

Estudio y Análisis de las Capacidades y Desafíos de la Industria de la Construcción de Infraestructura en Relación a la Demanda Estimada para el período 2007 - 2017

Aplicación al Sector Energético



CÁMARA ARGENTINA
DE LA CONSTRUCCIÓN



CAMARA ARGENTINA DE LA CONSTRUCCIÓN

***ESTUDIO Y ANÁLISIS DE LAS
CAPACIDADES Y DESAFÍOS DE LA
INDUSTRIA DE LA CONSTRUCCIÓN DE
INFRAESTRUCTURAS EN RELACIÓN A LA
DEMANDA ESTIMADA PARA EL PERÍODO
2007-2017***

APLICACIÓN AL SECTOR ENERGÍA

RESUMEN EJECUTIVO

Consultor: Lic. Fernando Risuleo

Julio, 2008

El presente Estudio tiene como objetivo principal, estimar las inversiones necesarias en Infraestructura Energética en Argentina, considerando como hipótesis de trabajo un crecimiento del PBI, del 5% anual, con un horizonte de estudio hasta el año 2017.

Para ello, se procedió a desarrollar un modelo que explique la relación existente entre el Consumo de Energía Secundaria y el Producto Bruto Interno (PBI), a los efectos de determinar la relación entre ambas variables, y así de este modo poder proyectar la Demanda de Energía hasta el año 2017.

Para la determinación de la Demanda Adicional de Energía Secundaria, se tomó como base el consumo registrado en el año 2006, y se consideró a la Energía Secundaria resultante de la proyección que excede esta base como Demanda Adicional, bajo el supuesto de que existe la infraestructura necesaria para abastecer los consumos registrados en el año base.

En la elaboración de todo el estudio, se expresó el concepto de Energía en una unidad común para todos los tipos de energía, que es la Tonelada Equivalente de Petróleo (TEP) o también conocida por sus siglas en inglés TOE¹ que equivale a 10⁷ Kilo Calorías, logrando de esta manera homogeneizar las unidades de medida de los combustibles con los cuales se trabaja, y que los mismos sean comparables entre sí.

Asimismo, para el caso de la proyección se han considerado tres escenarios posibles los cuales son: Escenario Optimista, en donde se plantea una Diversificación de la Matriz Energética Argentina hacia fuentes de Energía Alternativa, un Escenario Normal en el cual se mantiene la actual estructura de la Matriz, y un Escenario Pesimista en el cual se abastece la Demanda Adicional con importación de productos que son factibles de ser importados.

Esto permite un análisis pormenorizado de las tres opciones, en cuanto a las inversiones necesarias para cada una de ellas, o los costos relacionados a las mismas, ya que en el Escenario Pesimista no se contemplan inversiones, dado que la Demanda Adicional se abastece mediante importaciones de los productos necesarios.

Para el caso del Escenario Normal, es donde se plantea la mayor cantidad de inversiones necesarias, ya que para este caso en que se mantiene el status quo en la estructura de la Matriz Energética, se toma como hipótesis la necesidad de abastecer la Demanda Adicional con producción interna, es por ello que se plantea un esquema de inversiones basado en la construcción de una Destilería de Petróleo, y del desarrollo de Yacimientos de Gas Natural, obteniéndose así los productos necesarios para un normal abastecimiento.

En cuanto al Escenario Optimista, las inversiones en infraestructura se basan principalmente en plantas de producción de biocombustibles, los cuales remplazarían la demanda adicional que se genere de los combustibles fósiles que son factibles de ser remplazados con estos productos, considerando asimismo que la Ley de Biocombustibles establece un corte obligatorio del 5% para el caso del Gas Oil y el de las Naftas.

¹ TOE: Tonne of Oil Equivalent

Como ya se dijo anteriormente, para el Caso del Escenario Pesimista no se han considerado inversiones en infraestructura, dado que dentro de ese esquema, se importarían los productos necesarios para abastecer la Demanda Adicional, sin perjuicio de ello, se ha evaluado el costo de la importación de dichos productos a los precios registrados en el año 2008, siendo muy dificultoso poder proyectar dichos precios hasta el año 2017, dado que los mismos siguen las variaciones del precio del petróleo², que ha registrado subas significativas en los últimos años.

Esto plantea la dificultad de una comparación directa entre los distintos Escenarios, ya que en el caso de que, la Demanda se abastezca con la producción resultante de la inversión planteada, hay que tener en cuenta que lo producido por esa inversión es a largo plazo y la amortización de la misma también, mientras que en el caso del esquema de importación con los desembolsos realizados, solamente se esta cubriendo una Demanda puntual y que no redunda para el país en contar como activo con la infraestructura resultante.

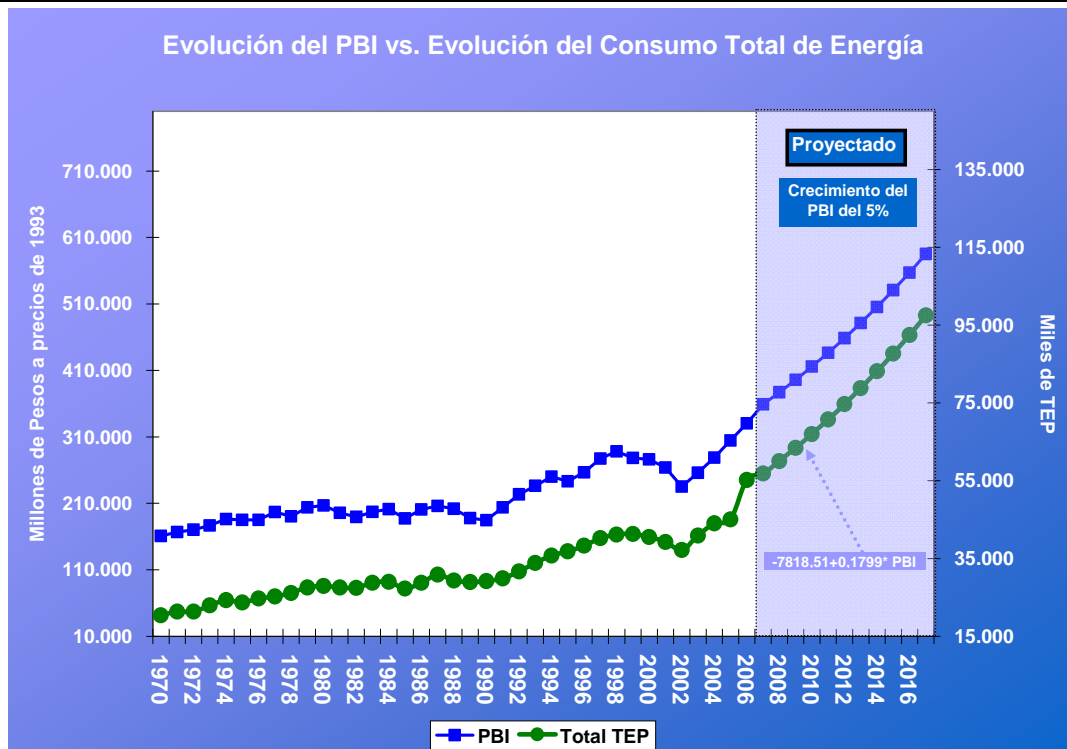
Sin perjuicio de ello, el análisis y la valuación de los tres escenarios permite tener una visión bastante acabada de las opciones que se presentan cuando se analiza el abastecimiento de energía con un horizonte al año 2017, y cuáles son los desafíos en materia de infraestructura energética, desde el punto de vista de las ventajas y desventajas de los mismos, considerando que ninguno de los escenarios son excluyentes entre sí, y que seguramente la realidad planteará una combinación de estos.

Proyección de los Consumos al 2017

En cuanto a la proyección de la Demanda hasta el año 2017, si bien se plantea en el Estudio, que existen una diversidad de modelos para aplicar, se consideró para este caso en particular y en mérito a la simplicidad, dada la alta correlación existente entre las variables, que lo más apropiado sería aplicar una ecuación lineal.

Por lo tanto en base a un modelo de regresión lineal se procedió a proyectar la Demanda de Energía Secundaria, usando como variable explicativa el PBI resultante de aplicarle una tasa de crecimiento anual del 5%.

² El WTI (West Texas Intermediate) es el valor que habitualmente se usa de referencia para las importaciones en Argentina, llegando a valores de u\$S 138 y con una tendencia alcista.



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación – Balances Energéticos – Elaboración Propia

En el gráfico anterior puede observarse la Proyección del PBI tomando como hipótesis de trabajo un crecimiento del 5%, hasta el año 2017, y la respectiva proyección del Consumo Energético hasta el año 2017.

Esta proyección solamente pretende estimar la Demanda resultante ante un crecimiento del PBI del 5%, sin que ello implique que el PBI esperado sea de esa magnitud, sino que simplemente este valor se plantea como hipótesis de trabajo.

Resumen Escenario Normal

En la siguiente Tabla se resume lo planteado en el Escenario Normal, y los distintos proyectos, la construcción de una Refinería considerándose un período de construcción de cuatro años, y el desarrollo y puesta en producción de los Yacimientos de Gas Natural, considerándose un plazo para la puesta en producción de los mismos de tres años.

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
TEP Proyectados	3.232	3.394	3.564	3.742	3.929	4.125	4.331	4.548	4.775	5.014
Producción Local	CONSTRUCCIÓN REFINERÍA				REFINERÍA					
					5.500	5.500	5.500	5.500	5.500	5.500
	DESARROLLO YACIMIENTO DE GAS			YACIMIENTO DE GAS						
				1.436	1.436	1.436	1.436	1.436	1.436	1.436
Total Producción	-	-	-	1.436	6.936	6.936	6.936	6.936	6.936	6.936
Déficit de Demanda Adicional										
% sobre la Demanda Adicional	0%	0%	0%	38%	177%	168%	160%	153%	145%	138%

Para ambos casos se consideraron los Miles de TEP aportados y se procedió a compararlos con los Miles de TEP adicionales que fueran proyectados, determinando así la incidencia de tales inversiones, en la futura demanda de Energía del País.

Como puede verse a partir de la puesta en producción de la Refinería, se excede la Demanda Adicional Proyectada, lo que no implica un exceso en la determinación del tamaño de la Refinería, sino que permitiría, no sólo un mayor crecimiento a mediano plazo, sino también un crecimiento sostenido a un plazo mayor al considerado en el presente estudio.

Resumen Escenario Pesimista

En la siguiente Tabla se resume lo planteado en el Escenario Pesimista, el cual se encuadra en un esquema de importación

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
TEP Proyectados	3.232	3.394	3.564	3.742	3.929	4.125	4.331	4.548	4.775	5.014
IMPORTACIÓN	Gas Distribuido por Redes									
	1.380	1.449	1.521	1.597	1.677	1.761	1.849	1.942	2.039	2.141
	Gas Oil									
	627	658	691	725	762	800	840	882	926	972
	Motonafte Total									
	219	230	241	253	266	279	293	308	323	340
	Fuel Oil									
	4	4	4	4	5	5	5	5	6	6
	Gas Licuado									
	172	181	190	200	210	220	231	243	255	268
Total Importación	2.402	2.522	2.648	2.780	2.919	3.065	3.218	3.379	3.548	3.726
Déficit de Demanda Adicional	-831	-872	-916	-962	-1.010	-1.060	-1.113	-1.169	-1.227	-1.289
% sobre la Demanda Adicional	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%

Para los distintos productos considerados se representaron los Miles de TEP aportados y se procedió a compararlos con los Miles de TEP adicionales que fueran proyectados, determinando así la incidencia de tales importaciones, en la futura demanda de Energía del País.

Como puede verse, el porcentaje de Energía Adicional Proyectada que puede ser suplantado por importaciones de los distintos tipos de Energía Secundaria, se mantiene constante en el orden del 74%, para el esquema planteado.

Resumen Escenario Optimista

En la siguiente Tabla se resume lo planteado en el Escenario Optimista, y los distintos proyectos, la construcción de Plantas de Biodiesel considerándose un período de construcción de 2 años, la construcción de Plantas de Bioetanol considerándose un período de construcción de 2 años y el desarrollo y puesta en producción de plantas de Biogás a partir de Rellenos Sanitarios (Caso Relleno Sanitario de Olavarría).

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
TEP Proyectados	3.232	3.394	3.564	3.742	3.929	4.125	4.331	4.548	4.775	5.014
ENERGÍAS ALTERNATIVAS	CONSTRUCCIÓN PLANTAS DE BIODIESEL		PLANTAS DE BIODIESEL							
			979	979	979	979	979	979	979	979
	CONSTRUCCIÓN PLANTAS DE BIOETANOL		PLANTAS DE BIOETANOL							
		326	326	326	326	326	326	326	326	326
CONSTRUCCIÓN PLANTAS DE BIOGAS		PLANTAS DE BIOGAS								
		20	20	20	20	20	20	20	20	20
Total Producción	0	0	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325
Déficit de Demanda Adicional	-3.232	-3.394	-2.239	-2.417	-2.604	-2.800	-3.006	-3.223	-3.450	-3.689
% sobre la Demanda Adicional	0%	0%	37%	35%	34%	32%	31%	29%	28%	26%

Considerándose un plazo para la puesta en producción de los mismos de dos años.

Para todos los casos se consideraron los Miles de TEP aportados y se procedió a compararlos con los Miles de TEP adicionales que fueran proyectados, determinando así la incidencia de tales inversiones, en la futura demanda de Energía del País, resultando que alrededor del 30% de la Demanda adicional, podría cubrirse con el resultante de las Energías Alternativas propuestas.

Comparación de los Escenarios Analizados

A continuación se plantea en la siguiente Cuadro un resumen los distintos escenarios planteados, como así también los distintos proyectos, realizando la valuación de los mismos, y la comparación entre los Miles de TEP aportados por estos, con respecto a los Miles de TEP resultantes de la proyección correspondientes al año 2017.

Esto permite tener un panorama completo de lo planteado en el trabajo a los efectos de poder analizar las diferentes alternativas propuestas.

	Inversión Necesaria por proyecto	Proyectos Necesarios	Inversión Total	Miles de TEP Producción Anual por proyecto	Total de Miles de TEP Adicionados a la Oferta Interna	Miles TEP Anuales Adicionales Proyectados al 2017
PRODUCCION LOCAL						
Gas Distribuido por Redes	266,4 MMu\$s	2	532,8 MMu\$s	1.436	2.872	2.141
Gas Oil	2.000 MMu\$s	1	2.000 MMu\$s	2.466	2.466	972
Motonafta Total				1.005	1.005	340
Fuel Oil				922	922	6
Gas Licuado				228	228	268
IMPORTACION						
Gas Distribuido por Redes	-	-	-	-	2.141	2.141
Gas Oil	-	-	-	-	972	972
Motonafta Total	-	-	-	-	340	340
Fuel Oil	-	-	-	-	6	6
Gas Licuado	-	-	-	-	268	268
ENERGIAS ALTERNATIVAS						
Biodiesel	12 MMu\$s	16	192 MMu\$s	61	979	972
Etanol	20 MMu\$s	13	260 MMu\$s	25	326	340
Biogas	0,16 MMu\$s	20	3,2 MMu\$s	1	20	268

Es dable destacar, que para el Escenario de Importación en las columnas correspondientes a las Inversiones, las mismas se encuentran en cero dado que dentro de este esquema no resultaría necesario realizar ningún tipo de inversiones, ya que la importación se realiza sobre los productos terminados, más allá de algunas inversiones necesarias en adecuaciones menores para descargar los productos.

En el cuadro precedente, se expresa en la primer columna la inversión necesaria para cada proyecto, en la segunda columna la cantidad de proyectos que se estima necesaria para abastecer la Demanda Adicional y en la tercer columna la Inversión Total necesaria que resulta de el costo unitario por la cantidad de proyectos necesarios, obteniendo de esta forma el monto total de inversiones por proyecto.

Asimismo en las ultimas dos columnas se comparan la cantidad de Miles de TEP que aportarían los proyectos con los Miles de TEP demandados en el año 2017 según surge de la protección realizada.

Conclusión

De lo expuesto en el presente Estudio se puede arribar a las siguientes conclusiones:

Sin duda cualquiera sea el crecimiento económico esperado, ya sea este del 5% como en la hipótesis utilizada u otro superior, es de vital importancia generar un plan de inversiones en el sector energético que acompañe dicho crecimiento.

En este estudio se han planteado distintas alternativas a los efectos de acompañar un crecimiento del 5% del PBI, todas ellas reflejando las opciones reales con las que se cuenta, a los efectos de abastecer la Demanda Adicional Proyectada que resulta del modelo propuesto.

Esto no implica que estas alternativas propuestas sean excluyentes entre sí, dado que lo que se ha planteado son los extremos de las distintas opciones, siendo seguramente un mix de los distintos escenarios el óptimo a nivel de infraestructura.

Esto así, debido a que como se ha demostrado, ya sea por cuestiones de factibilidad técnica o temporal, las tres opciones no resultan suficientes por sí mismas si se aplica solamente una de ellas.

Asimismo, hay que tener en cuenta la cuestión económica en cuanto a la financiación de las obras propuestas ya que resultan de gran magnitud siendo este un factor importante, ya que determinará el momento de la puesta en marcha de los proyectos planteados, o si los proyectos son viables desde el punto de vista económico y su financiación.

En cuanto a las inversiones planteadas, las mismas resultan de vital importancia para el crecimiento del país, dado que no existe capacidad ociosa suficiente para hacer frente a aumentos de la demanda, como por ejemplo en el caso de la capacidad de refinación que, según lo publicado por el INDEC y lo expuesto en el presente estudio, se estaría en un valor del 99,3% de utilización de la capacidad existente.



Todo esto pretende plantear algunas de las opciones en cuestión de infraestructura energética que debieran estar en la agenda, al momento de planificar un esquema de inversiones necesarias para un crecimiento sostenido del país.



CAMARA ARGENTINA DE LA CONSTRUCCIÓN

***ESTUDIO Y ANÁLISIS DE LAS
CAPACIDADES Y DESAFÍOS DE LA
INDUSTRIA DE LA CONSTRUCCIÓN DE
INFRAESTRUCTURAS EN RELACIÓN A LA
DEMANDA ESTIMADA PARA EL PERÍODO
2007-2017***

APLICACIÓN AL SECTOR ENERGÍA

Consultor: Lic. Fernando Risuleo

Julio, 2008

El presente Estudio tiene como objetivo principal, estimar las inversiones necesarias en Infraestructura Energética en Argentina, considerando como hipótesis de trabajo un crecimiento del PBI, del 5% anual, con un horizonte de estudio hasta el año 2017.

Para ello se procedió a proyectar la demanda de Energía Secundaria, en base a una modelización de la misma, con respecto a series del PBI desde el año 1970, determinándose de esta manera la Demanda Adicional resultante del crecimiento del 5% anual del PBI.

Consecuentemente, se plantean tres Escenarios para abastecer esta Demanda Adicional, los cuales son: Optimista (Diversificación de la Matriz hacia fuentes de Energía Alternativa), Normal (Manteniendo la actual estructura de la Matriz), y Pesimista (Sustituyendo la Demanda Adicional con importación de productos), posteriormente se procedió a determinar los proyectos necesarios para cada una de las Alternativas haciéndose la valuación los mismos.

De esta manera quedan planteadas las distintas Alternativas de abastecimiento de la Demanda Adicional de Energía resultante de un crecimiento planteado del PBI, pudiéndose analizar el costo resultante de los distintos escenarios de abastecimiento de la misma, para así poder planificar las inversiones necesarias en este Sector y evitar que se produzcan restricciones de oferta en el futuro que puedan afectar el crecimiento del País.

Sobre el Autor:

Fernando E. Risuleo es Licenciado en Economía de la UNSAM; Cursó el Master en Economía de la UBA; tiene un postgrado en Gestión y Control de Políticas Públicas de la FLACSO y un Postgrado en Economía del Petróleo y Gas Natural del ITBA. Ha sido invitado como experto por la Procuración del Tesoro de la Nación y colaboró en la elaboración de un estudio encargado por la Agencia Sueca de Energía, sobre Clima y Medio Ambiente en el Cono Sur. También participó como representante técnico de la Secretaría de Energía en la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (Sector Energía). Actualmente se desarrolla como Asesor de la Dirección Nacional de Economía de los Hidrocarburos de la Secretaría de Energía de la Nación y como Consultor en temas energéticos del Grupo de Pensamiento Estratégico de la Cámara Argentina de la Construcción.



Índice

<i>Introducción</i>	4
<i>Objetivo del Trabajo</i>	6
<i>Relación entre el PBI y el Consumo Energético</i>	7
El Modelo	14
Análisis Histórico del Consumo Energético	19
<i>Proyección de los Consumos al 2017</i>	23
<i>Cálculo de Requerimientos de Energía para sostener el crecimiento del PBI</i>	24
<i>Planteo de Escenarios</i>	26
Escenario Optimista	26
Escenario Normal	27
Escenario Pesimista	27
<i>Análisis de la Alternativa de Escenario Normal</i>	28
Refinería de Petróleo	28
Balance del Total de Refinación en Argentina	37
Total de Refinación en Argentina	38
Análisis de la Capacidad de Refinación por Refinería:	40
Alternativa de Inversión para la Producción de Combustibles:	60
REFINERÍA	60
Cálculo de lo Obtenido por la Refinería	61
Alternativa de Inversión para la Producción de Gas Natural: Análisis del Yacimiento de Gas	61
El Yacimiento de Gas Natural	65
<i>Análisis de la Alternativa de Escenario Optimista</i>	66
Biocombustibles como fuente de diversificación	66
Biodiesel	68
Planta de Biodiesel	71
Bioetanol	72
Planta de Bioetanol	74
Biogás	75
Planta de Biogás	82
<i>Análisis de la Alternativa de Escenario Pesimista</i>	84
<i>Resumen de los Escenarios Analizados</i>	85
Resumen Escenario Normal	86
Resumen Escenario Pesimista	87
Resumen Escenario Optimista	88
<i>Comparación de los Escenarios Analizados</i>	88
<i>Conclusión</i>	90

Introducción

El presente Estudio tiene como objetivo principal, estimar las inversiones necesarias en Infraestructura Energética en Argentina, considerando como hipótesis de trabajo un crecimiento del PBI, del 5% anual, con un horizonte de estudio hasta el año 2017.

Para ello se procedió a desarrollar un modelo que explique la relación existente entre el Consumo de Energía Secundaria y el Producto Bruto Interno (PBI), a los efectos de determinar la relación entre ambas variables, y así de este modo poder proyectar la Demanda de Energía hasta el año 2017.

Para la determinación de la Demanda Adicional de Energía Secundaria, se tomó como base el consumo registrado en el año 2006, y se consideró a la Energía Secundaria resultante de la proyección que excede esta base como Demanda Adicional, bajo el supuesto de que existe la infraestructura necesaria para abastecer los consumos registrados en el año base.

En la elaboración de todo el estudio, se expresó el concepto de energía en una unidad común para todos los tipos de energía, que es la Tonelada Equivalente de Petróleo (TEP) o también conocida por sus siglas en inglés TOE¹ que equivale a 10⁷ Kilo Calorías, logrando de esta manera homogeneizar las unidades de medida de los combustibles con los cuales se trabaja, y que los mismos sean comparables entre sí.

Asimismo, para el caso de la proyección se han considerado tres escenarios posibles los cuales son: Escenario Optimista, en donde se plantea una Diversificación de la Matriz Energética Argentina hacia fuentes de Energía Alternativa, un Escenario Normal en el cual se mantiene la actual estructura de la Matriz, y un Escenario Pesimista en el cual se abastece la Demanda Adicional con importación de productos que son factibles de ser importados.

Esto permite un análisis pormenorizado de las tres opciones, en cuanto a las inversiones necesarias para cada una de ellas, o los costos relacionados a las mismas, ya que en el Escenario Pesimista no se contemplan inversiones, dado que la Demanda Adicional se abastece mediante importaciones de los productos necesarios.

Para el caso del Escenario Normal, es donde se plantea la mayor cantidad de inversiones necesarias, ya que para este caso en que se mantiene el status quo en la estructura de la Matriz Energética, se toma como hipótesis la necesidad de abastecer la Demanda Adicional con producción interna, es por ello que se plantea un esquema de inversiones basado en la construcción de una Destilería de Petróleo, y del desarrollo de Yacimientos de Gas Natural, obteniéndose así los productos necesarios para un normal abastecimiento.

En cuanto al Escenario Optimista, las inversiones en infraestructura se basan principalmente en plantas de producción de biocombustibles, los cuales reemplazarían

¹ TOE: Tonne of Oil Equivalent

la demanda adicional que se genere de los combustibles fósiles que son factibles de ser reemplazados con estos productos, considerando asimismo que la Ley de Biocombustibles establece un corte obligatorio del 5% para el caso del Gas Oil y el de las Naftas.

Como ya se dijo anteriormente, para el Caso del Escenario Pesimista no se han considerado inversiones en infraestructura, dado que dentro de ese esquema, se importarían los productos necesarios para abastecer la Demanda Adicional, sin perjuicio de ello, se ha evaluado el costo de la importación de dichos productos a los precios registrados en el año 2008, siendo muy dificultoso poder proyectar dichos precios hasta el año 2017, dado que los mismos siguen las variaciones del precio del petróleo², que ha registrado subas significativas en los últimos años.

Esto plantea la dificultad de una comparación directa entre los distintos Escenarios, ya que en el caso de que, la Demanda se abastezca con la producción resultante de la inversión planteada, hay que tener en cuenta que lo producido por esa inversión es a largo plazo y la amortización de la misma también, mientras que en el caso del esquema de importación con los desembolsos realizados solamente se está cubriendo una Demanda puntual y que no redundará para el país en contar como activo con la infraestructura resultante.

Sin perjuicio de ello, el análisis y la valuación de los tres escenarios permite tener una visión bastante acabada de las opciones que se presentan cuando se analiza el abastecimiento de energía con un horizonte al año 2017, y cuáles son los desafíos en materia de infraestructura energética, desde el punto de vista de las ventajas y desventajas de los mismos, considerando que ninguno de los escenarios son excluyentes entre sí, y que seguramente la realidad planteará una combinación de estos.

² El WTI (West Texas Intermediate) es el valor que habitualmente se usa de referencia para las importaciones en Argentina, llegando a valores de u\$s 138 y con una tendencia alcista.

Objetivo del Trabajo

El presente Trabajo tiene por objeto determinar la Demanda Energética, resultante de la proyección del aumento del Producto Bruto Interno (PBI) hasta el año 2017 considerándose este aumento de un 5% anual.

Para ello se considerarán las fuentes disponibles y alternativas de provisión de Energía, como así también el planteo de tres escenarios posibles de evolución de la Matriz Energética Nacional.

Asimismo, esta demanda adicional por efecto de crecimiento del PBI, será analizada desde una unidad en común para todos los tipos de Energía: TEP (Toneladas Equivalentes de Petróleo) y así determinar la forma más eficiente de abastecer la demanda resultante.

En consecuencia, para el caso de la Producción de Petróleo y sus Derivados, la Producción de Gas Natural, y la de Energías Alternativas, se evaluará la infraestructura necesaria y se realizará la estimación de las inversiones requeridas (de acuerdo a los promedios registrados en el país), para satisfacer la demanda resultante.

Esquema General del Trabajo

- Desarrollo de un modelo que explique la relación entre el Consumo Energético y el PBI.
- Proyección de la demanda Energética considerando como hipótesis de trabajo un crecimiento del PBI.
- Determinación de los TEP (Toneladas Equivalentes de Petróleo), necesarios para que el crecimiento de la Economía no se vea afectado por restricciones de la Oferta Energética, año a año.
- Determinación de las fuentes energéticas y volúmenes adicionales a obtener para satisfacer la Demanda Energética Proyectada.
- Planteo de tres escenarios de Diversificación de la Matriz Energética, para aplicar a las proyecciones, y sus respectivas fuentes de generación.

Escenario Optimista:

Diversificación de la Matriz Energética tendiendo a reemplazar Energías tradicionales por Energías alternativas

Escenario Normal:

Conservar la estructura actual de la Matriz Energética, buscando formas de incrementar la actual Oferta de Energías Tradicionales.

Escenario Pesimista:

Conservar la estructura de la Matriz Energética, en un contexto de importación de los productos necesarios para abastecer la demanda.

- Determinación del momento de puesta en Producción de las distintas alternativas de fuentes energéticas planteadas, según los aumentos de la demanda que surjan de las proyecciones y la factibilidad técnica.
- Valorización de las Fuentes de Generación de Energía en cuanto a su Costo Medio a nivel País.

Relación entre el PBI y el Consumo Energético

La Energía puede denominarse “actividad de base” de la economía, es decir una actividad que alimenta todas las actividades productivas, así también como los consumos finales y la exportación.

Es decir que la Energía es un bien de demanda final, cuando está dirigido a los sectores de consumo final y de demanda intermedia, cuando está dirigido a las actividades productivas.

En líneas generales, se puede decir que la mayoría de los sistemas de producción y/o transformación de energía que constituyen los sistemas de abastecimiento, son de carácter capital intensivo y sólo requieren para su funcionamiento un reducido plantel de mano de obra en general altamente calificadas.

Sin embargo aún quedan algunas actividades que requieren cantidades importantes de mano de obra, como la construcción de Represas Hidroeléctricas.

Por ser el sistema de abastecimiento energético altamente capital intensivo las inversiones en infraestructura generan un efecto de industrialización en toda la economía y arrastra desarrollos de alta tecnología en la medida que sea posible internalizar esa demanda dentro del país, teniendo que considerarse que las inversiones energéticas requieren un largo período de maduración.

Por lo tanto es un insumo necesario en todas las actividades productivas y debe estar disponible en cantidad, calidad y precio adecuado, de lo contrario ninguna actividad puede ser viable dado el carácter de insustituible que tiene este insumo.

Debido a esto, la variación de los precios de la Energía habrá de inducir cambios en la rentabilidad relativa de las diferentes actividades de acuerdo a su contenido Directo e Indirecto de Energía. Esto puede afectar la competitividad de los productos exportables con el consiguiente impacto sobre el balance comercial del país.

Por otro lado, al mencionar la calidad de vida o satisfacción de necesidades humanas se hace referencia a las llamadas Necesidades Básicas, entre las que se consideran la alimentación, la vivienda, la salud, la educación y el empleo.

La Energía no se encuentra explicitada en tales listados de necesidades básicas, pero de hecho la satisfacción de cualquier necesidad básica requiere insumos energéticos.

En cuanto a la relación existente entre el Producto Bruto Interno (PBI), y el Consumo de Energía existe una amplia bibliografía, en la cual se plantea que el nivel y la estructura del consumo energético de una sociedad o sistema socio-económico, depende de una serie de factores determinantes, pudiéndose mencionar los siguientes:

- El tipo de Sociedad y Cultura
- El Nivel y Estructura de la Población
- El Nivel y tipo de la Actividad productiva
- El tipo de Recursos Energéticos disponibles
- El Grado de Desarrollo tecnológico alcanzado
- Las Condiciones climáticas y ecológicas naturales

Sin perjuicio de las características intrínsecas del país o región en cuestión, es evidente que el proceso de crecimiento económico esta altamente asociado con un crecimiento del consumo de energía.

Es por ello que un abastecimiento inadecuado o insuficiente de energía puede restringir la actividad económica y provocar costos adicionales al sistema de abastecimiento, ante la necesidad de resolver el problema en el corto plazo.

En cuanto a la posibilidad de sustitución entre fuentes de Energía, es necesario destacar que la energía no es un bien homogéneo ni en el sentido económico ni en el sentido físico, es una peculiaridad de las diferentes presentaciones del bien energía que obligan a un tratamiento muy particular.

Si hablamos de fuentes energéticas que se venden en un mercado, es necesario destacar que la demanda por un energético (por ejemplo el gas distribuido por redes) está destinado a satisfacer una necesidad (calefacción por ejemplo) pero que la misma puede ser también perfectamente satisfecha por otra fuente como ser la electricidad.

Existe un principio de equivalencia general entre las formas en que la energía se presenta. Decimos que una cierta cantidad de calor representa una cierta cantidad de trabajo o de electricidad, relacionada por coeficientes invariables. Así la kilocaloría, el joule, el Kwh, se relacionan entre sí de la forma siguiente:

$$1 \text{ Kcal} = 4,1855 \text{ megajoules} = 1,16 \cdot 10^{-3} \text{ kwh}$$

Es posible transformar todas las manifestaciones físicas de la energía a alguna de estas unidades de medida y agregarlas como si se trataran de un mismo bien desde el punto de vista físico.

Así, la combustión de una tonelada de petróleo eleva de 15°C a 16°C 10.000 m³ de agua, es decir que el petróleo tiene un poder calorífico de 10⁷ kcal.

A partir de tales coeficientes de equivalencia pueden sumarse todas las formas de energía, convirtiéndolas en unidades de referencia comunes como ser la Tonelada Equivalente de Petróleo (TEP), también conocida por sus siglas en inglés TOE (Tonne of Oil Equivalent).

