercado spot de gas de Gran Bretaña.

IV-3.6 Litoral Gas

LITORAL GAS es una compañía constituida en Argentina, que desarrolla sus operaciones exclusivamente en el país. Su actividad consiste en la distribución de gas natural por redes en el área geográfica conformada por las provincias de Santa Fe y noreste de Buenos Aires. Inició sus operaciones el 28 de diciembre de 1992, a partir de la privatización de la empresa Gas del Estado S.E., que hasta ese momento había tenido a su cargo, en forma exclusiva, el transporte y distribución del gas natural en todo el país.

Su administración central está ubicada en la ciudad de Rosario. La empresa es titular de una licencia por 35 años, con opción de extenderse por 10 años más de cumplirse determinadas condiciones.

Los accionistas de Litoral Gas son la sociedad TIBSA INVERSORA S.A., propietaria del 91.66 % del paquete accionario y el 8,34% restante pertenece a otros accionistas individuales, entre los cuales se incluyen empleados y ex empleados de la empresa. Los socios actuales de TIBSA son, a su vez, las siguientes sociedades: SUEZ-Tractebel S.A., un holding totalmente controlado del Grupo SUEZ, con una participación del 70% en TIBSA y el Grupo TECHINT, a través de su empresa Teggas N.V., con el 30 % restante de las acciones.

LITORAL GAS desarrolla con carácter de exclusividad la actividad de distribución de Gas Natural en el área conformada por la Provincia de Santa Fe y por los siguientes partidos del norte de la Provincia de Buenos Aires: San Nicolás, Ramallo, Pergamino, Colón, Bartolomé Mitre, San Pedro y Baradero.

El Gas que provee Litoral Gas a sus clientes proviene de las cuencas Noroeste y Neuquina y llega al área de distribución por medio de los gasoductos Norte y Centro Oeste respectivamente, operados por Transportadora de Gas del Norte.

IV-3.6.1 Clientes³⁸

A través de sus quince oficinas comerciales, Litoral Gas atiende a unos 512.500 clientes. El 95,5% de éstos está compuesto por el mercado residencial y el porcentaje restante corresponde a estaciones de GNC, pymes y grandes industrias.

La Empresa atiende a más de 127 expendedores de gas natural comprimido para uso vehicular y presta servicio a unos 58 Grandes Usuarios, siendo éstos importantes empresas industriales y usinas térmicas, que se cuentan entre los mayores consumidores de gas natural en el país.

³⁸ Fuente: Litoral Gas. Datos al 31/05/06

Cantidad de clientes
GRÁFICO IV-3.8

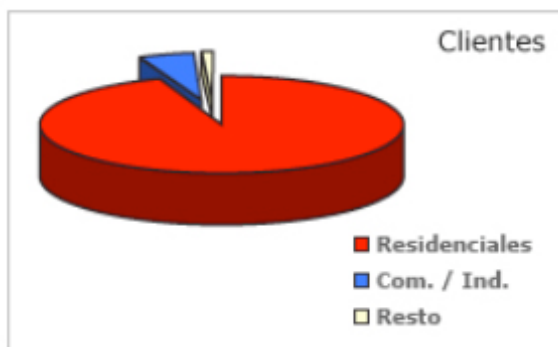


GRÁFICO IV-3.9

TIPO DE CLIENTE	CANTIDAD
Residenciales	484,318
Comerciales / Industriales	23,316
Subdistribuidores	18
GNC	127
Grandes Usuarios	58
G	6
Gas Licuado Petróleo	4,727
Total	512,570
Total en Prov. Santa Fe	435,824
Total en Prov. Buenos Aires	76,746

Ventas
GRÁFICO IV-3.10

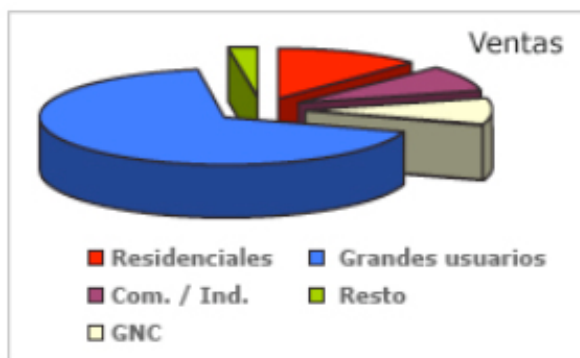


GRÁFICO IV-3.11

TIPO DE CLIENTE	MILES m3
Residenciales	133,963
Comerciales / Industriales	103,994
Subdistribuidores	26,219
GNC	118,008
Grandes Usuarios	1,130,502
Gas Licuado Petróleo	1.197
Total (Miles m3)	1,513,883

