



UNIVERSIDAD TORCUATO DI TELLA

Master of Business Administration Program

**El hidrógeno como nuevo recurso energético en
complementación con el mercado Argentino de
combustibles líquidos y GNC**

LUIS JUAN BERTENASCO

Tesis de Graduación

Tutor: Dr. Marcelo Celani

Junio de 2006

A Julieta, Luciano y Miriam...

Agradecimientos

Para quienes desde los comienzos, me alentaron a emprender este Executive MBA: a Adriana y Jorge Lantos, a Miriam, mis compañeros de trabajo y colegas.

Para quienes tuvieron a su cargo la instrucción e hicieron posible un mayor enriquecimiento intelectual, durante estos dos años (2004-2005), particularmente por su dedicación y especial atención. A mis compañeros de Executive, a quienes considero parte esencial en mi aprendizaje.

A quienes despertaron mi interés en nuevas energías; a José Manita, Ricardo Biasotti y un gran investigador, Daniel Pasquevich.

Agradezco en la realización de esta Tesis a; Daniel Montamat (Montamat & Asociados), Víctor Casalotti (IAPG), Daniel Pasquevich (CNEA), Roberto Cunningham (IAPG), Ignacio Barousse, quienes me orientaron y ayudaron en los aspectos específicos del conocimiento para, elaborarla y perfeccionarla.

A mi Profesor y Tutor Marcelo Celani, por su valiosa ayuda en la elaboración y diseño de esta tesis, por sus valiosos comentarios y sugerencias.

Finalmente dejo en claro que cualquier error remanente es de mi exclusiva y entera responsabilidad.

Capítulo I. Introducción

1.1 Marco teórico	Página 8.
1.1.1 Antecedentes	
1.1.2 Energías Alternativas	
1.1.2.1 Energías Alternativas no Renovables	
1.1.2.2 Energías Alternativas Renovables	
1.2 Justificación del trabajo	Página 18.
1.3 Objetivos y alcances	Página 19.
1.3.1 Objetivo general	
1.3.2 Objetivos específicos	
1.4 Metodología utilizada	Página 20.

Capítulo II. Evolución de la energía y el transporte

2.1 Breve reseña	Página 26.
-------------------------	-------------------

Capítulo III. Nuevo recurso energético

3.1 Descripción del recurso	Página 28.
3.2 Usos y aplicaciones del hidrógeno	Página 30.
3.3 La energía eólica	Página 32.
3.4 La transición hacia el hidrógeno	Página 33.

Capítulo IV. Los hidrocarburos, Petróleo y Gas (P&G)

4.1 Reseña **Página 36.**

4.2 Mercado de petróleo crudo y gas **Página 38.**

4.2.1 Mercado físico del petróleo

4.2.2 Mercado financiero del petróleo

4.2.3 El mercado del gas

4.3 La situación Argentina del Petróleo y Gas (P&G) **Página 45.**

4.3.1 La crisis energética en ciernes

4.4 La industria del Petróleo y Gas (P&G) **Página 51.**

4.4.1 Características

4.4.2 La contaminación

4.4.3 La descarbonización

4.5 Los combustibles líquidos en Argentina **Página 56.**

4.5.1 Introducción al proceso productivo

4.5.2 Descripción de la cadena de valor en el mercado petrolero

4.5.3 Los combustibles líquidos en Estaciones de Servicios

4.5.4 Características del mercado de combustibles líquidos

4.6 El Gas Natural y Gas Natural Comprimido en Argentina **Página 60.**

4.6.1 Introducción al gas natural (GN)

4.6.2 Descripción de la cadena de valor en el mercado del gas

4.6.3 Características

4.6.4 El mercado del Gas Natural Comprimido (GNC): introducción y participación.

Capítulo V. Análisis de precios

5.1 El WTI y los precios locales de combustibles, valores de referencia –en surtidor- expresados en u\$/Bbl **Página 68.**

5.2 Precios del Gas, GNC y Fuel Oil **Página 70.**

5.3 Precios administrados e imposibilidad de mantenerlos **Página 74.**

5.4 Precios de equilibrio para el hidrógeno **Página 78.**

Capítulo VI. Mercado del hidrógeno

6.1 Energía eólica para producción de hidrógeno **Página 79.**

6.2 Aplicación comercial del hidrógeno y economía asociada **Página 80.**

6.3 Análisis Político Económico Social y Tecnológico **Página 83.**

6.4 Fortalezas Oportunidades Debilidades y Amenazas **Página 85.**

6.5 Posicionamiento futuro **Página 86.**

Capítulo VII. Conclusión

Página 92.

Apéndice

A. La evolución del transporte en América	Página 95 .
B. El ciclo de la producción en los hidrocarburos (curva de Hubbert)	Página 102.
C.1 El papel de los crudos marcadores	Página 107.
C.2 La evolución del WTI y su análisis histórico (últimos 60 años)	Página 110.
C.3 La evolución del Henry Hub y su correlación con el WTI	Página 118.
D.1 La estructura del mercado de combustibles líquidos	Página 120.
D.2 La conducta del mercado de combustibles líquidos	Página 126.
D.3 Análisis estratégico del mercado de combustibles líquidos (en el sector downstream en consideración de una compañía comercializadora)	Página 127.
D.3.1 Poder de negociación de proveedores	
D.3.2 Poder de negociación de clientes	
D.3.3 Amenaza de sustitutos	
D.3.4 Factores de entrono	
D.3.5 Potenciales entrantes	
D.3.6 Rivalidad competitiva	

Anexos

1. Precios proyectados	Página 132.
1.1 Escenario de precios administrados hasta 2011 y luego internacionales, por importaciones (actual con baja probabilidad)	Página 132.
1.2 Escenario de precios internacionales a paridad de exportación (con media probabilidad)	Página 135.
1.3 Escenario de precios internacionales y regionales MERCOSUR; Brasil, Chile (con alta probabilidad)	Página 137.

Bibliografía

Página 141.

Capítulo I. Introducción

1.1 Marco teórico

1.1.1 Antecedentes

La crisis energética en ciernes sobre el país recibe también los coletazos de un estructural horizonte –ya de alcance mundial– de escasez de combustibles. La dependencia mundial hacia el petróleo ha tenido efectos decisivos sobre la política internacional, evidenciados en claras crisis de connotaciones político-económicas.

La primera tuvo lugar en 1973, cuando el precio del barril de crudo (159 litros) subió de los 2 hasta los 10 dólares. Fue provocada por los miembros árabes de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), que impusieron un embargo a los países occidentales industrializados a causa de la guerra árabe-israelí . La segunda fue en 1979, tras la revolución islámica en Irán; la nueva subida de precios del crudo ubicó al barril en los 30 dólares. Fue en esta época cuando los principales centros del mundo comenzaron a reflotar el paradigma de los biocombustibles, producidos por materias orgánicas. En 1990, la Guerra del Golfo llevó los precios a un máximo de 38,94 dólares por barril; y en 2004 el conflicto que los Estados Unidos sostienen con Irak y más adelante con Iran, provocó que los precios superaran, por primera vez, los 50 dólares por barril, con tendencia al alza.

Ante este escenario de crisis --al que a partir de los 90 se suma la alarma que encienden los defensores del medio ambiente, y por la cual ya existen fechas límites para disminuir la emisión de gases tóxicos a la atmósfera-- se hace necesario disponer de una oferta energética diversificada, capaz de responder a las mayores demandas y exigencias en materia de calidad de los mismos por parte del mundo. La solución para este problema tiene diferentes respuestas: por un lado, están quienes aseguran que hay que apuntalar otras formas de producción energética, como los sistemas hidroeléctricos o la energía nuclear; y por otro, los que apuestan a las energías alternativas, en particular aquellas que

se nutren de fuentes renovables del planeta y con bajo impacto ambiental. En esta posición se encuentra la Iniciativa Latinoamericana y Caribeña para el Desarrollo Sostenible, que propuso que para el 2010 la matriz energética de los países de la región debería mostrar una participación mínima del 10% de fuentes renovables en la oferta total de energía primaria.

A diferencia de las que se abastecen de combustibles fósiles, las energías alternativas se producen de manera continua, no se agotan y tienen su origen en los procesos ambientales y atmosféricos naturales: el viento, el sol, los cursos de agua, la descomposición de la materia orgánica, el movimiento de las olas en la superficie del mar y océanos, o el calor interior de la Tierra. La crisis energética contribuyó, de alguna manera, a la difusión de las energías alternativas, aunque todavía falta para que puedan reemplazar en porcentajes importantes a las fuentes energéticas convencionales (carbón, petróleo, uranio y gas), que tienen un tiempo de vida determinado, se agotan y causan graves impactos sobre el medio ambiente.

El cambio climático, del cual ya se hablaba en la esfera científica mundial a finales de los años 80, corresponde al aumento de la temperatura del planeta (calentamiento global), debido al incremento de las concentraciones de los gases cuyo espectro de absorción está en el rango del IR, conocidos comúnmente como gases invernadero (CO_2 , CH_4 , $\text{H}_2\text{O}(\text{v})$, NO_x , CFC, HFC), como consecuencia tanto de la combustión masiva de combustibles fósiles, como de nuevas prácticas agrícolas, principalmente relacionadas con la crianza de ganado y el cultivo de arroz.

El cambio climático como problemática ambiental, a diferencia de la contaminación, no es de carácter local e involucra por tanto la búsqueda de soluciones globales. Es en este escenario que surgió en 1992 un instrumento legal en el que se perfilaron recomendaciones generales acerca de las políticas a seguir tanto en los países desarrollados como en vías de desarrollo, denominado Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (UNFCCC), el que entra en vigencia en 1994 y en dónde más de 150 países se hacen partícipes al firmar los acuerdos que allí se postulan, adquiriendo así

Chile el primer compromiso en materia ambiental a escala global. Entre las recomendaciones están aquellas vinculadas directamente con la búsqueda de soluciones para reducir las emisiones de CO₂ provenientes de la utilización de combustibles fósiles, la realización de estudios acerca de la vulnerabilidad de las naciones frente al cambio climático y a determinar cuáles son sus condiciones de adaptación frente a éste.

Sin embargo no fue hasta 1997 cuando se realizó la cuarta conferencia de las Partes (COP4) en Japón, en que se bosquejaron lineamientos específicos y medidas concretas en torno a la problemática del calentamiento global, las que quedaron plasmadas en un histórico documento, denominado Protocolo de Kioto. Este documento aborda esencialmente dos aspectos: objetivos de reducción de emisiones de CO₂ a niveles inferiores a los del año 1990 por parte de los países desarrollados, y mecanismos de mercado que permitan lograr dicho objetivo, y en dónde los países en vías de desarrollo juegan un rol preponderante. Se concibe así la idea de que el calentamiento global es responsabilidad de todas las naciones, pero en forma diferenciada.

Cabe señalar que en el marco global de la problemática ambiental, en julio del 2001 se llegó a un acuerdo en la reunión sobre medio ambiente sostenida en Alemania, de gran significación para las partes (países firmantes de la Convención), denominado Acuerdo de Bonn, en dónde se ratificó que para el período 2008-2012 los países desarrollados deberán reducir sus emisiones de gases invernadero llevados a equivalentes de CO₂, en promedio un 5.2% en relación con las de 1990, ya establecido en el Protocolo de Kioto, y del cual Estados Unidos –principal promotor hasta ese momento de la reducción de emisiones- se negó a participar, considerando para ello el desarrollo de alternativas que no obligen a reducir su emisión, sino incrementar las transacciones de permisos de emisión, proyectos conjuntos con países en vías de desarrollo, aumento de los sumideros, entre otros.

Desde el 26 de agosto al 4 de septiembre de 2002, se realizó en Johannesburgo, Sudáfrica, la Cumbre de Naciones Unidas sobre el Desarrollo Sustentable. Los resultados obtenidos fueron mayores a los esperados,

fundamentalmente por el sentido de urgencia para la acción mediante la aprobación de un Plan de Acción de 149 puntos que los países se comprometen a cumplir realizando acciones y medidas concretas en todos los niveles, así como ampliar la cooperación internacional, teniendo en cuenta los Principios de Río que incluye el principio de responsabilidades comunes pero diferenciadas. A diferencia de Río 92, donde estuvieron presente en forma prioritaria las cuestiones ambientales, en Johannesburgo el componente dominante fue la lucha contra la pobreza, con metas concretas hasta el año 2015. Dentro del Plan de Acción, incumbe al sector energético el Punto 19, referido al incremento de energías alternativas, que en resumen insta a los gobiernos para que apliquen las siguientes acciones:

- Movilizar el suministro de recursos financieros, transferencia de tecnología, desarrollo de capacidad y difusión de tecnologías racionales.
- Desarrollar y difundir tecnologías de energía alternativa con el objeto de que las energías renovables tengan mayor participación en el uso general, mejorando la eficiencia energética e incluyendo las tecnologías de combustibles fósiles no contaminantes.
- Combinar, según sea necesario, el uso creciente de los recursos de energías renovables, y el uso más eficiente y sustentable de los recursos energéticos tradicionales.
- Con un sentido de urgencia, incrementar sustancialmente la distribución global de las fuentes de energía renovable, aumentando su contribución en el suministro total de energía.
- Brindar ayuda financiera y técnica a los países en desarrollo, con la participación del sector privado.
- Establecer programas para el mejoramiento de la eficiencia energética y promover la investigación y desarrollo de las diversas tecnologías de energía.

Para el sostenimiento de estos compromisos en la temática energética, un grupo de 9 compañías eléctricas líderes firmaron los acuerdos para emprender proyectos de energías renovables en los países en desarrollo. Además la Unión

Europea y los Estados Unidos anunciaron la iniciativa de inversiones por 700 y 43 millones respectivamente, para inversiones en energía en el 2003. Puede decirse que las implicancias para Argentina son favorables, ya que se abren oportunidades de posibles inversiones en nuevas formas de energía renovables y por otra parte, no hay compromisos cuantitativos de alcanzar un porcentual de oferta energética con energías renovables, tal como se había incluido en los documentos de discusión previos a la Cumbre Mundial, donde se pretendía alcanzar el 10% de la oferta energética con energías renovables excluida la hidroeléctrica.

Recientemente aparece otra nueva amenaza, ante una creciente preocupación de entre un grupo de geólogos, en torno a los niveles de la producción mundial de petróleo, la que según indican ciertos modelos tocaría su techo en algún momento de la próxima década. Situación que los economistas han preferido denominar como el fin de la época de precios baratos en la energía –crudos convencionales o ligeros (el tipo de petróleo que brota de algún modo libremente del interior de la tierra, en el continente o en el mar), ya que en todo caso existe el potencial de producir a partir de otros tipos de crudo actualmente no explotados, por no contarse con una tecnología y precios que tornen económicamente razonable su producción, y accediendo así a crudos aún más pesados (arenas bituminosas, residuos ultra-pesados, etc). Sin embargo los expertos discrepan mucho en cuanto a estas teorías, pero todos están de acuerdo en que, cuando esto ocurra, prácticamente la totalidad de las reservas sin explotar se hallarán en los países musulmanes de Oriente Medio, lo cual podría cambiar el actual equilibrio de poder en el mundo. Donde por cinco generaciones, hablar de geopolítica ha sido sinónimo, en gran medida, de hablar de políticas relacionadas con el petróleo. (J. Rifkin)

El mundo tiene entonces que replantear el tema energético, ante una crisis del paradigma fósil. Las energías fósiles han tenido un ciclo desde la revolución industrial en adelante, pero vienen con problemas crecientes y esto se traduce en sobrepuestos que muchos pronostican se instalaron para quedarse.

El gas natural en la transición es una energía un tanto más limpia, pero no deja de tener las complicaciones de las fósiles, emiten gases efecto invernadero con el consiguiente “calentamiento global”, que obligará a internalizar los costos ambientales y encontrándose también la mayoría de reservas en Oriente Medio.

A modo de conclusión: no debe descuidarse el impacto que puede producir, tanto en las preferencias de consumo energético, como en la tecnología de producción de energía, la creciente preocupación mundial por las consecuencias derivadas del calentamiento global (sequías e inundaciones). Sumado esto a la creciente concentración de las mayores reservas petroleras en una “zona caliente” (con el auge del fundamentalismo islámico en Oriente Medio y resto del mundo), el impacto de los gases de efecto invernadero asociados al paradigma energético dependiente de los fósiles y el cenit en la producción mundial (punto a partir del cual comienza a declinar la producción). Donde muchos de ellos se traducen en sobreprecios que pueden precipitar escenarios, que se traduzcan en una más rápida diversificación de las fuentes de energía primaria.

1.1.2 Energías Alternativas

En estricto rigor las energías alternativas pueden ser tanto de origen no renovables como renovables, pues aluden a la utilización de fuentes energéticas que no están siendo utilizadas en etapa comercial en la actualidad (existiendo, tal vez, en una etapa experimental).

1.1.2.1 Energías Alternativas no Renovables

Entre las energías alternativas no renovables se destacan la utilización de arenas asfálticas, petróleos muy pesados, arcillas bituminosas, turba, el CO; los que pueden ser utilizados en combustión directa o bien como insumos para producir petróleos sintéticos o metanol, la nuclear y el hidrógeno a partir de reformado de gas natural. Sin embargo este tipo de energías, si bien podrían solucionar el problema relacionado con la dependencia de las importaciones de

petróleo proveniente de los países del Medio Oriente, no solucionan el problema ambiental, dado que son contaminantes y/o emisores de gases invernadero. Es así como las energías alternativas de origen renovables están en una situación privilegiada al ser las preferidas para una sustitución parcial de las fuentes energéticas primarias tradicionales, actualmente de origen fósil (que es la de mayor utilización, aproximadamente un 80% del consumo mundial de energía). y ocupando esta última un lugar fundamental como irremplazable materia prima (dentro de la petroquímica y demás industrias conexas).

1.1.2.2 Energías Alternativas renovables

Las energías alternativas renovables están llamadas a cumplir un rol preponderante en la sustitución parcial de los combustibles fósiles, hasta llegar a alcanzar una participación importante del mercado energético (10%) una vez que el desarrollo de las tecnologías les permitan alcanzar un precio que las haga rentables.

Si bien las características limpias de estas energías las hacen muy atractivas para ser utilizadas en armonía con el medio ambiente, su lento desarrollo se debe principalmente a la estacionalidad de su utilización, las dificultades para almacenarlas, transportarlas y a sus elevados costos de desarrollo (que vienen disminuyendo en últimos años), lo que se traduce en la práctica que satisfagan menos del 10% de los requerimientos energéticos mundiales.

Las principales energías alternativas renovables son; entre otras:

- **Hidráulica**
- **Mareomotriz**
- **Biomasa – biocombustibles** (alcohol para naftas y aceites vegetales esterilizados para diesel) y **biogas-**
- **Eólica**
- **Geotérmica**
- **Solar –térmica y fotovoltaica-**
- **Hidrógeno**

Hidráulica:

El agua en su transcurso por la superficie terrestre tiende, por la gravedad, a ocupar las posiciones bajas y la energía que esto produce es explotable, mediante la construcción de diques o represas que permiten la acumulación de agua a elevadas cotas, siendo la caída del agua desde cierta altura a un nivel inferior lo que provoca el movimiento de ruedas hidráulicas o turbinas. La hidroelectricidad es un recurso natural disponible en zonas que presenten abundante cantidad de agua.

Su desarrollo requiere construir; presas, canales de derivación, pantanos y la instalación de grandes turbinas y equipamiento para generar electricidad.

Mareomotriz

Es la que resulta de utilizar la diferencia de altura media de los mares, durante las mareas. Esta diferencia de alturas puede aprovecharse interponiendo partes móviles al movimiento natural de ascenso o descenso de las aguas, junto con mecanismos de canalización y depósito, para obtener movimiento en un eje. Mediante su acoplamiento a un alternador se puede utilizar el sistema para la generación de electricidad.

Biomasa

Es la abreviatura de masa biológica, cantidad de materia viva producida en un área determinada de la superficie terrestre, o por organismos de un tipo específico. La energía de biomasa, resulta el combustible energético que se obtiene directa o indirectamente de recursos biológicos que procede de la madera, oleaginosas, otros cultivos para la producción de alcohol, residuos agrícolas y estiércol, continúa siendo la fuente principal de energía de las zonas en desarrollo. En algunos casos también es el recurso económico más importante, como en Brasil, donde la caña de azúcar se transforma en etanol, y en la provincia de Sichuán, en China, donde se obtiene gas a partir de estiércol. El término biomasa abarca a una variada serie de fuentes energéticas que van desde la simple combustión de la leña para calefacción hasta las plantas

térmicas para producir electricidad usando como combustible residuos forestales, agrícolas, ganaderos o incluso lo que se denomina cultivos energéticos o biocombustibles, pasando por el biogás de los vertederos o lodos de depuradoras.

Eólica

Resulta de aprovechar la energía cinética del viento y su conversión en electricidad, aunque también se puede aprovechar para usos mecánicos (por ejemplo bombeo de agua). Tradicionalmente se ha empleado en pequeñas instalaciones, a veces en combinación con la energía fotovoltaica. Recientemente ha tenido un despegue que se puede calificar de espectacular, instalándose numerosos parques eólicos para producción de electricidad a gran escala. Actualmente puede decirse que se ha convertido en una energía muy competitiva en lugares donde la velocidad del viento supera los 6 metros por segundo. Los aerogeneradores que se instalan actualmente tienen una potencia de 600 Kw. e incluso se están aprobando molinos de 1,5 MW.

Geotérmica

El gradiente térmico resultante de las altas temperaturas del centro de la Tierra (superiores a los mil grados centígrados), genera una corriente de calor hacia la superficie. El valor promedio del gradiente térmico es de 25 grados centígrados por cada kilómetro, siendo superior en algunas zonas sísmicas o volcánicas. El calor se produce entre la corteza y el manto superior de la Tierra, sobre todo por desintegración de elementos radiactivos. Esta energía geotérmica se transfiere a la superficie por difusión, por movimientos de convección en el magma (roca fundida) y por circulación de agua en las profundidades. Sus manifestaciones hidrotérmicas superficiales son, entre otras, los manantiales calientes, los géiseres y las fumarolas. Los primeros han sido usados desde la antigüedad con propósitos terapéuticos y recreativos. La explotación comercial de la geotermia comenzó a finales del siglo XIX en Italia, con la producción de electricidad. Las perforaciones modernas en los sistemas geotérmicos alcanzan reservas de agua y de vapor, calentados por magma mucho más profundo, que se encuentran hasta los 3.000 m bajo el nivel del mar. El vapor se purifica en la

boca del pozo antes de ser transportado en tubos grandes y aislados hasta las turbinas generadoras de energía eléctrica. La energía térmica puede obtenerse también a partir de géiseres y de grietas. En la actualidad, se está probando una técnica nueva consistente en perforar rocas secas y calientes situadas bajo sistemas volcánicos en reposo para luego introducir agua superficial que regresa como vapor.

Solar

Es la proveniente del sol, la mayor fuente natural de energía, que llega a la tierra por medio de los rayos solares y radiación.

La conversión **térmica** se realiza en los colectores solares planos para baja temperatura y mediante sistemas de concentración, para media y alta temperatura. Consiste en la utilización de paneles solares para calentar agua para usos industriales, piscinas, calefacción o más comúnmente para agua caliente sanitaria. Es una técnica sencilla que permite su uso tanto en el sector doméstico, como en los servicios o en las industrias.

La conversión **fotovoltaica**, se produce por la transformación de la radiación solar directamente en electricidad. Para que la energía solar fotovoltaica pueda ser considerada una opción para la generación de potencia en el próximo siglo, es necesario reducir el costo de producción. Actualmente el KiloWatt/hora (Kwh). Fotovoltaico, resulta unas 5 veces más caro que el producido con otros sistemas convencionales, pero es competitivo para viviendas y otras muchas instalaciones a las que no llegan los tendidos eléctricos. La energía solar fotovoltaica no puede ser estrictamente comparada con las restantes fuentes de energía pues su tecnología se encuentra en su fase de desarrollo y con un escaso nivel de implantación industrial.

Hidrógeno

El hidrógeno forma parte del Universo desde su creación estando presente en todas las estrellas y naturalmente también en nuestro sistema planetario, donde se manifiesta desde el interior del mismo sol, hasta en el viento solar. Forma parte esencial de la superficie terrestre combinado con el oxígeno, allí donde haya agua, en los océanos y en los subsuelos y en todo organismo vivo,

incluyendo al hombre. Sin embargo la humanidad no dio cuenta de él, sino hasta el Renacimiento, con las primera observaciones del Suizo Von Hohenheim (más conocido como Paracelso), las experiencias de Cavendish en 1766 con cierta clase de “aire inflamable”, según sus palabras, o hasta que en Francia Antoine Lavoisier le otorgara el nombre de Hydrogène (generador de agua), este gas inflamable al combustionarse, prácticamente no libera gases contaminantes y genera vapor de agua. Desafortunadamente no se lo encuentra en estado puro y para obtenerlo es necesario recurrir a una fuente externa de energía. En la medida que dicha fuente externa provenga de un recurso ilimitado, como alguna de las que venimos mencionando, es que podemos hablar de renovable.

En particular, el foco de esta tesis está orientado al tema Hidrógeno, como vector (1) energético y su generación mediante electrólisis, a partir de un recurso renovable: la energía eólica. Constituyendo así, una fuente sustentable de energía renovable y de bajo impacto ambiental.

1.2 Justificación del trabajo

Es a partir del escenario antes descrito que se gesta la idea de investigar en torno al tema energético y ambiental de un modo pragmático. Lo que se traduce en términos generales en vincular aspectos de la ciencia básica, con el quehacer de la industria y con problemas ambientales que parecen acentuarse con el correr del tiempo, y que en términos específicos se traduce en desarrollar como recurso energético al hidrógeno, que en complementación con los combustibles líquidos y GNC, de lugar a una transición hacia una nueva era de Energías Renovables, No Contaminantes y que pasaría a llamarse “La era del Hidrógeno”.

(1) Se lo considera vector; por cuanto es un portador de energía, no es un recurso energético en sí mismo. Se requiere de otra fuente de energía para su generación/producción.

1.3 Objetivos y alcances

1.3.1 Objetivo general

El objetivo de este trabajo de tesis es contribuir a la evaluación económica de nuevos proyectos de inversión para producción de hidrógeno como combustible, estimando a los próximos 15 años la variable más crítica y sensible – el precio en equilibrio para el nuevo combustible- en complementación con el mercado Argentino de combustibles líquidos y GNC.

1.3.2 Objetivos específicos

1. *Introducir al rol fundamental de la energía, dentro del desarrollo de la sociedad moderna y en particular como ha incidido sobre la forma de movilizarnos “el transporte”. Estando en los albores de una nueva ola mundial de fuente energética “el hidrógeno”.*
2. *Introducir al hidrógeno como nuevo recurso energético mundial y en particular su mayor utilización para complementar el mercado argentino de combustibles líquidos y GNC.*
Se pretende dejar indicada la importancia de este nuevo recurso energético renovable (2) que es un -vector de energía- y sobre el cual Argentina posee un potencial de generación eólico privilegiado, para producción de hidrógeno a partir de electrólisis.
3. *Introducir a los hidrocarburos el petróleo y gas, fuentes primarias de energía de origen fósil. Características de la industria y la complejidad de su mercado.*
4. *Validar la crisis energética en ciernes sobre Argentina en materia de Hidrocarburos (petróleo y el Gas):*

(2) Cabe aclarar que esta afirmación será verdadera sólo si el hidrógeno ha sido producido en forma renovable.

Análisis histórico y prospectivo de reservas de hidrocarburos, su relación con la demanda de combustibles, la oferta limitada (niveles máximo de capacidad de producción) y las necesidades de inversión necesarias para ampliar la misma.

5. *Determinar las particulares características, del mercado Argentino de combustibles líquidos y GNC:*

Describir el mercado, llegando a determinar el tipo de conformación empresarial y rivalidad que impera entre los distintos “players”.

6. *Demostrar la imposibilidad material que enfrenta el Gobierno para mantener el actual sistema de precios administrados en los combustibles. Análisis histórico de precios de combustibles, proyecciones a 15 años bajo escenario actual “precios administrados”, escenarios de precios internacionales (a paridad de exportación e importación) y regionales; asignando un grado de probabilidad a cada escenario.*

7. *Establecer un precio de equilibrio para el Hidrógeno en complementación con el mercado de combustibles líquidos y GNC:*

Estimar los rangos de precios del nuevo recurso energético – Hidrógeno-, bajo oligopolio ante los distintos escenarios de precios.

8. *Establecer el posible posicionamiento futuro para este nuevo recurso energético, en complementación con el mercado de combustibles líquidos y GNC. Donde Argentina puede convertirse en líder tecnológico y en su producción a gran escala.*

1.4 Metodología utilizada

Para alcanzar los objetivos antes planteados, se utilizarán diferentes herramientas que permiten una comprensión profunda de los temas, al abordar distintos aspectos del problema desde diferentes enfoques y aspectos, los cuales sirven de base para un análisis estratégico del nuevo mercado.

La hipótesis de trabajo es que existen proyectos (privados fundamentalmente), que encuentran atractivo el desarrollo y explotación comercial del hidrógeno como futuro recurso energético, donde en los umbrales de la nueva tecnología

existe un acceso más amplio y es posible posicionarse con una fuerte ventaja competitiva de Liderazgo energético. Esta hipótesis esta soportada en tres pilares:

1. Argentina cuenta con un gran potencial de generación eólica para producción de hidrógeno mediante electrólisis de agua.
2. Argentina posee el mayor parque automotor de GNC del mundo, el cual surgió mayoritariamente por el impulso de capitales privados nacionales.
3. Los hidrocarburos de origen fósil, en Argentina muestran claras señales de agotamiento en los próximos 15 años y que una política energética coherente debe propender a incentivar y privilegiar las inversiones en otras fuentes de energía con capacidad de generación de riqueza futura.

Algunas de las herramientas seleccionadas son:

La cadena de valor:

Es una representación del conjunto de actividades de un negocio elaborado por Porter (1985), que constituye un valioso instrumento para realizar el análisis interno de la industria y de sus conexiones entre las distintas etapas o segmentos de negocios.

Análisis de mercado:

Su objetivo es distinguir aquellos elementos que pueden afectar la rentabilidad futura de la industria y para ello deben considerarse los siguientes aspectos:

- Tópicos económicos de la industria: Desde una mirada económica debe evaluarse:
 - Una industria de costos fijos elevados se caracteriza por su necesidad de generar economías de escala y su bajo costo de cierre de acuerdo a la teoría económica (precio mayor a costos medios variables).
 - Una industria con economías de escala y con “expertise” (curva de aprendizaje) genera altas barreras de ingreso.

- Si las inversiones son elevadas, como por ej. en activos fijos o publicidad, genera altas barreras a la entrada. Esta barrera no es generada por el monto de la inversión sino por el costo de capital adicional que debe incurrir el que entra. Además genera altas barreras a la salida si son activos específicos, difíciles de vender.
- Estructura de la industria: Desde el punto de vista de las características estructurales:
 - Si una industria posee bajas barreras de ingreso y de salida y con producto homogéneo, implican una industria de competencia perfecta. Y por ende el precio lo toma el mercado y tiene pocas posibilidades de diferenciar y debe concentrar sus esfuerzos en la eficiencia.
 - Si por el contrario, existen altas barreras, por ej: presencia de economías de escala o posicionamiento de una marca, esto posibilita el manejo de una estrategia de precios.
 - Si además existen asimetrías de información se posibilita la diferenciación de productos.
- Características de la comercialización: Desde consideraciones de comercialización tenemos por ej:
 - Si el producto es de difícil reemplazo para el comprador esto implica necesariamente altos costos de sustitución. En este caso, el posicionamiento de la marca es fundamental.
 - Si se comercializa productos diferenciados las barreras de ingreso son altas y mayores los costos de cambios para los clientes.
 - Si el producto es homogéneo (commodity) existe mayor probabilidad de competencia intensiva sobre precio y la necesidad de obtener diferenciación a través de servicios, ubicación, licencias y otros.
 - Si el producto tiene una fuerte componente tecnológica, implica necesariamente una industria con altos gastos en investigación y desarrollo generando altas barreras a la entrada.

- Si es una industria con producto de consumo masivo y economías de escala implica una fuerte necesidad por la estandarización en el proceso de producción y una amplia red de distribución. Esto genera altas barreras a la entrada.
- Si hay existencia de sustitutos necesariamente los precios de éstos marcan el precio techo para el producto propio.
- La conducta: Desde un punto de vista de análisis del comportamiento de la industria. En este punto y para potenciar su análisis se ha preferido un enfoque más dinámico, como el que permite el análisis estratégico de Porter.

Análisis estratégico de Porter:

Para el análisis del mercado de los combustibles líquidos, se ha elegido la metodología de Michael Porter, quien es el clásico exponente de la escuela de estrategias corporativas genéricas. Si bien no es la más moderna, probablemente sea la más útil, quizá por su robustez conceptual y claridad didáctica. Para ello se realiza un análisis del contexto externo de la empresa (el que estaría fuera del control de la firma), a través de las cinco fuerzas:

- Poder de negociación de los proveedores
- Poder de negociación de los clientes
- Amenaza de productos sustitutos
- Potenciales entrantes ó su recíproco barreras de entrada
- Grado de rivalidad

Pronósticos (Análisis de series de tiempo, métodos causales)

Algunos métodos son más apropiados para ciertos horizontes de tiempo, si debe o no incluir importancia a valores subjetivos, siendo algunos adecuados para pronosticar tendencias, mientras otros no. El pronóstico sirve de base para elaborar un presupuesto.

Técnicas de extrapolación: se busca conocer el futuro a partir de los datos del pasado, como una continuación del mismo, lo que lleva a técnicas como la regresión, las series de tiempos, números índice o “simples gráficos”.

Entre sus ventajas destacan la factibilidad para su aplicación, el que no requieren de un conocimiento profundo del fenómeno de interés, que cuentan con un buen soporte teórico y que tienen buena aceptación por su objetividad (al partir de datos concretos).