Para este trabajo en particular se ha considerado el Consumo Final de Energía Secundaria usando como fuente el Balance Energético Nacional publicado por la Secretaría de Energía de la Nación, que esta expresado en la unidad mencionada en el párrafo anterior, es decir TEP.

En el siguiente párrafo se describe el concepto de Energía Secundaria considerado para el presente estudio:

Energía Secundaria

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.

A continuación se detallan los mismos:

1. 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.

2. Motonaftas

Es una combinación de hidrocarburos líquidos, livianos, producidos en la refinería del petróleo y/o del tratamiento del gas natural, cuyo rango de ebullición se ubica entre los 30 – 200 grados centígrados.

Dentro de esta categoría existen:

a. 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.

b. 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.

c. Gasolina Natural

Se trata de un producto del procesamiento del gas natural. Se utiliza como materia prima para procesos industriales y en refinerías, se combina directamente con las naftas.

d. Nafta

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

3. *Kerosene y Turbo combustible*

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 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.

4. *Diesel/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 de compresión – ignición.

5. *Fuel Oil*

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

6. *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.

7. *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.

8. *Carbón Vegetal*

Es aquel combustible obtenido de la destilación destructiva 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.

9. *Alcohol*

Este producto incluye el etanol (alcohol etílico) y el metanol (alcohol metílico) empleados como combustibles.

El etanol es un líquido incoloro que puede originarse por fermentación de materias vegetales con un elevado contenido de azúcar; materiales vegetales con el elevado contenido de almidón y materias con un elevado contenido de celulosa. Puede ser empleado como alcohol anhidro o hidratado, solo o mezclado con gasolina, en motores de combustión interna.

El metanol también es un líquido incoloro que puede obtenerse a partir de diferentes materias primas como leña, residuos vegetales, metano, gas natural, carbón, etc. Se emplea en motores de combustión interna.

10. *Gases de Procesos*

Son aquellos combustibles gaseosos obtenidos como subproductos de las actividades de refinación, plantas de gas en coquerías y altos hornos, además del gas obtenido en biodigestores.

a. Gas de Refinería

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

b. Gas de Alto Horno

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

c. 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.

d. Gas Condensado

Son hidrocarburos líquidos surgidos como subproductos del tratamiento de gas natural (etano, propano, butano y pentano)

e. Biogás

Es el gas obtenido de la fermentación anaeróbica de residuos biomásicos. Generalmente se trata de metano.

11. Otros Combustibles

Estos combustibles comprenden los productos energéticos y no energéticos.

a. Otros combustibles energéticos

Son aquellos productos energéticos secundarios que no se encuentran comprendidos en las categorías anteriores y que posean participación en la estructura energética del país.

b. Productos No Energéticos

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

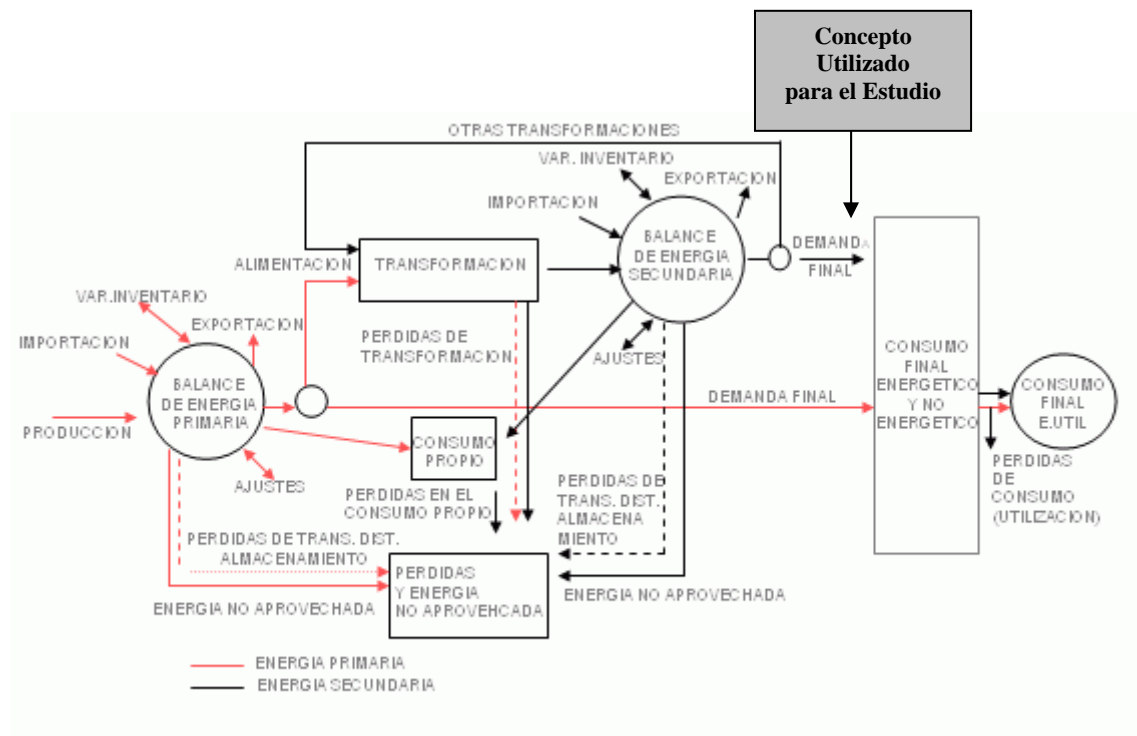
c. Lubricantes

Son hidrocarburos viscosos y líquidos, ricos en ceras parafínicas, que surgen mediante la destilación atmosférica de petróleo entre 380 y 500 grados centígrados.

d. Bitumen

Es un hidrocarburo sólido cuya estructura coloidal es de color marrón, y que se obtiene como desecho del proceso de destilación en vacío de los residuos de la destilación atmosférica de petróleo.

En el Esquema siguiente puede verse con claridad de dónde surge el concepto utilizado para el presente estudio y las definiciones de los productos citadas anteriormente.



Consumo Final Total

El consumo final total abarca la totalidad de los flujos energéticos agrupados teniendo en cuenta los sectores socio – económicos en que son consumidos:

Consumo final energético

Es la cantidad total de productos primarios y secundarios empleados por todos los sectores de consumo en la satisfacción de sus necesidades energéticas.

Consumo Final No – Energético

Abarca los volúmenes de productos que son empleados con fines no energéticos en todos los sectores de consumo.

Consumo Final Total

Se trata de la totalidad de la energía que se entrega a los sectores de consumo, tanto para usos energéticos, como no energéticos.

El Modelo

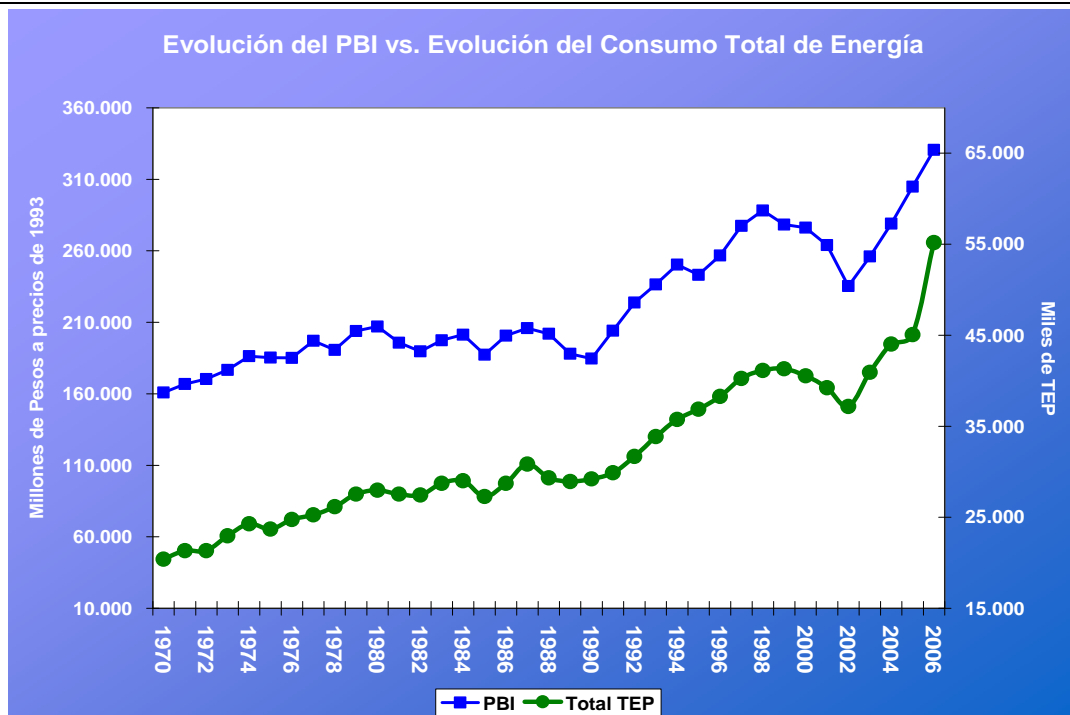
Sin duda una de las relaciones más estudiadas dentro del campo de la Economía de la Energía, es la que relaciona la evolución del consumo de Energía con el PBI como indicador de la actividad socio-económica de un determinado país o región.

Evidentemente el PBI es representativo, por una parte del nivel de actividad económica de dicho país y, por la otra, nos da un indicio del nivel de vida de población y por ende del grado de confort personal alcanzado.

A su vez la actividad económica y el confort implican consumo de Energía en sus distintas formas y por lo tanto este último va a estar determinado, en gran medida por el PBI.

Existe una amplia bibliografía al respecto de los modelos utilizados para relacionar ambas variables, pero sin duda todos llegan a la conclusión de que existe una muy alta correlación entre las variables.

Como puede observarse en el siguiente gráfico se demuestra lo antes dicho entre la Evolución del PBI y la Evolución del Consumo Final de Energía, llegando la correlación a un valor de $R^2 = 0,95$.



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación - INDEC

Esta alta correlación queda claramente evidenciada en el período graficado que va desde el año 1970 hasta el año 2006, sin embargo cuando se analizan distintas series de otros países, se evidencian algunos desvíos para cada caso o año particular que no son totalmente explicados por el indicador macroeconómico.

Ello así, que por ejemplo a partir de la crisis energética o petrolera de 1973 este tipo de análisis ha sido fuertemente cuestionado y en particular en los países desarrollados se había planteado la posibilidad de desacoplar la evolución del consumo de energía con la evolución del indicador de actividad económica.

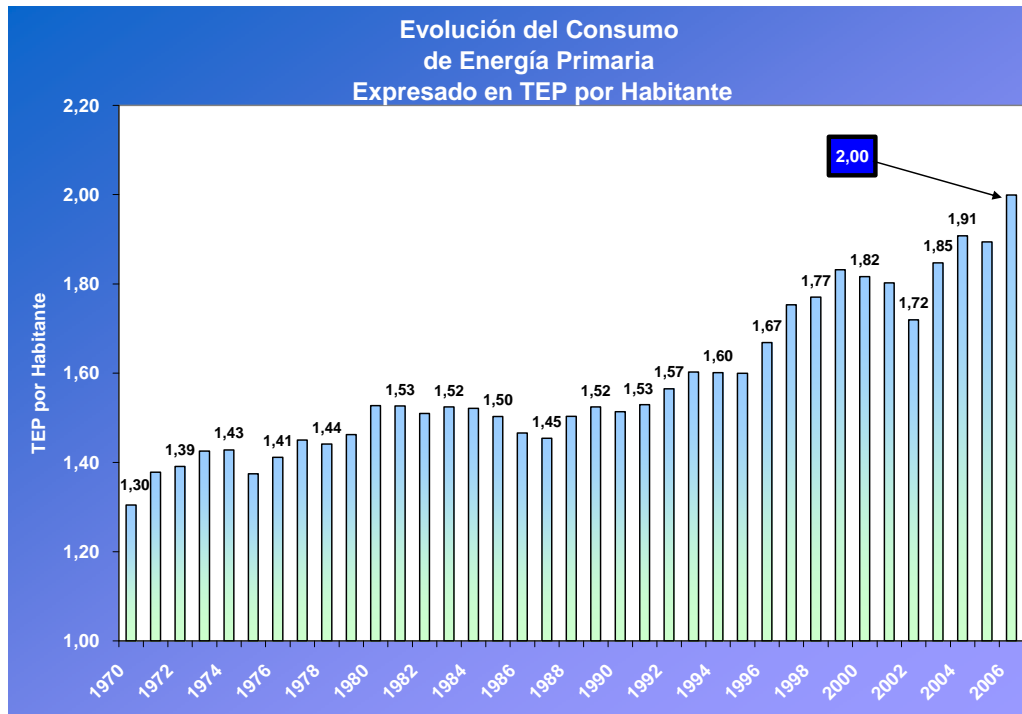
Ello efectivamente ha sucedido en la etapa posterior a la crisis en dos oportunidades que representan lo antes dicho, a) en los años 1974-75 y b) en los años 1979-83.

No obstante, se ha demostrado que la relación se vuelve a reestablecer, es decir que una vez superado el efecto de reestructuración y conservación de energía provocados por la fuerte suba de los precios reales de la energía, la relación fundamental entre el nivel de actividad económica y el consumo de energía vuelven a aparecer.

Una medida también importante en cuanto a los análisis de la evolución del Sector Energético es la evolución de los TEP consumidos por habitantes en el país, ya que la misma sirve para comparar por regiones y entre países a los efectos de tener una dimensión de la intensidad del uso de la energía, siendo los países desarrollados los que detentan un valor mayor de TEP por habitante.

A continuación puede verse graficado este concepto para el caso de Argentina en el período comprendido entre 1970 y 2006, en donde se observa que el valor

correspondiente al año 2006 es el más alto del período considerado en cuanto al Consumo de Energía Primaria.



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación – Balances Energéticos

Al relacionar estas dos variables nos encontramos con importantes diferencias tanto en el tiempo como en el espacio.

Para un país o una región dada, en general la tendencia del consumo por habitante es creciente, dado que el consumo crece más rápidamente que la población.

Las excepciones que se encuentran corresponden a períodos de crisis económicas o energéticas, en las cuales el consumo puede llegar a disminuir aún en términos absolutos.

Si por el contrario analizamos la variación del consumo por habitante en un año determinado en distintos lugares del mundo nos encontramos con una gran variabilidad que no es sólo explicable por los diferentes climas, costumbres y/o estructuras productivas sino que se deben básicamente, al diferente grado de desarrollo alcanzado.

Para tener un contexto general del valor mencionado anteriormente es dable destacar que América Latina y el Caribe (ALC), el consumo per cápita de energía primaria se ha incrementado de 1.13 a 1.20 TEP entre el 2002 y 2006.

Asimismo, en la China, este incremento, para el mismo periodo fue de 0.83 a 1.3 TEP, es decir, que el consumo per cápita de energía primaria de China ya es mas alto que el de ALC para el 2006 y con una población 2.3 veces superior.

En la India, donde la población es 1.96 superior a ALC, el consumo per capita subió de 0.32 a 0.37 TEP para el mismo periodo.

En Estados Unidos, el consumo per capita de energía primaria cayó de 7.94 a 7.77 TEP entre 2002 y 2006, considerando que la población de USA es casi la mitad de ALC donde el consumo per capita de energía primaria fue aproximadamente 6.5 veces superior al de ALC o al de China para el 2006.

En Europa, el consumo per capita el año 2006 fue de 4.1 TEP, aproximadamente 3.4 veces superior al de LAC y China.

La tasa de crecimiento de consumo per capita de energía primaria promedio anual entre el 2002 y 2006 marca otras características para el análisis.

Para ALC fue de 1.78%, para India fue de 4.27%, para China fue de 14.04%, mientras que para USA fue de -0.53%.

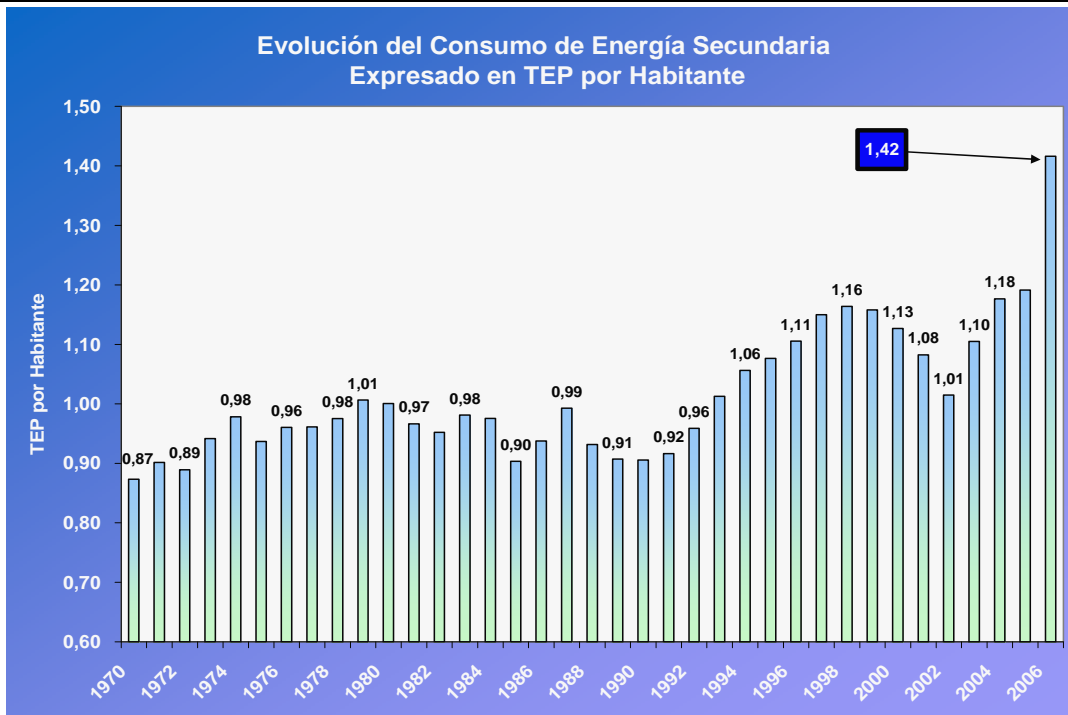
Un breve análisis de las cifras anteriores nos revela que los USA y varios países desarrollados están manteniendo o están tendientes a disminuir sus consumos per capita de energía primaria, mayormente con efectos de eficiencia energética y con tasas de crecimiento vegetativas muy bajas o negativas y con crecimientos económicos moderados.

En relación a la China e India nos devela que las tasas de crecimiento promedio per capita de energía primaria son elevadas con respecto a las de ALC.

El consumo de energía es sin duda una medida del grado de crecimiento y desarrollo que tiene un país o una región, donde la variable eficiencia energética juega un papel muy importante. China, India y otros países asiáticos están creciendo y tendientes a superar los niveles de consumo de energía per capita de ALC.

A continuación se analiza el Consumo de Energía Secundaria per capita dado que el presente estudio esta basado en estos datos a los efectos de poder discernir, qué tipo de energía es necesaria y de este modo poder plantear las inversiones para abastecerla.

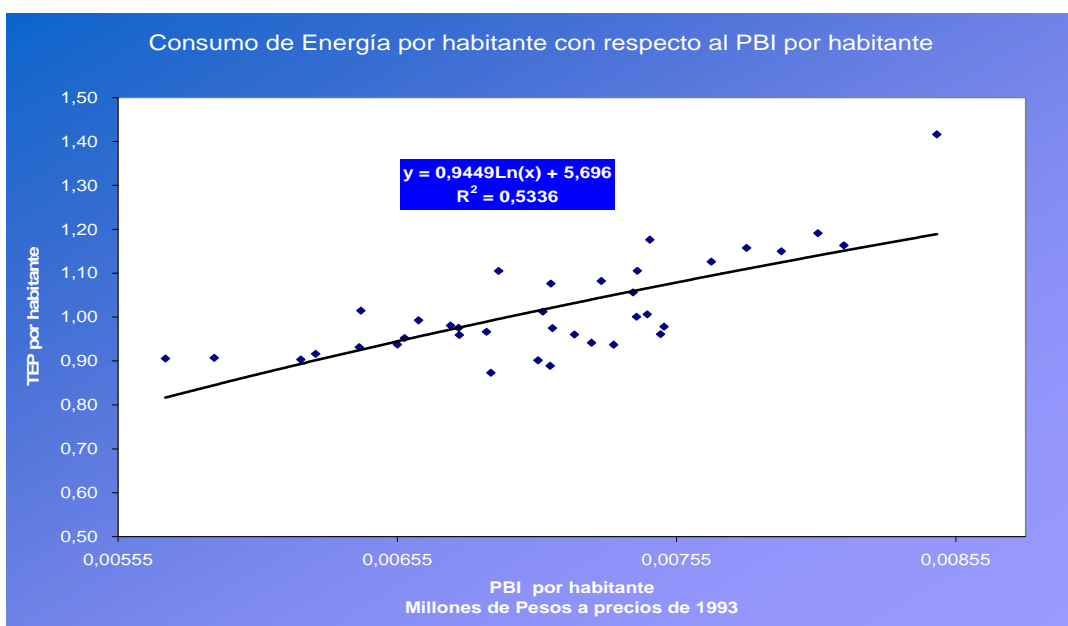
La evolución de la cantidad de Energía consumida por habitante ha variado en el tiempo debido a variables fuera del alcance de este estudio, registrándose en el 2006 el valor más alto de los últimos 36 años, tal como se registrara en el análisis de la Energía primaria, pero con un valor relativo mayor al registrado en esta última.



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación – Balances Energéticos

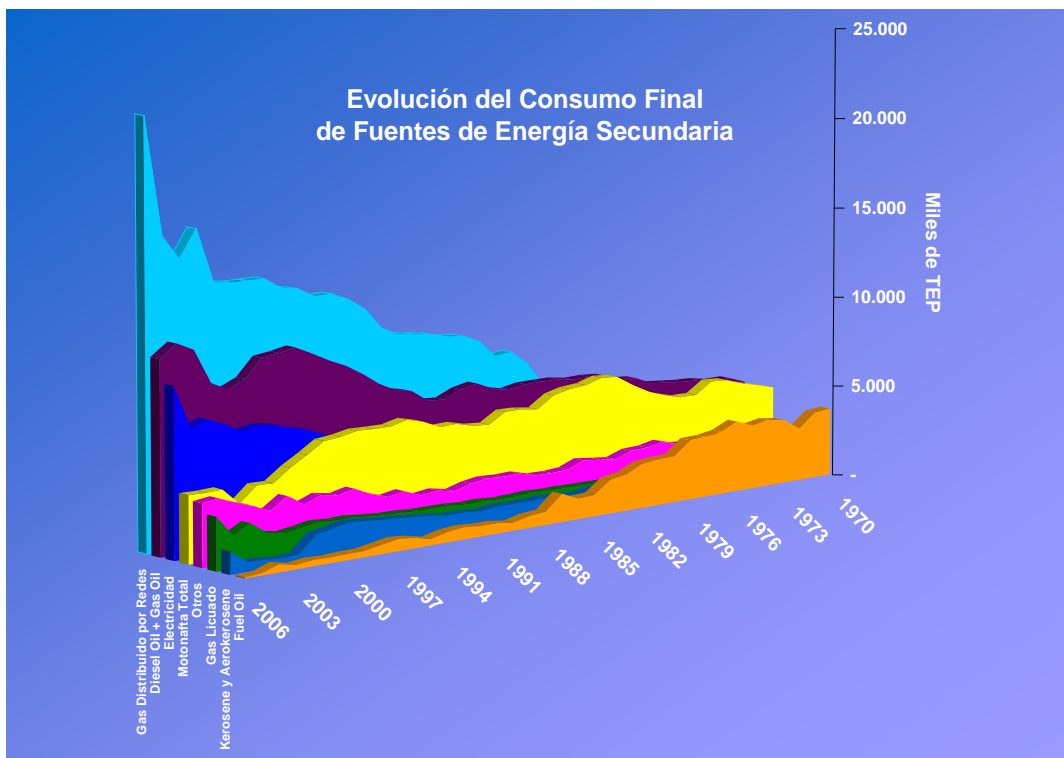
Ahora bien, si se analiza la evolución de la cantidad de energía consumida por habitante, la misma está altamente correlacionada con el Nivel de Actividad del País, sin embargo cabe destacar que el valor registrado para el año 2006, representa un out layer en dicha tendencia, lo que ya se anticipaba en los gráficos anteriores y que representaría un tema de estudio en sí mismo dada la complejidad de las variables que influyen en la determinación de estos valores como se explicara anteriormente.

A continuación puede verse la relación existente entre el Consumo de Energía per capita y el PBI per capita, en donde queda reflejado lo mencionado en el párrafo anterior.



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación – INDEC

Con respecto a la evolución del consumo de las distintas fuentes de energía secundaria, se puede apreciar en el siguiente gráfico en donde se representa la evolución de los distintos tipos de Energía Secundaria a través del tiempo, en donde el Gas Natural es el que ha registrado un mayor crecimiento y es el que tiene una importancia relativa mayor con respecto al resto, seguido por el Diesel Oil + Gas Oil y la Electricidad, de esta forma se evidencia la evolución de la estructura de consumo que conforma la Matriz Energética Argentina.



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación – Balances Energéticos

Análisis Histórico del Consumo Energético

Las crisis que ha sufrido la Argentina en los últimos 30 años han limitado la evolución de los consumos energéticos finales. Sin embargo, la tendencia creciente de los consumos de energía sólo se ha quebrado en los momentos de más aguda recesión económica (1975, 1985, 1989 y 2001).

Según un informe elaborado por la Secretaría de Energía, en los períodos recesivos se produce un crecimiento relevante de la elasticidad – producto de consumo energético final.

En nuestro país, desde mediados de la década del '60, la elasticidad – producto del consumo fluctuó alrededor de los 0.8 en los períodos de expansión económica.

En la primera mitad de la década del '80 se produjo una importante recesión económica que originó una disminución en los consumos de energía en el transporte y en la industria. Estas reducciones no lograron ser compensadas por el aumento de los consumos residenciales y comerciales, por lo que se presentó una leve baja del consumo energético final total. A pesar de esta reducción del consumo, la elasticidad – producto en el período 1980 –1985 es prácticamente nula.

Pese a que se mantuvo el estancamiento de la economía nacional, durante el segundo quinquenio de dicha década se produjo una leve recuperación de los consumos energéticos. Este incremento es consecuencia de los sectores Residencial y Comercial, debido que la industria y el transporte no sufrieron modificaciones en sus consumos. Estos hechos provocaron que la elasticidad – producto alcance valores extraordinariamente altos.

Durante el período 1991 – 1994 tuvo lugar en el país, una recuperación de la actividad económica. Pero en 1995, el PBI sufrió una baja del 4,4% respecto del año anterior. Por lo tanto, el valor promedio para esta primera mitad de la década del '90, surge de una combinación de clara recuperación económica y de elevada recesión, produciendo una artificial elasticidad – producto levemente superior a la unidad.

A lo largo de este período, el sector Residencial y de Servicios se constituyó en el área mas dinámica en el consumo, logrando en 1990 una participación cercana al 32% que disminuyó al 28% en 1995. Esta elevada participación de los consumos residenciales y de servicios se consiguió gracias a fuentes comerciales de alta eficiencia como el gas natural y la electricidad, que sumados alcanzaban más de 83% de los consumos finales del sector en 1995. Por otra parte, los combustibles de biomasa representaban menos del 4% de dicho consumo.

El desarrollo de la participación de los consumos energéticos residenciales y de servicios durante el transcurso de la década del '80, se debió principalmente a la desindustrialización del país, al estancamiento de los consumos energéticos del sector transporte y a la carencia de una política de Uso Racional de Energía (URE).

Los consumos de energía para el transporte, que en 1980 rondaban los 434.7 PJ, se redujeron en 1990 hasta 397.3PJ (nivel similar a 1978). Esta situación se revirtió en el último tiempo, durante el cual los consumos de energía para transporte aumentaron en un 39%, transformando a este sector en el mayor impulsador del consumo energético final, prevaleciendo al sector Residencial.

La evolución de los consumos expone efectivamente el impacto en las políticas energéticas llevadas a cabo con continuidad en el país. Es evidente que la expansión de las redes de distribución eléctrica y de gas, en conjunto con la política de precios promocional para el gas natural frente a los derivados del petróleo, posibilitó la penetración de éstas fuentes en los usos finales.

La posibilidad de obtener gas natural a precios nacionales en la mayoría del país, limitó la penetración de la electricidad en los usos calóricos, exceptuando algunos procesos industriales en los que los hornos eléctricos mejoran la calidad de la producción.

En el año 1995, los derivados del petróleo sólo abastecieron el 13% de los consumos del sector Residencial y de Servicios y el 6% de las necesidades energéticas de la industria. Esto se debió al grado de saturación en la penetración del gas natural.

Consumo industrial

Durante las últimas dos décadas, se produjo una reducción de la actividad industrial, en la cual los años 1985 y 1990 representan la cima recesiva, observándose una alta recuperación en los últimos años.

En esta situación, algunas industrias más energo – intensivas recibieron subsidios y protecciones, por lo que se incrementó la intensidad energética de la industria en este período. La intensidad energética total sufrió una tendencia creciente entre 1980 y 1985, como consecuencia de la expansión de los consumos energéticos de los sectores Residencial y Comercial.

La etapa expansiva de la industria (1991 – 1994) coincide con el impulso de la producción de celulosa y papel, las industrias metálicas básicas y la industria automotriz. Además se produjo una renovación tecnológica en las industrias alimenticias, debido a la transnacionalización de las empresas nacionales y un relevante proceso de automatización.

La recesión del año 1995 afectó la industria maderera (-27%), la industria metal – mecánica (-17%), la elaboración de productos minerales no metálicos (-11.5%) y la industria del papel (-6.8%). Sin embargo, la industria de productos alimenticios y de minerales metálicos básicos prosiguió con su tendencia expansiva. Este suceso en conjunción con el incremento de la capacidad ociosa de otras industrias, explica el crecimiento de la intensidad energética de la industria.

El crecimiento de la intensidad energética total fue aproximadamente del 9% y se debió al sector transporte, ya que los consumos en las restantes áreas no presentaron modificaciones relevantes.

Los cambios estructurales en la actividad manufacturera y en la intensidad energética de la actividad fueron paralelos a las modificaciones en el tipo de fuente energética empleada por las industrias.

En la actualidad, el Gas Natural juega un papel fundamental en el abastecimiento de los consumos calóricos, los cuales a comienzo de la década del '60 eran abastecidos principalmente por los derivados del petróleo y los combustibles de la biomasa.

La creciente penetración del Gas en la industria en el transcurso de la última década, refleja la concentración de la industria en los alrededores de los grandes centros urbanos.

Estos cambios estructurales junto con la modernización tecnológica facilitaron también la penetración de la electricidad proveniente del servicio público.

Consumo residencial, comercial y de servicios

Los consumos energéticos residenciales y comerciales se incrementaron constantemente en los últimos 35 a 40 años y fueron menos afectados por las irregularidades económicas que el consumo energético final total.

En los períodos de expansión económica (1970 – 1975 y 1990 – 1995), la tendencia de los consumos energéticos se relacionó mas con la evolución del salario real que con la del PBI per cápita.

La electricidad y el gas natural distribuido por redes se han destacados como fuentes de energía en la oferta de la misma. Estas dos fuentes concentran actualmente más del 80% de los consumos energéticos del sector, con una marcada superioridad del gas (60%).

Esta expansión se desarrollo en detrimento de los derivados del petróleo, debido a que los combustibles de la biomasa no poseen significación en las estadísticas energéticas nacionales.

Dada la diferente calidad de prestación entre el Gas Natural, el Gas Licuado de Petróleo y el Kerosene y, así como su relación de precios en nuestro país, el kerosene se convirtió en un bien “inferior” económicamente hablando, por lo que es sustituido por el Gas Licuado de petróleo a pesar de que su precio es superior. Ambos son sustituidos por el Gas Natural.

La diferencia de precio entre el Gas Natural y los otros combustibles amortizó rápidamente las inversiones extras necesarias para su uso (redes e instalaciones domiciliarias).

En la actualidad, el Gas Natural cubre los requerimientos básicos de cocción y calentamiento de agua y calefacción. La elevada participación del Gas Natural en los consumos totales esta demostrando el mayor consumo inducido por su disponibilidad. Se ha comprobado el consumo “inducido” por el Gas Natural debido a su facilidad de uso y un inferior precio de la caloría.

