

EL PODER DEL MERCADO Y LA RIGIDEZ DE PRECIOS EN EL MERCADO MAYORISTA DE COMBUSTIBLES EN EL PERÚ:

LA IMPORTANCIA DE PETROPERÚ

JORGE MANCO ZACONETTI ⁽¹⁾

El presente avance de investigación intenta realizar una evaluación y explicación de los retardos o retrasos en el ajuste de los precios mayoristas de la gasolina en el Perú ante los cambios en el precio internacional del petróleo y, a través del análisis, destacar la importancia de la empresa Petroperú para este mercado y el país.

Dada la característica duopólica del mercado de combustibles, solamente dos refinerías abastecen prácticamente a todo el mercado peruano, una es estatal, Talara, y la otra privada, La Pampilla. Resulta relevante analizar cuánto de estos retrasos en el ajuste de los precios se debe a restricciones en el ajuste de los costes de producción y de los costes de inventarios y cuánto al ejercicio de poder de mercado con el que cuenta cada uno de estos mayoristas. Estos aspectos implican determinar también si ante cambios

Nota (1)

El modelo econométrico ha sido formulado y desarrollado por el profesor Elías Sánchez Zegarra, bachiller en economía de nuestra Facultad y especialista en el área de los métodos cuantitativos aplicados en la Ciencia Económica.

Estos aspectos implican determinar también si ante cambios en el precio internacional del petróleo existe asimetría en el ajuste del precio del combustible ante las subidas o disminuciones del precio del petróleo ¿ante cuáles cambios las refinerías reaccionan más rápido? Y, asimismo, responder si la petrolera estatal peruana actúa realmente como un verdadero regulador de precios que frena los potenciales abusos de poder de dominio que ejercería la refinería privada.

Desarrollamos primero algunos aspectos relevantes y descriptivos sobre la importancia de Petroperú, luego utilizaremos algunos modelos econométricos con los que pretendemos describir y predecir los comportamientos de ajuste en los precios mayoristas de la gasolina ante perturbaciones generadas por variaciones en el precio internacional del petróleo crudo.

I. INTRODUCCIÓN

Dos procesos recientes resultan relevantes a efectos de la investigación que hemos realizado: la exclusión de Petroperú del proceso de privatización y el impacto en el precio del petróleo por la invasión de los EE. UU. a Irak.

A inicios del mes de abril del 2003, el Presidente de los EE.UU., George W. Bush, dio la orden para invadir Irak, momento esperado por muchos analistas para terminar con la incertidumbre que se generó en torno a la economía mundial y con ello esperar que cese o disminuya la enorme volatilidad en el precio del petróleo. El barril de petróleo llegó a valores insospechados a fines de febrero (cerca de US \$ 40 por barril). Como

resultado el precio de las gasolinas también se incrementó fuertemente y con relativa rapidez, sin embargo, ahora observamos que el ajuste hacia abajo resulta relativamente lento, ¿a qué se debe esta asimetría en la reacción? Es relevante conocer los comportamientos de estos precios por lo importante y estratégico que resulta el petróleo y sus derivados en la economía nacional.

Esta volatilidad del precio del crudo y los cambios en el precio de las gasolinas aún permanecen. Las empresas petroleras argumentan que estos movimientos de la gasolina son reflejo de los precios del petróleo crudo, costes de ajuste de oferta y la normal interacción de oferta y demanda; sin embargo, muchos consumidores y políticos interpretan estos incrementos en los precios de la gasolina como una oportunidad para las empresas petroleras de aprovecharse de su poder de mercado. Los recientes eventos han resaltado dos de los problemas subyacentes que afectan a todos los mercados de gasolina: los costes de ajuste de la oferta de gasolina y las relaciones entre ajustes de precios y poder de mercado. En este trabajo investigamos una de las piezas de este rompecabezas: las respuestas del precio de la gasolina a *shocks* de costes (cambios del precio del petróleo crudo) y cómo estas respuestas se ven afectadas por el poder de mercado.

A fines del mes de abril del 2003 se aprobó, en la Comisión de Energía y Minas del Congreso de la República del Perú, la exclusión de Petroperú del proceso de privatización (en cuanto a la venta de activos y/o acciones), dejando abierta la posibilidad de la concesión, la asociación estratégica con privados etc., mas esta empresa se mantendrá bajo propiedad estatal. La coherencia de tal decisión, con medidas similares tomadas en otros países, y los buenos resultados obtenidos, hace suponer que ésta es una medida acertada y justificada dada la naturaleza del sector petrolero en el Perú y el rol que cumple esta empresa estatal en el mercado de combustibles.

En la economía mundial, a pesar de todo el discurso liberal, se sigue considerando al petróleo como un sector estratégico, por ello al margen de las fusiones y absorciones entre las grandes empresas transnacionales, la participación de las empresas estatales nacionales es muy importante y significativa. No solamente hablamos de PDVSA de Venezuela, PEMEX de México, Petrobrás de Brasil, existe también presencia estatal en Arabia Saudita, en Gran Bretaña, en Noruega; esto como punto de entrada.

La experiencia internacional nos demuestra que las políticas de desregulación, apertura, promoción de la inversión privada no resultan incompatibles con la existencia de fuertes empresas petroleras estatales. En el mismo sentido, la realidad expone que Petroperú, reducida a las refinerías de Talara, Conchán, Iquitos, El Milagro (Bagua) y plantas de ventas asociadas a las mismas, abastece de manera eficiente y oportuna el mercado nacional de combustibles en una proporción del 54%. Es más, si el propio Ministerio de Energía y Minas señala que existe una activa competencia en el mercado de combustibles, pese a que a la refinería privatizada “La Pampilla” administrada por Repsol-YPF, *“no le es económicamente rentable incrementar su volumen de procesamiento”*, de allí la necesidad de excluir a Petroperú del proceso privatizador. Por lo contrario, de privatizarse la refinería de Talara tendríamos un duopolio privado en un mercado pequeño y segmentado con dos refinerías medianas, Talara y La Pampilla, que estarían en posición de concertar precios y volúmenes de producción afectando los intereses de los consumidores y del Estado.

Esta introducción debe servir para cuestionar las políticas de “libre mercado” en el sector de hidrocarburos y la malsana creencia de que el petróleo es un *commodity* más al igual que las papas o la carne. Teóricamente el petróleo y derivados serían mercancías, mas en la realidad la libre importación de crudos y derivados está sujeta a una serie de restricciones tales

como magnitud del mercado, riesgo y especulación, magnitud del capital invertido y restricciones de entrada, contratación de buques tanqueros y costos de almacenamiento, etc. Es decir, sólo las grandes compañías petroleras estarían en capacidad de importar en el Perú, y si no realizan tales operaciones es en razón de la posición de mercado de las empresas de refinación, Repsol-YPF y Petroperú.

Esto se debe reconocer como principio rector, como punto de partida para cualquier análisis serio. De allí que el atractivo de la actividad petrolera sea la obtención de la renta que resulta de la diferencia entre los precios internacionales y los costos internos de producción. Se debe tener presente que en nuestro país el costo de obtener petróleo en boca de pozo está bordeando los US \$ 4 dólares el barril, y el costo operativo está entre 8 a 10 dólares según se trate de operaciones en la Selva o en Zócalo Continental. Por tanto, la diferencia entre el precio internacional de US \$ 25 el barril menos US \$ 10 dólares de costo de producción interno nos determina una renta diferencial de US \$ 15 dólares por barril que es compartida por el Estado a través de las regalías y el privajo como beneficio.

II. ANTECEDENTES DE PETRÓLEOS DEL PERÚ S.A. (PETROPERÚ)

El petróleo tiene una importancia fundamental en la vida moderna, particularmente para el funcionamiento de la economía peruana que se caracteriza por el uso intensivo de este recurso. Ello determina crecientes importaciones pues la producción interna no abastece los requerimientos de la demanda local. Más del 60% de la energía comercial que se utiliza en nuestro país tiene su fuente en el petróleo y derivados; ello significa que todos los sectores y ramas económicas dependen de este recurso.

2.1. LA PRIVATIZACIÓN DE PETROPERÚ

Durante el régimen del prófugo Alberto Fujimori, el país asumió el proceso de reformas estructurales donde la gestión privada sería la locomotora de la economía; para ello toda actividad estatal en el aparato productivo debería ser “suprimida”. Se inició la venta de los activos públicos con el argumento de que la gestión pública era ineficiente *per se*, en particular se asumió ideológicamente que en la actividad petrolera el Estado era el causante de todos los males, burocracia, subsidios, inflación, ineficiencia operativa, déficit fiscal, etc..

En 1991 se inicia la privatización en el sector hidrocarburos teniendo como objetivos incrementar la producción, las reservas, las inversiones (en exploración y explotación), generar libre competencia y, sobre todo, una mayor eficiencia y tarifas competitivas para el consumidor. Lo concreto es que a más de 10 años de iniciadas las reformas en el subsector, poco de ello se ha cumplido y podemos afirmar que con la privatización la industria petrolera agudiza su crisis, en la medida que no se han realizado significativas inversiones como ha sido el caso de la minería y la electricidad. Podemos concluir por lo tanto que la privatización en el sector hidrocarburos no ha cumplido los objetivos trazados por la COPRI, ahora PROINVERSIÓN, organismo responsable de la privatización de las empresas públicas y la modernización del Estado. Además los gestores y mentores de aquel proceso, hoy fungen de demócratas y pretenden continuar con las reformas “dándole rostro humano”; sin embargo, el libreto no ha cambiado, se privatiza sin estrategia de largo plazo, sin consenso, sin transparencia y para hacer caja.

La privatización de la industria petrolera es en el fondo la privatización de Petroperú, tal como se aprecia en el Cuadro N.º 1: **“Estructura de la**

Producción Petrolera en el Perú (1995)". La privatización de Petroperú se inició con la venta de los grifos, en julio de 1992; sin embargo se debe mencionar que antes hubo un proceso de adelgazamiento y entrega de lotes supuestamente marginales en las operaciones del noroeste (Talara). Ese mismo año, en forma apresurada, se vendió la planta envasadora y comercializadora de gas licuado de petróleo Solgas, y el siguiente año se vende la flota marítima de Transoceánica; además se privatiza el lote Z-2B operado por Petromar, filial de Petroperú responsable de las operaciones en el Zócalo Continental.