Su límite es cuando no se dispone de los datos suficientes o éstos no son confiables, así como cuando tal historial, deja de ser representativo debido a alguna discontinuidad que implique una ruptura con el pasado.

Análisis de entorno PEST:

El análisis PEST (Andrews -1960), es una herramienta de gran utilidad para comprender el crecimiento o declive de un mercado, y en consecuencia, la posición, potencial y dirección de un negocio. Es una herramienta de medición de negocios. PEST está compuesto por las iniciales de factores Políticos, Económicos, Sociales y Tecnológicos, utilizados para evaluar el mercado en el que se encuentra un negocio o unidad.

El análisis PEST (Político, Económico, Social y Tecnológico) ayuda a tener en cuenta qué influencias del entorno han sido especialmente importantes en el pasado y a saber hasta qué punto ocurren cambios que las pueden hacer más o menos significativas en el futuro. Este tipo de herramientas son de pertinencia para el análisis del sector y para proyectar su estrategia.

Análisis FODA:

En una época de fuertes y frecuentes cambios, el éxito o fracaso de una industria está condicionado en un alto grado, por la habilidad que muestra para aprovechar las oportunidades o enfrentar las amenazas, que el tiempo trae consigo.

Conceptualmente el problema es un tanto simple: por un lado se realiza un análisis externo para identificar los cambios que vienen (oportunidades y amenazas), mientras que por el otro realiza un análisis interno para establecer qué capacidad tiene la empresa para hacerles frente (fortalezas y debilidades), para sobre esta base definir las estrategias que conviene seguir:

- Las Fortalezas: son aquellas características de la industria, que la diferencian en forma positiva al compararse con otras y en consecuencia potencian las posibilidades de crecimiento y desarrollo.
- Las Debilidades: son sus falencias, los aspectos en los cuales será necesario actuar rápidamente para no quedar en situación crítica. Una de sus consecuencias puede ser la pérdida de participación en el mercado. Debemos tener en cuenta que las debilidades, son la puerta de entrada de las amenazas.
- Las Oportunidades: son las posibilidades que presenta el mercado, que solo podrán ser aprovechadas si la industria cuenta con las fortalezas para ello. Son tendencias o eventos que pueden llevar a la industria a un cambio significativo incrementando las ventas y las utilidades, siempre y cuando se de una respuesta estratégica apropiada.
- En tanto que Las Amenazas: están compuestas por severas condiciones que pueden afectar el desenvolvimiento de la industria, llegando en caso extremo, a su desaparición. Son tendencias o eventos futuros, que provocaran un severo impacto disminuyendo las ventas y utilidades, si no se da una respuesta de carácter estratégico a tiempo.

Capítulo II. Evolución de la energía y el transporte

2.1 Breve reseña

La energía mueve al mundo y la estructura del mundo moderno se ha armado principalmente para acomodarse al uso del petróleo y gas.

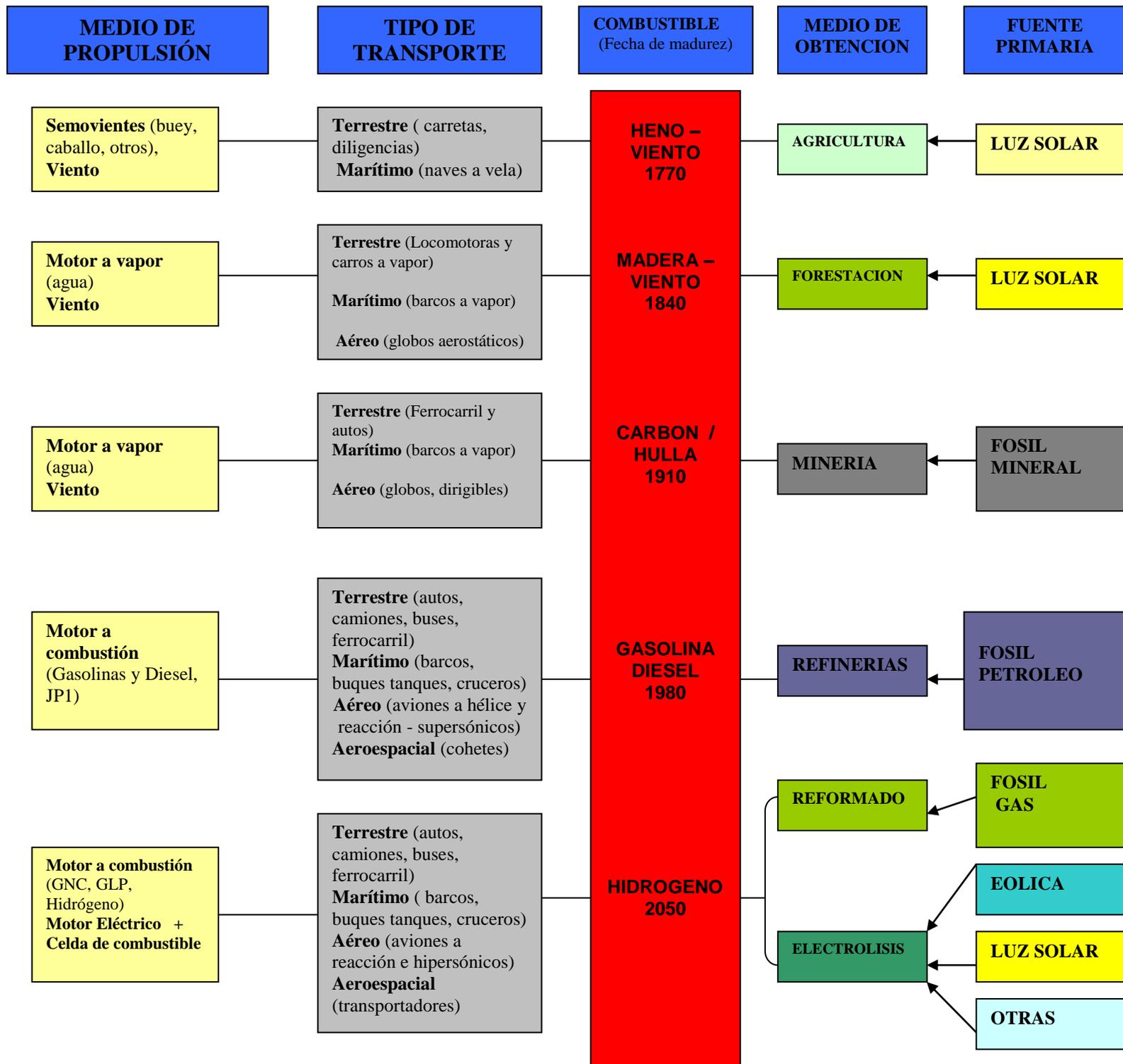
Aquí aparece algo que por obvio muchas veces pasa desapercibido; por un lado, el petróleo alimenta los vehículos de transporte y carga terrestres, marítimos y aéreos (**ver apéndice A; La evolución del transporte en América**). Por otro se constituye como fuente primaria para la generación de electricidad, en las centrales térmicas de ciclo combinado, fundamentalmente alimentadas a gas.

De estos dos aspectos abordaré el primero de ellos, que representa una parte importante del consumo de los combustibles y donde el transporte ha experimentado saltos tecnológicos asociados a la disponibilidad de combustibles y al dominio de las tecnologías que permiten hacer un uso eficiente de los mismos. Así, el medio de propulsión, el tipo de transporte, el combustible y la fuente de energía a partir de la cual se genera y procesa el combustible, han evolucionado desde el siglo XVIII al siglo XX, de acuerdo como se muestra en la siguiente - **figura 1** -.

El uso de animales y del viento, propulsaron los primeros medios de transporte utilizados por el hombre. Para asegurar la disponibilidad del primero, la sociedad dispuso el suministro y comercialización del heno en las ciudades del siglo XVIII. El heno producido en los campos, almacenaba en sus fibras la energía solar acumulada a través de la fotosíntesis. Luego surgió la Locomotora, que utilizó la madera (cuya energía química provenía también de la conversión de la luz solar por medio de la fotosíntesis), como primer combustible y más tarde el carbón con el desarrollo de la minería. Así llegamos al siglo XX, en donde el transporte ocurre principalmente por medio del motor a combustión interna, cuyo combustibles son mayoritariamente hidrocarburos refinados, provenientes del petróleo y gas. Finalmente, se incorpora al próximo salto tecnológico, el uso del hidrógeno como combustible, que sin dudas ocurrirá durante este siglo XXI y

donde las dudas yacen en el tiempo en el cual, la tecnología alcanzará su madurez y en la magnitud de su aplicación a nivel internacional.

Figura 1. La energía y el transporte; en el futuro hidrógeno.



Capítulo III. Nuevo recurso energético

3.1 Descripción del recurso

El hidrógeno es el elemento más abundante y simple del universo, sin embargo en el planeta Tierra se le encuentra mayoritariamente asociado a otros elementos y no existe a granel como molécula en la naturaleza, es decir como hidrógeno gaseoso (H_2). Está presente por ejemplo en el agua, en los combustibles fósiles y en general formando parte de los seres vivos (biomasa).

El sol brinda la energía necesaria para que exista la vida, energía proveniente en última instancia de la fusión de los átomos de hidrógeno que posee -con la consecuente generación de helio-, lo que pone de manifiesto su vital importancia.

El hidrógeno al igual que la electricidad es un transportador de energía, así también llamado “vector energético”, considerándose por tanto una fuente energética secundaria, a diferencia del carbón, gas natural o petróleo que corresponden a fuentes de energía primaria. A su vez existe una correlación directa entre Hidrógeno y energía eléctrica, ya que esta puede ser utilizada para producir hidrógeno y viceversa. Pues alimentando eléctricamente un electrolizador y circulando una solución acuosa, producirá por cada volumen de hidrógeno, una menor proporción de oxígeno, mediante electrólisis. Por el contrario, utilizando como insumo hidrógeno, en una celda de combustible es posible generar electricidad, con la producción de vapor de agua, como resultado de la reacción.

Desde ya hace muchos años el hidrógeno ha sido objeto de gran interés por parte de la comunidad científica y en el último tiempo en el círculo político, al ser considerado el más atractivo de los potenciales combustibles a usar en el futuro. Pues al combustionar libera gran cantidad de energía por unidad de masa (aproximadamente el triple del gas natural y la gasolina – **ver tabla 1** rendimientos energéticos) sin emisión de gases contaminantes y contribuyendo indirectamente a una disminución del calentamiento global del planeta causado por gases invernaderos; es considerado además una fuente de energía

renovable (2) al igual que el viento, el sol, las caídas de agua y la biomasa, sin embargo a diferencia de éstas, el hidrógeno tiene la posibilidad de ser almacenado, transportado y utilizado cuando sea requerido, superando así la principal desventaja que presentan las energías renovables tradicionales, confinadas a ser utilizadas en forma estacional, llegando a ser esta característica, la principal limitante en el desarrollo de estas otras fuentes.

Tabla 1. Rendimientos energéticos

Combustible	Hidrógeno (g) 150 atm	Hidrógeno	Metano	Gasolina	Carbón	Madera
Energía específica (kWh/Kg)	33,33	33,33	11,39	12,0	8,717	4,756
Densidad de energía (KWh/l)	0,4490	0,002993	0,00997	8,8	15-20	2,8-5,6

El hidrógeno puede ser producido mediante métodos químicos, electroquímicos, fotoelectroquímicos y fotobiológicos. Se comercializa, en forma gaseosa o líquida. A continuación se presentan las principales propiedades fisicoquímicas del gas hidrógeno – **tabla 2** -.

Tabla 2. Propiedades fisicoquímicas del hidrógeno

Propiedad	Magnitud	Unidad
Pto. Ebullición		-252,7 °C
Pto. Crítico		-239,7 °C
Pto. Fusión		-259,0 °C
Densidad gas (STD)		0,08995 kg/m ³
líquido (-253°C)		70,8 kg/m ³
sólido (-262°C)		76,0 kg/m ³
Peso molecular		2,016 g/gmol
PCI (LHV)		120,20 MJ/kg
		10,76 MJ/Nm ³
		241,00 kJ/mol
PCS (HHV)		142,00 MJ/kg
		12,71 MJ/Nm ³
		285,00 kJ/mol

Fuente: Lide, CRC Handbook of chemistry and physics, 2001

(2) Cabe aclarar que esta afirmación será verdadera sólo si el hidrógeno ha sido producido en forma renovable.

3.2 Usos y aplicaciones del hidrógeno

El hidrógeno constituye una materia prima importante para la industria química y del petróleo, destinándose en ellas más del 70% del hidrógeno producido. En 1990 en USA se utilizó alrededor de 9 millones de toneladas métricas de hidrógeno, de las cuales el 60% estuvo destinado a las refinerías de petróleo, en procesos de hidrotreatamientos, un 30% a las plantas de amoníaco y un 10% para la manufactura de numerosos productos de alta tecnología como aleaciones para la industria aeroespacial y circuitos integrados en la industria de la electrónica.

Las refinerías en particular, demandarán más hidrógeno para un intenso hidrotreatamiento del crudo y combustibles, debido principalmente a tres tendencias mundiales, a saber:

1. Un incremento en la proporción de crudos pesados y de alto contenido en sulfuros.
2. Estricta legislación en los países para regular el contenido de azufre en las gasolinas y diesel.
3. Necesidad de productos refinados más ligeros, con una mayor razón hidrógeno/carbono para ser utilizados en modernas máquinas.

En relación a la industria química hay que decir que el hidrógeno es utilizado como insumo de variados productos, sin embargo la escala de producción de los mismos varía significativamente, como se observa en la **tabla 3**; siguiente.

Tabla 3. Productos químicos formados a partir de hidrógeno

Pequeña Escala	Mediana Escala	Gran Escala
Hidrogenación de aceites y grasas	Acrilamida	Amoníaco
Anilina	Adiponitrilo	Metanol
Butaneidol	Oxo-alcoholes	
Ciclohehano	Butano –1	
Acido clorhídrico	Aminas	
Peróxido de hidrógeno	Ciclohexanol, cicloexanone	
Producción de metales	Químicos refinados	
Industria electrónica	farmacéuticos	

Es necesario distinguir entre el hidrógeno producido como una finalidad en sí, del que se obtiene como subproducto de las refinerías de petróleo liberado en el proceso de cracking catalítico, similar a otros hidrocarburos livianos obtenidos mediante este proceso.

Con la relativa abundancia de gas natural en el país, su reformado para obtener Hidrógeno es una perspectiva atractiva para el futuro.

El uso de Hidrógeno a presión distribuido por tuberías, ya es una práctica que tiene más de medio siglo de aplicación en Europa, mientras que la utilización en vehículos del gas a presión, encuentra alguna resistencia a su total expansión, por el peso y volumen de los cilindros.

La utilización del Hidrógeno en el transporte puede efectuarse de dos maneras: como combustible en los motores de combustión interna clásicos (requiriendo mínimas adaptaciones) o mediante celdas de combustibles. A su vez la provisión de Hidrógeno en los vehículos puede ser mediante el reformado a bordo (procesamiento para obtención de Hidrógeno a partir de gas natural, metanol, propano, etc.) o por carga del Hidrógeno, a un tanque de almacenamiento en el mismo vehículo.

En los últimos años ha surgido una nueva aplicación para el hidrógeno, la que proyecta incrementar su demanda. Esta aplicación corresponde a la celda de combustible y será a continuación brevemente descrita.

La celda de combustible (Fuel Cell, en inglés), es en términos simples una unidad generadora de electricidad, a diferencia de las baterías y acumuladores, cuya vida útil está limitada por la cantidad de sustancias químicas contenidas en ellos y que participan de la reacción. La celda de combustible, permite un ciclo continuo y su vida útil esta limitada por la duración en los materiales de la misma. Su principio de funcionamiento es de reacción redox entre hidrógeno y oxígeno, con la consecuente generación de electricidad y agua. Se caracterizan por operar en un amplio rango de temperaturas (60-1000°C) y tener una eficiencia teórica cercana al 70%, definida como la razón entre el voltaje teórico máximo para el par redox H₂/aire (1.16 volt en circuito abierto, a 80°C y 1atm) y

el voltaje de operación de la celda, obtenido mediante una curva de rendimiento voltaje versus densidad de corriente (Gill D. and Zalbowitz M., 1999).

Hay un amplio rango de aplicaciones de las celdas de combustible, que van desde unidades destinadas a suplir energía a equipos pequeños como celulares y computadores, hasta grandes centrales generadoras, pasando por aplicaciones en la industria automotriz para los vehículos de emisión cero (MacKenzie, 1994; Pindo, 1999; Stobart, 1999; Moore, 1999).

3.3 La energía eólica

Corresponde a la utilización del viento para generar energía mecánica a través del uso de un aeromotor (molienda, bombeo de agua) y/o energía eléctrica mediante un aerogenerador.

Su transformación a energía mecánica se remonta a tiempos remotos, siendo ya utilizada en la antigua Persia, Irak, Egipto y China.

En el caso de utilizarla para generación eléctrica, ésta requerirá la implementación de parques eólicos y su utilización estará restringida a ser un complemento a otro tipo de generadoras, dada la imposibilidad de controlar los flujos de viento, caracterizados por un comportamiento cíclico y con gran aleatoriedad, los que se ven afectados por condiciones geográficas y microclimáticas. Sin embargo en la zona sur de nuestro país la intensidad y regularidad de esta fuente de energía es excepcional y lo constituye en un recurso de características casi único, con respecto al resto del mundo.

La energía eólica es la energía cinética del viento y se la convierte en electricidad mediante el uso de aero-generadores “turbinas de viento”. Como la mayor parte de las energías renovables, la eólica tiene su origen en el sol. Entre el 1 y el 2% de la energía proveniente del sol se convierte en viento, debido al movimiento del aire ocasionado por el desigual calentamiento de la superficie terrestre. Excluyendo las áreas con valor ambiental, esto supone un potencial de energía eólica de 53.000 TWh/año, cinco veces más que el actual consumo eléctrico en el mundo. Por lo tanto, la energía eólica permitiría atender

sobradamente las necesidades energéticas del mundo. La energía eólica es una energía limpia y uno de los modos más efectivos de disminuir la emisión de gases que afectan el sistema climático. No genera residuos peligrosos, no emite gases contaminantes, depende de un recurso de acceso libre y es segura. La ocupación del suelo por las turbinas en una granja eólica es del orden del 1% de su superficie siendo compatible el uso del área para otras actividades como la agricultura.

Las **ventajas de la energía eólica** son significativas: protección del medio ambiente, crecimiento económico, creación de puestos de trabajo, diversificación del suministro de energía, rápida instalación, innovación y transferencia de tecnología. Su combustible es gratuito, abundante e inagotable. Es autóctona, es decir presenta menor dependencia energética. A diferencia de otras fuentes energéticas, los **costos de la energía eólica** disminuyen en forma constante. Los costos de su producción están cayendo progresivamente y se espera una disminución mucho más marcada en los próximos años.

En la actualidad los costos típicos de inversión en instalaciones eólicas son aproximadamente de 1.000 dólares por KW instalado y los costos de generación entre 5 y 11 centavos de dólar por Kwh., con múltiples beneficios económicos y ambientales.

3.4 La transición hacia el hidrógeno

En el programa sobre Producción y Utilización de Hidrógeno de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), se ofrece una visión (realizada una adaptación propia, en algunos de sus puntos a nuestro país), de los aspectos principales que pueden tener lugar en una posible evolución hacia un sistema energético, en el que el hidrógeno ocupe un papel de relevancia. La transición se presenta en términos de corto, medio y largo plazo, entendiéndose que estos periodos se extienden por décadas, hasta un horizonte que puede situarse en torno al 2050:

- **Corto plazo:**

A corto plazo se proponen un par de posibilidades para expandir el uso del hidrógeno en el sector transporte. La primera aproximación consiste en producir y utilizar el hidrógeno en estaciones de expendio de gas natural comprimido, mezclándolo con el gas natural y utilizándolo en motores de combustión interna para mejorar las actuaciones del motor y reducir las emisiones. La segunda de ellas se orienta al establecimiento de estaciones de llenado, con producción de hidrógeno puro, de manera que se pueda almacenar el hidrógeno a bordo de los vehículos que híbridos ó eléctricos, operarían con pilas de combustible.

En la misma línea, pero en aplicaciones estacionarias en los sectores residencial y servicios, estaría el añadir una cierta cantidad de hidrógeno a la red de gas natural. En ambos casos, se considera importante como actuación a corto plazo, iniciar el establecimiento de sistemas distribuidos de producción de hidrógeno.

Probablemente el sector de la electrónica portátil (telefonía móvil, PCs, PDAs, etc), sea el primero que introduzca productos en el mercado basados en el uso de pilas de combustible alimentadas con hidrógeno. Este sector es menos exigente en precios que los sectores transporte, o generación estacionaria y se ve sometido a unos requerimientos cada vez más exigentes en disponibilidad de energía y tiempo de recarga, que ni siquiera las baterías avanzadas parecen ser capaces de cubrir.

La producción de hidrógeno en este corto plazo podría realizarse por electrólisis, con energías renovables en aquellas regiones que dispongan de excedentes en generación de electricidad renovable (hidroeléctrica, eólica, etc). Sin embargo, durante esta fase el hidrógeno se produciría mayoritariamente a partir de combustibles fósiles, aunque para limitar las emisiones será necesario desarrollar sistemas de captura y confinamiento del CO₂ asociados con la producción del hidrógeno.

- **Medio plazo:**

A medio plazo la reestructuración del sector eléctrico y la electrificación en las regiones en vías de desarrollo ofrecerán oportunidades para el establecimiento

de sistemas de generación distribuidos en los que las pilas de combustible, alimentadas por hidrógeno, podrán suministrar electricidad y calor in situ.

Asimismo, dados los planes que publican las principales firmas automovilísticas, existirá un número creciente de vehículos de emisión nula circulando por nuestras ciudades. En estas aplicaciones, además de la reducción del coste del propio vehículo, hay que indicar que el desarrollo de la tecnología del almacenamiento de hidrógeno a bordo, será un factor clave para el establecimiento de los vehículos de emisión nula en el mercado.

Durante esta fase es esperable que aumente considerablemente, la producción de hidrógeno a partir de energía eólica, de biomasa y gasificación.

- **Largo plazo:**

A largo plazo, con un mercado y una infraestructura del hidrógeno creciente, se presentarán oportunidades de escala para los sistemas de hidrógeno renovable. Las fuentes de energía renovable con carácter intermitente (eólica, solar, otras) alimentarán electrolizadores para producir hidrógeno y almacenar la energía que, posteriormente, las pilas de combustible utilizarán para producir electricidad durante los periodos de alta demanda, en un concepto de actuación como “pulmones”, similar al de las actuales centrales de bombeo.

En esta etapa se espera, que alcancen economías de gran escala los sistemas de producción de hidrógeno directamente desde agua, con un desarrollo del comercio internacional de exportación a los países desarrollados.

Finalmente, las energías renovables en Argentina se presentan con un gran potencial de desarrollo y crecimiento. En particular para aquellas con bajo impacto ambiental, donde la energía eólica encuentra una situación única y excepcional con respecto a otras regiones del mundo, gracias al viento en la Patagonia. Es a partir de esta fuente de energía, que puede pensarse en desarrollar una cadena de generación de “hidrógeno”, que permita complementar y enriquecer la matriz energética nacional, que como veremos más adelante, resulta excesivamente fósil dependiente.

Capítulo IV. Los hidrocarburos, Petróleo y Gas (P&G)

4.1 Reseña

La teoría del **origen orgánico del petróleo y gas**, es la más avalada entre los expertos. Según ella, durante millones de años las sustancias orgánicas (provenientes de restos de animales y vegetales), enterradas por sedimentos a profundidades cada vez mayores, sometidas a presiones y temperaturas mayores, va transformándose y descomponiendo hasta llegar a compuestos orgánicos más simples que son los hidrocarburos. El tiempo que tarda en formarse es enorme comparado con la duración de la civilización humana, por eso se dice que es un **recurso no renovable**. Donde la explotación / producción de los mismos, lleva a un agotamiento de un recurso finito (**ver apéndice B, El ciclo de producción en los hidrocarburos – curva de Hubbert**).

Se los denomina hidrocarburos, por estar compuestos por una mezcla de hidrógeno mayoritariamente y carbono, de acuerdo a como varían los distintos números de átomos podemos encontrar distintos tipos de componentes, que se muestran en **tabla 1**:

Tabla 1. Componentes del petróleo, denominación química y nombre producto comercial (comprende sólo hidrocarburos simples a presión atmosférica).

Denominación química		Estado normal	Punto de ebullición		Productos empleo primario
Metano	CH₄	Gaseoso	-161° C	-258 ° F	Gas natural combustible / Productos petroquímicos
Etano	C₂H₆	Gaseoso	- 88 ° C	-127 ° F	
Propano	C₃H₈	Gaseoso	- 42 ° C	- 51 ° F	GLP / Productos petroquímicos
Butano	C₄H₁₀	Gaseoso	- 0 ° C	31 ° F	
Pentano	C₅H₁₂	Líquido	36 ° C	97 ° F	Naftas de alto grado
Hexano	C₆H₁₄	Líquido	69 ° C	156 ° F	
Heptano	C₇H₁₆	Líquido	98 ° C	209 ° F	Gasolina natural (sustancia base para combustibles en motores de combustión interna, turbinas)
Octano	C₈H₁₈	Líquido	125 ° C	258 ° F	
Nonato	C₉H₂₀	Líquido	150 ° C	303 ° F	
Decano	C₁₀H₂₂	Líquido	174 ° C	345 ° F	
Undecano- N, Hendecano	C_nH_{2n}	Líquido	195 ° C	383 ° F	

A medida que los productos comerciales se van haciendo más pesados, la proporción de hidrógeno disminuye, disminución que normalmente corre paralela con un descenso en el precio. Las excepciones son el gas natural y el licuado, relativamente baratos por su abundancia (en el caso del primero) y relativamente bajos costos de producción.

El gas natural está constituido preponderantemente por metano, que es el más simple de los hidrocarburos, pues contiene un solo átomo de carbono. Se convirtió en un combustible de significación sólo a partir de la década del '60 debido a la dificultad que existía para almacenarlo y transportarlo. En 1930 se comenzaron a construir algunos ductos de acero para su transporte terrestre y desde 1964, el gas natural líquido comenzó a ser transportado en embarcaciones especiales, creando una atractiva alternativa al transporte por cañerías cuando las condiciones así lo requerían. El gas puede ser licuado a menos (-) 162 grados centígrados, lo que permite reducir su volumen en seiscientos veces; esta técnica se conoce como criogenia y actualmente está muy desarrollada, permitiendo su almacenamiento en plantas especiales a tal fin y su transporte marítimo en buques cisterna, que cuentan con sofisticados equipos de enfriamiento.

El petróleo es el “commodity” de mayor comercio en los mercados del mundo, donde dada la variedad de crudos existentes en el mercado, solo algunos de ellos se utilizan para referenciar sus precios. Estos se los denomina “*crudos marcadores*” (ver **apéndice C.1, El papel de los crudos marcadores**) y el resto de crudos acompañan su cotización manteniendo una fuerte correlación. A diferencia del petróleo, el gas no tiene un mercado único y sus precios se regulan en diferentes mercados regionales. Si bien es probable que en un futuro cercano el gas también adquiera características de “commodity”, gracias a la integración, su participación alcanzada dentro del consumo mundial de energía y a una mayor disponibilidad y accesibilidad del recurso.

4.2 El mercado de petróleo crudo y gas

4.2.1 Mercado físico del petróleo

En un mercado se determinan precios y cantidades como resultado de la interacción entre oferta y demanda, de acuerdo a un conjunto de normas formales o informales que regulan las formas de transacción.

De acuerdo al grado de control que se pueda ejercer sobre los precios, los mercados se clasifican en perfectamente competitivos, monopolísticos, oligopólicos o de competencia imperfecta.

Si el número de participantes es tal, que ninguno en lo individual puede ejercer control sobre los precios, se dice que existe un mercado competitivo. En el otro extremo, existe monopolio si muchos compradores enfrentan a un único vendedor (oferente), o monopsonio si muchos vendedores (oferentes) enfrentan a un único comprador; en ambos casos el vendedor o comprador único tiene capacidad, en teoría, de fijar el precio de acuerdo a la demanda del mercado.

En un oligopolio se enfrentan pocos participantes comprando o vendiendo productos similares o sustitutos cercanos, en consecuencia sus estrategias de mercado están condicionadas por las reacciones o estrategias de sus rivales; sin embargo, es posible que los participantes formen un cártel, esto es, que establezcan acuerdos que les permitan actuar como si fueran un monopolio. La competencia imperfecta se caracteriza por muchos participantes ofreciendo productos diferenciados, pero sustitutos cercanos, de forma que la demanda por sus productos está fuertemente influenciada por las acciones de la competencia. Los mercados pueden también clasificarse por el alcance geográfico de las transacciones. Si los participantes pueden comprar o vender sin estar limitados por su ubicación geográfica o país de residencia, tendríamos un mercado de alcance global. Si existen restricciones de carácter comercial, legal o si no existe la estructura necesaria de intermediación, información, regulación de contratos y de arbitraje de precios, de forma que la participación de consumidores y productores se ve discriminada por su lugar de residencia, los mercados pueden clasificarse en nacionales o locales, dependiendo del alcance de las limitaciones

mencionadas. En el caso del mercado petrolero, una interpretación simple de la determinación de precios, sugiere la combinación de las características de un mercado global de competencia (los mercados para crudos como el del WTI), con las de un oligopolio cartelizado por los productores mayores (miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo –OPEP-), en particular la existencia de segmentos de tipo competitivo y oligopólico. Constituyéndose así en un mercado de alcance global, imperfecto y fuertemente cartelizado. En la realidad operan muchos otros elementos, como los niveles de oferta y demanda, los niveles de reserva (fundamentalmente la reserva estratégica de EE.UU), las expectativas económicas, el PBI, factores tecnológicos, shocks de índole político, geopolítica, factores climáticos (huracanes y demás eventos naturales que limiten el suministro), estacionalidad en el consumo (durante el invierno en el norte, suben los gasóleos y durante el verano en el norte, suben las gasolinás; por la temporada de vacaciones y el mayor consumo asociado); entre otros y donde trataremos de explicar los principales actuadores al analizar la serie de crudo WTI de los **últimos 60 años (ver apéndice C.2; La evolución del WTI y su análisis histórico)**.

Balance entre oferta y demanda:

El precio del crudo muestra una elevada elasticidad inversa respecto de dicho balance, a que cambios porcentualmente poco significativos (hasta menores del 2%) detonan severas volatilidades en el precio (50-100%). Si se verificare al fin la tal percibida caída en la capacidad de reemplazar reservas mediante nuevos descubrimientos, sería concebible pasar en el futuro de una situación de exceso de capacidad, a una de déficit. Del lado de la demanda, tengamos en cuenta que el potencial crecimiento económico global, producto de las expectativas sobre China e India y que, hoy día, sólo el 20% de la población mundial consume el 80% de la energía, mientras que un tercio de la población mundial, aún no tiene acceso a ninguna forma comercial de energía. Todo indicaría, que de no mediar cambios radicales en la oferta (descubrimientos relevantes, de nuevas reservas a nivel mundial) ó la aparición de sustitutos en abundancia, en

próximos años. Es dable esperar un escenario estructural, de precios ascendentes o al menos similares a los actuales.

4.2.2 Mercado Financiero del petróleo

El tiempo también es un factor importante en el funcionamiento de los mercados. En las últimas dos décadas, se ha experimentado un auge de productos financieros derivados: contratos adelantados, futuros, opciones y swaps. El factor común de ellos es la negociación de condiciones de pago o precios, hoy para transacciones en el futuro.

En el caso de **contratos adelantados o forwards**, las partes interesadas negocian los términos de la transacción en forma directa o a través de un intermediario, lo que le da flexibilidad en cuanto a volúmenes y tiempos involucrados en los contratos. En cambio, los **futuros** operan en ambientes organizados, con reglas específicas de operación e intermediarios autorizados (casas de compensación) que garantizan a las partes contratantes contra riesgo de quiebra, así como normas respecto del tipo de producto, tiempos de entrega, lugar de entrega y volúmenes de contrato.

En los contratos adelantados y futuros las partes se obligan a cumplir con los términos de compra o venta acordados, pero solamente en casos excepcionales esto involucra el intercambio físico de la materia sujeta a contrato (bienes, monedas o créditos); en general, lo que sucede es que se compensan los saldos netos. Por ejemplo, si alguien vende un barril de crudo por 65 dólares para entrega en julio y el precio en julio resulta de 60 dólares, el comprador paga al vendedor la diferencia en 5 dólares (en realidad el intermediario acredita o debita las cuentas de los participantes de acuerdo a las ganancias o pérdidas en que incurren).

A diferencia de los futuros, las **opciones** otorgan el derecho más no la obligación de llevar a cabo una compra (opción "call") o una venta (opción "put"), a un precio acordado hoy (precio de ejercicio), por el pago de una prima (precio de la opción). Las opciones pueden ser tipo "americano", que puede ser ejercida

en cualquier momento antes de su vencimiento; o de tipo "europeo", si sólo puede ser ejercida en la fecha de maduración del contrato.

Los **swaps** son otro instrumento, además de los contratos adelantados, futuros y opciones, de negociar precios para transacciones futuras que involucran en general el intercambio de posiciones entre participantes con situaciones de riesgo complementarias. Un comprador de petróleo, por ejemplo, enfrenta el riesgo de un alza en los precios y un vendedor el riesgo de una baja en los precios. Si el comprador y el vendedor entran en un acuerdo swap, el vendedor se compromete a entregar un volumen determinado de petróleo, sobre un periodo acordado, a un precio previamente especificado. Al final de los periodos de entrega acordados, se compara el precio de mercado con los precios acordados y se compensan los saldos netos de pérdida o ganancia. Si el precio de mercado resulta mayor, el comprador paga la diferencia al intermediario y éste compensa al vendedor, o viceversa si el precio de mercado es menor al acordado.