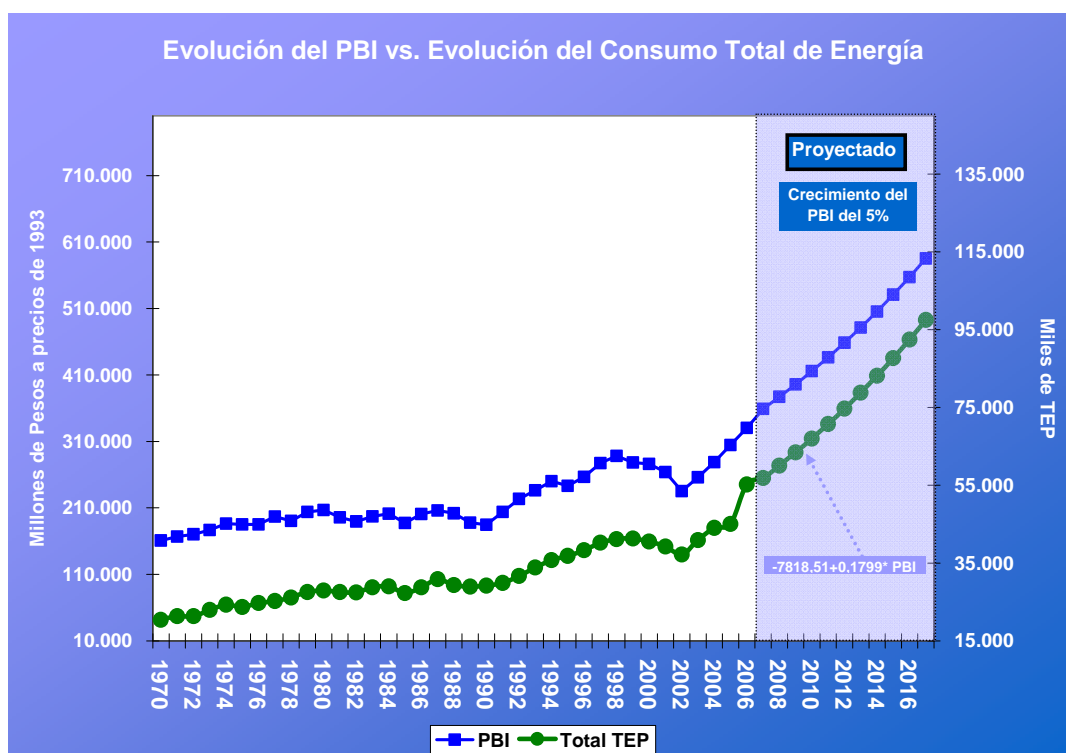
En el sector residencial, la electricidad no ha competido realmente con el Gas Natural. En las áreas que ambas fuentes están disponibles, existe la siguiente especialización: el Gas Natural es empleado en los usos calóricos y la electricidad en la iluminación, acondicionamiento ambiental (frío) y artefactos electrodomésticos. No obstante, puede que en el futuro se de una mayor competencia entre las empresas distribuidoras por la captación del sector de la refrigeración ambiental.

El acercamiento de los registros de facturación a los consumos reales de electricidad, posibilitó una disminución de las importantes pérdidas de distribución que se encontraban mas influenciadas por los consumos ilegales que por el deteriorado estado de las redes de distribución eléctrica.

Proyección de los Consumos al 2017

En cuanto a la proyección de la Demanda hasta el año 2017, si bien se planteó que existen una diversidad de modelos para aplicar, se consideró para este estudio en particular y en mérito a la simplicidad, dada la alta correlación existente entre las variables, que lo más apropiado sería aplicar una ecuación lineal.

Por lo tanto en base a un modelo de regresión lineal se procedió a proyectar la Demanda de Energía Secundaria, usando como variable explicativa el PBI resultante de aplicarle una tasa de crecimiento anual del 5%.



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación – Balances Energéticos – Elaboración Propia

En el gráfico anterior puede observarse la Proyección del PBI tomando como hipótesis de trabajo un crecimiento del 5%, hasta el año 2017, y la respectiva proyección del Consumo Energético hasta el año 2017.

Esta proyección solamente pretende estimar la Demanda resultante ante un crecimiento del PBI del 5%, sin que ello implique que el PBI esperado sea de esa magnitud, sino que simplemente este valor se plantea como hipótesis de trabajo.

Cálculo de Requerimientos de Energía para sostener el crecimiento del PBI

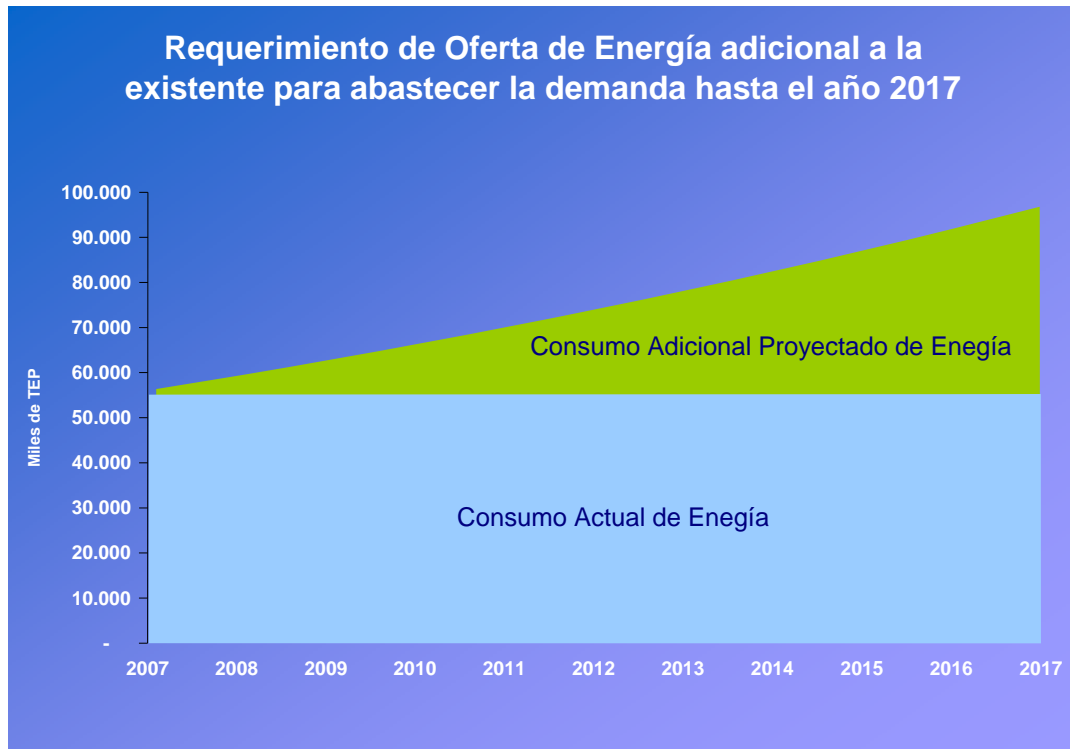
A los efectos de mantener el crecimiento económico proyectado se procedió a calcular la cantidad de TEP adicionales, que debieran sumarse a la Oferta Energética año a año.

Para ello, se consideró como año base el 2006 y los TEP de Energía Secundaria correspondientes a este año, considerándose como hipótesis, que existe la infraestructura energética necesaria para abastecer ese consumo y de esta manera se establece la misma como la infraestructura base, sobre la cual se calcularán más adelante la infraestructura adicional en la cual se debería invertir para cubrir la demanda adicional mencionada.

Año	PBI Millones de Pesos a precios de 1993	Consumo de Energía Miles de TEP	Energía Adicional Miles de TEP a incorporarse por año
2006	330.534	55.187	año base
2007	359.202	56.826	1.639
2008	377.162	60.058	3.232
2009	396.020	63.452	3.394
2010	415.821	67.015	3.564
2011	436.612	70.757	3.742
2012	458.443	74.686	3.929
2013	481.365	78.811	4.125
2014	505.433	83.142	4.331
2015	530.705	87.691	4.548
2016	557.240	92.466	4.775
2017	585.102	97.480	5.014

En el cuadro anterior puede verse, año a año, los TEP adicionales en los cuales se incrementaría la demanda tomando siempre como base el año 2006.

Esto puede verse más claramente en el gráfico en donde se representa la Demanda Adicional Proyectada de Energía Secundaria.



Representándose el consumo Actual de Energía, considerando el PBI actual, y cual serían los TEP adicionales de Energía que se consumirían con la hipótesis de crecimiento del PBI.

Matriz de Consumo Energético Actual

En la actual estructura de la Matriz de Consumo Energético, que se presenta en el cuadro siguiente, puede observarse la importancia relativa del Gas Natural, representada en Miles de TEP, y debido a ello es que en el escenario optimista se planteará una diversificación de la Matriz, tendiente a incorporar energías alternativas, en el escenario normal se planteará las formas más eficientes de abastecer la demanda con oferta interna, dada la actual estructura, y en el escenario pesimista se planteará la hipótesis de importación de los productos energéticos.

Tipo de Energía Secundaria	Miles de TEP
Gas Distribuido por Redes	23.559
Diesel Oil + Gas Oil	10.698
Electricidad	9.431
Motonafta Total	3.737
Gas Licuado	2.945
No Energético	2.344
Kerosene y Aerokerosene	1.269
Carbón Residual	557
Carbón de Leña	234
Gas de Alto Horno	169
Gas de Coquería	85
Coque de Carbón	78
Fuel Oil	66
Gas de Refinería	15
TOTAL	55.187

Fuente: Secretaría de Energía de la Nación – Balances Energéticos

Planteo de Escenarios

A continuación se realizará el planteo de los escenarios mencionados a los efectos de poder cuantificar para cada caso, cual sería la demanda de TEP para los productos considerados.

Escenario Optimista

En el escenario Optimista se plantea una diversificación de la estructura de la Matriz Energética Actual, tendiendo a la sustitución de fuentes tradicionales de energía, por fuentes alternativas basadas en energías renovables.

Para ello se consideró suplantar los TEP adicionales de los siguientes combustibles fósiles, a saber: Gas Oil, Naftas y Gas Licuado, por las siguientes fuentes alternativas como ser el Biodiesel, Bioetanol y Biogás respectivamente.

De esta manera, en este escenario de diversificación, los TEP adicionales serían suplantados por estos combustibles renovables, logrando diversificar la estructura de la matriz actual, en la proporción que cubra la demanda adicional y considerando las restricciones tecnológicas en cuanto a su aplicación.

Escenario Optimista												
Tipo de Energía Secundaria	Año Base 2006	TEP Adicionales										
		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Gas Distribuido por Redes	23.559	700	1.380	1.449	1.521	1.597	1.677	1.761	1.849	1.942	2.039	2.141
Diesel Oil + Gas Oil	10.698	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Electricidad	9.431	280	552	580	609	639	671	705	740	777	816	857
Motonafta Total	3.737	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gas Licuado	2.945	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
No Energético	2.344	70	137	144	151	159	167	175	184	193	203	213
Kerosene y Aerokerosene	1.269	38	74	78	82	86	90	95	100	105	110	115
Carbón Residual	557	17	33	34	36	38	40	42	44	46	48	51
Carbón de Leña	234	7	14	14	15	16	17	17	18	19	20	21
Gas de Alto Horno	169	5	10	10	11	11	12	13	13	14	15	15
Gas de Coquería	85	3	5	5	5	6	6	6	7	7	7	8
Coque de Carbón	78	2	5	5	5	5	6	6	6	6	7	7
Fuel Oil	66	2	4	4	4	4	5	5	5	5	6	6
Gas de Refinería	15	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
ENERGÍAS ALTERNATIVAS												
Biodiesel	385	318	627	658	691	725	762	800	840	882	926	972
Etanol	66	111	219	230	241	253	266	279	293	308	323	340
Biogas	0	87	172	181	190	200	210	220	231	243	255	268
TOTAL	55.187	1.639	3.232	3.394	3.564	3.742	3.929	4.125	4.331	4.548	4.775	5.014

En el cuadro precedente puede verse dicha sustitución, en cuanto a los Miles de TEP necesarios para cubrir la Demanda Adicional, con producción de energías alternativas, sustituyendo cierto tipo de productos.

En este escenario se plantea la alternativa más deseable, que implica la producción de energías alternativas a nivel local, para así poder cubrir la demanda adicional de Energía Secundaria, sin perjuicio de ello, los volúmenes que podrían producirse no alcanzarían para cubrir toda la demanda adicional que implica diversas fuentes de

energía, sino sólo una parte de la misma que es la que corresponde a la demanda adicional de los productos sustituidos.

Escenario Normal

En este escenario lo que se plantea es, en base a la estructura de consumo de Energía Secundaria registrada en el año 2006, se respetó la misma estructura de consumo para los TEP adicionales proyectados hasta el año 2017, de esta manera se mantiene el status quo en la actual estructura de la Matriz Energética Argentina.

Este escenario es el que representa mayor nivel de inversiones en Infraestructura, debido a que lo que se plantea es, la producción local de los productos necesarios para cubrir la totalidad de la Demanda Adicional.

Escenario Normal												
Tipo de Energía Secundaria	Año Base 2006	TEP Adicionales										
		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Gas Distribuido por Redes	23.559	700	1.380	1.449	1.521	1.597	1.677	1.761	1.849	1.942	2.039	2.141
Diesel Oil + Gas Oil	10.698	318	627	658	691	725	762	800	840	882	926	972
Electricidad	9.431	280	552	580	609	639	671	705	740	777	816	857
Motonafta Total	3.737	111	219	230	241	253	266	279	293	308	323	340
Gas Licuado	2.945	87	172	181	190	200	210	220	231	243	255	268
No Energético	2.344	70	137	144	151	159	167	175	184	193	203	213
Kerosene y Aerokerosene	1.269	38	74	78	82	86	90	95	100	105	110	115
Carbón Residual	557	17	33	34	36	38	40	42	44	46	48	51
Carbón de Leña	234	7	14	14	15	16	17	17	18	19	20	21
Gas de Alto Horno	169	5	10	10	11	11	12	13	13	14	15	15
Gas de Coquería	85	3	5	5	5	6	6	6	7	7	7	8
Coque de Carbón	78	2	5	5	5	5	6	6	6	6	7	7
Fuel Oil	66	2	4	4	4	4	5	5	5	5	6	6
Gas de Refinería	15	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
TOTAL	55.187	1.639	3.232	3.394	3.564	3.742	3.929	4.125	4.331	4.548	4.775	5.014

Es por ello que en el cuadro, puede verse la proyección en Miles de TEP de Demanda Adicional que debiera ser cubierta con un aumento en la Infraestructura Energética Nacional a los fines de abastecerla.

Escenario Pesimista

En este escenario se plantea la necesidad de importar cierto tipo de energía, que sea factible de ser importada, para así de este modo poder cubrir las necesidades de TEP adicionales.

Para este caso en particular se consideró la importación de los siguientes productos: Gas Natural, Diesel Oil+Gas Oil, Motonaftas y Gas Licuado, que al igual que en el Escenario Optimista sólo alcanza para cubrir cierto porcentaje de la Demanda Adicional, dado que no todos los productos contemplados en el análisis son factibles de ser importados debido a que en alguno casos su transporte resultaría muy oneroso.

Escenario Pesimista												
Tipo de Energía Secundaria	Año Base 2006	TEP Adicionales										
		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Gas Distribuido por Redes	23.559	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diesel Oil + Gas Oil	10.698	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Electricidad	9.431	280	552	580	609	639	671	705	740	777	816	857
Motonafta Total	3.737	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gas Licuado	2.945	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
No Energético	2.344	70	137	144	151	159	167	175	184	193	203	213
Kerosene y Aerokerosene	1.269	38	74	78	82	86	90	95	100	105	110	115
Carbón Residual	557	17	33	34	36	38	40	42	44	46	48	51
Carbón de Leña	234	7	14	14	15	16	17	17	18	19	20	21
Gas de Alto Horno	169	5	10	10	11	11	12	13	13	14	15	15
Gas de Coquería	85	3	5	5	5	6	6	6	7	7	7	8
Coque de Carbón	78	2	5	5	5	5	6	6	6	6	7	7
Fuel Oil	66	2	4	4	4	4	5	5	5	5	6	6
Gas de Refinería	15	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
IMPORTACIÓN												
Gas Distribuido por Redes	0	700	1.380	1.449	1.521	1.597	1.677	1.761	1.849	1.942	2.039	2.141
Diesel Oil + Gas Oil	385	318	627	658	691	725	762	800	840	882	926	972
Motonafta Total	66	111	219	230	241	253	266	279	293	308	323	340
Gas Licuado	0	87	172	181	190	200	210	220	231	243	255	268
TOTAL	55.187	1.639	3.232	3.394	3.564	3.742	3.929	4.125	4.331	4.548	4.775	5.014

Análisis de la Alternativa de Escenario Normal

Empezaremos analizando el Escenario Normal debido a que es el que plantea un esquema de inversiones en infraestructura más intensivo, ya que la infraestructura necesaria para abastecer el total del consumo adicional requiere de grandes inversiones.

Dentro de las inversiones se plantean el análisis de dos proyectos en particular, a saber: Una Refinería de Petróleo, y Un yacimiento de Gas.

Refinería de Petróleo

Para realizar la evaluación de la inversión en una Refinería de Petróleo, resulta útil primero definir algunos conceptos básicos en cuanto a los productos que se obtienen de la misma, y a los procesos involucrados para obtenerlos, a los efectos de tener una mejor comprensión en cuanto a los costos asociados a esta actividad.

La industria de refinación del petróleo transforma los crudos de petróleo en numerosos productos destilados, incluyendo gases licuados del petróleo, nafta, kerosene, combustible para aviación, gasoil, fuel oil, lubricantes, asfaltos y productos básicos para la industria petroquímica.

Las actividades de refinación se inician con la recepción y almacenamiento de los crudos en la Refinería e incluyen el manejo de estos fluidos y las operaciones de refinación que concluyen con el almacenamiento de los productos derivados y el embarque de los mismos o transporte hasta los diferentes puntos de consumo.

La industria de refinación del petróleo cuenta con una amplia variedad de procesos, los cuales varían de unas Refinerías a otras en función de su estructura, materias

primas utilizadas, productos finales que se desea obtener y especificaciones de los productos.

El objetivo de estas plantas se basa en garantizar, a partir de una materia prima única, el petróleo crudo, la fabricación de una gama muy extensa de productos acabados, los cuales deben satisfacer al cliente cumpliendo numerosas especificaciones, y cubrir la demanda cuantitativa que exige el mercado.

Existen problemas técnicos y económicos, fundamentalmente en la elección de los petróleos crudos de partida, de los procesos de fabricación, de las condiciones óptimas de funcionamiento de las unidades y de los productos acabados a elaborar en función de la situación geográfica de la refinería y demandas locales.

El conjunto de estos parámetros constituye la información básica de un problema de optimización cuya solución debe brindar el esquema de fabricación más adecuado para la obtención de un precio de costo mínimo.

El encadenamiento lógico de las diversas operaciones que siguen a la destilación del petróleo crudo determina el esquema de fabricación. Generalmente, se distinguen dos estructuras diferentes de refinería:

- Las refinerías que obtienen más que productos blancos y negros, sin fabricación de aceites. En este esquema los procesos de transformación se utilizan al máximo.
- Las refinerías que producen aceites. Dado que la producción de lubricantes sólo emplea procesos físicos de transformación, resulta necesario un aprovisionamiento de crudos especiales de naturaleza parafínica en sus fracciones pesadas.

Las únicas unidades estarán dadas por un reformador catalítico y, eventualmente, una unidad de craqueo catalítico de baja capacidad para absorber el excedente de destilado atmosférico y determinados subproductos de la fabricación de aceites. No obstante el escaso tonelaje producido anualmente, dado que la fabricación de aceites es muy costosa y compleja.

Así, una refinería que trate 2.000.000 de ton/año de petróleo crudo necesita para transformarlo en productos blancos y negros, cierta inversión que sería preciso duplicar si se desea adicionar la fabricación de 100.000 ton/año de lubricantes.

La refinación del petróleo contiene dos operaciones básicas: cambio físico o procesos de separación y cambio químico o procesos de conversión, de transformación. También hay una serie de operaciones que configuran los procesos de acabado.

Dichos procesos tienen por objeto modificar las características de los distintos productos elaborados en los procesos descritos anteriormente, a fin de obtener productos finales que se ajusten a las especificaciones comerciales requeridas. El problema está dado por la eliminación de los compuestos de azufre a través de los siguientes tipos de procesos:

- Tratamientos químicos

-Tratamiento con hidrógeno

Actualmente se emplean con mayor frecuencia los procesos catalíticos en presencia de hidrógeno, dado que admiten lograr una desulfuración más profunda y resultan más necesarios cuanto más pesada es la fracción que se quiere desulfurar.

1. Procesos físicos de separación

Permiten el fraccionamiento de una mezcla en sus diversos componentes sin modificar la estructura molecular, de modo que la suma de los constituyentes sea igual a la mezcla inicial y que el balance volumétrico de la operación resulte equilibrado. El calor o terceros agentes tales como los disolventes, son promotores de estos procesos también denominados de difusión.

2. Procesos de transformación

Tienen por finalidad modificar la estructura molecular y por consiguiente, las características físico-químicas de los hidrocarburos o de las fracciones sometidas a estas transformaciones que son llevadas a cabo con aumento o disminución del número de moléculas. En estas transformaciones únicamente se debe establecer el balance másico.

También dichas transformaciones causan una variación de entalpía correspondiente a los calores de las reacciones exotérmicas o endotérmicas producidas.

Todo proceso de transformación consta de cuatro partes:

1. *Preparación de la carga:* se debe cumplir un determinado número de condiciones previas a la reacción: temperatura, presión, concentración o intervalo de destilación, contenidos en azufre y agua, etc.
2. *Reacción:* la instalación permite el contacto de los productos reactivos. Su dimensión condiciona el tiempo de contacto. En determinados casos, se deben prever sistemas de aportación o eliminación de calor en la sección de reacción para compensar la exo o endotermicidad y mantener la reacción en su nivel térmico correcto.
3. *Fraccionamiento:* los productos de las reacciones jamás son puros, ya sea como consecuencia de la aparición de reacciones secundarias o bien, por la naturaleza misma de la reacción que conduce a la formación de varios productos. Por lo expuesto, es necesario proceder al fraccionamiento de los efluentes de la reacción para eliminar las impurezas, para clasificar las diferentes calidades de productos obtenidos o para recuperar la fracción no transformada para su recirculación.
4. *Recuperación de calor y de productos:* para estos procesos, tanto el calor como en determinados casos, las sustancias que intervienen en la reacción, constituyen un elemento importante del costo de fabricación; determinando la conveniencia de recuperarlos. El calor se recupera generalmente a la salida de la sección de fraccionamiento. El catalizador o los productos químicos se regeneran para que puedan ser utilizados nuevamente.

Clasificación de los procesos de transformación

Existen tres tipos de procesos de transformación: descomposición (conversión), síntesis y tratamientos químicos.

Los procesos de conversión en la industria de la refinación

El incremento de la demanda de productos ligeros, la disminución en el consumo de fuel oil, el incremento en el diferencial de precios entre crudo livianos, pesados y las mayores reservas de crudos pesados en el mundo, han obligado a las refinerías a modificar su estructura productiva a fin de adaptarse a esta situación.

Los procesos de conversión se utilizan desde hace muchos años. La destilación al vacío y la reducción de viscosidad desde el siglo XIX, la coquización de residuos desde 1928, el craqueo catalítico desde 1936 y el hidrot ratamiento de residuos desde 1965. No obstante, la utilización de estas tecnologías se ha generalizado a partir de 1973 y 1979, en los cuales se desencadenan las crisis de los precios del petróleo.

Estos desarrollos tecnológicos han permitido mejorar los rendimientos y calidades de las fracciones livianas obtenidas y ampliar el campo de aplicación; permitiendo además el empleo de residuos como materia prima con un mayor contenido en contaminantes³.

Las reacciones químicas que se originan durante la etapa de conversión dan lugar a la obtención de moléculas más livianas que las de la carga original; es decir, el peso medio molecular de los productos finales es menor al de las respectivas alimentaciones.

Como es sabido, las moléculas existentes en el crudo de petróleo son fundamentalmente hidrocarburos no olefínicos. En su composición, la relación de hidrógeno de carbono disminuye a medida que se incrementa el peso molecular.

Por lo expuesto, en la rotura de moléculas se genera un déficit estructural de hidrógeno. Esta deficiencia se soluciona a través de los siguientes mecanismos:

- Adición externa de hidrógeno: hidrot ratamientos
- Obtención de productos no saturados: craqueo térmico, craqueo catalítico (FCC), viscorreducción
- Segregación de productos carbonosos: coquización

Las reacciones de los dos primeros siempre se presentan en forma conjunta.

Además es posible establecer otros criterios de clasificación, siendo uno de los más empleados el de la naturaleza de la carga. Según el origen de la alimentación, los procesos de conversión utilizados son los siguientes:

³ azufre, metales, asfaltenos, etc.

-Residuo atmosférico: viscorreducción, craqueo catalítico e hidrotratamiento.

-Gas oil de vacío: craqueo térmico, craqueo catalítico e hidrotratamiento.

-Residuo de vacío: viscorreducción, coquización e hidrotratamiento.

Si bien todos estos tratamientos cumplen en mayor o menor medida el objetivo de disminuir la producción de residuos, unos se dirigen a la producción de naftas, mientras que los restantes, de manera directa o indirectamente, a la de destilados medios. A fin de maximizar la producción de naftas y destilados medios son empleados los siguientes procesos:

-Naftas: craqueo térmico y craqueo catalítico

-Destilados medios: viscorreducción, hidrotratamiento y coquización

El hidrotratamiento es un proceso muy flexible, el cual admite ser empleado también para maximizar naftas con destino a naftas.

Procesos de descomposición. Conversión

- a) *Tratamientos térmicos puros*: sólo utilizan el calor que, como agente de rotura de las moléculas, genera, en una primera etapa, moléculas más ligeras, saturadas y no saturadas. Estas últimas, según lo señalado antes, son inestables y tienen tendencia a reagruparse, a polimerizarse, para formar grupos moleculares más o menos complejos. El resultado de estas reacciones es la formación de elementos más ligeros y más pesados que los constituyentes de la carga, y la recuperación de los elementos olefínicos que no han alcanzado a polimerizarse. La ruptura por efecto térmico lleva el nombre de craqueo.

- b) *Tratamientos catalíticos*: luego de la ruptura de moléculas por efecto térmico, el reagrupamiento de los elementos no saturados puede ser activado y controlado selectivamente, mediante la utilización de un catalizador específico que orienta y limita las recombinaciones hacia interesantes formas moleculares.

- c) *Tratamientos catalíticos en presencia de hidrógeno*: la presencia de hidrógeno en las reacciones anteriores permite la saturación de los elementos olefínicos de descomposición y la obtención de estructuras moleculares estables. Teniendo en cuenta las condiciones de presión, de temperatura y el tipo de catalizador, es posible distinguir dos grupos de transformaciones:
 - con el platino y el óxido de molibdeno, se realizan transformaciones moleculares destinadas fundamentalmente a producir un máximo de nafta de levado número de octano.

- con un catalizador mixto de óxidos de cobalto y molibdeno, se lleva a cabo una descomposición selectiva de las moléculas sulfuradas. El hidrógeno produce la eliminación del azufre bajo forma de ácido sulfhídrico, al mismo tiempo que se satura la parte hidrocarbonada de la molécula.

Procesos de síntesis

En presencia de catalizador y bajo presión elevada, resulta factible recombinar en forma selectiva las moléculas ligeras no saturadas que se encuentran en los gases de refinería y limitando los reagrupamientos, obtener moléculas de tamaño y propiedades adecuadas para entrar en la composición de las naftas o servir como materia prima en petroquímica.

Tratamientos químicos

Tratan fundamentalmente de lograr la desulfuración y la estabilidad de los productos. Por oxidación con plumbito de sodio, con cloruro de cobre o con hipocloritos, los compuestos sulfurados corrosivos se convierten en compuestos neutros. La acción de la soda cáustica sobre los compuestos sulfurados ligeros refleja la posibilidad de extraer los derivados de azufre.

Dicha extracción puede ser mejorada adicionando alcoholes o aminas. Por último, el ácido sulfúrico posee una acción muy intensa sobre todas las moléculas que contienen azufre; haciendo posible una reducción muy sensible del contenido en azufre, mejorando la estabilidad y el calor. No obstante, este tratamiento es costoso y se utiliza únicamente para productos especiales.

Tratamiento de los petróleos crudos

El petróleo crudo transportado desde los yacimientos a la refinería por petroleros u oleoductos, es almacenado en grandes depósitos cuya capacidad media es de 30.000 m³ aproximadamente.

Previamente a un eventual desalado, el crudo sufre una primera operación de fraccionamiento por destilación; posteriormente, los cortes obtenidos son sometidos a operaciones de transformación molecular o a nuevas separaciones físicas. La secuencia de estos procesos que convierten el petróleo crudo en productos acabados, constituye el denominado “esquema de fabricación”.

- **Destilación inicial, atmosférica**

La unidad de destilación inicial o topping atmosférica, tiene por finalidad separar el petróleo crudo en un determinado número de cortes o fracciones clasificadas según las temperaturas de ebullición de los hidrocarburos. Estos cortes de destilación directa son regulados para hacerlos corresponder en forma aproximada con las especificaciones de destilación A.S.T.M, que condiciona su rendimiento respecto al

crudo. Previa vaporización en los hornos, los hidrocarburos se clasifican verticalmente de acuerdo a su volatilidad, es decir, según su peso molecular.

Al concluir esta primera etapa, la situación evaluada desde el punto de vista cualitativo y cuantitativo, va a condicionar el resto del programa.

Este examen muestra:

- que ningún producto de la unidad de destilación atmosférica, admite ser considerado, de manera usual, como producto acabado, a excepción del residuo atmosférico, vendido como fuel pesado;
- que las cantidades de las diversas fracciones de base no se corresponden a la demanda del mercado, determinando un excedente de productos pesados y un déficit de ligeros; excepto para ciertos crudos, tales como los del Sahara que presentan una situación inversa.

Por ello resulta necesario utilizar los procesos de transformación y de separación (procesos de conversión) con la finalidad de mejorar la calidad y eliminar el exceso de pesados con aumento de los gases y de la nafta.

- **Procesos destructivos de transformación**

Se aplican a la mayor parte de las fracciones atmosféricas y se clasifican de acuerdo a la finalidad perseguida en:

a) Modificación de la estructura molecular, para mejorar la calidad principal, con rendimientos comprendidos entre 80 y 100:

- Reformado catalítico de nafta pesada de octano por reacciones de ciclación de las parafinas, de deshidrogenación de los naftenos, de isomerización y craqueo hidrogenante, que inducen a la formación de estructuras aromáticas (N.O próximo a 100), isómeros, gases saturados e hidrógeno. Este proceso, dadas sus magníficas posibilidades, prácticamente ha eliminado al reformado térmico;
- isomerización de las parafinas normales de la nafta ligera en isoparafinas con buen número de octano;
- reducción de la viscosidad de los residuos que, con una baja severidad de craqueo, se limita a eliminar las moléculas más pesadas para lograr tal reducción;

b) Transformación de los productos en exceso, para equilibrar la producción y la demanda:

- craqueo catalítico del gasoil o de los destilados de vacío, que arroja de 40 a 60% de nafta con buen número de octano (92 a 95 + 0,4 TEL) y aproximadamente 10% de gases saturados y no saturados, como también productos más pesados equivalentes a la gama de los fuels. Este proceso ha reemplazado íntegramente a las antiguas unidades de craqueo térmico;

- reducción de viscosidad de los residuos que, de acuerdo a la severidad, permite producir de 20 a 70% de destilado tipo gasoil, el cual de igual modo podrá someterse a craqueo catalítico. Esta operación genera además un poco de gas, el 75% de moléculas son no saturadas, del 5 al 15% de nafta de muy mediana calidad, como resultado de la gran cantidad de formas olefínicas y finalmente, un fuel pesado;
- coquización de los residuos de vacío para disminuir la producción de fueloils pesados. De acuerdo a la severidad, la producción de coque se encuentra comprendida entre el 5 y 30%. Usualmente, la coquización es ajustada para obtener un destilado, el cual previa hidrogenación constituye una carga de craqueo catalítico excelente. En caso contrario, cuando no interesa el destilado, el rendimiento en nafta de mala calidad puede alcanzar al 50%, con una importante producción de gases no saturados;
- craqueo hidrogenante de gasoils y residuos. La presencia de hidrógeno permite obtener, simultáneamente, un mayor rendimiento en nafta por eliminación o disminución de los residuos pesados en el efluente de la reacción, y una mejora de los índices de viscosidad, de la estabilidad y del contenido en azufre de los destilados. Este proceso admite ser considerado como una extrapolación del reformado catalítico a cargas más pesadas.

c) Preparación de materias primas para petroquímica:

- craqueo de hidrocarburos ligeros, como la deshidrogenación térmica del etano a etileno;
- craqueo en presencia de vapor de agua, de naftas livianas con mal número de octano, para producir olefinas: etileno, propileno y butilenos;
- deshidrogenación catalítica del butano en butileno y en butadieno, para la fabricación del caucho sintético.