Esta primera fase de la privatización de Petroperú se caracterizó por una serie de irregularidades ya que existen claros indicios de que los activos públicos de la actividad petrolera fueron subvaluados, y que dichas ventas fueron condicionadas por los organismos financieros internacionales para otorgar préstamos al gobierno mafioso de Fujimori. Otro aspecto que caracteriza esta privatización es la venta fragmentada de Petroperú, la cual hizo perder valor a los activos de la empresa estatal. Esta forma de privatización se realizó en contra de las propias recomendaciones de las consultoras internacionales como Booz Allen & Hamilton que valorizó los activos de la refinería La Pampilla, más otras unidades y fueron contrarias también a las propias recomendaciones del Banco Mundial.

En el Cuadro N.º 2: **“Resultados de la Privatización de Petroperú”** se resume el proceso de traslado de los activos públicos a manos de privados. La nueva estructura de la industria petrolera después de haberse privatizado se aprecia en el Cuadro N.º 3: **“Estructura de la Industria Petrolera Después de la Privatización”**, donde se destaca la presencia estatal en 4 refinerías, siendo Talara la más importante; además el Oleoducto Nor Peruano está aún bajo control de Petroperú operando bajo condiciones de

una subutilización de su capacidad, pues fue construido para trasladar 200 mil barriles diarios, y en la actualidad transporta menos de 67 mil barriles.

2.2. ¿CÓMO SE ENCUENTRA PETROPERÚ DESPUÉS DE PRIVATIZARSE?

Después de la privatización la empresa estatal solamente se quedó con las actividades de refinación, transporte y algunas plantas de ventas (ver Cuadro N.º 4: **“Situación Actual de la Industria Petrolera en el Perú”**). El Estado entregó al sector privado la refinería La Pampilla, el mercado de lubricantes, el transporte marítimo y concesionó la refinería de Pucallpa, asimismo excluyó a Petroperú de las actividades de exploración, producción, y comercialización minorista de hidrocarburos. El Estado se quedó con las siguientes unidades:

2.2.1. EN REFINACIÓN

A) REFINERÍA DE TALARA

Refinería mediana que todavía no ha sido privatizada y pertenece a la Empresa de la Actividad Empresarial del Estado, PETROPERÚ S. A., esta unidad tiene una capacidad de refinación diaria de 62 000 barriles de petróleo, opera en la práctica al 100% de su capacidad para poder satisfacer el mercado interno. Esta unidad refinera en la práctica es la principal productora de la gasolina de 84 octanos, de 90, gas licuado de petróleo y kerosene. En 1997 sus ventas fueron del orden de los US \$ 700 millones de dólares con una utilidad neta de US \$ 119 millones. Por estas razones y su contribución fiscal el gobierno postergó su privatización, asumiendo en la actualidad la necesidad de su modernización.

B) REFINERÍA DE CONCHÁN

Pertenece todavía a Petroperú y mantiene una capacidad de destilación primaria de 15 000 barriles diarios de petróleo y de 5000 barriles diarios de destilación al vacío de petróleo. Su importancia productiva radica en la producción de asfaltos, siendo responsable del 80% de la producción interna de este derivado necesario para la reconstrucción y ampliación de la red vial. Por su cercanía al principal mercado del país, y contar con un terminal para el cabotaje y descarga de derivados, está integrada a la refinería de Talara pues en sus tanques de almacenamiento y planta de ventas se canalizan los productos de la refinería norteña, abasteciendo parte del mercado limeño. En tal sentido, se debe reconocer que las refinerías de Talara y Conchán, todavía bajo administración estatal, operan con niveles de integración satisfaciendo el 35% del mercado de combustibles de la capital del Perú y el 54% del consumo nacional, de allí su importancia económica.

C) REFINERÍA DE IQUITOS

Mantiene hasta ahora una capacidad de tratamiento de 10 500 barriles diarios de petróleo; opera bajo gestión y administración de Petroperú. En teoría constituye un monopolio natural en la zona en la medida que no existe competencia y por lo reducido del mercado interno. Por sus características tecnológicas produce gasolinas de bajo octanaje y petróleo industrial satisfaciendo los requerimientos regionales. Parte de su producción se exporta a países vecinos, tales como Leticia (Colombia) y Manaos-Tabatinga (Brasil); en la práctica opera al 65 % de su capacidad.

D) REFINERÍA DE EL MILAGRO

Es una pequeña refinería con una capacidad de tratamiento de 1 700 barriles diarios; fue instalada en la ciudad de Bagua, departamento de Amazonas en el noreste del país, con fines estratégicos para satisfacer las necesidades de las Fuerzas Armadas del Perú ante los recurrentes problemas fronterizos con el Ecuador. Su planta de destilación primaria produce gasolinas, diesel, kerosenes y petróleo residual.

2.2.2. EN TRANSPORTE

A) EL OLEODUCTO NORPERUANO

El Oleoducto Norperuano con una longitud de 854 kilómetros, luego del oleoducto de Alaska, ha sido calificado como la obra de ingeniería más compleja en su género en el mundo. En la actualidad el Oleoducto está sobredimensionado pues con una capacidad teórica de transporte de 200 mil barriles por día sólo está transportando menos de 70 mil barriles provenientes de la producción del lote 1-AB 40 MB/DC y Pluspetrol del lote 8 28 MB/DC (miles de barriles por día calendario). La privatización del Oleoducto Norperuano ha sido suspendida temporalmente por el gobierno y está en estudio su interconexión con la producción petrolera del Ecuador.

III. PETROPERÚ: LA IMPORTANCIA DE UNA EMPRESA ESTATAL

Es saludable para el país que la Comisión de Energía y Minas del Congreso de la República haya aprobado el Proyecto de Ley que propone excluir a la Empresa Estatal Petróleos del Perú (Petroperú) del Proceso de Promoción de la Inversión Privada y de los alcances del Decreto Ley N.º 26120

que auspician y justifican el proceso de privatización; este proyecto fue presentado por el congresista aprista José Carlos Carrasco Távora y por una iniciativa ciudadana liderada por los sindicatos petroleros del noroeste (Talara). Dicho Proyecto de Ley es una propuesta que busca preservar el Patrimonio Nacional y Público en función del desarrollo del país, teniendo en consideración la rentabilidad, eficiencia y productividad demostrada por Petroperú S.A.

Sobre la exclusión de Petroperú del proceso privatizador, los representantes del Ministerio de Energía y Minas, por ejemplo, mantienen una evidente posición fundamentalista contraria a la experiencia internacional del sector de hidrocarburos en América Latina que persiste en justificar la privatización de lo que resta de la petrolera estatal sin tener en cuenta la necesidad de un balance nacional del proceso, las posibilidades de ahorro interno que significan sus excedentes económicos generados en un contexto recesivo a nivel mundial, su contribución fiscal y la naturaleza reguladora de la empresa estatal en los precios de los combustibles ante la precariedad y debilidad de las instituciones como el Indecopi y del Osinerg en materia de regulación.

Hoy la realidad nos demuestra que el proceso de privatización, en particular, en el sector hidrocarburos, no alcanzó los objetivos trazados y estuvo plagado de serias irregularidades afectando los intereses del país y de los usuarios por lo que se hace necesario un balance de todo el proceso y las investigaciones respectivas de cada proceso.

Este Proyecto de Ley recoge todo lo dicho anteriormente, pues busca corregir los errores del pasado; de esta manera trata de conservar para el país los S/. 400 millones de nuevos soles que obtiene la petrolera estatal al 2001 por

concepto de utilidades operativas, y que en medio de la recesión de la economía interna obtiene utilidades netas positivas de S/. 83 millones y S/. 84 millones de nuevos soles para los años 2000 y 2001, respectivamente (ver Cuadro N.º 5: “**Petroperú: Resumen de los Estados Financieros**”), y esto es al margen de su contribución fiscal, que por los impuestos por operaciones propias como cualquier empresa para el año 2000 han representado S/. 663 millones de nuevos soles.

Incluso en el año del 2002 con ingresos por ventas de S/ 4 358 millones Petroperú (US \$ 1 245 millones), generando utilidades operativas del orden de los S/. 258 millones de nuevos soles (US \$ 74 millones) y utilidades netas de S/. 90 millones de nuevos soles (US \$ 26 millones), a pesar del incremento de los precios del petróleo a nivel internacional y el manejo político de los precios internos de los combustibles.

3.1. PETROPERÚ: GARANTÍA DE ABASTECIMIENTO SEGURO

Los países industrializados como Japón, Alemania, etc., no tienen una gota de petróleo, sin embargo, poseen grandes refinerías. El caso del país vecino del sur, Chile, es importante siendo un país marginal en la producción de petróleo supera nuestra capacidad refinera; en el año 2001 las refinerías de Chile tenían una capacidad de 227 MB/DC y las 6 refinerías de nuestro país, en promedio tienen una capacidad de 193 MB/DC.

La actividad de refinación en nuestro país tiene una estructura de mercado duopólica, es decir, el mercado está repartido entre dos empresas, una privada, que es refinería La Pampilla, cuyo accionista principal es Repsol-YPF. Esta refinería tiene una capacidad instalada de 102 MB/DC, aunque

trabaja por debajo de dicha capacidad cubre el 48% del mercado refinero. La otra empresa en competencia es Petroperú, de propiedad del Estado, que controla 4 refinerías, siendo Talara la más importante, con una capacidad de refinación de 62 MB/DC y que trabaja al tope de su capacidad instalada; concentra el 37% de la producción interna de combustibles. Las otras refinerías de Petroperú corresponden a la refinería de Conchán con una capacidad refinera de 15.5 MB/DC, refinería Iquitos, con capacidad refinera de 10.5 MB/DC y la refinería El Milagro con capacidad instalada de 1.7 MB/DC (trabaja también por encima de su capacidad refinera).

En el Cuadro N.º 6: **“Producción de Derivados de Petróleo entre la Refinería La Pampilla y Refinería de Talara”**, se compara la producción de las dos más importantes refinerías del país frente al total producido de combustibles. La producción total por derivado sufre una leve caída de 1.6% en el 2002 en comparación al 2001, situación similar se expresa en la refinería de Talara que decrece su producción en 2.5% entre el 2001 y el 2002. La Pampilla incrementa su producción de combustibles en este periodo de análisis en 2%, y si lo comparamos con el año 2000 la producción ha crecido en 13.6%; sin embargo, en promedio las operaciones utilizan menos del 80% de la capacidad instalada.

Analizando el Cuadro N.º 7: **“Participación % en el Mercado de Combustibles por Refinería y Combustibles”**, se destaca que el crecimiento de la producción de La Pampilla se debe al aumento en la producción de la gasolina de 97 octanos, que en 1999 representaba el 56.26% del total producido en el país, para el 2002 representa el 69%.