Bibliografía sobre el mercado del Gas Natural

1. “Componente: Gas natural y derivados” Nicolás Caruso. Estudio sectorial de la CEPAL, marzo 2003.
2. Texto sobre “Gas del Estado”. Enciclopedia libre Wikipedia.
3. Información institucional de ENARGAS - www.enargas.gov.ar
4. “Concepto 57” de 2003 por Mónica Hilarión Madariaga. Explicación de contratos Take or Pay. Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
5. “Energía en la Argentina: Estado de situación y perspectivas”, conferencia a cargo del Ing. Jorge Lapeña, para la Comisión Nacional de Energía de República Dominicana, septiembre de 2007.
6. “Lineamientos generales de la política energética vigente en Argentina” V.Bravo, R.Kozulj, H.Pistonosi, G.Hasson. Proyecto: URE/MERCOSUR, marzo, 2003.
7. “Categorías tarifarias del servicio de distribución de gas natural por redes”. Informe del ENARGAS
8. Información institucional de Litoral gas. www.litoral-gas.com.ar
9. “YPF: Cómo golpea su entrega”, Ricardo Andrés De Dicco. 02/06/07.
10. “Anuario estadístico del sector energético Argentino 2005” Instituto Argentino de la Energía “Gral. Mosconi”.
11. “Consejo para el Proyecto Argentino”. Publicación mensual de la Fundación, en el “Portal energético Internacional” sobre el MEG, abril 2004.
12. Boletín Oficial n° 30.650, martes 10 de mayo de 2005, pp. 4. Ministerio de Planificación general, Inversión Pública y Servicios, Secretaría de Energía; Resolución SE 0740/2005.
13. Capítulo 2° “Las actividades del ENARGAS” y capítulo 4° “Evolución de la industria del gas natural”. Informe anual del ENARGAS de 2005.
14. “Gas natural en Colombia: -GAS e.s.p. *(Perspectiva general de la industria)”, Universidad ICESI, 2003 (www.accessmylibrary.com)

IV.4 MERCADO DEL GAS LICUADO DE PETRÓLEO

Como explicamos en el capítulo anterior, la estructura del negocio del GLP es totalmente diferente a la del gas natural (tanto en lo referente a la oferta como en la demanda), razón por la cual la trataremos en forma separada.

IV-4.1 Breve descripción del GLP

El gas licuado del petróleo (GLP) es la mezcla de gases condensables presentes en el gas natural o disueltos en el petróleo. Los componentes del GLP a temperatura y presión ambientales son gases fáciles de condensar (licuar), de ahí su nombre. El propano y butano están presentes en el petróleo crudo y el gas natural.

Su producción tiene básicamente dos fuentes: 1) a través de la extracción de productos del gas natural; o 2) como producto liviano en la refinación de petróleo, sobre todo como subproducto de la destilación fraccionada catalítica (*FCC*, por sus siglas en inglés *Fluid Catalytic Cracking*).

El gas natural tiene cantidades variables de propano y butano que pueden ser extraídos por procesos consistentes en la reducción de la temperatura del gas hasta que estos componentes y otros más pesados se condensen. Los procesos usan refrigeración o turboexpansores para lograr temperaturas menores de -40°C necesarias para recobrar el propano. Subsecuentemente estos líquidos son sometidos a un proceso de purificación usando trenes de destilación para producir propano y butano líquido o directamente GLP. El GLP se caracteriza por tener un poder calorífico alto y una densidad mayor que la del aire.

Su mayor uso es como combustible residencial y es utilizado por aquellos usuarios, que aun no están conectados a la red de gas natural. Existen otros usos del mismo detallados a continuación.

IV-4.2 Usos del GLP

Residencial/ Comercial: el GLP tiene un mercado cautivo entre aquellos consumidores que no tienen acceso a las redes de Gas Natural. Es consumido en garrafas de varios tamaños, la mas común de 10 Kg., y en menor medida en cilindros de 45 Kg.