- **Procesos de síntesis**

La materia prima está conformada fundamentalmente por gases no saturados fabricados por los diversos procesos destructivos sin hidrógeno, detallados anteriormente. Dichos procesos tienen las siguientes finalidades:

a) Fabricación de nafta de elevado número de octano:

- alquilación catalítica de los hidrocarburos en C3 y C4 que por recombinación de una olefina y de una isoparafina, producen una isoparafina superior o alquilato, conformada por moléculas de iC7 a iC9 y con números de octano próximos a 100;
- polimerización catalítica que conlleva a la producción de isoolefinas de alto número de octano, aceptables en los carburantes – auto con adición de inhibidores de gomas;

-hidrogenación de naftas de polimerización, para su empleo como nafta de aviación o de naftas de craqueo térmico para mejorar su estabilidad.

b) Preparación de materias primas para petroquímica:

-alquilación del benceno, extraído del reformado catalítico, con propano, para fabricar el cumeno, permitiendo obtener luego acetona y fenol. El cumeno es utilizado como base de alto número de octano en la construcción de carburantes de aviación;

-polimerización del propileno bajo forma de tetrapropileno, el cual por alquilación con una molécula de benceno determina el dodecibenceno. El tetrapropileno y el dodecibenceno sulfonados, el primero en la cadena y el segundo en el ciclo, conforman la base de los detergentes líquidos y en polvo del comercio.

- **Procesos físicos de separación**

a) Fraccionamiento de los cortes de primera destilación:

Estas separaciones secundarias tienen como finalidad mejorar la selectividad de la primera etapa de separación, o completar el fraccionamiento realizado por destilación de acuerdo a las temperaturas de ebullición, con un fraccionamiento extractivo dependiente de la naturaleza química.

b) Fraccionamiento de los efluentes de las unidades de transformación:

Las reacciones empleadas para modificar la estructura molecular producen toda una serie de productos secundarios. El craqueo de un gasoil, por ejemplo, brinda un crudo sintético rico en nafta, pero que contiene hidrocarburos que van desde el metano al asfalto.

De manera similar, las reacciones de síntesis que son selectivas generan una cantidad no despreciable de grandes moléculas condensadas; siendo necesario completar cualquier proceso de transformación con unidades de separación.

- **Procesos de desulfuración**

Las técnicas de desulfuración han sufrido una modificación total. La hidrodesulfuración practicada en la actualidad con las naftas y los destilados livianos, es una primera realización del conjunto de procesos de tratamiento con hidrógeno aplicables a cualquier fracción del petróleo.

a) Procesos clásicos de desulfuración química

b) Tratamientos con hidrógeno

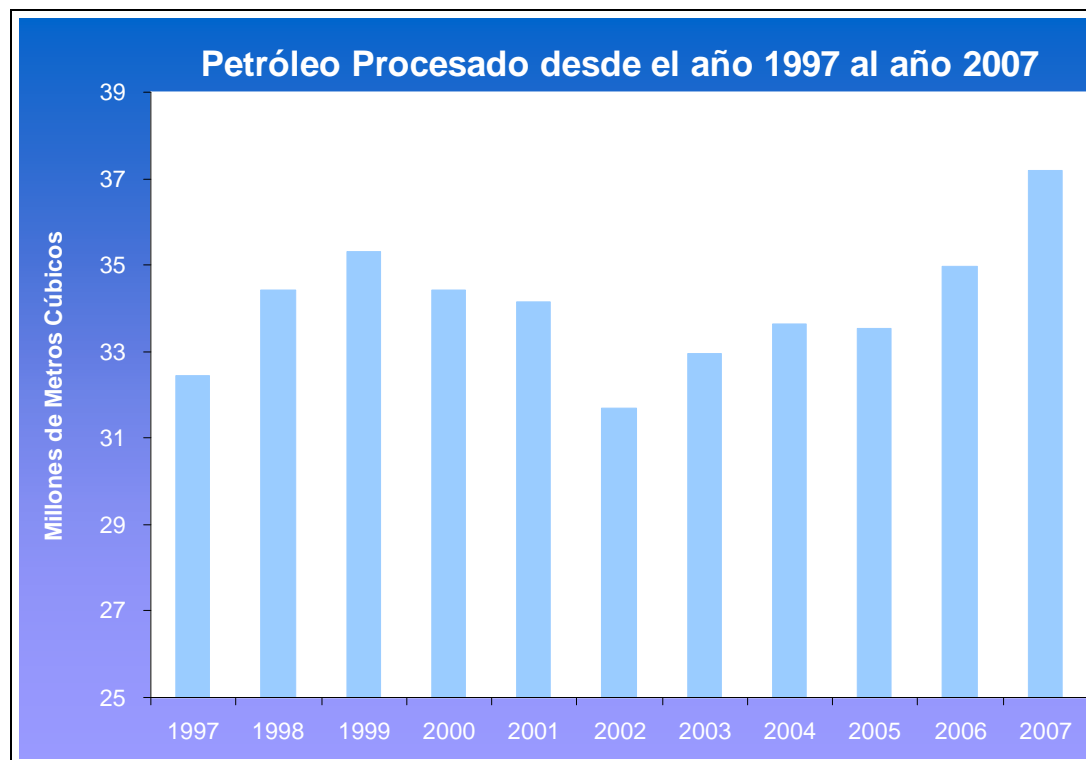
Balance del Total de Refinación en Argentina

Ahora bien, una vez detallados los procesos que ocurren en una Refinería de Petróleo, se procederá a cuantificar los volúmenes procesados por el Total de las Refinerías que operan en el país.

En el año 2007 se procesó un total de 37.185.031 m³, entre crudos y otras cargas. Estas otras cargas (cortes y otros), sólo representan un 7%, el resto corresponde a distintos tipos de crudos.

Es dable destacar que no ha habido un incremento significativo en la capacidad de refinación en los últimos 10 años y el incremento logrado en 2006 y 2007 se debe a una mayor utilización de la capacidad instalada.

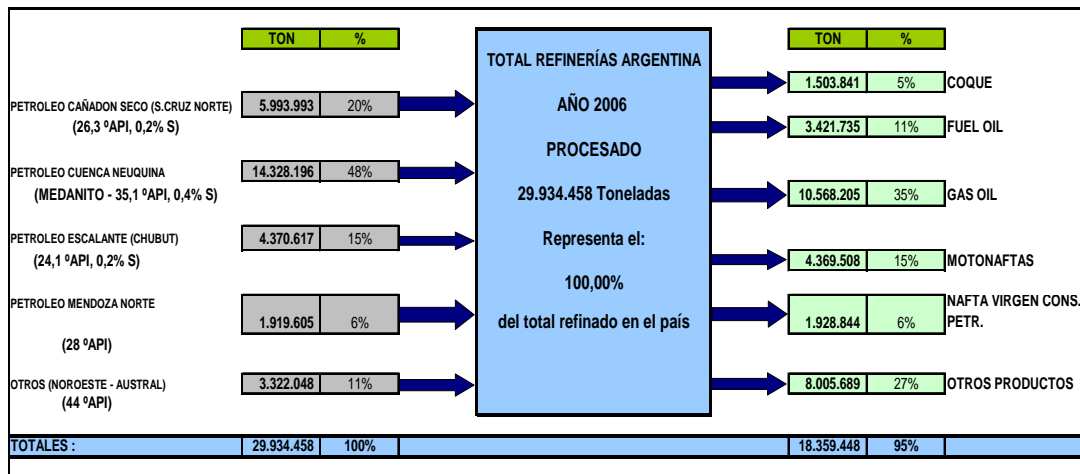
En cuanto al Petróleo Procesado, que es el insumo de las Refinerías, en el siguiente gráfico puede verse la evolución del mismo desde el año 1997.



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación

A continuación en el Esquema puede apreciarse el balance de refinación del año 2006 en Argentina, el cual presenta la carga de las refinerías en cuanto al tipo de petróleo

crudo utilizado y sus volúmenes correspondientes, y por el lado del output se pueden ver los productos obtenidos, también expresados en toneladas.

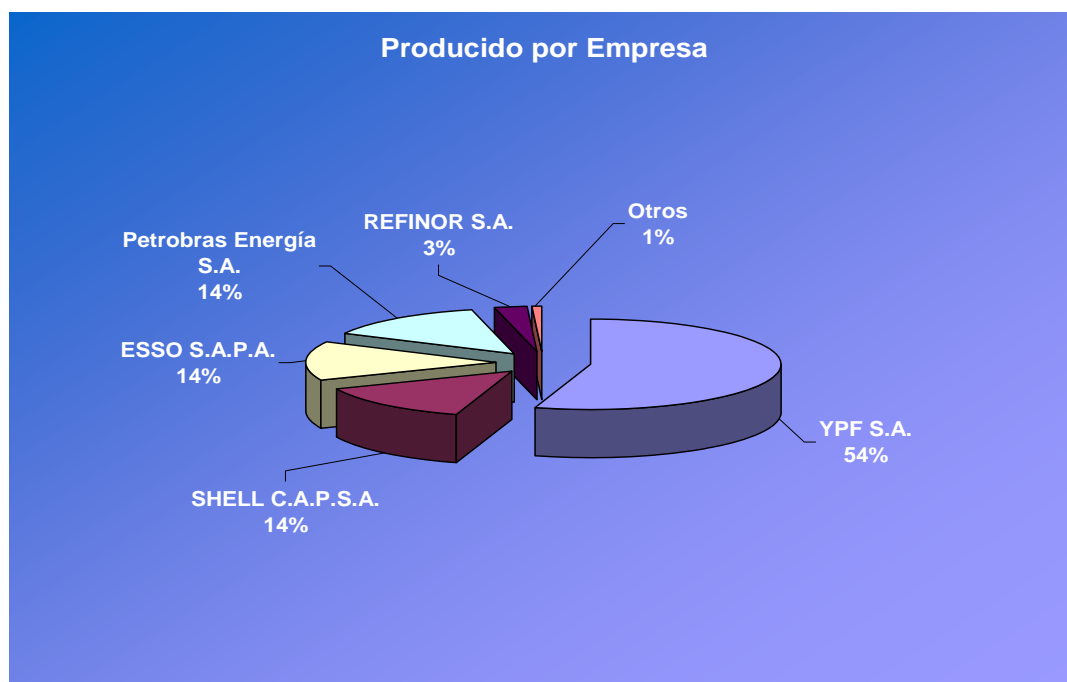


Fuente: Secretaría de Energía de la Nación

Total de Refinación en Argentina

En cuanto a las empresas que refinan en Argentina la de mayor importancia es la empresa Repsol YPF S.A. que como puede apreciarse en el gráfico siguiente, es con el 54% de producción, la de mayor importancia contando con Refinerías como La Plata, Luján de Cuyo y Plaza Huincul, esta primera la más grande del país en cuanto a su capacidad de procesamiento de Petróleo Crudo.

Para la evaluación de la construcción de una refinería de Petróleo se considerará una con similares características y capacidad de procesamiento que la que posee Repsol YPF en La Plata, que como ya se dijo, es la de mayor capacidad en el país.



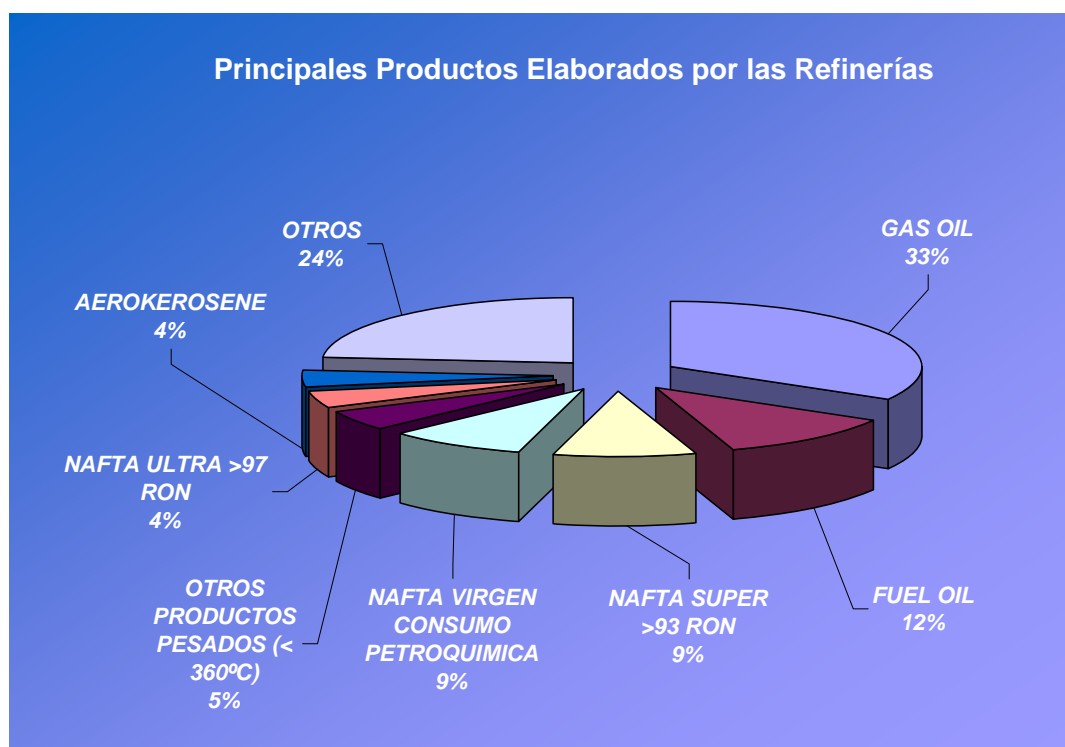
Fuente: Secretaría de Energía de la Nación

Producción de Combustibles

Una vez analizados los procesos que están involucrados en el funcionamiento de una Refinería de Petróleo, se analizarán los productos obtenidos por la misma, dado que como se explicó anteriormente, existe una relación entre la configuración de la Refinería y los porcentajes de productos obtenidos.

Para este caso se analizaron los porcentajes obtenidos de cada producto a nivel país, es decir para el total de las refinerías, y es ésta proporción la que luego se aplicará en el cálculo del output de la Refinería que se plantea como inversión en infraestructura para el presente escenario.

En el gráfico siguiente puede observarse el resultado de dicho relevamiento.



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación

En cuanto a los productos elaborados por las Refinerías, el de mayor importancia relativa es el Gas Oil, sin embargo los porcentajes de productos obtenidos pueden variar de refinería en refinería, dependiendo de la configuración de la misma, como se dijo anteriormente, pero no sustancialmente es decir de un barril de crudo no sería técnicamente posible obtener un 100% de Gas Oil.

Análisis de la Capacidad de Refinación por Refinería:

En cuanto a la capacidad de Refinación es dable destacar que la gran mayoría de las Refinerías que operan en el País se encuentran cerca de su máximo de capacidad.

Esto así que en un relevamiento del Instituto nacional de Estadística y Censos (INDEC) sobre Utilización de la Capacidad instalada en la Industria, informa que desde el punto de vista Sectorial, el bloque industrial que presentó una mayor utilización fue el de Refinación de Petróleo, alcanzando el 99,3% de utilización de su capacidad para el año 2007.

A continuación se realizará un análisis de las principales características de la actual infraestructura de Refinación de país, desagregada por cada Empresa, y Refinería en particular.

Refinería YPF La Plata:

Descripción:

Es la principal refinería del país. Cuenta con una capacidad de “topping” del orden de 30.000 m³/día. Está ubicada cerca del Puerto de La Plata.

Procesa crudos de las cuencas Neuquina y Golfo San Jorge, que recibe por oleoducto desde Puerto Rosales.

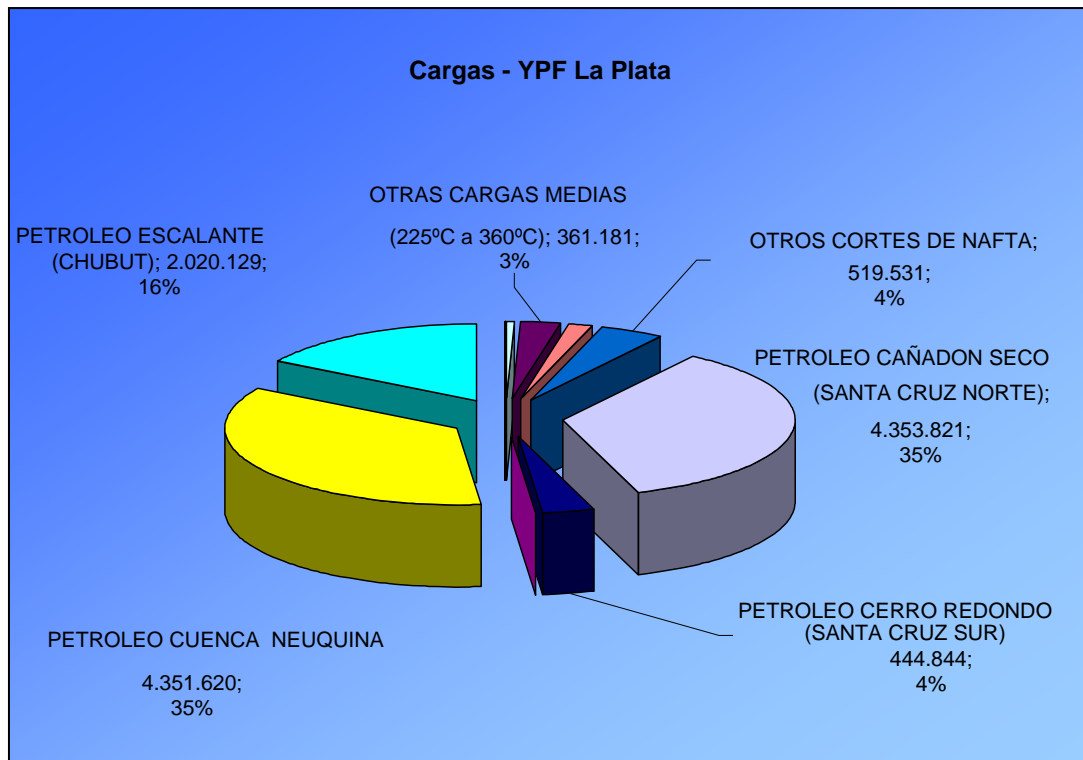
Además de las unidades de destilación (“topping” y “vacío”), cuenta con una significativa capacidad de conversión: 2 cracking catalíticos de lecho fluido (FCC), 2 unidades de cracking térmico retardado (coque), 1 “reforming” catalítico y 1 isomerizadora de nafta liviana.

En esta refinería, YPF produce GLP (propano, butano), nafta virgen, motonaftas (ultra, súper, común), gasoil, JP (aerokerosene), diesel y fuel oil. También produce coque, asfaltos, bases lubricantes, grasas y lubricantes.

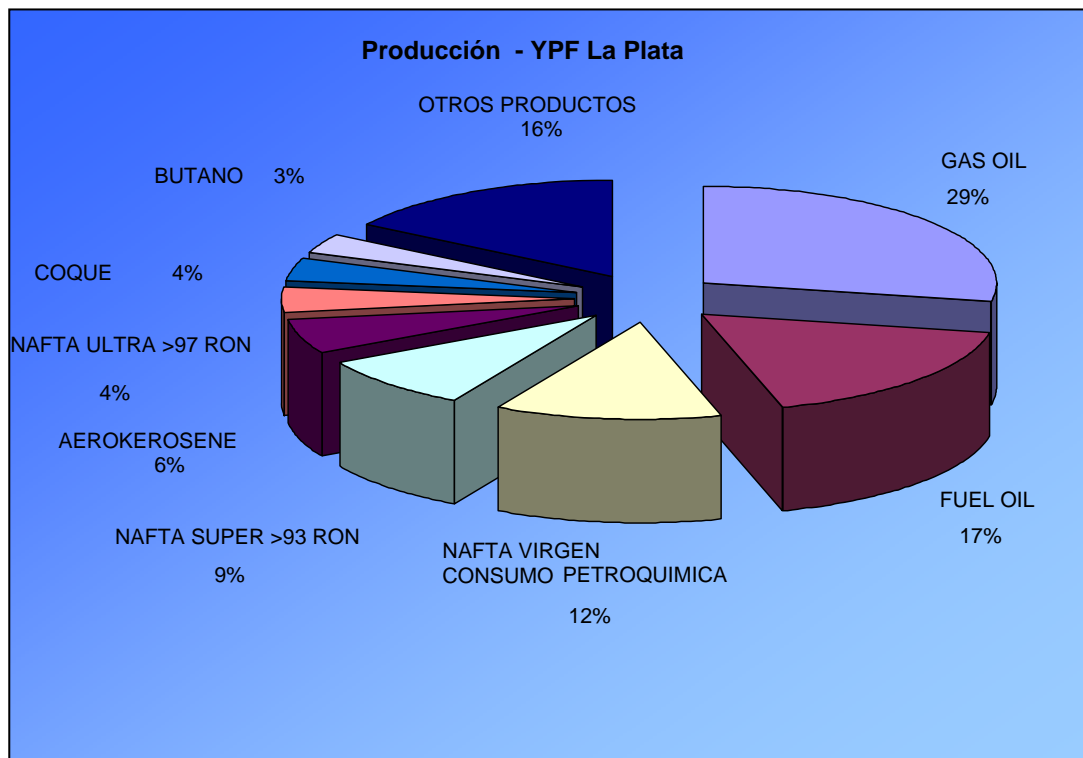
El despacho de productos se realiza por camión y por buques-tanque (cabotaje y exportaciones). Durante el primer trimestre del corriente año operó a máxima capacidad.

En el vecino Centro Industrial Ensenada (hasta 1993 Petroquímica General Mosconi), YPF produce MTBE y TAME, compuestos oxigenados que emplea para formular motonaftas de alto índice de octanos (>97). Allí también obtiene solventes alifáticos, solventes aromáticos y aguarrás.

Cargas:



Producción:



Refinería YPF Luján de Cuyo:

Descripción:

Es una refinería que cuenta con una capacidad de “topping” del orden de 19.000 m³/día. Está ubicada cerca de la Ciudad de Mendoza.

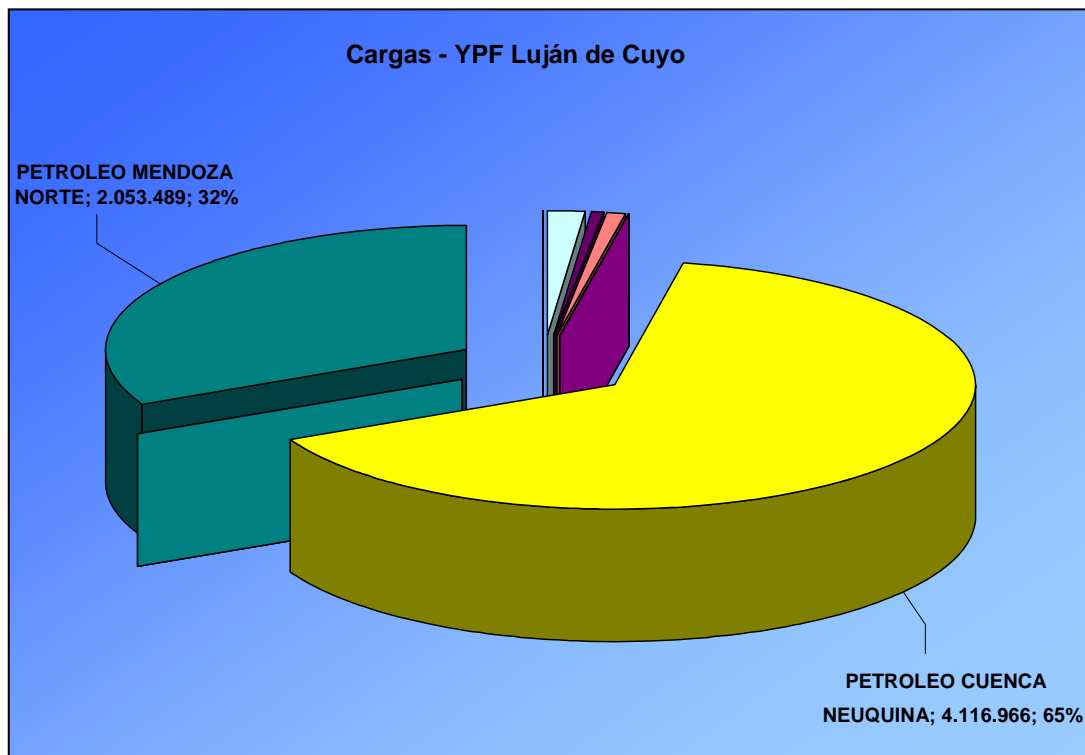
Originalmente procesaba crudos de la Cuenca Cuyana. Actualmente continúa haciéndolo, pero corre en mayor proporción crudos de la Cuenca Neuquina, que recibe por oleoducto desde Puesto Hernández.

Además de las unidades de destilación (“topping” y “vacío”), dispone también de una significativa capacidad de conversión: 2 cracking catalíticos de lecho fluido (FCC), 2 unidades de cracking térmico retardado (coque), 1 “reforming” catalítico, 1 “hydrocracking” - único en el país - 1 isomerizadora de nafta liviana, 1 unidad de alquilación y una planta de MTBE.

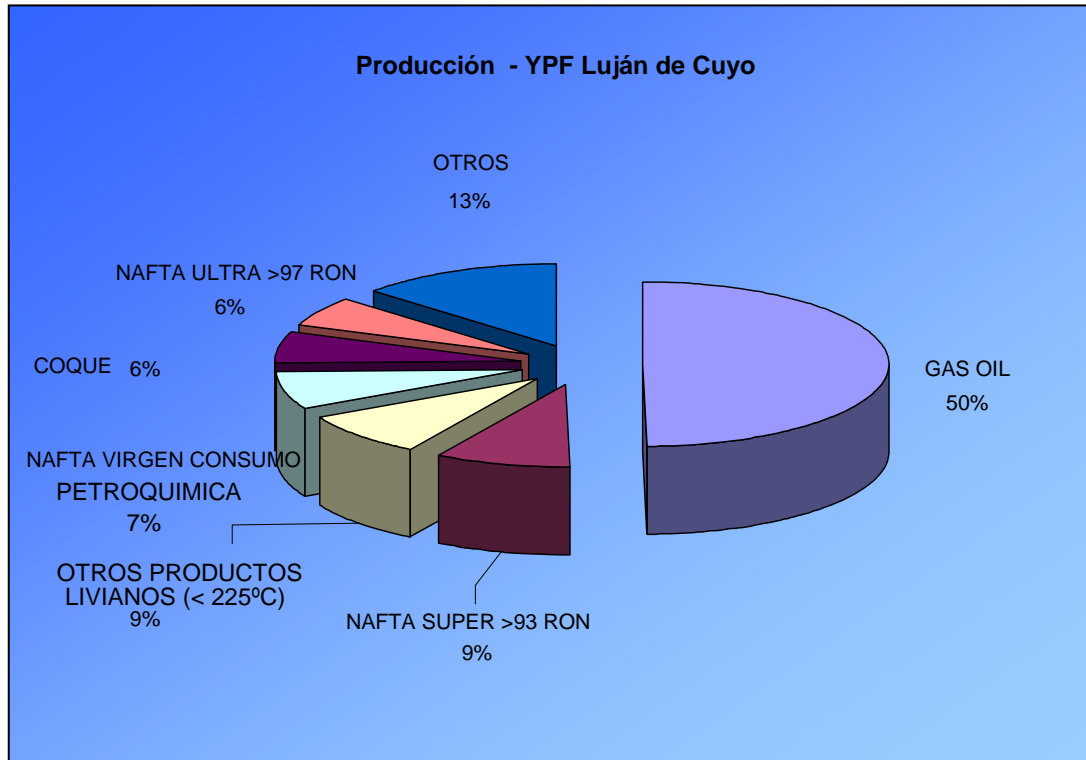
Aquí YPF produce GLP, nafta virgen, motonaftas, gasoil, JP, diesel y fuel oil. También obtiene coque y asfaltos, pero no produce lubricantes ni solventes. En el primer trimestre 2008 operó al 90%.

Abastece combustibles a la región, por camión. También despacha productos al Centro y al Litoral del país por medio del poliducto que desde Luján de Cuyo va a Villa Mercedes (San Luis), Monte Cristo (Córdoba) y San Lorenzo (Santa Fe).

Cargas:



Producción:



Refinería YPF Huincul:

Descripción:

Es una refinería “de yacimiento”. Cuenta con una capacidad de “topping” del orden de 4.000 m³/día. Está ubicada a unos 80 Km. de la Ciudad de Neuquén.

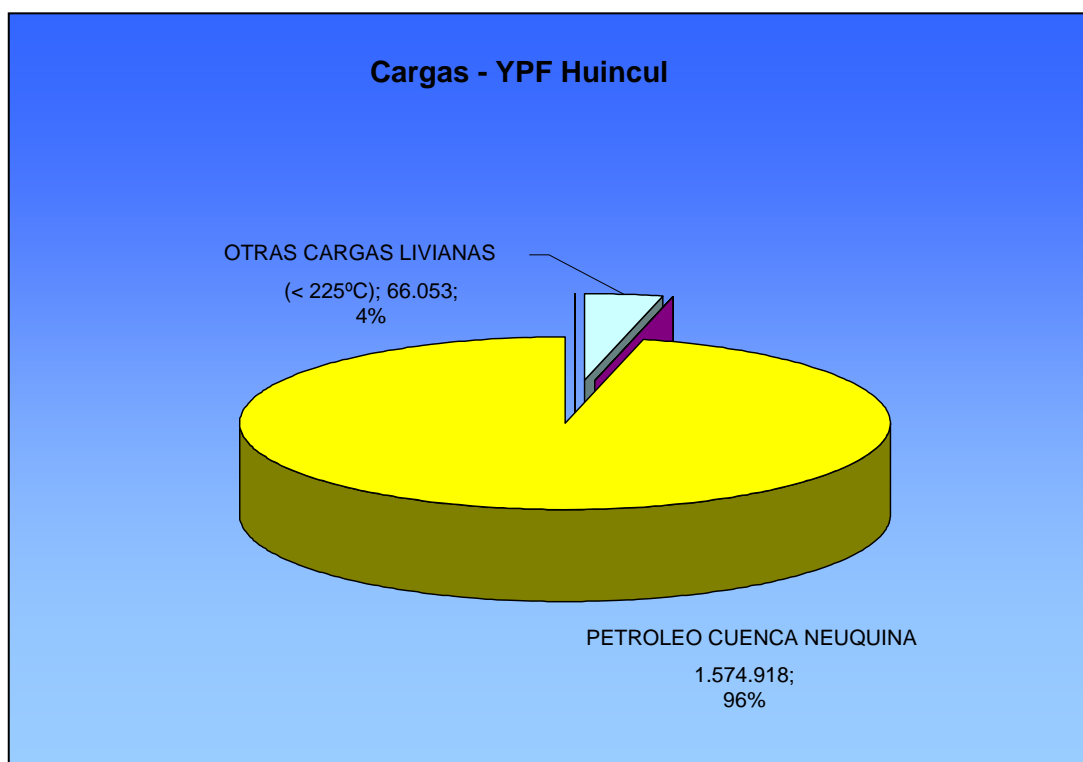
Procesa crudos de la Cuenca Neuquina, que recibe por ducto desde las áreas productivas cercanas.

Cuenta con una unidad de destilación (“topping”) y con una sola unidad de conversión: 1 “reforming” catalítico.

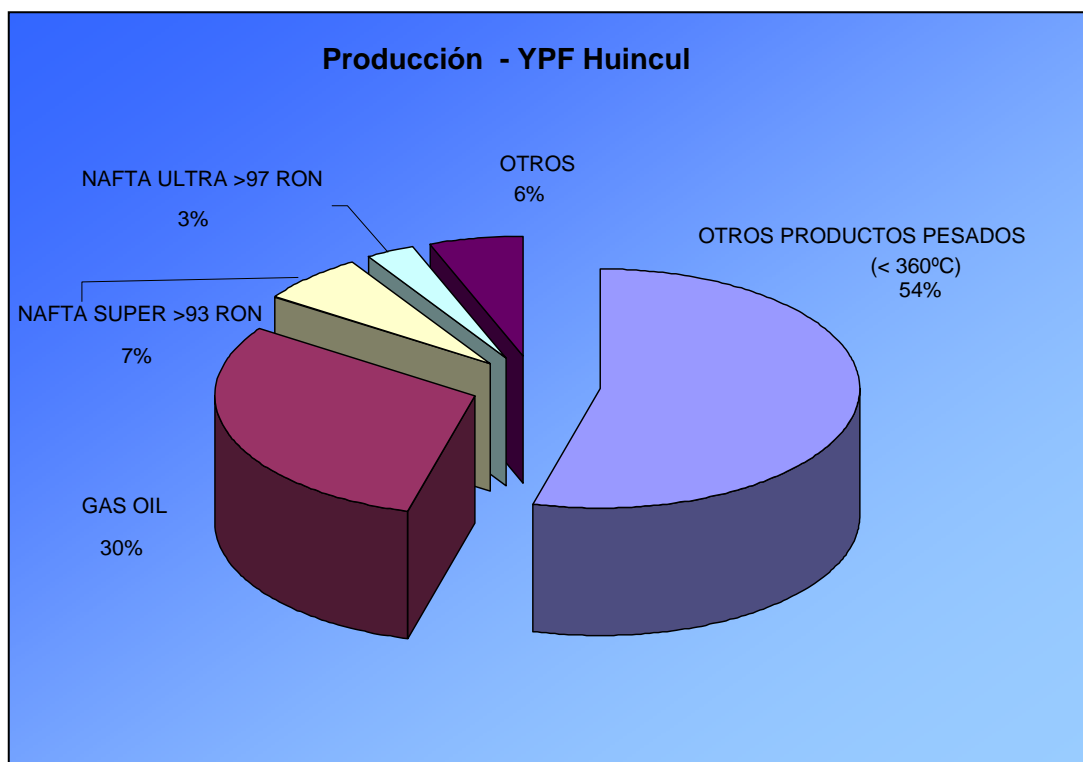
Produce nafta virgen, motonaftas y gasoil que abastece a la región, por camión. El crudo reducido se mezcla con petróleo y se despacha por oleoducto a Puerto Rosales y La Plata. En ocasiones, también se despacha nafta virgen, en tren, al Centro Industrial Ensenada.