La distribución mayorista de combustibles se caracteriza por la participación de 19 actores privados y Petroperú. Es decir, en una de las

actividades más rentables Petroperú es un operador más en el mercado que vende a las transnacionales que operan en el mercado interno, tales como Mobil, Shell, Texaco, Repsol-YPF, y a mayoristas domésticos como Pecsca, Petroil, Amioil, Elite, Maycomsa etc. Éste es un reconocimiento a la calidad de los combustibles producidos por las refinerías de Petroperú, a la eficiencia, oportunidad, precios competitivos para los mayoristas. Incluso los accionistas consorciados en la refinería La Pampilla, tales como las transnacionales MOBIL y REPSOL-YPF, le compran a Petroperú.

La Ley Orgánica de Hidrocarburos en su artículo 2º, señala que el “El Estado promueve el desarrollo de las actividades de Hidrocarburos sobre la base de la libre competencia y el libre acceso a la actividad económica ...”. Es decir, la libre importación está reconocida y abierta a cualquier operador privado, sin embargo son limitados los actores en este segmento del mercado.

En la actualidad existe una sobreproducción mundial de crudo y los grandes estados productores, tanto como las empresas transnacionales, desarrollan políticas estratégicas de largo plazo; en el corto plazo aplican planificadas reducciones y menores cuotas de producción. La mejor respuesta a posiciones ortodoxas es la realidad empírica y qué mejor para ello que la presentación de los actores a través del Cuadro N.º 8 “**Importaciones de los Distribuidores Mayoristas de Combustibles**”. Allí se demuestra que las importaciones que sí se realizan son las del petróleo crudo, efectuado por dos empresas, Relapasa consorcio que administra La Pampilla y que es principal importador; el segundo gran importador es la petrolera estatal Petroperú. Esto demuestra que las dos empresas Petroperú y La Pampilla-Relapasa son suficientes para atender las demandas del mercado interno, en particular las gasolinas, kerosenes, petróleos residuales, turbo A1.

Los cuadros también muestran que somos deficitarios en diesel 2, gas licuado de petróleo (GLP) y productos petroquímicos, tales como bases lubricantes, aceites lubricantes y grasas lubricantes. En particular, el principal importador de diesel 2 es la petrolera estatal Petroperú, con 5.4 millones de barriles importados en el 2001, y 8 millones importados en el 2000. En menor medida el otro importador es la refinería La Pampilla-Relapasa. Es decir, en la libre importación de crudo y derivados existen pocos actores. En la importación de petróleo y el derivado diesel 2 sólo existen dos grandes importadores, la petrolera estatal Petroperú y La Pampilla-Relapasa.

Para el año 2001 la refinería de Talara realizó ventas del orden de los 58.8 miles de barriles calendario día (MB/DC), distribuidos de la siguiente forma, en exportaciones del orden de los 2.8 MB/DC, y en el mercado interno por 49.9 MB/DC, repartidos entre el norte del Perú 19.4 MB/DC (30.9%), centro del país 19.6 MB/DC equivalentes al 30.3%, en el sur con 10.4 MB/DC (16%) y, por último, al oriente con 0.5 MB/DC con el 0.8%. Es decir, Petroperú abastece de manera segura y oportuna al país en materia de combustibles.

Además, se debe tener presente que la posición de liderazgo en ventas (ingresos) en la economía peruana de Petroperú se debe a la utilización eficiente de sus operaciones, en particular de sus refinerías para asegurar un abastecimiento seguro y oportuno de los combustibles en todo el país. Ello se puede observar a través del Cuadro N.º 9 **“Comparación del Uso de la Capacidad Instalada entre Talara y la Pampilla”**, realizado para el 2001 enero/diciembre. Allí resulta evidente la óptima utilización de la capacidad instalada de sus refinerías (el caso particular de la refinería de Talara) con relación a la principal competencia, la refinería La Pampilla. Además, esta comparación muestra que siendo la refinería de Petroperú de menor

capacidad 62 MB/DC, en relación a La Pampilla 102 MB/DC, el coeficiente de capacidad instalada es mayor en la refinería de Talara, prácticamente teniendo como promedio el 95 por ciento de uso de su capacidad.

3.2. PETROPERÚ: GARANTÍA DE PRECIOS COMPETITIVOS

¿Son en verdad el petróleo y los combustibles un *commodity* más, sujeto a la libre importación? Teóricamente lo es, mas en la realidad la libre importación de crudos y derivados está sujeta a una serie de restricciones: magnitud del mercado, riesgo y especulación, magnitud del capital invertido y restricciones de entrada, contratación de buques tanqueros y costos de almacenamiento etc. Es decir, sólo las grandes compañías petroleras estarían en capacidad de importar en el Perú, y si no realizan tales operaciones es en razón de la posición de mercado de las empresas de refinación y los precios competitivos que Petroperú oferta a los consumidores, tal como se puede observar en las diferencias de precios entre los grifos abastecidos por Petroperú y las estaciones de servicio abastecidos por Repsol-YPF. Incluso, las empresas de distribución mayorista de firmas transnacionales le compran a Petroperú.

Se debe tener en cuenta que en la historia del petróleo sus precios han sido explicados más por fenómenos extraeconómicos e institucionales tales como catástrofes naturales, guerras, acuerdos (*trust*, carteles) y políticas oligopólicas, como las desarrolladas por "las Siete Hermanas", regulaciones en los mercados, cuotas (OPEP), políticas especulativas e intervenciones de empresas estatales integradas. Pese al discurso liberal, se podría afirmar que no existe mercado más ajeno a los supuestos teóricos de la "libre competencia" que el de los hidrocarburos. En principio, se debe reconocer que los precios del petróleo tienen un alto contenido especulativo; son sumamente volátiles, al margen de sus tendencias depresivas en el largo plazo (ver Cuadro N.º 10:

“Precio del Barril del Petróleo Crudo, WTI”). Sin embargo, hasta ahora es la fuente energética más importante de la economía mundial; la propia economía norteamericana depende en más del 60% de su consumo de petróleo de las importaciones realizadas a los países árabes, México y Venezuela. Pues en el presente, de un consumo de casi 20 millones de barriles diarios más de 12 millones de barriles resultan de las importaciones.

Por ello James Schlesinger, ex secretario de Defensa y ex director de la CIA de Estados Unidos, en el XIV Congreso Mundial de Energía 1990, analizando las tendencias para el siglo XXI, señalaba: *“Estados Unidos tendrá que gastar US \$ 100 000 millones por año en importación de petróleo que con las actuales debilidades de la balanza de pagos deberán impactar en la economía y en las fuerzas que garantizan su posición estratégica”*. Es más, en su visión estratégica de largo plazo, expresaba: *“Dominará el mundo, quien domine el petróleo del Golfo Pérsico”*. Éste es el reconocimiento del carácter estratégico del petróleo y derivados que nuestros liberales y privatizadores se niegan en reconocer.

En todo caso, la Ley Orgánica de Hidrocarburos en sus artículos 2º, 74º, y 77º, en particular es necesario tener presente que el art. 75 señala con claridad que: *“Cualquier persona natural o jurídica, nacional o extranjera, podrá importar Hidrocarburos”*. En tal sentido, si las empresas que actúan en el mercado de distribución mayorista no importan pudiendo hacerlo, gasolinas o diesel 2, es en razón que encuentran económicamente atractivo y rentable comprarle combustibles a la petrolera estatal. Esta realidad es una prueba fehaciente del rol regulador que cumple Petroperú en el mercado de combustibles, pues si los precios de los combustibles ex planta —sin considerar impuestos y márgenes de distribución— fueran elevados, las empresas

transnacionales con el inmenso poder económico que tienen podrían tranquilamente importar derivados del exterior.

3.3. PETROPERÚ: GARANTÍA DE INGRESOS AL ESTADO

¿Cuánto percibía Petroperú por concepto de la concesión como canon de explotación de sus grifos? Durante los años 1980 a 1991 percibió ingresos por la concesión de sus Estaciones y Grifos a Terceros alrededor de US \$ 37.8 millones, con ingresos crecientes en los últimos años en función de la actualización de los precios como resultado de las políticas de ajuste. Si desde el punto de vista económico era un absurdo vender activos para hacer caja y afrontar las deudas de corto plazo, pues éstos activos se venden una sola vez, no debieron venderse los grifos de expendio de combustibles de Petroperú pues para el Estado se constituían en la única garantía de abastecimiento, seguro y oportuno, cuando se manifestaran las paralizaciones del sector privado para presionar por una mayor participación, y ante cualquier emergencia bélica. Los 86 grifos generaban, en 1991, una utilidad de US \$ 6.2 millones a Petroperú por año.

El Cuadro N.º 11: **“Ventas de Petroperú en el Mercado Interno”**, demuestra la importancia de la petrolera en la distribución mayorista y minorista en el mercado interno, considerando como años de referencia 1998, 1999, 2000, y 2001. Es evidente el rol que tiene Petroperú que por un lado abastece en un 55% a los distribuidores mayoristas como Shell, Mobil, Texaco, Castrol e incluso a Repsol-YPF, su competidor en las actividades de refinación, y a los demás mayoristas que en su conjunto suman 20 operadores. Mas lo importante es la distribución que realiza Petroperú de sus ventas a los minoristas que constituyen mayormente ese universo de grifos independientes 1 538 que representan el 70 por ciento del total de los grifos registrados oficialmente.

Se debe tener presente que Petroperú durante los años 2000 y 2001 ocupa el primer lugar en el “Ránking por Ingresos de las Principales Empresas de la Economía Peruana” superando a las empresas privadas como la competencia de la refinería de La Pampilla y de otros como la Telefónica. Esto constituye un reconocimiento a la importancia de Petroperú en la economía peruana, con ingresos por ventas del orden de S/. 4 815 millones aproximadamente equivalentes a US \$ 1 373 millones. Ello constituye un hecho positivo, es más si le sumáramos la utilidad operativa del año 2001 a la utilidad obtenida en los últimos años cinco años (1996/2000), que ha sido de S/. 400 millones equivalentes a los US \$ 115 millones, se tendría una utilidad de US \$ 675 millones, que de tener autonomía la empresa pudieran financiar parte de sus inversiones como lo hace el país vecino de Chile, invirtiendo en la modernización de sus refinerías.

Es más, Petroperú, a pesar de la disminución de su ámbito de acción producto de la transferencia de sus filiales y unidades mencionadas, es una empresa altamente rentable si se consideran los excedentes generados entre 1992 y el 2000, que suman US \$ 1 516 millones de dólares lo cual duplican a la totalidad de ingresos netos obtenidos por la privatización de sus unidades y filiales entre 1992 y 1997, que sumaron los US \$ 706 millones, a los cuales habría que restar US \$ 63 millones en títulos de deuda externa que se utilizaron de manera inconveniente y dolosa en las privatizaciones de la refinería La Pampilla y los lotes 8/8X.

