



**POR QUÉ EL ACTUAL PRECIO DE LOS
COMBUSTIBLES EN ARGENTINA NO
REFLEJA LA REALIDAD DE MERCADO, EN
UN CONTEXTO DE CAIDA DEL PRECIO
INTERNACIONAL DEL PETROLEO**

Por DIEGO HERNÁN ESPÓSITO

TESIS DE GRADUACIÓN

TUTOR: LIONEL MODI

Junio de 2009



AGRADECIMIENTOS

A mis padres, quienes siempre me enseñaron que más allá del talento o don que una tenga, siempre es tanto o más importante el empeño, el sacrificio y el amor propio, para alcanzar un sueño, un objetivo.

A mi pequeña y hermosa familia, mi mujer y mi pequeña hija, que viene en camino, quienes son lo más lindo que tengo en mi vida.

PREFACIO

El presente trabajo tiene como objetivo explicar las divergencias que pueden generar regulaciones (o intentos) de hecho en un mercado a priori libre, y en particular en un mercado altamente líquido, y tan relevante para la economía de un país, como lo es el mercado energético.

Más en detalle, y en particular, se intenta explicar por qué el combustible que se expende en la Argentina no ha percibido una caída en su precio, acorde con la caída en el precio del petróleo. Es bien sabido, que el precio del petróleo en todo el mundo ha caído a la mitad, y hasta un tercio¹, del precio que presentaba en el segundo y tercer trimestre del año 2008.

Luego de una breve reseña de la industria del petróleo en Argentina, ponemos en contexto la situación actual del mercado de combustibles en el país: regulaciones que atentan contra una economía de libre mercado, la desconexión con el resto del mundo, el impacto en la situación de reservas y autoabastecimiento de petróleo. Asimismo se introduce al lector en algunas cuestiones técnicas de la industria.

Finalmente se postulan las conclusiones, se desarrollan y proponen algunas recomendaciones tendientes a normalizar la situación en el mercado de combustibles en la Argentina.

¹ Ver anexo 1.



INDICE

1. INTRODUCCIÓN	4
2. BREVE RESEÑA DE LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO EN ARGENTINA.	5
3. EL ROL DEL ESTADO EN LA INDUSTRIA PETROLE RA. IMPUESTOS, RETENCIONES, DESREGULACIÓN Y REGULACIONES. CAUSAS Y CONSECUENCIAS.	8
4. PETROLEO CRUDO: CAPACIDAD DE REFINACIÓN Y PRODUCCIÓN EN ARGENTINA. CONSECUENCIAS DE LA RESOLUCIÓN 394/07	21
5. SITUACIÓN DEL MERCADO DE COMBUSTIBLES EN ARGENTINA: FALTANTES, EXCEDENTES, MKT SHARE	27
6. MARKERS Y MARGENES DE REFINACIÓN INTER NACIONALES: WTI, BRENT Y OTROS.	29
7. PRECIO DEL COMBUSTIBLE EN LAS ESTACIONES DE SERVICIO.	37
8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	40
ANEXOS	44
ANEXO 1: evolución precio WTI	44
ANEXO 2: evolución PBI Argentina	45
ANEXO 3: Resolución 394: Detalles técnicos y texto de la norma	45
ANEXO 4: esquema simplificado de una refinería	49
ANEXO 5: datos del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Publica y Servicios sobre precios en surtidor	50
INFORMACIÓN BIBLIOGRAFICA	51



1. INTRODUCCIÓN

Es bien sabido la relevancia y el impacto que tiene el petróleo en la política y economía mundial, sin embargo es oportuno destacar o recordar algunos puntos antes de comenzar a analizar el problema planteado en el presente trabajo.

La historia moderna del petróleo comienza en la última mitad del siglo XIX, pero es el siglo XX el que se ha visto completamente transformado por el advenimiento del mismo.

En particular podemos destacar tres grandes temas que subyacen en la historia del petróleo:

- Auge y desarrollo del capitalismo y de la empresa moderna³: el petróleo es el negocio más grande y difundido en todo el mundo, el mayor de los grandes sectores industriales. La expansión del negocio petrolero en el siglo veinte, encarna la evolución experimentada por las empresas, la estrategia corporativa, el cambio tecnológico, el desarrollo de mercado y las economías nacionales e internacionales. De las 20 compañías que encabezan la lista 500 de la revista Fortune, 7 son compañías petroleras!
Hasta tanto se encuentre² alguna otra fuente alternativa de energía, el petróleo seguirá teniendo un efecto notable en la economía mundial.
- El petróleo como mercancía íntimamente entrelazada con las estrategias nacionales, la política y el poder a escala mundial³: la 2° Guerra Mundial, la invasión de Hitler a Rusia, la crisis de Suez, la invasión a Kuwait, todos estos acontecimientos, por mencionar sólo algunos, estuvieron signados por la pelea por el petróleo.
- La forma en que nuestra sociedad ha llegado a ser una “Sociedad del Hidrocarburo”, y nosotros, en el lenguaje de los antropólogos, unos

² En la actualidad hay desarrollos muy avanzados, incluso llevados a la práctica, principalmente en la utilización de hidrógeno como combustible, y en energía eólica.



“Hombres del Hidrocarburo”³: actualmente, dependemos en tal medida del petróleo, y está tan íntimamente ligado a nuestras actividades cotidianas, que escasamente nos hemos detenido a comprender su penetrante significado. No es posible imaginar hoy en día una sociedad moderna sin el petróleo.

En nuestro país, para que tengamos dimensión, la industria energética agrega al PBI un 5%, pero el otro 95% no se puede generar si no hay energía. La energía generada a partir de hidrocarburos, representa el **90% del total de la energía primaria consumida por el país**. Así como en el mundo, la energía es un capítulo clave en toda estrategia de desarrollo económico y social del país.

En este trabajo sólo vamos a tratar un tema del amplio espectro que abarca la industria de la energía: el combustible o la energía necesaria para el transporte.

La hipótesis de partida que se plantea es que las condiciones regulatorias imperantes en el mercado argentino generan márgenes negativos en las compañías refinadoras. En tal sentido, el presente trabajo pretendo demostrar que existe una relación directa entre estas distorsiones y el desacople de los precios de los combustibles locales, respecto de los precios internacionales.

2. BREVE RESEÑA DE LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO EN ARGENTINA

Es importante realizar una breve descripción de la situación geográfica y de los principales acontecimientos que se fueron sucediendo a lo largo de este siglo y que conformaron el escenario a partir del cual se inició el proceso de transformación de esta importante industria del país.

El potencial de la República Argentina en lo que respecta a la exploración y explotación del petróleo es sin duda significativo: de los 2,800,000 km² de

³ Daniel Yergin, La Historia del Petróleo, 1991, p.15.

⁴ El 21 de abril de 2009, Argentina realizó un pedido ante la Comisión de Límites de la Plataforma



superficie continental, junto con 4,800,000 km² de plataforma continental⁴ (hasta las 200 millas), el 46% posee cuencas sedimentarias prospectables para hidrocarburos. De estas 19 cuencas prospectables, 5 se prolongan en la plataforma continental y 3 se extienden íntegramente en ella. Sólo cinco cuencas continentales son actualmente productoras de hidrocarburos y una es productiva en la plataforma continental.

El petróleo se conoce en la Argentina desde el siglo XVIII, pero es recién a partir de 1861 cuando comienza la explotación y destilación de pequeños afloramientos petrolíferos, de la mano de la actividad privada y mediante una primitiva tecnología. Hay coincidencia en la bibliografía en considerar a la obtención de queroseno para iluminación realizada por Teodosio López en Jujuy en 1876, como la primera actividad de refinación realizada en el país.

Las primeras perforaciones se realizaron en Mendoza en el año 1880, en Salta en 1892, en Jujuy en 1885 y en Neuquen en 1904. Para antes del 13 diciembre de 1907, día en el que se descubre petróleo en Comodoro Rivadavia y se da oficialmente por iniciada la explotación comercial del mismo, la actividad privada ya había perforado más de 50 pozos a lo largo del territorio nacional.

Continental, Órgano técnico creado por la convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar (Convemar), para extender el límite exterior de su plataforma continental, de las actuales 200 millas a 350 millas desde la costa. Con esta presentación, la Argentina pretende salvaguardar su soberanía sobre las islas del Atlántico Sur y el sector Antártico Argentino. En cumplimiento con lo dispuesto por la Convemar, la Argentina efectuó un acto de afirmación soberana sobre sus derechos sobre un territorio de más de 1,780,000 km², adicionales a los casi 4,800,000 km² de la plataforma continental hasta las 200 millas. La presentación de la documentación contiene el límite exterior de la plataforma continental sobre la cual ejerce derechos de soberanía la Nación Argentina en materia de exploración y explotación de sus recursos naturales, comprendiendo lecho y subsuelo de las áreas submarinas que se extienden más allá de su mar territorial y todo a lo largo de la prolongación natural de su territorio continental, las islas del Atlántico Sur, y el Sector Antártico Argentino.



En **1905** fue instalada la **primera destilería** de petróleo de Sudamérica en Campana (Provincia de Buenos Aires), de la mano de una compañía privada: Standard Oil (hoy Exxon Mobil). En 1916 es el Estado Nacional el que inaugura una pequeña refinería en Comodoro Rivadavia para proveer de combustibles a barcos de la Marina.

En 1914 es otra vez una empresa privada la que inaugura el primer surtidor de combustibles en Buenos Aires.

Cabe mencionar que esta actividad privada tan notoria desde un comienzo en la exploración y explotación de petróleo y refinación y comercialización de derivados del mismo era sólo posible a través de concesiones otorgadas por el Estado Nacional, el cual debido a la legislación vigente, era el único propietario del subsuelo de todo el territorio de la Nación.

La empresa estatal Yacimientos Petrolíferos fiscales (**YPF**) es **creada** en **1922** por Hipólito Yrigoyen en reemplazo de la Dirección General de Explotación del Petróleo (con base de operaciones en Comodoro Rivadavia) y como respuesta a la mala administración, las carencias financieras y las disputas laborales de ese organismo estatal⁵.

YPF inaugura su primer surtidor para la venta de queroseno y nafta en 1923 y su gran destilería en la ciudad de La Plata en 1925.

⁵ Arturo Frondizi, en su obra *Petróleo y política* (Editorial Raigal, Buenos Aires, 1955, p. 92), resumía el pensamiento de Yrigoyen en materia petrolera: "La política que plantea Yrigoyen en materia de petróleo se basa en: 1) la intensificación de la explotación fiscal, para la cual reclama fondos con insistencia; 2) el principio de que los yacimientos petrolíferos fiscales son bienes privados de la Nación, pero otorgando a las provincias participación en las utilidades por la producción que se obtuviera en sus respectivos territorios, y 3) el mantenimiento de las empresas privadas con modificaciones jurídicas para asegurar el control del Estado sobre las mismas".



3. EL ROL DEL ESTADO EN LA INDUSTRIA PETROLERA. IMPUESTOS, RETENCIONES, REGULACIONES Y DESREGULACIÓN. CAUSAS Y CONSECUENCIAS.

A lo largo de la historia de la industria del petróleo en Argentina, el común denominador fue el alto grado de nacionalismo de casi todas las administraciones (con el consiguiente mantenimiento del paradigma de la propiedad pública del subsuelo), y todas aquellas oportunidades en las que se dio lugar al capital privado, fue debido a la falta de recursos necesarios del Estado para lograr el fin último del autoabastecimiento: la producción nacional de petróleo crudo debía ser siempre igual al consumo interno, ni mayor, ni menor.

En la década del '30 se promulgan dos leyes que consolidan las políticas **intervencionistas** del Estado: La Ley Orgánica de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (Ley 11.668, de 1932) y el Régimen Legal del Petróleo (Ley 12.161, de 1935). La Ley Orgánica de YPF establece la extensión de sus atribuciones y la forma de su composición, consolidándola como repartición autárquica del estado. En líneas generales esta ley le garantizaba a YPF el derecho exclusivo de explorar y producir en las reservas del estado y el derecho de importar petróleo.

Ya en la década del '30 se pueden ver claras evidencias de los efectos del manejo de esta empresa con criterios políticos en lugar de los de mercado: mientras el crecimiento de la producción petrolera fue de 9.1% anual en el período 1925-1935, YPF sólo pudo crecer un 4.2%, mientras que las empresas privadas lo hicieron a un ritmo del 15%, pese a las trabas que se les imponían.

Las empresas privadas (mayoritariamente de capital extranjero), que hasta 1935 operaban en competencia con la empresa estatal YPF, comenzaron a abandonar el negocio de la exploración y explotación y se fueron volcando a la importación de crudo, a lo que el presidente Justo reaccionó en 1936 con varios



decretos que ponían **límites** a su importación. Asimismo el presidente Justo estableció cuotas en el mercado de derivados de petróleo entre YPF, Shell, Standard Oil y las demás compañías privadas, que reservaba el 50% del mercado nacional de gasolina a la empresa estatal.

Con la llegada de **Perón** al poder en 1946, la situación en términos de **intervención** estatal se recrudeció. El nacionalismo de Perón consideró al petróleo como recurso estratégico, que tenía por fin terminar con la “dependencia” de los “monopolios extranjeros”. Su discurso del año 1947 con motivo del día del petróleo es más que elocuente: *“La política petrolera argentina ha de basarse en los mismos principios en que descansa toda la política económica: conservación absoluta de la **soberanía** argentina sobre las riquezas de nuestro subsuelo y explotación racional y científica por parte del Estado; advirtiendo que, cuando el Estado rescata la dirección inmediata y directa de los bienes que la nación posee, no debe ya despojarse del privilegio de seguir administrándolos sin compartir funciones con otros intereses que no sean los que corresponden a todos los argentinos”*.