Petroquímica: principalmente se utiliza para la fabricación de plásticos y la producción de aditivos para aumentar el índice octano de las naftas.

Agrario: entre los usos más comunes se encuentran:

- *Generadores de Energía:* de uso extendido en lugar sin Gas Natural.
- *Enfriadoras:* este tipo de heladeras es de amplio uso en zonas aisladas.
- *Moto Bombas de irrigación:* Se pueden obtener ahorros respecto a las bombas accionadas eléctricamente. Las partes móviles y el aceite se mantienen limpias por mucho más tiempo, además el GLP puede ser almacenado por tiempo prolongado.
- *Conversiones de Tractores:* se realizan en EEUU mediante los kits disponibles en el mercado ya sea en motores con ciclo Otto o con ciclo

Diesel mediante la dualización. En Argentina el GLP cuesta lo mismo que el Diesel, en las regiones donde está exento, por lo que su aplicabilidad es indiferente sumado a que no hay disponibilidad de tractores con ciclo Otto. El rendimiento de los motores a GLP es inferior que los diesel. La inversión inicial es mayor. Requieren mayores cuidados en el sistema de carga y almacenamiento que el diesel.

- *Desmalezadoras, pesticidas y sistemas de incubadoras con llama a gas:* en estos dispositivos el GLP se emplea en los quemadores.

Industrial: para soldadura, corte, tratamiento en caliente de piezas y como combustible para auto elevadores. Otro uso difundido en la industria es en aquellas plantas alejadas de gasoductos y en donde por condiciones climáticas el diesel no es conveniente debido al elevado punto de congelamiento (ej: Mineras situadas en los Andes).

Autoelevadores: En autoelevadores el uso del GLP es común. Su combustión es más limpia que el diesel, por lo que se ha difundido su uso donde es necesario cumplir las exigencias de sanidad en el manejo de alimentos y en donde la calidad de los productos es medida por el color de los mismos.

Transporte: representa el menos significativo de los usos pero el que presentaría mayor potencial para poder aumentar la demanda, si la brecha de precio con otros combustibles justificara las inversiones adicionales. Existe la tecnología necesaria para la conversión de vehículos pequeños y medianos, y se está desarrollando e implementando la tecnología de los autobuses (en EE.UU. el GLP se estima 5 años detrás del GNC), aunque no ha tenido allí la penetración de otros combustibles. Como desventajas se presentan:

- Un mayor costo de mantenimiento.
- Menor vida útil de los convertidores catalíticos de NOx por el contenido de azufre del GLP.
- La seguridad, ya que el GLP es un combustible con vapores altamente explosivos que representan un peligro inminente si no se instalan y controlan los dispositivos preventivos adecuado. El inconveniente se soluciona, no sin mayores costos, con una adecuada normativa.

En el transporte pesado, la cantidad mundial de vehículos a GLP duplica a las de GNC debido a la mayor disponibilidad y a una relación de precios GLP/GNC más conveniente a la existente en Argentina. Las automotrices deben superar el factor del riesgo adicional, por lo que existen diversas apuestas en el tema (Iveco, por ejemplo, ha excluido el GLP de sus políticas de desarrollo por los costos de los seguros).