En verdad, en la estimación de la rentabilidad deben considerarse, además, las diversas deducciones llamadas “partidas inusuales” que experimentaba Petroperú y que persisten lamentablemente en el presente al ser asumida como “caja chica” del gobierno de turno, por su carácter de empresa pública. En tal sentido, deben incluirse, desde 1994 hasta agosto de 1996, las

deducciones por concepto de la contribución extraordinaria del 7.5% por sobre las ventas de combustibles en el mercado interno, que se consideraban como un “adelanto de utilidades” y que sumaban a ese entonces los US \$ 210 millones.

A ello, se deben agregar los US \$ 256 millones de deuda externa por la expropiación de la Belco en el caso del pago de la aseguradora American International Group (AIG), que fueron asumidos por la empresa estatal entre 1994 y el 2000, por decisión del Gobierno corrupto del Fujimontesinismo, y de los cuales buena parte de los mismos fueron asumidos por Petroperú. Igualmente, en el proceso de privatización se obligó a la empresa estatal el asumir los programas de remediación ambiental de los lotes privatizados, de la refinería “La Pampilla” y otros por valores de US \$ 72 millones, así como las contribuciones a las Fuerzas Armadas en el conflicto del Cenepa en 1995 por un valor de US \$ 25 millones, como las recientes contribuciones al Ministerio de Defensa y del Interior por valor de US \$ 22 millones en el primer trimestre del 2001. Solamente por estos conceptos estamos estimando “las partidas inusuales” por un valor de US \$ 585 millones de dólares que ninguna empresa privada tiene por qué asumir.

Asimismo, para la producción de combustibles, las empresas refineras tienen que importar petróleo siendo Repsol-YPF el mayor importador de crudo; sin embargo, este hecho permite obtener un margen de “ahorro de costos” dado que en la estructura de los combustibles se considera el precio referencial de crudo del West Texas Intermediate (WTI), mas las fuentes reales de importación son Colombia y Ecuador. En el Cuadro N.º 12 **“Margen de Diferencia Entre el Precio del Crudo Importado y el Precio Internacional del Petróleo”** se observan las diferencias y ventajas que obtienen las refinerías locales cuando fijan la paridad de importación como

referente para la determinación de los precios internos de los combustibles. El Cuadro N.º 13: “**Situación Económica de la Refinería La Pampilla Antes y Después de Privatizarla**” demuestra la rentabilidad de la actividad refinera, donde los ingresos y utilidades de la refinería La Pampilla arrojan ratios de rentabilidad positivos durante todos los años de operación, beneficios que pudieron haber sido totalmente del Estado peruano.

Otro aspecto relevante es la contribución fiscal que significa Petroperú para el Estado peruano ya que es la empresa que más tributa en el país (ver Cuadro N.º 14: “**Petroperú: Ingresos Generados para el Estado**”). La contribución fiscal en su conjunto sobrepasa los US \$ 1 000 millones anuales, si se consideran los varios impuestos tales como el selectivo al consumo, rodaje y el impuesto general a las ventas más los impuestos pagados por las operaciones propias como cualquier empresa que opera en el mercado.

La característica fundamental de la rentabilidad de Petroperú es que la misma capitaliza el país, por el alto valor de retorno que tiene la empresa estatal en relación a las empresas privadas.

IV. PETROPERÚ: REGULADOR DE PRECIOS EN LA PRÁCTICA

Mostrada la importancia de Petroperú en los distintos contextos en los que afecta a la economía nacional, necesitamos explorar cómo el comportamiento de nuestra empresa estatal permite la existencia de precios más cercanos a los competitivos. En numerosas investigaciones realizadas se concluye que la refinería La Pampilla resulta ser una empresa seguidora en precios ex planta de la refinería de Talara; es decir, que aquella reacciona a los cambios de precios de la empresa estatal.

Al respecto, queremos reforzar esta conclusión —que está apoyada por la realidad que observamos los que estamos inmersos en temas energéticos— demostrando que los movimientos en el precio mayorista de combustibles no solamente son reflejo de los precios del petróleo crudo y de la interacción entre oferta y demanda, sino que resultan de un claro abuso del poder de mercado al mostrar ajustes lentos del precio de la gasolina cuando disminuye el precio internacional del petróleo crudo, y ajustes rápidos ante incrementos del mismo.

Por lo tanto, como otros han demostrado que La Pampilla sigue en precios a Talara, nosotros demostraremos que los cambios asimétricos en los precios de los combustibles ante *shocks* de precios del petróleo crudo fortalecen esta conclusión y resaltan el papel regulador de la empresa estatal en este mercado. Es necesario distinguir que el papel de líder en precios no es absoluto (es una regularidad) y que el papel de seguidor no es simétrico; para ser más claros, La Pampilla no necesariamente reacciona con la misma proporción ante los cambios de precios en los terminales de la refinería estatal, ésta aumenta los precios más que proporcionalmente a Talara y los reduce menos que proporcionalmente según sea el caso (no demostramos esta regularidad con un modelo porque necesitamos los precios ex planta de La Pampilla, ésta no los publica y recopilarlos es costoso en términos temporales ya que necesitamos una muestra de varios años).

Si las dos refinerías mostraran un alto grado de competencia, cada una de ellas tendría que producir donde el coste marginal de corto plazo es igual al precio. Cuando este coste marginal es menor al precio, situación propia de mercados imperfectos o poco competitivos, existe un incentivo a reducir la producción, por lo que cada refinería querrá disminuir su oferta y el precio se incrementará (¿por qué La Pampilla ha decidido no producir más?), tal

situación la observamos en el mercado mayorista de combustibles lo cual no niega existencia de competencia, pero ésta no necesariamente es alta. Si el precio del petróleo crudo aumenta o disminuye, el precio de la gasolina deberá ajustarse; sin embargo, este ajuste no será necesariamente inmediato y si las refinerías tienen algún poder de mercado la magnitud del ajuste del precio de la gasolina puede ser diferente (estos hechos son parte de la realidad en nuestro mercado mayorista de combustibles). El propósito de esta investigación es explorar por qué los ajustes inmediatos no suceden.

Existen dos clases de explicaciones:

a) Una proviene de las teorías de los costos de ajustes de oferta, porque ajustar los niveles de producción es costoso; las empresas en estos modelos extienden el ajuste a través del tiempo. Una reducción en el precio del petróleo crudo, por ejemplo, implicaría algún incremento a largo plazo en la oferta de gasolina. Pero porque hay costes de ajuste que aumentan con el tamaño absoluto del ajuste por período, las empresas extenderán el ajuste a través del tiempo, mientras gradualmente logran el aumento en la cantidad implicado por la caída en el coste. Los modelos de este tipo fueron propuestos por Pindyck (1993, 1994) y Thurman (1988), así como otros. Pretenciosamente, mientras tarde algún tiempo para lograr el nuevo equilibrio de largo plazo en estos modelos, el precio se ajusta para aclarar el mercado en cada momento del tiempo. Esta explicación es consistente con los argumentos realizados por numerosas refinerías.

b) La otra clase de explicación proviene de la organización industrial y las diferencias se enfocan en las discrepancias entre el precio que aclara el mercado y el precio al cual los negocios al contado realmente ocurren; en estos mercados, los precios rígidos no pueden ser explicados por estos

modelos dependientes de las diferencias de los precios de transacción que aclaran el mercado (sin la información detallada sobre la estructura de demanda y coste, estos modelos no pueden decirnos si un monopolista, por ejemplo, puede ajustar más o menos rápido que una empresa competitiva). Los analistas de la organización industrial han encontrado evidencia consistente en que el reajuste más rápido de los precios está en mercados que parecen ser más competitivos, resultado que sugiere alguna verdad en la demanda hecha por muchos políticos: el poder del mercado causa el reajuste más lento de los precios. Además, el poder del mercado parece retardar las disminuciones y subidas del precio.

Si los costes de ajuste en oferta generan rigidez en los precios, podemos esperar que la tasa de ajuste sea afectada por el poder de mercado. Para ilustrar este punto podemos pensar sobre los distintos problemas de optimización que enfrentan un monopolista y una empresa competitiva mientras los costes de ajuste en oferta y el tamaño del mercado son constantes. Una empresa competitiva se preocupa por el cambio esperado en el precio cuando ocurre el ajuste, ésta igualará el cambio esperado de su precio con el cambio en su coste marginal de producción (incluyendo el coste marginal del ajuste). Un monopolista se preocupa del cambio en el ingreso marginal e igualará el cambio esperado de su ingreso marginal con el cambio en su coste marginal de producción. Porque el ingreso marginal no será igual al precio de un monopolista, las tasas de ajuste no serán las mismas. Mientras que los modelos de coste de ajuste en oferta predicen la velocidad del ajuste diferenciando entre empresas competitivas y monopólicas, éstos no proporcionan predicciones robustas sobre dónde se ajustarán más rápidamente los precios.

Asimismo, cualquier evidencia de una relación entre el poder del mercado y la tasa de reajuste de los precios no podrá ser usada para distinguir

el efecto del coste de ajuste en oferta de los costes de los efectos por fricciones en el cambio de precios de transacción. Es una larga tradición en la literatura de organización industrial el postulado que ese poder de mercado afectará la tasa de ajuste de los precios de maneras que no están relacionadas con los mecanismos enfatizados en el coste de ajuste en oferta.

V. LOS RETARDOS EN LAS RESPUESTAS DEL PRECIO DE LA GASOLINA ANTE CAMBIOS EN EL PRECIO INTERNACIONAL DEL PETRÓLEO CRUDO

(Modelo empírico de poder de mercado y ajuste de precios)

Nuestra aproximación básica es estimar tasas de ajuste como indicadores del poder de mercado al nivel de terminales; asimismo, contamos con numerosas aproximaciones econométricas para estimar los retardos en las respuestas, de las cuales adoptamos dos modelos: un modelo de ajuste parcial (MAP) y un modelo de vectores autorregresivos (VAR).