Otro factor de importancia financiera, es el tipo de moneda con que se referencian los contratos de crudo, en este sentido y hasta la aparición del Euro, los mismos estaban referidos al dólar, moneda dominante por excelencia y de allí la acuñada expresión de "petrodólares". Actualmente aproximadamente las dos terceras partes del comercio mundial, se realiza utilizando el dólar para fijar el precio, y dos terceras partes de las reservas de divisas de los bancos centrales de los diversos países son dólares, esto fundamentalmente luego de abandonarse el patrón oro para las mismas. Con posterioridad a la aparición de la Unión Europea, se abrió un debate de cual es la mejor moneda para referenciar los contratos de petróleo. En particular merece destacarse que con el tiempo se viene observando una revaluación del Euro, en desventaja del dólar y por ello cobra especial importancia este otro aspecto de las finanzas, al mismo tiempo que muchos contratos pasaron a liquidarse en Euros.

En este sentido es interesante el discurso dado por Javad Yarjani, jefe del Departamento de Análisis del Mercado petrolero de la OPEC, en su visita a

España en abril del 2002 ⁽³⁾. Extractamos algunas partes significativas de este discurso que tratan sobre las condiciones que posibilitarían un giro de la moneda de transacción de la OPEC hacia el Euro. Reseñando las condiciones que posibilitan la dominación del dólar sobre el mercado petrolero, este importante funcionario de la OPEC luego sostuvo: "Habiendo dicho esto, es importante notar que en el largo plazo el Euro no está en tal desventaja versus el dólar cuando uno compara el tamaño relativo de las economías aludidas, especialmente dado los planes de expansión de la Unión Europea. Más aún, la eurozona tiene un mayor porcentaje del comercio mundial que EE.UU. y mientras EE.UU. tiene un gran déficit de cuenta corriente, el área del Euro tiene una más, o balanceada, posición de sus cuentas externas. Uno de los argumentos más fuertes para mantener los precios y los pagos del petróleo en dólares ha sido que los EE.UU. permanecen como un gran importador de petróleo, a pesar de ser él mismo un sustancial productor de crudo. Sin embargo, viendo las estadísticas de la exportación de petróleo crudo, uno nota que la eurozona es aún un más grande importador de petróleo y de productos petroleros que los EE.UU. (...)" y más adelante entre otras de las razones del potencial giro al Euro sostuvo: "Es muy posible que en tanto el comercio bilateral entre Medio Oriente y la UE se incrementa, podría ser realizable cotizar al petróleo en Euros considerando que Europa es el principal socio económico de tal región. Esto podría potenciar mayores lazos entre estos bloques por el incremento de su intercambio comercial, y ayudando a traer las muy necesitadas inversiones europeas al Medio Oriente."

Algunos otros factores que afectan la cotización del crudo WTI desde un punto de vista financiero son, la especulación financiera, la tasa de interés en EE.UU, la inflación, expectativas financieras de otros activos, entre otros.

(3) "The Choice of Currency for the Denomination of the Oil Bill", discurso dado por Javad Yarjani, jefe del Departamento de Análisis del Mercado petrolero de la OPEC, sobre el rol internacional del Euro, invitado por el Ministro español de Asuntos Económicos durante la presidencia española de la UE, 14/04/02 Oviedo, España. El discurso completo puede encontrarse en la página Web de la OPEC.

Conclusión:

El petróleo crudo, se ha caracterizado por bruscas variaciones a lo largo de los últimos 60 años. Con ciclos de bajos precios y alcistas como los actuales. Los factores que inciden en su cotización, son múltiples: algunos de alta complejidad como la geopolítica, la elevada sensibilidad al balance de oferta y demanda, otros más predecibles como los períodos de conflictos bélicos, la presión que pueda ejercer el cartel petrolero OPEP y algunos grupos empresarios de Mega mayors, entre otros diversos. Estos factores nos llevan a notar, la extremada dificultad que se presenta para tratar de establecer modelos predictivos o simuladores para proyectar escenarios futuros de precios de crudo. No obstante, teniendo en consideración que la economía mundial no se ha visto mayormente afectada y que pareciera las empresas y gobiernos, se han dado cuenta que; “el mundo puede funcionar con un precio de la energía elevado”. Resulta altamente probable tener que suponer, un horizonte estructural de precios similares a los actuales o aún mayores.

4.2.3 El mercado del gas

la producción y uso del gas natural está relacionado con la producción y uso del petróleo, por lo que los precios de aquel, están altamente correlacionados a la evolución de los precios del petróleo. Los precios del gas natural en boca de pozo a nivel mundial, tienen el mismo criterio de valoración que los precios internacionales del petróleo (**ver apéndice C.3; La evolución del Henry Hub y su correlación con el WTI**). Sin embargo, no están tan concentrados a dos mercados, como el WTI y el Brent.

Su base referencial se halla diseminada en varios mercados, algunos regionales que disputan la hegemonía. Uno de ellos es el Henry Hub, de la bolsa de futuros de Nueva York creado en 1992, que compite con otros mercados como el Kansas City Board of Trade, creado en 1995 y el Natural Gas Exchange que es otro mercado norteamericano para los consumidores de Alberta-Canadá. En Europa se crea en 1997 el Internacional Petroleum Exchange; el mercado virtual Intercontinental Exchange, donde intervienen empresas financieras líderes a

nivel mundial y grandes empresas energéticas y de recursos naturales. Por la tendencia del monopolio a la concentración del capital, es de esperar que el precio del gas natural en el futuro se concentre en mercados determinados como Nueva York o Londres.

Para el caso de la región latinoamericana, considerada aún un mercado aislado: debido a la inexistencia de transporte GNL a ultramar y la existencia de muchos mercados no consolidados a nivel internacional. Es que no logran expresarse aún, en un precio único internacional. Por ahora, se puede afirmar que existe independencia en la fijación de precios en la región, ya que comparados los precios en boca de pozo Henry Hub del mercado de Nueva York – que en abril de 2005 fueron de \$us7,6 el Millón (M) de BTU-, con los de los países productores de la región, como Argentina donde el precio fue de \$us1,1 MBTU y Bolivia de \$us1,9 MBTU, estos resultan significativamente menores que los internacionales. La internacionalización en América Latina del precio del gas, llegará de la mano de la posibilidad de comercializar en la región el gas natural líquido (GNL). Donde Chile, puede convertirse en el primer país testigo. El proceso implica la liquefacción en origen, su transporte mediante buques metaneros y su regasificación en destino. Es de esperarse que en próximos años, los países latinoamericanos comiencen entonces, a fijar los precios del gas para el mercado regional, con base a referencias de mercados internacionales (fundamentalmente Norteamérica: como es el Henry Hub), neto de los gastos de regasificación, traslado y liquefacción. Donde, de mantenerse los actuales valores internacionales, debieran esperarse mayores subas en los precios regionales.

Balance entre oferta y demanda.

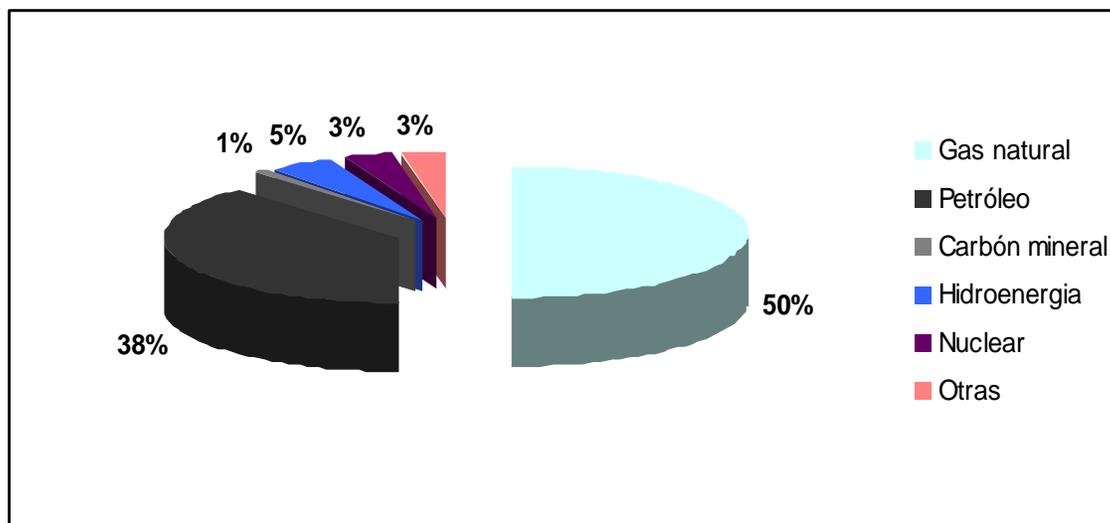
A nivel mundial, es de esperarse que la demanda de gas natural crezca por encima de la del petróleo. Esto se debe fundamentalmente a dos razones, la creciente utilización de gas en centrales de ciclo combinado, alternativa más económica para producción de energía eléctrica y el menor impacto ambiental, de una combustión más limpia.

4.3 La Situación Argentina del Petróleo y Gas (P&G)

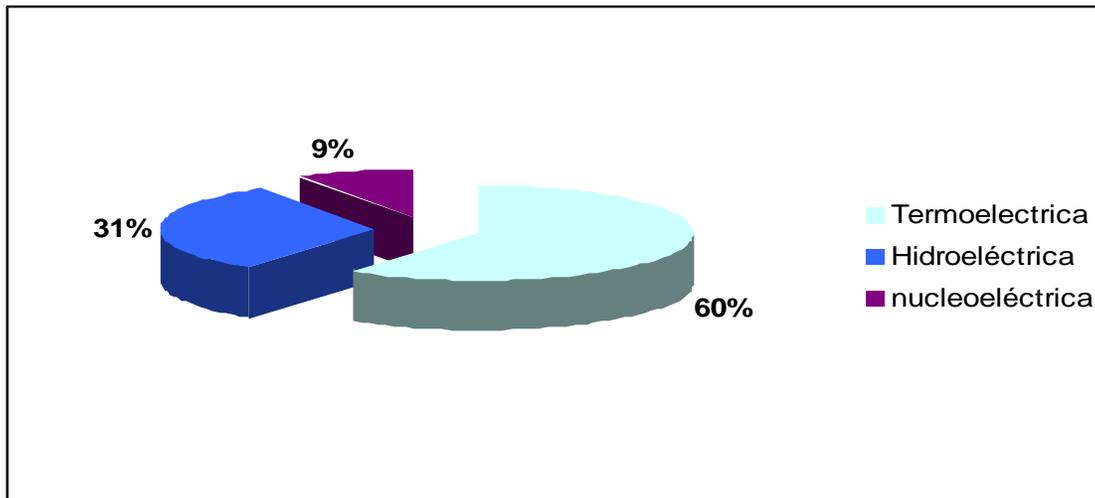
4.3.1 La crisis energética en ciernes

En la actualidad el petróleo y el gas natural, proveen a la Argentina aproximadamente el 88% del total de la energía que consume **-ver Gráfico 1-**, mientras que el resto de las fuentes de energía primaria (carbón mineral, hidroenergía, energía nuclear y otras), sólo cubren el 12% restante. Si analizamos la matriz de suministro de energía eléctrica, las centrales termoeléctricas (abastecidas prácticamente con gas natural, y en menor proporción con fuel-oil y gas-oil, derivados del petróleo) representan el 60% de la generación de energía eléctrica, mientras que las centrales hidroeléctricas y nucleoelectricas lo hacen con 31% y 9%, respectivamente **-ver Gráfico 2-**.

Gráfico 1. Matriz de oferta por fuentes de energía primaria. Argentina, 2004



Fuente: Elaboración en base a datos consultados en el Sitio Web: <http://energia.mecon.gov.ar>, Secretaría de Energía de la Nación.

Gráfico 2. Matriz de suministro de energía eléctrica. Argentina, 2004

Fuente: Elaboración en base a datos consultados en el Sitio Web: <http://energia.mecon.gov.ar>, Secretaría de Energía de la Nación.

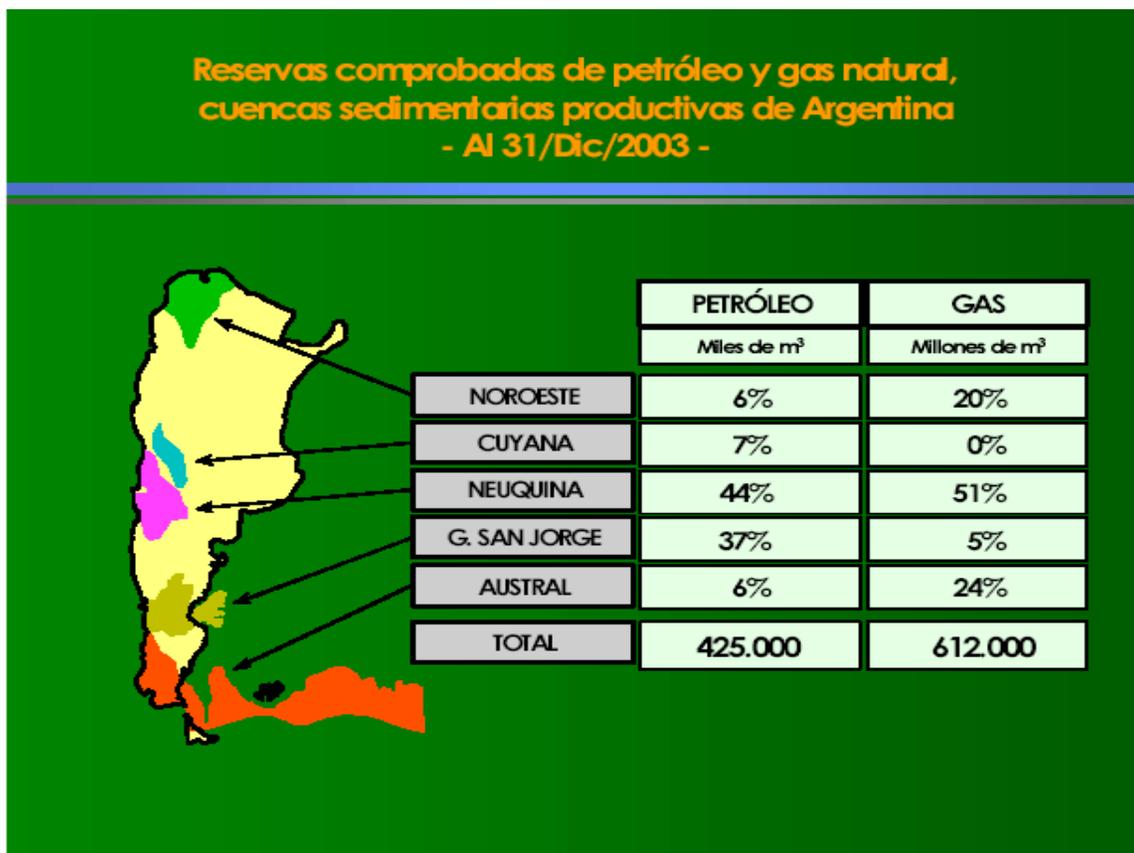
Argentina resulta un país muy vulnerable, al tener una matriz energética extremadamente desbalanceada e hidrocarburo-dependiente, en un momento en que el Estado en esta área, cobra un papel decisivo y a menos que este asuma un rol activo, el faltante y disponibilidad de petróleo y gas provocaran una “crisis energética”. Donde como trataremos de demostrar, los yacimientos de hidrocarburos han alcanzado su pico de madurez, la producción de petróleo se encuentra en franca caída y donde las reservas de petróleo y gas no se renuevan, dando lugar a un corto horizonte de explotación (próximos 9 y 12 años se agotarían). Sumado a esto, un crecimiento en la actividad del país que se observa en el P.B.I; el cual motiva un mayor consumo energético esperable para los próximos años.

Las inversiones de riesgo son necesarias para evaluar las posibilidades energéticas de un país. Es esta la base sobre la que el Estado debe planificar su desarrollo y sustentabilidad. La actividad privada no encarará tales inversiones si tiene la posibilidad de evitarlas o se le presentan otras opciones de inversión más atractivas, como hoy resultan otros países de la región (que por Ej: no mantienen esquemas de precios administrados, o presentan mejores perspectivas geológicas). Las privatizaciones en el segmento de hidrocarburos, tuvieron esa característica. Se entregaron yacimientos en explotación, con reservas probadas y cuya inversión de riesgo fue realizada por el Estado, sin un

compromiso del mantenimiento de las reservas. Los yacimientos, actualmente en explotación, pertenecen a las mismas cuencas sedimentarias, descubiertas por Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) Sociedad del Estado -ver Gráfico 3-.

Todo este proceso llevado a cabo durante la década de los '90, no tuvo adecuadamente en consideración que el país había logrado su auto-abastecimiento con mucho esfuerzo e inversión inicial por parte del Estado y que una sobreexplotación de dichos recursos, ante una escasa intervención estatal, en un marco de conquista de mercados del exterior (exportaciones) y quizá también bajo un discurso de país petrolero, cuando en realidad eramos un país con petróleo, conducirían a un acelerado agotamiento de las reservas.

Gráfico 3. Reservas probadas de hidrocarburos, cuencas sedimentarias productivas, Argentina, al 31/Dic/2003



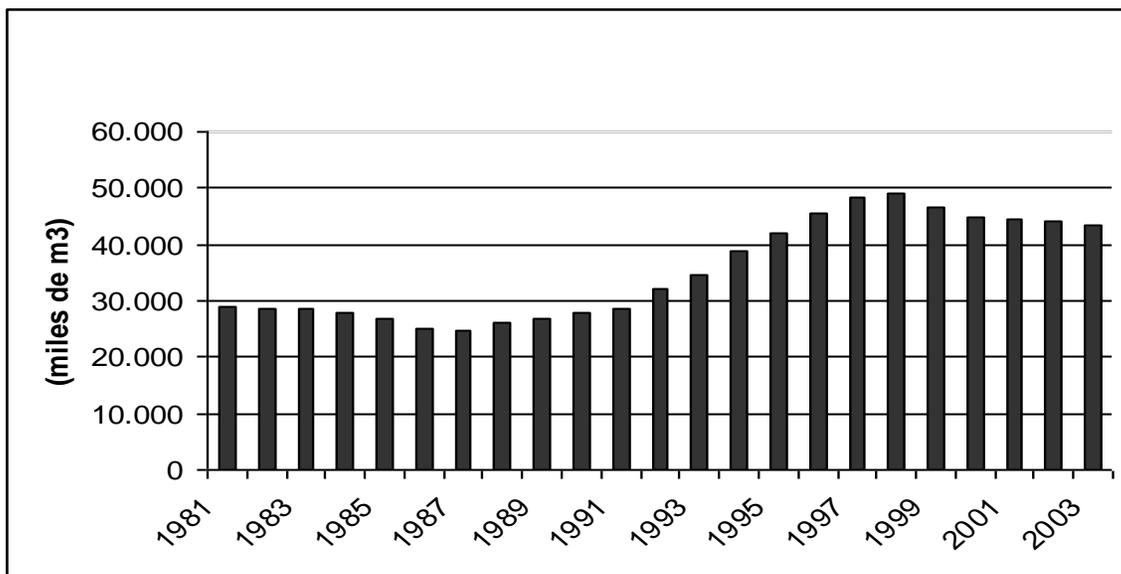
Fuente: IDICSO-USAL Junio 2004, elaboración en base a datos consultados en el Sitio Web: <http://energia.mecon.gov.ar>, Secretaría de Energía de la Nación.

Podemos observar que mayoritariamente, la producción corresponde al desarrollo de cuencas de tipo continental. En los últimos años se ha comenzado a explorar en el desarrollo de cuencas sobre la plataforma marítima, si bien los resultados no han resultado del todo alentadores. Existiendo dentro de la industria cierta suposición, que mientras Brasil ha encontrado sus mayores reservas hidrocarburíferas en la plataforma marina, Argentina ha sido dotada de sus mayores reservas sobre la plataforma continental. Cabe destacar que existe una variada diferenciación de tipos de crudo, dada las características que presenta cada cuenca en particular, siendo en su gran mayoría del tipo livianos los provenientes de la cuenca neuquina, mientras que resultan más pesados los provenientes de la cuenca del Golfo San Jorge.

Asimismo puede observarse una mayor proporción de reservas de gas, por lo cual resulta dable inferir que las cuencas argentinas han resultado mayoritariamente gasíferas. En especial han resultado casi en su totalidad gasíferas, sobre la plataforma marina.

En el caso del petróleo, existe actualmente preocupación en cuanto a los niveles alcanzados de producción del mismo, observándose en los últimos años una declinación constante en su producción -**Gráfico 4**-.

Gráfico 4. Evolución de la producción de petróleo en Argentina, período 1981-2003.



Fuente: elaboración propia en base a datos consultados en el Sitio Web: <http://energia.mecon.gov.ar>,
Secretaría de Energía de la Nación.

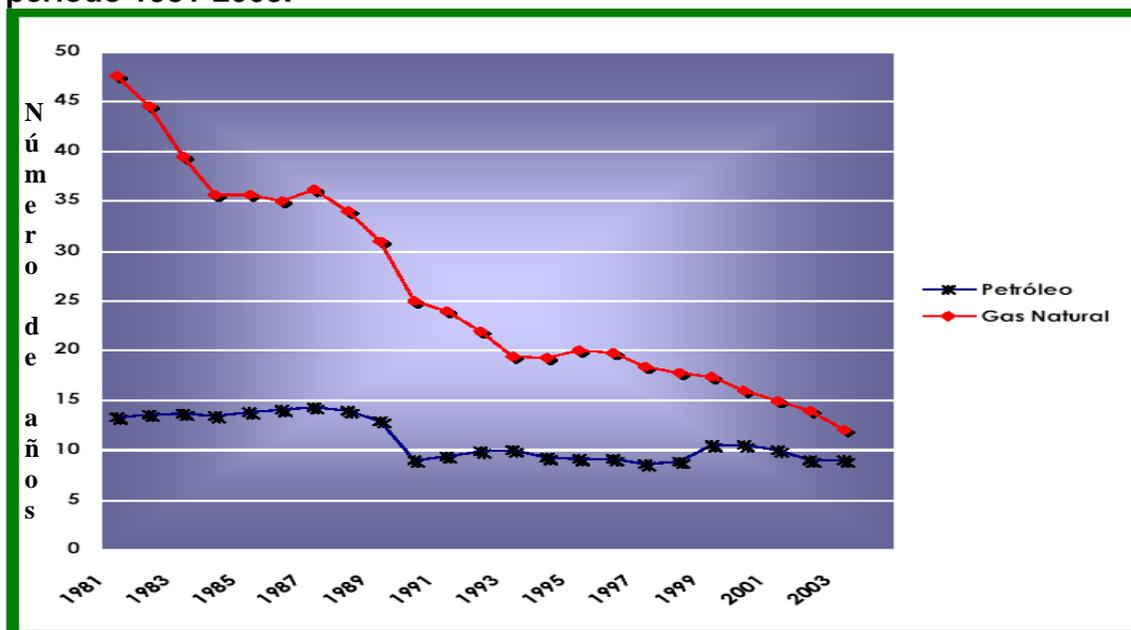
Del análisis de la misma surge, que la producción habría alcanzado un “cenit” (pico máximo de producción) hacia fines de la década pasada ('90) y muestra una constante disminución en los últimos años, con una caída en el orden del 4 a 5 %, año a año. Situación que se contradice fuertemente, con el constante aumento de precios, observado en los últimos años. Donde las mejores expectativas de rentabilidad, debieran alentar un mayor nivel de producción.

Cabe mencionar que el petróleo crudo, resulta la materia prima fundamental para la producción de combustibles líquidos a partir del proceso de refinación. Donde existe una mayor preferencia de consumo sobre aquellos de tipo liviano y que ante una escasez en los mismos, obligaría a tener que efectuar importaciones de otros países o tener que afrontar fuertes inversiones de reconversión en el parque refinador, para adaptar las distintas unidades de producción a las características del nuevo petróleo crudo pesado.

A continuación se observa la relación de reservas probadas en función de la producción anual, dando lugar a una estimación de años en que alcanzan dichas reservas para cubrir idénticos niveles de producción, dando origen al -

Gráfico 5-

Gráfico 5. Evolución de las reservas de petróleo y gas natural. Argentina, período 1981-2003.



Fuente: IDICSO-USAL Junio 2004, elaboración en base a datos consultados en el Sitio Web: <http://energia.mecon.gov.ar>, Secretaría de Energía de la Nación.

Al 31/Dic/2003, las reservas totales probadas de petróleo en Argentina son el equivalente a 9 años de la producción actual.

En el caso del gas natural, la situación es más crítica. La brutal caída de las reservas comprobadas en los últimos dos años, es técnicamente inexplicable, y nada tiene que ver con la falta de inversiones en la exploración y desarrollo de nuevas reservas, y sí mucho que ver con la falta de control y seguimiento por parte del Estado Nacional de las declaraciones de reservas y auditorias, que realizan las empresas privadas. En la actualidad estamos hablando de reservas de gas natural para apenas 12 años, al 31/Dic/2003.

Al ritmo actual de producción (tanto para el consumo interno como para la exportación) nuestras reservas que se reponen parcialmente, no alcanzarían para más allá del 2012 en petróleo y 2015 en gas natural. No hace falta mucha imaginación para darse cuenta del problema que se nos avecina. Nos quedaremos sin disponibilidad de hidrocarburos antes que los países desarrollados y frente a una demanda mundial creciente, que nos dificultará el acceso al mercado externo (ahora para importar). Sin energía sería inconcebible la industrialización y la inversión en ciencia y técnica, la doble y única estrategia que conduce al desarrollo, así como el crecimiento de la sociedad, sin importar sistemas económicos y políticos. No es posible esperar inversiones en ningún área de la productividad o de la industria, si no se le asegura al inversor la disponibilidad de energía, por tiempo razonable y a precios que le permita competir en los mercados internacionales. Esta sustentabilidad en el tiempo, hace imperioso un rol activo del Estado en la política y planificación energética de cualquier país soberano. Sin energía disponible no existirán inversiones en la producción, se acentuará el subdesarrollo y la pobreza. Los reclamos y conflictos sociales crecientes, dificultarán en sumo grado la sustentabilidad política.

Urge una política energética que priorice al país y al bien común de sus habitantes por sobre los intereses económicos de las empresas, y un planeamiento que obligue a una explotación racional de nuestros escasos recursos hidrocarburíferos. Simultáneamente tiene el Estado la obligación de

abocarse a generar mecanismos adecuados que posibiliten el desarrollo de fuentes de energía alternativas, y facilitar el tránsito ordenado de una economía basada en hidrocarburos, a otra basada en recursos que sustenten adecuadamente el desarrollo.

4.4 La industria del Petróleo y Gas (P&G)

4.4.1 Características

La industria del petróleo y gas, se puede dividir en dos grandes etapas:

- Upstream: Esta etapa puede subdividirse, a su vez, en tres procesos:
 1. Exploración, Prospección y perforación de nuevos pozos que puedan producir petróleo y gas. Esta etapa presente un alto grado de incertidumbre, haciendo que las empresas petroleras suelen diversificar el riesgo.
 2. Desarrollo de la reserva, mediciones y establecimiento de suficiente cantidad de pozos, para permitir un adecuado nivel de producción.
 3. Extracción de hidrocarburos a la superficie, una vez hallados los pozos con suficiente capacidad para que sean rentables. Acondicionarlos y transportarlos hacia las refinerías o distribuidoras.
- Downstream: Esta etapa también puede subdividirse, a su vez, en dos procesos:
 1. Destilación del petróleo, obteniendo subproductos tales como: naftas, gas oil, fuel oil, gas, etc. En el caso del gas corresponde a la separación de butano y propano.
 2. Distribución de los subproductos a los usuarios finales.

Aquellas compañías que poseen las dos etapas del negocio se denominan “integradas”. Por otro lado, aquellas que posean solamente una de las dos etapas se denominan “no integradas”.

Esta industria resulta ser de capital intensiva y de altos costos hundidos, que constituyen una barrera a la entrada y contribuyen a la conformación de una industria oligopolizada.

Esta industria tiene ciertas características propias que merecen ser destacadas:

- ser la proveedora de múltiples beneficios para el nivel y calidad de vida del hombre moderno;
- ser una actividad que conlleva una complejidad política, económica e histórica muy diferente a todas las demás;
- ser la mayor industria extractiva, lo que implica la remoción de estos elementos no renovables en amplia escala
- ser de capital intensiva, por las fuertes y continuas inversiones que exige: el estimado de inversiones en el mundo para 2006 solamente en el área de Exploración y Producción (E&P o upstream) es de 170.000 millones de dólares, según el Instituto Frances de Petróleo (IFP), cifra que representa un 13% de crecimiento estimado, respecto de los 150.000 millones de dólares del año 2005.
- ser de alto riesgo, dado que las acumulaciones comerciales de hidrocarburos se encuentran frecuentemente luego de varios y costosos intentos fallidos.

4.4.2 La contaminación

Durante el proceso de obtención, almacenamiento, transporte y finalmente combustión, se liberan a la atmósfera distintas sustancias provenientes de los hidrocarburos. Antes de avanzar vamos a afinar los criterios por los cuales se califica de contaminante una sustancia.

Se la considera así, si al quedar expuesto a ella, se incrementan las posibilidades de experimentar problemas de salud. También los compuestos tóxicos en el aire causan problemas ecológicos. Existen tres criterios oficiales para clasificar:

- Causen serios problemas de salud, como cáncer, defectos en los recién nacidos, muerte inmediata.
- Sean emitidos a la atmósfera en cantidades lo suficientemente grandes como para ser tóxicas. Esto se calcula con mediciones directas de las sustancias, en muestras de aire recolectadas o bien empleando modelos de emisión.

- Afecten a gran cantidad de personas.

Las emisiones que producen los hidrocarburos son múltiples, si bien las más importantes en términos de impacto son:

- NO_x es una mezcla de NO y NO₂ (óxido nitroso y óxido nítrico) que se produce en todos los procesos de combustión por la oxidación del nitrógeno del aire o de un hidrocarburo nitrogenado que tenga la gasolina. Los automotores pueden llegar a ser tan “eficientes” que hasta el nitrógeno del aire, gas poco reactivo, con que oxidamos la gasolina resulta oxidado. El NO_x es causa posible de bronquitis, neumonía, susceptibilidad a infecciones virales (ej. Gripe) y alteraciones del sistema inmunológico. También contribuye a la lluvia ácida, el smog urbano y especialmente contribuye a la destrucción de la capa de ozono.
- HC, los propios hidrocarburos que se evaporan en el almacenamiento, transporte o que no llegan a ser combustionados, constituyen una potencial sustancia cancerígena si son inhalados.
- CO el monóxido de carbono, que se caracteriza por su alta toxicidad.
- CO₂ el dióxido de carbono, elemento que se lo responsabiliza del 50% del “*efecto invernadero*”; cuyo efecto sobre la atmósfera es retener más calor, del mismo modo que actúa el vidrio envolvente de un invernadero reteniendo las radiaciones solares.

La industria del petróleo ha avanzado en la disminución y eliminación de ciertos aditivos de las gasolinas, que también presentaban problemas de contaminación como lo es el tetraetilo de plomo, de alto contenido cancerígeno. Hoy en el país ya no se utiliza en la formulación de naftas, siendo estas libre de plomo.

La industria automotriz ha avanzado para disminuir el efecto de los gases de la combustión, donde el convertidor catalítico, es capaz de reducir simultáneamente emisiones e hidrocarburos, CO y NO_x. El platino y el rodio, por medio de reacciones de reducción, abastecidas por el calor que portan los gases de combustión, eliminan los átomos de oxígeno de las moléculas de NO_x para formar nitrógeno y oxígeno. El platino y el paladio, con reacciones de oxidación (al convertidor catalítico se le inyecta aire con este fin) contribuye a

que los hidrocarburos y CO de los gases de escape se transformen en CO₂ y H₂O (agua). Para que los convertidores catalíticos funcionen correctamente deben cumplir requisitos como:

- Un control preciso de la cantidad de mezcla hidrocarburo/aire, que sólo se logra con los nuevos carburadores y sistemas de inyección de combustible. Tener un sensor de oxígeno en los gases de escape.
- Evitar los aditivos con plomo, pues causan daño irreversible al convertidor catalítico.

Aún persiste un problema y es que al encenderse el automóvil, el motor tarda unos minutos en llegar a la temperatura óptima de operación. El catalizador es un sólido, que acelera las reacciones de conversión de los gases nocivos en otros que lo son menos, pero para poder hacerlo requiere de alcanzar cierta temperatura. De modo que si lo que se realizan son viajes cortos, en que el motor esté frío, se contaminará como si no se tuviese catalizador. En la actualidad se piensa que vayan más cerca del motor y aprovechar el calor generado por la combustión y utilizar dispositivos eléctricos, mediante resistencias eléctricas que se calientan rápidamente. El tiempo de vida de un convertidor es de unos 150.000 Km., pero varía con el mantenimiento y la gasolina utilizada.

4.4.3 La descarbonización

Una tecnología que ha emergido en los últimos años y que se proyecta como una solución a los problemas ambientales causados por el aumento de las concentraciones de CO₂, corresponde a la descarbonización de los combustibles fósiles antes de ser quemados, aumentando así la razón hidrógeno/carbono existente en ellos y al secuestro de CO₂ (si estos ya han sido quemados). Esto es, una vez quemados los combustibles fósiles, capturar el CO₂ emitido y almacenarlo, evitando así su emisión a la atmósfera (Oak Ridge National Laboratory, 1999; Socolow R., 1997).