La política energética de Perón se basaba en los siguientes objetivos: ampliar las disponibilidades, **eliminar la dependencia del exterior** en términos de aprovisionamiento de combustibles y recuperar para el Estado las fuentes nacionales de energía. Por tal motivo, la Constitución Nacional reformada en 1949, en su artículo 40 menciona: *“Los minerales, las caídas de agua, los yacimientos de petróleo, de carbón y de gas y las demás fuentes naturales de energía, con excepción de los vegetales, **son propiedades imprescriptibles e inalienables de la Nación**, con la correspondiente participación en su producto, que se convendrá con las provincias”*.

Las intervenciones a la industria privada fueron moneda corriente. La caída de las inversiones petroleras privadas se reflejó en la producción de petróleo de las mismas, que de 1.180.000 metros cúbicos en 1945 pasó a 689.000 en 1955. La participación privada cayó de un 32% a un 14% en el mismo período.



La política de Perón fue un **fracaso** en términos de la industria petrolera, ya que **no pudo lograr** su principal objetivo que era lograr en **autoabastecimiento** de petróleo. En 1955 el consumo nacional de petróleo alcanzó los 11.1 millones de metros cúbicos, más del doble de la producción nacional.

Con la llegada del gobierno de Arturo **Fronzizi**, que derogó la Constitución de 1949, se comenzó a desandar el camino de Perón. El nacionalismo para Fronzizi era un poco distinto que para Perón: “En materia de petróleo, el nacionalismo consiste en alcanzar el autoabastecimiento y **no seguir dependiendo** de la **importación**”⁶.

De acuerdo a esta concepción, la participación del **capital privado** en el logro de ese objetivo **no estaba vedada**, pero no dejaba de ser considerada como un mal menor frente a la terrible situación de la importación de petróleo. La visión de Fronzizi en materia petrolera se materializó en una nueva ley de hidrocarburos, la 14.773 de noviembre de 1958.

Según lo establecido por esta ley, es YPF la que subcontrata con compañías privadas la exploración y extracción de petróleo (no es el Estado el que otorga las áreas en concesión). A su vez, las compañías privadas, no sólo debían asumir el riesgo de la exploración sino que debían vender el petróleo crudo obtenido a YPF, a un precio determinado establecido por esta empresa.

A pesar de estas condiciones sumamente desfavorables para las empresas privadas, se realizaron numerosos contratos de este tipo que resultaron en un aumento importante de la producción de crudo. Entre 1958 y 1962, la producción creció de 5.7 millones de metros cúbicos a 15.6 millones, lográndose prácticamente el autoabastecimiento de crudo.

⁶ Fronzizi, Arturo, citado por Sabato, Arturo, en *Petróleo: dependencia o liberación*, p. 5.

Guillermo Yeatts⁷ resume los efectos de esta nueva legislación, que si bien estaba cargada de restricciones, constituyó un avance respecto de la vigente hasta ese momento:

- Se perforaron en el período 1959/62, 4657 pozos, cantidad similar a la perforada en los primeros 30 años de la industria petrolera argentina.
- Se triplicó la producción de petróleo a un ritmo de crecimiento de un 30% anual.
- En diciembre de 1962 la producción superó a la demanda doméstica.

El gráfico N°1, refleja el impacto de la Ley Frondizi:

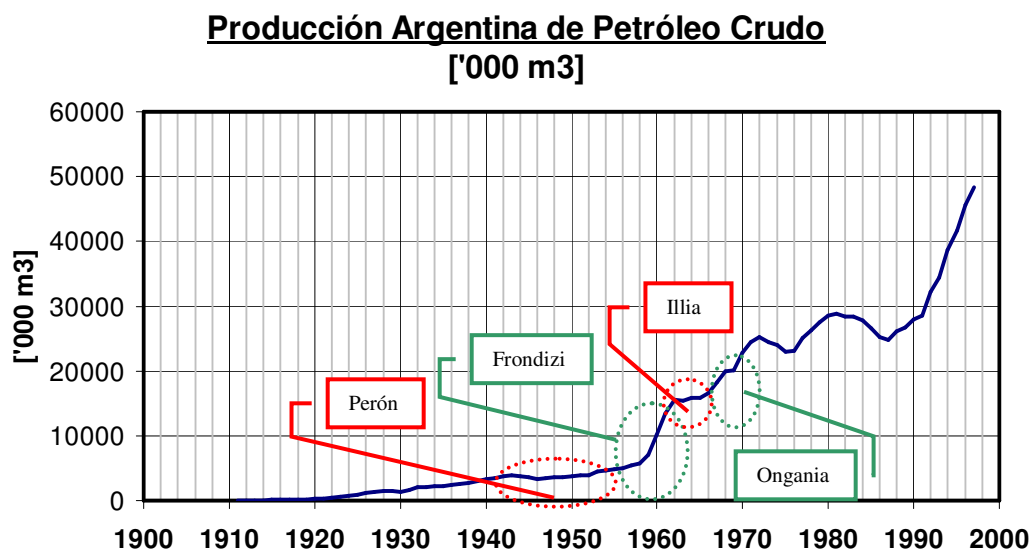


Gráfico N°1 Fuente: elaboración propia a partir de datos Secr. Energía

La asunción del presidente **Illia** trajo consigo un **nuevo cambio en las reglas de juego** (decreto 774/63). Nuevos aires nacionalistas, respaldados por el precepto de la propiedad pública del subsuelo, condujeron a la anulación de los contratos que habían sido suscriptos entre 1958 y 1962. Esto no sólo produjo un retroceso con respecto a lo logrado por la administración anterior,

⁷ Yeatts, Guillermo, "El Robo del Subsuelo", Ediciones Theoria, Buenos Aires, 1996, p. 203



sino que volvió a generar dudas en el empresariado privado respecto de la factibilidad del negocio petrolero en Argentina, un negocio que debe tener reglas de juego claras, estables a lo largo del tiempo, por sus características intrínsecas de alta inversión y elevado riesgo, las cuales nuevamente no tenía.

Como todos los gobiernos anteriores, el gobierno de **Onganía** trajo también de la mano una **nueva ley de hidrocarburos** (ley 17319/1967), lográndose el triste record de **cinco marcos jurídicos distintos en menos de veinte años**, en materia de minería y exploración.

La Ley 17.319/1967, es la Ley de Hidrocarburos que se encuentra actualmente en vigencia. A pesar de la apertura en la ley a la participación privada en el negocio de exploración y explotación de hidrocarburos, no fue sino hasta 1990 que se firmaron los primeros contratos de concesión hacia empresas privadas.

Los puntos principales de la Ley son los siguientes:

- El subsuelo es patrimonio inalienable e imprescriptible del estado nacional.
- El objetivo de autoabastecimiento es una meta que debe necesariamente alcanzarse, sin atender a consideraciones de costos.
- Las actividades de exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización podrán ser realizadas por empresas estatales, privadas o mixtas.
- Las concesiones anteriores son respetadas.
- El Poder Ejecutivo es el encargado de fijar las reservas y las áreas que se darán en concesión: los permisos de exploración duran 2 a 4 años, prorrogables hasta 5; los permisos de explotación duran 25, prorrogables hasta 10 años; las concesiones para la construcción de servicio de transporte por oleo/poliductos duran 35 años.
- Se establece el pago de regalías por un 12% sobre lo producido y un canon por km² para los permisos de explotación y exploración.



A pesar del carácter intervencionista de esta ley, constituye un avance respecto de la legislación vigente. Las cifras de producción de crudo así lo reflejan: de 16.6 millones de m³ en 1966 a 25.2 millones de m³ en 1972.

Esta mayor apertura no logró, sin embargo, eliminar la necesidad de importar petróleo crudo para satisfacer la demanda interna, que en 1970/2 era de 71,300 m³/día y la producción de petróleo de 66,300 m³/día.

En **1972**, el PEN promulga el decreto 632 por medio del cual se **nacionalizan** todas las bocas de expendio de combustible, en medio una nueva ola de nacionalismo emergente y de rechazo por todo lo extranjero. Según el artículo 1° del mencionado decreto: *“La Secretaría de Energía procederá de inmediato a adoptar las medidas necesarias para disponer el otorgamiento de todas las autorizaciones de estaciones de servicio y bocas de expendio de combustibles y lubricantes a favor de YPF a fin de que quede centralizada en ésta la total comercialización de los derivados de petróleo...⁸”*.

La **dictadura militar** que irrumpió en **1976**, en medio de un caos político, social y económico, instrumentó **nuevamente cambios en la legislación de hidrocarburos**, dando marcha atrás con el decreto 632/72 e implementando una mayor apertura al sector privado en el negocio del upstream, motivado principalmente por insuficientes recursos públicos para sostenerlo y con el fin de lograr nuevamente el autoabastecimiento.

El **autoabastecimiento** se logró en **1983** (ver gráfico N°7 pg. 21). En 1985, ante la amenaza de ser requeridas nuevas importaciones de crudo para satisfacer la demanda interna, se llevó adelante el Plan Houston con el fin de fomentar una mayor participación de capital privado en las áreas de exploración.

⁸ Decreto 632/72 Artículo 1°



El Plan Houston consistió en un programa de concursos públicos internacionales para adjudicar la exploración y eventual explotación de hidrocarburos en 165 bloques que abarcaban todo el país.

En el año **1989**, en medio de una grave crisis económica y ante la imposibilidad de lograr financiamiento por parte del Estado Nacional para sostener la industria (en general, incluso la petrolera), el gobierno se ve prácticamente obligado a introducir **nuevas reglas de juego** para atraer una vez más al capital privado

Comienza, entonces, el proceso de **desregulación** de la industria petrolera en Argentina, con la promulgación de tres decretos del Poder Ejecutivo Nacional: el decreto 1.055, el 1.212 y el 1.589, todos del año 1989., y el 2778/90 que estableció la conversión de YPF de sociedad de estado a sociedad anónima.

Este proceso de desregulación no fue un acontecimiento aislado, sino que toda la economía en general se vio afectada por un gran número de medidas desregulatorias.

Los principales cambios introducidos al marco jurídico de la industria petrolera a partir de 1990 por medio de los tres decretos mencionados del PEN fueron:

- Creación de un mercado libre de petróleo: libre disponibilidad del petróleo extraído por cada empresa concesionaria, libre importación de crudo.
- Concurso internacional para la concesión y explotación de áreas de interés secundario, que se encontraban a cargo de YPF SE. Asociación de YPF SE con privados para la explotación conjunta de áreas centrales.
- Nuevas reglas de juego para el sector downstream: libre importación de derivados de petróleo, abolió las asignaciones o cuotas de petróleo que realizaba la Secretaría de Energía



- Libertad de precios para la comercialización de petróleo y derivados, eliminando el sistema de precios regulados, y permitiendo la libre negociación por el petróleo entre productores y refinadores.
- **Eliminación** de los derechos y **aranceles** para la importación y exportación de petróleo y derivados.

Fue tal vez la medida que permitía la libre importación y exportación de petróleo y derivados una de las más relevantes, ya que aseguraba el desarrollo de la industria petrolera local en condiciones altamente competitivas, dejando librado su éxito a sus propios méritos y no a un proteccionismo estatal. Los niveles de **precios internacionales** pasan ser necesariamente una referencia al momento de evaluar el costo de oportunidad de cada transacción. Por ejemplo, en el momento de negociar el precio de venta de crudo entre productores y refinadores, las nuevas preguntas que aparecen, desconocidas hasta entonces, son, del lado de los compradores: ¿Cuál es la alternativa que tiene el productor si no vende el crudo localmente? ¿Cuál es el precio máximo que puede alcanzar por su crudo en el mercado internacional? y por el lado de los vendedores: ¿Qué precio se vería obligado a pagar el refinador por un crudo importado si no tomara para su procesamiento crudos locales?. De la negociación y el arbitraje termina resultando el precio del crudo local. Lo mismo sucede con los derivados de petróleo. Nuevos términos como **import y export parity**⁹ surgen en el mercado.

⁹ En la jerga de la industria, export parity es el precio de un producto que quiero exportar: precio FOB - descuento por calidad/negociación (D) - flete (F). En el caso del import parity, cuando quiero importar, será el precio FOB + D + F.