Un modelo de ajuste parcial (MAP) es atractivo porque genera estimaciones de parámetros simples para la tasa de ajuste. Sin embargo, la estructura reprime los reajustes de los precios por ser igualmente proporcionales en todos los periodos de ajuste. El primer paso es obtener tasas de ajuste estimadas para cada terminal de venta mayorista de gasolina y si encontramos evidencia que las tasas de ajuste están negativamente (positivamente) correlacionadas con nuestra medida de precio-coste marginal ($PT^*_t - PT_{t-1}$), podremos concluir que un mayor poder de mercado lleva más lentamente (rápidamente) al ajuste. El MAP que estimamos para cada terminal es:

$$\Delta PT_t = \delta (PT_t^* - PT_{t-1}) + \mu_t$$

donde PT_t^* es el nivel final del precio mayorista en el periodo t (precio de largo plazo), este precio sería el observado en el largo plazo si los precios del crudo permanecieran en su nivel del periodo t. Este precio es estimado en la siguiente regresión:

$$PT_t = \alpha_0 + \alpha_1 WTI + \varepsilon_t$$

La proporción de ajuste de largo plazo —o tasa de transferencia— es α_1 , un parámetro que investigaciones anteriores sugieren debe ser cercano a uno. A tal efecto, usamos un procedimiento de estimación de dos etapas en el cual estimamos inicialmente la relación de largo plazo entre los precios mayoristas (o precios en terminales) y precios West Texas Intermediate del petróleo crudo (*WTI*); luego usamos el valor predicho en el modelo de ajuste parcial. Para el modelo asimétrico es posible la estimación en un solo paso. La data es semanal y comprende desde enero de 1997 a diciembre del 2001.

La investigación anterior sugiere que la senda de ajuste del precio será simétrica con respecto al signo del cambio del precio del crudo. En particular, la respuesta de los precios mayoristas de combustibles a incrementos en el precio del petróleo crudo puede ser más rápida que las respuestas a las disminuciones del precio del petróleo crudo. Para asegurar que nuestras estimaciones de efectos de estructura de mercado no son manejadas por agrupación de diferentes sendas de reacción del precio, también estimamos una versión que permite una respuesta asimétrica. La regresión asimétrica MAP es entonces:

$$\Delta PT_t = \delta_1^+ (PT_t^* - PT_{t-1})^+ + \delta_2^- (PT_t^* - PT_{t-1})^- + \mu_t$$

Los superíndices + (-) indican que el precio mayorista final menos el precio mayorista rezagado es positivo (negativo); quiere decir que los precios terminales son crecientes (decrecientes), para ser más precisos:

$$(PT_t^* - PT_{t-1})^+ = \max \{ 0, PT_t^* - PT_{t-1} \}$$

y

$$(PT_t^* - PT_{t-1})^- = \min \{ 0, PT_t^* - PT_{t-1} \}$$

El modelo de VAR es comúnmente usado para estimar sistemas que interrelacionan series de tiempo y para analizar la dinámica del impacto de alteraciones aleatorias sobre el sistema de variables; además, impone menos restricciones en los datos. En particular, las tasas de ajuste pueden cambiar durante el periodo de ajuste. El coste de esta libertad es un conjunto de estimaciones de tasas de respuesta acumulativas. El modelo VAR estimado es:

$$\Delta PT_t = \sum \theta_j \Delta WTI_{t-j} + \sum \phi_k \Delta PT_{t-k} - \gamma (PT_{t-1}^* - PT_{t-1}) + \mu_t$$

Este modelo de VAR nos permitirá calcular la respuesta acumulada de los precios mayoristas de la gasolina durante la etapa que sigue a un *shock* de coste (cambio en el precio internacional del petróleo crudo WTI). Análogamente para el segundo paso en el proceso de estimación para el MAP, el término de error de corrección en el VAR, $PT_{t-1}^* - PT_{t-1}$, contiene el nivel de precio final que es el valor esperado de la regresión $PT_t = \alpha_0 + \alpha_1 WTI + \varepsilon_t$

La versión asimétrica del VAR, usada para la misma estimación de largo plazo para el término de error de corrección, pero diferenciando entre cambios positivos y negativos del precio, se muestra en el modelo siguiente:

$$\Delta PT_t = \sum [(\theta_j^+ \Delta WTI_{t,j}^+) + (\theta_j^- \Delta WTI_{t,j}^-)] + \sum [(\phi_k^+ \Delta PT_{t,k}^+) + (\phi_k^- \Delta PT_{t,k}^-)] - \gamma (PT_{t-1}^* - PT_{t-1}) + \mu_t$$

Donde $\Delta X^+ = \max \{0, \Delta X\}$ y $\Delta X^- = \min \{0, \Delta X\}$

RESULTADOS DE LA ESTIMACIÓN

Las series utilizadas de los precios mayoristas en terminal y el precio WTI del petróleo crudo, claramente presentan tendencias que sugieren la ausencia de estacionariedad por lo que eliminamos las mismas de la presencia de tendencia y, además, las desestacionalizamos. Hacemos esto a efectos de eliminar los efectos de la inflación y algún comportamiento estacional en el modelo, así como para no incurrir en un proceso espúreo. La marcada estacionalidad en la demanda por productos refinados de petróleo se refleja en los precios de la gasolina. El quitar la tendencia y desestacionalizar la data es consistente con el supuesto que todos los precios se ajustan rápida e inmediatamente ante estos efectos. El siguiente paso consistió en llevar a cabo tests de raíces unitarias para cada serie a fin de verificar la existencia de efectos permanentes sobre la serie en niveles. Eliminamos tales problemas aplicando primeras diferencias, cuyas series resultantes no mostraron presencia alguna de raíces unitarias, por lo tanto las series resultaron ser I (1) (integradas de orden 1).

Los resúmenes estadísticos para las tasas de ajuste estimadas se muestran en las tablas siguientes. La primera tabla muestra los resúmenes estadísticos para las tasas de ajuste estimadas con el Modelo de Ajuste Parcial (MAP):

Variable	Media	Desviación Estándar	Mínimo	Máximo
Tasa de Ajuste Simétrico	0.196	0.029	0.084	0.350
Tasa de Ajuste Asimétrico (Incremento)	0.202	0.047	0.062	0.286
Tasa de Ajuste Asimétrico (Reducción)	0.193	0.042	0.073	0.416
Tasa de Transferencia (<i>Passthrough</i>)	0.892	0.046	0.708	1.012

Como muestra la tabla anterior, la tasa de ajuste promedio del modelo MAP simétrico es 19.6% para los precios mayoristas —consistentes con el ajuste del retardo estas tasas están muy por debajo de la unidad— esta tasa de ajuste implica una transmisión (*passthrough*) de alrededor del 89% al final del proceso. Todo esto significa que cuando surgen *shocks* de costes para las refinerías peruanas por el lado de un incremento o disminución del precio internacional del petróleo crudo (WTI), la tasa de ajuste en los precios mayoristas de los combustibles es del 19.6%, lo cual determina que estos precios lleguen a una absorción del impacto en un 89%; es decir, que no se ajustan en su totalidad a la alteración generada. Por ser el modelo diseñado como simétrico, este mismo comportamiento se presenta tanto para incrementos como para reducciones del petróleo crudo WTI. Asimismo, los resultados estimados no sugieren que la respuesta del precio mayorista de la gasolina sea asimétrica; pero brinda algunas indicaciones que el ajuste del precio de la gasolina es más rápido cuando aumenta el precio del WTI (20.2%) y más lento en decrecer cuando el WTI decrece (19.3%). Aunque la diferencia

en la tasa de ajuste promedio de la gasolina para incrementos y decrementos no es muy grande, es significativamente diferente de cero al nivel del 1%.

La segunda tabla muestra los resúmenes estadísticos para los estimados de las tasas de respuesta acumuladas obtenidas en el Modelo de Vectores Autorregresivos (VAR).

Variable	Periodo	Promedio	Desv. Est.	Mínimo	Máximo
Tasa de Ajuste Simétrico	Semana 1	0.57	0.10	0.19	0.73
	Semana 2	0.95	0.14	0.42	1.13
	Semana 3	1.05	0.13	0.61	1.23
Tasa de Ajuste Asimétrico (Incremento)	Semana 1	0.82	0.14	0.31	1.08
	Semana 2	1.26	0.16	0.56	1.51
	Semana 3	1.23	0.13	0.57	1.44
Tasa de Ajuste Asimétrico (Reducción)	Semana 1	0.34	0.09	-0.04	0.50
	Semana 2	0.68	0.13	0.15	0.91
	Semana 3	0.84	0.14	0.40	1.07
Tasa de Transferencia (Passthrough)	Semana 3	0.892	0.046	0.708	1.012

La tasa promedio de ajuste acumulativo para cada semana obtenida del modelo VAR se muestra en la tabla anterior para las primeras tres semanas posteriores al shock. La estimación a través del modelo VAR sugiere que la tasa de ajuste es bastante más rápida que las tasas estimadas por el modelo MAP, el VAR muestra una tasa de ajuste inicial para la primera semana de 57%; mientras que el MAP muestra una tasa de ajuste de 19.6%, ambos en la situación supuesta de simetría en la reacción. En este modelo simétrico, los

ajustes de precios mayoristas de la gasolina ante *shocks* en el precio internacional del petróleo WTI parecen completarse al final de las tres semanas, presentando una pequeña sobre reacción del 5%.

En el VAR existen también resultados que evidencian fuertemente la asimetría de la reacción cuando se trata de subir o disminuir el precio de la gasolina ante cambios en el precio del petróleo crudo. La reacción de las refinerías en su conjunto para bajar los precios es bastante lenta (34%) en la primera semana de ocurrido el *shock* del WTI respecto a la reacción para incrementar los precios (82%), es decir, las empresas refineras en conjunto elevan rápidamente los precios mayoristas de la gasolina cuando se trata de incrementos del precio internacional del petróleo (prácticamente realizan el ajuste total en la primera semana). Sin embargo, cuando se trata de bajar los precios estas empresas reaccionan lentamente y ajustan los precios en su totalidad casi a la tercera semana de haber ocurrido el *shock*. Otro aspecto que es necesario resaltar es que el ajuste de los precios que realizan la refinerías después de la tercera semana de ocurrido el *shock* presenta una sobre reacción en el caso que se suban los precios de la gasolina ésta aumenta en promedio 123% —mientras que en el caso de disminución del precio no se ajusta en su totalidad el efecto generado los precios solamente se reducen en un 84% de lo que correspondería a la tercera semana— lo cual es confirmado por la tasa de transferencia de 89%.

Queda demostrado entonces que existe un comportamiento distinto de las refinerías que venden los derivados del petróleo crudo en el mercado mayorista cuando se trata de subir o bajar los precios de los combustibles ante alteraciones en el precio internacional del petróleo crudo. Esto implica que las empresas ejercen un poder de mercado en forma activa y que la muy mentada alta competencia no existe. Este resultado era de esperarse dado que

solamente tenemos a dos empresas en este mercado en el cual no existe libre entrada por las restricciones ya mencionadas que presenta el ingreso al mismo y además el precio no se determina por la interacción entre oferta y demanda sino existirá simetría en la reacción.