Durante el primer trimestre del presente año operó al 75%.

Cargas:

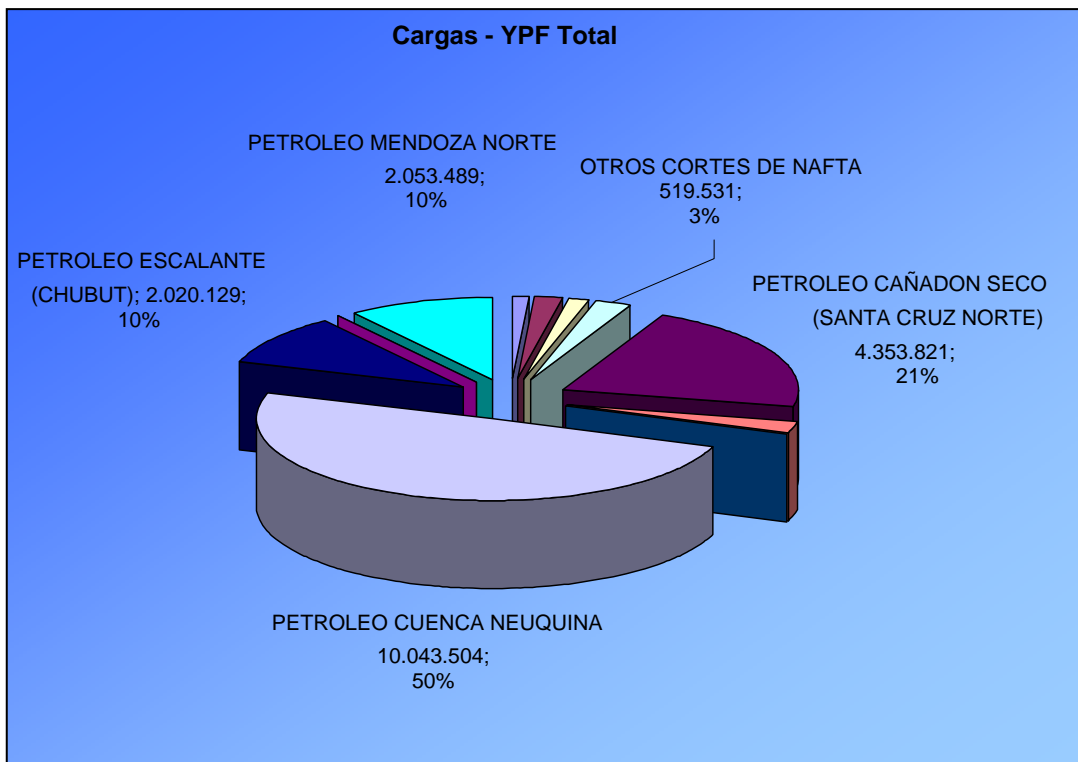


Producción:

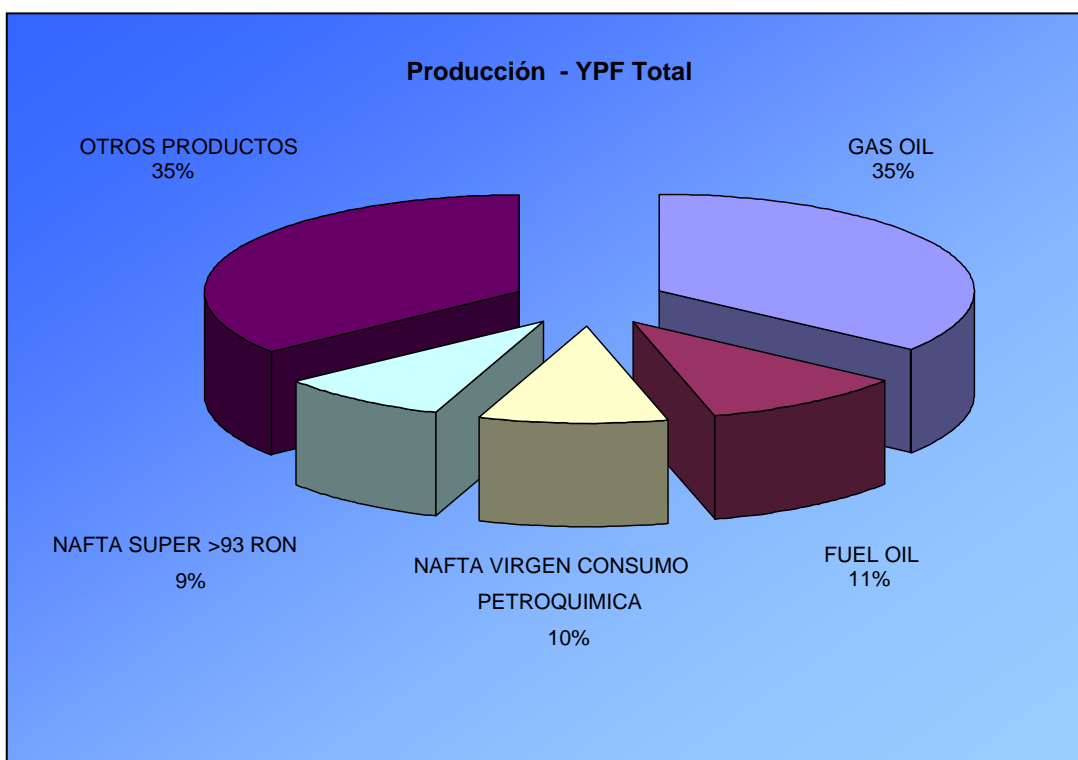


Total Refinerías YPF:

Cargas:

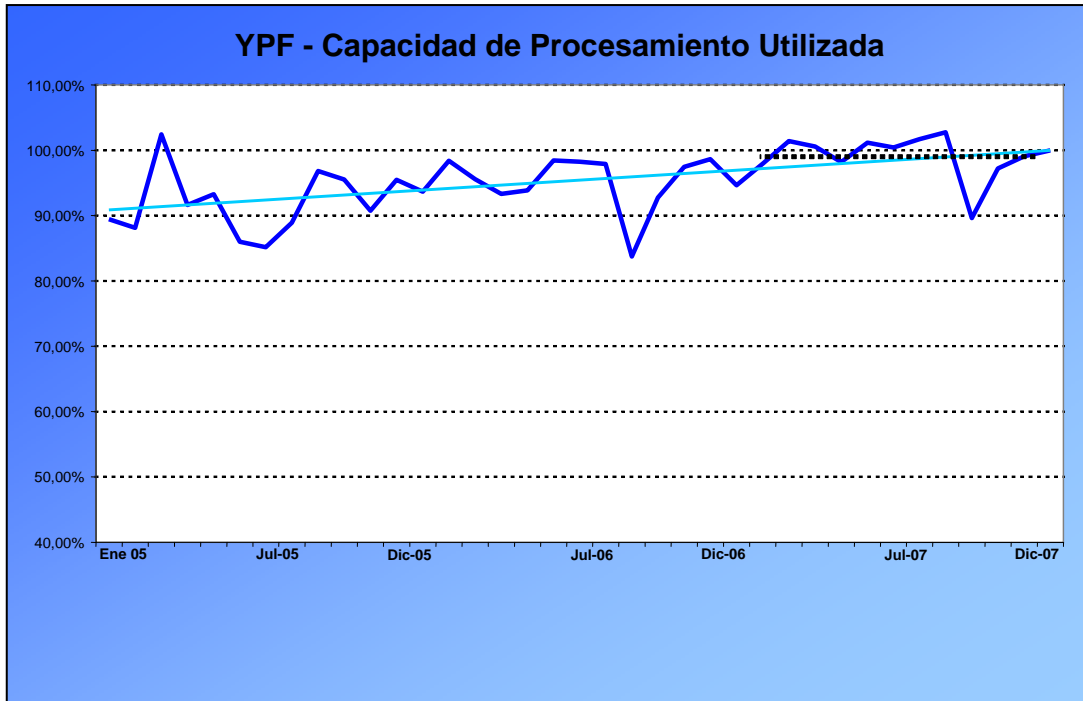


Producción:



Capacidad de procesamiento utilizada:

El gráfico muestra en línea azul gruesa la capacidad de producción sumada de las 3 refinерías, mes por mes. Las caídas bruscas pueden deberse a paradas de planta, programadas o no. En línea fina celeste está graficada la tendencia en estos 3 últimos años y en línea punteada negra el promedio de utilización en 2007.



Refinería Petrobrás San Lorenzo:

Descripción:

Como parte del proceso de privatización de YPF, a fines de 1992 esta refinерía fue adquirida por una sociedad controlada por Pérez Companc.

Posteriormente, en 2002, con la venta de los negocios energéticos de Pérez Companc a Petrobrás, esta refinерía pasó a integrar la subsidiaria local denominada Petrobrás Energía.

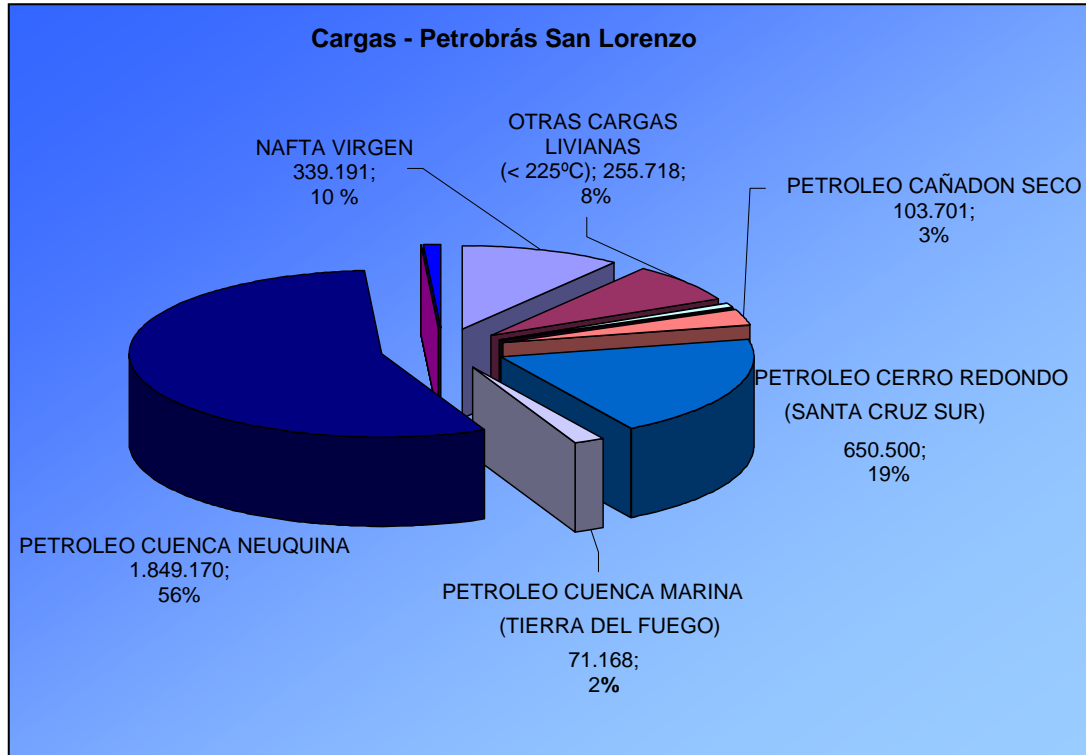
Está emplazada en la margen derecha del Río Paraná, vecina a la ciudad de San Lorenzo, al norte de Rosario. Procesa crudos de las cuencas Neuquina, Austral y Golfo San Jorge, que recibe en buques-tanque.

En 2006 amplió su capacidad de “topping” a unos 8.000 m³/día. Cuenta con una unidad de destilación al vacío y un cracking térmico, pero no dispone de unidades de conversión. Produce nafta virgen, motonaftas, kerosene, gasoil, diesel, fuel oil y asfaltos, que despacha por camión y por vía fluvial. Durante el primer trimestre 2008 operó al 85%.

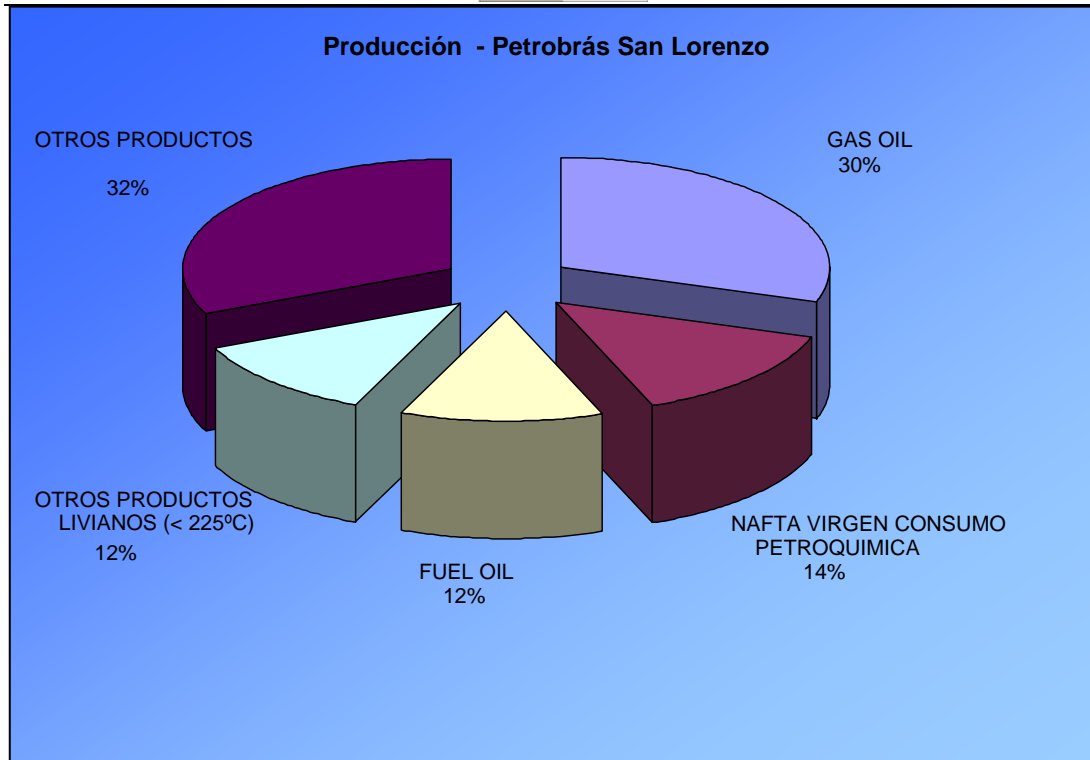
Opera en forma integrada con el Complejo Petroquímico (ex PASA) que la empresa tiene en Puerto Gral. San Martín, donde cuenta con un “reforming” catalítico. Allí

también obtiene butano y solventes alifáticos, principalmente hexano para la industria aceitera.

Cargas:



Producción:



Refinería Petrobrás Eliçabe:

Descripción:

Era la refinería de Isaura, una tradicional petrolera local. Por tal motivo lleva el nombre de Dr. Ricardo Eliçabe, miembro de la familia propietaria.

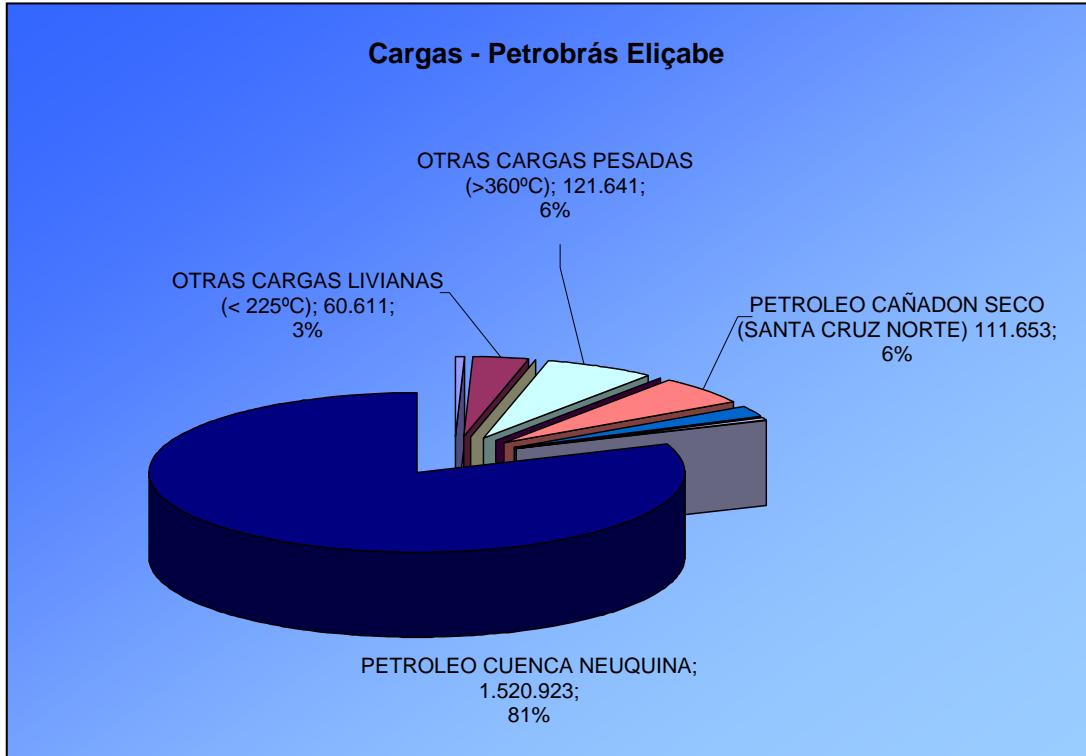
En 1994 pasó a integrar los activos de EG3, empresa formada por Astra, Isaura y CGC (Compañía General de Combustibles). Posteriormente, EG3 en 1997 pasó a ser controlada por Astra-Repsol y finalmente, como parte de un convenio entre Repsol y Petrobrás, en 2001 fue transferida a la empresa brasileña.

Está emplazada en las afueras de la ciudad de Bahía Blanca, cercana a Puerto Galván. Procesa crudos de la Cuenca Neuquina, que recibe por una derivación del oleoducto Allen - Puerto Rosales.

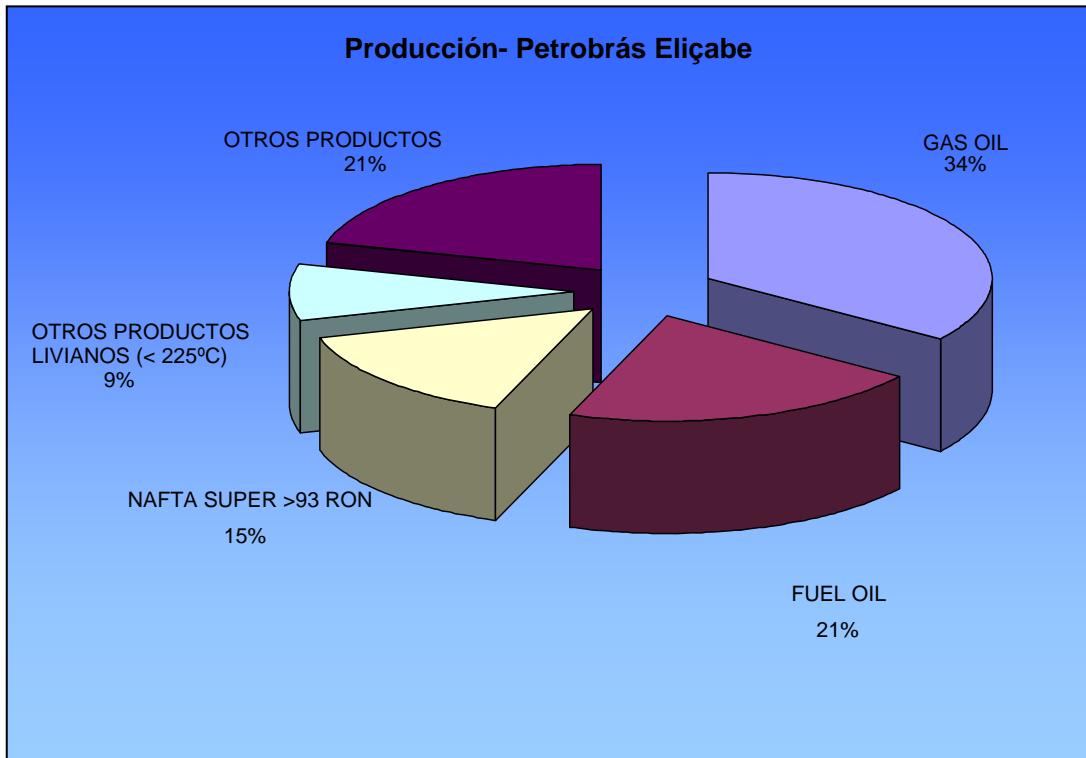
Tiene una capacidad de “topping” de unos 5.000 m³/día. Es una refinería “integrada”: cuenta con destilación al vacío, 1 cracking catalítico de lecho fluido (FCC), 1 “reforming”, 1 isomerizadora de nafta liviana y, desde 2005, un cracking térmico retardado (coque). Produce GLP, motonaftas, gasoil, diesel, fuel oil, asfaltos y coque, que despacha por camión y por vía marítima.

Durante el primer trimestre del corriente año operó al 85%.

Cargas:

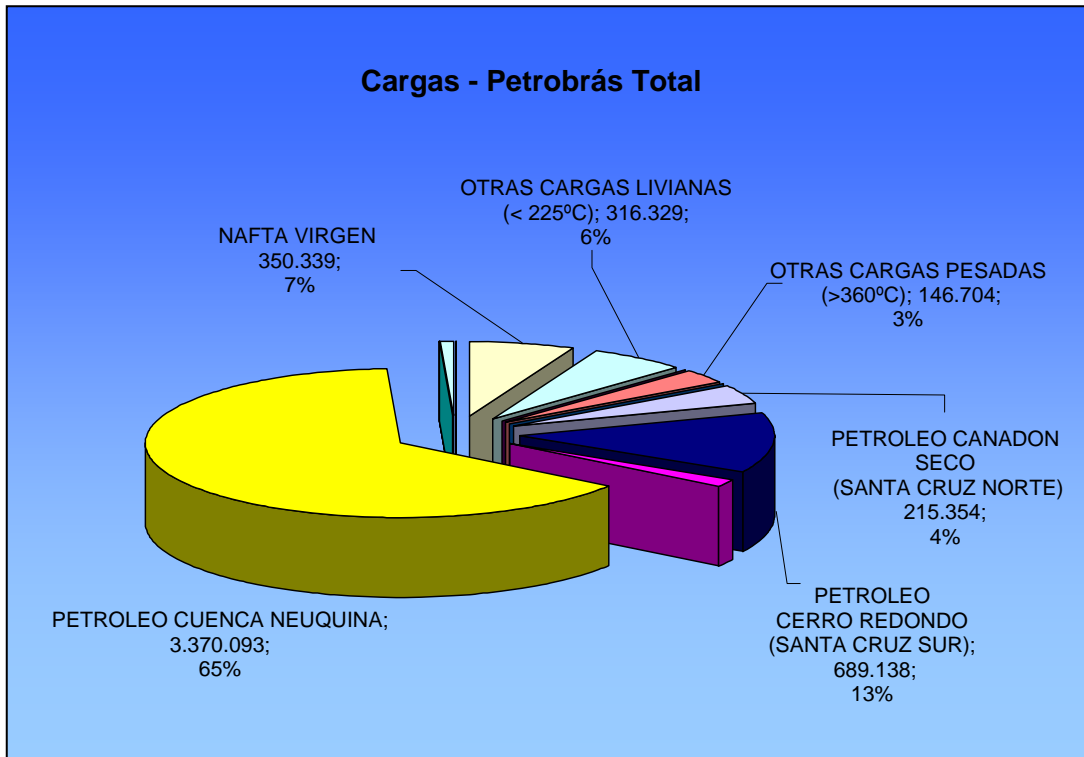


Producción:

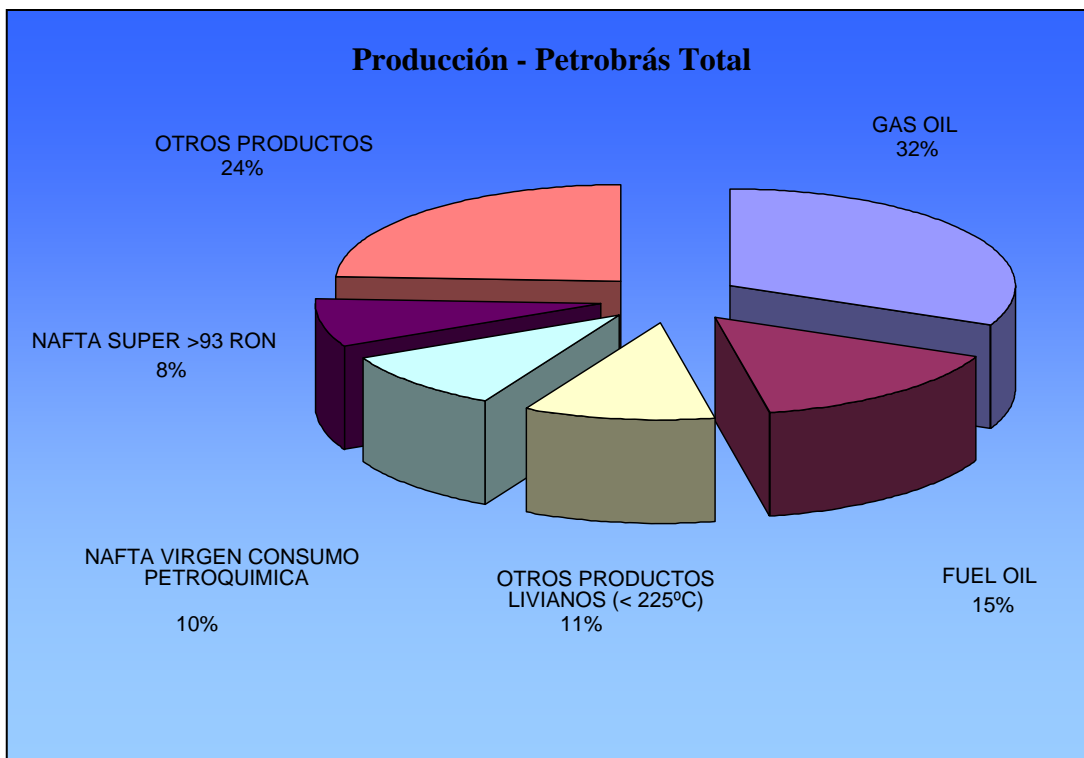


Total Refinerías Petrobrás:

Cargas:



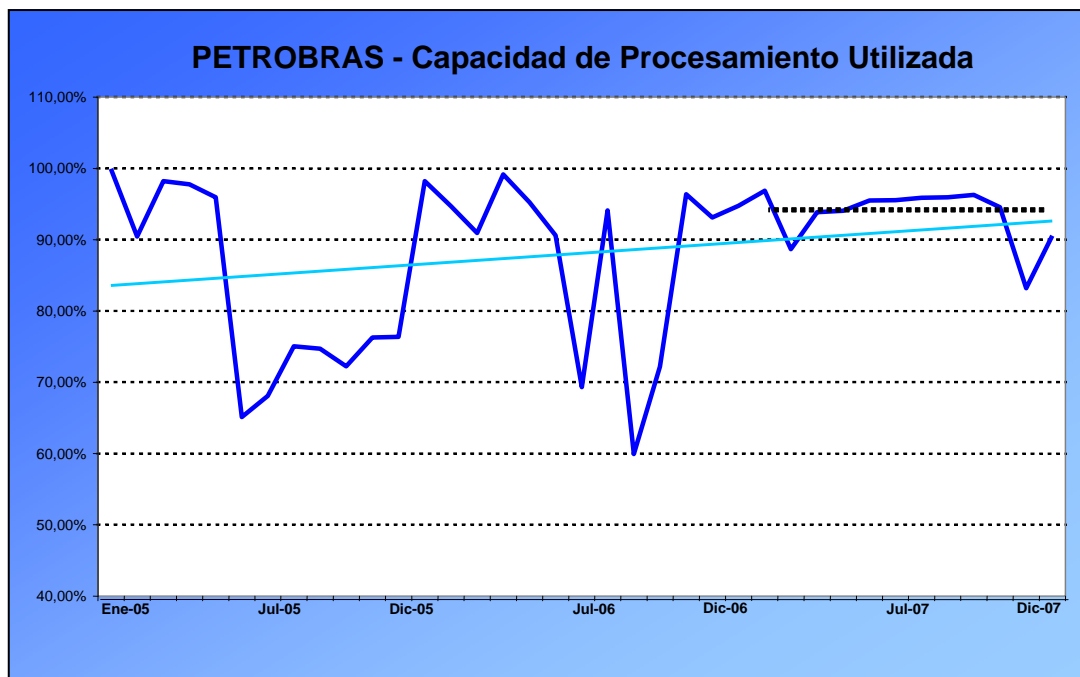
Producción:



Capacidad de procesamiento utilizada:

El gráfico muestra en línea azul gruesa la capacidad de producción sumada de las 3 refinерías, mes por mes. Las caídas bruscas pueden deberse a paradas de planta,

programadas o no. En línea fina celeste está graficada la tendencia en estos 3 últimos años y en línea punteada negra el promedio de utilización en 2007.



Refinería Shell Dock Sud:

Descripción:

Es la única refinería de Royal Dutch Shell en el Mercosur. Está situada en Dock Sud, localidad vecina a la ciudad de Buenos Aires, sobre la margen derecha de la desembocadura del Riachuelo en el Río de La Plata.

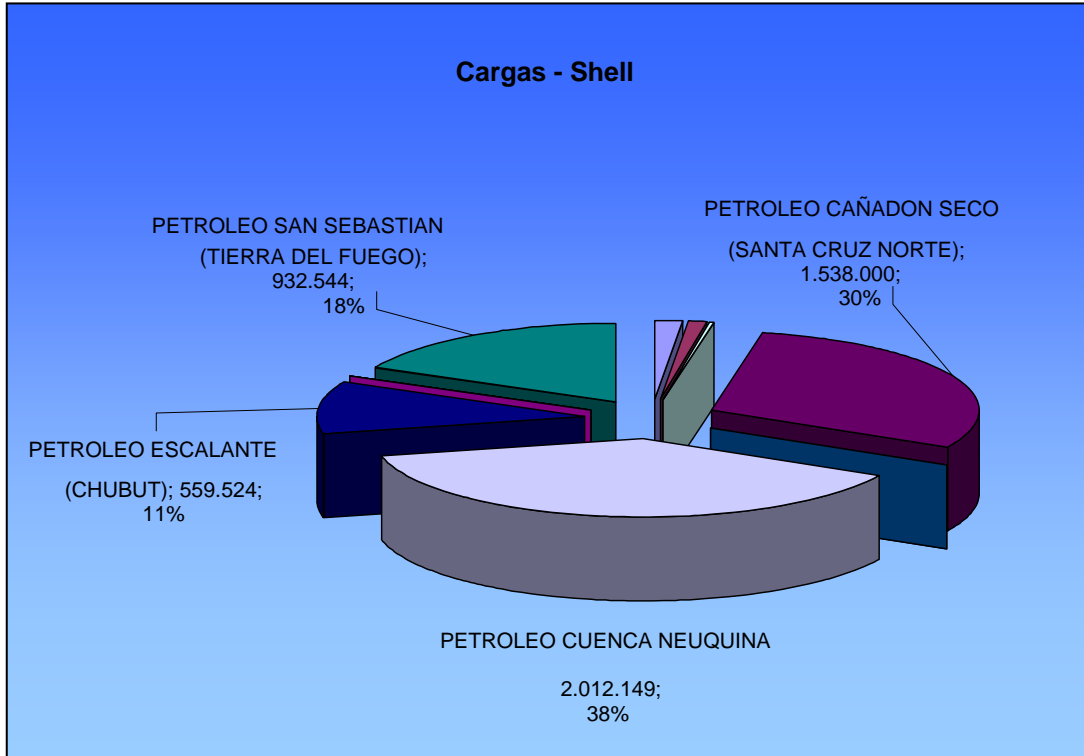
Tiene una capacidad de “topping” de unos 17.000 m³/día. En el primer trimestre del año operó al 80%.