Consumo de GLP por sectores en el mundo y en Argentina

GRÁFICO IV-4.1

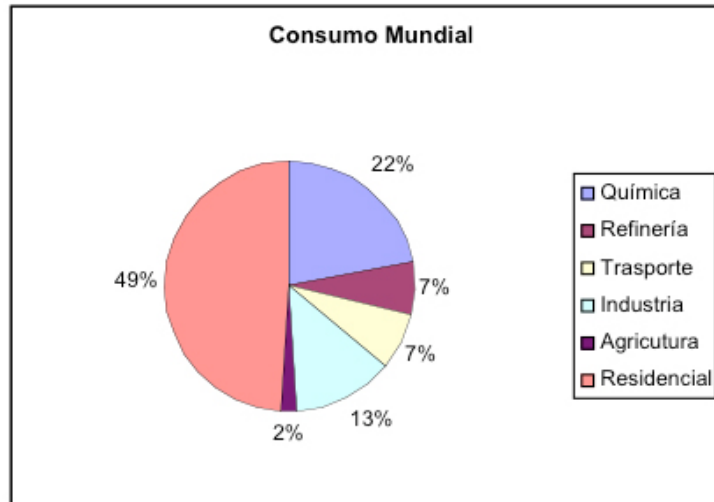
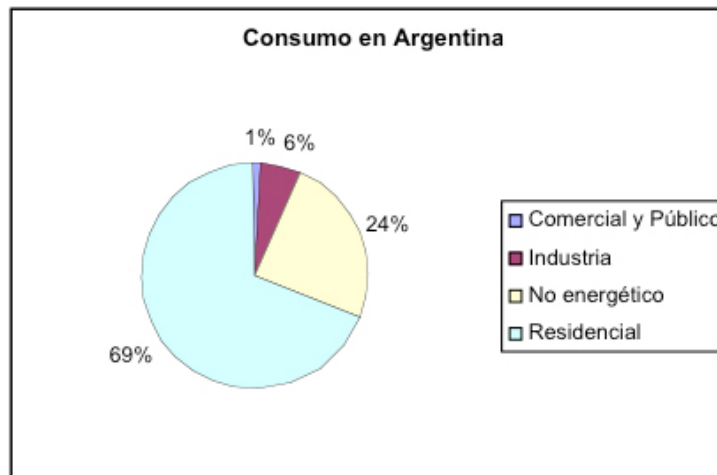


GRÁFICO IV-4.2



Fuente: IAE

IV-4.3 Sustitutos del GLP

Si bien teóricamente existen varios potenciales sustitutos para el GLP, la sustitución resulta sumamente imperfecta y prácticamente nula en el corto plazo. Los posibles sustitutos que se mencionan son: gas natural, GLP por redes, energía eléctrica, kerosene, carbón, leña.

V-4.4 Descripción del mercado

Existen 3 etapas en la historia del mercado del GLP en la Argentina:

IV-4.4.1 Gas del Estado (hasta 1994)

Con el descubrimiento de petróleo, aquel 13 de diciembre de 1907 en Comodoro Rivadavia, se puede decir que comenzó de la historia del gas licuado en la Argentina,

aunque la comercialización propiamente dicha fue iniciada por YPF en el año 1933. Dicho servicio era prestado por Yacimientos Petrolíferos Fiscales mediante el uso de recipientes portátiles de 45 kg. de capacidad, denominados cilindros, los cuales estaban identificados con la marca Y.P.F. y se lo conocía vulgarmente como “Supergas”.

La Dirección Nacional de Gas del Estado (D.N.G.E.), creada en el año 1945, tomó a su cargo la prestación del servicio de G.L.P. En aquel año había 542 usuarios que consumían alrededor de 65 toneladas por año. La D.N.G.E. comenzó a promover el consumo de G.L.P. en todo el país, a través de sus dependencias. Inició la habilitación de las instalaciones domiciliarias, el llenado de los cilindros y, al principio, los transportaba al domicilio de los clientes en camiones propios. Luego, ante el incremento de usuarios, recurrió a terceros, contratando el servicio de distribución. Además la D.N.G.E. fabricó sus propios cilindros para atender este servicio y los identificó con la marca Gas del Estado.

La D.N.G.E. era más conocida popularmente como Gas del Estado (G.E), gracias a su marca. Era la única empresa que comercializaba el GLP en nuestro país. Toda la producción de gas licuado de YPF era transferida a G.E. para su comercialización. Luego, fueron apareciendo empresas privadas productoras de GLP, y también transferían la totalidad de la producción a G.E.

Cada dependencia de Gas del Estado tenía asignado un radio de acción para el servicio, que se denominó “Zona Organizada de Distribución”. Los usuarios no ubicados en este radio también podían acceder al uso del GLP, pero debían ir a retirar por su cuenta los envases al centro de despacho de G.E. Estos usuarios se denominaron “Fuera de Zona Organizada de Distribución”. Para facilitar la atención de estos usuarios fuera de zona, G.E. formalizó convenios con distintos Municipios y Cooperativas, que se encargaban de retirar los cilindros de las plantas de llenado para luego distribuirlos a los usuarios.

Gracias al impulso que G.E. dio al gas licuado, en el año 1960 había en todo el país aproximadamente 490.000 usuarios, que consumían un volumen de 102.000 toneladas anuales de GLP. En el año 1970 había 809.000 usuarios y el consumo era de 212.400 toneladas anuales. Ya en 1980 se superó el millón de clientes con un consumo de 303.000 toneladas. Los cilindros eran entregados a los usuarios en calidad de comodato.