Ante tal situación resulta relevante la regularidad empírica observada en otros estudios de que es Petroperú un líder en precios y agregado este comportamiento asimétrico en el ajuste de los precios concluimos que dada la naturaleza de la estructura en este mercado la empresa estatal resulta ser un regulador natural de los precios en el mercado mayorista de combustibles. Aspecto que observamos cuando en la semana final de abril apareció el Ministro de Energía y Minas para anunciar que por política de Estado y por reducción en el precio internacional del crudo en esa misma semana Petroperú haría un ajuste proporcional a esta reducción.

BIBLIOGRAFÍA

Apoyo Consultoría

La Situación y Perspectivas del Sector Hidrocarburos. Julio 1998.

Bacon, Robert W.

Rockets and Feathers: The Asymmetric Speed of Adjustment of U.K. Gasoline Prices to Cost Changes, Energy Economics. Julio 1991.

Borenstein, Severin, A.

Colin Cameron y Richard Gilbert: Do Gasoline Prices Respond Asymmetrically to Crude Oil Price Changes? Quarterly Journal of Economics, 112. Febrero 1997.

Carlton, Dennis W.

The Rigidity of Prices. American Economic Review. Setiembre 1986.

Carrasco Távora, José.

Exclusión de Petroperú del Proceso de Privatización.
(Proyecto de Ley N.º 156/2001-CR). 2001.

Comisión de Promoción de la Inversión Privada (COPRI)

La Privatización en el Perú.

Diarios Diversos. Perú

El Comercio, Gestión, La República. Chile: El Mercurio. Varios años.

Energy Information Administration

World Crude Oil Prices, West Texas Intermediate Prices. Weekly Petroleum Status Report. Varios años.

Manco Zaconetti, Jorge

Regulación o Libre Mercado, Economía Política en el Mercado de Combustibles. Revista de la FCE de la UNMSM. Marzo 1999.

Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de

Hidrocarburos

En Cifras, publicación mensual de estadística. Varios años.

Pindick, Robert S.

Inventory and the Short-Run Dynamics of Commodity Prices. Journal of Economics. 1994.

Rotemberg, Julio J.

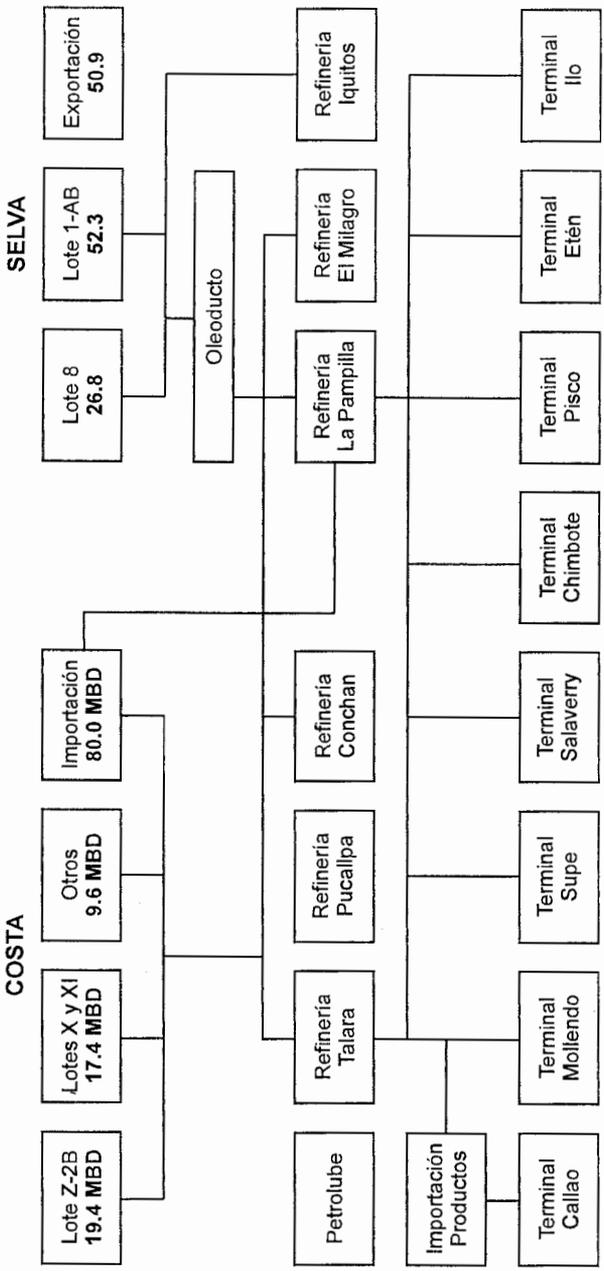
Sticky Prices in the United States. Journal of Political Economy. Diciembre 1992.

Ruiz Caro, Ariela

El Papel de la OPEP en el Comportamiento del Mercado Petrolero Internacional. CEPAL, Serie Recursos Naturales e Infraestructura. 2001.

Cuadro N.º 1

**ESTRUCTURA DE LA PRODUCCIÓN PETROLERA EN EL PERÚ
PETROPERÚ ANTES DE LA PRIVATIZACIÓN (1995)**



NOTA: El lote XI (Oxy-Bridas), el lote Z-2B (Petrotech) y el lote 1-AB (Occidental) estaban bajo responsabilidad privada. La refinería de Pucallpa se alquiló a MAPLE. El resto de unidades estaban bajo administración de PETROPERÚ, con una presencia preponderante. Se importa petróleo ligero, diesel 2 y GLP. Se exporta crudo pesado y petróleos industriales. (*) La producción correspondiente al lote X fue de 13.1 MBD y la respectiva al lote XI fue de 4.3 MBD. MBD: Miles de barriles por día calendario.

RESULTADOS DE LA PRIVATIZACIÓN DE PETROPERÚ

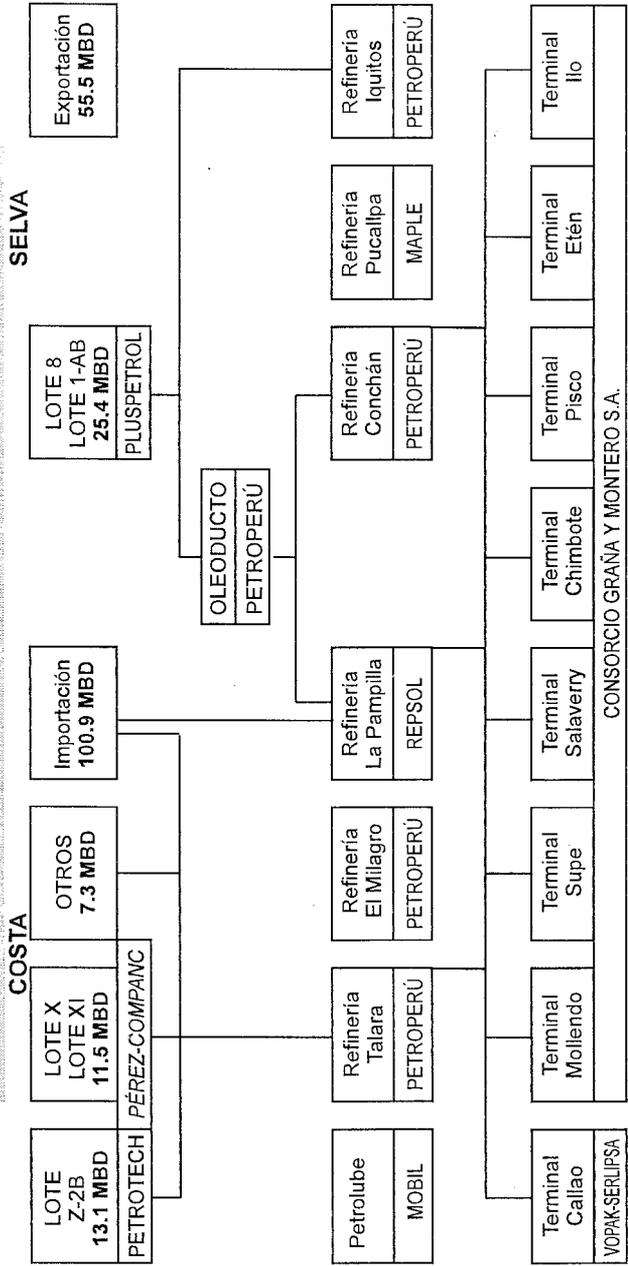
EMPRESAS	FECHA	MODALIDAD	PLAZO (Años)	% VENDIDO	% Trabajador	EFECTIVO	I.D. EXT.	COMPRM INVERS.	COMPRADOR
1) PRIMERA FASE									
Estaciones de Servicio	Jul-92	Venta		100	0	38,80	0,00	0,00	50 Compradores
Solgás (1)	Ago-92	Venta		84,1	4,5	7,50	0,00	0,00	REPSOL (España)
PETROMAR (2)	Feb-93	Contr. Operac.	30	0	0	50,00	0,00	0,00	PETROTECH (EE.UU.)
P. TRANSCOEÁNICA	Nov-93	Venta		100	0	25,20	0,00	0,00	GLENPOINT (Peru/Chile)
Sub Total									
2) SEGUNDA FASE									
Refinería La Pampilla (3)	Jun-96	Venta		60	0	142,50	38,00	50,00	REPSOL (España)
Lote 8/8X (4)	Jun-96	Cont. Licencia	28	0	0	127,20	25,00	25,00	PLUSPETROL (Argentina)
Lote XI X1	Jun-96	Cont. Licencia	30	0	0	202,20	0,00	25,00	PÉREZ COMPANC (Argent.)
Petrolube (Lubricantes)	Ago-96	Venta		98,4	1,6	18,90	0,00	0,00	MOBIL OIL DEL PERÚ
Terminales del Centro (5)	Dic-96	Contr. Operac.	15	0	0	3,00	0,00	5,50	SERLIPSA (PERÚ)
Terminales del Norte (6)	Dic-96	Contr. Operac.	15	0	0	3,00	0,00	6,30	CONSORCIO GMP (PERÚ)
Terminales del Sur (7)	Dic-97	Contr. Operac.	15	0	0	3,00	0,00	6,70	CONSORCIO GMP (PERÚ)
Sub Total									
						499,80	63,00	118,50	
TOTAL GENERAL						621,30	63,00	118,50	

Memorandum:

- (1) El Comprador original fue Lipigas de Chile. Esta empresa vendió sus acciones a Repsol en 1996 por US \$ 58 millones de dólares.
 - (2) PETROTECH pagará US \$ 200 millones de dólares al Estado por los activos fijos mediante un *leasing* a 20 años (US \$ 10 millones de dólares anuales).
 - (3) El Consorcio consta de Repsol (España, 55%), YPF (Argentina, 25%), Mobil Perú (Estados Unidos, 5%), GMP (Perú, 5%) y The Peru Privatization Fund (Perú, 5%).
 - (4) El Consorcio consta de Pluspetrol (Argentina, 60%), Pedco (Corea, 20%), Daewo (Corea, 11,33%) y Yukong (Corea, 8,33%).
 - (5) Serlipisa pagará al Estado US \$ 0,2784 por barril almacenado.
 - (6) GMP pagará al Estado US \$ 0,4739 por barril almacenado.
 - (7) GMP pagará al Estado US \$ 0,4567 por barril almacenado.
- I.D. EXT.: Títulos de la deuda externa.