Si bien la tecnología no surge como solución al problema ambiental sino que para aumentar la recuperación de crudo, es perfectamente aplicable a esta problemática y será descrita a continuación:

La descarbonización se basa en aumentar la razón hidrógeno/carbono presente en los combustibles fósiles, llegándose a obtener hidrógeno y CO₂ en el mejor de los casos mediante una reformación con vapor. El hidrógeno se proyecta así en convertirse en el combustible del siglo XXI, susceptible de ser utilizado como insumo en el sector transporte y en generadoras eléctricas.

El secuestro de CO₂ por otro lado, puede ser entendido como un cambio en la tecnología energética dominante, esto es que el CO₂ que eventualmente terminaría en la atmósfera dado que no existe normalización sobre su emisión - el protocolo de Kioto, si bien versa sobre emisiones de CO₂, no es un tratado y menos aún, una norma-, sea almacenado en forma estable, pudiendo ser bombeado a acuíferos salinos a kilómetros de profundidad o bien al fondo del océano, de modo que no entre a la atmósfera.

Es así como descarbonización de combustibles y secuestro de CO₂ pueden considerarse como dos caras de la misma moneda, conceptos que en el último tiempo han adquirido cierta relevancia, dado:

- El desarrollo de las celdas de combustibles, unidades que pueden generar electricidad haciendo uso de hidrógeno.
- La conciencia que el hombre ha adquirido acerca de que la atmósfera no es el único sumidero de CO₂, pudiendo el océano y los acuíferos salinos convertirse en otros sumideros.

4.5 Los combustibles líquidos en Argentina

4.5.1 Introducción al proceso productivo

El petróleo crudo está compuesto fundamentalmente por una mezcla de hidrocarburos con distintos números de átomos de carbono y diferentes propiedades físicas como punto de ebullición, viscosidad y densidad. El petróleo crudo debe ser procesado para obtener los productos terminados exigidos por el mercado, a continuación describiremos brevemente este proceso:

El proceso comienza con la introducción del petróleo en un horno a altas temperaturas, luego se pasa a las torres de fraccionamiento, donde se vaporiza, separándose las fracciones más ligeras de las más pesadas. Entre las más ligeras se encuentran el gas combustible y otros gases como el propano y el butano (LPG). Después le siguen las naftas y destilados medios como el kerosene y gas oil. Entre las más pesadas se encuentra el fuel oil.

Esta primera parte del proceso se conoce con el nombre de destilación primaria o fraccionada. Parte del gasoil obtenido en esta etapa ya está listo para ser vendido al mercado.

A continuación comienzan los procesos de craqueos térmicos y catalíticos, mediante los cuales las fracciones pesadas obtenidas de la destilación (el fuel oil y el resto del gas oil), son transformadas en fracciones más livianas, como las naftas para vehículos, las aeronaftas y las motonaftas de alta calidad.

Estos productos livianos son sometidos a distintos procesos, con el fin de extraer sus impurezas, antes de ser colocados en el mercado para su venta.

4.5.2 Descripción de la cadena de valor en el mercado Petrolero



Exploración	Oleoducto	Refinería	Canal mayorista	Canal minorista
Estudios geológicos y sísmica	Bombeo	Recepción de crudos	Venta a distribuidores mayoristas	Venta al consumidor final en Estaciones de Servicio.
Determinación de zona	Almacenaje y Despacho	Procesamiento de crudo y productos intermedios.	Venta directa a grandes consumidores (Agro, industria, transporte, marítimo, etc.)	
Desarrollo	Barcos	Blending y obtención de productos dentro de especificaciones	Ventas a Estaciones de Servicio	
Perforación	Boyas marítimas y puertos		Exportaciones	
Explotación			Venta a otras Petroleras	
Determinación de la reserva				
Extracción de Crudo.				
Tratamiento				
Separación de gases				

4.5.3 Los combustibles líquidos en Estaciones de Servicios

La comercialización de combustibles líquidos en Estaciones de Servicios (EE.SS), comprende los siguientes productos: Nafta ultra, Nafta súper, Nafta común, Gas oil y Kerosene (para calefacción). Siendo los más representativos en cuanto a su consumo los que se describen en **-cuadro 1-**.

Cuadro 1. Combustibles líquidos en EE.SS más representativos. (promedios 2005)

Producto	Participación relativa de consumo promedio
Nafta Súper	20 %
Nafta común	10 %
Gas oil	70 %
TOTAL	100 %

Definimos como oferentes de los combustibles líquidos, a las refinerías locales y a los importadores (traders).

Los demandantes son fundamentalmente las estaciones de servicio y los mayoristas con y sin red de estaciones de servicio. Llegando así al consumidor final y al sector de empresas.

El alcance geográfico del mercado es la totalidad del país, donde algunas empresas poseen más presencia que otras o en algún caso no poseen.

4.5.4 Características del mercado de combustibles líquidos

Este mercado se caracteriza por uno pocos jugadores o “players”, siendo los más representativos un grupo de empresas internacionales, cuya participación durante el año 2005, se expresa en **- cuadro 2 :**

Cuadro 2. Participación de mercado, en los combustibles líquidos.

Rank.	Empresas	Market-share
1	REPSOL YPF	56 %
2	PETROBRAS	15 %
3	SHELL	13 %
4	ESSO	11 %
5	REFINOR	3 %
6	SOL	2 %
TOTAL		100 %

La sumatoria del market-share de las cuatro empresas con mayor participación en el mercado, representan en conjunto el 95 % del mercado. Esto marca un alto grado de concentración. Donde existe una firma dominante integrada que es REPSOL YPF, que actúa como formadora de precios del mercado, siendo PETROBRAS (integrada en menor escala) la seguidora. El resto son no integradas en su totalidad, lo cual las coloca solamente en algunos eslabones de la cadena de valor. Esta diferenciación sumada a una fuerte presencia regional, hacen de las dos primeras las dominantes del mercado. Asimismo y dado que participan de actividades de complementación e intercambio, con proyectos o asociaciones en común, entre otros. Nos llevan a aplicar el concepto de Porter de Grupo estratégico, definiéndolas como un grupo oligopólico con empresa dominante, que es REPSOL YPF. Cuyo liderazgo se

basa en el tamaño de la empresa, su grado de integración y su participación de mercado.

No obstante existen otros elementos a tener en consideración y que para una mejor comprensión se analizan (**ver apéndice D, El mercado de combustibles líquidos: estructura, conducta, análisis estratégico**), desde la estructura y conducta, a fin de determinar el grado de competencia existente en el mercado de combustibles líquidos. Al final se expone un análisis estratégico del mercado de combustibles líquidos para el sector downstream, en consideración de una compañía comercializadora mayorista. Este enfoque es el que debiera abordar una nueva empresa que habiendo desarrollado una cadena comercial para el “hidrógeno”, piense ingresar al mercado de EE.SS en complementación a los combustibles líquidos y como más adelante veremos el GNC.

4.6 El Gas Natural y Gas Natural Comprimido en Argentina

4.6.1 Introducción al gas natural (GN)

El gas natural es otra fuente de energía de los hidrocarburos, aunque existen yacimientos que proporcionan exclusivamente gas natural, éste va casi siempre asociado al petróleo y sale junto a él cuando se perfora un pozo. Desde la década de 1970, en respuesta a la crisis del petróleo, su utilización ha experimentado un gran avance. Hasta hace unas décadas el gas natural que aparecía en los yacimientos se solía quemar como un residuo más, ya que, a pesar de su poder calorífico, no se lo podía aprovechar por los problemas que plantea su almacenamiento y transporte. Incluso, por ese motivo hay quienes aún cuestionan su carácter de “commodity”.

El gas natural no se utiliza en su forma bruta (crudo), sino que previamente se procede a su tratamiento, a fin de ponerlo en condiciones de ser ingresado al sistema de transporte. Este trabajo se realiza en instalaciones de procesamiento y consiste en la separación de polvos y líquidos, deshidratación, descarbonatación, desulfuración, ajuste de punto de rocío, etc.

Complementariamente, dado que los hidrocarburos de mayor peso molecular (más átomos de carbono) que el metano, tienen más valor económico, se los suele separar para venderlos como productos de mayor valor agregado: etano para producir etileno y polietileno, propano y butano para utilizarlos como gas licuado, pentanos y hexanos para complementar el *pull* de naftas, etc. En particular, el propano y butano reciben el nombre de Gas Licuado de Petróleo (GLP), el cual también puede obtenerse a partir de la destilación de petróleo crudo. El transporte de dicho producto se realiza a través de camiones o poliductos y se almacena en tanques esféricos. En este negocio intervienen además los fraccionadores, quienes envasan el GLP en garrafas y cilindros, para aquellos usuarios que no lo reciben a granel. La separación se puede hacer en yacimiento, previo al ingreso del gas al gasoducto, o bien en cualquier otro punto a lo largo del gasoducto. Esta operación se denomina “recuperación de hidrocarburos” y cuanto más pesado sea el mismo, mayor será su grado de extracción (etano, 80%; propano, 98%; butano y superiores, 100%).

Cuando el transporte tiene que hacerse por mar y no es posible construir gasoductos submarinos, el gas es llevado a plantas de licuefacción, donde mediante la técnica de criogenia se reduce su temperatura a 160 grados bajo cero (su punto de ebullición), a fin de poder disminuir su volumen 600 veces y luego cargarlo en buques metaneros. En el puerto receptor, el Gas Natural Licuado (GNL) se descarga en las plantas o terminales de almacenamiento y regasificación. Esta modalidad de transporte permite poner en producción yacimientos aislados situados en el mar o en islas.

El transporte y la distribución del gas, se asemejan más al sector del transporte y distribución de electricidad. El gas natural es versátil, pues puede utilizarse en diversos ámbitos en la industria, como la producción de calefacción, la refrigeración; asimismo el protocolo de Kyoto recomienda su utilización en el transporte considerándolo como combustible, ya que los efectos de gas invernadero sobre la capa de ozono son mínimos. Sin duda su uso alternativo más importante está concentrado en la generación de energía eléctrica,

considerada la tecnología más eficiente de los hidrocarburos, debido a las mejoras técnicas realizadas en el área de las turbinas de ciclo combinado (4).

4.6.2 Descripción de la cadena de valor en el mercado del Gas



Exploración	Gasoducto	Distribuidoras	Canal mayorista	Canal minorista
Estudios geológicos y sísmica	Compresión	Tendido de redes Para usuarios e industrias	Venta a otras Distribuidoras	Venta al consumidor final en Estaciones de GNC
Determinación de zona	Almacenaje y Despacho	Medidores de consumo	Venta directa a grandes consumidores (usinas eléctricas, industrias, ventas a Estaciones de GNC)	Usuarios Residenciales
Desarrollo	Mantenimiento		Exportaciones	Comercios
Perforación	Barcos de GNL			Entes del gobierno
Explotación	-licuefacción en origen			
Extracción de Gas	-Regasificación en destino			
Tratamiento				
Separación de gases:				
Asociado gas y petróleo				
No asociados Propano y butano				

4.6.3 Características

Las reglas de este mercado suponen una definición de servicio público regulado por el Ente Nacional Regulador de Gas (ENERGAS), aún cuando dicha regulación pueda ser encuadrada como “débil”, debido a los criterios de

(4) Las centrales termoeléctricas denominadas de ciclo combinado, son un tipo de central que utiliza gas natural como combustible para producir el vapor que mueve una turbina de vapor. A continuación, aprovechando de la energía de los gases de escape de la combustión se mueve una turbina de gas. Cada una de estas turbinas está acoplada a su correspondiente alternador para generar la electricidad como en una central termoeléctrica clásica. Con este procedimiento se consiguen rendimientos productivos del orden del 55%, muy superior al de las plantas termoeléctricas convencionales.
http://es.wikipedia.org/wiki/Central_termoele%C3%A9ctrica.

fiscalización y de control establecidos por Ley. Al momento de salirse de la convertibilidad, el Estado dispuso la pesificación del gas en boca de pozo y de las tarifas de distribución. Más adelante durante el 2004, se estableció mediante resolución un sendero de precios con los productores para garantizar el abastecimiento interno, llegando hasta julio 2006 con precios vigentes a los que existían a inicios de la convertibilidad en dólares.

Con el fin de incrementar la competencia, se han introducido a lo largo de los años una serie de mecanismos en el segmento *downstream* (*distribución y comercialización*) del mercado. Por un lado, se creó un mercado *spot* o de corto plazo (basado en contratos inferiores a seis meses), por medio del cual las compañías distribuidoras pueden contratar con los productores el gas que no sea cubierto, a través de los contratos de largo plazo. Por otro lado, los grandes usuarios y las usinas eléctricas cuentan con la posibilidad de contratar directamente el gas con los productores, pagando al transportista y la distribuidora los correspondientes peajes. Para ello existen dos modalidades: *by pass* comercial y *by pass* físico. La diferencia entre ambos es que el gran usuario en el caso del *by pass* físico, construye su propio conducto que lo conecta directamente con el gasoducto troncal del transportista.

Los usuarios finales, pueden clasificarse en usuarios cautivos y no cautivos. Los primeros son aquellos que no pueden contratar libremente el gas y agrupa fundamentalmente a los usuarios residenciales, entes gubernamentales y pequeños o medianos comercios. Los usuarios no cautivos son aquellos que pueden contratar el suministro directamente con los productores y abarca a aquellos usuarios que consumen grandes cantidades de fluido (más de 5.000 m³/día) como son las industrias, centrales térmicas y empresas expendedoras de Gas Natural Comprimido (GNC), para uso vehicular. En aquellos consumidores no cautivos y que tienen la posibilidad de contratar libremente, su demanda normalmente es más elástica. Estos usuarios demandan el gas como insumo intermedio en los procesos productivos y por lo tanto su demanda depende en buena medida del nivel de actividad económica, evolución del P.B.I. Los usuarios industriales, GNC y centrales termoeléctricas contratan

usualmente un servicio interrumpible en caso de restricciones en la capacidad de transporte. De esta manera consiguen precios menores por parte de los distribuidores dado que no contratan capacidad en firme. Por el contrario, los usuarios residenciales, comerciales y Estado, contratan un servicio no interrumpible. Cabe destacar que la incorporación del GNC como servicio interrumpible es bastante reciente y ha desatado diversas críticas por parte de los Estacioneros, existiendo ambas modalidades de contratación de suministro, ya que los anteriores contratos, no han sido aún modificados. Esto último constituye una verdadera restricción física al consumo, que afecta de los automovilistas y que sumada a las incertidumbres sobre incrementos de precios, ha llevado a reducir drásticamente la conversión de unidades a GNC. Notándose en los últimos dos años una suerte de amesetamiento en la demanda de GNC (igualando su consumo al de nafta súper), luego de más de dos décadas de vertiginoso crecimiento.

Por otro lado, las centrales térmicas son el mayor consumo industrial y dada la característica de ciclo combinado de las mismas, es decir posibilidad de utilizar combustible gaseoso (GN), líquido (Gas oil) o semi-líquido (Fuel oil). Es que se encuentra en este mercado el valor de referencia, dado por su principal sustituto, el fuel oil. El precio de este producto actúa como un precio máximo para el gas, donde a partir del mismo y ante un aumento de precios del gas, el parque de centrales térmicas se vuelca al consumo del Fuel oil (alternativa más económica, incluso respecto al Gas oil) y por acción de la oferta y demanda lleva a reducir el precio del primero. Otro actuador que tiene incidencia como valor de referencia, lo constituye el precios de importación del gas, fundamentalmente desde Bolivia, donde recientemente se estaría negociando un valor de tarifa cercano a los 5 u\$s el M BTU. Si bien su incidencia es menor, debido a la baja participación (2 – 5 %) sobre el total del consumo nacional.

4.6.4 El mercado del Gas Natural Comprimido (GNC): introducción y participación

A principios de 1983, organismos privados y estatales, en el marco de la ampliación de reservas de gas natural que había tenido lugar en la década anterior, concibieron que había que seguir cambiando la matriz energética del país con una mayor participación de este combustible limpio y abundante, distribuido adecuadamente por gasoductos que atraviesan todo el país de sur a norte y de oeste a este. El resultado fue que se debía incursionar en el transporte automotor, sustituyendo derivados del petróleo por gas natural comprimido vehicular. Así en 1984, se creó en Argentina el *mercado de GNC*, a través de lo que se denominó el Plan Nacional de sustitución de combustibles líquidos, en cuya elaboración trabajó personal de YPF y GAS DEL ESTADO, con la colaboración de diversos sectores privados.

Sus siglas corresponden a Gas Natural Comprimido y se trata de gas común o gas domiciliario (gas metano) y que por medio de compresores especiales, se lo comprime, para luego ser despachado desde surtidores de alta presión (200 bar o sea alrededor de 200 Kg/cm²) al automóvil. Donde se lo almacena en cilindros de acero para alta presión y puede usarse como combustible alternativo en cualquier vehículo alimentado a nafta con sistema a carburador, o sistema de inyección.

El contenido de metano en el G.N.C. varía entre 85 % y 95 %, relación aire/gas: = 17,4/1 (Peso). El gas natural es considerado como un combustible limpio. Bajo su forma comercializada, casi no contiene azufre y virtualmente no genera dióxidos de azufre (SO₂). Sus emisiones de óxidos de nitrógeno (No) son menores a las generadas por el petróleo y el carbón. Las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) son inferiores a la de otros combustible fósiles (según Eurogas emiten 40 a 50% menos que el carbón y 25 a 30% menos que el petróleo).

El gas natural comprimido (GNC) se comercializa actualmente en un volumen similar a la nafta súper, en el mercado de combustibles líquidos de la Argentina. Siendo la participación relativa del consumo de los principales productos dentro de las Estaciones de Servicios duales, en la canasta de los combustibles (líquidos y gaseosos), la siguiente:

Producto	Participación relativa
Gas Natural Comprimido	17 %
Nafta Súper	17 %
Nafta común	8 %
Gas oil	58 %
TOTAL	100 %

A marzo 2006, el parque automotor a GNC alcanza aproximadamente a 1,5 millones de unidades. Siendo Argentina, el país con mayor parque mundial a GNC. Con un total aproximado de 1.500 Estaciones de servicios para su expendio, distribuidas en todo el país y con una amplia participación de marcas:

Rank.	Empresas	Market-share
1	REPSOL YPF	24 %
2	INDEPENDIENTES	38 %
3	PETROBRAS	13 %
4	SHELL	10 %
5	ESSO	8 %
6	ASPRO	4 %
7	SOL	3 %
	TOTAL	100 %

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Prensa Vehicular (Periódico especializado en GNC).

Si bien no existe un alto grado de concentración del mercado, visto desde las marcas. Cabe recordar que Repsol Ypf y Petrobras, poseen a su vez una participación de algo más que el 40 % en la producción de gas y mantienen participaciones en las dos transportadoras, conformando junto a Total, Pan American y Pluspetrol un oligopolio. Es desde este aspecto que el mercado de GNC, presenta también ciertas características de oligopolio e integrado por empresas privadas, adicionalmente no existen rivales cercanos, constituyendo a Repsol Ypf como empresa dominante y actuando en alguna medida como formadora de precios. Si bien como veremos más adelante, este mercado presenta a su vez características de servicio público y por ello el concepto de “tarifa social”. Asimismo, el comportamiento del consumo ante las variaciones de precios, se caracteriza por ser totalmente inelástico, es decir ante aumentos de precios la demanda no se retrae. Alguna de las razones que permiten entender este comportamiento, son el exiguo valor del GNC en comparación con las naftas (representando aproximadamente un 45 % el valor en surtidor de estas y con similar rendimiento), el mercado cautivo que constituye un parque automotor que realizó inversiones de adaptación, para este combustible y la imposibilidad de al menos en el corto plazo, encontrar un sustituto cercano competitivo.

Capítulo V. Análisis de precios

5.1 El WTI y los precios locales de combustibles, valores de referencia –en surtidor- expresados en u\$s/Bbl

Luego de la devaluación, Argentina impuso retenciones asimétricas a la exportación de crudo y productos petroleros. Con precios de barril de 45 dólares el WTI o mayores, las retenciones al crudo llegan ahora al 45 por ciento. Las retenciones a la exportación de productos terminados, en cambio, son del 5 por ciento. Con estas retenciones al crudo, que empezaron en el 20 por ciento y luego se hicieron móviles hacia arriba, y las retenciones más bajas sobre los productos, se ha tratado de atenuar la suba de los precios de los combustibles en el mercado doméstico. Así el gobierno indujo a los productores a tener que ofertar en el mercado local, un crudo bonificado (neto de retención), haciendo que para un valor de cotización de WTI de 60 u\$s/Bbl, el refinador consiga un valor de compra para el petróleo crudo en el mercado local, de aproximadamente 41 u\$s/Bbl ($60/1+45\%$). Este sistema artificial creado, al cual me referiré como “esquema de precios administrados”, cuenta con un beneficio adicional para los refinadores al brindarles la posibilidad de exportar naftas (producto en que Argentina es excedentario), con una retención de tan solo el 5%. Permitiendo así atenuar significativamente los precios de los combustibles en el mercado doméstico y aislar a la referencia local -precios en surtidor-, de las variaciones en los precios internacionales.

Para tratar de entender el efecto anteriormente comentado, sobre los precios de los combustibles en el mercado local, se ha elaborado una tabla comparativa (**Tabla 1**); entre el precio de cotización del petróleo crudo para el WTI y la referencia equivalente para los combustibles líquidos en surtidor (precio en EE.SS), considerando su precio básico (sin impuestos) dentro del mercado local.

Tabla 1. Evolución precios crudo WTI, cotización internacional Versus Precios surtidor básicos (sin impuestos) para combustibles líquidos en Argentina. (Promedios anuales)

AÑO	u\$s / Bbl		
	Crudo WTI COTIZACION INTERNACIONAL	Pcio. Basico (sin Impuestos) Surtidor combustibles líquidos REFERENCIA LOCAL	Diferencia
1991	21,5	36,0	14,5
1992	20,6	35,5	14,9
1993	18,5	37,6	19,1
1994	17,2	39,6	22,4
1995	18,4	40,3	21,9
1996	22,2	41,9	9,8
1997	20,6	44,4	23,8
1998	14,4	41,9	27,5
1999	19,3	44,5	25,3
2000	30,3	56,3	26,0
2001	25,9	56,9	31,0
2002	26,1	33,6	7,5
2003	31,1	49,7	18,6
2004	41,4	51,0	9,6
2005	56,5	52,4	(4,1)
2006 (I Trim)	63,4	49,9	(13,5)

Fuente: elaboración propia en base a datos consultados en el Sitio Web: <http://iapq.gov.ar>, Instituto Argentino del Petróleo y Gas y <http://energia.mecon.gov.ar>, Secretaría de Energía de la Nación

Debemos aclarar que para llegar con el combustible al surtidor, existen una serie de etapas en la cadena de valor (ver punto 4.5.2), donde la valoración de las mismas permiten determinar el precio del combustible en la estación de servicios. Siendo los principales componentes en la formación del precio en surtidor: el costo del petróleo crudo, al cual se deben sumar; el margen del refinador, el margen del comercializador mayorista, el margen del estacionero y finalmente todos los impuestos. A modo de ejemplo, y para entender mejor, un ejercicio numérico de valoración del precio en surtidor –básico (sin impuestos), arrojaría que para un costo de petróleo crudo de 21 u\$s/ Bbl, deben sumarse; el margen del refinador que en promedio es del orden de 5 u\$s/Bbl, (costo asimilable a realizar un fazón de procesamiento de crudo en alguna refinería local), el margen del comercializador mayorista del orden de 4 u\$s/Bbl y el margen del estacionero del orden de 6 u\$s/Bbl (el mismo es bastante estable y

se calcula entre un 9 – 10%, del precio total incluido los impuestos). Siendo el total de márgenes del orden de 15 u\$s/Bbl y arrojando así un precio básico (sin impuestos), en surtidor del orden de 36 u\$s/Bbl, similar al que se observaba en el año 1992.

Como puede observarse en la tabla, durante el período de convertibilidad (1\$ igual a 1 u\$s), los precios básicos en surtidor han estado en continua alza, a excepción de 1998, donde la abrupta caída en los precios del petróleo crudo, fue trasladada también al surtidor. Asimismo, la diferencia con el costo del petróleo crudo, muestra márgenes totales superiores a los 15 u\$s/Bbl, que se explicara anteriormente. Es después de 2001 (salida de la convertibilidad), donde los márgenes totales caen significativamente, durante el 2002 y 2003 se producen nuevos incrementos de precios en surtidor, producto de la suba de los precios del petróleo crudo. Es a partir de 2004, que el Gobierno propicia una serie de medidas anti-inflacionarias (de dudosa efectividad a mediano y largo plazo), tendientes a mantener estables los precios en surtidor y que llamamos esquema de precios administrados, dando por efecto que los continuos incrementos del costo del petróleo crudo, no se trasladen al precio básico en surtidor. Llevando a que la escala internacional en los precios de este “commodity”, supere la referencia local.

Como consecuencia de esto, los precios domésticos ya no reflejan las referencias internacionales de precios, quedando incluso muy por debajo de estas.

5.2 Precios del GAS, GNC y Fuel Oil

El gas natural todavía no tiene un precio internacional. Lo tendrá en próximos años, cuando el gas natural líquido transportado en barcos metaneros y regasificado en destino, compita con el gas natural transportado en gasoductos. El precio del gas natural en la Argentina, luego de su liberalización en 1994, se formó a partir de un *netback* que tuvo como referencia el precio del fuel oil en el principal mercado de consumo: Buenos Aires. Desde Buenos Aires, y, descontando el transporte, se llegó a formar el precio en las distintas cuencas

productivas argentinas. Después de la devaluación, el precio del gas natural quedó congelado y sometido luego de un acuerdo con los productores a un sendero de recomposición mediante Resolución (180/2004). Cuando quede libre, algunos temen que vuelva a la relación que tenía con el fuel oil, por su condición de sustituto próximo. El precio del fuel (que sigue los precios del crudo), en equivalencia, es de más de 6 dólares el Millón (M) BTU (importado en tanque de puerto). Descontado el transporte, estos precios darían valores en boca de pozo de alrededor de 5 U\$S dólares el M BTU. Pero el precio del fuel es un techo para la cotización del gas (como se explicara en capítulo IV) y donde una suba inmediata de esa magnitud, tendría un fuerte impacto en la economía. En posterior Resolución (752/2005), al regular el acceso al mercado electrónico de gas de los distintos consumidores, la Secretaria de Energía ha fijado un tope para el precio del gas natural en boca de pozo a negociar por los productores, que tiene en cuenta el precio de exportación de gas neto de la retención (que actualmente alcanza al 20%).

Alternativamente, puede darse que el piso de cotización del gas natural lo debe fijar el precio al cual se negocie el gas con Bolivia. Asumida Bolivia como cuarta cuenca, y, tomando en cuenta una razonable competencia entre cuencas de ambos países, el precio de Bolivia opera como costo marginal de la cuenca más cara que es necesaria para servir la demanda local. Por eso es muy importante el precio al que se termine cerrando la negociación del contrato de gas a largo plazo con la vecina Nación. Para tener una idea del negocio de oportunidad que tiene Bolivia en su negociación de precios con Argentina, hay que recordar lo expuesto sobre la internacionalización del mercado del gas natural vía la comercialización de gas natural líquido (GNL). Si Bolivia no vende su gas en la región puede exportarlo como GNL a los Estados Unidos. En los Estados Unidos, la estrecha relación de sustitución entre el petróleo y el gas natural, determinan que el precio del gas natural suba o baje al compás de la cotización de precios del crudo (como se mostrara en capítulo 4.2.3). La cotización del gas en el principal centro de comercialización de Estados Unidos conocido como Henry Hub, es la referencia objetiva para analizar el precio que obtendría Bolivia

si decidiera vender su gas a Estados Unidos como gas natural líquido. Con un precio del gas natural en Henry Hub de alrededor de 6 dólares el MBTU, deduciendo los costos de regasificación, transporte en buques metaneros, licuefacción en origen y transporte terrestre, se llega a un precio en boca de pozo para Bolivia de alrededor de 2 dólares el MBTU. Si la cotización del Henry Hub sube a 9 dólares el MBTU y se asumen constantes los costos, el precio en boca de pozo de Bolivia sube a 5 dólares.

Se ha elaborado una tabla comparativa (**Tabla 2**), con los precios internacionales del Gas Natural para el mercado del Henry Hub, los precios básicos para el GNC en surtidor (neto de impuestos) y los precios en equivalencia para el fuel oil en el mercado Argentino.

Tabla 2. Evolución precios del Gas, cotización internacional del Henry Hub Versus Precios surtidor básicos (sin impuestos) para GNC y Fuel Oil en equivalencia en Argentina. (Promedios anuales)

AÑO	u\$s / m3		
	Gas Henry Hub (m3) COTIZACION INTERNACIONAL	Pcio. Basico (sin Impuestos) Gas Natural Comprimido REFERENCIA LOCAL	Fuel Oil precio en el mercado interno (aprox.)
	1992	66,4	186,8
1993	77,5	186,1	100,3
1994	70,1	188,0	102,8
1995	62,7	194,8	91,9
1996	103,3	197,6	111,8
1997	92,3	228,1	95,9
1998	77,5	228,1	64,1
1999	84,9	226,4	85,9
2000	158,7	244,8	152,3
2001	147,6	263,1	122,5
2002	125,5	86,9	134,6
2003	203,0	104,6	170,0
2004	217,7	105,1	192,8
2005	324,7	148,3	287,3
2006 (I Trim)	284,1	167,7	330,0

Fuente: elaboración propia en base a datos consultados en el Sitio Web: <http://iapg.gov.ar>, Instituto Argentino del Petróleo y Gas, datos de GNC obtenidos de ediciones mensuales de **PRENSA VEHICULAR** y, datos obtenidos de Platt's para **Fuel Oil N° 6 Low Sulfur (1%)**, ajustado a referencias del Mercado Argentino.

En la segunda columna se muestra la cotización internacional para el Gas en el mercado Henry Hub y convertida a m3 (según factor 36,9 por cada M BTU). La

tercera columna, contiene los precios básicos (sin impuestos) para el GNC en surtidor en el mercado local y la última columna contiene una aproximación a los precios del Fuel Oil (cabe aclarar que por tratarse de un producto con demanda altamente estacional y que se vende mayoritariamente en operaciones spot; existe un rango muy amplio de precios), convertidos a m³ para el mercado Argentino.

Para llegar con el GNC al surtidor, existen una serie de etapas en la cadena de valor (ver punto 4.6.2), donde la valoración de las mismas permiten determinar el precio del GNC en la estación de servicios. Siendo los principales componentes en la formación del precio en surtidor: el costo del Gas en boca de pozo, al cual se deben sumar; el margen del transportador, el margen del distribuidor/comercializador mayorista, el margen del estacionero y finalmente todos los impuestos. A modo de ejemplo, y para entender mejor, un ejercicio numérico de valoración del precio en surtidor –básico (sin impuestos), arrojaría que para un costo de gas en boca de pozo de 65 u\$/m³, deben sumarse; el margen del transportador que en promedio es del orden de 20 u\$/m³, el margen del distribuidor/comercializador mayorista del orden de 30 u\$/m³ y el margen del estacionero del orden de 70 u\$/m³. Siendo el total de márgenes del orden de 120 u\$/m³ y arrojando así un precio básico (sin impuestos), en surtidor del orden de 185 u\$/m³, similar al que se observaba en el año 1992. Con algunas variaciones, esta situación ha estado presente hasta fines de 2001. Es a partir de la devaluación, donde los valores locales quedaron muy por debajo de las referencias internacionales. Donde los precios del gas en boca de pozo, en el mercado local quedaron congelados y por ello se explica la escasa suba experimentada en los precios del GNC, en años siguientes. Con posterioridad y a partir de 2004, con el establecimiento de un sendero de precios para el gas mediante Resolución (como ya mencionara), es que comienza a ajustar su valor. La duda en cuanto a que nuevo tipo de referencia se adopte, depende en gran medida de la actitud que tome el Estado con respecto a la presión sobre el concepto de “tarifa social”, las referencias que ingresen producto de las importaciones de Fuel Oil por parte de las centrales

térmicas (efectuadas fundamentalmente a través de CAMMESA) y el precio del gas de importación que finalmente se termine cerrando con la vecina nación de Bolivia.

Cabe mencionar que la regulación del precio del gas por debajo de valores de equilibrio que reflejen su actual escasez, sigue distorsionando la asignación de recursos energéticos y va a contrapelo de la posibilidad de desarrollar fuentes primarias alternativas que reduzcan su creciente dependencia.

5.3 Precios administrados e imposibilidad de mantenerlos

Cuando el petróleo es caro, toda la energía se encarece, porque el petróleo sigue siendo la fuente dominante de energía en el mercado mundial. A su vez, es la energía que cierra el balance de energía primaria del mundo, por ser más manipulable y con mayor accesibilidad que otras, al disponer de un sistema logístico que facilita sus transacciones a nivel internacional. El precio internacional del petróleo no se forma en condiciones de libre competencia entre oferentes y demandantes, como ya explicáramos, se trata de un mercado de alcance global, imperfecto y fuertemente cartelizado. La OPEP, organización de países exportadores que controla un tercio de la oferta, y que a su vez posee las dos terceras partes de las reservas mundiales de crudo, interviene en el mercado para regular la producción e influir en la cotización de los precios. Si no fuera por la influencia de la OPEP, los precios del petróleo serían más bajos, pero también, aún más volátiles.