A partir del año 1950, G.E. inició una nueva etapa, incorporó a los usuarios a granel de gas licuado, que eran usuarios que tenían instalaciones con tanque fijo para el almacenamiento del producto. Había usuarios de tipo industrial, comercial, doméstico y también reparticiones públicas, cuyas instalaciones eran habilitadas por G.E.

Evolución en el consumo de GPL:

- 1960: 64 usuarios que consumían 890 Tn/año.
- 1970: 66 usuarios que consumían 1990 Tn/año.
- 1980: 97 usuarios que consumían 4300 Tn/año.

En 1955 se inauguró un nuevo servicio de provisión de gas licuado, que fue el suministro por redes de distribución. El producto se almacenaba en tanques fijos con capacidad adecuada, se lo vaporizaba y luego se lo distribuía a través de una red de suministro. Se instaló este sistema en ciudades alejadas de los gasoductos, que tuvieran

el proyecto de la llegada de gas natural y que tuvieran una población que justificara la inversión. Para el año 1980 había 13 ciudades con este servicio con un consumo anual de 13300 toneladas de GLP.

Gas del Estado – Las empresas privadas

Con la incorporación de la actividad privada en la etapa de comercialización, la Secretaría de Energía delegó su carácter de Autoridad de Aplicación en Gas del Estado. En febrero del año 1960 G.E. inició la comercialización de gas licuado en recipientes más pequeños y permitió además la participación de la actividad privada (distribuidores). Hasta ese momento los recipientes usados eran los cilindros de 45 kg. de capacidad. Con la finalidad que el producto llegara a lugares más alejados de las redes de gas y a sectores de menores recursos económicos, se inició la comercialización en recipientes que fueron denominados por su capacidad:

- Microgarrafas: Envases menores de 5 kg. de capacidad.
- Garrafas: Envases desde 5 hasta 15 kg. de capacidad.
- Cilindros: Envases de más de 15 y hasta 30 kg de capacidad.

Para la distribución de GLP en envases de menor capacidad, Gas del Estado suscribió contratos con los denominados “Distribuidores”, asignándole a cada uno un número identificador. Los Distribuidores ordenaban la fabricación de sus garrafas en los talleres habilitados e identificaban los diferentes envases con su número distintivo, que debía colocarse mediante sello o pintura en el cuerpo de dicho envase.

IV-4.4.2 Liberación de los mercados (ley 24.076)

En diciembre de 1992 se privatizó Gas del Estado, quedando como autoridad de aplicación la Secretaría de Energía (S.E.). Entre 1992 y 2005 la industria de GLP estuvo sin marco regulatorio basado en ley formal. Toda la normativa técnica aplicada estaba compuesta por disposiciones de la ex Gas del Estado y las nuevas disposiciones dictadas por la Secretaría de Energía de la Nación.

Desde la privatización los lineamientos generales del sector han sido los siguientes:

- Desregulación y competencia en todos los segmentos de la actividad
- Inexistencia de limitaciones de entrada en el sector
- Protección de la marca y leyenda, para asignar responsabilidades y para dinamizar inversiones.
- Prohibición del relleno³⁹
- Inversión, mantenimiento, rehabilitación y destrucción final a cargo de las compañías fraccionadoras.
- Precio del GLP a granel y envasado libres.
- Poder de policía centralizado en el gobierno federal.
- Desarrollo de centros de canje independiente.
- Régimen de rotación consensuado con todo el sector.
- Protección de la seguridad pública; énfasis en la rehabilitación de envases.

³⁹ ver “condiciones de seguridad en la etapa de fraccionamiento y distribución”

En 1994 se autorizó a pintar los envases con el color que cada empresa registrase en la S.E. para tal aplicación. Esto permitió una rápida identificación del titular del envase, tanto por las demás empresas, como por los distribuidores y por el consumidor, quien puede elegir al proveedor que le presta el mejor servicio. El color alienta la competencia y también facilita la recuperación de los envases por sus titulares.

Con posterioridad a la privatización de Gas del Estado y como consecuencia de la desregulación del mercado, se produjo en el mismo un creciente proceso de concentración mediante integraciones verticales y horizontales de empresas, lo que llevó a una estructura de mercado con pocos oferentes con alta participación.