Las consecuencias de la desregulación en la industria del petróleo en la Argentina fueron muchas y muy relevantes, pero se puede resumir en:

- **Libre mercado de productores de petróleo:** antes de la desregulación, YPF era la única empresa que tenía libre disponibilidad del crudo extraído en el país. A partir de ahora, las empresas privadas que reciben áreas en forma de concesión por un número determinado de años (no la propiedad de las mismas, que sigue estando en manos del Estado Nacional o los Estados Provinciales), tienen la libertad de realizar todas las inversiones que crean convenientes, extraer todo el volumen de petróleo que consideren económicamente rentable y venderlo, ya sea en el mercado nacional como en el internacional, a los precios libremente pactados con los posibles compradores. El cambio en las reglas de juego llevó a los operadores a explotar los yacimientos hasta el punto óptimo económico. El nivel de producción más rentable resultó estar muy lejos de los valores previos a la desregulación. El gráfico N°2 muestra esto claramente:

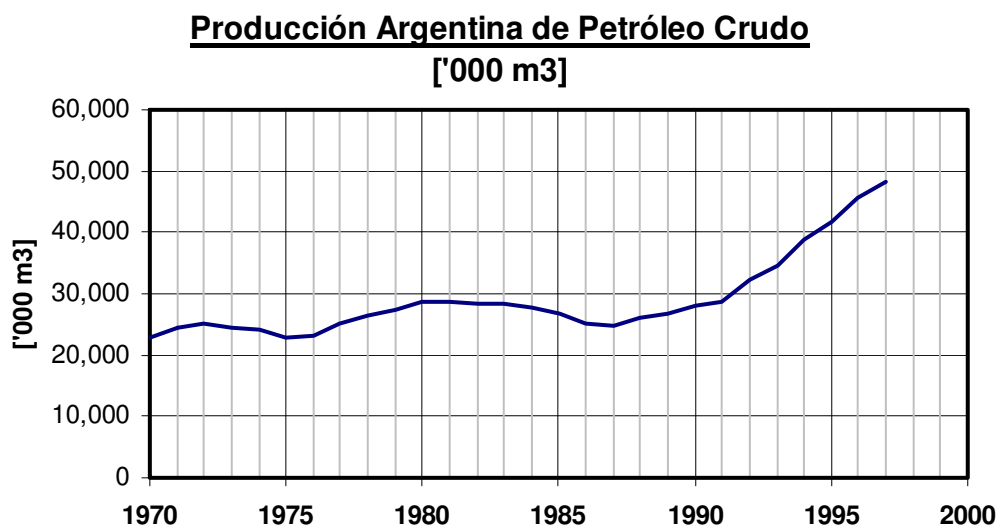


Gráfico N°2 Fuente: elaboración propia a partir datos Secr. Energía

- **Libre capacidad de Refinación de petróleo:** cualquier empresa tiene libertad para instalar nueva capacidad de refinación. A diferencia del pasado, las decisiones de inversión (localización, capacidad de las nuevas instalaciones, tecnología) no están regidas por el Estado, sino que responden a incentivos económicos y a la evolución estimada de los precios de mercado y las demandas de producto.

- Libre mercado de Estaciones de Servicio: el nuevo marco jurídico otorgó la posibilidad de instalar nuevas bocas de expendio de combustible. Nuevas empresas surgieron en el mercado de la comercialización de combustibles, contribuyendo a aumentar la competencia en el sector.

El proceso de desregulación en general que ocurrió desde 1990 en Argentina se tradujo en un aumento de la producción y del consumo interno. El PBI aumentó desde 1991 a una tasa promedio del 7.8% anual. Esto obviamente se vio reflejado en un importante aumento del consumo de combustibles:

- La demanda interna de Gasoil pasó de 7 millones de m³ en el año 1990, a 11 millones m³ en 1996. Un aumento del 50% en 6 años!
- El consumo de Naftas aumentó en aproximadamente 1 millón de m³.
- Algo similar ocurrió en el consumo de lubricantes, y en mucha mayor medida con el consumo de gas natural.

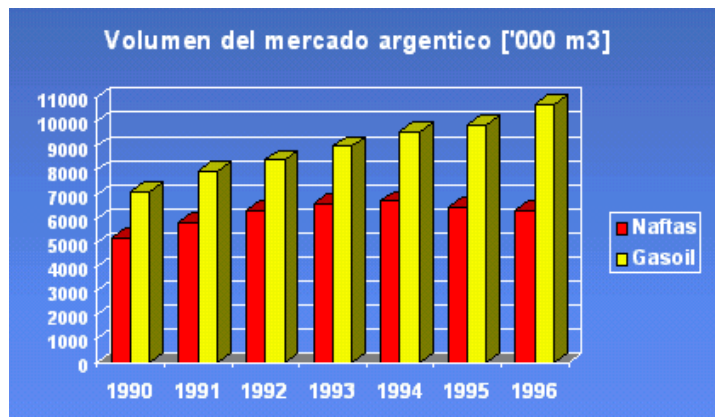


Gráfico N°3

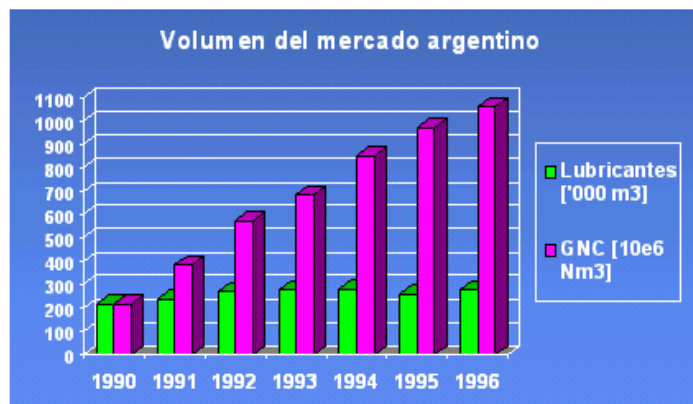


Gráfico N°4



A partir del año 1999 el país sufre, por diversas razones locales e internacionales, un marcado estancamiento, desencadenando en el año 2001 una gran crisis económica que deprime la actividad económica (por supuesto la industria petrolera no resulta indemne a esta situación). No es materia de discusión en el presente trabajo analizar en qué medida parte de esta crisis se debió al proceso desregulatorio y privatizaciones de la década del '90.

En el gráfico N°5 podemos observar como se redujo la producción de petróleo en los años 1999-2002:

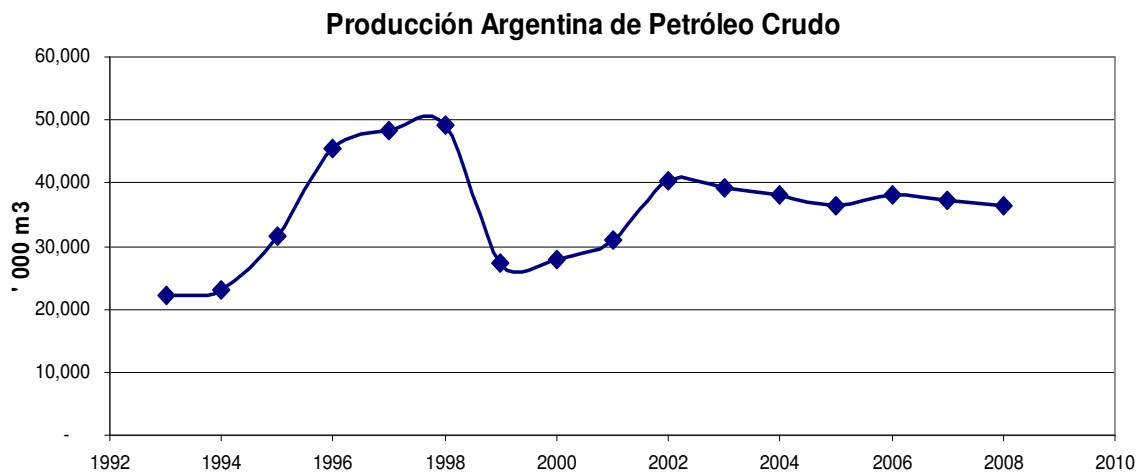


Gráfico N°5 Fuente: elaboración propia a partir datos Secr. Energía

A partir del año 2003, comienza un extraordinario proceso de crecimiento del país que se mantiene hasta el año 2007/8, donde el PBI creció a razón de un 8% anual promedio¹⁰, y algunas variables macroeconómicas mostraron una saludable recuperación. Esta mejora en el ámbito local se vio acompañada por un crecimiento a escala mundial sustentado a través de un fenómeno global de expansión económica, que abarcó tanto a países desarrollados como a economías emergentes como China, Brasil, y otros países en vías de desarrollo.

¹⁰ Ver Anexo 2



El crecimiento mundial alimentó, artificialmente o no, el precio de commodities tales como alimentos, acero, y obviamente el petróleo. Veamos debajo el importante aumento del precio del WTI desde finales del año 2004.

Atento a esta situación el gobierno de turno (Duhalde, Kirchner luego) decidió retomar una 'vieja' costumbre en nuestro país: propiciar mecanismos para la intervención del Estado en el mercado energético.

Precio internacional del petróleo: WTI

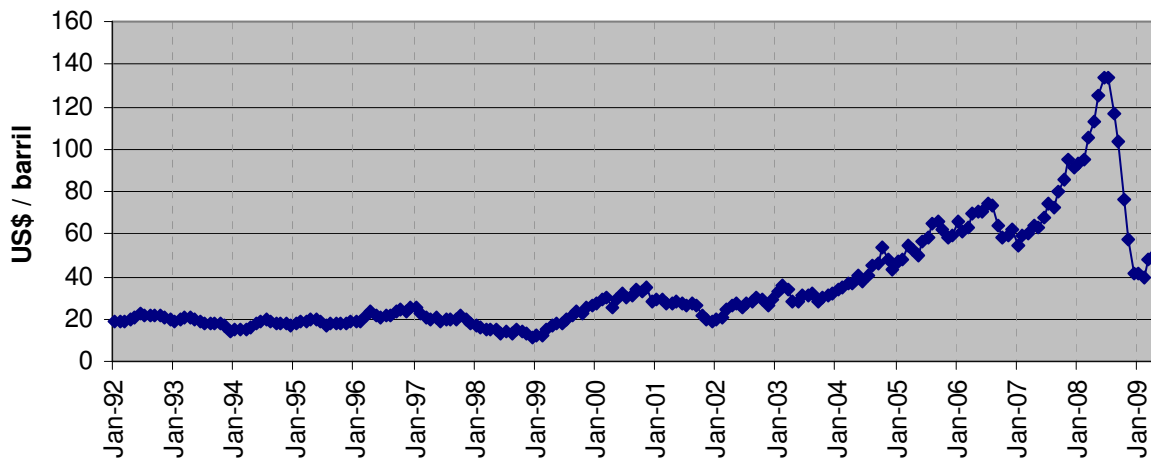


Gráfico N°6 Fuente: elaboración propia a partir de datos de Platts

En el año 2002 se pactó con los productores un **precio fijo para el barril de crudo local**. Si el valor internacional del crudo se encontrara por encima de este valor tope, esto generaba una deuda que el comprador (refinador) iría acumulando. Cuando el precio del WTI fuese menor al valor tope, generaría acreencias que compensen la deuda generada. Este esquema, que pretendía defender el poder de consumo de los argentinos, aislándolo de los vaivenes de los precios internacionales, colapsó en 2004/5, cuando la deuda acumulada por los refinadores hacia los productores ascendió a valores irrisorios, debido al continuo incremento del precio del petróleo.



En el 2004, se intensificó la intervención del Estado: se publica la Resolución 1679 que establece que los refinadores deben mantener el suministro al market share!?, y establece engorrosos **procedimientos** administrativos **para autorizar la exportación de productos** derivados del petróleo.

En el año 2006 se alcanzó uno de los picos de irracionalidad: luego de que la compañía Shell lanzara un nuevo producto al mercado, se estableció la Resol. 1334 que establece cuáles deben ser las **reglas para la comercialización de nuevos productos**. Lo más cómico, o triste, es que la Resolución tiene vigencia retroactiva a un día antes del lanzamiento del nuevo producto por parte de Shell. En ese mismo año se dicta la Resol. 25 que establece la obligación de que el volumen de **Gasoil suministrado** en un cierto año por cada compañía deba ser proporcionalmente mayor al volumen suministrado el año anterior, siguiendo una **correlación positiva con el incremento del PBI**, en igual período. Una pregunta con sentido común que no resuelve la Resolución 25: qué pasa si el incremento del PBI no es acompañado por un aumento en la demanda de Gasoil...hay que suministrar igual...a quién!!?

En Noviembre de 2007 para seguir 'protegiendo el bolsillo de los argentinos' entró en vigencia por decreto la **Resolución 394** que fijó **alícuotas de retención variable a las exportaciones** de petróleo y sus derivados. Similar a la tristemente célebre Resolución 125 que afectó a la industria agropecuaria.

Si el esquema de compensaciones sobre el precio del crudo afectó principalmente los intereses del upstream, y en consecuencia el nivel de reservas del país, la Resolución 394 también afectó al upstream, pero principalmente erosionó el margen de los refinadores, alcanzando en algunas compañías márgenes operativos negativos. En el punto 4 se explicará con más detenimiento el espíritu, los detalles y errores técnicos, y el impacto de la Resolución 394/07 en la industria petrolera argentina.

4. CAPACIDAD DE REFINACIÓN Y PRODUCCIÓN EN ARGENTINA. CONSECUENCIAS DE LA RESOLUCIÓN 394/07.

El negocio del petróleo se puede dividir en los productores de crudo (upstream) y los refinadores/comercializadores (downstream). Existen compañías integradas que cuentan con ambas unidades de negocio (en Argentina: Repsol-YPF, Petrobras, en el mundo Exxon, Shell, Saudi ARAMCO, Total). Los primeros son los que realizan inversiones de gran magnitud y riesgo en pos de explorar y puesta en servicio pozos de producción que sean lo suficientemente rentables tal que permita cumplir una cierta tasa de retorno sobre la inversión ejecutada. Los refinadores son los que realizan inversiones de gran magnitud en la construcción de refinerías, para procesar diversas calidades de petróleo crudo y producir en función de éstos, una determinada paleta de productos, acorde a la demanda. El gráfico N°7 presenta la evolución de la producción nacional de petróleo el procesamiento de petróleo y la capacidad de refinación desde 1970 a 1997.