Cuadro N.º 3

ESTRUCTURA DE LA INDUSTRIA PETROLERA DESPUÉS DE LA PRIVATIZACIÓN 2001



NOTA: Todos los lotes son explotados por empresas privadas bajo un Contrato de Licencia y/o servicios supervisado por PERUPETRO. La refinería de Pucallpa fue alquilada por 20 años bajo la modalidad de Contrato de Gerencia. Los terminales fueron cedidos bajo Contrato de Concesión.

MBD: Miles de barriles por día calendario.

(*) Se exporta crudo pesado y petróleos industriales. Se importa crudo liviano, diesel 2 y GLP.

FUENTE: PETROPERÚ

SITUACIÓN ACTUAL DE LA INDUSTRIA PETROLERA Y LA PARTICIPACIÓN DE PETROPERÚ

	PETROPERÚ	PRIVADOS	TOTAL
Explotación por hidrocarburos	Inactiva	16 contratos	16 contratos
Explotación de hidrocarburos	Inactiva	15 contratos	15 contratos
Refinerías	5 (una en operación privada)	2 (más de una propiedad de Petroperú)	7 refinerías
Procesamiento de gas	Inactiva	2 operando y 2 adicionales en construcción	2 operando y 2 en construcción
Ductos	Uno de petróleo	2 (gas y líquidos) y ducto de gas y líquidos en construcción	3 (de los cuales 2 están en construcción)
Distribución mayorista	Uno y asociado con 5	19 registradas, 17 activas	20 distribuidores
Estaciones de servicio (grifos)	3 grifos	2384 (incluye 6 gasocentros)	2387 (incluye 6 gasocentros)
Plantas de abastecimiento de combustibles líquidos	30 (12 operadas por operadores privados)	4 y 12 de propiedad de Petroperú	34
Plantas de abastecimiento de GLP	Una planta	5 plantas	6 plantas
Plantas de envasado de GLP	Ninguna	93 plantas	93 plantas
Locales de venta de GLP	Ninguno	818 locales	818 locales

Cuadro N.º 4

Cuadro N.º 5

PETROPERÚ: RESUMEN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

(Expresados en Nuevos Soles)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Ingresos por Ventas	4,339'759,864	3,710'266,078	2,833'505,791	3,974'055,000	5,694'079,000	4,815'000,000
Utilidad Bruta	607'688,810	714'924,479	661'752,733	732'572,000	514'012,000	698'000,000
Utilidad Operativa	318'850,415	444'666,361	373'069,062	399'086,000	181'412,000	400'000,000
Utilidad Neta	209'646,964	283'701,461	(1'503,357)	32'685,000	83'905,000	84'000,000

Fuente: PETROPERÚ: Memorias / Estados Financieros.

**PRODUCCIÓN DE DERIVADOS DE PETRÓLEO ENTRE LA REFINERÍA
LA PAMPILLA Y REFINERÍA DE TALARA**

(en miles de barriles)

DERIVADOS	2000				2001				2002			
	REFINERÍA TALARA	REF. LA PAMPILLA	TOTAL PAIS									
GLP	1,786.4	698.8	2,485.2	1,680.6	640.7	2,942.5	1,823.2	635.8	2,873.4	1,823.2	440.6	809.7
Gasolina 97	277.4	417.0	873.1	161.9	559.1	730.6	213.6	440.6	809.7	213.6	440.6	809.7
Gasolina 95	253.5	136.5	558.6	242.3	212.0	510.9	286.7	167.2	565.6	286.7	167.2	565.6
Gasolina 90	1,222.1	1,247.3	2,790.2	1,203.5	1,541.6	2,930.9	1,134.3	1,574.1	2,826.3	1,134.3	1,574.1	2,826.3
Gasolina 84	2,738.0	1,485.7	5,077.3	2,075.8	1,216.2	4,474.0	2,227.8	1,358.5	4,212.8	2,227.8	1,358.5	4,212.8
Turbo A-1	629.0	2,020.3	2,822.3	453.5	2,341.9	2,807.0	355.6	2,085.5	2,902.4	355.6	2,085.5	2,902.4
Kerosene	3,375.8	1,367.4	5,238.9	3,760.1	1,754.5	5,441.0	3,346.0	1,321.5	5,163.9	3,346.0	1,321.5	5,163.9
Diesel - 2	4,803.0	6,118.3	12,371.2	4,357.2	7,849.8	13,476.7	4,129.1	7,425.3	13,706.2	4,129.1	7,425.3	13,706.2
Pet. Industrial 5 y 6	3,277.7	1,123.4	6,697.0	3,717.8	1,537.2	6,647.8	3,792.7	1,165.6	6,931.3	3,792.7	1,165.6	6,931.3
Pet. Industrial 500	1,156.7	9,477.8	11,685.6	731.7	9,290.1	12,608.6	825.7	10,931.1	10,644.4	825.7	10,931.1	10,644.4
Otros	2,799.1	998.2	5,325.7	3,672.0	1,552.5	7,787.8	3,291.6	817.5	8,744.9	3,291.6	817.5	8,744.9
TOTAL	22,318.8	25,090.8	55,925.0	22,056.3	28,494.4	60,357.9	21,505.7	27,922.8	59,381.4	21,505.7	27,922.8	59,381.4

FUENTE: Revista Mensual *En Cifras* del Ministerio de Energía y Minas (MEM).
Informe Mensual de la Dirección General de Hidrocarburos del MEM.

Cuadro N.º 6

Cuadro N.º 7

**PARTICIPACIÓN % EN EL MERCADO DE COMBUSTIBLES
POR REFINERÍA Y COMBUSTIBLES 1999 - 2002**

DERIVADOS	1999			2000			2001			2002		
	REFINERÍA TALARA	REF. LA PAMPILLA		REFINERÍA TALARA	REF. LA PAMPILLA		REFINERÍA TALARA	REF. LA PAMPILLA		REFINERÍA TALARA	REF. LA PAMPILLA	
GLP	69.41%	30.58%		71.88%	28.12%		57.11%	21.61%		63.45%	22.30%	
Gasolina 97	12.97%	56.26%		31.77%	47.77%		22.16%	60.30%		26.38%	69.05%	
Gasolina 95	66.78%	25.20%		45.38%	24.44%		47.42%	32.72%		50.68%	37.47%	
Gasolina 90	44.67%	45.82%		43.80%	44.70%		41.06%	53.71%		40.13%	54.54%	
Gasolina 84	60.78%	30.87%		53.93%	29.26%		46.40%	30.36%		52.88%	28.87%	
Turbo A-1	30.18%	62.90%		22.29%	71.58%		16.16%	74.30%		12.25%	80.69%	
Kerosene	57.19%	29.23%		64.44%	26.10%		69.11%	24.29%		64.80%	33.98%	
Diesel - 2	38.06%	51.03%		38.82%	49.46%		32.33%	55.10%		30.13%	57.27%	
Pet. Industrial 5 y 6	37.45%	26.08%		48.94%	16.77%		55.92%	17.53%		54.72%	22.18%	
Pet. Industrial 500	14.26%	81.10%		9.90%	81.11%		5.80%	86.70%		7.76%	87.28%	
Otros	53.55%	13.82%		52.56%	18.74%		47.15%	10.50%		37.64%	17.75%	
TOTAL	39.56%	46.39%		39.91%	44.87%		36.54%	46.26%		36.22%	47.99%	

FUENTE: Revista Mensual *En Cifras* del Ministerio de Energía y Minas (MEM).
Informe Mensual de la Dirección General de Hidrocarburos del MEM.

IMPORTACIONES DE LOS DISTRIBUIDORES MAYORISTAS DE COMBUSTIBLES 2001

(En MBL\$)

	PETROPERU	RELAPSA	REPSOL	ZETA	MOBIL	SHELL	TEXACO	CASTROL	OTROS	TOTAL
Crudo	6153.90	20901.00								27,054.9
Gasolinas										377.4
Gasolina de Aviación	33.90									33.9
Nafta Reformada	331.50								12.00	343.5
Destilados medios										6,561.6
Keroturbo	321.30								25.10	346.4
Diesel	5386.30	239.80							439.00	6,065.1
Material de corte		150.10								150.1
GLP	200.00		105.00						136.40	2,363.8
Butano	38.90		297.10	181.00						517.0
Propano	29.40		893.50	462.20					20.30	1,405.4
Prod. Petroquímicos										472.0
Bases Lubrificantes				142.61	136.64	51.20	48.07		31.87	410.4
Aceites Lubrificantes				1.37	0.90	4.21	0.80		40.58	47.9
Grasas Lubrificantes				0.76	3.48	3.75	0.36		5.44	13.8
Otros									0.70	2.8
Solventes									2.10	2.1
MTBE										0.0

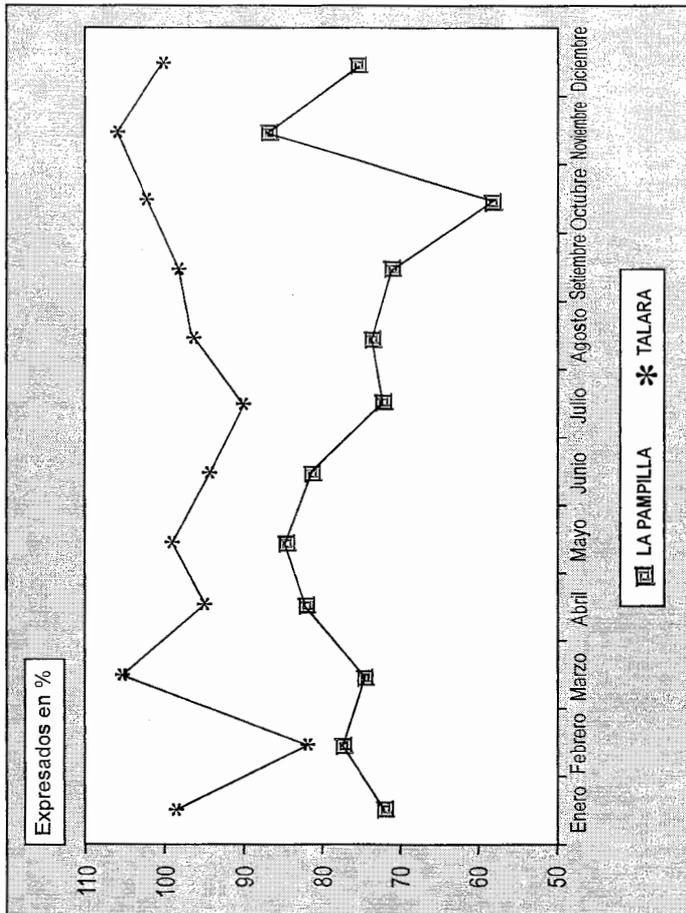
FUENTE: Dirección General de Hidrocarburos - Informes mensuales Upstream - Downstream (MEM).