La estructura de la oferta del GLP a granel en Argentina está concentrada en pocos actores que estructuran las políticas de fijación de precios, sin regulaciones estatales. Repsol YPF, Esso, Shell y TGS (Pérez Companc-Enron) producen el 78 % del GLP en Argentina.

Escenario durante la convertibilidad (hasta diciembre del 2001):

- Mercado interno: Se priorizó el desarrollo del mercado interno porque daba un mayor margen que el mercado externo, por ser los retornos dolarizados. Por ejemplo se incentiva el uso de GLP vehicular.
- Mercado externo: Existió una abundante oferta y el precio tuvo una fuerte competencia con un bajo margen.

Escenario post convertibilidad:

- Mercado interno: El aumento de precios generó una contracción de la demanda y las inversiones en este mercado tuvieron un recupero incierto
- Mercado externo: Priorización de las exportaciones dado que representaban ingresos en dólares, lo que implicó márgenes mayores en pesos. Las retenciones introdujeron una artificial desventaja competitiva.

IV-4.4.3 Ley 26.020 – Marco regulatorio

Sancionada el 9 de Marzo de 2005 estableció en su artículo 44 la creación de un Fondo Fiduciario para atender las necesidades de GLP envasado a los sectores de menores recursos, y en su artículo 46, la integración del mismo. Dicho Fondo tiene por objeto:

- Financiar la adquisición de GLP en envases.
- Expandir los ramales de distribución y transporte de gas natural.
- Reducir la alícuota del IVA

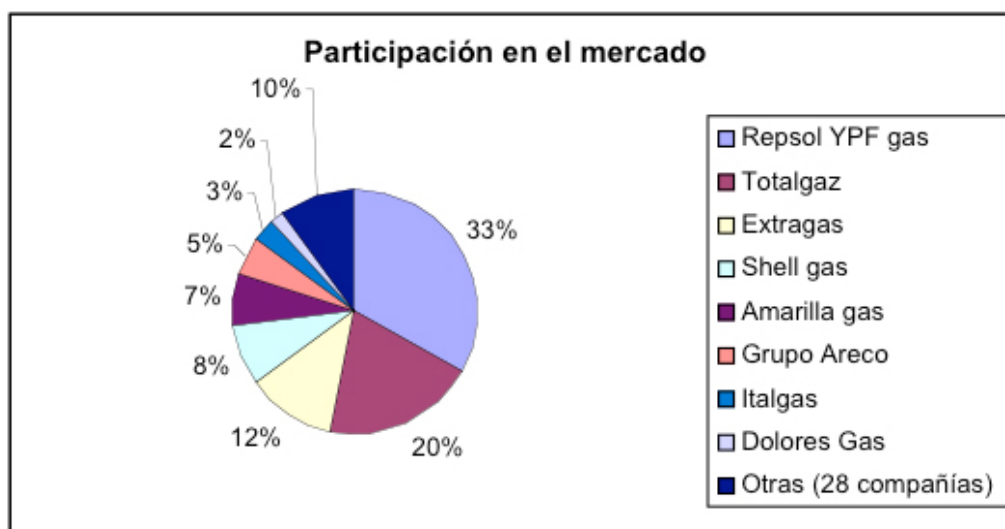
Una de las regiones que más demanda GLP es el Noreste, ya que cuando se privatizó Gas del Estado, fue la única región en la que no se construyeron las redes para la distribución de gas natural, y por consiguiente el 100 % de las poblaciones de Chaco, Corrientes, Formosa y Misiones son consumidoras del gas licuado de petróleo. No cuentan con otro sistema alternativo de energía; en consecuencia son quienes han sufrido el peso abusivo del precio del GLP en todas sus formas de comercialización.

Además del consumo domiciliario se ven afectadas todas las actividades: educación, salud, producción, ya sea para refrigerar o calefaccionar.

Intentando atenuar esta situación la ley mencionada reduce la tasa del IVA para disminuir la presión impositiva sobre este producto (la alícuota pasó del 21 % al 10,5%).

Actualmente el parque de envases está constituido por 21 millones de unidades. Los principales actores del sector y sus cantidades son: Repsol – YPF (6,3 millones), Totalgas Argentina (4,3 millones), Extragas (2,6 millones) y Shell Gas junto con Amarilla Gas (1,5 millones c/u).