Procesa crudos de las cuencas Golfo San Jorge y Neuquina, que recibe por una derivación del oleoducto Puerto Rosales - La Plata. También puede recibir crudos en buques-tanque.

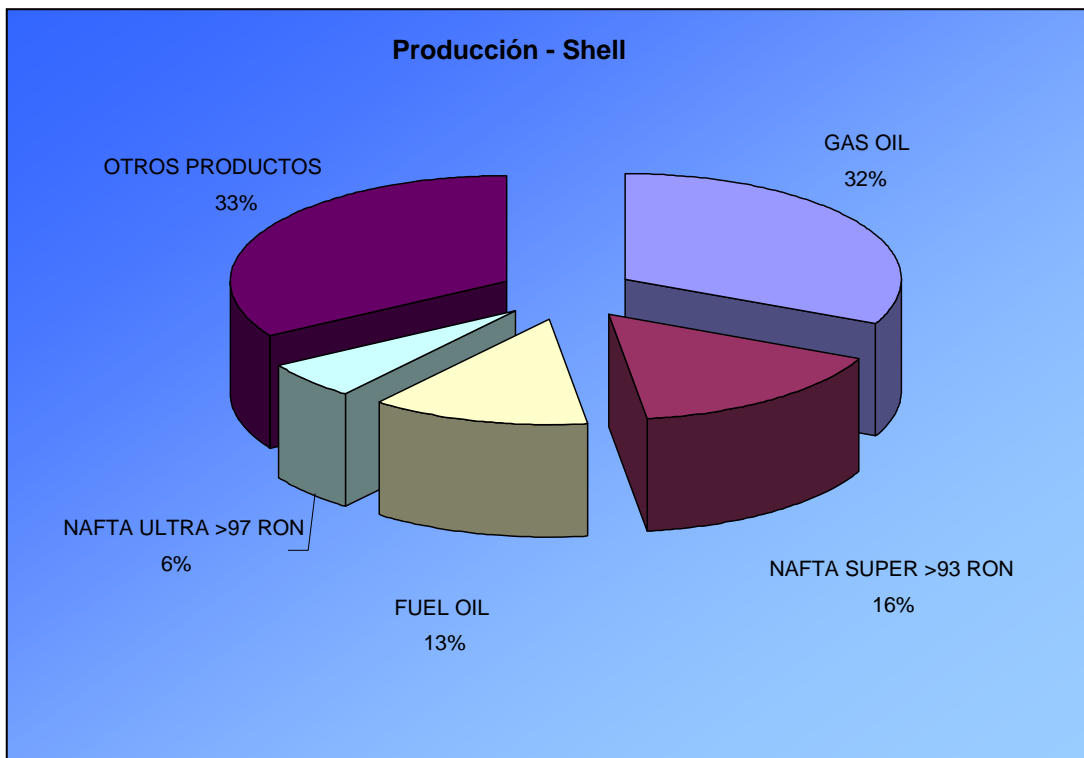
Además de las unidades de destilación (“topping” y “vacío”), cuenta con una importante capacidad de conversión: 1 cracking catalítico de lecho fluido (FCC), 1 “reforming” catalítico, 1 unidad de alquilación, 1 unidad de cracking térmico retardado (coque) y 1 isomerizadora de nafta liviana.

Shell produce GLP, nafta virgen, motonaftas, gas oil, kerosene, JP, diesel y fuel oil. También produce coque, asfaltos, bases lubricantes, solventes alifáticos y aguarrás. El despacho de productos se realiza por camión y por buques-tanque (cabotaje y exportaciones).

Cargas:



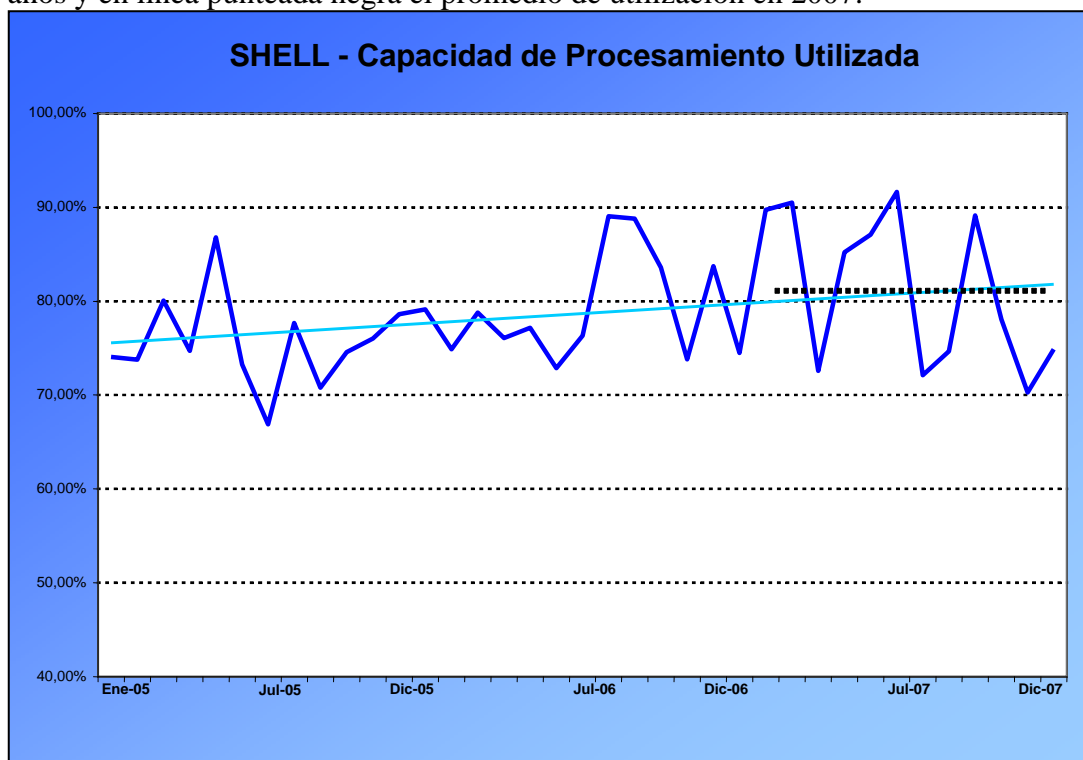
Producción:



Capacidad de procesamiento utilizada:

El gráfico muestra en línea azul gruesa la capacidad de producción sumada de las 3 refinерías, mes por mes. Las caídas bruscas pueden deberse a paradas de planta,

programadas o no. En línea fina celeste está graficada la tendencia en estos 3 últimos años y en línea punteada negra el promedio de utilización en 2007.



Refinería Esso Campana:

Descripción:

Es la única refinería que opera Exxon Mobil en el Mercosur. Está localizada en Campana, sobre la margen derecha del Río Paraná.

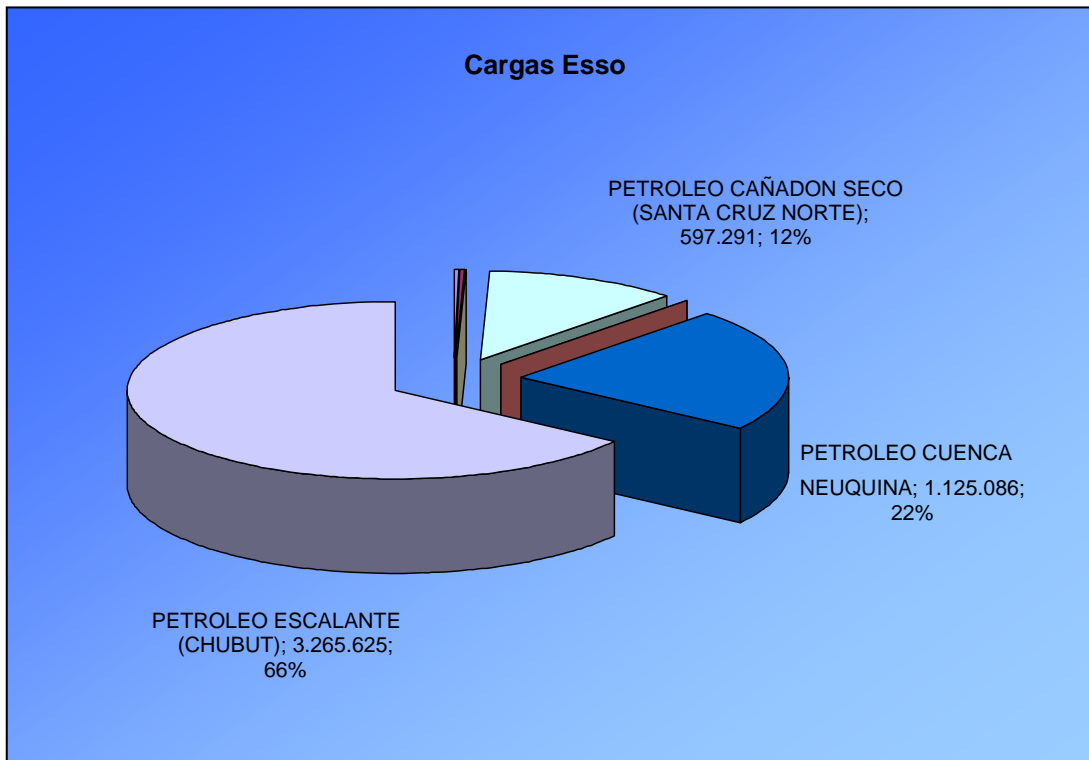
Tiene una capacidad de “topping” de unos 14.000 m³/día. En el primer trimestre del corriente año operó a plena capacidad.

Procesa crudos de las cuencas Golfo San Jorge y Neuquina, que recibe desde Brandsen, por una derivación del oleoducto Puerto Rosales - La Plata, en operación desde 2002. También puede recibir crudos en buques-tanque.

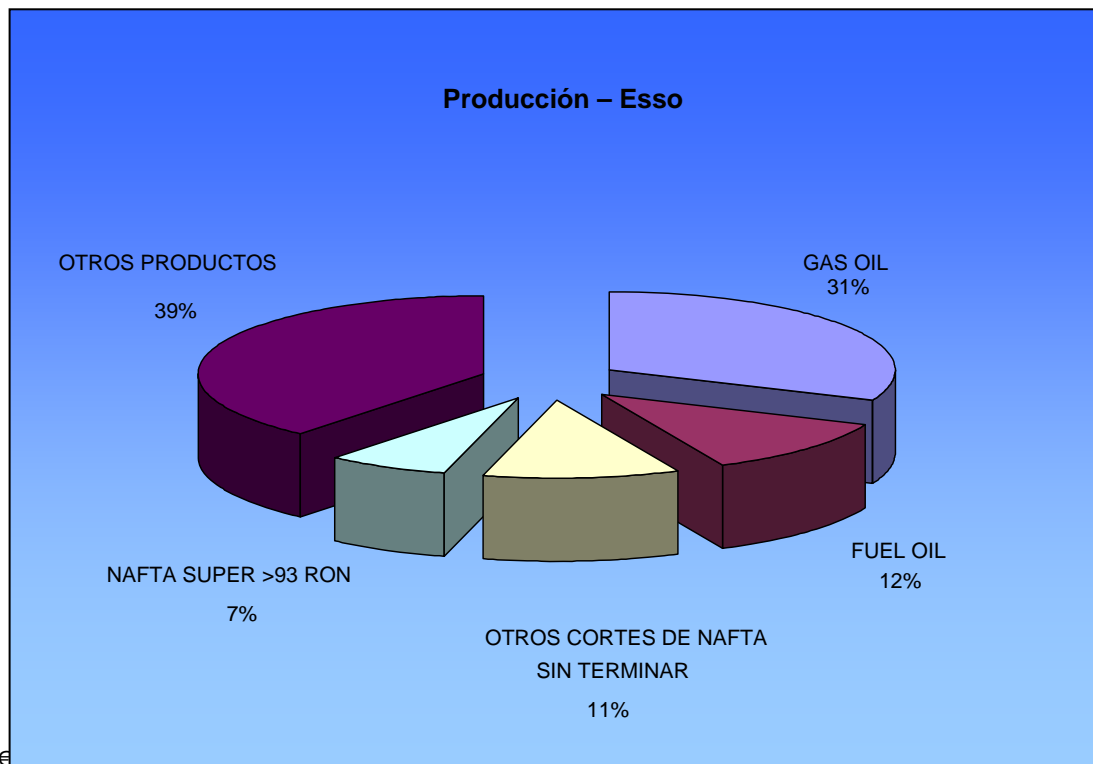
Además de las unidades de destilación (“topping” y “vacío”), cuenta con unidades de conversión: 1 cracking catalítico de lecho fluido (FCC), 1 “reforming” catalítico y 1 unidad de cracking térmico retardado (coque).

Esso produce GLP, motonaftas, gasoil, kerosene, JP, diesel y fuel oil. También produce coque, asfaltos, grasas y lubricantes, solventes alifáticos y aguarrás. El despacho de productos se realiza por camión y por buques-tanque (cabotaje y exportaciones).

Cargas:

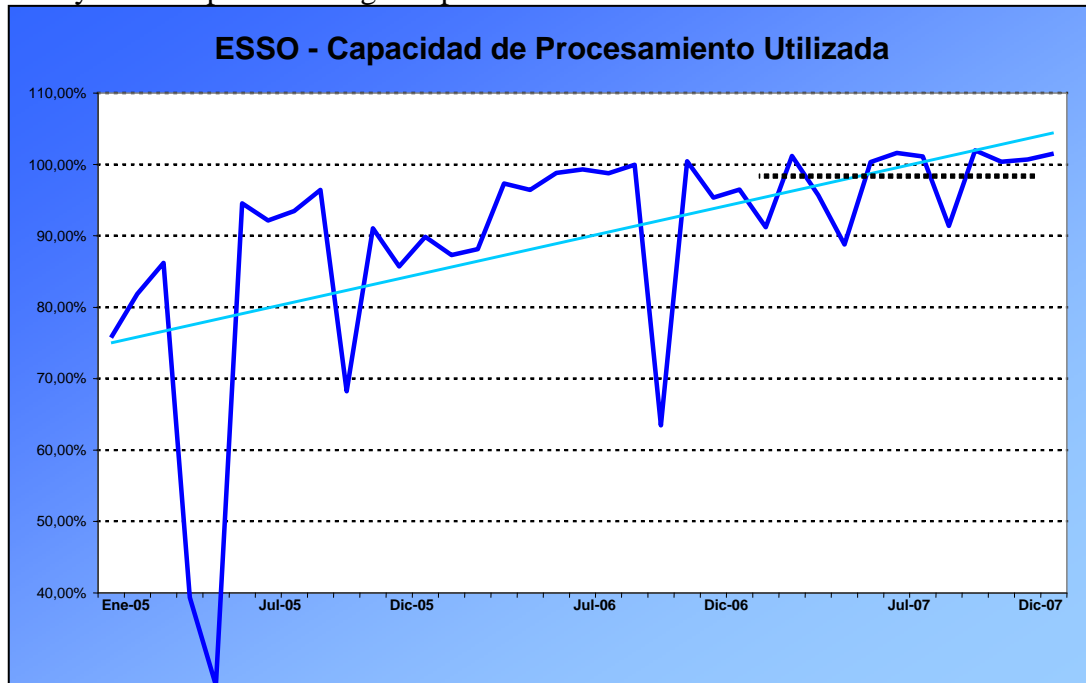


Producción:



Capacidad de procesamiento utilizada:

El gráfico muestra en línea azul gruesa la capacidad de producción sumada de las 3 refinerías, mes por mes. Las caídas bruscas pueden deberse a paradas de planta, programadas o no. En línea fina celeste está graficada la tendencia en estos 3 últimos años y en línea punteada negra el promedio de utilización en 2007.



Refinería Refinor, Campo Durán:

Descripción:

A fines de 1992, Refinor (Refinería del Norte S.A.) adquirió esta refinería a YPF, como parte de la privatización de esa empresa.

Es una refinería “de yacimiento”. Cuenta con una capacidad de “topping” del orden de 4.150 m³/día. Está ubicada en el extremo NE de Salta, a 23 Km. de la frontera con Bolivia.

Procesa crudos y condensados de la Cuenca Noroeste, que recibe por ducto y camión desde las áreas productivas cercanas. También recibe petróleo por oleoducto desde Palmar Largo (Formosa). Un 5% del crudo que corrió en 2007 fue importado de Bolivia, bajo la figura de admisión temporaria.

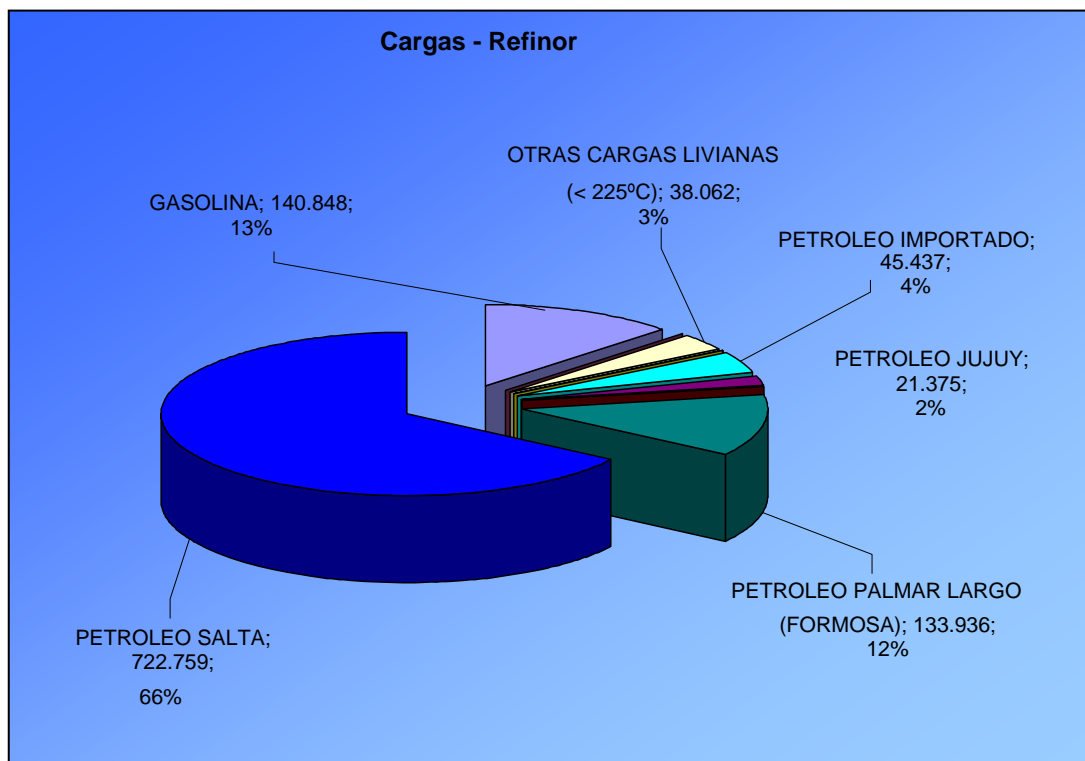
Todos los crudos de la zona tienen las características de ser livianos, como consecuencia de ello, en el proceso de refinación se obtienen en mayor medida: naftas, en menor medida Gas Oil y en baja proporción Fuel Oil. Refinor compra la totalidad de los petróleos crudos y condensados que se producen en la Cuenca Noroeste. Esta cuenca no presenta nuevos aportes, pozos o yacimientos y los existentes mantienen una tendencia declinante en su producción por su madurez y años de explotación.

Cuenta con una unidad de destilación (“topping”) y con una sola unidad de conversión: 1 “reforming” catalítico. Dispone de una planta de procesamiento de gas natural por turboexpansión criogénica (capacidad: 16 millones de m³/día).

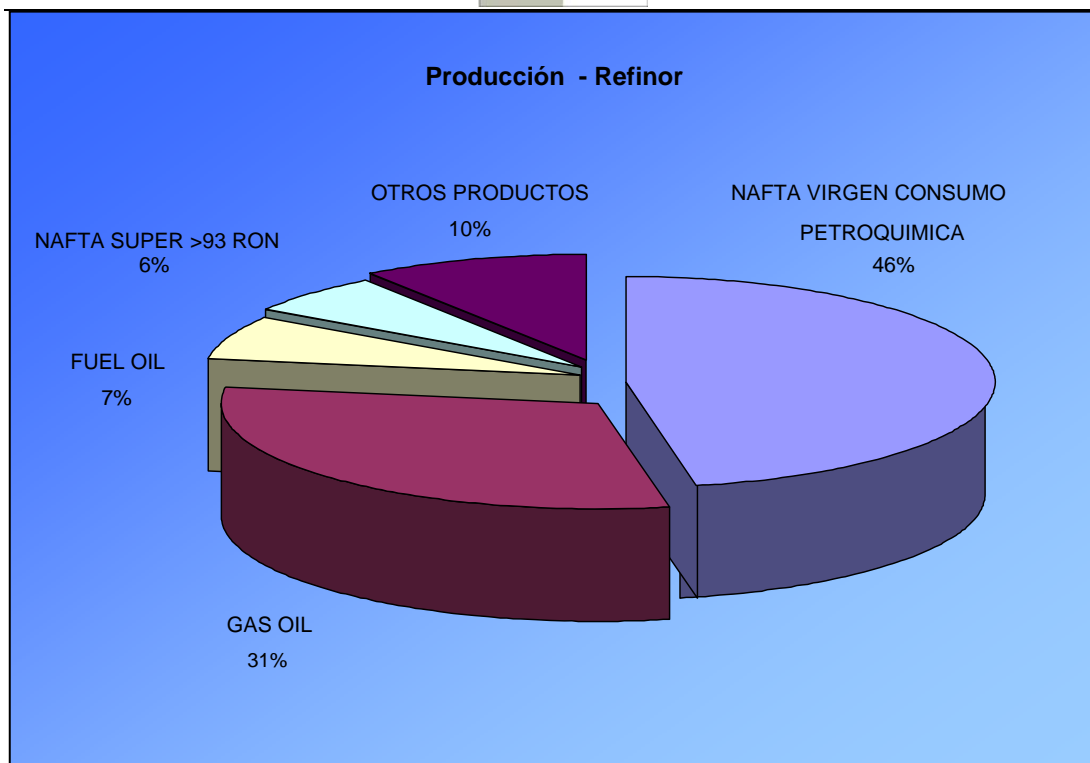
Produce GLP, nafta virgen y gasolina natural, motonaftas, gasoil y fuel oil que abastece a la región. También despacha productos al Centro y Litoral del país por medio del poliducto que desde Campo Durán va a Monte Cristo (Córdoba) y San Lorenzo (Santa Fe).

Actualmente esta refinería está procesando todo el crudo integrado (mezcla de petróleos crudos y condensados de los yacimientos de gas natural) disponible en la zona, por lo que durante el primer trimestre del presente año esta operando ligeramente por encima del 50%.

Cargas:

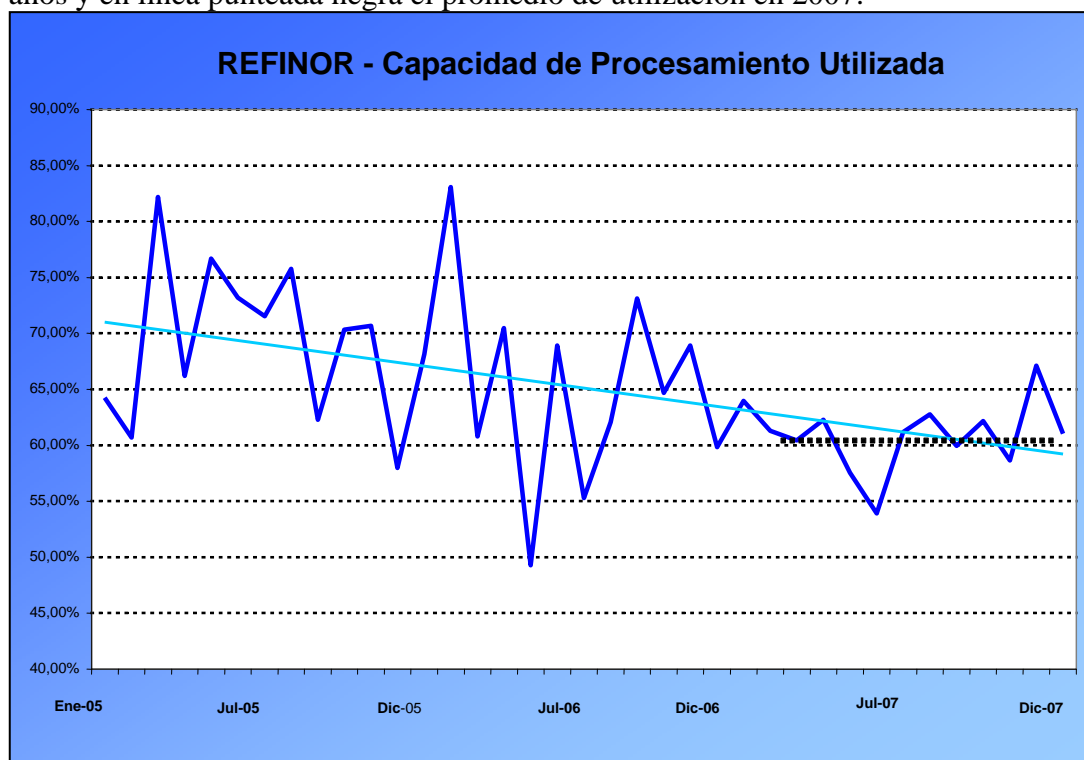


Producción:



Capacidad de procesamiento utilizada:

El gráfico muestra en línea azul gruesa la capacidad de producción sumada de las 3 refinorías, mes por mes. Las caídas bruscas pueden deberse a paradas de planta, programadas o no. En línea fina celeste está graficada la tendencia en estos 3 últimos años y en línea punteada negra el promedio de utilización en 2007.



Obras de Ampliación de la Capacidad de las Refinerías

Sin perjuicio de que en el presente Estudio se plantea la Construcción de una Refinería de Petróleo, como opción de abastecimiento de la Demanda Adicional Proyectada, cabe destacar que esto no implica que las inversiones en infraestructura no se puedan dedicar a la ampliación de las Refinerías existentes, sino que esto requeriría de un largo trabajo de relevamiento de las distintas opciones de ampliación de la capacidad que tiene cada refinería en particular, y escaparía al objetivo de este estudio.

Sin embargo a continuación se plantearán algunas de las obras realizadas en los últimos años, que apuntan a ampliar la capacidad de procesamiento de las Refinerías de Petróleo en nuestro País a modo de ejemplo de las obras que podrían realizarse.

Para el año 2007 estas son algunas de las obras:

REFINOR (Refinería Campo Durán - Salta): Ampliación de capacidad y optimización energética del Topping.

Ingeniería Básica preliminar y estimación de inversión, para incrementar la capacidad de procesamiento de crudo en forma escalonada, desde 4000 m³/d hasta 4500-8500 m³/d.

PETROBRAS (Refinería San Lorenzo): Tratamiento de Emulsiones asfálticas. Ingeniería básica preliminar y estimación de inversión para una planta de reproceso de emulsiones asfálticas.

ESSO (Campana): Revisión de Dispositivos de alivio de presión de plantas VNHF, PWFR y KNHF

Hytech es la encargada de revisar los sistemas de alivio de presión de las plantas de Esso cada cinco años, replanteando todas las contingencias, calculando los nuevos caudales de alivio y proponiendo los cambios necesarios.

REPSOL-YPF (Complejo Industrial Ensenada): Integración de Ingeniería horno L-101

Ingeniería básica para la instalación de nuevo horno de reboiler para la columna prefraccionadora de nafta N-1101. Rediseño de equipos de intercambio y sistema de control para operación a mayor presión.

REPSOL- YPF (Refinería la Plata): Ingeniería Básica extendida Columna Preflash Topping D

Nueva columna preflash, rediseño del tren de intercambio y de la columna de topping, incluyendo el horno para ampliación de capacidad del topping en dos etapas a 12,500 y a 16,000 m³/día de crudo.

REPSOL- YPF (Refinería la Plata): Ingeniería Básica extendida Revamp Columna de Vacío Lubricantes

Nuevos internos y side stripper y equipos auxiliares para nuevo corte lateral adicional.

Para el año 2007 estas son algunas de las obras realizadas:

REFINOR (Refinería Campo Durán - Salta): Planta de reducción de benceno en nafta.

Ingeniería básica, de detalle de equipos y estimación de inversión para una columna de destilación, almacenaje y cargadero especial para reducción de benceno en nafta, obteniendo un corte de benceno grado petroquímico.

PETROBRAS (Bahía Blanca): Rediseño circuito de Condensación de la Splitter HT-C-02

Ingeniería básica y de detalle nuevos equipos.

REPSOL – YPF (Refinería La Plata – Bs. As.): Revamp Fraccionadora del cracking catalítico B (FCCUB) y Fraccionamiento de nafta y recuperación de LPG (Gascón)

Ingeniería básica extendida completa, incluyendo ingeniería de modificación de internos de torres de la FCCU y fraccionamiento de nafta y LPG.

ESSO- (Campana): Ampliación de Tren de Pre calentamiento de topping

Ingeniería básica y planos constructivos de equipos para la ampliación del tren de pre calentamiento de topping.

ESSO (Campana): Ingeniería Básica de Secado de LPG

Ingeniería básica y diseño de equipos para secado de LPG utilizando cloruro de sodio y cloruro de calcio.

Aquí solamente se pretende demostrar que hay obras que representan una envergadura menor en cuanto a las inversiones necesarias que se pueden realizar para ampliar la capacidad de refinación del país, pero dadas las proyecciones realizadas las mismas no serían suficientes para abastecer la demanda proyectada hasta el año 2017.

Alternativa de Inversión para la Producción de Combustibles:

REFINERÍA

El planteo de la inversión en cuestión se basa en una Refinería de Petróleo con una capacidad de procesamiento de 150.000 Barriles diarios de Petróleo, lo que representaría una planta de gran tamaño y económicamente rentable.

A continuación se representa el esquema de la misma.



COSTO DE CONSTRUCCIÓN DE LA REFINERÍA

En cuanto al Costo de construcción de la misma, según los datos relevados mediante distintas fuentes del mercado, se llegó a un valor estimado de 2.000 Millones de Dólares, lo cual representa una inversión de gran envergadura, sin embargo si analizamos el potencial de producción de la misma y los años en que puede estar produciendo, no resulta una cifra exagerada, dados los beneficios que aportaría.

En cuanto a los beneficios aportados, es dable destacar que en su máxima capacidad de producción esta inversión estaría aportando al país un total de 5.500 Miles de TEP por año, lo que cubriría con creces la demanda adicional proyectada hasta el año 2017, sin embargo esto no implica un sobredimensionamiento de la misma, ya que este tipo de inversiones se plantean para períodos mucho más largos que el considerado en el presente estudio.

En resumen de este proyecto resulta:

Inversión: 2.000 MILLONES DE DÓLARES
Aporte en TEP: 5.500 Miles de TEP por Año

Cálculo de lo Obtenido por la Refinería

A los efectos de desagregar los 5.500 Miles de TEP aportados por la Refinería, se procedió a aplicar los porcentajes de los productos obtenidos, que se presentaron anteriormente y que representa el promedio de lo producido en el país.

De esta manera se obtiene cuantitativamente los distintos productos expresados también en Miles de TEP por año aportados por el presente proyecto, pudiendo de esta manera asignarlos a los TEP adicionales proyectados para cada producto en cuestión.

Como puede apreciarse en el cuadro siguiente, para el caso del Gas Oil, si la refinería procesa 150.000 barriles por día, podría aportar a la Demanda Adicional 2.466 Miles de TEP de este producto, también para el caso de los otros productos se cuenta con la información expresada en la misma unidad de medida lo que los hace homogéneos para su posterior comparación.

En cuanto al ítem otros, se trata de muchos productos que se obtienen como resultado de la destilación y como los mismo poseen densidades diferentes y en algunos casos son productos sólidos, para el cálculo realizado en el cuadro, no se cuantifican en Miles de TEP, por la imposibilidad de hacerlo debido a lo heterogéneo del concepto.