Cuadro N.º 8

Cuadro N.º 9

COMPARACIÓN DEL USO DE LA CAPACIDAD INSTALADA ENTRE TALARA (PetroPerú) Y LA PAMPILLA (Repsol - YPF)

(Enero - Diciembre 2001)



Período	USO CAPACIDAD INSTALADA (%)	
	TALARA	LA PAMPILLA
Enero	98.24	73.43
Febrero	83.95	76.85
Marzo	104.79	77.84
Abril	94.50	83.37
Mayo	98.94	84.47
Junio	94.82	80.64
Julio	88.48	72.88
Agosto	96.66	73.69
Septiembre	98.21	72.86
Octubre	101.03	58.84
Noviembre	104.89	87.26
Diciembre	100.90	76.47

FUENTE: INFORME MENSUAL DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE HIDROCARBUROS DEL MEM.

PRECIO DEL BARRIL DEL PETRÓLEO CRUDO
(West Texas Intermediate -WTI-)

Mes / Año	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Enero	22.88	25.09	18.80	19.04	15.04	18.02	18.80	25.16	16.69	12.51	27.26	29.59
Febrero	22.10	20.51	18.98	20.07	14.79	18.53	19.09	22.19	16.07	12.01	29.37	29.61
Marzo	20.39	19.88	18.91	20.32	14.68	18.55	21.33	20.96	15.10	14.66	29.84	27.26
Abril	18.47	20.82	20.33	20.26	16.45	19.88	23.51	19.75	15.32	17.31	25.72	27.49
Mayo	18.23	21.24	20.97	19.94	17.90	19.74	21.24	20.91	14.93	17.72	28.79	28.63
Junio	16.70	20.20	22.37	19.06	19.07	18.42	20.45	19.28	13.69	17.92	31.82	27.64
Julio	18.52	21.43	21.74	17.86	19.66	17.30	21.32	19.63	14.12	20.10	29.70	26.42
Agosto	27.33	21.70	21.33	18.02	18.38	18.03	21.93	19.93	13.39	21.28	31.26	27.36
Septiembre	33.85	21.87	21.88	17.51	17.44	18.21	24.00	19.78	14.97	23.80	33.88	26.21
Octubre	35.83	23.23	21.69	18.14	17.73	17.44	24.90	21.27	14.42	22.69	33.11	22.18
Noviembre	32.43	22.57	20.34	16.66	18.10	18.00	23.72	20.18	12.95	24.89	34.42	19.80
Diciembre	27.34	19.49	19.38	14.46	17.16	19.02	25.41	18.30	11.29	26.10	28.44	19.39
MÁXIMO	35.83	25.09	22.37	20.32	19.66	19.88	25.41	25.16	16.69	26.10	34.34	29.59
PROMEDIO	24.51	21.50	20.55	18.45	17.20	18.43	22.14	20.61	14.41	19.25	30.03	25.97
MINIMO	16.70	19.49	18.80	14.46	14.68	17.30	18.80	18.30	11.29	12.01	25.72	19.39

FUENTE: WEEKLY PETROLEUM STATUS REPORT/ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION.

Cuadro N.º 10

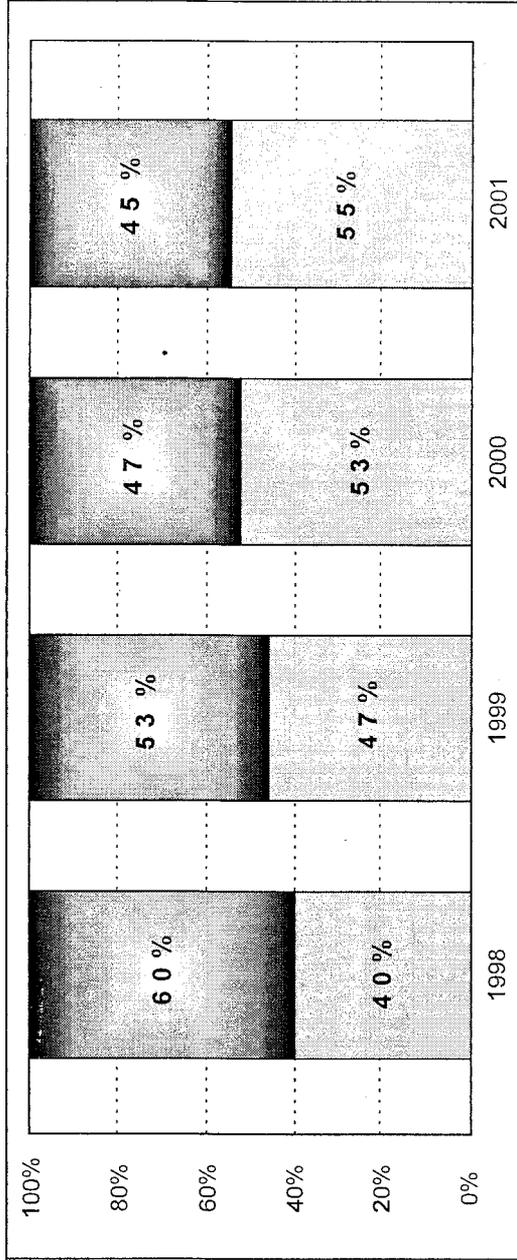
Cuadro N.º 11

VENTAS DE PETROPERÚ EN EL MERCADO INTERNO

Canal	VENTAS POR CANAL** (En Porcentaje)			
	1998	1999	2000	2001
Mayorista	40%	47%	53%	55%
Minorista	60%	53%	47%	45%

(**) Posicionamiento de las ventas en el Canal Mayorista.

 Mayorista
 Minorista



FUENTE: PETROPERÚ.

MARGEN DE DIFERENCIA ENTRE EL PRECIO DEL CRUDO IMPORTADO Y EL PRECIO INTERNACIONAL DEL PETRÓLEO

(dólar por barril)

AÑO	(1) PRECIO POR BARRIL IMPORTADO	(2) PRECIO DE CRUDO (W.T.I.)	(3 = 2 - 1) MARGEN DE DIFERENCIA
1990	23.25	24.51	1.26
1991	19.92	21.50	1.58
1992	18.96	20.55	1.59
1993	18.20	18.45	0.25
1994	15.52	17.20	1.68
1995	16.88	18.43	1.55
1996	20.50	22.14	1.64
1997	19.26	20.61	1.35
1998	11.70	14.41	2.71
1999	17.10	19.25	2.15
2000	27.52	30.03	2.51
2001	21.80	25.97	4.17
2002	24.49	26.11	1.62

Cabe resaltar que el mayor volumen de importación lo realiza la refinería La Pampilla.

FUENTE: WEEKLY PETROLEUM STATUS REPORT / ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION
Dirección General de Hidrocarburos y revista *En Cifras* del MEM.

Cuadro N.º 12

Cuadro N.º 13

SITUACIÓN ECONÓMICA DE LA REFINERÍA LA PAMPILLA ANTES Y DESPUÉS DE PRIVATIZARLA

(En millones de dólares)

	ANTES DE SER PRIVATIZADA		
	INGRESOS	Gastos Operativos	UTILIDADES
1992	636	620	16
1993	581	516	65
1994	657	572	85

	DESPUÉS DE LA PRIVATIZACIÓN		
	INGRESOS	Gastos Operativos	UTILIDADES
1997	1,093	983	827
1998	925	828	744
1999	827	744	34
2000	1,046	1,016	17
2001	1,070	1,004	38

NOTA: Las utilidades entre 1992 y 1994 son antes de impuestos.

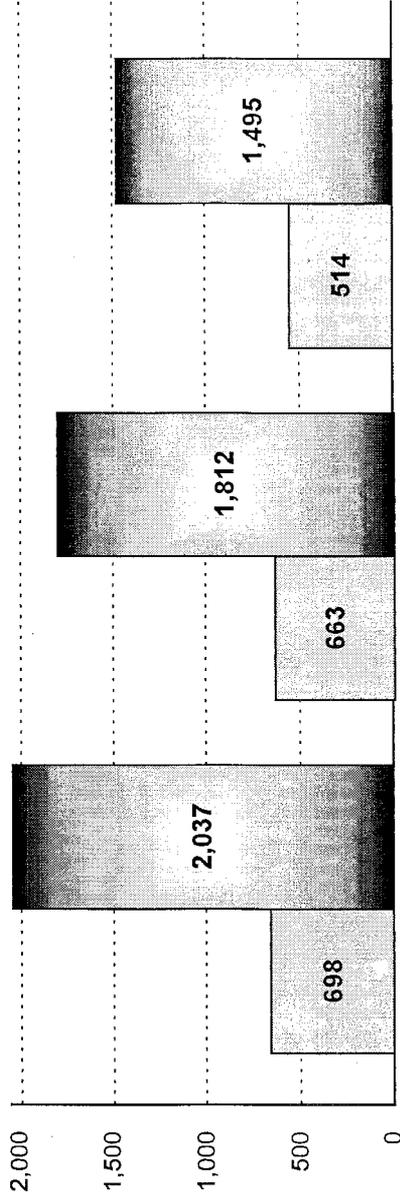
Entre 1997 al 2001 las utilidades son netas.

El 1 de junio de 1996 se transfirió el 60% de las acciones del Estado por lo cual REPSOL controla La Pampilla, una de las primeras refinerías más importante del país.

**PETROPERÚ: INGRESOS GENERADOS PARA EL ESTADO
DURANTE 1998 - 1999 y 2000**

En millones de nuevos soles

	1998	1999	2000
POR LAS OPERACIONES DE LA EMPRESA	514	663	698
RECAUDADOS POR LA EMPRESA Y ENTREGADOS AL FISCO	1,495	1,812	2,037



(*) En la exposición de los ingresos generados para el Estado de parte de la Empresa Petroperú como agente recaudador no se considera el crédito fiscal del IGV, así como del ISC.

FUENTE: MEMORIA DE PETROPERÚ, 1999 y 2000.

ELABORACIÓN: Comisión de Energía y Minas del Congreso de la República

Cuadro N.º 14