Procesamiento / Producción Argentina Petróleo Crudo

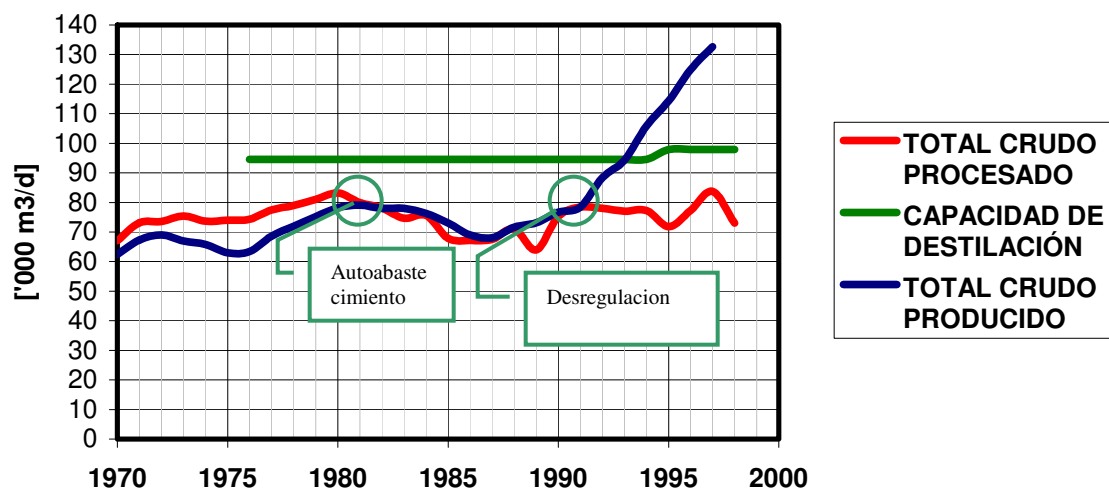


Gráfico N°7 Fuente: elaboración propia a partir de datos Secr. Energía



Como se mencionara en el apartado 3, en el año 1983, Argentina logró el autoabastecimiento en materia de petróleo. Esto es: la capacidad local de producción de crudo alcanzó, y luego superó, la demanda de las refinadoras, necesaria para satisfacer la demanda local de producto.

La máxima capacidad actual de refinación es de aproximadamente 102,000m³/día, (equivalente a 641,000 barriles por día o 37.2 millones m³/año). Mientras que la producción es apenas superior.

¿Qué ha ocurrido desde el año 1998 hasta nuestros días? **La producción de crudo cayó un 25% (de 49.1 a 36.5 millones m³ en 2008)**, y todo indica que el país se encamina a una segura importación. El gráfico N°8 es muy claro:

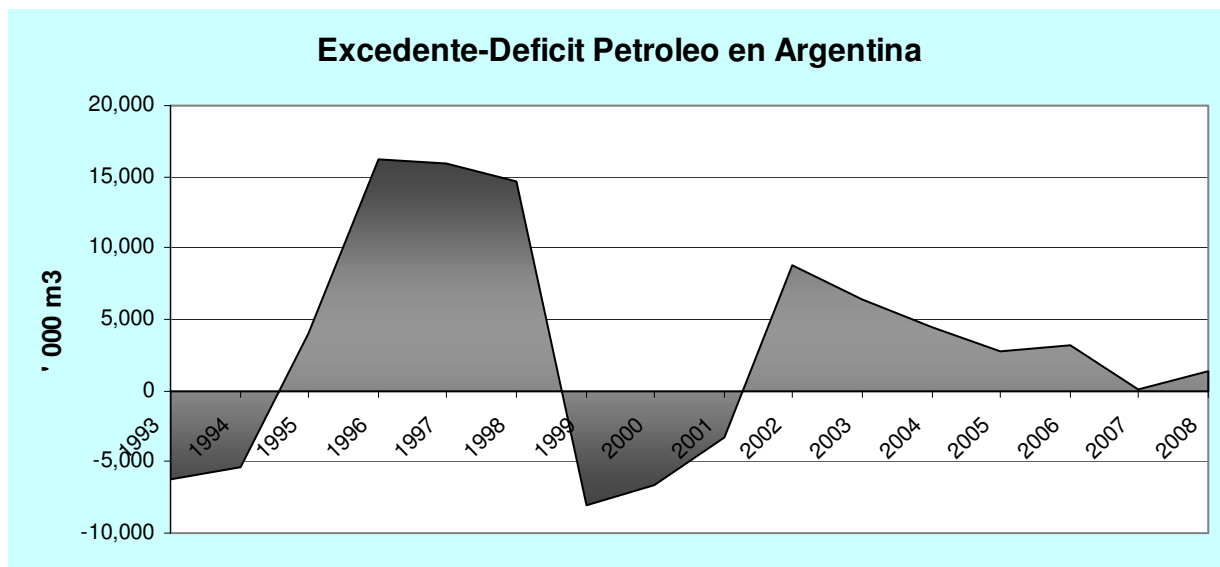


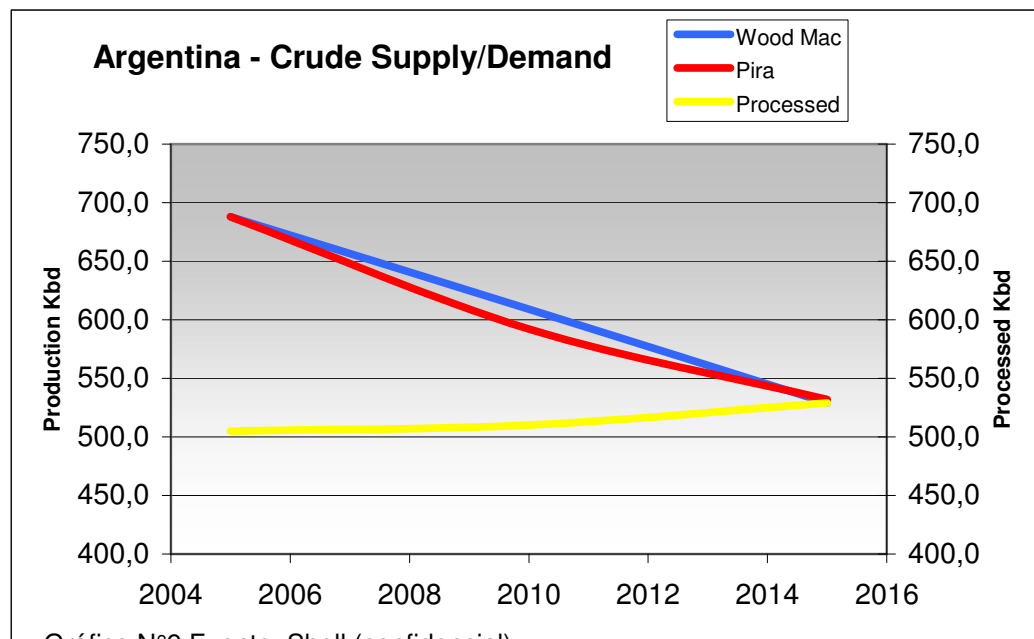
Gráfico N°8 Fuente: elaboración propia a partir datos Secr. Energía

Las **refinerías** argentinas no se han ampliado en los últimos años y **operan al máximo de su capacidad instalada**; siendo necesario recurrir en forma creciente a la importación de Gas Oil para abastecer nuestro mercado interno.

Ciertos analistas como Pira o Woodmackenzie coinciden en el poco alentador pronóstico deficitario: en el **año 2015 se comenzaría a importar petróleo**.

Las reservas comprobadas disminuyen tanto en petróleo como en gas natural; y no se han descubierto nuevos yacimientos de tamaño significativo en los últimos

15 años. Lamentablemente la exploración de riesgo, el verdadero corazón de la actividad petrolera muestra un notable retroceso en las últimas dos décadas: en 1988 Argentina hizo 103 pozos exploratorios; en 1998 se hicieron 75 pozos exploratorios; en el último año se hicieron sólo 54 pozos exploratorios¹¹.



Esto se debe a varias razones, que hemos ido mencionando a lo largo de este trabajo, pero la principal es el impacto de la Resolución 394 sobre los productores: no hay incentivo para explorar, invertir y perforar nuevas zonas o pozos, debido a la restricción en la libre negociación del precio del crudo

Como ya mencionamos en el punto anterior, la Resolución 394 tuvo como objetivo inicial mantener aislada la Argentina de los vaivenes internacionales en el precio del crudo, y en consecuencia defender el poder de consumo del ciudadano argentino, ya que esto suponía precios de materia prima estables, y por lo tanto, precios de venta al consumidor estables

¹¹ Según estadísticas de la Secretaría de Energía y del Instituto Argentino de Petróleo y Gas.



Más allá de la discusión filosófica-política-económica acerca del objetivo de la resolución (podemos encontrar diferentes opiniones a favor y en contra de la misma, pero es difícil encontrar en la industria alguien que esté a favor), a los fines prácticos podemos decir que, por lo menos la resolución no ha logrado su objetivo, y siendo aún más arriesgados, que el resultado fue opuesto o contraproducente al objetivo original.

El espíritu de la resolución es entendible en un contexto como el que ocurrió entre fines del año 2007 y mediados del 2008, donde el valor del WTI llegó a valores inimaginables de 145 US\$ el barril, incluso se recordará algún Jefe de Estado que llegó a pronosticar que el valor del crudo llegaría a 200 US\$/barril. Imaginemos lo que hubiera sufrido el bolsillo del consumidor local, con la poca dinámica que tiene nuestro mercado local, si se trasladaba el valor del crudo de aquellos años a los surtidores. Desde ese punto de vista, podemos decir que fue positiva la resolución, pero por otro lado tuvo un error técnico gravísimo que fue **no entender como funciona una refinería y el mercado local de combustibles.**

La Resolución 394¹² grava con alícuotas impositivas a **todos los hidrocarburos que quieran ser exportados**: desde el petróleo que se procesa, hasta las Naftas que se producen, incluyendo el Gasoil, el Fuel Oil y el Gas Licuado (LPG). A grandes rasgos, sin entrar en detalles que son explicados con mayor precisión en el Anexo 3, la **retención impositiva a las exportaciones es móvil**, en función del WTI (ver gráfico N° 10, pg.26) y/o el marker el producto que se quiera exportar, hasta un cierto valor limite donde la alícuota de retención es fija en 45% nominal (31% efectivamente retenido por el fisco). Esto último es lo que ocurre en la actualidad, el valor del WTI es tan bajo que independiente de cuanto sea el valor del mismo, la retención es fija del 31%.

¹² Ver Anexo 3, texto de la Resolución 394.



El error conceptual que tiene la Resolución, justamente es que grava con impuestos indiscriminadamente a **todos** los productos, en lugar de hacerlo sólo con aquellos que demanda el mercado local: gasolinas Común, Súper, Premium, y Diesel Común o Premium, de modo tal que 'obligue' al downstream a vender estos productos en el mercado local a un precio 'local'.

Pero no es así, la Resolución 394, **grava a productos** como la Nafta de bajo octano, la Nafta para petroquímica, el Fuel Oil, que son 'sub-productos' que la refinería genera mientras produce aquellos combustibles que requiere el mercado local¹³. Estos sub-productos **no se consumen en el mercado local**, o mejor dicho, hay excedente de estos productos en función de la demanda local.

El mercado local demanda, referido a los sub-productos, Fuel Oil y Nafta Común (bajo octano). Pero la refinería produce¹⁴, en función de una cierta dieta de crudo, un volumen superior a esta demanda, generando excedentes que deben ser exportados. Y, atención que esta demanda local de FO y Nafta de bajo octano no está deprimida por alguna coyuntura, simplemente no la hay o es mínima, y no habrá incremento, mas bien irá declinando con el tiempo.

Estos sub-productos impactan en la operación y el margen de una compañía del downstream. Dado que la capacidad de almacenaje no es ilimitada, y la refinería opera en forma continua (no para nunca), si no se lograra vender estos sub-productos, sería necesario **parar** la refinería, y por lo tanto dejar de producir el Gasoil y Naftas que requiere el mercado local. Por lo tanto a estos sub-productos no hay otra opción que exportarlos.

El gravamen que plantea la Resolución 394 sobre estos sub-productos, o excedentes 'exportables', impactó en gran medida en el margen de las compañías (refinadoras principalmente).

¹³ Ver Anexo 4, Esquema simplificado de una refinería. Producción de combustibles.

¹⁴ La optimización de una refinería en realidad es un tema bastante más complejo. Se utiliza



Según la dieta de crudo y la complejidad de la refinería, los sub-productos pueden llegar a representar el 25% de lo producido por una refinería. La retención que plantea la Resolución 394 genera que el precio de exportación de estos sub-productos sea menor que el precio del petróleo!!!

¡Es decir, que el 25% de lo que la refinería produce lo vende a un precio por debajo del costo de la materia prima! Cualquier rama de la industria, empresa o compañía que soporte un quebranto operativo del 25% deberá compensarlo en algún otro portafolio de productos, y este es: el mercado local.