GRÁFICO IV-4.3



Fuente: CEGLA

A su vez existen 12 centros de canje de envases cuyas ubicados en: Tucumán, Córdoba, Mendoza, Neuquén, Resistencia, Misiones, Santa Fe, Paraná, Rosario, Bs As, Mar del Plata y Bahía Blanca.

IV-4.5 Fraccionamiento

La producción de GLP a granel tiene como destinos:

- El mercado externo
- La petroquímica
- Los fraccionadores. Estos pueden vender a grandes consumidores, a los distribuidores al minorista e incluso a consumidores residenciales y comerciales menores.

La mayor participación⁴⁰ en el mercado de fraccionamiento la tiene YPF gas – Repsol gas con el 31% del mercado.

⁴⁰ De acuerdo a las compras totales de GLP a granel (según el ministerio de economía – año 2000)

IV-4.6 Comercialización

Dentro de lo que se denomina comercialización pueden participar varios agentes: Distribuidores, subdistribuidores y comerciantes minoristas. Así la cadena de comercialización será mas o menos larga de acuerdo a la cantidad de intermediarios que existan hasta llegar al consumidor final.

Un ejemplo de cadena corta es cuando el fraccionador vende directamente al consumidor final, resultando la cadena: Productor – fraccionador – consumidor final.

Un ejemplo de cadena larga o con mucha intermediación es: productor – fraccionador – distribuidor – subdistribuidor – comercio minorista – consumidor final.

IV-4.7 Precios

Según la Ley 26.020 el precio de referencia del GLP para uso domiciliario será calculado por la autoridad de aplicación por semestre y por región para cada tipo de envase de hasta 45 kg.⁴¹ A su vez, el precio del GLP a granel, no puede superar la paridad de exportación aplicándose sanciones por apartamientos significativos.

En cuanto a la importación y exportación (contemplada en el Art. 35 de dicha ley), la primera es libre, mientras que la exportación está sujeta al abastecimiento interno. El precio relativo de GLP respecto del GN ha sufrido un fuerte incremento. En efecto, mientras que la tarifa de gas natural distribuido por redes ha permanecido al mismo nivel desde fines de 2001, el GLP envasado se ha incrementado en promedio un 140%⁴² lo que representa una variación similar en términos de su precio relativo. Hacia fines del 2002 se había estimado que un usuario que consumía gas natural pagaba 4 veces menos por unidad calórica que un usuario de GLP.

Este cambio en precios relativos ha tenido un fuerte impacto negativo en términos distributivos. Considerando que son precisamente los hogares más pobres los que consumen en términos relativos más GLP, este ajuste al alza contribuye a profundizar la inequidad distributiva

IV-4.8 Algunas condiciones de seguridad en la etapa de fraccionamiento y distribución

- Sólo pueden utilizarse para el fraccionamiento de GLP en garrafas o cilindros envases que cumplimenten las condiciones de seguridad vigentes y en los que se individualice en relieve o con placa de identificación la marca.
- Cada fraccionador es responsable del mantenimiento, reposición y llenado de los envases individualizados en relieve o con placa de identificación con su marca y/o leyenda, extendiéndose su responsabilidad a todas las etapas de la comercialización.
- Los fraccionadores no pueden llenar envases de otros fraccionadores, salvo que haya firmado un “Convenio de Autorización de Utilización Recíproca de

⁴¹ La Secretaría de Energía que podrá delegar en el ENARGAS la fiscalización y el control técnico y en las provincias el ejercicio de sus facultades.

⁴² Valor registrado a mayo de 2003, MECON

Envases”, el cual debe estar debidamente homologado por la Secretaría de Energía de la Nación en su rol de Autoridad de Aplicación.

- Los fraccionadores y/o distribuidores están obligados a recibir cualquier envase del parque existente independientemente de su marca, leyenda o color, procediendo posteriormente al intercambio en los Centros de Canje o con los demás fraccionadores. Estos centros son entendidos como puntos neurálgicos para el funcionamiento del sistema, pues permiten a los fraccionadores recuperar las garrafas y/o cilindros con sus marcas y/o leyendas tras haber ingresado al mercado para su comercialización.
- Los fraccionadores deberán contar con un seguro obligatorio que cubra los daños por accidentes contra terceros y que comprenda a todas las instalaciones, vehículos de transporte, así como todos los envases que estén individualizados con su marca y/o leyenda.
- Asimismo se establece el parque mínimo de garrafas y cilindros con que deben tener las empresas fraccionadoras en función de las ventas anuales de butano (para las garrafas) y propano (para los cilindros), monitoreando mensualmente la Secretaría de Energía el cumplimiento de los índices de rotación de envases.