Producto	% Obtenido sobre el Barril de Petróleo	m3 Obtenidos por barril de petróleo	m3 Producidos por día por la Refinería (1)	m3 Producidos por año por la Refinería (2)	Factor de Transformación en TEP	TEP Producidos por año por la Refinería	Miles de TEP Producidos por año por la Refinería
GAS OIL	33%	0,0530	7.948	2.861.218	0,8619	2.466.083	2.466
FUEL OIL	12%	0,0184	2.766	995.614	0,9261	922.038	922
NAFTA SUPER >93 RON	9%	0,0148	2.223	800.175	0,7607	608.693	609
NAFTA VIRGEN CONS. PETROQUIM.	9%	0,0142	2.123	764.333	0,7607	581.428	581
NAFTA ULTRA >97 RON	4%	0,0067	1.008	362.776	0,7607	275.964	276
AEROKEROSENE	4%	0,0066	989	356.113	0,8322	296.357	296
GAS LICUADO	5%	0,0072	1.079	388.392	0,5880	228.380	228
NAFTA COMUN >83 RON	2%	0,0029	440	158.523	0,7607	120.589	121
OTROS	22%	0,0352	5.273	1.898.185	s/d	-	-
TOTAL	100%	0,1590	23.848	8.585.329		5.499.533	5.500

(1) Considerando un Input de 150.000 barriles por día

(2) Se consideran 360 días al año

Alternativa de Inversión para la Producción de Gas Natural: Análisis del Yacimiento de Gas

A continuación se realizará una breve descripción de los conceptos involucrados en la inversión planteada para el caso de un Yacimiento de Gas Natural, a los efectos de dimensionar los alcances de la infraestructura necesaria para la misma, y algunas consideraciones generales.

El petróleo bruto, gas natural y líquidos volátiles se obtienen usualmente desde depósitos geológicos, sacándolos a la superficie de la tierra a través de una perforación profunda.

Generalmente, el fluido obtenido de los depósitos de petróleo, consiste en una mezcla de petróleo, gas natural, agua salada o salmuera, conteniendo tanto sólidos disueltos como en suspensión. Los pozos de gas pueden producir gas húmedo o gas seco, pero además en el caso del gas seco, normalmente se obtienen cantidades variables de hidrocarburos líquidos ligeros y agua salada. Esta agua también contiene sólidos en suspensión y disueltos y se encuentra contaminada por hidrocarburos.

Los sólidos en suspensión suelen consistir en arenas, arcillas y finos del depósito. El petróleo puede tener propiedades físicas y químicas muy variables, siendo la densidad y viscosidad las más importantes.

Existe una serie de servicios auxiliares en la industria productora de petróleo.

Los principales servicios se encuentran relacionados con la perforación, puesta a punto, trabajos de mantenimiento, acidificación de pozos y fracturación de pozos.

Cuando una compañía decide que un pozo de petróleo o gas es explotable, se debe instalar el equipo necesario para ponerlo en producción; el cual suele consistir en varias válvulas, bridas y mecanismos de estanqueidad instalados sobre una o más cadenas de tubos acoplados en el pozo (“árbol de Navidad”).

Si el pozo no produce el fluido suficiente de forma natural, hay que instalar bombas de diferentes tipos o sistemas de bombeo neumático. En el caso de yacimientos submarinos, para la instalación de estos equipos resulta necesario emplear una plataforma que puede ser la misma utilizada en la perforación u otra especial (generalmente más pequeña).

Una vez transcurrido un tiempo en que el pozo ha permanecido en servicio, se deben realizar algunas reparaciones para mantener la producción a un nivel aceptable. Por ejemplo, las tuberías pueden estar obstruidas por depósitos de parafinas, siendo necesario sustituirlas para volverlas a instalar.

La producción de un pozo al cabo de un tiempo puede disminuir dada la impermeabilidad de las formaciones geológicas o debido al empeoramiento de las condiciones del pozo.

Para incrementar el caudal del pozo suelen utilizarse diferentes procedimientos consistentes en alterar la naturaleza física de las rocas o arenas de la formación geológica en las proximidades del pozo.

Los principales métodos utilizados para aumentar el caudal son la acidificación y la fracturación.

La acidificación consiste en introducir ácido a presión, a través del pozo, en la formación geológica. El ácido reacciona con los materiales del depósito dando lugar a canales que permiten la entrada de un volumen mayor de fluidos en el pozo. Además del ácido se añaden inhibidores de corrosión, agentes tenso-activos, disolventes y otros productos químicos.

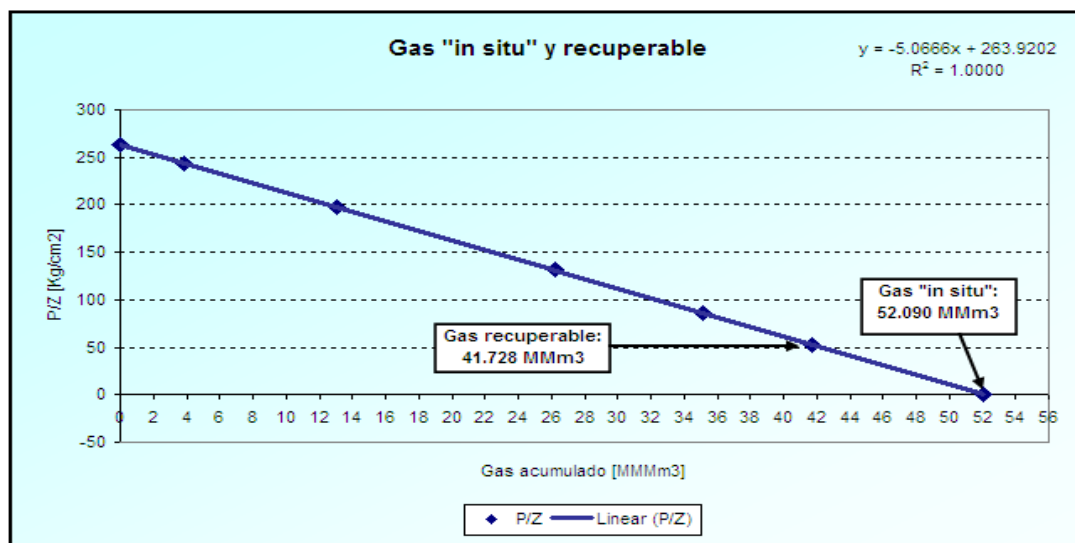
La fracturación consiste en la introducción de un fluido a presión en el depósito, lo que determina fracturas, grietas y canales. Los fluidos de fracturación pueden contener ácidos, productos químicos y arena o materiales similares.

Cuando un pozo nuevo se está poniendo en funcionamiento o cuando es necesario sacar las tuberías para realizar los trabajos de mantenimiento, el pozo se “mata”. Esta operación consiste en introducir en el pozo una columna de lodos de perforación, aceite, agua u otros fluidos de peso suficiente para controlar las presiones en el fondo.

Ahora bien una vez descriptos los trabajos necesarios para la puesta en funcionamiento de un pozo, pasaremos a la evaluación económica del mismo, considerándose para el presente estudio un pozo promedio de la Cuenca Neuquina de nuestro país la cual aporta el porcentaje más grande de gas natural a la oferta interna.

Ahora bien, en cuanto a la inversión planteada para el presente Estudio, se trata de un yacimiento gasífero ubicado en la región central de la Cuenca Neuquina, localizado a una profundidad promedio de 2.630 metros bajo el nivel del mar (mbnm), lo que representaría un yacimiento tipo.

La exploración del yacimiento se ha realizado mediante registración sísmica 2D y siete (7) perforaciones que delimitaron el depósito, cinco (5) de las cuales fueron productivas y dos (2) finalizaron estériles.



Yacimiento de Gas

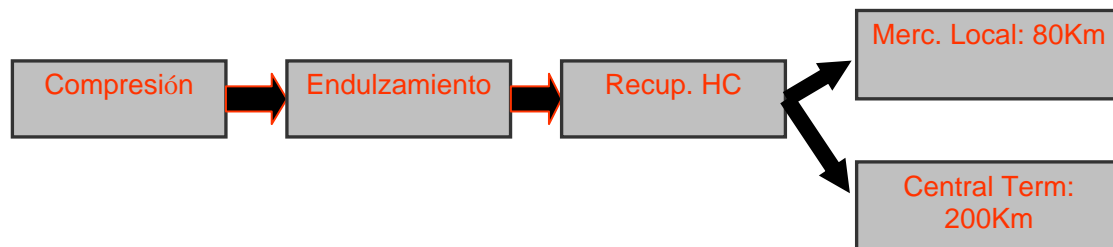
Pronóstico de producción:	36.748 MMm3
Presión de abandono:	71 Kg. /cm2
Recuperación:	71%
Pozos perforados:	49
Pozos productores:	45
Caudal máx. producido:	5,18 MMm3/d
Caudal prom. producido:	4,74 MMm3/d

El Total de inversión en el Yacimiento asciende a 100,5 Millones de Dólares

COMPRESION



En todos los casos la compresión se realiza en captación previo tratamiento y recuperación de HC. No existe compresión aguas abajo.



El Total de inversión en el Yacimiento en concepto de Compresión asciende a 19,3 Millones de Dólares

TRATAMIENTO Y RECUPERACION DE HC

Planta de endulzamiento de 5,5 MMm³/d: USD 15,3M

Planta de recuperación de 6 MMm³/d: USD 42,3M

Recuperación sobre el 100% del caudal producido.

Producción promedio año: 70mil ton de GLP y 119mil barriles de gasolina y condensados.

El Total de inversión en el Yacimiento en concepto de Tratamiento y Recuperación asciende a 57,6 Millones de Dólares

TRANSPORTE

NEUBA II

- 200 km.
- Presión inicial min: 76kg/cm²
- Presión final: 70kg/cm²
- Cañería 24" diámetro nom.
- Espesor de 0,343"
- Capacidad: 6,0 MMm³/día (a

Inversión: USD 74.7M

CENTRAL TERMOELÉCTRICA

- 80 km.
- Presión inicial: 76kg/cm²
- Presión final: 45kg/cm²
- Cañería 10" diámetro nom.
- Espesor de 0,252"
- Capacidad: 1,5 MMm³/día (a

Inversión: USD 13,4M

Medición y regulación: USD 1M

El Total de inversión en el Yacimiento en concepto de Gasoductos asciende a 89 Millones de Dólares

El Yacimiento de Gas Natural

A los efectos de analizar la inversión en el Yacimiento de Gas, es dable destacar que de acuerdo a las características del yacimiento seleccionado, el output de la misma estaría compuesto principalmente por Gas Metano, pudiéndose ver la composición de lo extraído en el esquema siguiente.



output

91,38% Metano
 4,22% Etano
 1,23% Propano
 0,34% Iso Butano
 0,31% Normal Butano
 0,08% Iso Pentano
 0,09% Normal Pentano
 0,04% Hexanos
 1,77% Nitrógeno
 0,54% Dióxido de Carbono

En cuanto al Costo de construcción del Yacimiento de Gas Natural, teniendo en cuenta las especificaciones planteadas anteriormente, y según los datos relevados mediante distintas fuentes del mercado, se llegó a un valor estimado de 266,4

Millones de Dólares, lo cual representa la inversión necesaria para un Caudal Prom. Producido 4,74 MMm³/día.

En cuanto a los beneficios aportados, es dable destacar que en su máxima capacidad de producción esta inversión estaría aportando al país un total de 1.436 Miles de TEP por año, lo que cubriría la demanda adicional proyectada hasta el año 2017, en lo que respecta al Gas Natural Distribuido por Redes, siendo este tipo de inversiones planteadas para períodos mucho más largos que el considerado en el presente estudio.

En resumen de este proyecto resulta:

Inversión: 266,4 MILLONES DE DÓLARES

Aporte en TEP: 1.436 Miles de TEP por Año

Análisis de la Alternativa de Escenario Optimista

Para el caso del Escenario Optimista como se planteara anteriormente, se propone un esquema de diversificación de la Matriz Energética hacia fuentes Alternativas como ser el Biodiesel, el Bioetanol y el Biogás, por lo que a continuación se dará un marco general al respecto de los Biocombustibles.

Biocombustibles como fuente de diversificación

Los principales biocombustibles son:

BIODIESEL: se obtiene a partir de aceites vegetales nuevo o usado y de grasas animales. Puede usarse puro o mezclado con gasoil en cualquier proporción, en todo motor diesel.

Aceite vegetal + Alcohol + Catalizador \diamond Biodiesel + Glicerol

BIOETANOL: se obtiene de la fermentación de azúcares a alcohol. Los alcoholes de caña o maíz pueden sustituir o mezclarse con naftas ej. Brasil y EEUU.

BIOGAS: resulta de la fermentación de los desechos orgánicos y puede utilizarse como sustituto del gas fósil.

Beneficios promocionales:

Los siguientes son los beneficios a los que se puede adherir los proyectos de biocombustibles:

- En lo referente al Impuesto al Valor Agregado y al Impuesto a las Ganancias, será de aplicación el tratamiento dispensado por la Ley N° 25.924 y sus normas reglamentarias, a la adquisición de bienes de capital o la realización de

obras de infraestructura correspondientes al proyecto respectivo, por el tiempo de vigencia del presente régimen.

- Los bienes afectados a los proyectos aprobados por la autoridad de aplicación, no integrarán la base de imposición del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta establecido por la Ley N° 25.063, o el que en el futuro lo complemente, modifique o sustituya, a partir de la fecha de aprobación del proyecto respectivo y hasta el tercer ejercicio cerrado, inclusive, con posterioridad a la fecha de puesta en marcha.
- El biodiesel y el bioetanol producidos por los sujetos titulares de los proyectos aprobados por la autoridad de aplicación, para satisfacer las cantidades previstas en los artículos 7°, 8° y 12 de la presente ley, no estarán alcanzados por la tasa de Infraestructura Hídrica establecida por el Decreto N° 1381/01, por el Impuesto sobre los Combustibles Líquidos y el Gas Natural establecido en el Capítulo I, Título III de la Ley N° 23.966, texto ordenado en 1998 y sus modificaciones, por el impuesto denominado "Sobre la transferencia a título oneroso o gratuito, o sobre la importación de gasoil", establecido en la Ley N° 26.028, así como tampoco por los tributos que en el futuro puedan sustituir o complementar a los mismos.
- La autoridad de aplicación garantizará que aquellas instalaciones que hayan sido aprobadas para el fin específico de realizar las mezclas, deberán adquirir los productos definidos en el artículo 5° a los sujetos promovidos en esta ley hasta agotar su producción disponible a los precios que establezca la mencionada autoridad.

Participación de las distintas Secretarías en la promoción:

En cuanto a los Organismos intervinientes en los regímenes de Promoción se encuentran los que a continuación se detallan.

- La Secretaría de Agricultura, Ganadería, Pesca y Alimentos, promoverá aquellos cultivos destinados a la producción de biocombustibles que favorezcan la diversificación productiva del sector agropecuario. A tal fin, dicha Secretaría podrá elaborar programas específicos y prever los recursos presupuestarios correspondientes.
- La Subsecretaría de Pequeña y Mediana Empresa promoverá la adquisición de bienes de capital por parte de las pequeñas y medianas empresas destinados a la producción de biocombustibles. A tal fin elaborará programas específicos que contemplen el equilibrio regional y preverá los recursos presupuestarios correspondientes.
- La Secretaría de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva promoverá la investigación, cooperación y transferencia de tecnología, entre las pequeñas y medianas empresas y las instituciones pertinentes del Sistema Público Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación. A tal fin elaborará programas específicos y preverá los recursos presupuestarios correspondientes.

Todos los proyectos calificados y aprobados por la Autoridad de Aplicación serán alcanzados por los beneficios que prevén los mecanismos:

- Derechos de Reducción de Emisiones
- Créditos de Carbono y cualquier otro título de similares características

- Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático de 1997, ratificado por Argentina mediante Ley N° 25.438
- Los efectos que de la futura ley reglamentaria de los mecanismos de desarrollo limpio dimanen.

Los costos de invertir en Biocombustibles

Biodiesel

Comenzaremos por analizar las características del biodiesel, el mismo se puede producir a partir de cualquier aceite vegetal o animal, mediante un proceso denominado transesterificación. Como materia prima en nuestro país se utiliza la semilla o el aceite de soja principalmente, aunque se está evaluando la posibilidad del uso de otras semillas especialmente de las que son no comestibles.

Ahora bien, dado que la norma europea DIN 14.214, establece que los biocombustibles deben contar con un índice de yodo de hasta 120, esto puede ser cumplido sin dificultad por los obtenidos a partir del aceite de colza, pero no por los obtenidos a partir de aceite de soja u otros.

Lo que actualmente se está haciendo es mezclar el aceite de colza con pequeño porcentaje de aceite de soja (no más del 20 %) para hacer biodiesel, de esta forma el producto final obtenido cumple las especificaciones, a los fines de ser exportado.

Este es el motivo por el cuál existen en argentina muchos grandes proyectos, referidos a biodiesel, pero pocas realizaciones. Para superar esta situación se está avanzando en los temas tecnológicos y en cultivos no tradicionales en nuestro país como ser tártago, jatropha o canola.

La industria aceitera argentina es una de las más eficientes del mundo y, en la medida que se puedan superar las barreras arancelarias y para arancelarias, nuestro país se encuentra en excelentes condiciones para liderar el mercado mundial de biodiesel, ya sea obtenido a partir de la soja, el girasol, la canola, el tártago o la jatropha. Los principales competidores serán Indonesia y Malasia, que producen aceite de palma en forma muy eficiente.

En cuanto a la Producción actual Argentina, el biodiesel se puede producir a partir de cualquier aceite vegetal o animal, mediante un proceso denominado transesterificación, y el agregado de un 10 % de etanol.

Existe una pequeña producción marginal de biodiesel en nuestro país, dedicada mayormente al autoconsumo y a mercados regionales. Como materia prima se utiliza

la semilla o el aceite de soja. También se utiliza aceite de girasol, aceite usado recuperado e incipientemente tártago.

El Mercado interno en Argentina, consume anualmente 12.240.000 m³ de gasoil. Luego el corte obligatorio del 5 % a partir de 2010 representará una importante demanda mayor a 610.000 m³ de biodiesel por año.

Exportación

La norma europea DIN 14.214, vigente desde el año 2003, establece que los biocombustibles deben contar con un índice de yodo –un parámetro que mide el grado de oxidación del biodiésel – de hasta 120. Esto puede ser cumplido sin dificultad por los obtenidos a partir del aceite de colza, pero no por los obtenidos a partir de aceite de soja u otros.

Los aceites de soja y palma pueden utilizarse también como materia prima para la producción de biodiesel, siempre que el biocarburante obtenido cumpla las exigencias de las normas citadas. Aunque, en principio, no se excluyen, por tanto, las importaciones de terceros países, a fin de cuentas se da una cierta preferencia al empleo de aceite de colza, deseada tanto por el Gobierno Alemán como por el Parlamento Federal.

O sea que, en realidad, se trata de una barrera para-arancelaria para proteger la producción local.

Lo que actualmente se está haciendo es mezclar el aceite de colza con pequeño porcentaje de aceite de soja (no más del 20 %) para hacer biodiesel, de esta forma el producto final obtenido cumple las especificaciones.

Si se desea aumentar el porcentaje de aceite de soja utilizado es necesario tratarlo, mediante un proceso de hidrogenado y aditivado, que le reduce el índice de Yodo a valores aceptables. Esto encarece el producto final y provoca que el aceite de colza cotice en Rotterdam a un precio 21 % superior al de la soja.

Esta barrera para arancelaria traba la exportación del biodiesel argentino, que se obtiene a partir de la soja

Este es el motivo por el cuál existen en argentina muchos grandes proyectos, referidos a biodiesel, pero pocas realizaciones. Para superar esta situación se está avanzando en los temas tecnológicos y de cultivos no tradicionales en nuestro país como ser tártago, jatropha o canola.

Rendimiento de cultivos oleaginosos para biodiesel

Dado que el insumo que se obtienen por hectárea y por año, son:

Tipo de Cultivo	Rendimiento
------------------------	--------------------

Soja (<i>Glicine max</i>)	420 litros
Arroz (<i>Oriza sativa</i>)	770 litros
Tung (<i>Aleurites fordii</i>)	880 litros
Girasol (<i>Helianthus annuus</i>)	890 litros
Maní (<i>Arachis hipogaea</i>)	990 litros
Colza (<i>Brassica napus</i>)	1100 litros
Ricino/tartago (<i>Ricinus communis</i>)	1320 litros
Jatropha/tempate/piñon (<i>Jatropha curcas</i>)	1590 litros
Aguacate, palta (<i>Persea americana</i>)	2460 litros
Coco (<i>Cocos nucifera</i>)	2510 litros
Cocotero (<i>Acrocomia aculeata</i>)	4200 litros
Palma (<i>Elaeis guineensis</i>)	5550 litros

La ecuación económica del BIODIESEL dependerá también del tipo de residuo sólido que la extracción del aceite genera. Si este residuo es apto para uso humano, o para alimentos balanceados, tendrá valor, y el costo del aceite vegetal será proporcionalmente menor. Si por el contrario sólo se vende para ciertos alimentos balanceados, o para uso industrial y/o fertilizante, entonces el costo del aceite vegetal será mayor.

Costos de Construcción de una Planta de Biodiesel

La instalación de una planta con tecnología de punta para producir biodiesel y refinar glicerol para obtener glicerina calidad farmacopea (incluyendo todos los elementos para la puesta en marcha) requiere una inversión que se puede estimar en:

- U\$S 10 – U\$S 13 millones para capacidades de 40.000
- U\$S 12 – U\$S 16 millones para capacidades de 60.000
- U\$S 16 – U\$S 25 millones para capacidades de 100.000 toneladas anuales de biodiesel.

EJEMPLO DE ESTRUCTURA DE COSTOS DE PRODUCCIÓN PLANTA DE BIODIESEL DE 100.000 TNS. ANUALES

Seguidamente se presenta la Estructura de costos expresada en u\$S por tonelada de producto representativa de una planta de biocombustibles de 100.000 Ton. Anuales de producción.

	u\$S/Ton.	%
--	-----------	---



Aceite (*)	870,20	79,109 %
Insumos	118,69	7,755 %
Mano de Obra	7,70	0,700 %
Carga Fabril (**)	23,66	2,151 %
Amortizaciones	35,40	3,218 %
Subtotal	1.055,66	95,969 %
Recupero Vta. Glicerina	-142,07	
Costo de Producción	913,59	
Gs. de Adm. y Comercializ	24,26	
Imp. a los Débitos y Créditos	7,99	
Costo Operativo	945,84	
Intereses	39,45	
Costo Total	985,28	
Precio de Venta	1.100,00	
Margen Bruto	186,41	
Margen Neto antes Imp. Gananc.	114,72	

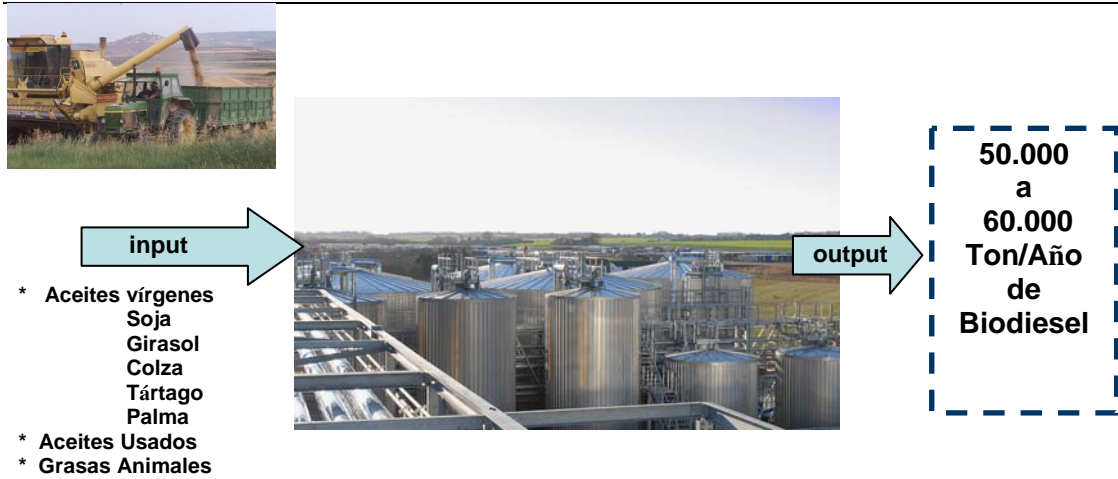
(*) Contemplando un precio FOB de u\$s 1.200/Ton.(111 % arriba del prom. ajust. por inflación USA 94-07), menos retenciones por 32 %, más impuestos del 3%, más fletes de u\$s 10/ton., más una merma de proc. equiv. al 3,0%.

() Considerando solo los gastos erogables.**

Considerando los datos expresados en la tabla precedente se desprende que el costo del litro de biodiesel rondaría los 1,1 dólares, lo que todavía le otorga un precio superior al que se comercializa el combustible que como hipótesis se considera a ser sustituido por el mismo.

Planta de Biodiesel

En este punto se analizarán los costos asociados a la construcción de la Planta de Biodiesel propuesta, como opción de inversión para este Escenario, presentándose a continuación un esquema de la misma.



En cuanto al Costo de construcción de la Planta de Biodiesel, teniendo en cuenta una planta con una producción de entre 50.000 a 60.000 toneladas anuales de biodiesel, y según los datos relevados mediante distintas fuentes del mercado, se llegó a un valor estimado de 12 Millones de Dólares.

En cuanto a los beneficios aportados, es dable destacar que en su máxima capacidad de producción esta inversión estaría aportando al país un total de 61 Miles de TEP por año, lo que con la construcción de varias plantas de este tipo se cubriría la demanda adicional proyectada de Gas Oil hasta el año 2017.

En resumen de este proyecto resulta:

Inversión: 12 MILLONES DE DÓLARES

Aporte en TEP: 61 Miles de TEP por Año

Bioetanol

El etanol, producido actualmente en Argentina, se extrae de la caña de azúcar.

Existen dos formas, básicamente, de obtener etanol de ese cultivo, la primera es la conversión de melaza en etanol. Permite obtener azúcar y una pequeña cantidad de etanol, de aproximadamente 1 m³ por cada 10 toneladas de azúcar producida, con esta forme de producción el etanol es un subproducto de la elaboración del azúcar.

La segunda es la conversión de jugo de caña en etanol. Este proceso se utiliza extendidamente en Brasil. En octubre de 2006 el Ingenio la Florida inauguró una planta para convertir el jugo de caña en etanol. Una tonelada de caña industrializada

de esta forma produce aproximadamente 85 litros de etanol. Con esta forma de producción el etanol es el principal producto del proceso.

Durante la zafra 2006 los 22 ingenios azucareros Argentinos molieron 20.457.392 toneladas de caña, obteniendo 2.312.421 toneladas de azúcar. Se estima que se obtienen 11 litros de etanol como subproducto de cada tonelada de caña procesada, luego la producción total de etanol en Argentina fue de aproximadamente 230.000 m³ en el 2006, de las cuales se exporta el 40 % aproximadamente.

La producción de azúcar se concentra en las provincias de Tucumán, que produce el 62% del volumen, y en Salta y Jujuy, que procesan conjuntamente el 37%. En Tucumán la mayor parte de la caña es cultivada por cañeros independientes, mientras que en territorio salteño y jujeño la mayor proporción pertenece a los ingenios. La producción restante se registra en Santa Fe y Misiones, que cultivan principalmente azúcar orgánico.

Los ingenios tucumanos adquirieron la caña de azúcar en el 2006 a un precio promedio de U\$S 19/tonelada, que, con un rendimiento de 85 litros de etanol por tonelada de caña procesada, resulta un costo de materia prima de 223 U\$S/tonelada de etanol producida.

Para obtener etanol del maíz se requieren 2,5 toneladas de cereal por cada m³ de etanol, que al precio internacional de 178 U\$S/tonelada representa un costo de materia prima para producir etanol de 445 U\$S/tonelada. El etanol producido a partir de la caña de azúcar en Argentina, es más económico, sin considerar subsidios, que el obtenido del maíz en cualquier parte del mundo.

La industria del etanol brasilera, que utiliza caña de azúcar como materia prima, es muy competitiva. Brasil además tiene una infraestructura adecuada para transportar grandes volúmenes de etanol. Los rendimientos de la caña de azúcar por hectárea, son similares en Argentina y Brasil.

Las provincias de azucareras de Salta y Jujuy están a solo 700 Km. del Pacífico, a través de Chile, lo que las ubica en mejor posición para encarar ese creciente mercado. Luego, para abastecer el mercado del Pacífico, una planta de etanol en Argentina podría competir con una situada en Brasil, en igualdad de condiciones.

EJEMPLO DE ESTRUCTURA DE COSTOS DE PRODUCCIÓN PLANTA DE BIOETANOL DE 100.000 TNS. ANUALES

Seguidamente se presenta la Estructura de costos expresada en u\$ por Tonelada de producto, representativa de una planta de bioetanol de 100.000 Ton. Anuales de producción.

	u\$/Ton	%
Maíz (*)	490,00	67,493 %
Levaduras	22,00	3,030 %
Otros Prod. Químicos	5,76	0,793 %
Mano de Obra	9,66	1,331 %
Electricidad	45,00	6,196 %
Vapor y Agua	11,01	1,517 %
Mantenimiento	4,72	0,650 %
Seguros	4,75	0,654 %
Efluentes	2,31	0,318 %
Otros Gs. de Prod.	10,52	1,449 %
Amortizaciones	70,00	9,642 %
Costo de Producción Bruto	675,73	93,076 %
Recupero Vta. (**)	(112,00)	
Costo de Producción Neto	563,73	
Gastos de Adm. y Com.	43,00	
Gastos de Financiación	52,29	
Costo Total	659,02	
Precio de Venta (***)	726,00	

(*) Contemplando un precio FAS de u\$s 125/Ton., (23 % arriba del promedio ajustado por inflación USA 1994-2007). Se requieren 3,5 ton. por cada tonelada de bioetanol.

() Considerando un precio de venta del 80 % del maíz.**

(*) Se determina en base a una rentabilidad sobre capital invertido del 10 % anual después de Imp. a las Ganancias.**

Considerando los datos expresados en la tabla precedente, se desprende que el costo del litro de bioetanol rondaría los 0,72 dólares, lo que le otorga un precio inferior al que se comercializa el combustibles que como hipótesis se considera a ser sustituido por el mismo, es decir las naftas.

Planta de Bioetanol

En este punto se analizarán los costos asociados a la construcción de la Planta de Bioetanol propuesta, como opción de inversión para este Escenario, presentándose a continuación un esquema de la misma.



En cuanto al Costo de construcción de la Planta de Bioetanol, teniendo en cuenta una producción anual de 33.000 m³, y según los datos relevados mediante distintas fuentes del mercado, se llegó a un valor estimado de 20 Millones de Dólares.

En cuanto a los beneficios aportados, es dable destacar que en su máxima capacidad de producción esta inversión estaría aportando al país un total de 25 Miles de TEP por año, lo que con la construcción de varias plantas de este tipo se cubriría la demanda adicional proyectada de Naftas hasta el año 2017.

En resumen de este proyecto resulta:

Inversión: 20 MILLONES DE DÓLARES

Aporte en TEP: 25 Miles de TEP por Año

Biogás

La biomasa es la cantidad de materia viva producida en un área determinada de la Superficie terrestre. Puede ser de origen vegetal o animal. En el primer caso, las plantas reciben la luz y a través del proceso denominado fotosíntesis elaboran sustancias complejas a partir de sustancias simples que le proporciona el suelo, y fijan en sus tejidos el carbono que en la atmósfera se encuentra combinado con oxígeno formando el dióxido de carbono (CO₂).

La forma más antigua de utilización de la biomasa es el fuego. Luego el hombre domesticó animales y aprendió a utilizar su fuerza, que proviene precisamente de la ingestión de alimentos vegetales.

Existe una forma de utilización de la biomasa como fuente de energía limpia mucho más reciente y más eficiente. Los excrementos de los animales y los restos orgánicos de origen vegetal pueden ser procesados de forma tal que produzcan un gas combustible llamado BIOGAS y que además dejan como subproducto un fertilizante de mejor calidad que el abono natural. La instalación para estos propósitos se denomina BIODIGESTOR.

Se sabe que el hombre conoce desde muy antiguo la existencia del BIOGAS, pues este se produce en forma natural en los pantanos, de allí que se lo llama gas de los pantanos. En la Argentina se encuentra en el delta del Paraná donde se perfora hasta llegar a alcanzarlo con una cañería obteniéndose el biogás acumulado por la naturaleza.

En 1808 Humpry Dhabi produce gas metano (principal componente del biogás) en un laboratorio. Se toma este acontecimiento como el inicio de la investigación en biogás.

Desde esos días hasta la actualidad mucho se ha avanzado sobre el tema y actualmente se cuenta en instalaciones que van desde la pequeña escala doméstica hasta las aplicaciones agroindustriales.

China es el país que ha llevado a la práctica el uso del biogás en mayor escala. Existen allí más de siete millones de digestores rurales en funcionamiento. Estos proveen gas para cubrir necesidades de cocción e iluminación, a la vez que van recuperando suelos degradados a través de siglos de cultivos.

Asimismo, la India experimenta desde 1939 con diversos sistemas para aplicar en climas fríos o cálidos. En Europa y en Estados Unidos se investigan los complejos fenómenos químicos que ocurren durante el proceso de digestión.