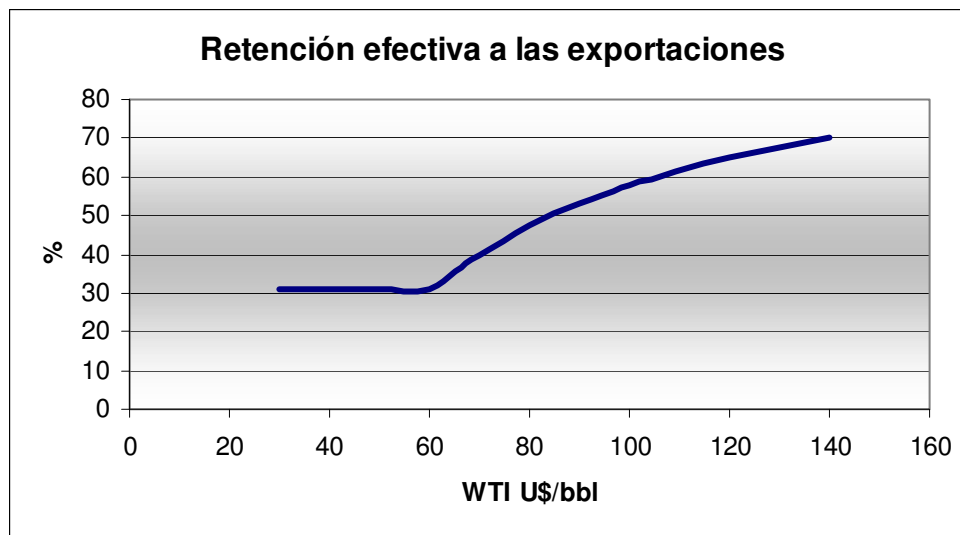


Gráfico N°10 Fuente: elaboración propia a partir de datos Boletín Oficial de la Nación

un modelo de ecuaciones lineales que optimiza la operación de la refinería y/o el margen integrado de una compañía. Por ejemplo, es intuitivo pensar que conviene reducir el proceso de crudo de una refinería para minimizar el impacto negativo que genera el excedente de los sub-productos exportables. Pero no debemos perder de vista que estamos obligados a suplir el market share local que nos planteamos o venimos abasteciendo, según se vio anteriormente nos 'obliga' las resoluciones 1679 y 25. Por lo tanto, se podrá reducir el proceso de crudo hasta el nivel tal que la refinería produzca la demanda local que se 'debe' abastecer. Si quisiera reducir una gota más el proceso de crudo (análisis marginal) debería empezar a importar producto. Esta ecuación en general es negativa: el Import Parity del Gasoil es mayor que el netback local.



5. SITUACIÓN DEL MERCADO DE COMBUSTIBLES EN ARGENTINA: FALTANTES Y EXCEDENTES, MARKET SHARE

El mercado de combustibles en Argentina es en principio un mercado abierto, con precios libres.

Se puede decir que, en función de:

- La demanda actual de combustibles: Gasoil 13.85¹⁵ Mln m³/año + Naftas 5.5¹⁵ Mln m³ /año.
- La capacidad y complejidad de refinación: 36 Mln m³/año de capacidad de proceso de petróleo. De los cuales, aproximadamente un 35% corresponden a Gasoil y un 25% a Naftas (Común, Súper y Premium).

Argentina es deficitaria o **'corta' en Gasoil y superavitaria o 'larga' en Naftas.**

Que sea 'corta' en Gasoil significa que hasta el año 2008 las compañías petroleras tuvieron que **importar** aproximadamente **1.0 Mln de m³/año** para abastecer la demanda local. Aún operando a máxima capacidad el parque refinador, se da esta situación.

'Larga' en Naftas significa un **excedente** de aproximadamente 3 Mln de m³/año, en general naftas de baja octano. Este excedente de Naftas (sub-productos mencionados en el apartado 3), en general se exporta.

Ya se ha explicado brevemente en el punto 4 y en el punto 6, qué razones llevaron a este desbalance en nuestro país entre los dos principales combustibles.

¹⁵ Según datos Secretaría de Energía (Ministerio de Planificación Federal Inversión Pública y Servicios) año 2008

El market share de Gasoil en el país, según cifras del año 2008¹⁵:

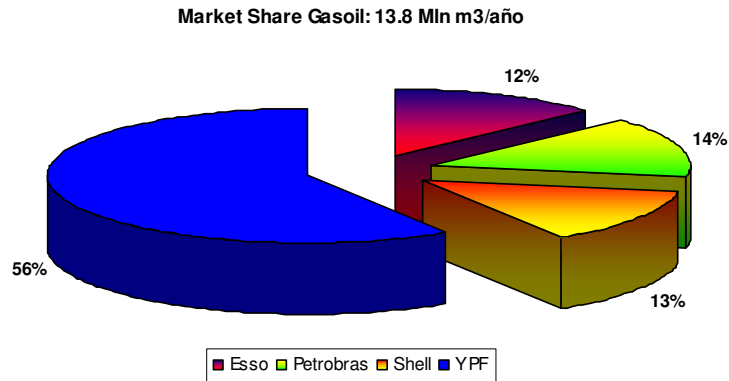


Gráfico N°11 Fuente: elaboración propia a partir datos Secr. Energía

Es para destacar el peso que tiene YPF en este y todos los segmentos.

El market share de Naftas no es muy distinto al caso del Gasoil, solamente aparecen algunos jugadores regionales como Refinor:

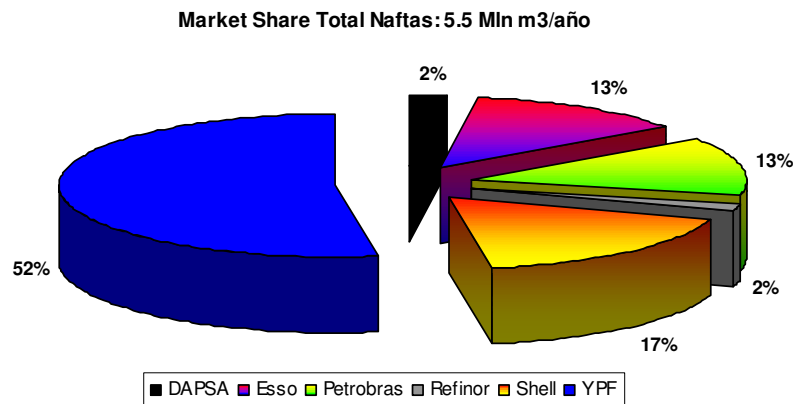


Gráfico N°12 Fuente: elaboración propia a partir datos Secr. Energía



6. MARKERS INTERNACIONALES: WTI, BRENT Y OTROS. MÁRGENES DE REFINACIÓN

Hemos mencionado el excedente que tiene el país en naftas, pero cómo hace un productor para exportar estos sub-productos.

Imaginemos que un refinador quiere realizar una transacción en Argentina, más precisamente una venta de un volumen importante de gasolina, por ejemplo a Brasil. Comprador y vendedor tienen que ponerse de acuerdo en el volumen, la fecha de entrega y la calidad del producto. En cuanto a las dos primeras variables, en principio es algo más sencillo de acordar entre las partes. Veamos porque: el vendedor podrá ofrecer un cierto *volumen* del que dispone, el cual puede surgir, por ejemplo, a partir del excedente entre lo que produce la refinería y la demanda local (sub-productos mencionados en el punto 4). La *fecha* de entrega/recepción surgirá de una serie de variables tales como la disponibilidad del producto, del flete (el barco para llevarlo hasta destino) y la capacidad de almacenaje por parte del comprador para recibir el producto.

Luego, ponerse de acuerdo en la calidad de una gasolina es bastante más complejo. Una gasolina es un corte liviano que se produce a partir del petróleo. Su composición es muy distinta según el crudo que se procese, y según los procesos productivos con que cuenta la refinería (ver Anexo 4). Una gasolina es un corte entre determinados rangos de ebullición: es más pesado que el gas licuado LPG y más liviano que el Diesel, pero más allá de esto, está compuesta por una gran variedad de hidrocarburos y otras sustancias.

Por lo tanto, si bien existen ciertos parámetros como el número de octano, que ayudan a clasificar las naftas¹⁶ (por ej. en las estaciones de servicio argentinas

¹⁶ Nafta es como se conoce en nuestro país a la Gasolina en el resto de Latinoamérica. Esto a veces lleva a confusión, ya que Naphtha, en inglés, es un producto que si bien es producido por la refinería, se utiliza en la industria petroquímica, y no como combustible.



se clasifican en Nafta Grado 1 o Común con un número de octano o Ron mayor a 83, Grado 2 o Súper con Ron mayor a 93 , y Grado 3 o Premium con Ron mayor a 97), el resto de las variables que definen una gasolina puede ser infinito, tanto como los distintos tipos de hidrocarburos que la componen.

Para ello se busca una referencia, un punto en el que comprador y vendedor se ponen de acuerdo: el **marker** o precio de referencia. Un buen marker tiene que existir en un mercado líquido o cuasi-perfecto, de modo tal de asegurarnos que siempre haya una cotización disponible, y obviamente ser adecuado, en términos de calidad, al producto que va ser objeto de la compra-venta.

Lo bueno es que al ponerse de acuerdo entre comprador y vendedor en qué marker se va a considerar para negociar el precio, de alguna manera se han sentado las bases para una cierta calidad de gasolina, a partir de la cual, si la calidad de la gasolina que ofrece el refinador está por encima de la calidad del marker, podrá negociar un “premio” sobre el marker, o si la calidad es menor, el vendedor podrá reclamar un “descuento”.

Cuando el producto objeto de venta coincide en la mayoría de las variables de calidad que definen al marker, se dice que el precio es ‘flat’, que no percibe premio o descuento sobre el mismo.

Para el ejemplo de la venta de una gasolina podemos tomar como referencia markers del US Golfo de México (USGC), de la Costa Oeste de EEUU (USWC), de Europa (Róterdam o MED) o del Sudeste Asiático.

Lo más lógico, si vamos a realizar una operación entre Argentina y Brasil, es ‘mirar’ al marker del mercado más cercano, por ejemplo el USGC. Existen publicaciones (Platts, Reuters) diarias que reflejan estas cotizaciones para todos, o la gran mayoría, de los productos que produce una refinería. Para el caso de la venta de una gasolina, si miramos al USGC, encontraremos tres grados de



gasolinas, en función del número de octano, para usar como referencia: Unl87¹⁷ (unleaded gasoline, gasolina sin plomo¹⁸), Unl89, Unl93.

Supongamos que el refinador quiere vender por ejemplo una gasolina similar a una Nafta Común¹⁹ de bajo octano. Utilizaremos entonces el marker Unl87.

Ahora sí, una vez que comprador y vendedor se ponen de acuerdo en el marker, podemos empezar la negociación por calidad. El comprador puede exigir que la gasolina tenga un cierto contenido de azufre máximo permitido en función de la legislación de su país, y si por ejemplo la gasolina que el refinador le ofrece vender está por encima de ese valor máximo, exigir un descuento sobre el marker, ya que esta gasolina con alto azufre no le servirá para venderla directamente en las estaciones de servicio de su país sino que tendrá que mezclar con alguna otra gasolina de menor contenido de azufre para cumplir con la especificación de su país.

¹⁷ Los números 87, 89 y 93 corresponden, cada uno, a la suma del número de octano (RON) más MON dividido 2. En el caso de la Unl87, esto coincide aproximadamente con una Nafta Común.

¹⁸ El plomo se utilizó desde los años '20 hasta mediados de los años '90 como mejorador del número de octano en las gasolinas. Pero, en mayor medida, se utilizó a partir de la crisis del petróleo en los '70, luego de que la guerra de Yom Kippur afectó fuertemente el precio del petróleo. Esto hizo que la industria automotriz empezara a producir motores cada vez más chicos y eficientes, buscando optimizar el consumo de combustible, para esto se requirió un mayor número de octano. Una forma de conseguirlo era adicionando Tetraetilo de Plomo. En la Argentina, y en la mayoría de los países, desde hace más de diez años que está prohibido adicionar plomo a las gasolinas. En la mayoría de los países se reemplazó con etanol, en otros con MTBE (metil tert-butil éter), compuesto que ya algunos países, y algunos estados de los EEUU (California) también, han empezado a prohibir, pues algunos estudios indican que sería responsable de contaminación en las napas freáticas.

¹⁹ No es casualidad el ejemplo de la Nafta Común: hace aproximadamente 5 años que no hay excedente de Naftas de alto octano en la Argentina para exportar. Como se mencionó en el punto 5, Argentina es "largo" en Naftas de bajo octano y "corto" en Gasoil.



Así como ocurre con el ejemplo del contenido de azufre, se puede negociar sobre otras variables que sea necesario para nuestro producto por la razón que fuere (legislación local, futura mezcla para generar algún otro producto, una buena oportunidad de negocio, etc.). Lo importante es que la negociación será ahora más racional al haberse definido el marker o precio de referencia.

Luego, la coyuntura del mercado en el que se opera, si un mercado está largo o corto en el producto, si el vendedor necesita vender presurosamente el producto porque no cuenta con capacidad de almacenaje, si el comprador necesita el producto con urgencia para evitar stock outs en depósitos o en estaciones de servicio, si el comprador es un refinador que necesita el producto pues ha tenido que parar una unidad de la refinería por tareas de mantenimiento, son adicionales que pueden llevar a que el precio final esté más o menos alejado del marker, pero esto será parte de una muy interesante negociación, que no es la intención ser desarrollada en este tratado.

Así como existen markers para productos, existen markers para algo muy importante: el petróleo crudo, la materia prima para generar estos productos.