IV-4.9 Centros de canje

Están sujetos al cumplimiento de las normas de seguridad de las instalaciones y de funcionamiento y no pueden pertenecer a personas físicas o jurídicas que tengan relación societaria contractual o de cualquier índole directa o indirectamente con firmas que desarrollen actividades propias de la producción, fraccionamiento, o comercialización de GLP, ni talleres de fabricación y/o reacondicionamiento de envases, a fin de evitar que por dichas vinculaciones se desarrollen prácticas que puedan afectar negativamente la competencia o la lealtad comercial.

A su vez se dispuso que deben estar organizados conforme a procedimientos operativos y de control unificados que son aprobados por la Subsecretaría de Combustibles de la Secretaría de Energía.

Bibliografía sobre el mercado del Gas Licuado de Petróleo

1. “Experiencia del GLP en la Argentina”. Héctor de Cillis. Ponencia en el 1º Congreso Nacional de GLP, septiembre de 2006.
2. “Componente Gas Natural y derivados” Nicolás Caruso. Informe de la CEPAL, marzo 2003.
3. “Escenarios y usos para el GLP en el 2002”. Asociación de Distribuidores de Gas (ADIGAS), marzo de 2003.
4. “Algunas Anotaciones Acerca de la Problemática del Gas Licuado de Petróleo Envasado en Argentina.” Publicación del Ministerio de economía y producción, año 2003 .
5. Comisión de Energía y Combustibles - Expediente 3851-D-05.
6. “Breve reseña del Gas Licuado de Petróleo en la Argentina”, Mario Mattioni Cámara de empresas Argentinas de Gas licuado (CEGLA).
7. Ponencia en el 20º congreso del Dr Horacio Ahumada. Asociación Iberoamericana de GLP.
8. Seminario “El consumo de GLP: El mercado mundial y nacional. Identificación de problemas críticos” Por el Lic. Andrés Di Pelino (IAE). Noviembre de 2002.

Agradecimientos:

- Ing. Horacio Bello, Empresa Provincial de la Energía (EPE)
- Ema Edith Bonalume, Empresa Provincial de la Energía (EPE)
- Ing. Daniel Cantalejo, Empresa Provincial de la Energía (EPE)
- Ing. María Eugenia Caraccia, Dirección Nacional de Prospectiva.
- Lic. Javier Castillo, EPRE Mendoza.
- Ing. Fernando Chenlo.
- Ing. Enrique Dreifuss, Facultad de Ciencias Exactas, Ingeniería y Agrimensura – UNR.
- Ing. Víctor Fernández
- Ing. Rubén Galante, Empresa Provincial de la Energía (EPE)
- Inza, Ingenio Azucarero
- Las Toscas, Ingenio Azucarero
- Ing. Jorge Lapeña, Instituto Argentino de la Energía “Gral. Mosconi”
- CPN Rogelio López, EPRE Mendoza
- CPN Luciano Machain.
- Lic. Valeria Médici, Litoral Gas
- Ing. Meira, Dirección Nacional de Prospectiva.
- Ing. Agr. Guillermo Midulla (Integrantes del Proyecto “Biofaa Maizar”), Federación Agraria Argentina.
- Lic. Jorge Moore, IPEC.
- Lic. Aníbal Paradiso, Litoral Gas
- CPN. Rogelio Tomás Pontón, Bolsa de Comercio de Rosario.
- Lic. María Judith Ramírez, Empresa Provincial de la Energía (EPE)
- Ing. M. Sc. Marcelo Rasetto (coordinador del proyecto “Biofaa Maizar”), Federación Agraria Argentina
- Ing. Pedro Vicente Rossi, Dirección Nacional de Prospectiva.
- Ing. Pedro Vicente Rossi, Dirección Nacional de Prospectiva.
- Oscar Ramón Sacchi Estación Meteorológica de la Facultad de Ciencias Agrarias de Zavalla – UNR.