En la Segunda Guerra Mundial, la crisis de combustibles hizo que las investigaciones en esta área aumentaran, forzando el desarrollo a pequeña y gran escala. Años más tarde debido a los aspectos negativos de esta tecnología por depender principalmente de temperaturas superiores a los 30 °, y por comodidad y conveniencia de otros tipos de combustibles, esta tecnología pasó al olvido.

En China, India y Sudáfrica, debido a la escasez de recursos económicos estos métodos fueron difundidos y desarrollándose de tal manera que hoy en la actualidad estos países cuentan con más de 30 millones de Biodigestores funcionando, además desarrollaron técnicas de generación gaseosa a pequeña y gran escala.

Biodigestión en nuestro país

En la República Argentina la investigación sobre el tema está a cargo del Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria (INTA), que ha desarrollado un proyecto denominado digestor anaeróbico productor de biogás calefaccionado por energía solar.

En el camino de hallar una solución al problema de la basura y producir energía limpia, el ingeniero Eduardo Groppelli, alma mater de los autores del libro "EL CAMINO DE LA BIODIGESTIÓN", instaló en 1993 un biodigestor en la escuela rural de Los Cerrillos, que alimenta las hornallas de la cocina del comedor escolar.

Otro tanto hizo en Alto Verde en 1995, donde el biodigestor instalado permite cocinar la comida para 400 chicos por día, ahorrando innumerables tubos de gas envasado y el consiguiente gasto de recursos económicos. En octubre de ese mismo año, otro biodigestor, instalado en Monte Vera, empieza a utilizar por primera vez residuos

urbanos recolectados en forma selectiva por los vecinos que separan la parte orgánica de la basura; el biogás usado para el criadero avícola, permitió ahorrar dinero antes destinado a comprar gas en garrafas.

Desde entonces más de veinte instalaciones demostrativas han sido colocadas en guarderías infantiles, hogares, centros comunitarios y comedores escolares en las provincias de Santa Fe, Buenos Aires, Córdoba y San Juan.

En la localidad santafesina de Emilia (de unos mil habitantes, que se ubica 85 Km. al norte de la ciudad de Santa Fé). Los investigadores de la Universidad Nacional del Litoral), desarrollaron un biodigestor que consiste en una cámara alargada, de hormigón de 12 metros de largo por dos de ancho por 2.30 de profundidad y está semienterrada, a fin de mantener la temperatura relativamente constante (18° en invierno y 24° en verano) necesaria para el proceso biológico que se desarrolla en su interior

Construcción de biodigestores o plantas de biogás

Un eficiente manejo del estiércol de bovinos y cerdos, además del agua de lavado de las instalaciones, se lo realiza con la construcción de un biodigestor que es un recipiente cerrado o tanque el cual puede ser construido con diversos materiales como ladrillo y cemento, metal o plástico.

El biodigestor, de forma cilíndrica o esférica posee un ducto de entrada a través del cual se suministra la materia orgánica (por ejemplo, estiércol animal producto del lavado de instalaciones) en forma conjunta con agua, y un ducto de salida en el cual el material ya digerido por acción bacteriana abandona el biodigestor.

Los materiales que ingresan y abandonan el biodigestor se denominan afluente y efluente respectivamente. El proceso de digestión que ocurre en el interior del biodigestor libera la energía química contenida en la materia orgánica, la cual se convierte en biogás.

Dentro de las bondades que ofrece la construcción de un biodigestor tenemos:

Producción de biogás:

Con el término biogás se designa a la mezcla de gases resultantes de la descomposición de la materia orgánica realizada por acción bacteriana en condiciones anaerobias.

Los principales componentes del biogás son el metano (CH₄) y el dióxido de carbono (CO₂). Aunque la composición del biogás varía de acuerdo a la biomasa utilizada, su composición aproximada se presenta a continuación:

- ❖ **Metano, CH₄ 40 - 70% volumen**
- ❖ **Dióxido de carbono, CO₂ 30 – 60**
- ❖ **Sulfuro de hidrógeno, H₂S 0 – 3**
- ❖ **Hidrógeno, H₂ 0 – 1**

El metano, principal componente del biogás, es el gas que le confiere las características combustibles al mismo. El valor energético del biogás por lo tanto estará determinado por la concentración de metano - alrededor de 20 – 25 MJ/m³, comparado con 33 – 38MJ/m³ para el gas natural.

A pequeña y mediana escala, el biogás ha sido utilizado en combustión directa en estufas simples en la cocción de alimentos, atenuando de esta manera la presión sobre los materiales dendroenergéticos (p.e., madera, leña, carbón vegetal) y/o representando un ahorro para el agricultor por no tener que comprar gas natural comercial. Sin embargo, también puede ser utilizado para iluminación (p.e., lámparas de gas o a gasolina), para calefacción y refrigeradoras.

También el biogás puede ser utilizado como combustible para motores diesel y a gasolina, a partir de los cuales se puede producir energía eléctrica por medio de un generador. En el caso de los motores diesel, el biogás puede reemplazar hasta el 80% del diesel (la baja capacidad de ignición del biogás no permite reemplazar la totalidad del diesel en este tipo de motores que carecen de bujía para la combustión).

Aunque en los motores a gasolina el biogás puede reemplazar la totalidad de la misma, en general en los proyectos a nivel agropecuario se le ha dado preferencia a los motores diesel, considerando que se trata de un motor más resistente y que se encuentra con mayor frecuencia en el medio rural.

Principales Ventajas del Biogás

Un metro cúbico de biogás totalmente combustionado es suficiente para:

- Generar 1.25 kw/h de electricidad.
- Generar 6 horas de luz equivalente a un bombillo de 60 watt.
- Poner a funcionar un refrigerador de 1 m³ de capacidad durante 1 hora.
- Hacer funcionar una incubadora de 1 m³ de capacidad durante 30 minutos.
- Hacer funcionar un motor de 1 HP durante 2 horas

Otras ventajas son que un 1 m³ de biogás utilizado para cocinar evita la deforestación de 0.335 ha de bosques con un promedio de 10 años de vida de los árboles (Sasse 1989).

Producción de abono orgánico

En el proceso de fermentación se remueven sólo los gases generados (CH₄, CO₂, H₂S) que representan del 5% a 10% del volumen total del material de carga. Se conservan en el efluente todos los nutrientes originales (N, P, K) contenidos en la materia prima, que son esenciales para las plantas. Lo anterior lo convierte en un valioso abono orgánico, prácticamente libre de olores, patógenos, y de fácil aplicación.

Ventajas de su uso:

- El efluente lleva parte de sus nutrientes en forma no disponible de inmediato para las plantas, es decir, los libera paulatinamente mediante ciertos procesos de descomposición de materia orgánica. De esta forma, la nutrición es lenta, pero continua.
- Aumenta el contenido del humus del suelo, el cual mejora la estructura y la textura del terreno, facilita la aireación, la rata de formación de depósitos de nutrientes, y la capacidad de retención e infiltración del agua.
- Permite el ahorro de la cantidad de otros abonos convencionales sin disminución de la producción.
- Presenta incrementos de la producción, al compararla con la de suelos no abonados.

Formas de aplicación:

Efluente líquido: Presenta ventajas como la alta disponibilidad de nutrientes y la buena absorción por parte de las plantas, puede aplicarse inmediatamente sale del biodigestor, o almacenarse en tanques tapados por un periodo no mayor a 4 semanas, para evitar grandes pérdidas de nitrógeno.

Efluente compostado: Otro manera de manejar el efluente es agregándole material verde (i.e. desechos de forraje de establo) y compostándolo, este método produce pérdidas de nitrógeno del 30% al 70%, pero tiene la ventaja de que el producto final es compacto, en forma de tierra negra, lo que facilita el transporte y aplicación.

Efluente seco: El resultado del secado es una pérdida casi total del nitrógeno orgánico (i.e., cerca del 90%), lo que equivale al 5 % del nitrógeno total. Las producciones observadas en cultivos al utilizar el efluente seco son las mismas que al usar estiércol seco o estiércol almacenado, este procedimiento se recomienda cuando se vayan a fertilizar grandes áreas, o la distancia a cultivos sea larga y difícil.

El efluente como alimento de animales:

- El efluente puede ser utilizado como alimento para peces, en lagos o estanques artificiales; en este caso es necesario exponerlo al sol y al aire durante unos dos días, para evitar que consuma el oxígeno del agua, después de la aireación se distribuye uniformemente sobre el lago.
- La lombricultura, es otra actividad en la cual puede ser utilizado el efluente. Normalmente se emplea en seco, como sustrato principal, o en forma líquida con residuos sólidos como paja de arroz, paja de maíz o sorgo, residuos de plantas de forraje, entre otros.

La utilización de biodigestores, ofrece grandes ventajas para el tratamiento de los desechos orgánicos de las explotaciones agropecuarias, pues además de disminuir la carga contaminante de las mismas, extrae gran parte de la energía contenida en el material sin afectar (o inclusive mejorando) su valor fertilizante y controlando de manera considerable los malos olores.

El uso del biogás para la generación de electricidad da un valor adicional al empleo de biodigestores en las empresas agropecuarias. Aunque los resultados económicos no se

pueden generalizar pues cambiarán de acuerdo a las circunstancias de cada lugar, en la utilización del biogás en motores diesel para generación de electricidad ha demostrado importantes beneficios económicos además de las ventajas anteriormente mencionadas.

En algunos ensayos se ha logrado con el biogás una disminución del 40% en los costos del Kwh. al compararse con los costos actuales de la energía suministrada a través del sistema de interconexión, demostrando la factibilidad de integrar la producción de alimentos y energía de una manera sostenible.

Condiciones para la biodigestión

Las condiciones para la obtención de metano en el digestor son las siguientes:

1. Temperatura entre los 20°C y 60°C
2. pH (nivel de acidez/ alcalinidad) alrededor de siete.
3. Ausencia de oxígeno.
4. Gran nivel de humedad.
5. Materia orgánica
6. Que la materia prima se encuentra en trozos más pequeños posibles.
7. Equilibrio de carbono/ nitrógeno.

Temperatura

Factor importante en la producción de biogás, dado que debemos simular las condiciones óptimas para minimizar los tiempos de producción. La temperatura óptima es de 30° a 35° C aproximadamente.

Acidez

Este factor indica cómo se desenvuelve la fermentación. Se mide con un valor numérico llamado pH, que en este el valor es 7, o sea es neutro.

Por encima de este número significa alcalinidad; por debajo, acidez.

Cuando los valores superan el PH 8, esto indica una acumulación excesiva de compuesto alcalino. Y la carga corre riesgo de putrefacción. Los valores inferiores a 6 indican una descompensación entre las fases ÁCIDAS y METANOGENICA, pudiendo bloquearse esta última.

Existen dos grupos de digestores, ambos tiene características similares de mantenimiento, pero el resultado es el mismo.

Biodigestores Discontinuos

Ventajas de los biodigestores discontinuos:

- Pueden procesarse una gran variedad de materiales La carga puede juntarse en campo abierto porque, aunque tenga tierra u otro inerte mezclado, no entorpece la operación del biodigestor.

- Admiten cargas secas que no absorban humedad, así como de materiales que flotan en el agua.
- Su trabajo en ciclos, los hace especialmente aptos para los casos en que la disponibilidad de materia prima no sea continua, sino periódica.
- No requiere prácticamente ninguna atención diaria.

Las principales desventajas son:

- La carga requiere un considerable y paciente trabajo.
- La descarga, también es una operación trabajosa.

Biodigestores Continuos

Ventajas de este:

- Permite controlar la digestión, con el grado de precisión que se quiera.
- Permite corregir cualquier anomalía que se presente en el proceso, en cuanto es destacada.
- Permite manejar las variables relacionadas, carga específica, tiempo de retención y temperatura, a periodos son del orden de 10 años.
- La tarea de “puesta en marcha”, después del inicial, sólo se vuelve a repetir cuando hay que vaciarlo por razones de mantenimiento.
- Las operaciones de carga y descarga, de material a procesar y procesados, no requieren ninguna operación especial.

Las principales desventajas son:

- La baja concentración de sólidos que admiten.
- No poseer un diseño apropiado para tratar materiales fibrosos, o aquellos cuyo peso específico sea menor que el de el agua.
- Problemas de limpieza de sedimentos, espuma e incrustaciones.
- El alto consumo de agua, por lo que al agregado líquido se reduce, con el agregado de orinas, un buen sustituto.

BIODIGESTORES CONTINUOS INDUSTRIALES

Calidad de los sólidos volátiles

Para mejorar la producción de metano de los biodigestores, es conveniente mejorar de los SV, es decir que nuestra mezcla de estiércoles se encuentre balanceada la cantidad de Carbono/Nitrógeno, que sea homogénea en cuanto no hayan impurezas como trozos de materia mayores a 1 cm^3 , que se encuentre con niveles de pH balanceados y que posea una alta cantidad de organismos metanizantes.

Queda claro que en el proceso la temperatura es un factor muy importante. Alimentado con mezcla de distinta calidad se obtuvieron resultados bastante diferentes.

Los biodigestores industriales de gran porte no solo tienen en cuenta la temperatura de la biomasa, o el pH, sino la cantidad y calidad de SV que se ingresa, teniendo en cuenta que esta es parte integrante de cualquier estiércol.

Presión de trabajo para la descomposición metánica.

Otro factor a tener en cuenta, aunque solo afecta al proceso en circunstancias muy particulares, es la presión.

Se ha llegado a demostrar que a presiones del orden de 700 Kg/cm², los microorganismos aún cumplen su proceso metabólico aunque muestran grandes dificultades para desarrollar su tarea, en cambio a presiones menores que la atmosférica, se vio que por debajo de 0,35 Kg/cm² de presión absoluta, el proceso de metanización se detiene.

A los efectos prácticos, para las condiciones usuales de presión a que se realiza la fermentación metánica, entre 0,7 y 1/4 Kg/cm² de presión absoluta, la destrucción de sólidos volátiles es del orden del 60%, en las condiciones óptimas de temperatura y pH, para tiempos de retención entre 12 u 25 días.

Comportamiento de gases sometidos a presión

Humedad del biogás

Las características naturales de generación del biogás hacen que este sea un gas naturalmente húmedo y que en las cañerías se almacene un elevado porcentaje de humedad, esta humedad no siempre es conveniente ya que disminuye la caloría por m³, produce oxidación de materiales y además obstruye cañerías, por lo que es conveniente su eliminación si queremos comprimir el biogás. Una forma de hacerlo es mediante filtro de silicato de silicio llamado comúnmente silicagel.

Sulfuro de hidrógeno (SH₂)

Este compuesto debe ser eliminado no solo porque es venenoso, sino que acelera el fenómeno de oxidación de una manera increíble, envejeciendo toda la instalación, esto se elimina fácilmente con un filtro de viruta de hierro y como se lo conoce en el mercado (virulana).

Planta de Biogás

CASO OLAVARRIA PCIA. DE BUENOS AIRES

Para el caso del aprovechamiento de biogás, se tomó en consideración el caso de la Ciudad de Olavaria en la Provincia de Buenos Aires, en donde el Biogás se produce a partir de una planta ubicada en el relleno sanitario de esa localidad.

Esta experiencia se constituirá en una de las primeras a nivel continental encuadrada en el Mecanismo del Desarrollo Limpio, implementado a partir de la entrada en vigencia del Protocolo de Kyoto, fórmula que encontró la comunidad internacional para intentar reducir la generación de gases, que facilitan el calentamiento global.

Olavarría apunta a recuperar, desde el relleno sanitario modelo en el que se vuelcan todos sus residuos urbanos, los gases que generan esos desperdicios para que no lleguen al medio ambiente y aprovecharlo para emprendimientos productivos y sociales.

El relleno sanitario es un predio de 35 hectáreas, con el que se reemplazó un basurero a cielo abierto y el mismo cuenta con todas las reglas necesarias de ingeniería para ser menos contaminante.

Este plan fue generado conjuntamente entre el municipio y la Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires (Unicen) -contratados por la comuna-, que se basaron en las normas de Kyoto para reducir las emisiones de gases perjudiciales.

Esta mejora ambiental es cuantificada, por lo que los gases recuperados generan "certificados", medidos en toneladas de dióxido de carbono, que es la moneda con la que se puede negociar en el Fondo de Carbono para el Desarrollo de Comunidades.

Es decir, a partir de la recuperación de los gases que generaría el relleno, Olavarría contará con créditos para otros programas ambientales locales.

Actualmente, el relleno sanitario cuenta con cerca de 140.000 toneladas de basura y, día tras día, se incorporan otras 85 toneladas de desechos sólidos. El predio en el que funciona el relleno sanitario es de 35 hectáreas, por lo que hay lugar como para llevar los residuos por unos cuantos años más.

La planta, que comenzó a construir la empresa Fanit SA tras ganar una licitación interna por 373.745 pesos, capturará gas metano por medio de un sistema de cañerías internas y extractores, que depositarán los fluidos en una unidad de tratamiento.

Según está calculado, la planta permitirá capturar cerca de 17.000 toneladas de dióxido de carbono durante una década, lo que generará los créditos necesarios para llevar adelante los proyectos. La planta recuperará cerca de la mitad de los gases que generen los desechos, a razón de unos 300 metros cúbicos por hora.

Además del componente ambiental lógico por la captura y recuperación de estos gases, todo el plan generará las mejoras sociales, y captará mano de obra local para la construcción definitiva de la planta y su funcionamiento.

Planta de Biogás

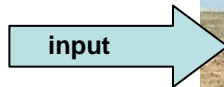
En este punto se analizarán los costos asociados a la construcción de la Planta de Biogás propuesta, como opción de inversión para este Escenario, presentándose a continuación un esquema de la misma.



Olavarría

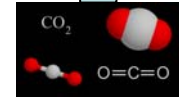


85 Ton. diarias de residuos



140 Mil Ton. depositadas

Bonos Verdes
(Protocolo de Kyoto) 5
a 7 Dólares por Ton.



output → 17 Ton. de CO₂ durante dos décadas

output → 282m³/hora de biogás

En cuanto al Costo de construcción de la Planta de Biogás, teniendo en cuenta una producción 282 m³/hora de biogás y considerando que el mismo en su composición cuenta con aproximadamente 50% de gas metano, proporción ésta que depende del tipo de residuo que genere la ciudad.

Según los datos relevados, se llegó a un valor estimado de inversión de 466.000 Pesos.

En cuanto a los beneficios aportados, es dable destacar que en su máxima capacidad de producción esta inversión estaría aportando al país un total de 1 Miles de TEP por año, lo que con la construcción de varias plantas de este tipo se cubriría parte de la demanda adicional proyectada de algunas localidades, que actualmente no están conectadas a las redes de Gas Natural y consumen Gas Licuado Envasado, o podría destinarse como insumo de algún proceso productivo que se realice en las cercanías de la planta en cuestión.

En resumen de este proyecto resulta:

Inversión: 466.000 Pesos

Aporte en TEP: 1 Miles de TEP por Año

Análisis de la Alternativa de Escenario Pesimista

En este escenario se plantea un esquema de importación de productos que se consideran factibles de ser importados, y en base a ello se establece el costo de los

mismos expresados en u\$s por Miles de TEP, para tener una real dimensión de el costo que implica el hecho de importar estos productos.

Es dable aclarar que en el presente estudio no se han proyectado los precios hasta el año 2017 y se han mantenido constantes, debido a que los mismos están altamente correlacionados al precio del petróleo, por lo que dada la inestabilidad y las sucesivas subas que ha registrado valores representativos del Petróleo como ser el WTI, se torna muy dificultoso proyectarlos.

Costos de Importación

Tipo de Energía Secundaria	Unidades de Medida	Precio Internacional	Factor de Conversión a TEP	u\$s por Miles de TEP
Gas Distribuido por Redes	u\$s/MMbtu	10	39,6825397	396.825,40
Diesel Oil + Gas Oil	u\$s/m3	831	1,1602274	964.148,97
Motonafta Total	u\$s/m3	768	1,3145787	1.009.596,42
Gas Licuado	u\$s/ton	827	0,9132420	755.251,14

Para los Productos considerados se tomó el valor internacional de los mismos, expresado en las unidades correspondientes a cada uno, y luego se aplicó el Factor de Conversión.

Cabe aclarar que el precio considerado para el Gas Natural, se corresponde con la media obtenida a nivel internacional de los contratos a mediano y largo plazo, entendiéndose que de optarse por un esquema de importación, las mismas se pautarán con plazos más largos y no los correspondientes al mercado spot.

Las Importaciones actuales de Gas Natural mediante Buques Metaneros, más el alquiler del buque Regasificador correspondiente, están en el orden de los 18 u\$s/MMbtu, valor este muy superior a los países que pactan contratos a más largo plazo.

	Precio Internacional u\$s/Miles de TEP	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
		Gas Distribuido por Redes									
TOTAL IMPORTACIÓN en u\$s	396.825	547.536.046	574.912.849	603.658.491	633.841.416	665.533.487	698.810.161	733.750.669	770.438.202	808.960.113	849.408.118
	Gas Oil										
	964.149	604.106.819	634.312.160	666.027.768	699.329.157	734.295.614	771.010.395	809.560.915	850.038.961	892.540.909	937.167.954
	Motonafta Total										
1.009.596	220.987.856	232.037.249	243.639.111	255.821.067	268.612.120	282.042.726	296.144.863	310.952.106	326.499.711	342.824.697	
Gas Licuado											
755.251	130.260.327	136.773.343	143.612.010	150.792.611	158.332.241	166.248.853	174.561.296	183.289.361	192.453.829	202.076.520	
Total Importación		1.502.891.049	1.578.035.601	1.656.937.381	1.739.784.250	1.826.773.463	1.918.112.136	2.014.017.743	2.114.718.630	2.220.454.561	2.331.477.289

Resumen de los Escenarios Analizados

De los escenarios analizados, tanto del Pesimista, del Normal, y del Optimista, se desprende que todos ellos son viables en el mediano plazo, coincidiendo el mismo con el horizonte planteado en el presente estudio.

Sin embargo, y como ya se planteara anteriormente, en lo referido a la amortización de la infraestructura energética, los períodos para los cuales se planifica la misma exceden el período analizado, dado que en la mayoría de los casos son inversiones de gran envergadura.

Para el caso del Escenario Normal en donde se plantean dos grande inversiones como ser la Refinería de Petróleo y el Yacimiento de Gas, es dable aclarar que sólo se ha considerado la inversión específica de los dos proyectos.

Esto así, dado que se consideró para este estudio solamente la Demanda de Energía Secundaria, por lo que no se han consideraron las inversiones para obtener la Energía Primaria necesaria, como ser por ejemplo el Petróleo Crudo para abastecer la Refinería, ni los gastos en exploración asociados al desarrollo de un Yacimiento de Gas.

Esto requeriría de un estudio en particular sobre la disponibilidad de Energía Primaria, lo que queda fuera del alcance del presente trabajo, pero sin perjuicio de ello lo que se pretende es plantear un panorama detallado de cómo un aumento el Producto Bruto Interno, generaría la necesidad de una serie de inversiones para no generar un limitante al crecimiento.

Desde el punto de vista del Escenario Pesimista, lo que se pretende plantear es el costo asociado si nos basamos en un esquema de importación para abastecer esta demanda, por este motivo el objeto analizado son los productos necesarios para abastecer dicha demanda, ya que resulta poco probable que la importación se realice considerando el petróleo crudo, siendo lo más probable la opción planteada de importación de productos terminados.

En cuanto al Escenario Optimista, en donde se generan una serie de inversiones tendientes a la producción de Energías Alternativas a nivel local, la misma se ajusta a la realidad deseable en cuanto que la Ley de Biocombustibles plantea un blending del 5% para la Naftas y el Gas Oil, lo que se aproximaría a los volúmenes resultantes de las inversiones planteadas, y resulta viable dada la capacidad que tiene Argentina de producción de Oleaginosas y Caña de Azúcar, lo que representaría la creación de una nueva industria de producción de biocombustibles en la cual hasta se podrían generar saldos exportables.

Todos estos escenarios solamente pretenden plantear los desafíos que enfrentará la Argentina en cuanto a la planificación de sus inversiones en el Sector energético de aquí al 2017, y cuales son algunas de las posibilidades que deberían evaluarse al momento de generar dicha planificación.

Resumen Escenario Normal

En la siguiente Tabla se resume lo planteado en el Escenario Normal, y los distintos proyectos, la construcción de una Refinería considerándose un período de construcción de cuatro años, y el desarrollo y puesta en producción de los

Yacimientos de Gas Natural, considerándose un plazo para la puesta en producción de los mismos de tres años.

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
TEP Proyectados	3.232	3.394	3.564	3.742	3.929	4.125	4.331	4.548	4.775	5.014
Producción Local	CONSTRUCCIÓN REFINERÍA			REFINERÍA						
					5.500	5.500	5.500	5.500	5.500	5.500
	DESARROLLO YACIMIENTO DE GAS			YACIMIENTO DE GAS						
				1.436	1.436	1.436	1.436	1.436	1.436	1.436
Total Producción	-	-	-	1.436	6.936	6.936	6.936	6.936	6.936	6.936
Déficit de Demanda Adicional										
% sobre la Demanda Adicional	0%	0%	0%	38%	177%	168%	160%	153%	145%	138%

Para ambos casos se consideraron los Miles de TEP aportados y se procedió a compararlos con los Miles de TEP adicionales que fueran proyectados, determinando así la incidencia de tales inversiones, en la futura demanda de Energía del País.

Como puede verse a partir de la puesta en producción de la Refinería, se excede la Demanda Adicional Proyectada, lo que no implica un exceso en la determinación del tamaño de la Refinería, sino que permitiría, no sólo un mayor crecimiento a mediano plazo, sino también un crecimiento sostenido a un plazo mayor al considerado en el presente estudio.

Resumen Escenario Pesimista

En la siguiente Tabla se resume lo planteado en el Escenario Pesimista, el cual se encuadra en un esquema de importación

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
TEP Proyectados	3.232	3.394	3.564	3.742	3.929	4.125	4.331	4.548	4.775	5.014
IMPORTACIÓN	Gas Distribuido por Redes									
	1.380	1.449	1.521	1.597	1.677	1.761	1.849	1.942	2.039	2.141
	Gas Oil									
	627	658	691	725	762	800	840	882	926	972
	Motonafta Total									
	219	230	241	253	266	279	293	308	323	340
	Fuel Oil									
	4	4	4	4	5	5	5	5	6	6
	Gas Licuado									
	172	181	190	200	210	220	231	243	255	268
Total Importación	2.402	2.522	2.648	2.780	2.919	3.065	3.218	3.379	3.548	3.726
Déficit de Demanda Adicional	-831	-872	-916	-962	-1.010	-1.060	-1.113	-1.169	-1.227	-1.289
% sobre la Demanda Adicional	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%

Para los distintos productos considerados se representaron los Miles de TEP aportados y se procedió a compararlos con los Miles de TEP adicionales que fueran proyectados, determinando así la incidencia de tales importaciones, en la futura demanda de Energía del País.

Como puede verse, el porcentaje de Energía Adicional proyectada que puede ser suplantado por importaciones de los distintos tipos de Energía Secundaria, se mantiene constante en el orden del 74%, para el esquema planteado.

Resumen Escenario Optimista

En la siguiente Tabla se resume lo planteado en el Escenario Optimista, y los distintos proyectos, la construcción de Plantas de Biodiesel considerándose un período de construcción de 2 años, la construcción de Plantas de Bioetanol considerándose un período de construcción de 2 años y el desarrollo y puesta en producción de plantas de Biogás a partir de Rellenos Sanitarios (Caso Relleno Sanitario de Olavarría).

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
TEP Proyectados	3.232	3.394	3.564	3.742	3.929	4.125	4.331	4.548	4.775	5.014	
ENERGÍAS ALTERNATIVAS	CONSTRUCCIÓN PLANTAS DE BIODIESEL		PLANTAS DE BIODIESEL								
			979	979	979	979	979	979	979	979	979
	CONSTRUCCIÓN PLANTAS DE BIOETANOL		PLANTAS DE BIOETANOL								
			326	326	326	326	326	326	326	326	326
	CONSTRUCCIÓN PLANTAS DE BIOGAS		PLANTAS DE BIOGAS								
		20	20	20	20	20	20	20	20	20	
Total Producción	0	0	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	
Déficit de Demanda Adicional	-3.232	-3.394	-2.239	-2.417	-2.604	-2.800	-3.006	-3.223	-3.450	-3.689	
% sobre la Demanda Adicional	0%	0%	37%	35%	34%	32%	31%	29%	28%	26%	

Considerándose un plazo para la puesta en producción de los mismos de dos años.

Para todos los casos se consideraron los Miles de TEP aportados y se procedió a compararlos con los Miles de TEP adicionales que fueran proyectados, determinando así la incidencia de tales inversiones, en la futura demanda de Energía del País, resultando que alrededor del 30% de la Demanda adicional, podría cubrirse con el resultante de las Energías Alternativas propuestas.

Comparación de los Escenarios Analizados

A continuación se plantea en la siguiente Tabla un resumen los distintos escenarios planteados anteriormente, como así también los distintos proyectos, realizando la valuación de los mismos, y la comparación entre los Miles de TEP aportados por estos, con respecto a los Miles de TEP resultantes de la proyección correspondientes al año 2017.

Esto permite tener un panorama completo de lo planteado en el trabajo a los efectos de poder analizar las diferentes alternativas propuestas.

	Inversión Necesaria por proyecto	Proyectos Necesarios	Inversión Total	Miles de TEP Producción Anual por proyecto	Total de Miles de TEP Adicionados a la Oferta Interna	Miles TEP Anuales Adicionales proyectados al 2017
PRODUCCION LOCAL						
Gas Distribuido por Redes	266,4 MMu\$s	2	532,8 MMu\$s	1.436	2.872	2.141
Gas Oil	2.000 MMu\$s	1	2.000 MMu\$s	2.466	2.466	972
Motonafta Total				1.005	1.005	340
Fuel Oil				922	922	6
Gas Licuado				228	228	268
IMPORTACION						
Gas Distribuido por Redes	-	-	-	-	2.141	2.141
Gas Oil	-	-	-	-	972	972
Motonafta Total	-	-	-	-	340	340
Fuel Oil	-	-	-	-	6	6
Gas Licuado	-	-	-	-	268	268
ENERGIAS ALTERNATIVAS						
Biodiesel	12 MMu\$s	16	192 MMu\$s	61	979	972
Etanol	20 MMu\$s	13	260 MMu\$s	25	326	340
Biogas	0,16 MMu\$s	20	3,2 MMu\$s	1	20	268

Es dable destacar que para el Escenario de Importación en las columnas correspondientes a las Inversiones, las mismas se encuentran en cero dado que dentro de este esquema no resultaría necesario realizar ningún tipo de inversiones, ya que la importación se realiza sobre los productos terminados, más allá de algunas inversiones necesarias en adecuaciones menores para descargar los productos.

En el cuadro precedente se expresa en la primer columna la inversión necesaria para cada proyecto, en la segunda columna la cantidad de proyectos que se estima necesaria para abastecer la Demanda Adicional y en la tercer columna la Inversión Total necesaria que resulta de el costo unitario por la cantidad de proyectos necesarios, obteniendo de esta forma el monto total de inversiones por proyecto.

Asimismo en las ultimas dos columnas se comparan la cantidad de Miles de TEP que aportarían los proyectos con los Miles de TEP demandados en el año 2017 según surge de la protección realizada.

Conclusión

De lo expuesto en el presente Estudio se puede arribar a las siguientes conclusiones:

Sin duda cualquiera sea el crecimiento económico esperado, ya sea este del 5% como en la hipótesis utilizada u otro superior, es de vital importancia generar un plan de inversiones en el sector energético que acompañe dicho crecimiento.

En este estudio se han planteado distintas alternativas a los efectos de acompañar un crecimiento del 5% del PBI, todas ellas reflejando las opciones reales con las que se cuenta, a los efectos de abastecer la Demanda Adicional Proyectada que resulta del modelo propuesto.

Esto no implica que estas alternativas propuestas sean excluyentes entre sí, dado que lo que se ha planteado son los extremos de las distintas opciones, siendo seguramente un mix de los distintos escenarios el óptimo a nivel de infraestructura.

Esto así, debido a que como se ha demostrado, ya sea por cuestiones de factibilidad técnica o temporal, las tres opciones no resultan suficientes por sí mismas si se aplica solamente una de ellas.

Asimismo, hay que tener en cuenta la cuestión económica en cuanto a la financiación de las obras propuestas ya que resultan de gran magnitud siendo este un factor importante, ya que determinará el momento de la puesta en marcha de los proyectos planteados, o si los proyectos son viables desde el punto de vista económico y su financiación.

En cuanto a las inversiones planteadas, las mismas resultan de vital importancia para el crecimiento del país, dado que no existe capacidad ociosa suficiente para hacer frente a aumentos de la demanda, como por ejemplo en el caso de la capacidad de refinación que, según lo publicado por el INDEC y lo expuesto en el presente estudio, se estaría en un valor del 99,3% de utilización de la capacidad existente.

Todo esto pretende plantear algunas de las opciones en cuestión de infraestructura energética que debieran estar en la agenda, al momento de planificar un esquema de inversiones necesarias para un crecimiento sostenido del país.