A grandes rasgos esto se debe a dos causas: 1) la mejora en la calidad del parque automotor local que hace que la demanda de Nafta Común caiga año tras año, y 2) un efecto fiscal en el país que afecta en menor medida el precio final del Gasoil frente al precio final de las gasolinas, generando que el precio final del Gasoil siempre sea menor que el precio en surtidor de las Gasolinas. ¿Por qué? Básicamente porque en los '70 se diseñó una matriz de transporte público que funciona principalmente con Gasoil, y en línea con esto se subsidió impositivamente el precio del mismo. El problema es que la diferencia entre el precio de la nafta y el gasoil fue tal, que el mercado entendió el valor de este menor precio y se volcó a la compra de automotores con motor diesel. Muy diferente fue por ejemplo el caso en Brasil donde sólo el transporte público sí está subsidiado con un Gasoil más barato, pero no se permite a los particulares la compra de automotores diesel, permitiendo equilibrar el consumo de combustible.



Existe diversidad de referencias o markers, pero en nuestro país y en todo América, en general cuando se quiere negociar el precio de un crudo se utiliza como referencia el valor del WTI²⁰

El WTI (West Texas Intermediate) es un crudo de la zona de Cushing, Oklahoma, EEUU, que podríamos definirlo como 'liviano' ya que al refinarlo, produce más productos 'blancos' como gasolinas, diesel, que 'residuos' como el Fuel Oil (combustible más barato, utilizado en centrales térmicas, por ejemplo). Es un marker que presenta liquidez, que por la zona de producción en que se encuentra, nunca tendrá problemas de transporte que puedan llegar a influir en su cotización, y transformarlo en un crudo de consumo sólo local.

Esto es, el WTI está situado en una zona con gran cantidad de oleo/poliductos lo cual permite que la producción pueda ser casi siempre colocada en alguna refinería, evitando que el flete pueda impactar en el precio del WTI más allá del costo de flete promedio de mercado, por alguna coyuntura local.

Así como el WTI, existen infinidad de otros markers para petróleo, por ejemplo en Europa el crudo Brent. Otro crudo 'liviano', similar al WTI, que se produce en el Mar del Norte.

Ya conocimos qué es un marker tanto para el petróleo como para sus productos derivados. A partir de esto, podemos entender qué es lo que se conoce como el margen de refinación. El **margen de refinación** es una simple suma del precio de los productos que genera una refinería, menos el costo de la materia prima.

²⁰ Sin embargo existen algunos detractores del WTI como marker. J. Blas dice: *"El problema del WTI tiene localización: Cushing, un pequeño pueblo (8.371 habitantes) en medio de Oklahoma, en EEUU. Allí se encuentra un importante nudo de oleoductos, y también el punto de entrega de contrato de futuros sobre el WTI que cotiza en la Bolsa Mercantil de Nueva York (Nymex). A diferencia de los contratos de crudo Brent, que se cierran mediante transacciones financieras, los de WTI implican la entrega física del petróleo, precisamente en Cushing. Por eso, el nivel de inventarios allí es clave. Ahora, una combinación de falta de capacidad de almacenamiento, entrada masiva de crudo canadiense y la caída de la demanda por el mantenimiento de varias refinerías, ha inflado los inventarios. Los analistas, por eso, consideran que el WTI ya no refleja*



Esta cuenta, que parece muy simple, en realidad es bastante más compleja ya que tiene implícitos varios conceptos, a tener en cuenta:

- Complejidad de la refinería: no tendrá un margen similar una refinería que por su hardware sólo puede producir un 30% de Naftas y Gasoil, que una refinería que es capaz de producir un 60% de estos productos.
- Coyuntura del mercado en que está situada la refinería: no será lo mismo el precio de un producto en Europa o EEUU en el verano boreal, que en América del Sur. Ejemplo: en el verano del hemisferio Norte ('driving season'), el precio de las gasolinas es mucho mayor que el gasoil en esa misma zona, y mayor que el precio de las gasolinas en el hemisferio Sur.
- La ubicación de la refinería: esto define el costo de transporte o flete para 1) acceder al crudo que se utilizará como materia prima; 2) vender los productos terminados.

Así como existen markers, existen márgenes de refinación que actúan como referentes: margen de Róterdam (RBC, por sus siglas en inglés Róterdam Brent Complex), margen de la costa oeste de EEUU (USWC), margen del Golfo de México (USGC), y tantos otros. El margen de refinación es una herramienta de suma utilidad para saber cómo puede performar mi refinería. Teniendo en cuenta las variables mencionadas (hardware, costo de flete, crudo procesado) puede definir cuál margen de refinación internacional aplica a mi refinería. Esto me servirá para aproximadamente saber qué margen operativo puedo esperar. Para redondear el concepto de margen, debemos introducir otro concepto: el **crack**. Se trata simplemente de la diferencia entre el valor del WTI/Brent y el valor de un producto. Ejemplo: el WTI tiene una cotización de 50 US\$/bbl, el crack de la gasolina Uni87 es +7 US\$/bbl, entonces el valor de la misma será 57 US\$/bbl.

lo que sucede en el mercado global, sino la situación local en Cushing. La situación ha provocado que el Brent sea la referencia más seguida, secundada por el LLS y el Dubai."



La utilidad del crack es que permite al precio de los productos independizarse del valor de referencia del WTI. Se puede tener una idea clara de qué pasa en un mercado si por ejemplo el crack de las gasolinas es +14 US\$/bbl, el del Gasoil es +3, el del FO -7: muy probablemente estemos en el verano boreal, y fíjense que no fue de necesario conocer el valor del WTI.

La utilización de cracks es de validez no sólo para aquellos mercados que siguen el WTI, sino obviamente también a los mercados que siguen al Brent o cualquier otro petróleo crudo.

Ahora, definido qué es un crack podemos plantear un ejemplo para el cálculo del margen de refinación.

Supongamos que tenemos una refinería que se encuentra en América del Sur y por la complejidad de sus instalaciones, el margen de refinación referente que mejor aproxima sería el RBC.

El RBC se construye a partir del precio de un crudo (ej: Brent a 40 US\$/bbl), ciertos cracks para productos y el costo del flete:

Refinery Products	Refinery Yields	Product Cracks, US\$/bbl	Product Prices, US\$/bbl	Gross Product Value, US\$/bbl
LPG	5.6%	-26.63	13.37	0.75
Tops/Naphtha	8.4%	-3.34	36.66	3.04
Gasolinas	27.4%	13.45	53.45	14.65
Kero/Jet A1	10.4%	7.39	47.39	4.93
Gasoil 10ppm azufre	18.7%	7.74	47.74	8.93
Gasoil 1500 ppm azufre	14.4%	5.24	45.24	6.51
Fuel oil bajo azufre	11.4%	-7.15	32.85	3.64
LSLR Export	0.7%	0.66	40.66	0.27
Componente Alto Octano	0.8%	43.66	83.66	0.67
				43.39
		Brent FOB	-	40.00
		Flete	-	0.90
		Perdidas y consumos	-	0.16
		Costos operativos	-	0.11
		Rotterdam Brent Complex	=	2.22

Tabla 1

Los rendimientos son fijos (es el hardware que tengo en mi refinería), el precio del crudo y los cracks son variables de mercado, al igual que el flete.

En este ejemplo el RBC es 2.2 US\$/bbl, esto implica que por cada barril que procese en esta refinería, obtendré 2.2 US\$.

Es fácil imaginar entonces el impacto de las retenciones a las exportaciones en este margen de refinación....

Lo que llamamos Tops/Naftas (8.4% vol) en la tabla 1, es uno de los excedentes exportables, el otro es el Fuel Oil (aproximadamente la mitad se vende en el mercado local 6.7%, y el restante 6.7% se exporta). Una parte de las gasolinas de bajo octano genera excedentes, digamos un 4.9% de los 27,4% producidos.

Con esto tenemos un saldo exportable de 20%, veamos que ocurre con el margen de refinación afectado por una retención de 31%, que corresponde según la Resol. 394 para un crudo a este valor: ES NEGATIVO.

Refinery Products	Refinery Yields	Product Cracks, US\$/bbl	Product Prices, US\$/bbl	Gross Product Value, US\$/bbl
LPG	5.6%	-26.63	13.37	0.75
Tops/Naphtha	8.4%	-3.34	36.66	2.10
Gasolinas	27.4%	13.45	53.45	13.85
Kero/Jet A1	10.4%	7.39	47.39	4.93
Gasoil 10ppm azufre	18.7%	7.74	47.74	8.93
Gasoil 1500 ppm azufre	14.4%	5.24	45.24	6.51
Fuel oil bajo azufre	11.4%	-7.15	32.85	3.08
LSLR Export	0.7%	0.66	40.66	0.27
Componente Alto Octano	0.8%	43.66	83.66	0.67
				41.09
		Brent FOB	-	40.00
		Flete	-	0.90
		Perdidas y consumos	-	0.16
		Costos operativos	-	0.11
		Rotterdam Brent Complex	=	-0.08

Tabla 2



Por supuesto que los cracks propuestos son una 'foto' a lo largo de un año, pero no deja de ser bastante representativa de un promedio anual. Adicionalmente, pensemos que hasta aquí solo cubrimos los costos operativos de la refinería, todavía falta solventar los costos de transporte del producto terminado desde la refinería a las estaciones de servicio, el costo operativo de las mismas, más la altísima carga impositiva a los combustibles en surtidores.

Bajo este esquema de negocios, una compañía del Downstream para obtener un margen break.even, ni siquiera positivo, la alternativa que tiene es ajustar los precios locales, para compensar la pérdida debido al impacto de la retención a las exportaciones.

7. PRECIO DEL COMBUSTIBLE EN LAS ESTACIONES DE SERVICIO.

Según vimos, en la actualidad con el precio del WTI a 40 US\$/bbl los refinadores pagan 42 US\$/bbl por un crudo liviano local de menor calidad. Entonces, cuando se exporta los excedentes como Fuel Oil y Nafta de bajo octano, se hace ajustándose al valor internacional del crudo WTI, cuyo precio es menor que la materia prima local! Además, a esto hay que agregarle la retención a las exportaciones que rige la Resolución 394.

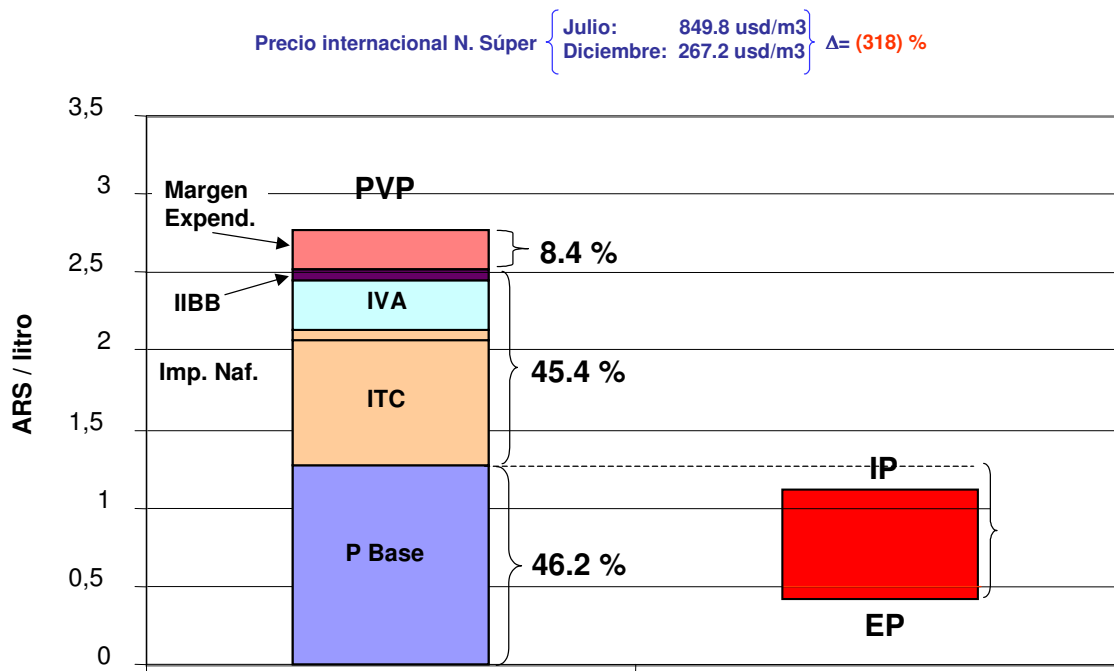
Por ejemplo: el Fuel Oil para producirlo, se compra crudo pesado local a 39 US\$/bbl, y al exportarlo se obtiene un precio alrededor de 18 usd/bbl. Algo similar ocurre con la Nafta.

Entonces, nuevamente, una compañía que refina y comercializa combustibles para conseguir un margen break even, ni siquiera positivo, tiene que aumentar los precios en los surtidores para compensar la pérdida en el mercado externo.

Todo esto bajo el supuesto que el tipo de cambio se mantenga en 3.5 ARS/USD. Cuando se menciona que en el año 2008 aumentaron un 30% los combustibles, en realidad es consecuencia del aumento del crudo – se compra en dólares y pasó de 42 a 47- y del tipo de cambio, que subió de 3.14 a 3.5. Eso es exactamente lo que aumentaron los combustibles.

Debajo podremos observar la alta carga impositiva que soporta la Nafta Súper. El precio en surtidor se compone de un 45% de impuestos, 8% margen de las EESS y el restante 46% se debe a las compañías petroleras.