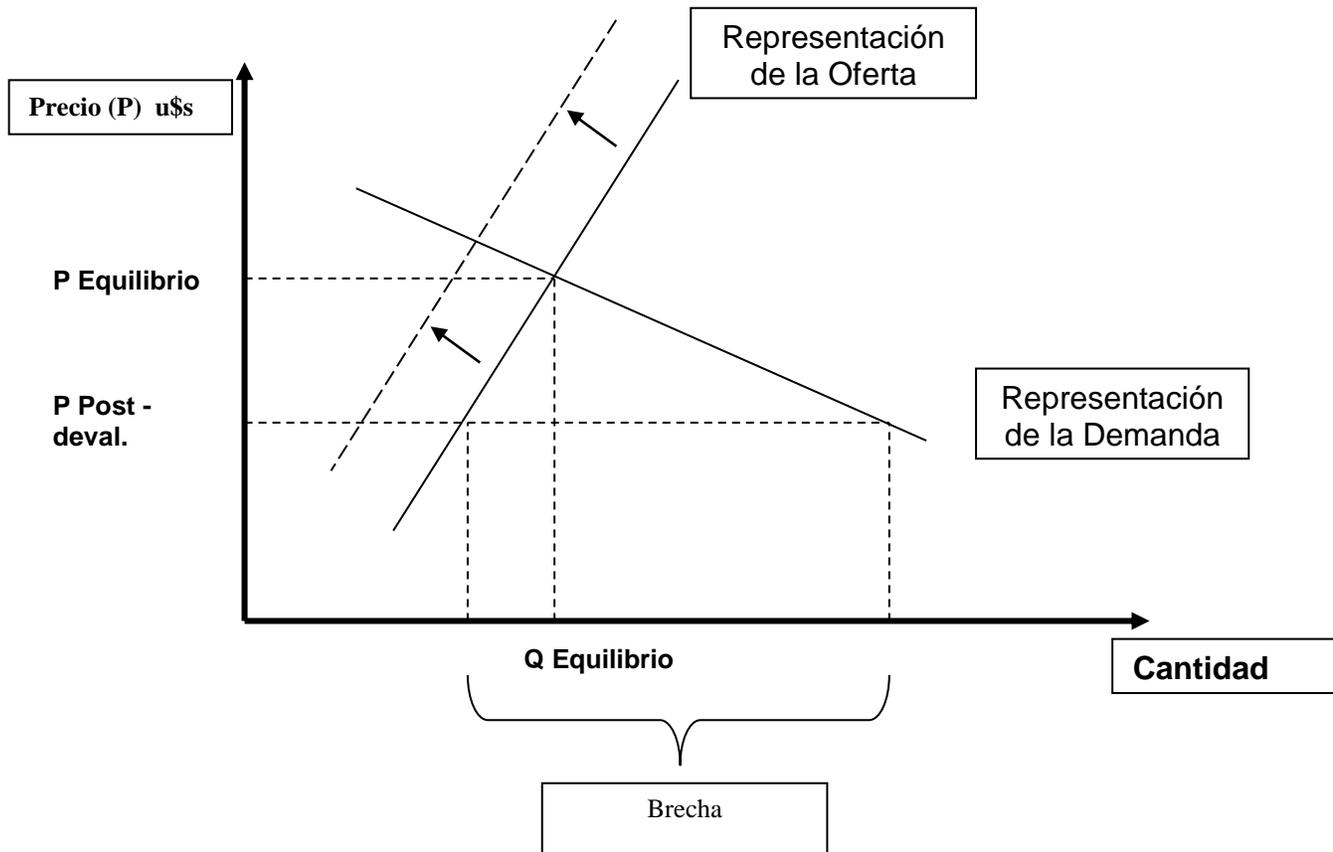
Un país con fuerte influencia en el mercado mundial de producción y exportación de petróleo puede aislar su mercado interno de las variaciones de la cotización del crudo a través de subsidios en los precios del crudo y los productos que se refinan. Puede discutirse la inconveniencia, las distorsiones y la ineficacia de una política de subsidio en los precios del petróleo y los combustibles. Así cuando la demanda doméstica y la producción para exportación están apoyados por una base de reservas de muchos años, como en el caso de los países de Medio Oriente o Venezuela, la política de precios internos no pone en riesgo la viabilidad de la industria, mucho más asociada a

sus operaciones de exportación. Cuando un país es importador neto de petróleo, como EE.UU o Chile (ver comparativa de precios internacionales y regionales al consumidor, anexo de precios proyectados), resulta muy difícil aislarse de la referencia de precios internacionales. Un precio interno inferior a la referencia de importación implica un subsidio con incidencia fiscal directa.

La situación Argentina es intermedia. Argentina produce y exporta petróleo, pero no es un país petrolero. La ventaja de producirlo y exportarlo es que puede referenciar sus precios a la paridad de exportación (precio de referencia internacional menos el flete y los ajustes de calidad), lo que le otorga una ventaja comparativa respecto a los países que deben importar y pagar precios de paridad de importación (precio de referencia internacional más el flete). Sin embargo como ya se indicara, como la base de reservas en Argentina es limitada (9 años) y la mayor parte de la producción se destina al mercado interno (75%), la política de aislar los precios en el mercado interno, de las referencias internacionales -esquema de precios administrados-, deteriora la viabilidad de la industria y la tasa de inversión en el mediano y largo plazo. Si declinan la producción y las reservas como viene sucediendo, el país vuelve pronto a la condición de importador neto, y, cuando ello sucede, las referencias internacionales a las que se les cerraron la puerta, se meten por la ventana. Hay mecanismos más o menos eficientes para que el estado se apropie de rentas excepcionales asociadas a fuerte subas de precios. Siempre es más aconsejable un impuesto a la renta extraordinaria que un impuesto a la exportación, porque con precios altos no se debería reducir los estímulos a la actividad exploratoria.

Cuanto más rápido el país reasuma esta interrelación entre los precios energéticos, menos traumáticos serán los ajustes, y más pronto se repondrán los mecanismos de inversión. La recomposición de precios energéticos también es clave para habilitar la viabilidad económica y financiera de proyectos que permitan el desarrollo de fuentes alternativas de energía.

Mercado de hidrocarburos Argentina: oferta y demanda



Una representación teórica para el mercado de los hidrocarburos en equilibrio, muestra una demanda inelástica, que se encuentra con la oferta en un punto determinando un precio y una cantidad de equilibrio. Esta situación existía mientras el mercado se encontraba desregulado (década de los '90), que se caracterizó por un mercado local bien abastecido y con un excedente de oferta que los productores inteligentemente colocaron en el mercado exterior (mayoritariamente exportaciones a países de la región), evitando provocar una caída en precios ante una sobreoferta local. Incluso durante algún tiempo hacia fines de los 90, se ha mostrado que las referencias locales estaban por encima de las internacionales.

Luego de la devaluación (año 2002), los precios locales post-devaluación expresados en dólares cayeron drásticamente, provocando un desequilibrio en el mercado. Dada la inercia que presenta la industria, los cambios solo son

observables en el mediano plazo. Se provoca entonces gradualmente, una natural reducción en la cantidad ofertada (traducida en un menor interés de los productores a vender en el mercado local) y por otro lado, se comienza a observar un mayor consumo del mercado en proporción superior a la disminución de oferta. Se produce así una brecha de desabastecimiento al mercado, comenzando a generarse un mercado negro o paralelo, que ante la escasez comienza a convalidar aumentos en los precios.

Un análisis dinámico a largo plazo, muestra la acción de las fuerzas imperantes en el mercado para intentar un nuevo equilibrio. Donde la oferta se verá estructuralmente afectada provocando una retracción, producto del declive en la producción que se viene evidenciado y agravado por el escaso nivel de nuevas inversiones en exploración, producción (ante una menor expectativa de rentabilidad, en comparación con otros países). Esto lleva a un mayor desabastecimiento y la consecuente sistemática presión, para convalidar mayores aumento de precios. Los cuales pueden continuar por algún tiempo siendo contenidos, mediante medidas de creciente regulación que implican subsidios directos por parte del Estado. Pero cuando el mantenimiento de las mismas se tornan insostenible (costo político, déficit, entre otras), se provoca una inevitable liberalización, que termina con un nuevo precio de equilibrio, siempre superior al actual.

Cabe mencionar otros efectos indeseados que se producen en el mercado y que por ser menores pueden pasar desapercibidos. Con el mantenimiento de precios debajo de sus valores de equilibrio; se genera una perversa intención al derroche de energía, ya que la misma resulta relativamente más barata y un indeseado creciente contrabando (solo en productos terminados; fundamentalmente combustibles) hacia los países limítrofes que mantienen precios internacionales.

5.4 Precios de equilibrio para el hidrógeno

En la elaboración de este escenario de precios de equilibrio, se establece un rango probable o banda de valoración, con un mínimo que se encuentra en los precios para el GNC (combustible más económico, fundamentalmente por el concepto de “tarifa social” y al cual complementarí en la primer etapa) y un máximo con base a los precios de los combustibles líquidos. Actuando estos, como un “piso” y un “techo” para el precio del nuevo recurso energético y cuyo valor dentro del rango de la escala, dependerá de:

- **El tipo de estrategia de posicionamiento que se realice en su lanzamiento y desarrollo.**
- **El despertar de una conciencia ecológica y de responsabilidad ambiental de alcance mundial.**
- **El “Plus” que asigne el Estado a las fuentes renovables de energía y con menor impacto ambiental.**

Finalmente, se presenta un cuadro resumen con los diferentes escenarios (**que se encuentran en; anexo de precios proyectados**), para los combustibles líquidos y GNC, estableciéndose un precio en surtidor para los combustibles líquidos y un precio en surtidor para el GNC. Donde el GNC actúa como “piso” y los combustible líquidos el “techo”, siendo esta la banda más probable para proyectar escenarios de precios en la evaluación de futuros proyectos que utilicen el “Hidrógeno” como nuevo recurso energético en complementación con los combustibles (líquidos y GNC) en estaciones de servicios.

ESCENARIO	Probabilidad en %	Precio en surtidor Comb. Líquidos \$/ Litros	Precio en surtidor GNC \$/ m3
(Anexo 1.1) Precios Administrados / Regulados	10%	2,6	1,9
(Anexo 1.2) Precios Internacionales (paridad de exportación)	30%	2,3	1,3
(Anexo 1.3) Precios Internacionales y MERCOSUR	60%	2,7	1,5
Precio Ponderado entre distintos escenarios	100%	2,6	1,5

Capítulo VI. Mercado del hidrógeno

6.1 Energía Eólica para producción de hidrógeno

La fuente renovable de mayor crecimiento relativo en el mundo es la energía eólica. En el año 2002 la capacidad instalada mundial de energía eólica se amplió en 7.227 MW. Este incremento representó un crecimiento anual del 32%, un poco por debajo del alcanzado durante el año anterior que fue del 38%. Estos espectaculares niveles de crecimiento hacen que la industria eólica a nivel global haya tenido un crecimiento anual acumulado promedio durante los últimos 5 años del 34%. Entre las razones que impulsan al sector se encuentran: la caída de los costos, la creciente preocupación por los efectos del cambio climático, el desarrollo del mercado de bonos verdes, el diseño de políticas de apoyo a la actividad por parte de los gobiernos de diferentes países y la cotización alcanzada por los precios del petróleo y gas.

La cifra consolidada del año 2002 muestra que la capacidad instalada global alcanzó los 32.409 MW, es decir que la capacidad eólica global se triplicó desde el año 1998. Según el pronóstico realizado por la consultora especializada BTM Consult ApS, en el año 2007 la capacidad instalada global será de unos 51.000 MW.

El informe "Viento Fuerza 12", lanzado en el año 2002 por un estudio que llevaron a cabo en forma conjunta la European Wind Energy Assosiation (EWEA) y Greenpeace, evalúa las posibilidades de expansión en caso de adoptarse las políticas de promoción adecuadas. Este informe indica que sería posible que para el 2020 la energía eólica pudiera satisfacer el 12% de la demanda global de electricidad. La potencia que pueda obtener un sistema de conversión de Energía Eólica está determinada por la velocidad, la densidad, y las características del viento. Al aumentar la velocidad del viento, aumenta la generación eólica disponible. Por cada metro por segundo (m/s) de incremento, el viento aumenta el valor de su velocidad al cubo, y con ella el rendimiento de los generadores. La potencia del viento es proporcional al cubo de su velocidad. Se sabe que la Patagonia argentina es una de las regiones más aptas del

mundo para el desarrollo de parques eólicos. Sin embargo, su potencial eólico aún no ha sido cabalmente aprovechado. El régimen promocional de la energía eólica se ha visto afectado por falta de vinculación entre la principal región oferente y los centros de demanda eléctrica, y por la crisis de precios y reglas que afecta al sector desde la devaluación del 2002.

La intermitencia del viento hace que la electricidad generada por la energía eólica requiera de potencia firme de apoyo, pero la tecnología ahora permite integrar a la energía eólica como fuente renovable y la producción de hidrógeno como combustible para alimentar celdas que utilizan esa energía. También ha trascendido en los medios el estudio de pre-factibilidad a cargo de la consultora alemana LBST, para montar un gigantesco parque de generación eólica entre las provincias de Chubut y Santa Cruz, con 8.000 molinos en un radio de 1.600 kilómetros cuadrados, para alcanzar en diez años una potencia instalada de 16.120 MW. A partir del proceso de electrólisis y utilizando aguas de ríos de la zona, produciría unos 13,3 millones de metros cúbicos anuales de hidrógeno líquido. El parque eólico que se montaría equivale al 70 % del total del parque de generación eléctrica con que hoy cuenta el país. La inversión prevista es de U\$S 18.700 millones, a lo largo de una década, y va de suyo que, de realizarse el proyecto, el país irrumpiría en el mundo como un exportador de vanguardia de nuevas energías. En la sustitución del gas, la demanda de potencia es suplida por proyectos hidroeléctricos y una nueva usina nuclear. La energía eólica diversifica las fuentes de generación y fortalece el apoyo del sistema interconectado, además de servir a demandas localizadas. Pero fundamentalmente ofrece la posibilidad de desarrollar la cadena de valor en la producción del “hidrógeno”.

6.2 Aplicación comercial del hidrógeno y economía asociada

El hidrógeno, ya cuenta con desarrollo industrial (fundamentalmente en la industria del petróleo y gas) debido a que en el mundo, las industrias químicas, petroquímicas, metalúrgicas y alimenticias, demandan una cantidad muy importante de aproximadamente 50 millones de toneladas al año. Con dicho

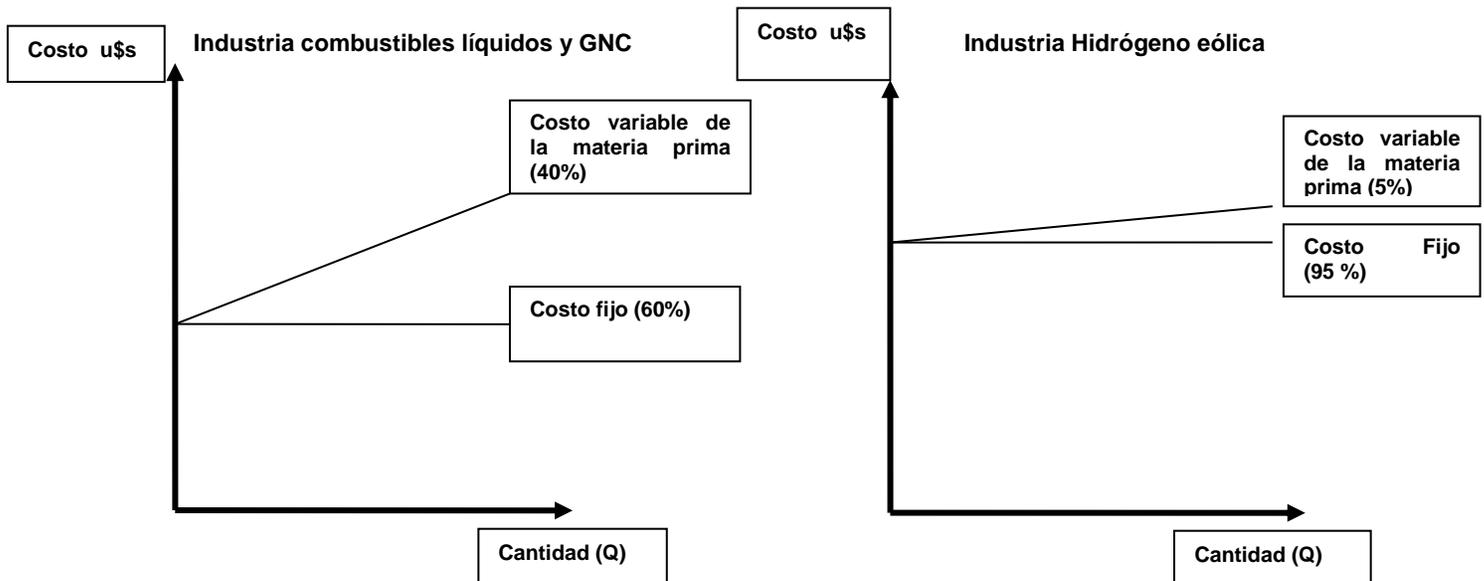
volumen podría abastecerse a unos 100 millones de vehículos del tipo familiar. Tratándose así de una industria de ya demostrada confiabilidad, en cuanto a la producción y el manejo del mismo. Asimismo actualmente, la gran mayoría (por no decir todas) de compañías automotrices de envergadura han desarrollado y probado con éxito, prototipos alimentados a hidrógeno, ya sea gaseoso ó líquido empleando motores a combustión interna. Como también con celdas de combustibles y la utilización de motores eléctricos. Incluso en sistema híbridos que combinan lo mejor de cada tecnología.

Vuelvo a destacar que la Argentina, por ser un líder mundial en el desarrollo de la tecnología, instalación y comercialización del GNC, tiene ventajas comparativas estratégicas, para emplear el GNC en combinación con el hidrógeno (mezcla 70/30). Donde la infraestructura, en materia de gasoductos, presenta un enorme potencial a aprovechar para introducir de lleno el desarrollo y comercialización a gran escala de las nuevas tecnologías del hidrógeno. Incluso con potencial para conquistar mercados en países limítrofes (Chile, Uruguay, Brasil) resolviendo la problemática del tamaño del mercado. Permitiendo liderar al país en el cambio, dentro de la región y el mundo.

En la actualidad se esta mejorando día a día el desarrollo de las Celdas de Combustible, que constituyen una gran revolución, ya que permiten la conversión de hidrógeno en electricidad de manera directa, con una eficiencia del 70 %, muy superior a la de los motores a combustión (que deben pasar por un trabajo mecánico). Este desarrollo revolucionario no solo permite mejorar la autonomía de los vehículos eléctricos, sino que plantea la posibilidad de la generación eléctrica distribuida a nivel comercial.

Resulta entonces fundamental contar con una política nacional que estimule la producción de hidrogeno, a partir de generación eólica, constituyendo este un sistema con bajo impacto ambiental. Donde debe brindarse seguridad jurídica a dichas inversiones y definir ciertas pautas a nivel fiscal. Con la actuación de una sociedad sensibilizada por la necesidad de alcanzar un marco energético sostenible, que cree la demanda de soluciones tecnológicas adecuadas y active el mercado.

Desde un análisis económico teórico, de la industria de combustibles líquidos y GNC en comparación con la industria del hidrógeno a partir de generación eólica, nos permite revelar el potencial que se presenta en una industria cuya estructura de costos es mayormente fija.



Considerando la primera industria, la misma enfrenta una estructura de costos creciente. Producto del componente variable en su ecuación, el que se verá potenciado en la medida que el costo de la propia materia prima se incremente por algunas de las razones que ya mencionáramos (escasez, internalización de costos ambientales, etc).

La segunda industria, presenta una estructura de costos casi fija. Donde la incidencia del componente variable de la materia prima es muy bajo (el viento se constituye como una materia prima gratuita y el agua solo a su costo de extracción/bombeo). Surge así que en los comienzos sus costos son más elevados, pero su alto componente fijo en la ecuación, la posiciona con costos incrementales tendientes a “0” cero. Donde hay un “umbral” de escala mínima, a partir del cual esta estructura domina por sobre la anterior.

Adicionalmente, debe tenerse en cuenta que una nueva industria aún tiene por delante la curva de aprendizaje (que conlleva normalmente a una mayor eficiencia y reducción de costos), situación que ya se viene observando en la constante reducción de sus niveles de inversión y costos de generación.

6.3 Análisis Político Económico Social y Tecnológico

Desde el punto de vista político:

El desarrollo de energías alternativas renovables, debe ser prioridad en la agenda de Gobierno, junto a la elaboración de un plan estratégico de largo plazo, en materia de política energética.

En el país existe un subsidio de un centavo por Kwh. generado mediante aerogeneradores (en proceso de reglamentación). En la provincia de Chubut se agrega medio centavo, por parte del estado provincial. Se considera importante este estímulo que viabiliza los proyectos en el marco de un mercado altamente competitivo.

Desde el punto de vista económico:

Se requiere de una alta inversión inicial y la necesidad de asegurar esquemas de subsidio especiales, para diferir impuestos y mecanismos que permitan el repago de la inversión en el menor plazo posible.

Procurar el financiamiento mediante bonos verdes.

El viento es un recurso renovable ilimitado y sin costo. En la Argentina existen corredores de viento que están en la cima de las estadísticas mundiales.

Desde el punto de vista social:

La creación de una nueva industria y nuevos puestos de trabajo.

El desarrollo de la zona sur del país, permitiendo fortalecer la actual economía de esa región y complementando la ya existente en materia de Petróleo y Gas.

Propender a una mayor integración energética regional e internacional.

Desde lo ambiental, La responsabilidad de crear una “cultura ambiental”, que privilegie el consumo de energías de bajo impacto ecológico y fundamentalmente en respeto y armonía con los diferentes ecosistemas.

La aerogeneración es una de las tecnologías más limpias, particularmente por las características de los nuevos equipos. La cuestión ambiental se concentra en los aspectos sonoros, visuales y en aquellos casos de parques muy grandes ubicados en rutas de migración de aves. Las empresas fabricantes han desarrollado diseños para moderar la contaminación sonora, un aspecto negativo en los primeros modelos. Actualmente, los modernos aerogeneradores son prácticamente silenciosos más allá de un perímetro de pocos metros, un avance conseguido básicamente por la menor velocidad de punta de pala. En materia de aspecto visual, se ha comenzado la instalación de parques en el mar, lejos del campo visual desde la costa.

Desde el punto de vista tecnológico:

La energía eólica ha mostrado adelantos sustanciales, lo que ha permitido ir cerrando la brecha que la separaban de otros tipos de generación en la relación costo-beneficio. Los aerogeneradores de última generación presentan avances sustanciales respecto de los primeros modelos. Desde la reducción de las partes con fricción (rodamientos, engranajes) hasta sistemas automáticos de frenos para mitigar los picos de viento. A lo que se suma estabilizadores de tensión incorporados, diseños de palas y materiales que emiten menos ruido y palas “inteligentes” que se adecuan automáticamente para aprovechar el viento al máximo. Por otro lado, se fabrican equipos cada vez más potentes. Recientemente se anunció la construcción de aerogeneradores de 1,5 Mega Watt’s en el país.

No hay que descuidar en la transición la vanguardia lograda en la industria del gas natural en Argentina, incluido el acervo tecnológico en el desarrollo del GNC y los nuevos retos que plantean las pequeñas plantas de producción de gas natural líquido. El manipuleo y la logística del hidrógeno tendrán muy probablemente muchas similitudes con los del gas natural.

6.4 Fortalezas Oportunidades Debilidades y Amenazas

A continuación desarrollamos el análisis FODA para el “hidrógeno como nuevo recurso energético”:

Fortalezas

- El conocimiento y los recursos para el desarrollo de la tecnología.
- Probada capacidad en la fabricación de equipos complejos, compresores de alta presión para gas y más recientemente en desarrollo de aerogeneradores.
- Liderazgo mundial en la utilización del GNC, en vehículos.
- Bajos costos operativos
- Exiguo costo de principales materias primas (viento y agua), con costos gratuitos en el primero y costos de solo extracción, para el segundo.
- Asociatividad empresarial.
- Caudal y persistencia de los vientos en la Patagonia.
- Probada capacidad de desarrollo de cadenas de distribución (EE.SS duales, solo gas; gasoductos; buques metaneros).

Oportunidad

- Proyecciones de crecimiento económico del país y demanda insatisfecha.
- La economía argentina continuará creciendo y será necesaria una importante inversión en infraestructura de generación eléctrica.
- Argentina es altamente dependiente de los hidrocarburos, lo que la hace muy vulnerable frente a fluctuaciones en el precio de los mismos.
- Argentina cuenta con un enorme potencial para generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.
- Políticas en materia de combustibles vehiculares más exigentes en temas que afectan la salud y medio ambiente.

Debilidades

- Elevado nivel de inversión.
- Falta de Financiamiento.
- Es necesario definir objetivos integrales para el desarrollo de las Energías Renovables.
- Inadecuado posicionamiento del nuevo recurso.
- Los tiempos de implementación de esta nueva tecnología, no necesariamente se condice con las necesidades energéticas del país.
- Falta de marco legal adecuado Ley 25.019, fomento de energías renovables.

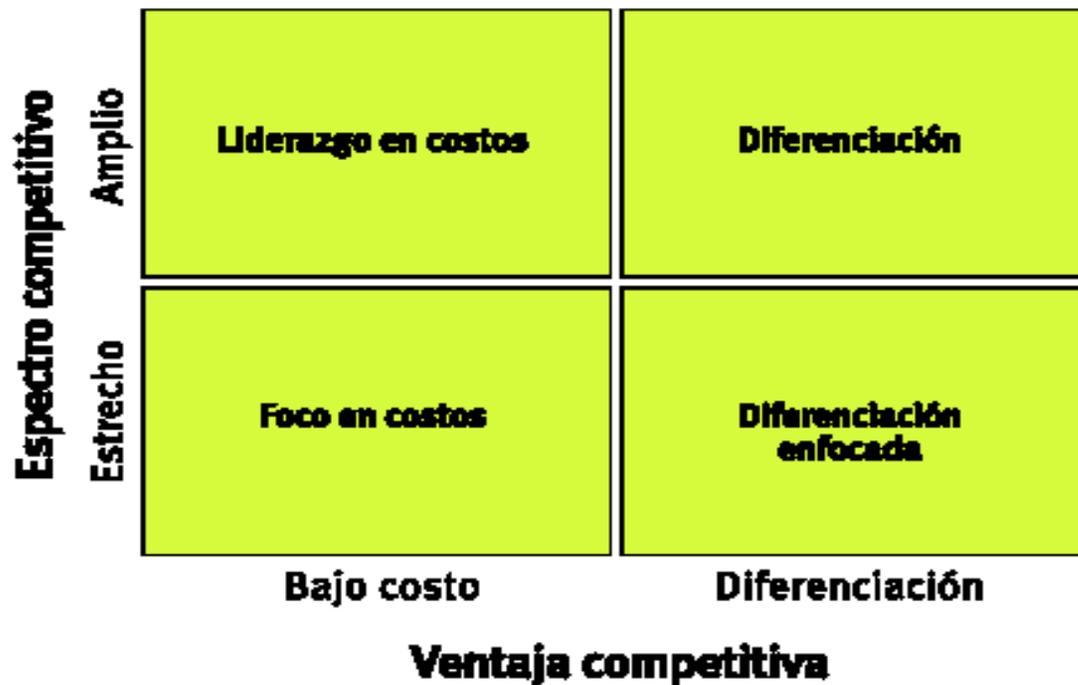
Amenazas / Riesgos

- Aún no se ha efectuado una adecuada evaluación de los beneficios de las energías renovables frente a las energías convencionales.
- Falta de definición y política energética en el mediano y largo plazo.
- Empresas multinacionales como fuertes competidoras y actuando como grupos oligopólicos.
- Falta de actualización en la normativa local (por cambio climático).
- Dificultades de implementación en escala pueden dilatar los tiempos de implementación del proyecto.

6.5 Posicionamiento futuro

Para el análisis del posicionamiento futuro del “Hidrógeno como nuevo recurso energético”, vamos a recurrir a la matriz de Porter sobre posicionamientos genéricos – **cuadro 1** -, en la cual se identifican cuatro posibles estrategias genéricas y entre las cuales deberá optarse por alguna, siendo un error habitual el quedar en el medio de algunas de estas y la pérdida y/o falta de coherencia entre la estrategia elegida y como se vincula esta con la Visión, Misión, Valores, Recursos, Sistemas, Procedimientos y Tareas de la empresa. Donde la falta de matching y articulación de todos estos elementos, resultan en la principal pérdida de ventaja competitiva.

Cuadro 1• Posicionamientos genéricos



Cuando en capítulos anteriores se analizara las características del mercado de combustibles, hemos visto que este se caracteriza por un fuerte liderazgo en costos, donde la economía de escala, la creciente integración vertical a lo largo de toda la cadena y las megafusiones o fusiones, refuerzan aún más dicha estrategia. Incluso hemos visto que la diferenciación del producto, casi no existe al ser este un “commodity” y que el mayor esfuerzo de diferenciación por parte de las empresas, estaba en los servicios; tangibles (shops, lubricentros, lavaderos, otros) e intangibles (excelencia en el servicio al cliente, calidez, comodidad, otros).

Asimismo, analizado el mercado de GNC, el cual ocupa el 17 % del mercado de combustibles en EE.SS. Podemos concluir que este ha seguido una clara estrategia de diferenciación. El GNC está considerado como un "combustible limpio", ya que emite menos contaminación en comparación a la nafta y el gasoil, reduce ruidos y un fuerte foco en costos al ser este “económico”, forzado quizá por la condición precedente de “tarifa social” y con un significativo menor costo que el resto de combustibles líquidos. Debo recordar la doble estrategia

presente y donde he remarcado el foco en costos, como el actual posicionamiento alcanzado entre los consumidores.

Como resultado de este primer análisis estratégico, vemos que ambas grupos de empresas presentan un claro esquema de posicionamiento. Donde dado el carácter oligopólico de estos, la envergadura de las compañías y un mercado cautivo, hacen pensar, que intentar un posicionamiento con igual estrategia puede resultar no menos que suicida. A menos que estemos dentro de una de estas compañías, donde la estrategia a adoptar es dable esperar, sea fuertemente sugerida y resulte casi copia de la que actualmente mantiene el grupo estratégico.

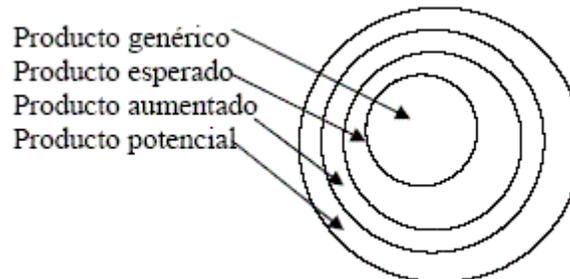
Estando frente a la decisión de tener que posicionar una nueva empresa (constituida por capitales privados, o mixtos) y en un nuevo mercado. Encontramos que de las otras dos posibles estrategias genéricas: diferenciación ampliada y diferenciación enfocada, en la primera de ellas se exige un amplio espectro competitivo, el cual vemos no será posible en la primer etapa de desarrollo del nuevo recurso (donde tendrá fundamentalmente un uso estacionario, "in situ" en algunas EE.SS). Se observa a la estrategia de diferenciación enfocada, como de mayor atractivo y sobre la cual puede llegar a construirse una "real ventaja competitiva sostenible", para cuyo desarrollo y construcción, encontramos **tres aspectos primordiales**:

Un primer aspecto es lograr la identidad del nuevo recurso "hidrógeno", donde se resalten sus atributos que lo constituyen en "único" y que permitirán "descomoditizarlo" del resto de combustibles. Esto solo puede alcanzarse logrando agregar otros valores al producto físico y para ello se puede recurrir al concepto de "la creación de valor" a partir de la "diferenciación simbólica".

Para avanzar en la construcción de este producto simbólico, nos detendremos en los aspectos que hacen al concepto de "amplificación del producto". Para ello voy a citar al autor Tom Peters en "Del Caos a la Excelencia". Peters aporta a nuestro enfoque de aumentar el valor, a través de generar un producto simbólico distinto; ya que el desarrolla en el Capítulo 3 el tema : "Proporcione el mejor servicio / enfatice en los intangibles" y para ello cita al Prof. Theodore

Levitt, diciendo : "El Concepto Total del Producto, de Ted Levitt, de la Universidad de Harvard, nos proporciona un instrumento de gran ayuda para el análisis sistemático de esta prescripción" (Peters, pág 129).

El esquema planteado es el siguiente :



- El "producto genérico", en el centro del gráfico, representa lo más elemental: o sea el hidrógeno "combustible", como otra fuente más de energía y susceptible de ser un "commodity". Donde en definitiva ya vimos, que los hidrocarburos son mayoritariamente también hidrógeno.
- El "producto esperado", es el genérico pero con el agregado de atributos sencillos, de las expectativas menores que tiene el usuario como: un combustible revolucionario más limpio y menos contaminante, (aunque para algunos más peligroso).
- En el caso del "producto aumentado", ya ingresamos en un terreno en donde el producto está acompañado de elementos particulares que el consumidor valora, en donde la diferenciación ante el competidor hace que desde "la oferta" se incorporen elementos apreciados. Es un poco más de lo que espera: un producto confiable, con altos estándares de seguridad y de máxima calidad, "calidad premium; 100% hidrógeno".
- El "producto potencial" incluye el amplio abanico creativo de todo lo que pueda sumarse al producto para que sea único y preferido desde la óptica de la demanda. "Surge de adicionar al producto agregado todos los adicionales, transformaciones y evoluciones que podría tener el producto. Representa el futuro del producto" (Petracca, pág. 28): **Donde la posición ambientalista, segundo aspecto**, gana más fuerza dentro del proceso de sobrevivencia de

las empresas, no sólo por la importancia que tienen sus planteamientos en la conservación del planeta (desarrollo sostenible), incluyendo la especie humana como parte del ecosistema, sino porque de ser bien direccionada genera ventajas competitivas para la organización. Las empresas están comprendiendo que tener en cuenta el aspecto ambiental dentro de sus actividades, más que un gasto o costo hundido, es una oportunidad para generar rentabilidad futura. Sin dejar de mencionar la fuente de financiamiento, al menos teóricamente ilimitada, en que resulten los bonos de carbono. Esta gestión ambiental debería entrar a intervenir en el proceso estratégico, con un claro objetivo de desarrollo de una "cultura ambiental" a través de esquemas de educación, capacitación y comunicación.

Así encontramos a la "diferenciación" como fuente real de ventajas, para "descomoditizar los combustibles" y generar un "plus" importante de valor. El "plus" de valor no es sencillo de crear, no es solo un deseo, se hace realidad sobre la base de crear algo realmente diferente. Por eso esta idea del "plus" de valor resulta motivadora en el sentido de generar un objetivo que alinee a las organización en este camino de construcción.

Cuando ingresamos en las potenciales fuentes de diferenciación, Porter opina : "Una empresa se diferencia de sus competidores cuando proporciona algo único que es valioso para los compradores más allá de simplemente ofrecer un precio bajo". "La diferenciación permite que una empresa exija un precio superior, el vender más de su producto a un precio dado o el obtener beneficios equivalentes, como una mayor lealtad del comprador durante caídas cíclicas y temporales" (Porter, 1998, pág. 138).

Su razonamiento nos lleva también a uno de nuestros objetivos, que es el de crear bases de sustentabilidad, máxime cuando nos encontramos en el entorno de las energías renovables, haciendo que las fluctuaciones de los precios internacionales de los commodities tengan un "efecto amortiguante" a partir de la diferenciación y mediante la creación de valor simbólico.

"Hemos señalado, sin embargo, que si no obtenemos diferenciación en el plano simbólico de la percepción de nuestros productos por parte del consumidor, no contaremos con verdaderas ventajas competitivas. Tendremos, en el mejor de los casos, ventajas competitivas derivadas de una diferenciación en el plano exclusivamente descriptivo, que al no ser percibidas como tales por el consumidor, no constituirá una verdadera ventaja diferencial".

Entonces surge aquí, la necesidad de lograr que el consumidor perciba tales ventajas. Esto nos lleva **el tercer aspecto para la estrategia de diferenciación, la comunicación**: "El rol estratégico de la política de comunicaciones consiste en que a través de ella se construye y controla el producto imaginario. Y ese control se torna crítico cuando se asume que los clientes sólo pueden pensar la realidad a partir de algún modelo de ella. En consecuencia, la política de comunicaciones se ocupa de asegurar el dominio empresario sobre esa lectura imaginaria que el mercado hace del producto" (Wilensky, 1991, págs. 217 y 218).

Capítulo VII. Conclusión

- ❑ **Al pasar a ser un importador neto, nos volvemos más vulnerables a las fluctuaciones de precios** y a las interrupciones del suministro ocasionadas por fallos de tipo regulador, inestabilidad política o conflictos en otros lugares del mundo.
- ❑ **La Argentina tiene la oportunidad de insertarse como un jugador relevante en la producción de hidrógeno, mediante energía eólica,** dentro del escenario energético del nuevo milenio.
- ❑ **La red de distribución del hidrógeno, encuentra en el corto plazo aplicación en el GNC donde Argentina posee el mayor parque a nivel mundial.** En el mediano y largo plazo a través de la infraestructura de gasoductos, cuando los proyectos alcancen adecuada escala.
- ❑ **Existe un umbral de escala mínima desde el cual,** aún a los costos actuales que pueden resultar elevados, el hidrógeno encuentra un precio de equilibrio con los combustibles líquidos y GNC. A partir de este **su estructura de costos se vuelve dominante.**
- ❑ El precio del nuevo recurso en complementación con el mercado de combustibles líquidos y GNC, encuentra una banda de valoración que tiene como “techo” el primero y por “piso” el segundo. Donde en un **mercado de equilibrio (desregulado), el precio en surtidor (EE.SS) se ubica entre \$ 2,6 por litro (0,8 u\$s/m³) y \$1,5 por m³ (0,50 u\$s/m³).**
- ❑ El adecuado posicionamiento del nuevo recurso mediante una "diferenciación enfocada", con base al **desarrollo de una “cultura ambiental”, como fuente real de ventaja competitiva sostenible. Permitirá generar un "plus" importante de valor,** permitiendo acceder a un precio superior.
- ❑ Los tiempos están corriendo y corremos un gran riesgo de perder una importante oportunidad.

Los primeros pasos para lograr que una empresa entre al “desarrollo sustentable” serán la identificación de los problemas técnicos más críticos, investigar o implementar programas experimentales con participación de recursos de la empresa, organismos y del gobierno. En un contexto amplio, los esfuerzos de una empresa relacionados con los aspectos ambientales son el centro de un movimiento hacia una economía que alcance un equilibrio saludable entre los recursos de la Tierra y los diversos ecosistemas.

La industria, en su papel de transformador primario de la energía y los materiales desempeña un papel crítico en los esfuerzos por un desarrollo económico sustentable.

Creo firmemente que el hidrógeno producido a partir de generación eólica, se presenta como una oportunidad de negocio y fuente de real ventaja competitiva (enfoque ambiental), donde **Argentina ha sido dotada de condiciones excepcionales**. Cuyo desarrollo y éxito dependerá de la creatividad y riesgo del empresariado y del rol estratégico que asuma el Estado en pos de las **fuentes renovables, con bajo impacto ambiental**. Encontrándose al mismo tiempo, **una salida gradual a la “crisis energética en ciernes”**.

Por último, *“la estructura del mundo moderno se ha armado principalmente para acomodarse al uso del petróleo:*

Por un lado alimenta los vehículos de transporte y carga terrestres, marítimos y aéreos”. (R. Cunningham)

Por otro, se constituye como casi insustituible materia prima en una amplia variedad de productos, procesos y materiales.

Estos dos aspectos hacen necesario el **complementar rápidamente las energías de tipo fósil, las cuales luego de muchas décadas han dado a la civilización moderna, un factor de servicio inconmensurable y permitido en gran medida el mantenimiento de nuestro actual desarrollo**.

Apéndice A:

La evolución del transporte en América

Durante siglos los medios de transporte terrestre, estaban restringidos al uso de los animales, carros y trineos cuya velocidad raramente excedía de un promedio de 16 km/h. Mientras que el transporte marítimo realizado con navíos a vela, dependía de la predominancia de los vientos.

El temprano desarrollo del **transporte acuático** estuvo estimulado por las civilizaciones, a concentrarse en las costas de las vías fluviales. Los grandes avances se producen durante el siglo XIX, gracias a la energía a vapor. El *Clermont*, fue el primer barco a vapor eficiente, construido por el inventor estadounidense Robert Fulton, que hizo su viaje inaugural en 1807 por el río Hudson desde la ciudad de Nueva York hasta Albany, en un viaje de ida y vuelta de casi 483 km, hecho en 62 horas. El primer barco en emplear propulsión a vapor en una travesía transatlántica fue el barco estadounidense *Savannah* en 1819, en 27 días de viaje. Hacia 1840, un barco de vapor en igual tiempo duplicaba en viajes entre América y Europa, al mejor velero. El conocido clíper, un tipo de velero rápido y elegante, fue el último de los barcos de vela en utilizarse de forma comercial. Se construyó entre 1845 y 1851, pero no pudo competir después de 1851 con los barcos de vapor cada vez más grandes y rápidos. Esto fue así, hasta la aparición de un nuevo tipo de motor de combustión interna, construido por el ingeniero Rudolf Diesel, cuya característica era producir una elevada compresión y temperatura, haciendo este motor más eficiente. Fue en 1910 cuando es incorporado a la construcción naval, en el buque cisterna Vulkanus y a partir de allí encontró una masiva aplicación. La utilización de la energía nuclear en los barcos en la actualidad está restringida a los navíos militares.

No fue sino hacia 1800 que hubo mejoras en el continente. En principio los senderos se convirtieron en carreteras, aunque se hacían intransitables durante los períodos de mal tiempo. En 1820, surgen las carreteras denominadas *turnpikes* (autopistas), construidas por empresas privadas que cobraban un peaje para ser utilizadas.

En este mismo período de tiempo el ingeniero británico George Stephenson adaptó un motor a vapor en una locomotora e inició, entre Stockton y Darlington, en Inglaterra, el primer **ferrocarril** a vapor. Hacia 1830, poco después de que la línea de ferrocarril de Stephenson empezara a dar servicio en Inglaterra, había en Estados Unidos 1.767 km de ferrocarriles. En 1839, su trazado se había incrementado hasta 8.000 km y desde 1850 hasta 1910 el crecimiento del ferrocarril fue espectacular. Estas locomotoras desarrollaban una velocidad **promedio de hasta 40 Km/h**. La construcción del ferrocarril estimulaba en gran parte la colonización y el desarrollo del Oeste, y se extendió hacia toda América Latina. La red ferroviaria —financiada por capital francés, inglés o estadounidense—, si bien benefició el transporte de mercancías y pasajeros, fue diseñada generalmente respondiendo a las necesidades comerciales de sus propietarios y países de origen y no atendiendo a las necesidades de los países latinoamericanos. Brasil, Argentina y México poseían, ya en 1945, un 75% del tendido ferroviario de la América Latina, lo cual contribuyó a convertirlos en tres países líderes de Latinoamérica; no obstante, fue por aquellos años cuando los ferrocarriles comenzaron a ser deficitarios, dando paso al transporte por carretera, tanto de mercaderías como de pasajeros. De este modo, y ya no resultándoles beneficiosos a sus dueños, casi todo el sistema ferroviario de Latinoamérica fue estatizado.

Para que el **automóvil** alcanzara las características de los autos actuales, fue necesario hacerles muchos cambios. Aunque sus primeros kilómetros los recorrió a mediados del Siglo XIX, el automóvil es un invento propio del siglo XX. Los primeros autos estaban conformados por tres ruedas, una especie de triciclo veloz, con un motor a vapor. Aunque tuvo gran acogida entre los compradores, el vehículo no alcanzaba una velocidad mayor a 14,5 km/h, característica que lo fue convirtiendo en un auto lento y aparatoso. En 1801 aparecen los primeros taxis a vapor y en 1840 un carro a vapor para 18 personas. Hacia 1886, el motor a vapor fue sustituido por otro a gas, al cual se le incorporó un cilindro que permitía desarrollar mayor fuerza y velocidad. Fue el ingeniero alemán Karl Benz quien patentó el primer auto, el 29 de enero de

1886, fecha en la cual nace el automóvil moderno. La perfección del motor originó el diseño de autos a gran escala, en países como Francia y Alemania, con industrias que hasta el momento dominaban todo el mercado automotriz. Henry Ford, un comerciante estadounidense, presentó en 1908, su modelo T, vehículo que revolucionó por completo la industria mundial automotriz, considerado como el auto más vendido en el mundo junto con el Escarabajo de la casa alemana Wolswagen. En ese año el Modelo T , que alcanzaba **una velocidad máxima de 67 Km/h**, costaba 850 dólares, precio bastante elevado para la época. Pero el impacto social de este vehículo, hizo que muchas familias norteamericanas adquirieran este primer modelo y disfrutaran de las ventajas de un transporte más rápido que los coches tirados por caballos. Los pedidos eran numerosos y la pequeña fábrica Ford no daba abasto. La fabricación del Modelo T representó una época importante en el desarrollo del transporte urbano. Es a partir de 1920 que comienza a ser aceptado como un medio de transporte masivo, basta con decir que hacia 1925, la mitad de los coches que circulaban por el mundo eran de este modelo y hasta 1927, La Compañía Ford llevaba vendidos quince millones de autos T. Con posterioridad se dio un gran desarrollo de motores con alto consumo. La crisis petrolera de los 80, condujo a los fabricantes a una serie de acciones encaminadas a limitar el consumo de combustible. Por un lado se empezaron a diseñar motores de gasolina de bajo consumo, motores diesel con rendimiento superiores y por otro lado se suscitaron acciones encaminadas a la reducción de su peso. En este capítulo cabe resaltar, el inicio del uso masivo de materiales plásticos y sustituyendo a los materiales metálicos en multitud de componentes. Con ambas acciones se consiguió en pocos años reducir el consumo de combustible en más del 25%. La introducción de motores de inyección directa tanto en gasolina como en motores diesel, contribuyó a una mayor eficiencia y menor contaminación, estos motores alcanzan una **velocidad promedio de 140 Km/h** (superior a los 120 Km/h de velocidad máxima, permitidos para la red vial). Existe actualmente un uso masivo de la electrónica en el sector del automóvil, al que se suma

gradualmente la incorporación de sistemas satelitales de manejo y de motores eléctricos.

El transporte **aéreo** es la forma de transporte moderno, que más rápidamente se desarrolló. Aunque los pioneros de la aviación en Estados Unidos, Orville y Wilbur Wright hicieron el primer vuelo en el aparato más pesado que el aire, en Kitty Hawk, Carolina del Norte, en el año 1903. No fue hasta después de la primera (I) Guerra Mundial, cuando el transporte aéreo alcanzó un lugar destacado en todos los países. Los primeros servicios aéreos de transporte de pasajeros empezaron en 1910, cuando los dirigibles Zeppelin comenzaron a cubrir trayectos entre varias ciudades alemanas. El primer servicio aéreo programado para el transporte de pasajeros, comenzó en Estados Unidos en 1914. En India, Europa y Estados Unidos hubo vuelos experimentales de correo aéreo antes de la I Guerra Mundial, pero los servicios de transporte aéreo regulares no quedaron establecidos hasta después de la guerra. En 1918 se puso en marcha el primer servicio aéreo programado de Estados Unidos; en 1919 se inició un servicio diario de pasajeros entre Londres y París.

Tras la II Guerra Mundial (1939-1945), los transportistas aéreos comerciales recibieron incluso un mayor impulso, cuando los propulsores de los aviones se hicieron más grandes y eficientes. Un avance importante tuvo lugar en 1958 con la inauguración, por parte de las líneas aéreas británicas y estadounidenses, del avión a reacción para el transporte comercial. Aparte de los aviones supersónicos, un gran avance en los viajes aéreos fue la introducción, en 1970, del Boeing 747, el llamado reactor jumbo , **con velocidad de 900 Km/h**, que puede llevar desde 360 hasta más de 500 pasajeros en vuelos regulares. El Concorde anglo-francés, un avión civil supersónico, inició en 1976 el servicio de pasajeros y unió París - Nueva York, en 2 h y 38 minutos, **con una velocidad de 2.200 Km/h**.

La era espacial tiene su impulso a raíz de la II Guerra Mundial. Hitler, apoyó el desarrollo de cohetes en la base de Penemunde, (donde uno de los principales investigadores era Von Braun) siendo el objetivo atacar Inglaterra y logrado con los cohetes-bombas V1 y V2. Al concluir la guerra tanto americanos como

soviéticos, tomaron cohetes y científicos al ocupar Penemunde. Esto habría de marcar el inicio del desarrollo de la era espacial y más tarde la carrera espacial realizada entre ambos. Una vez que la URSS, tuvo su primera bomba atómica, el reto era la predominancia en el espacio. Así el surgimiento de la astronáutica esta marcada por un interés político y mayoritariamente militar de EE.UU y URSS, más que un interés en ciencia o desarrollo tecnológico. Los soviéticos dan la sorpresa en 1957, cuando colocan en órbita el Sputnik 1 (primer satélite espacial). Esto provoca como primer reacción la creación de la Administración Nacional de Aeronáutica y del Espacio (NASA), donde quedó Von Braun e impulsa el programa Explorer, logrando colocar el primer satélite estadounidense en 1958. Los soviéticos logran en 1959, la primer nave en escapar a la gravedad de la tierra, el Luna1. En 1961 colocan a Yuri Gagarin, quien completó una órbita en torno a la tierra a bordo de la nave Vostok1, siendo el primer ser humano en el espacio y en orbitar el planeta tierra. Los americanos sostenidos, por un fuerte discurso político del fallecido Presidente Jhon F. Kennedy: de llegar con hombres a la superficie lunar, antes que concluyera la década de los 70. Así en Julio de 1969 el saturno V, con un motor cohete que utilizaba oxígeno líquido (LOX) como oxidante, RP-1 (petróleo refinado) y mayoritariamente hidrógeno líquido (LH2) como combustible; con 111 metros de altura (el cohete más grande que ha existido en la tierra), el complejo Apolo compuesto por módulos de comando y servicio llamados “Columbia” y el módulo lunar “Aguila”, el que fuera finalmente comandado manualmente por Neil A. Armstrong, aluniza y se convierte así en el primer hombre en pisar otro suelo distinto a la tierra. El programa Apolo concluyó en 1972, con el viaje del navío número 17, incluyendo el haber conducido un pequeño vehículo para desplazarse sobre la superficie lunar. Con posterioridad y durante la década de los '70, parecía no haber una dirección clara después de haber llegado a la luna. En los '80, comienza una nueva etapa centrada en la utilización de un avión cohete – reutilizable: “Transbordador Espacial”, utilizando en uno de sus motores principales hidrógeno y oxígeno líquido. En sus comienzos para fines militares, dentro del proyecto conocido como “Guerra de

las Galaxias”, más tarde para fines comerciales y recientemente para la construcción de la Estación Espacial Internacional – ISS (primer ciudad en órbita a la tierra), iniciada en 1999 y donde participan EE.UU, Canadá, La Unión Europea, Rusia y Japón. Para ser puesta en operaciones en los albores del siglo XXI.

Apéndice B:

El ciclo de la producción en los hidrocarburos (curva de Hubbert)

King M. Hubbert es un personaje casi mítico dentro el mundo de la geofísica y la geología. En el año 1949 predijo por primera vez que “la era de los combustibles fósiles sería de muy corta duración”. En el año 1956, mientras trabajaba en un laboratorio de investigación de la Shell Oil Company en Houston y partiendo del análisis del comportamiento observado en pozos individuales, luego ampliado a un campo y extrapolado finalmente a todo el país. Hubbert presentó modelos matemáticos, que anunciaban que la cumbre de la producción petrolífera en los Estados Unidos llegaría a su punto máximo alrededor del año 1970. Esto, que en inglés es denominado “oil peak”, se representa con una curva lógica con forma de campana (**ver figura 1**), y viene a decir que pasado este punto, la producción tiende a disminuir de manera inexorable, de modo similar que su vertiginoso incremento. En el momento de su predicción y pese a su prestigio, nadie tomó seriamente a Hubbert, siendo criticado e incluso ridiculizado. El hecho es que efectivamente, en el año 1970 la extracción de crudo en los Estados Unidos empezó a disminuir, empezando una época de déficit en la balanza comercial energética norteamericana. Campbell, Laherrère, y otros como Deffeyes, Duncan, Barlett, Ivanhoe o Youngquist son denominados “geólogos del barril medio vacío”, o geólogos “pesimistas”. Utilizando la metodología de Hubbert y datos obtenidos de la compañía Petroconsultants/IHS, una de las más prestigiosas en cuestiones energéticas a nivel mundial, están prediciendo el “oil peak” de la producción mundial para la primera década de este siglo (entre ellos mismos hay una cierta variación en las fechas, yendo desde el 2004 al 2010, aunque como dicen, las fechas exactas son irrelevantes, lo que cuenta es la inevitable tendencia). Es necesario observar que la mayoría de estos geólogos han trabajado la mayor parte de su vida en compañías petrolíferas, pero ahora la mayoría son jubilados o se dedican sólo a la investigación. Por ejemplo, Colin Campbell ha trabajado durante más de cuarenta años en las compañías Texaco, BP y Amoco, mientras que Laherrère lo ha hecho en la compañía francesa Total. Además de la utilización de los métodos de King M. Hubbert, que hoy en día no son discutidos,

su postura se basa en otro factor, quizás el más importante: **el origen de los datos sobre las reservas y la propia definición de estas.**

Figura 1. Curva de Hubbert

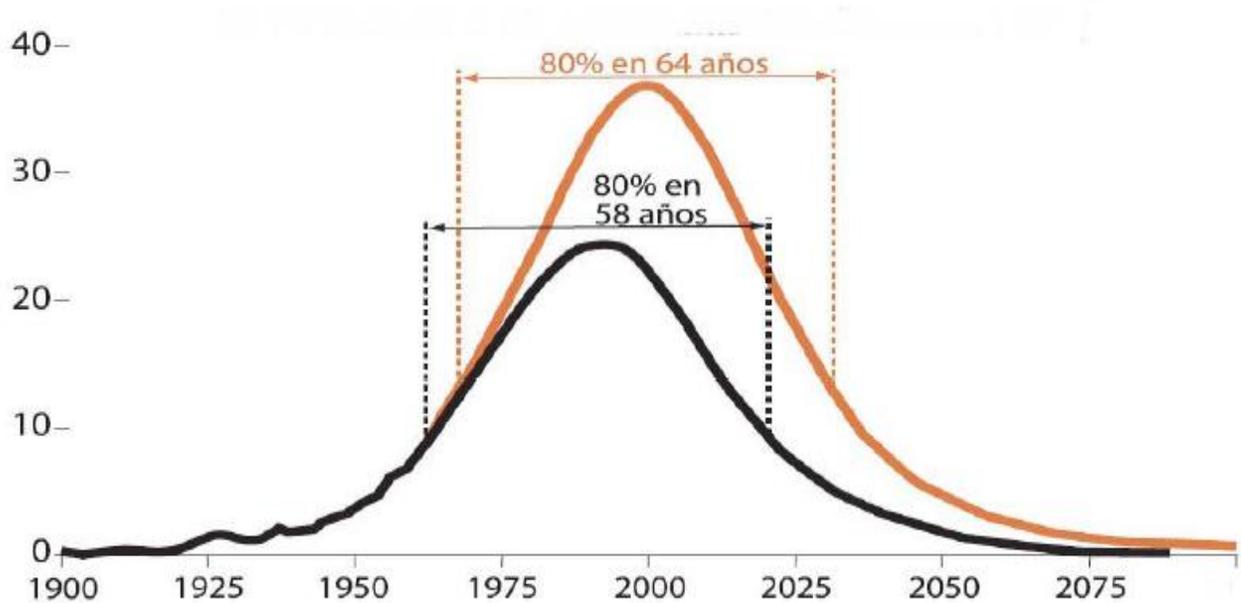


Figura 1: Proyección de la producción mundial de petróleo realizada por Hubbert en 1971 y publicada en Scientific American. La curva superior muestra que aunque se duplicasen las reservas, la fecha del pico de la producción tan sólo se retrasaría una década, y el tiempo que la humanidad invertiría en consumir el 80 % de todas las reservas mundiales se ampliaría en tan sólo seis años.

Fuente: "Hubbert's Peak: The impending Oil Shortage". Kenneth S Deffeyes

Hay un cenit que es el de la producción total de petróleo. Pero, fijándonos en la tipología de la producción, podremos dividir este cenit en dos y tendremos así un: cenit de petróleo convencional o barato y un cenit de petróleo no convencional o caro. Podemos estar de acuerdo, en que el segundo llegará al cenit, mucho más tarde que el primero.

Convencional y no convencional, son términos cualitativos, no económicos. Si lo normal (y barato) es extraer el petróleo de una manera, hacerlo de otra siempre será visto como algo marginal. Y lo marginal es síntoma siempre de rendimientos decrecientes. Y en efecto, el petróleo marginal siempre será no convencional, porque requiere grandes inversiones, infraestructuras nuevas, etc. a cambio de una recompensa, que sólo se verá compensada por requerimientos del mercado que es el que marca los precios. De ahí que hasta que el mercado no lo diga, un pozo marginal será siempre caro con todas las consecuencias

que ello acarrea (si no, se habría utilizado ya desde un principio). Por tanto, un petróleo caro no puede compensar un petróleo barato, ni sustituirlo, porque si ello fuera posible ¿quiénes amortiguarían las cuantiosas pérdidas y durante cuánto tiempo?

Barato y caro son dos términos económicos que indican costos menores o mayores según la ley de la oportunidad. Cuando cierto nivel de costos sea asumible, se explotará el producto. En 2.001, en Canadá 1 barril de petróleo extraído de arenas asfálticas costaba 12 dólares, mientras en Arabia Saudita costaba sólo 1 dólar (“La economía del hidrógeno”, J. Rifkin, Pág. 162). El petróleo que no cuesta extraer es barato aunque abunda cada vez menos; el petróleo que cuesta extraer (no convencional) es caro, pero curiosamente abunda cada vez más al tiempo que se explora más. Así que no vale aquí decir, que lo abundante puede llegar a ser barato. El agua (potable y salada) es el recurso más abundante que hay, pero ¿es barata? No, porque sólo podemos aprovechar la potable (petróleo convencional) y hemos de construir cada vez más desaladoras de agua marina (petróleo marginal) que son muy costosas comparadas con el agua de lluvia que produce la naturaleza por sí sola.

Existe un factor a mencionar con relación al declive: el tramo de menor productividad dentro de la curva de Hubbert y que puede tener origen en tres factores distintos:

Declive de Tipo 1: esta es la situación normal en la que un campo donde la producción de algunos pozos está declinando y se compensa por la producción de otros pozos o nuevos pozos. Este tipo de declive se está produciendo desde los primeros desarrollos de campos petrolíferos.

Declive de Tipo 2: esta ocurre cuando un campo entero, un área o región está en declive pero llegan suministros desde el mismo país que lo compensan. Un ejemplo podría ser; el declive de los suministros convencionales del oeste de Canadá, que son más que compensados por los crecientes suministros de las plataformas petrolíferas al este de Canadá y de la producción de petróleo pesado. Este tipo de declive, se ha estado dando desde los inicios de la historia de la industria del petróleo.

Declive de Tipo 3: Esta sucede cuando un país entero está en declive, no hay suministros para compensar dentro del país y los países no pueden obtener todos los suministros que requieren. Esto significa que los clientes deben ir a un suministrador alternativo para obtener una parte o el total de lo que requieren.

Esta es radicalmente diferente del declive del Tipo 1 o del Tipo 2, porque para el suministrador alternativo, esta es una nueva y hasta en cierto punto inesperada demanda. De este modo el país se convierte en importador neto.

En la historia de la industria del petróleo, también es un acontecimiento bastante reciente. En 1990, había solo dos países que se encontraban con un declive del Tipo 3; Rumania y los Estados Unidos. Actualmente, entre los mayores productores hay unos 18 con un declive del Tipo 3 y unos 50 si añadimos los pequeños productores.

Durante los dos últimos años (2003/04), el declive del Tipo 3 se estaba produciendo a razón de 1 m b/d. De todas formas, en los próximos 2-3 años, muchos de los grandes productores van a entrar en un declive del Tipo 3. Estos incluyen Dinamarca, Malasia, Brunei, China, México e India. Esto puede aumentar la tasa de declive de Tipo 3 a unos 1,3 – 1,4 m b/d por año. Probablemente Argentina se encuentre entre los años 2007-2008 en esta situación, a menos se descubran rápidamente nuevas áreas (por ejemplo en la plataforma marina).

Algunas observaciones sobre los tipos de declive:

Los productores que se mueven hacia un declive del Tipo 3 se resistirán a admitirlo.

Los países que se mueven hacia un declive del Tipo 3 se resistirán a admitirlo.

El declive de Tipo 3 se comporta como *nueva demanda* y es probablemente la razón subyacente para mucha de la reciente subestimación de la demanda.

El declive de Tipo 3 de la producción, debe ser compensado cada año antes de que se pueda satisfacer cualquier aumento de la demanda.

Una vez que el declive de Tipo 3 llega a un nivel que no puede ser compensado por nuevos suministros, la producción global declina.

Apéndice C:

C.1 El papel de los crudos marcadores

El petróleo no es una mercancía homogénea. Existen diversos tipos de crudo que se diferencian, principalmente, por el grado de viscosidad (grado API) y su contenido de azufre. Mientras más ligero (mayor grado API), es mayor la proporción de combustibles ligeros, de mayor valor, que puede obtenerse mediante procesos simples de destilación. Mientras más pesado (menor grado API), es menor la proporción de hidrocarburos volátiles (de 5 a 10 átomos de carbono) y mayor los requerimientos de procesos adicionales para obtener combustibles ligeros. El contenido de azufre igualmente impacta en la complejidad del proceso de refinación y en la calidad de los productos obtenidos.

Los grado API que poseen los crudos marcan la densidad expresada en una escala normalizada por el American Petroleum Institute (API), los crudos que contienen una densidad por debajo de los 10° API son considerados extra pesados, entre 10,1 a 22,3° API son los pesados, el mediano se ubica entre los 22,4 a 33,1° API, el ligero tiene entre 31,2 a 39° API, y el superligero presenta valores arriba de los 39° API.

Actualmente, a pesar de la variedad de crudos que se ofrecen en el mercado, solamente algunos de ellos sirven de referencia para la fijación de precios, ya sea sobre la base de diferenciales respecto a un crudo específico o mediante fórmulas que integran una canasta de crudos. En general, se observa una gran correlación, aunque no perfecta, entre los precios de los diversos tipos de petróleo, lo que refleja una alta elasticidad de sustitución pero también la posible influencia de factores específicos como condiciones locales, costos de transporte o de demanda relativa.

De esta manera, en la práctica, las cotizaciones de los marcadores se utilizan como una especie de unidad de cuenta para los demás tipos de crudo en las negociaciones internacionales. Los crudos que sirven como marcadores en las condiciones actuales del mercado son el West Texas Intermediate (WTI), el Brent y el Dubai, principalmente (ver **tabla 1.** de crudos utilizados para fijar precios internacionales).

Tabla 1. crudos utilizados para fijar precios internacionales.

Parámetro / Tipo	WTI	BRENT	DUBAI
Grados API	38 – 40	38,5	31,2
Azufre, por ciento en peso	0,3	0,4	2,01

Fuente: Elaboración propia con datos del IAPG

Los crudos utilizados para fijar los precios internacionales del petróleo son básicamente tres. Para el mercado de Estados Unidos y Latinoamérica se utiliza como referencia los crudos de Texas el WTI. El Brent Blend, compuesto por 15 crudos procedentes de campos de extracción en los sistemas Brent y Ninian de los campos del Mar del Norte, este crudo marca los precios en Europa, África y Medio Oriente. Para los mercados asiáticos, se utiliza el Dubai de Medio Oriente.

Alrededor de ellos se ha gestado una infraestructura de transporte, almacenamiento y servicios, así como facilidades de información, regulaciones y modalidades de contratos, que permiten que el comercio se realice con eficiencia y certidumbre. Además, estos crudos se negocian bajo modalidades de entrega física (spot), contratos adelantados, futuros y otros derivados, que facilitan la administración de riesgos.

La importancia del WTI y del Brent como marcadores no radica en el volumen físico de su producción ni de su comercio, los cuales son un tanto marginales respecto del total mundial, sino en que el mercado les ha asignado una función de referente de valor para las negociaciones del resto de los tipos de crudo, ya que además de las condiciones ya descritas, el WTI y el Brent reúnen requisitos de calidad tanto en grados API como de contenido de azufre. Asimismo, el volumen de barriles que se negocian diariamente en los mercados de futuros o a través de contratos adelantados para el WTI y Brent supera la producción mundial diaria de petróleo.

Cabe hacer notar que el WTI no se comercializa en los mercados internacionales, sino solamente en el mercado de Estados Unidos compitiendo frente a las importaciones, representando el precio de referencia para el voluminoso comercio de petróleo al interior de la economía estadounidense, dada su condición de gran país consumidor. En Argentina este es el valor de referencia para la gran mayoría de los contratos de crudo, en donde los demás tipos de crudo nacionales precian a partir del WTI con descuentos o bonificaciones (pocos casos) por calidad en función al mayor o menor contenido de azufre y menor o mayor grado API.

El mercado spot WTI se fragmenta, en la práctica, en dos mercados: un centro de actividad se encuentra en la localidad de Cushing, Oklahoma, donde se negocian y se cruzan contratos de entrega inmediata con otros tipo forward, e incluso con contratos de futuros. En esa localidad se encuentra una importante infraestructura de oleoductos y de servicios relacionados con el transporte de productos petrolíferos. Vale decir que Cushing aparece como el lugar donde se realiza la eventual entrega física comprometida en los contratos de futuros.

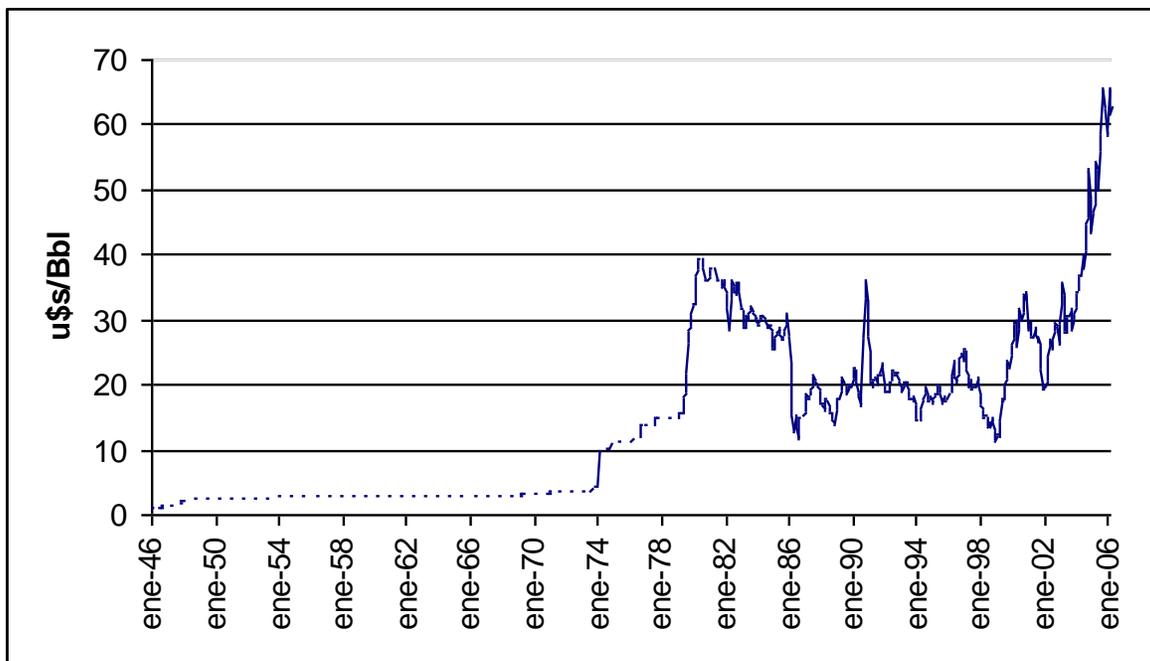
El otro centro de actividad importante se encuentra en Midland, Texas, desde donde pueden hacerse embarques de petróleo, tanto hacia Cushing como a la costa del Golfo de México, donde se hallan varios puertos que son puntos de embarque establecidos en los contratos de entrega inmediata.