Estructura de Precios Nafta Super (Dic'08)

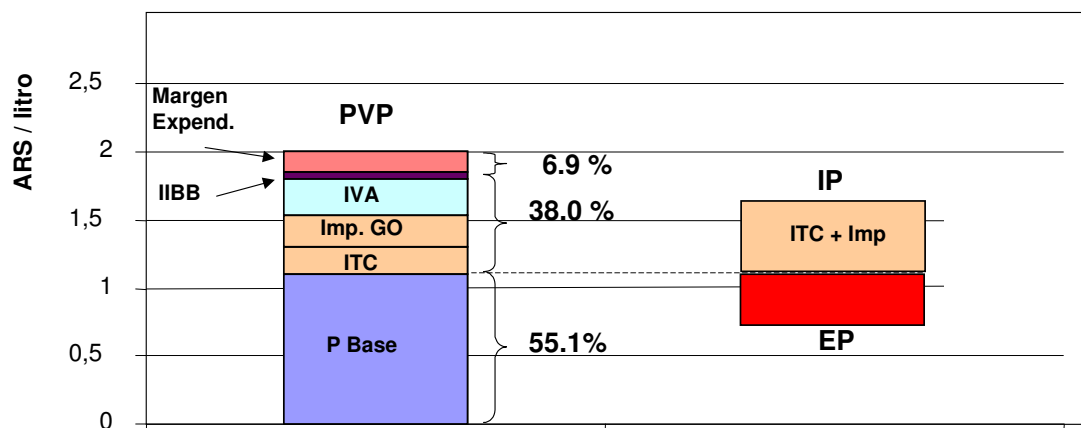


Se puede observar la diferencia entre la paridad de exportación (EP) o importación (IP) en Diciembre de 2008 en comparación con el precio de venta al público (PVP) local.

Algo similar ocurre con el Gasoil. También se puede notar lo mencionado en capítulos anteriores, que la presión impositiva sobre el Gasoil es menor en comparación con las naftas.

Estructura de Precios Gas Oil (Dic'08)

Precio internacional Gas oil { Julio: 992.60 usd/m³
Diciembre: 395.07 usd/m³ } Δ= (251) %





8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Como hemos notado en el presente trabajo, la historia del petróleo y la energía en nuestro país ha sido, y es, muy particular y compleja.

La intervención del estado en el mercado local petrolero ha sido una constante. En estos últimos años, las distintas Administraciones Públicas han elegido ese camino. Hemos repasado y entendido las consecuencias.

De acuerdo a lo planteado y desarrollado en los puntos anteriores del trabajo, podemos afirmar entonces que el precio de las naftas y el gasoil no ha acompañado la caída del precio internacional del petróleo debido principalmente al impacto de las **regulaciones internas** (Resolución 394) que no permiten un mercado totalmente libre. Esta resolución ha producido que:

- a. Los productores de crudo no tengan incentivos, ya sea para aumentar su capacidad de producción actual o invertir en nuevas exploraciones. Esto ha conducido a que la negociación del precio del crudo local entre productores y refinadores sean muy complejas.
- b. Los refinadores tengan que pagar un precio por la materia prima casi fijo, a veces superior al valor internacional, mientras que el 25% de los productos que generan (excedentes exportables) reciban retenciones del orden de 31%. Adicionalmente, algunos otros productos terminados que se comercializan en el mercado local, como el fuel oil, también han visto afectado su precio (menor) ya que en la negociación del precio, el comprador considera que la alternativa del refinador para vender ese producto es el export parity con retenciones.



Una segunda razón es la **estructura del precio** de los combustibles en las estaciones de servicio de la Argentina: 45% corresponden a **impuestos** internos, más allá de las retenciones según la Resolución 394.

Un artículo muy interesante²¹ compara la situación en el mercado local con el mercado en Estados Unidos.

Por un lado Argentina, un país en desarrollo, autoabastecido en términos de petróleo, por otro lado EEUU un país desarrollado con un déficit de crudo enorme (importa la mitad de lo que consume)

En la estructura del precio de la Nafta Súper se pueden identificar tres factores económicos: las petroleras, el fisco y los operadores de estaciones de servicio.

En la Argentina, el precio que pagan los consumidores por litro de Nafta Súper se distribuye de la siguiente manera: petroleras (46,2%), fisco (45,4%) y estacioneros (8,4%). En Estados Unidos, la estructura del precio de la Nafta Súper muestra una distribución completamente distinta: petroleras (86%), fisco (11%) y estacioneros (3%). Es más que elocuente la respuesta de por qué se paga más caro el combustible aquí.

La otra razón que influyó para que los precios de los combustibles subieran en los últimos meses fue la **devaluación** del Peso Argentino. Cuando aumenta el Dólar se hace necesario trasladar ese incremento a los precios finales, pues las transacciones por la compra del petróleo en Argentina se hacen en dólares, y la mayoría de los productos se venden en pesos. Por lo tanto, si el Peso se devalúa, se necesitan más pesos para comprar la misma cantidad de materia prima.

Adicionalmente, para responder por qué la Nafta local no desciende al bajar el precio internacional del petróleo, es bueno aclarar que la refinería que la produce debe hacer frente al costo de su principal insumo, el petróleo crudo. Cuyo precio, en la Argentina, está fijo en valores que oscilan entre 42 y 47 dólares por barril para sus variedades pesado y liviano respectivamente, precios que le permiten

²¹ Diario Critica, 2 de Diciembre de 2008. J.J Aranguren (Presidente de Shell Argentina)



al productor local recibir un ingreso neto de gastos entre un 55% y un 33%, respectivamente, superior al que recibe cuando exporta.

Más aún, si volviéramos el reloj atrás y nos situáramos en la relación que regía libremente los acuerdos entre refinadores y productores de petróleo crudo previo a la Resolución 394, hoy se estaría pagando 44% menos en pesos por el petróleo crudo pesado local, lo cual permite explicar en parte por qué el precio de los combustibles ha aumentado aproximadamente un 30% en el año 2008.

Podemos utilizar como contraejemplo o para reforzar esta tesis lo que ha ocurrido durante el periodo 2007-2008 donde el precio del WTI aumentó de 54 usd/bbl en Enero de 2007 a 134 usd/bbl en Junio de 2008, esto es un **incremento del 247%**, mientras que el precio de los combustibles locales apenas subió un 40-60%²², en ese mismo período.

Una recomendación muy simple que se puede aplicar inmediatamente es:

- **Eliminar la retención** a las **exportaciones** de productos que **no son de consumo** (o hay excedente) en el ámbito **local**: ya vimos que el Fuel oil y la nafta de bajo octano al ser afectadas por las retenciones castigan el margen de refinación, produciendo el efecto inverso al deseado por el gobierno que era mantener el precio fijo de los combustibles en las EESS fijo. Esto permitirá recomponer el margen del Downstream y mantener en stand-by las presiones sobre el precio en surtidores.

Una solución más meditada y consensuada en el tiempo, pero sin dejar de escapar la coyuntura actual donde el precio internacional del petróleo es bastante cercano al precio del crudo local, deberá tener en cuenta **destrabar toda esta maraña administrativa e impositiva** que regula y condiciona el libre mercado del sector de combustibles, y energético también.



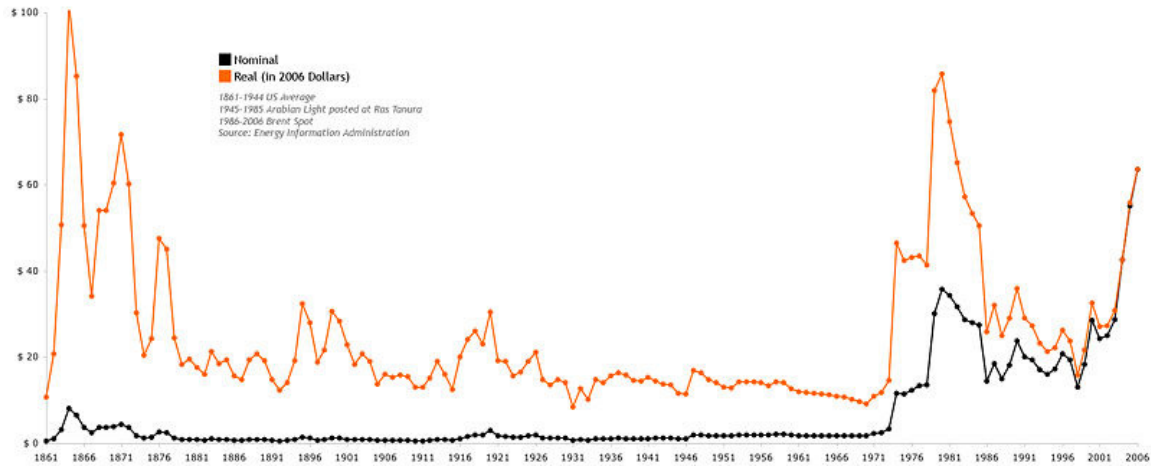
Ya repasamos el daño que ha hecho este tipo de decisiones gubernamentales, tanto en la producción de petróleo como en la refinación.

Parafraseando a Aranguren: *'Sin duda, ha llegado el momento de revisar si la política de aislarnos del mundo permitirá un desarrollo armónico y sustentable de nuestra economía'*, así como la del sector energético en particular.

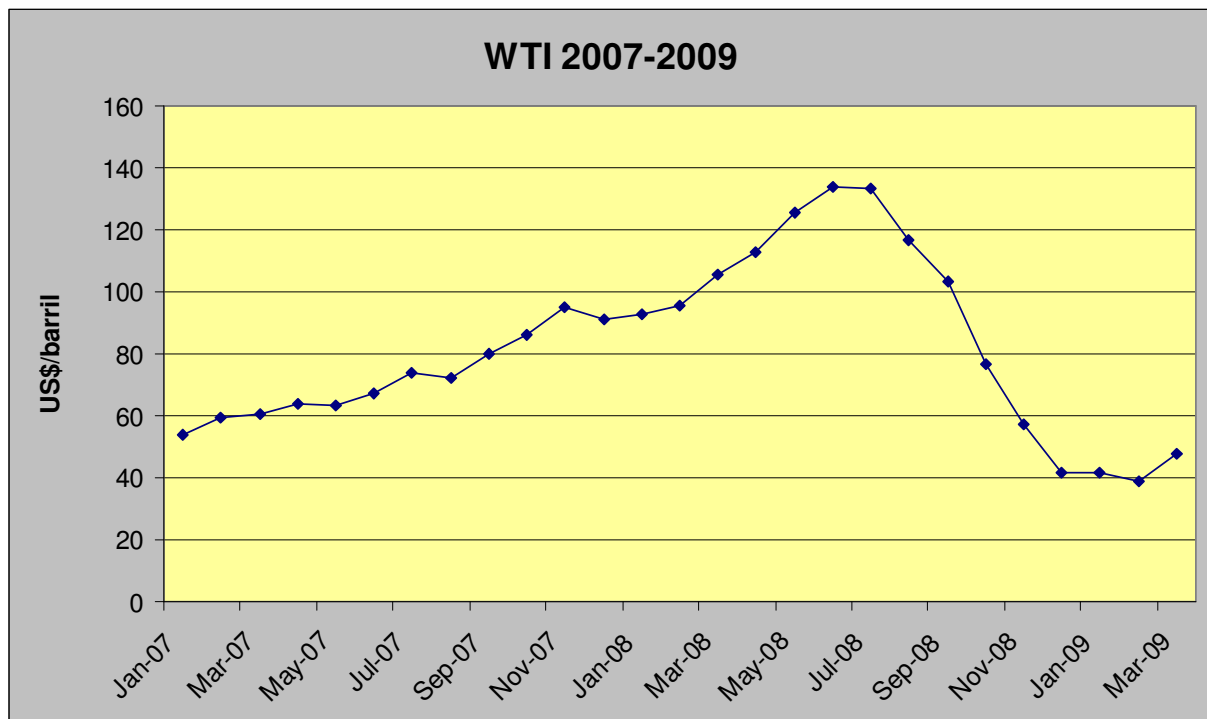
²² Ver Anexo 5, datos del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios

ANEXOS

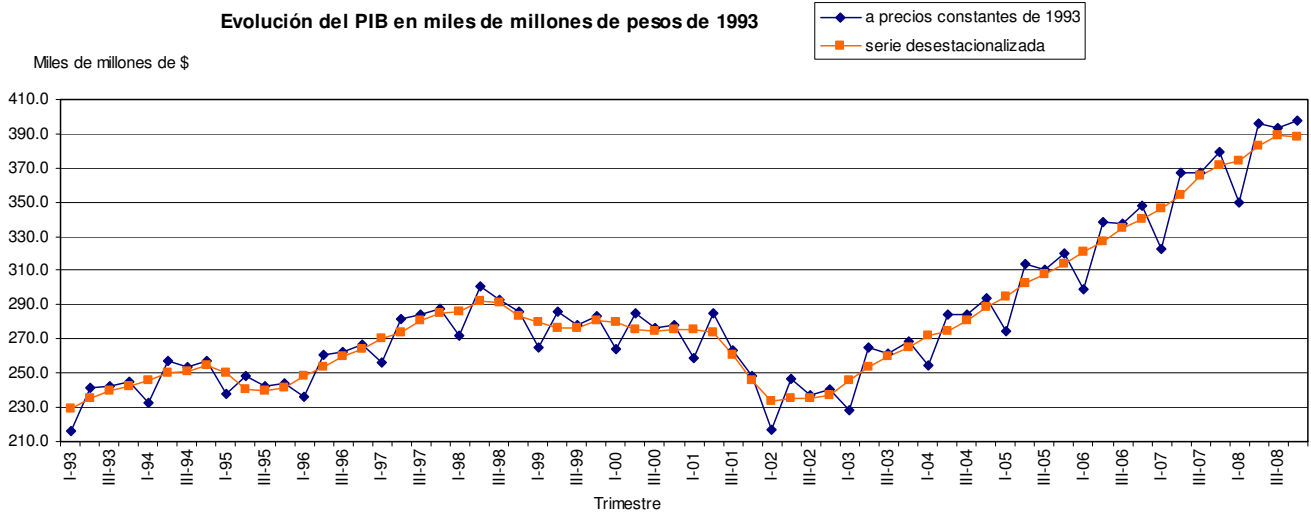
ANEXO 1: Evolución del precio del crudo/WTI.