Los precios WTI spot se cotizan en ambos centros, y cuando las diferencias en las cotizaciones muestran una desviación igual o superior a 25 centavos de dólar, la brecha es cubierta mediante negociaciones sobre premios y descuentos de acuerdo a las necesidades de los compradores y vendedores. En este caso cobra importancia en el marco de las negociaciones, el punto de destino del crudo, por lo que los costos de embarque y de transporte tienen una especial relevancia.

C.2 La evolución del WTI y su análisis histórico (últimos 60 años)

La historia del petróleo se caracteriza por las variaciones bruscas de su precio, debido a veces a razones políticas y a desequilibrios entre la oferta y la demanda entre otros. La variación de precios y la especulación llevaron, por ejemplo, a que una edición especial dedicada a la energía del National Geographic Magazine - febrero de 1981-, reflejando el sentir del momento, dijera las estimaciones “conservadoras” habían puesto el precio del crudo a 80 u\$s el Barril (Bbl) para el año 1985. Esta profecía no sólo nunca se cumplió hasta hoy, sino que el crudo tuvo épocas de bajos precios tal como se muestra en - gráfico 1-.

Gráfico 1. Evolución precios mensuales en dólares por Barril (u\$s/Bbl), petróleo crudo WTI (West Texas Intermediate) años 1946 a 2006 (valores nominales).



Fuente: elaboración propia en base a datos consultados en el Sitio Web: <http://iapg.gov.ar>, Instituto Argentino del Petróleo y Gas, Sección Biblioteca.

Análisis de la serie histórica (últimos 60 años):

- En 1948, los EE.UU. se convirtieron en un importador neto de petróleo y la fijación de los precios mundiales pasó del Golfo de México, al Golfo Arabe-Pérsico. Saltando así de 1,4 US\$ en promedio del año 1946, a 2,4 US\$/b en 1948, debido al costo adicional de transporte marítimo correspondiente de 1 US\$/b. Sin embargo, no hubo escasez porque el petróleo se hizo cada vez más abundante a nivel mundial, gracias a los enormes descubrimientos realizados en el resto del mundo durante las décadas de los 50 y los 60.
- En 1959, la administración norteamericana del Presidente Eisenhower, creó la cuota obligatoria de petróleo que tuvo como resultado el cierre de facto del mercado petrolero de los EE.UU. El cierre significó que el anterior rol de la Texas Railroad Commission (TRC), como actor dominante en la fijación de precios ya no se necesitaba en los EE.UU. (en el mercado cerrado, las compañías nacionales de petróleo podían producir y vender tanto petróleo como les permitiera su capacidad) y se tornaba no disponible para el resto del mundo. De ahí que el mercado mundial quedara sin un actor dominante. Por lo tanto, la creación de la OPEP en 1960 podría ser vista, en este contexto, como una respuesta a este vacío, y los principales exportadores se convertían en los nuevos actores dominantes en el mercado petrolero mundial.
- De 1960 a 1973, la OPEP fue “ayudada” por tres características especiales del mercado petrolero:
 - La integración vertical del mercado, en el sentido de que para producir petróleo en forma rentable era necesario tener garantizados los puntos de salida de distribución, comercialización y venta correspondientes;
 - El predominio de las principales, también llamadas las “siete hermanas” (Shell, Exxon, Mobil, Chevron, Texaco, Gulf y la British Petroleum, todas ellas provienen de la vieja Standard Oil que en 1911 fue dividida en varias compañías, por monopolio). Que estaban

asociadas mediante un acuerdo sobre participación en el mercado firmado por primera vez entre ellas en Achnacarry, Escocia, en 1928. Justo antes de la depresión, pero luego a que quedara en claro que el mercado mundial tenía excedente de oferta. Para 1972, controlaban el 62% de la producción total mundial y el 52% de la capacidad de refinación. Su importancia en el comercio era aún mayor, de los 25 millones de barriles diarios de comercio en 1972, 22 millones se producían por estas empresas.

- La capacidad de verter el petróleo residual en la generación de energía, contribuyendo así a la dinámica de crecimiento que fue clave para la estabilidad del mercado y su extraordinariamente baja volatilidad. Tal como sucedió con los anteriores aumentos de precios de gran importancia, la primera crisis petrolera de 1973 no señaló una escasez absoluta de petróleo sino un desequilibrio rápidamente creciente en la disponibilidad, que requería nuevos suministros primarios, ya sean petróleo u otras energías. Sin embargo hay una diferencia fundamental entre lo que sucedió en el pasado y en 1973: antes de 1973, ya sea que la participación del petróleo en el mercado fuera pequeña (el caso hasta la Segunda Guerra Mundial) o que creciera (el caso desde la Segunda Guerra Mundial), los precios del petróleo permanecían estables. La primera crisis petrolera abrió una nueva era en la cual la participación del petróleo (y del gas) en la matriz energética era grande y los precios del petróleo eran volátiles y propensos a cambios significativos. Esta combinación explica la nueva importancia del petróleo y el gas después de 1973, lo cual, comparado con los anteriores esquemas de contrato administrados, fue anunciado por la liberación de los mercados petroleros, un aumento en la flexibilidad de los contratos y de los precios hora a hora y el comienzo de caminos de financiación más fuertes y variados.

- Cuando en 1974 la OPEP quedó sola como el "actor dominante", también cambió el rol del petróleo en la matriz energética. El petróleo se convirtió en la energía "marginal", y apareció una incertidumbre inevitable. Los miembros árabes de la OPEP introducen recortes a sus exportaciones de crudo, principalmente a Estados Unidos y Holanda, exigiendo el retiro de Israel de los territorios ocupados en junio de 1967. Los precios del crudo árabe ligero, se incrementan de 2,75 en 1973 a 10,8 dólares por barril en 1974, casi cuatro veces, "*Primer shock de precios*". El petróleo tenía que llenar un mercado que no se conocía de antemano, porque era la brecha entre una demanda incierta que dependía de un crecimiento económico incierto y una oferta de energía rígida diferente a la del petróleo de Medio Oriente que dependía de decisiones de inversión hechas de 6 a 10 años antes. Para la OPEP ha sido difícil evaluar esta brecha y abordarla correctamente en tiempo real; a menudo parece no haber acertado en equilibrar la oferta y la demanda, pero vale la pena hacer un análisis más profundo de su actuación. Desde 1974, ha vuelto la volatilidad del precio del petróleo porque los dos factores atenuantes, integración vertical y dinámica de crecimiento, han desaparecido. Sin embargo la influencia de la OPEP es evidente porque, más allá del proceso de aprendizaje de prueba y error, la consistencia de la trayectoria del precio real entre 1974 y 1978 es destacable.
- El período 1979-1985 fue parte de este proceso de aprendizaje de prueba y error; fue desencadenado por acontecimientos políticos – la revolución iraní y la guerra entre Irak e Irán, que desbarató los fundamentos del petróleo ⁽⁵⁾. La revolución iraní creó las condiciones propicias para una nueva alza del petróleo en 1979. La OPEP introduce recortes a su producción en un ambiente de gran especulación lo que hace que el

(5) Los fundamentos del petróleo iban en camino de una reducción de la demanda mundial de petróleo, primero por la entrada en funcionamiento de inversiones lanzadas después de 1973 para alejarse del petróleo, tales como el programa nuclear en Europa o las centrales alimentadas a carbón en América del Norte, y segundo, debido al aumento de la producción proveniente de fuera de la OPEP. Estos dos desarrollos parecían indicar una erosión de los precios del petróleo, no una "crisis".

precio del petróleo se incrementa de 12,7 dólares en 1978 a 27,0 en 1980, algo más del doble, "*Segundo shock de precios*". Este proceso se detuvo cuando la OPEP volvió a un régimen de precios que concordaba con los fundamentos del mercado energético en 1986.

- En 1986, la introducción de precios "*netback*" y primer episodio de baja drástica de precios en 1986. A partir de 1982, se inicia un periodo de ajustes graduales a la baja en los precios a consecuencia de la mayor participación de la producción de crudo países no-OPEP y la disminución en la demanda. En consecuencia, la participación de la OPEP en el mercado se reduce en cerca de 4.000 millones de barriles al año entre 1980 y 1985, lo que da lugar a una intensa competencia entre los propios miembros del cártel por mantener sus cuotas. Arabia Saudita, quien jugaba el papel de productor residual, acomodando su producción para sostener los precios de mercado, decide recuperar posiciones introduciendo precios "*netback*", esto es, precios determinados a partir de asegurar cierto margen de refinación negociado con sus clientes. Los precios del petróleo caen de 28,5 en 1985 a 14,4 dólares por barril en 1986, casi la mitad de su anterior valor.
- En 1990, la Guerra del Golfo y el shock transitorio. Desde 1986, el precio del petróleo en términos corrientes se ha caracterizado por fluctuaciones alrededor de una media de 16 dólares por barril, en un ambiente de gran volatilidad. La invasión de Irak a Kuwait en 1990, por ejemplo, lleva al precio a subir de 18,2 dólares por barril de crudo WTI en mayo de 1990 a 35,9 dólares en octubre del mismo año. Sin embargo, a diferencia de los shocks anteriores, las consecuencias de la llamada guerra del golfo resultan transitorias, el precio del petróleo regresa a sus niveles previos en febrero de 1991.
- En 1998, el impacto de "El Niño" y el "Efecto Dragón". En lo que parecía un ambiente favorable a la recuperación de precios a partir de 1994, por las restricciones a la exportación de Irak después de la guerra del golfo y la reducción drástica en la producción de Rusia, el precio del petróleo

sufre un nuevo shock a la baja en 1997. Esta vez los disparadores son la crisis económica y financiera de los países del Asia que muestra sus primeros síntomas en julio de dicho año, y los efectos sobre la demanda de petróleo del fenómeno climatológico conocido como "El Niño". El precio del petróleo disminuye de niveles de 24,9 dólares por barril de crudo wti en octubre de 1996 a 11 dólares por barril en diciembre de 1998.

- En 2000, se observa un aumento en los precios del petróleo. Este tuvo lugar en un contexto de alta volatilidad, lo cual dificulta su análisis. Sin embargo, se pueden identificar tres características:
 - Primero, la tendencia del precio promedio fue hacia fines de 2000 de alrededor de 17 u\$s/Bbl, mientras que desde ese momento, es de alrededor de 25 u\$s/Bbl, el medio de la nueva banda de precios que es el objetivo de la OPEP y un 50% más alto que en la anterior tendencia;
 - Segundo, el momento parece excelente dado que había una necesidad de nueva oferta ⁽⁶⁾, en particular, GNL en América del Norte, que no habría sido asegurada con los antiguos precios del petróleo; y,
 - Tercero, la uniformidad de estos precios a lo largo de los últimos 3-4 años, con precios promedio anuales similares en el 2000, 2001, 2002 y los primeros meses del 2003. Cuando estalla la guerra con Irak, llegando el precio a 36 u\$s/Bbl, en marzo de 2003.

Lógicamente, las grandes compañías como BP-Amoco, Exxon-Mobil o Shell, que integran en sus vastos monopolios la exploración, la extracción, el transporte, la refinación, el almacenamiento y la distribución minorista, fueron las primeras en desatar la carrera alcista. Por eso, el vicepresidente norteamericano, Al Gore, no dudó en afirmar que "las petroleras integradas son las responsables del aumento del petróleo" ⁽⁷⁾, y

(6) Otros factores que contribuyeron a esta cambiada necesidad de nueva oferta, fueron las limitadas capacidades ociosas que quedaban en Medio Oriente, el estancamiento de la producción nacional de gas europea y el pequeño crecimiento de la oferta proveniente de fuera de la OPEP en los años anteriores.

(7) The Wall Street Journal, 26 de setiembre de 2000.

hasta una revista financiera británica llega a enunciar la posibilidad de que exista "una colusión de empresas para mantener los precios elevados" (8).

- En 2004, en adelante se observa una escalada en los precios internacionales, donde las bajas tasas de interés en EE.UU originaron movimientos especulativos, hacia la mayoría de los “commodities”, por parte de las instituciones financieras, con el fin de obtener rendimientos y ganancias superiores. Asimismo, se suman la creciente ola de rumores sobre el crecimiento proyectado de demanda, por parte de China e India, cercanos al 30 % en los próximos 10 años y la posibilidad que en próximos años, por primera vez, la demanda supere la oferta mundial de crudo. También se agrega, una “*prima de riesgo por terrorismo*”, producto de la tensión geopolítica en Oriente Medio y una fuerte temporada de tormentas en el Atlántico, afectando las instalaciones en mar y tierra. La conjunción de factores, sumado al delicado balance entre oferta y demanda que más adelante se explica, llevan a que el precio promedio que fuera entre los años 2000-2003 de alrededor de 28 u\$s/Bbl, alcance un promedio de 63 u\$s/Bbl, durante el primer trimestre de 2006, con un crecimiento del 125 %. Situación a la que varios analistas, ya se refieren como el “*Tercer shock de precios*”.

Por presentar variaciones bruscas, inesperadas y por su carácter exógeno a los procesos internos, el precio del petróleo representa un caso típico de afectación al crecimiento, la balanza de pagos y el incremento de precios; por ello, el precio del petróleo es parte de muchos modelos macroeconómicos y ha dado lugar a una actividad importante de análisis sobre su impacto en la explicación de ciclos económicos ([Knut Anton Mork, 1994](#)).

En los países exportadores de petróleo, los efectos de cambio en los precios son particularmente obvios. Los ingresos petroleros son parte importante del

(8) The Economist, 16 de setiembre de 2000.

financiamiento del sector público y de la oferta de divisas. Variaciones en los precios inducen por tanto, ciclos de auge y recesión, cuya intensidad depende de la importancia de las exportaciones de petróleo en las exportaciones totales y de los ingresos por petróleo en el financiamiento del gasto público.

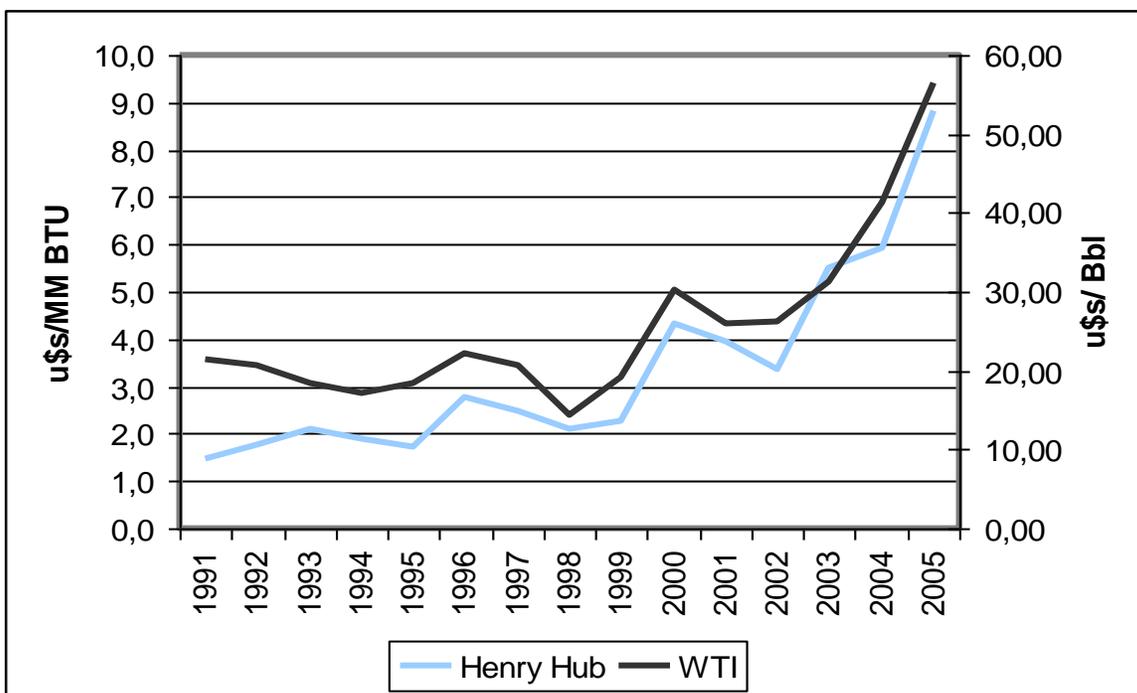
En los países desarrollados importadores de petróleo, el impacto de cambios en los precios del petróleo parece tener una intensidad variable, dependiendo de las circunstancias prevalecientes. Los dos episodios de alza, en 1973 y 1979, tuvieron efectos importantes sobre la inflación y el crecimiento de forma generalizada. En cambio, los episodios de baja en los precios no presentan relaciones significativas con variables macroeconómicas en estos países. Quizás la relación más cercana se da en los precios. El periodo de precios bajos del petróleo (de 1986 al presente) coincide con menores niveles de inflación, lo que ha permitido tasas de interés también menores en relación a periodos previos.

Evidentemente el crecimiento mundial, ha resistido en mejores condiciones los últimos aumentos del precio, que hace 30 años. No obstante, si esta tendencia al alza continúa de forma acentuada, entonces la repercusión en el crecimiento es probable que se haga sentir con fuerza en el mediano y largo plazo, mayormente en los países en vías de desarrollo, en los cuales la industria tiene un peso preponderante con relación a los servicios.

C.3 La evolución del Henry Hub y su correlación con el WTI

En el siguiente **gráfico 2**, puede observarse la alta correlación entre precios internacionales de gas, expresado en u\$s por M BTU (9) (Millón de British Termal Unit) en el eje Y, para el mercado del Henry Hub y con el precio del petróleo, en el eje opuesto, para el mercado del WTI.

Gráfico 2. Precios promedios anuales en dólares para Henry Hub por u\$s/MBTU y WTI (West Texas Intermediat) por Barril (u\$s/Bbl) años 1991 a 2005 (valores nominales).



Fuente: elaboración propia en base a datos consultados en el Sitio Web: <http://iapg.gov.ar>, Instituto Argentino del Petróleo y Gas.

(9) Una BTU representa la cantidad de energía que se requiere para elevar a un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua en condiciones atmosféricas normales. Un pie cúbico de gas natural despiden en promedio 1000 BTU, aunque el intervalo de valores se sitúa entre 500 y 1.500 BTU

Apéndice D:

D.1 La estructura del mercado de combustibles líquidos

Está materializada en la distribución de tamaño de las empresas, la que influye sobre el nivel de presión que se ejercen mutuamente las empresas en sus posibilidades de determinar unilateralmente los precios y demás variables.

Dentro de la estructura se debe analizar el grado de monopolio de la empresa con mayor participación del mercado, el grado de concentración del mercado, el grado de penetración, salida y movilidad del mismo y el grado de diferenciación del producto.

D.1.a) El grado de monopolio de la empresa con mayor participación de mercado

Este indicador da una primera idea del nivel de competencia existente en el mercado. Se obtiene de medir el market-share (porcentaje de facturación de la empresa sobre la facturación total de la industria) de la principal empresa del mercado. En este caso REPSOL-YPF S.A. es la empresa con mayor participación, representando un 56% de la facturación total de combustibles líquidos.

Este grado de monopolio se puede ver atenuado o fortalecido por la elasticidad de la demanda. Si la misma fuera elástica, por más que la empresa tuviera un alto grado de monopolio, esta no podría aumentar el precio del producto porque no tendría demandantes. Por el contrario, una demanda inelástica implica que la empresa podría aumentar el precio y aún así seguir vendiendo. En el caso de combustibles líquidos, la demanda es inelástica debido a las características de los mismos, que es un insumo necesario e insustituible por lo menos en el corto plazo.

Teniendo en cuenta el elevado market-share de REPSOL - YPF S.A. se puede concluir que esta posee un alto grado de discrecionalidad en la fijación de los precios. Si bien, este poder de la empresa estará limitado por el precio internacional y los costos que se incurrirían en el caso de importar (costos de transporte, de almacenaje, impuestos, etc.), en la realidad esta limitación no es muy operativa debido a las restricciones logísticas a las que se enfrenta el

importador, como puertos, almacenaje y transporte del producto. Asimismo, dado que en la actualidad los precios internacionales, están por encima de las referencias locales de precios en surtidor; hacen esta alternativa no viable económicamente, con un margen altamente negativo (esto será explicado más adelante, en el análisis de precios).

D.1.b) Grado de concentración del mercado

Para analizarlo se cuenta con los siguientes indicadores:

Sumatoria del market-share de las cuatro empresas con mayor participación en el mercado. Estas son: REPSOL-YPF, PETROBRAS, SHELL y ESSO, las que en conjunto representan el 95 % del mercado.

Rank. Empresas		Market-share
1	REPSOL YPF	56 %
2	PETROBRAS	15 %
3	SHELL	13 %
4	ESSO	11 %
5	REFINOR	3 %
6	SOL	2 %
TOTAL		100 %

Del análisis del market-share de las empresas participantes del mercado se podría concluir que estamos en presencia de una estructura de mercado de firma dominante. Esta se define por una participación de mercado de la empresa

más importante entre el 50% y el 100% y sin rivales cercanos. Sin embargo, existe una gran interdependencia entre todas las empresas del mercado, por lo que se cree conveniente aplicar el concepto de Porter de grupo estratégico: "Conjunto de empresas en un sector industrial que siguen una misma o similar estrategia a lo largo de las dimensiones estratégicas" . Esta interdependencia se refleja en el hecho de que las empresas realizan actividades de complementación e intercambio regional de productos, entre otros.

D.1.c) El grado de penetración, salida y movilidad del mercado

D.1.c.1 Barreras a la entrada

D.1.c.1.1 Exógenas o intrínsecas al mercado

Están dadas por las condiciones existentes en el mercado. Están fuera del control de las empresas líderes, por lo tanto estas barreras no pueden ser alteradas. Entre las barreras a la entrada se encuentran las siguientes:

- **Requerimientos de capital:** vinculada especialmente a industrias de capital intensivo, en las cuales la escala mínima eficiente es grande. Este es el caso de la industria de combustibles líquidos, debido a que el equipo de capital es muy específico y la inversión inicial de capital necesaria muy elevada.
- **Economías de escala:** pueden ser reales (cuando permiten una reducción en la utilización de recursos) o pecuniarias (cuando permiten una reducción en los precios de los factores). En la industria de combustibles líquidos, existen economías de escala, pero dado la madurez de la industria (empresas fuertemente consolidadas en el mercado), las mismas no alientan la entrada de nuevas empresas, al no estar acompañadas por un market share importante de mercado.
- **Integración vertical:** en los combustibles líquidos encontramos distintas etapas a lo largo de una cadena vertical. Una empresa puede decidir entre participar en una o en varias etapas de esta cadena. Si elige la segunda opción entonces se puede decir que la empresa está integrada

verticalmente, como es en el caso de las dos principales REPSOL-YPF y PETROBRAS. La integración vertical es una barrera a la entrada debido a que presenta un desafío mayor a una empresa ingresante que solo considere entrar en una de las etapas. En el actual contexto de precios administrados, existe una clara diferenciación de márgenes, donde el segmento comercialización y refinación, operan a márgenes negativos ó cercanos a cero "0", respectivamente y no así el productor (ó empresa integrada) que encuentra una renta extraordinaria, que pasa a ser absorbida en parte por la retención a la exportación del crudo del 45 % e igual referencia para comercializar dentro del mercado interno y que continúa siendo aún, altamente beneficiosa.

- **Diversificación:** una empresa diversificada tiene la posibilidad de obtener recursos de otros mercados, y con ellos impedir la entrada de nuevos competidores. Esta condición la vemos fundamentalmente en el caso de las dos principales actoras REPSOL-YPF y PETROBRAS que participan de otras industrias como Gas, Electricidad, etc.
- **Factores históricos e institucionales:** se incluye a los factores históricos e institucionales como otra barrera a la entrada, debido a que en el caso de las refinerías estos colaboraron a mantener el oligopolio. Con respecto a los factores históricos, se puede mencionar que la economía argentina estuvo cerrada por un largo período, lo que no permitió que el país tuviera la infraestructura necesaria para la importación independiente del petróleo y sus derivados. Por otro lado se encuentran los factores institucionales como el marco regulatorio dentro del cual se llevó a cabo la privatización de las refinerías. Aparentemente esto privilegió a las empresas de capital nacional que ya participaban en la industria del petróleo. Posteriormente y durante los '90, varias de estas resultaron adquiridas por capitales del exterior, como fue con REPSOL que compra YPF y PETROBRAS que adquiere EG3 y PEREZ COMPANC.

D.1.c.1.2 Endógenas o estratégicas

Son acciones que pueden tomar las empresas ya establecidas en la industria, en contra de los posibles entrantes. Estas son casi imposible de especificar en forma concreta, debido a que expresan meramente el deseo de realizar acciones anticipadas en contra de sus competidores potenciales. Entre las barreras endógenas se encuentran:

- **Gastos de comercialización y publicidad:** destinados a profundizar la diferenciación de los productos. En el caso de los combustibles líquidos, estos gastos apuntan a diferenciar las distintas marcas con el fin de lograr la fidelidad del cliente. Una vez que la preferencia ya está creada, la firma establecida tiene una ventaja sobre las entrantes, por lo que los competidores potenciales podrían no tratar de establecer sus marcas en el mercado, debido al esfuerzo económico que esto significaría. En este aspecto es importante el desarrollo realizado por SHELL, REPSOL-YPF y más recientemente PETROBRAS.
- **Patentes:** son un objetivo que las empresas buscan con el fin de ganar un control exclusivo sobre sus innovaciones. A partir de las privatizaciones, ha habido un auge en las innovaciones de productos en las distintas empresas. Es el caso de reciente lanzamiento de PODIUM (PETROBRAS) como marca premium de naftas, para el segmento más exigente de consumidores.
- **Control sobre recursos estratégicos:** Se refiere al control sobre las materias primas y a la localización privilegiada. Según el artículo número 35 de la Ley de Hidrocarburos 17.319/67, el Estado concede a las empresas el derecho de explotar los pozos petrolíferos durante 25 años. El Poder Ejecutivo podrá prorrogarlas hasta por 10 años. Es así como las empresas que ya obtuvieron la concesión se encuentran en ventaja a las empresas que pretendan ingresar a la actividad.

D.1.c.1.3 Barreras de salida

Se las define como los factores y elementos que impiden o dificultan la retirada de una empresa de un sector de actividad a pesar de que sus resultados sean negativos o que la misma se encuentre en una situación crítica.

La industria de combustibles líquidos presenta importantes costos hundidos (costos irrecuperables para la empresa), como los activos especializados: capital no estándar, publicidad institucional y los costos fijos de salida como, el lucro cesante en los contratos de exclusividad con clientes, la indemnización de los empleados y el efecto que la salida de un mercado puede causar sobre la imagen del conglomerado al que pertenecía la empresa.

D.1.c.1.4 Barreras de movilidad

Dentro de las industrias se conforman grupos estratégicos, es decir empresas que comparten estrategias. La existencia de barreras de movilidad limita la posibilidad que tienen las empresas de migrar entre los distintos grupos cuando deciden cambiar su estrategia. En el caso de combustibles líquidos, estas barreras son muy altas porque existe solo un grupo estratégico REPSOL-YPF y en menor medida recientemente PETROBRAS.

D.1.d) El grado de diferenciación del producto

- **Calidad del producto e ignorancia de los compradores:** los clientes en su mayoría, no conocen la calidad de los combustibles líquidos vendidos por las diferentes empresas, pero uno de los determinantes de su elección es la confianza que tienen en la trayectoria de una empresa en particular. Sin embargo, esta confianza no permite que dicha empresa aumente el precio del combustible, solo le permite atraer o conservar los clientes. Si bien existen algunos indicios en querer diferenciar por producto, como ya mencionáramos en el caso de la PODIUM.
- **Promoción de ventas / servicios al cliente:** las empresas intentan crear y mantener las preferencias por sus productos mediante una publicidad que resalte determinado aspecto del mismo. Al igual que otras factores

como la administración de descuentos a través de tarjetas. Aunque el énfasis se pone en la diferenciación del servicio al cliente, con algunos intangibles como: la excelencia en el servicio al cliente, la rapidez de la atención, la afectividad y la calidez de los empleados, la comodidad y seguridad. Otros tangibles como: centro de cambio de aceite, lavaderos automáticos, minimercados, negocios de comidas rápidas, tintorerías, salones de belleza, locutorios, farmacias. Gracias a estas estrategias de diferenciación, las empresas logran que ante precios similares del combustible (pocos centavos entre EE.SS), los clientes se decidan por una marca en particular.

D.2 La conducta del mercado de combustibles líquidos

Son las diferentes acciones estratégicas o políticas que las firmas pueden encarar con vistas a mejorar su posicionamiento en el mercado o para combatir a sus rivales.

Para analizar la conducta se decidió emplear el análisis dinámico que realiza Michael Porter en su libro Estrategias Competitivas. El análisis consiste en determinar las estrategias competitivas de un sector industrial a partir del estudio de sus características. Por estrategias competitivas se entiende el emprendimiento de acciones ofensivas o defensivas para crear una posición definible en un sector industrial, con el fin de enfrentarse con éxito a las cinco fuerzas competitivas y obtener así un rendimiento superior sobre la inversión para la empresa. Estas cinco fuerzas son los competidores cercanos, los productos sustitutos, los compradores, los proveedores y los competidores potenciales. Ya fue definida la estructura del mercado de combustible líquidos, como formado por un “grupo oligopólico con empresa dominante”.

Según Porter, existen tres tipos de estrategias genéricas: ser líder en costos, ser líder por diferenciación, ser líder sobre la base de una alta segmentación del mercado. Podemos decir que no existe diferenciación entre productos ya que nos encontramos frente a “commodities”, por lo que esta estrategia se observa en las acciones que realizan las distintas empresas tendientes a dotar a cada

estación de servicio de una personalidad bien definida, a partir de una infraestructura característica para cada marca, colores, uniformes de los empleados de las estaciones, y la inclusión de otros servicios como mini-markets, alquiler de videos, teléfonos, y otros servicios para el auto.

Porter advierte que no todas las empresas que estén dentro de un grupo estratégico tendrán necesariamente una posición igual desde el punto de vista de la estructura. En este grupo hay un claro líder, REPSOL - YPF. Esta empresa fija el precio de los combustibles (formadora de precio), y el resto de las empresas se comportan como seguidoras en esta variable. Este liderazgo se basa en el tamaño de la empresa, su grado de integración y en su market-share.

D.3 Análisis estratégico del mercado de combustibles líquidos (en el sector downstream en consideración de una compañía comercializadora)

D.3.1 Poder de negociación de proveedores

Los proveedores actuales más representativos son REPSOL YPF con un alto poder de negociación y ESSO en menor medida. Son pocas las alternativas de suministro ya que Petrobras presenta déficit en Gas oil y SHELL tiene prácticamente cubierta su producción con su propio mercado y no dispone de crudos livianos. Adicionalmente es casi práctica de mercado que las compras se realicen a precio internacional, salvo contadas excepciones de excedentes de producción donde pueden aparecer compras Spot a precios más convenientes. En el caso de compras habituales o por convenio el precio se fija con base a fórmulas, que para el caso de naftas referencian a valor de “export-parity” (valor internacional neto de flete). En el caso del gasoil lo hacen a “import-parity” (valor internacional más flete). Esto se debe a que Argentina dada la conformación de su parque refinador (en su conjunto) y el perfil del consumo nacional, resulta excedentaria en naftas y deficitaria de gasoil. En el actual esquema de precios administrados, los precios de referencia de surtidor resultan menores que los valores internacionales antes descritos. Situación que arroja márgenes altamente negativos en el canal de la comercialización mayorista, mientras que las refinadoras pueden compensar esta pérdida, debido a que pueden acceder a

petróleo local bonificado. Donde las retenciones a la exportación sobre petróleo del 45%, arrojan para un crudo de 60 u\$s/Bbl un valor de compra neto de aproximadamente 41,4 u\$s/Bbl, es decir un 31% menos que la referencia internacional.

D.3.2 Poder de negociación de clientes

El poder de negociación de las estaciones de servicio es bajo, ya que existe un contrato de exclusividad con la petrolera con un período de vigencia máximo de 8 años en el caso de nuevas bocas y de 5 años para las renovaciones. Con cláusulas de salidas anticipadas sumamente onerosas.

D.3.3 Amenaza de sustitutos

Los principales sustitutos están representados por el Biodiesel para el gasoil y en el caso de las naftas, el GNC y Alconafta. De cualquier forma el Biodiesel aún no ha sido incorporado a la comercialización de modo masivo y no representa una amenaza por los próximos 3 años. De igual manera el uso de la alconafta está circunscripto a la zona norte del país, no percibiéndose como una potencial amenaza.

El GNC ha crecido a un ritmo vertiginoso hasta el año 2004, habiendo alcanzado igual volumen en metros cúbicos de gas equivalentes que metros cúbicos de naftas. Si bien a partir de dicho año, se observa un estancamiento en su crecimiento, debido al aumento registrado en el precio del mismo y la incertidumbre sobre futuros aumentos que este puede recibir. Otro indicador lo constituye el número de unidades que se convierten a GNC, el cual ha bajado significativamente.

Finalmente no hay que olvidar que los actuales precios internacionales que han alcanzado nuevos récords históricos, provocan que se acelere el interés por desarrollar otras fuentes de energía, ya que se vuelven estas cada vez más competitiva.