Debajo, se puede observar la evolución del WTI (West Texas Intermediate) desde los años 2007 a 2009. Se considera al WTI como uno de los referentes más importantes para conocer el precio del petróleo crudo en el mundo:



ANEXO 2: crecimiento del PBI argentino 1993-2008



ANEXO 3: Resolución 394: detalles técnicos y texto de la norma

Alícuota (f) de retención exportación de productos según Resol. 394/Nov 2007:

- Naftas: si $WTI > 60.9^*$ $\rightarrow f = (WTI - 42) / 42$; si $WTI < 60.9 \rightarrow f = 45\%$. Si la alícuota es 45% $\rightarrow 1 - 1/(1 + 45\%) = 31\%$ es la **retención efectiva**.

- Naftas bajo octano: si $WTI > 56^*$ $\rightarrow f = (Naphtha^{**} - 39) / 39$; si $WTI < 56 \rightarrow f = 45\%$.

- Fuel Oil: si $WTI > 61^*$ $\rightarrow f = (FO^{***} - 42) / 42$; si $WTI < 61 \rightarrow f = 45\%$

(*) Valores de Referencia según Anexo I, Resol 394.

(**) Precio internacional (Pi) de la Naphtha = Brent + crack Naphtha NWE

(***) Pi del FO = WTI + crack FO 1.0 NY



Texto de la norma:

Viernes 16 de Noviembre de 2007, Boletín Oficial N°31283.

Ministerio de Economía y Producción. EXPORTACION DE HIDROCARBUROS. Resolución 394/2007.

Modifíquense los derechos de exportación aplicables a un conjunto de hidrocarburos. Fíjense valores de referencia y de corte para hidrocarburos. Fórmula para el cálculo de la alícuota de exportación. Derógase la Resolución N° 532/2004.

Bs. As., 15/11/2007, VISTO el Expediente N° S01:0440641/2007 del Registro del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION, y CONSIDERANDO:

Que los precios internacionales del petróleo y sus derivados han registrado fuertes incrementos en los últimos meses, siendo por lo tanto necesario desvincular a la economía local de dichas circunstancias, protegiendo al consumidor de los posibles perjuicios que pudieren acontecer como asimismo atenuar su impacto sobre el nivel de actividad, empleo y precios internos.

Que por otra parte el ESTADO NACIONAL debe procurar captar las rentas extraordinarias que se generan en diferentes sectores de actividad, en especial cuando se trata de recursos naturales no renovables.

Que teniendo en cuenta lo manifestado, la situación descripta se observa con claridad en el sector de hidrocarburos.

Que aún después de deducidos los derechos de exportación que por esta resolución se establecen, la rentabilidad resultante será la adecuada para el giro normal de la actividad.

Que el Decreto N° 310 de fecha 13 de febrero de 2002 y sus modificaciones y complementarias, prorrogado por la Ley N° 26.217 y el Decreto N° 509 de fecha 15 de mayo de 2007 y sus modificaciones, establecieron los derechos de exportación aplicables a las posiciones arancelarias de la Nomenclatura Común del MERCOSUR (N.C.M.), consignadas en el Anexo XV de dicha norma.



Que por lo expuesto, se entiende conveniente modificar los derechos de exportación aplicables a un conjunto de estos productos, a fin de asegurar la competitividad de la economía nacional.

Que la Dirección General de Asuntos Jurídicos del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCIÓN ha tomado la intervención que le compete.

Que la presente resolución se dicta en función de lo previsto en las Leyes Nros. 22.415 (Código Aduanero), 25.561 y 26.217, la Ley de Ministerios (texto ordenado por Decreto N° 438/92) y sus modificaciones, y en uso de las facultades conferidas por el Artículo 3° del Decreto N° 809 de fecha 13 de mayo de 2002, el Artículo 2° del Decreto N° 645 de fecha 26 de mayo de 2004 y el Decreto N° 2752 de fecha 26 de diciembre de 1991.

Por ello, EL MINISTRO DE ECONOMIA Y PRODUCCIÓN RESUELVE:

Artículo 1° — Derógase la Resolución N° 532 de fecha 4 de agosto de 2004 del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION.

Art. 2° — Fíjense los valores de referencia y de corte para los hidrocarburos que figuran en el Anexo I que forma parte integrante de la presente resolución.

Art. 3° — Se define como precio internacional al precio de los hidrocarburos vigente en mercados de referencia considerados como tales por su representatividad y relevancia, como alternativa de exportación desde la REPUBLICA ARGENTINA.

Art. 4° — **Para todos los hidrocarburos** que figuran en el Anexo I y para el caso que el precio internacional supere o iguale al valor de referencia, **la alícuota de exportación se calculará con la siguiente fórmula:**

$$d = \frac{Pi - VC}{VC} \times 100$$

donde: d: Derecho de Exportación

Pi = Precio Internacional

VC = Valor de Corte



Art. 5º — Si el precio internacional fuera inferior al valor de referencia se aplicará una alícuota del CUARENTA Y CINCO POR CIENTO (45%).

Art. 6º — En el caso que el precio internacional del petróleo, fuese inferior a DOLARES ESTADOUNIDENSES CUARENTA Y CINCO (U\$S 45) por barril, se procederá a determinar los porcentajes a aplicar, en un plazo de NOVENTA (90) días hábiles.

Art. 7º — A los efectos de aplicar el valor del Precio Internacional (Pi) de los productos incluidos en el Anexo I, la Dirección General de Aduanas dependiente de la ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS, entidad autárquica en el ámbito del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION, considerará las cotizaciones diarias de dicho precio.

Art. 8º — La Dirección Nacional de Refinación y Comercialización, dependiente de la SUBSECRETARIA DE COMBUSTIBLES de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, fijará diariamente el precio citado en el Artículo 7º de la presente medida.

Art. 9º — Los productos incluidos en el Anexo II, que forma parte integrante del presente acto, para los cuales no se definieron valores de corte y referencia, tendrán una alícuota del derecho de exportación en porcentaje igual a la que resulte para el petróleo crudo. (Posición arancelaria 2709.00.10).

Art. 10. — Sustitúyanse en el Anexo XV del Decreto Nº 509 de fecha 15 de mayo de 2007 y sus modificaciones, los respectivos derechos de exportación para las posiciones arancelarias de la Nomenclatura Común del MERCOSUR (N.C.M.) que se enumeran en los Anexos I y II, que forman parte integrante de la presente resolución, los que serán calculados de acuerdo a lo establecido en los Artículos 4º, 5º y 9º de esta medida.

Art. 11. — Derógase toda normativa que resulte contraria a lo establecido en los artículos precedentes.



Art. 12. — La presente resolución comenzará a regir a partir del día siguiente al de su publicación en el Boletín Oficial.

Art. 13. — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. **Miguel G. Peirano.**

ANEXO I

US\$/barril	Valor de corte	Valor de referencia
Aceites crudos de petróleo	42	60.9
Naftas: para petroquímica	39	56
Naftas: Las demás	78	113
Fuel Oil	42	61

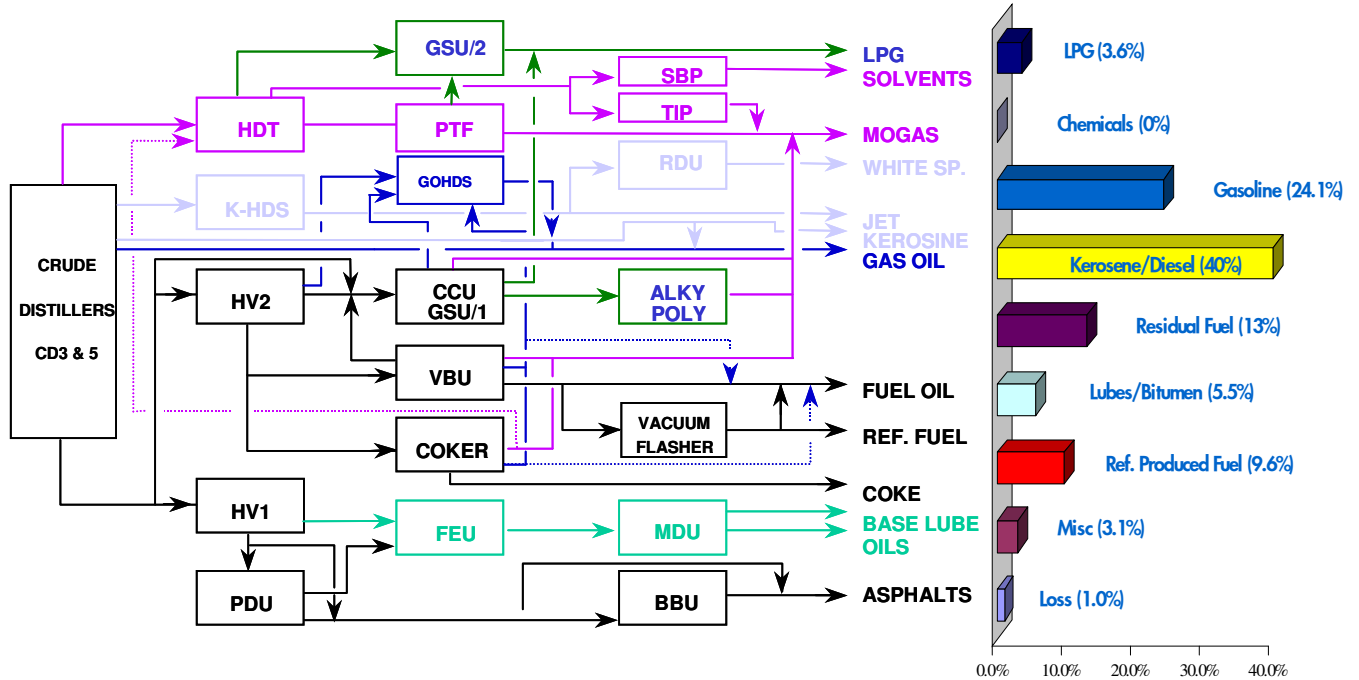
ANEXO 4: Esquema simplificado de una refinería.

Las compañías refinadoras, procesan el crudo para atender principalmente el mercado local: naftas, gasoil, principalmente, y en menor medida, fuel oil, lubricantes, combustible de aviación, asfaltos o bitumen, solventes, aguarrás, gas licuado para garrafas (LPG).

Los excedentes que llamamos sub-productos están incluidos en el siguiente esquema: Naftas de bajo octano y Naftas para petroquímicas dentro de 'Gasoline', mientras que el Fuel Oil es parte de 'Residual Fuel'.

Este perfil de productos puede cambiar, no significativamente, pero puede variar según: 1) el tipo de crudo que se procese

- 2) la complejidad (el hardware) de la refinería: hay unidades como CCU (Cracking Catalítico), el Coker que son unidades de conversión: procesan el 'fondo' del barril, lo más pesado, para transformarlo en productos 'blancos' de mayor valor como naftas o gasoil.



ANEXO 5: datos del Ministerio de Planificación Federal, Inversión y Pública y Servicios, Secretaría de Energía:

Precios Mínimos y Máximos en todo el país. sin ICLGN, excluyendo T del Fuego

Participación Volumen Ventas	\$/litro en EESS	Enero 2007		Junio 2008		Incremento porcentual	
		Min	Max	Min	Max	Min	Max
55.3%	Gasoil	1.02	1.763	1.539	2.769	51%	57%
20.0%	Gasoil Premium	1.351	1.579	1.829	2.709	35%	72%
2.6%	Nafta Comun	1.025	1.87	1.185	2.75	16%	47%
18.0%	Nafta Super	1.135	2.015	1.379	3.25	21%	61%
4.0%	Nafta Premium	1.309	2.198	1.649	3.551	26%	62%
						41%	61%



INFORMACIÓN BIBLIOGRAFICA

1. Publicaciones Platts.
2. La Nación, 22 de Abril de 2009.
3. R&D Shell Global Solutions
4. D. Yergin. La historia del petróleo.
5. A. Frondizi: Petroleo y política.
6. A. Sábató: Petróleo: dependencia o liberación.
7. G. Yeatts: El Robo del Subsuelo.
8. Decreto 632/72 Artículo 1°
9. Supply and Refinery economics (Shell).
10. Instituto Nacional de Estadísticas y Censos - Ministerio de Economía de la República Argentina.
11. Secretaría de Energía y del Instituto Argentino de Petróleo y Gas.
12. Boletín Oficial Nacional.
13. Daniel Montamat: La Energía argentina- otra victima del desarrollo ausente.
14. Documento: Propuesta para una política de estado para el sector energético argentino.
15. Diario Critica: nota J.J, Aranguren (Presidente de Shell Argentina).