Considero a la amenaza de los sustitutos, como de mediana intensidad, pero con clara tendencia a incrementarse en el mediano plazo.

D.3.4 Factores de entorno

Las principales barreras de entrada en el sector downstream son la debilidad del marco institucional, la gran concentración y poder de mercado de la empresa dominante, la existencia de empresas integradas verticalmente que pueden compensar márgenes en segmentos de su cadena de valor y el aislamiento que existe entre los precios locales y los precios internacionales

En el Downstream, persisten importantes barreras estructurales, falta de infraestructura portuaria y de almacenaje y costos de transporte muy elevados, por la ubicación geográfica, para los productos importados.

La elevada carga impositiva de las naftas en el surtidor representa un factor que erosiona la rentabilidad, constituyendo así una barrera adicional.

La real alternativa de crecer en un mercado consolidado y maduro como el Argentino, es a través de la compra de market share, es decir adquiriendo empresas actualmente en operación.

Considero este punto como de mediana intensidad en barreras.

D.3.5 Potenciales entrantes

El riesgo de potenciales entrantes lo considero alto en estos momentos, principalmente por la mayor rentabilidad que están obteniendo otras empresas integradas (que incluyen producción, refinación y comercialización) en el resto del mundo, sin sistemas de precios administrados. A nivel regional los posibles entrantes son PDVSA y ENARSA por cuestiones políticas y tal vez PEMEX (petrolera mexicana). El riesgo se acrecienta por la posibilidad de ingreso de empresas multinacionales que no están operando actualmente en Latinoamérica como British Petroleum, ENI, entre otras y PETROLERAS CHINAS.

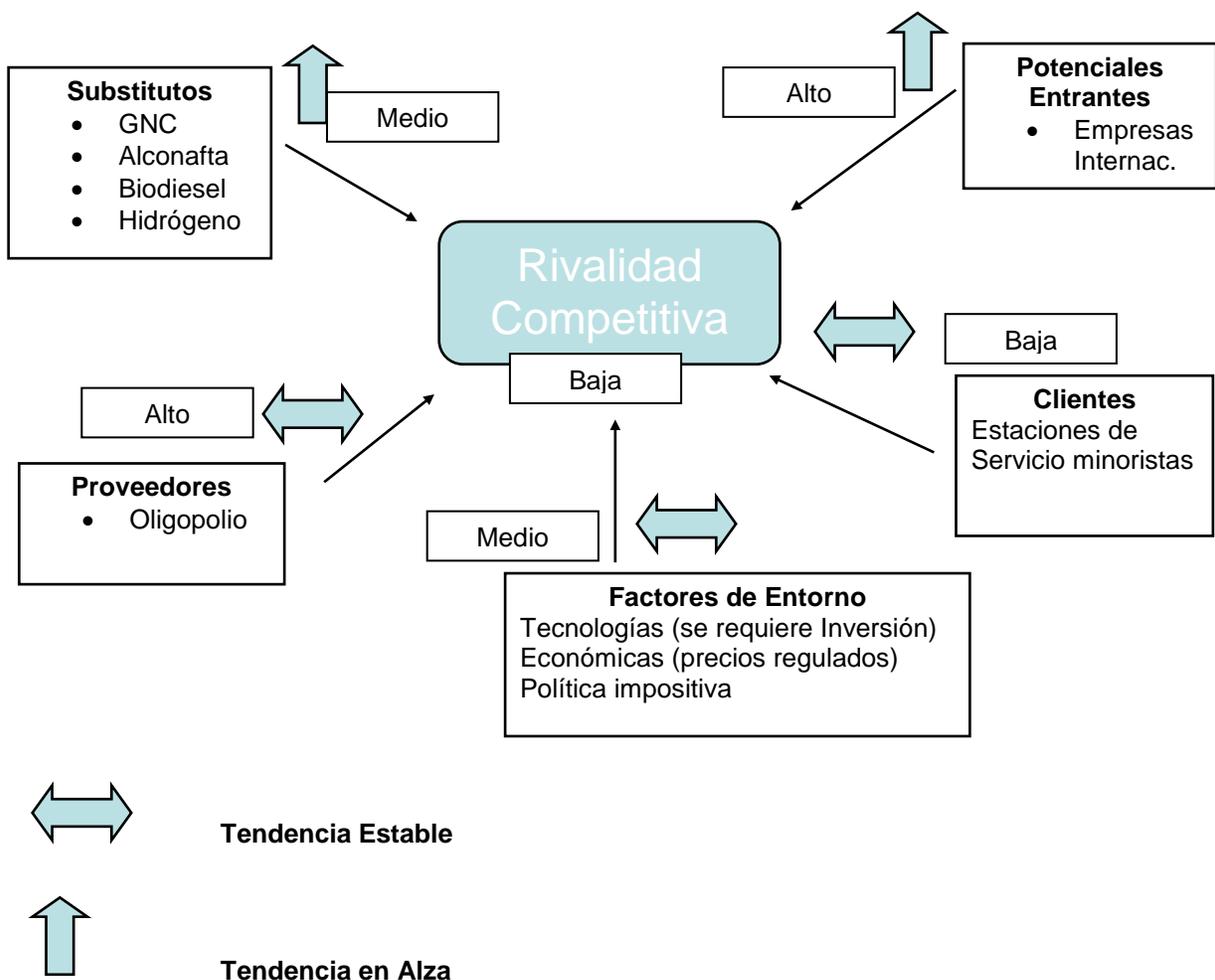
Informes recientes de consultoras, predicen en la industria, una nueva ola de compras, fusiones y megafusiones.

D.3.6 Rivalidad competitiva

Resulta casi paradójico definir la rivalidad en una industria donde cualquier par de empresas, pueden estar aliadas en un proyecto y ser rivales en otro. Si la percepción de que las oportunidades atractivas se concentran en un puñado de lugares fuera generalizada, tendería a aumentar el grado de rivalidad entre las firmas con envergadura suficiente para accederlos. Pero por otro lado, las concentraciones industriales privilegiarían las formas de competencia oligopólica.

Considero la rivalidad como de baja intensidad.

PORTER: Intensidad competitiva



Anexos de proyecciones de precios

1. Precios proyectados

Las proyecciones no tienen el propósito de generar certidumbre futura, sino de acotar la incertidumbre que domina el presente y ordenar las prioridades de una política energética, que no puede seguir siendo rehén del corto plazo político.

Se ha prestado especial atención a un informe del grupo de inteligencia de Lehman Brothers (Energy and Power- Industry Overview- July 27, 2005). Así, en el caso del barril de petróleo WTI se asume como hipótesis, que va a mantener cotizaciones fluctuantes entre 50 y 60 dólares, y el Millón de BTU (MBTU) de gas natural en Estados Unidos fluctuará entre 7 y 9 dólares. En estas condiciones, el gas de Bolivia que toma como referencia de cotización de precios, el negocio de oportunidad que ofrece la licuefacción y venta al mercado americano, tenderá a cotizar entre 4 y 5 dólares el MBTU. Para los escenarios se consideró el límite superior de las bandas, es decir: 60 u\$s/Bbl para el WTI y 9 u\$s/MBTU para el gas Henry Hub.

1.1 Escenario de precios administrados hasta 2011 y luego internacionales, por importaciones (actual con baja probabilidad)

La tabla de precios elaborada (**Tabla 1**), se enmarca en acciones de política de Gobierno tendientes a controlar la inflación, a través del mantenimiento del “esquema de precios administrados”, actualmente bajo retenciones asimétricas entre el crudo y los productos terminados. Este mecanismo debiera perfeccionarse, a partir de 2008, momento en que Argentina pasaría a ser importador neto de crudo y que desaparecen las retenciones sobre los precios del crudo, cuando cesa la condición de exportador neto. No debiendo descartarse, que finalmente el Gobierno decida por Ej: establecer la fijación de precios máximos a lo largo de toda la cadena de valor (precios máximos a cada eslabón; productor, refinador, comercializador mayorista y minorista). Constituyendo así un “sistema de precios totalmente regulados”. Sistema sobre el cual, existe probada experiencia pasada en nuestro país y que ha tenido costos económicos, políticos y sociales en exceso onerosos. Mayormente con

escasa vigencia (no más de 3 años), estimando su mantenimiento hasta 2011. Donde la presión empresarial y sindical, termina rompiendo el sistema con la consiguiente estampida de precios, algo que llamaremos “efecto olla de presión”. Donde la intespestuosa salida, trae consigo un nuevo escenario de precios, que muchas veces terminan siendo incluso hasta más elevados, que aquellos en un mercado desregulado.

En la elaboración de los precios proyectados se convirtió el u\$/Bbl a metro cúbico (m³, conforme el factor 6,289 por cada Bbl) y en el caso del MBTU a metro cúbico (m³ conforme el factor 36,9 por cada MBTU). Para proyectar los precios Básicos (sin impuestos) para combustibles líquidos, se supone que luego de la salida del “sistema de precios regulados”, se vuelve a la relación de precios internacionales en “paridad de importación”, donde se correlacionó el precio de importación del Gas oil puesto en puerto de Bs. As. (con más los gastos de importación, estimados en 5 u\$/Bbl), combustible más representativo y conforme fórmula (Platt’s para el Gas Oil: Golfo número 2, con más 10 centavos por galón en concepto de flete marítimo) para un WTI de 60 u\$/Bbl, sumados el margen del distribuidor mayorista (4 u\$/Bbl) y el estacionero (6 u\$/Bbl). Similar mecánica se siguió para el precio Básico (sin impuestos) para el GNC, al correlacionar los precios para el Fuel oil en “paridad de importación” puesto en el puerto de Bs. As. (con más los gastos de importación, estimados en 4 u\$/Bbl), utilizando la fórmula (Platt’s para el Fuel Oil número 6, con bajo contenido de azufre (Low Sulfur 1%)), para un WTI de 60 u\$/Bbl, sumado el margen del distribuidor y estacionero (estimados en 14 u\$/bbl) (una de las posibles alternativas de valoración, ya mencionadas) y convertido a m³ de gas equivalente (conforme factor 1,116 para m³ de Fuel Oil). Finalmente los precios para el Fuel Oil, fueron correlacionados para el mercado interno de Argentina (no exportaciones), utilizando la fórmula Platt’s para el Fuel Oil número 6, con bajo contenido de azufre (Low Sulfur 1%), para un WTI de 60 u\$/Bbl

Tabla 1. Escenario de proyección de precios, para próximos 15 años, bajo escenario de precios administrados /regulados. (Promedios anuales)

AÑO	u\$s / m3		u\$s / m3		
	Crudo WTI	Pcio. Basico (sin Impuestos)	Gas	Pcio. Basico (sin Impuestos)	Fuel Oil
	COTIZACION INTERNACIONAL	Combustibles REFERENCIA LOCAL	Henry Hub COTIZACION INTERNACIONAL	Gas Natural Comprimido REFERENCIA LOCAL	precio en el mercado interno
1992	129,3	223,3	66,4	186,8	104,3
1993	116,1	236,5	77,5	186,1	100,3
1994	108,1	249,0	70,1	188,0	102,8
1995	115,9	253,4	62,7	194,8	91,9
1996	139,3	263,5	103,3	197,6	111,8
1997	129,6	279,2	92,3	228,1	95,9
1998	90,5	263,5	77,5	228,1	64,1
1999	121,1	279,9	84,9	226,4	85,9
2000	190,6	354,1	158,7	244,8	152,3
2001	163,0	357,8	147,6	263,1	122,5
2002	164,1	211,3	125,5	86,9	134,6
2003	195,8	312,6	203,0	104,6	170,0
2004	260,6	320,7	217,7	105,1	192,8
2005	355,1	329,5	324,7	148,3	287,3
2006	377,0	320,0	330,0	170,0	350,0
2007	377,0	320,0	330,0	170,0	350,0
2008	377,0	320,0	330,0	170,0	350,0
2009	377,0	320,0	330,0	170,0	350,0
2010	377,0	320,0	330,0	170,0	350,0
2011	377,0	320,0	330,0	170,0	350,0
2012	377,0	540,0	330,0	435,0	350,0
2013	377,0	540,0	330,0	435,0	350,0
2014	377,0	540,0	330,0	435,0	350,0
2015	377,0	540,0	330,0	435,0	350,0
2016	377,0	540,0	330,0	435,0	350,0
2017	377,0	540,0	330,0	435,0	350,0
2018	377,0	540,0	330,0	435,0	350,0
2019	377,0	540,0	330,0	435,0	350,0
2020	377,0	540,0 (a)	330,0	435,0 (b)	350,0

Precio Básico (pesos por m3)
 Impuesto Internos y Tasas (41%)
 Impuesto al Valor Agregado (21%)
TOTAL MIX

1.620 (a)
664
340
2.624

1.305 (b)
311
274
1.890

Apertura entre productos:

Gas Oil (pesos por m3) 2.300 **GNC (pesos por m3) 1.900**
 Nafta Super (pesos por m3) 3.400
TOTAL MIX 2.630

1.2 Escenario de precios internacionales a paridad de exportación (con media probabilidad)

La tabla de precios que se acompaña (**Tabla 2**), asume una recomposición de aceleración moderada -dentro del trienio 2006/2008- de los precios vigentes a los precios esperados. A partir del 2009 se han proyectado precios que asumen como base el sostenimiento de las altas cotizaciones del crudo. Debe tenerse en cuenta, que se asume que Argentina vuelve a ser importador neto de petróleo a partir de 2008 y que desaparecen las retenciones sobre los precios del crudo, cuando cesa la condición de exportador neto.

En la elaboración de la precios proyectados se convirtió el u\$/Bbl a metro cúbico (m³, conforme el factor 6,289 por cada Bbl) y en el caso del MBTU a metro cúbico (m³ conforme el factor 36,9 por cada MBTU). Para proyectar los precios Básicos (sin impuestos) para combustibles líquidos, se supone un restablecimiento gradual de márgenes, el cual se alcanza a partir de 2009 tomando como referencia un WTI de 60 u\$/bbl y con más un margen total de 16 u\$/Bbl (incluyendo margen del refinador, comercializador mayorista y estacionero). Para proyectar los precios Básicos (sin impuestos) para el GNC referencia local, se utilizó el criterio de tomar como base el precio de importación del gas de Bolivia, y el negocio de oportunidad que ofrece a Bolivia el mercado americano donde la cotización del Henry Hub se proyecta oscilando entre 7 y 9 dólares el MBTU, que descontado los costos logísticos y de transporte, arrojarían un precio final de entre 3 y 5 dólares el MBTU (utilizándose el techo de la banda). Así con 5 u\$/MBTU (unos 180 u\$/m³), con más 120 u\$/m³ de margen total (incluyendo al transportador, distribuidor/comercializador mayorista y estacionero).

Finalmente los precios para el Fuel Oil, fueron correlacionados para el mercado interno de Argentina (no exportaciones), utilizando la fórmula Platt's para el Fuel Oil número 6, con bajo contenido de azufre (Low Sulfur 1%), para un WTI de 60 u\$/Bbl.

Tabla 2. Escenario de proyección de precios, para próximos 15 años, bajo escenario de precios internacionales a paridad de exportación. (Promedios anuales)

AÑO	u\$s / m3		u\$s / m3		
	Crudo WTI COTIZACION INTERNACIONAL	Pcio. Basico (sin Impuestos) Combustibles REFERENCIA LOCAL	Gas Henry Hub COTIZACION INTERNACIONAL	Pcio. Basico (sin Impuestos) Gas Natural Comprimido REFERENCIA LOCAL	Fuel Oil precio en el mercado interno
	1992	129,3	223,3	66,4	186,8
1993	116,1	236,5	77,5	186,1	100,3
1994	108,1	249,0	70,1	188,0	102,8
1995	115,9	253,4	62,7	194,8	91,9
1996	139,3	263,5	103,3	197,6	111,8
1997	129,6	279,2	92,3	228,1	95,9
1998	90,5	263,5	77,5	228,1	64,1
1999	121,1	279,9	84,9	226,4	85,9
2000	190,6	354,1	158,7	244,8	152,3
2001	163,0	357,8	147,6	263,1	122,5
2002	164,1	211,3	125,5	86,9	134,6
2003	195,8	312,6	203,0	104,6	170,0
2004	260,6	320,7	217,7	105,1	192,8
2005	355,1	329,5	324,7	148,3	287,3
2006	377,0	320,0	330,0	170,0	350,0
2007	377,0	360,0	330,0	200,0	350,0
2008	377,0	420,0	330,0	250,0	350,0
2009	377,0	480,0	330,0	300,0	350,0
2010	377,0	480,0	330,0	300,0	350,0
2011	377,0	480,0	330,0	300,0	350,0
2012	377,0	480,0	330,0	300,0	350,0
2013	377,0	480,0	330,0	300,0	350,0
2014	377,0	480,0	330,0	300,0	350,0
2015	377,0	480,0	330,0	300,0	350,0
2016	377,0	480,0	330,0	300,0	350,0
2017	377,0	480,0	330,0	300,0	350,0
2018	377,0	480,0	330,0	300,0	350,0
2019	377,0	480,0	330,0	300,0	350,0
2020	377,0	480,0 (a)	330,0	300,0 (b)	350,0

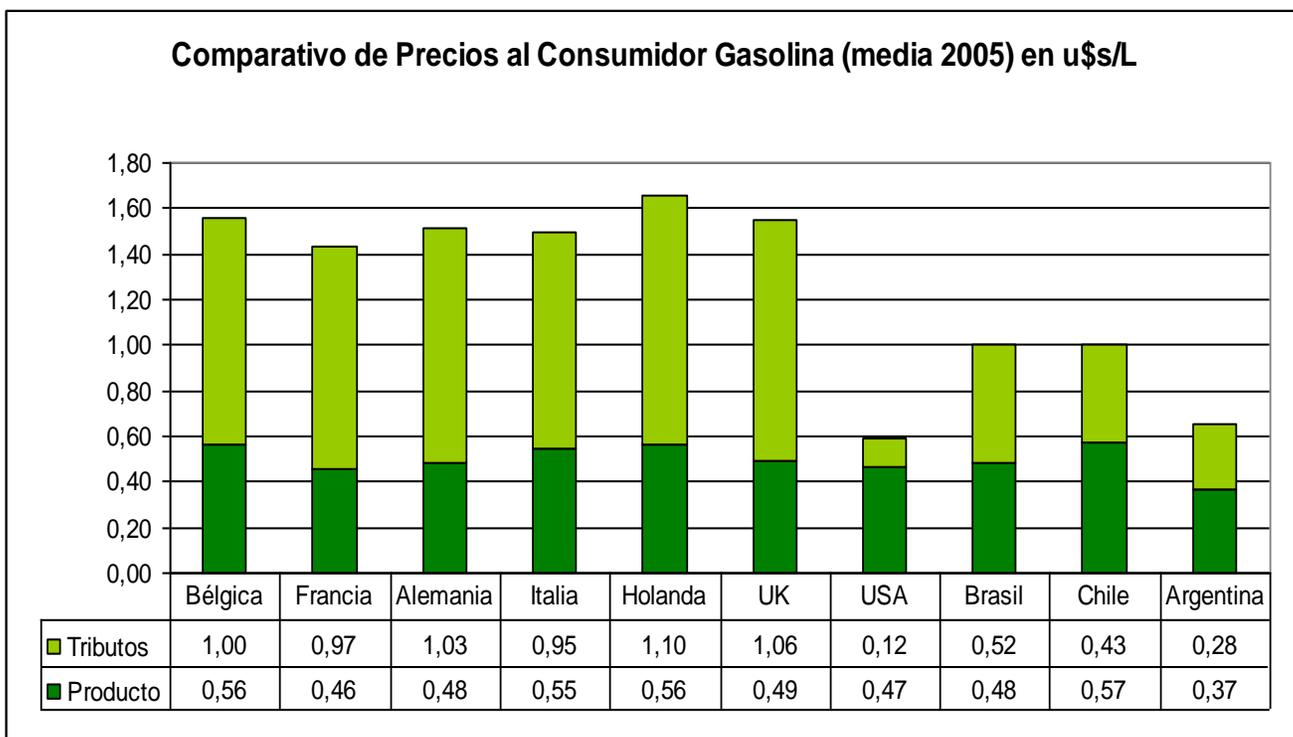
Precio Básico (pesos por m3)	1.440 (a)	900 (b)
Impuesto Internos y Tasas (41%)	590	232
Impuesto al Valor Agregado (21%)	302	189
TOTAL MIX	2.333	1.321

Apertura entre productos:

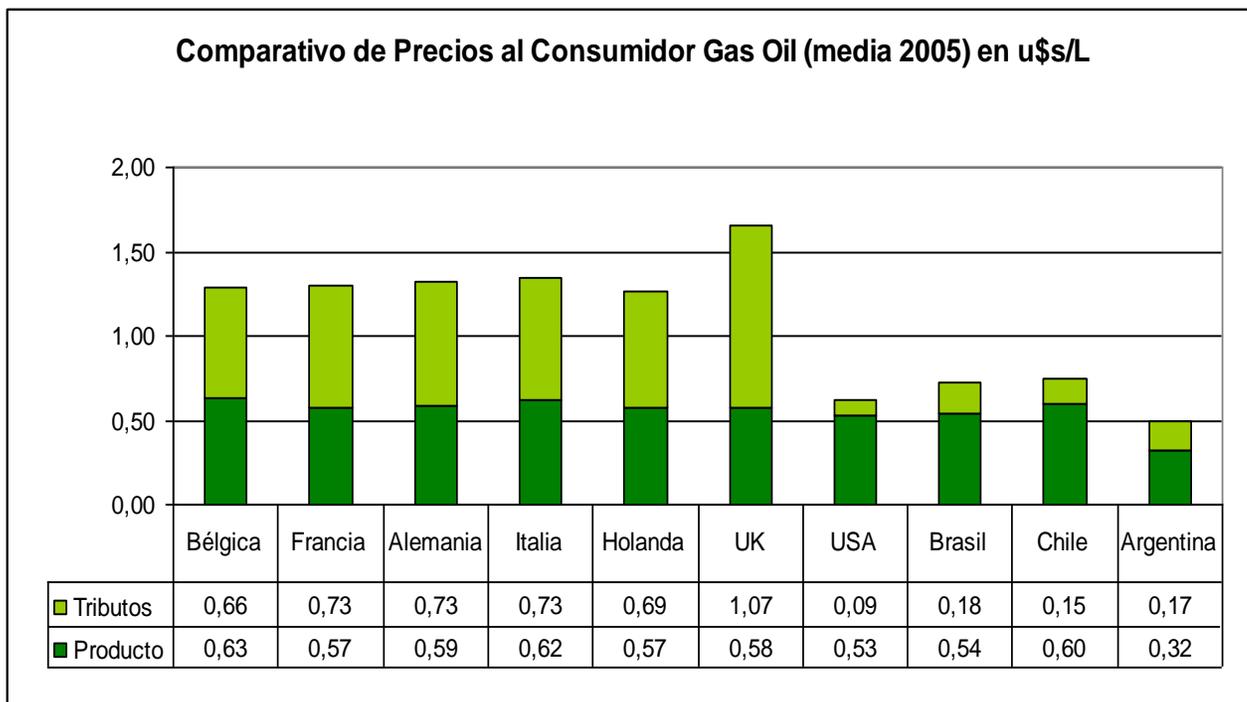
Gas Oil (pesos por m3)	2.000	GNC (pesos por m3)	1.320
Nafta Super (pesos por m3)	3.000		
TOTAL MIX	2.300		

1.3 Escenario de precios internacionales y regionales MERCOSUR; Brasil, Chile (con alta probabilidad)

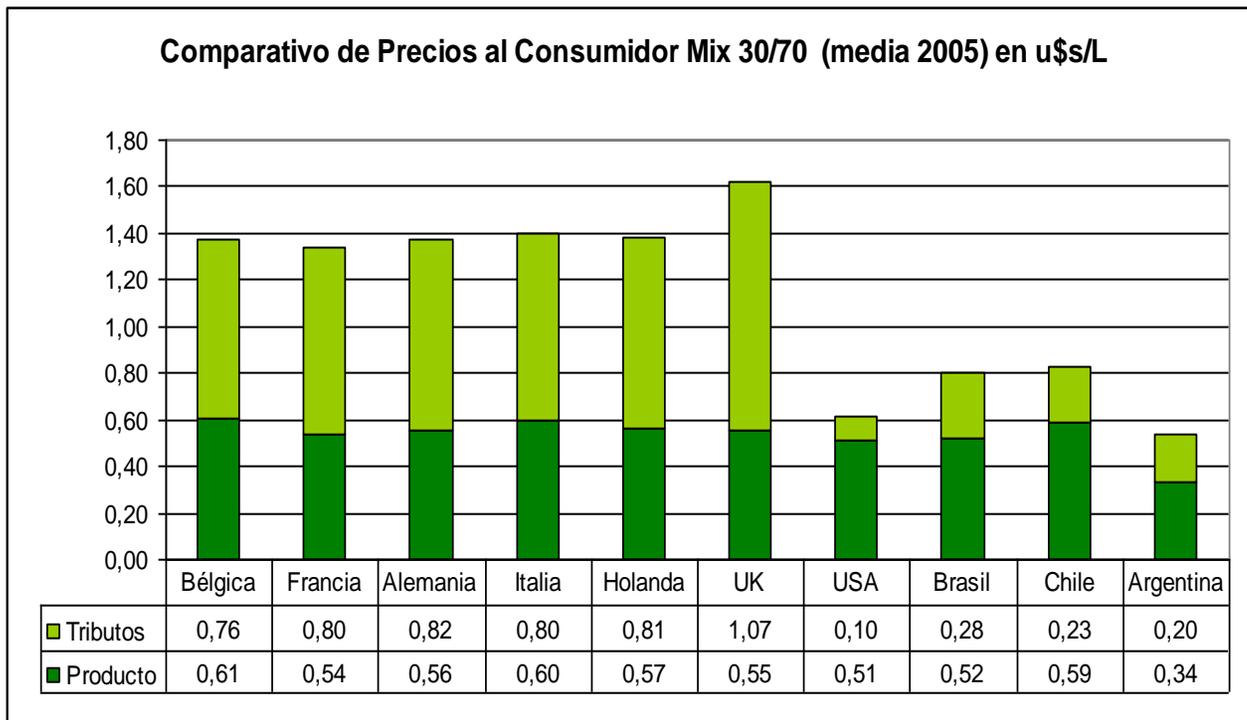
Para este escenario, se han elegido algunos países desarrollados y dos países del MERCOSUR. Los valores en dólares, corresponden a promedios para el año 2005. Con base a los precios surtidor de cada país, se trata de extrapolar un valor para los combustibles líquidos y GNC en el mercado local.



Fuente: Elaboración propia en base a datos obtenidos de Petrobras [WWW. Petrobrasenergia.com](http://WWW.Petrobrasenergia.com)



Fuente: Elaboración propia en base a datos obtenidos de Petrobras [WWW. Petrobrasenergía.com](http://WWW.Petrobrasenergía.com)



Fuente: Elaboración propia en base a datos obtenidos de Petrobras [WWW. Petrobrasenergía.com](http://WWW.Petrobrasenergía.com)

Podemos ver que Argentina se ubica debajo de ellos, algo que puede ser razonable a la luz de otros países que son netamente importadores. Pero resulta notable la diferencia con Brasil, país este que está logrando su autoabastecimiento, al mismo tiempo que como explicamos, Argentina pasará a ser importador neto. Incluso un análisis de integración regional, lleva a pensar que en caso de alcanzarse el tan necesario MERCOSUR, debiera esperarse una unificación de precios. Evitando de este modo situaciones de ventajas relativas que hoy se reflejan en un creciente contrabando de combustibles, en toda la zona fronteriza de Argentina y hacia los países limítrofes.

De este análisis, llevamos a la suposición que Argentina debería ajustar sus precios en el mercado local a valores muy similares a los internacionales o a los de sus vecinos del MERCOSUR. De ser así sería esperable un nuevo esquema de precios básicos (sin impuestos) y a partir de 2009 de 0,50 u\$/Litro de combustible líquido, que convertido a barriles arroja un precio aproximado de 80 u\$. De incluirse los impuestos (tributos), conforme actuales alícuotas y valores el total alcanza a aproximadamente 0,82 u\$ el Litro de combustible líquido.

Finalmente, designo al escenario de **precios internacionales y Mercosur**, como el **de mayor probabilidad**. Fundamentando tal apreciación en tres premisas teóricas:

- Argentina pasara a partir de 2008, a ser importador neto de petróleo crudo. Inhabilitando el esquema de retenciones a la exportación e ingresado referencias internacionales en algunas compras locales.
- La crisis energética y el desabastecimiento, presionan sistemáticamente al alza de los precios en el mercado local.
- El MERCOSUR, exige un rebalanceo de precios y tarifas, que favorezcan una correcta integración regional.

PAIS	en u\$s / Litros oct-05		en u\$s/ m3 oct-05
	Precio Gas Oil Surtidor	Precio Naftas Surtidor	Precio GNC Surtidor
BRASIL	0,82	1,20	0,50
CHILE	0,80	1,17	
URUGUAY	0,90	1,38	
ARGENTINA	0,49	0,64	0,27
MERCOSUR (menor valor excluido Argentina)	0,80	1,17	0,50
Surtidor precios estimados (pesos por Litros)	2,40	3,51	1,50

Fuente: Elaboración propia en base a datos obtenidos de ARPEL.

BIBLIOGRAFIA

Jeremy Rifkin. La economía del hidrógeno. La creación de la red energética mundial y la redistribución del poder en la tierra. Editorial Paidós, Buenos Aires, 2004.

Roberto E. Cunningham. La Energía. Historia de sus fuentes y transformación. Civilizaciones y termodinámica. IAPG, Buenos Aires, 2004.

Dubois, Perazzo, Triaca. Hidrógeno y la energía del futuro. Serie Publicaciones Científicas N° 1, Buenos Aires, 2004.

IAPG, "El abecé del Petróleo y del Gas", Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. Buenos Aires 2000.

"Fundamentals of Trading Energy Futures & Options", S. Errera y S. L. Brown, PennWell 1999.

STEINBERG, Meyer. Fossil fuel decarbonization technology for mitigating global warming. New York, USA, 1997-1998.

R. Kozulj y H. Pistonesi "La crisis energética" Fundación Bariloche, 2004.

R. Kozulj, "Crisis de la industria del gas natural en la Argentina. Serie "Recursos Naturales e Infraestructura", CEPAL. Naciones Unidas, Santiago de Chile 2005.

Petroleum Exploration Handbook - Graham B. Moody

LIDE D. CRC Handbook of chemistry and physics. 82ª ed, CRC Press, 2001.

Asociación Británica de la energía del viento, "*Una economía sostenible*", Windpower 2001. Reino Unido, 2001.

Araujo, Gabriela. Energías renovables, una alternativa pensando el futuro, producido por el área de Comunicación y Prensa de la Secyt, en I-Ciencia. Disponible en: www.secyt.gov.ar

Porter, Michael E. "La ventaja competitiva de las naciones". Editorial Vergara, Buenos Aires, 1991.

PORTER, Michael, Estrategia competitiva. México, CECSA, 1984.

PORTER, Michael, ¿Qué es la estrategia? en Harvard Business Review noviembre/diciembre 1999.

Monteverde, Alberto. "Estrategias para la Competitividad Internacional". Editorial Macchi , Buenos Aires, 1992.

Peters Tom, "Del Caos a la Excelencia", Ed. Folio, Barcelona, 1990.

Wilensky, Alberto, "Política de Negocios". Editorial Tesis S.A., Buenos Aires, Octubre 1991

Annual Energy Outlook 2003 with Projections to 2005.

DOE, *Annual Energy Outlook, 2002.*

Revista petroquímica petróleo, gas & química. Debaten las posibilidades del hidrógeno. Consideraciones técnicas y económicas. Año 22 Número 193, marzo 2004.

Revista petroquímica petróleo, gas & química. El grupo Capsa Capex estudia un proyecto. Producción de hidrógeno eólico a gran escala en la Patagonia. Año 23 Número 203, mayo 2005

Intergas, Patagonia, producción de hidrógeno a partir de energía eólica. Año 3, junio 2005.

Petrotecnia, Andino Alberto, Hidrógeno ¿cuál es su realidad?. Año 44 Número 4, agosto 2003.

Gas and Gas, Casanovas Lorenzo, Hay un largo camino para llegar al Hidrógeno. Para los que gestaron el GNC, muchas cosas imposibles son posibles. Año 6 Número 55, diciembre 2003.

La ingeniería, Ciancaglini Humberto, Hidrógeno y la energía del futuro. Número 1088, nov./dic. 2004.

Ambiente y Saneamiento, Bolcich Juan y Corso Hugo. Hidrógeno. El combustible del siglo XXI. Año 4 Número 2, 1999.

Petrotecnia, Pasquevich, Daniel, Tecnología del hidrógeno. Año 45 Número 5, octubre 2004.

Tecnoil, Edición especial. Siglo XXI, la era del hidrógeno. Año 25 Número 250, agosto 2003.

Prensa Vehicular, periódico especializado en GNC. Artículos varios y consultas en WWW.prensavehicular.com.

Informe, Secretaría de Energía de la Nación. Descripción, desarrollo y perspectivas de las energías renovables en la Argentina y en el mundo, mayo de 2004

CADGE (Cámara Argentina de Generadores Eólicos)

www.cadge.org.ar

www.jcce.org.cu/libros/Libros_3/ciencia3/159/htm/gasolina.htm -
3k -**LOS CARBURANTES Y LA CONTAMINACIÓN:**

www.enargas.gov.ar

www.energia.mecon.gov.ar

www.iapg.org.ar

"Transporte", Enciclopedia [Microsoft®](#) Encarta® 98 © 1993-1997 Microsoft

"Sistemas de transporte inteligente", Enciclopedia [Microsoft®](#) Encarta®98©

"[Industria](#) del transporte aéreo", Enciclopedia [Microsoft®](#) Encarta® 98 © 1993

<http://es.wikipedia.org/wiki>