

EL PROBLEMA DE LA CRISIS ENERGETICA EN EL PERU

Contratos petroleros, precios de combustibles y otros temas afines

Por Carlos R. Giesecke *

RESUMEN

El presente artículo tiene como propósitos dilucidar la naturaleza de la crisis energética en el Perú y contribuir a ordenar los términos del debate actual sobre dicha materia. Para ello, el autor propone el empleo de tres principios básicos de la economía de la energía, que a su juicio, resultan esenciales, tanto para el estudio del problema como para el establecimiento de criterios racionales en el proceso de toma de decisiones. A la luz de tales principios, se examinan el problema-crisis de las reservas petroleras y las etapas por las que debe pasar su solución. Así, se trata de dar respuesta a interrogantes tales como: ¿se debe producir para cubrir la demanda interna de energía o para generar divisas? ¿con qué métodos y bajo qué condiciones se debe realizar la extracción de petróleo, es decir, cómo debe distribuirse la renta petrolera entre el Estado y el capital extranjero? Finalmente, el autor discute el esquema de desarrollo hidro-térmico para generar electricidad basado en la utilización del diesel, proponiendo su reemplazo por recursos más baratos y abundantes como el residual o carbón.

ABSTRACT

This article has the dual purpose of explaining the nature of the energy crisis in Perú and of contributing towards placing the actual debate on this matter in perspective. To that effect, the author proposes the use of three basic principles in the field of energy economics which, according to his judgment, are essential both for the study of the problem as well as for establishing rational criterion for the decision making process. In the light of such principles, the problem-crisis of oil reserves is examined and the successive stages needed to reach a solution are analyzed. So, answers are sought for questions such as: should domestic production be geared to domestic energy demand or to the needs to generate foreign exchange?, what are the ways and conditions that should norm the process of oil extraction, i.e., how should the revenues generated by the production of oil be distributed between the State and foreign capital? Lastly, the author comments on the use of diesel in the generation of hydrothermal electricity and calls for its replacement with more abundant and less expensive materials such as heavy oil or coal.

I. Introducción

La crisis energética es producto de una situación límite en la explotación y/o el uso de recursos energéticos. Tal situación implica la disrupción de las actividades normales de producción y/o consumo llevadas a cabo hasta el momento de la crisis. La pregunta planteada en el presente artículo es, simplemente, ¿cuál es la crisis energética en el Perú? . Esta pregunta es aún genérica y requiere de cierta elaboración analítica para lo cual se presentan y desarrollan en forma aplicada tres principios básicos de la economía de la energía.

Asimismo, más allá de la formulación metodológica, se han ensayado respuestas y posiciones concretas con el fin de contribuir a los temas de debate actual sobre la energía. El desarrollo en profundidad y detalle de cada punto resulta desigual por necesidades de actualidad pero sin menoscabo de la importancia de los otros aspectos de la problemática energética de menor elaboración en el presente trabajo.

Si bien la crisis energética se asocia comúnmente con disrupción, o no abastecimiento, ésta puede ser generada a través de tres canales distintos. Uno corres-

*) Las opiniones vertidas por el autor en este artículo no necesariamente representan los puntos de vista oficiales de la Junta del Acuerdo de Cartagena.

ponde a cuando simplemente se carece del recurso energético primario. Esto puede suceder por agotamiento del recurso o por la negativa de suministro por parte del proveedor u otras causas. El segundo surge por incapacidad de transformación. En este caso no se dispone del equipamiento necesario para lograr el producto energético específico que se demanda. Finalmente, tenemos el caso de los altos costos en el suministro de energía que afectan a zonas de bajo desarrollo económico. Tal situación frena el potencial desarrollo económico de vastas áreas. El consumidor en este caso no está en condiciones de pagar.

Las formas que puede tomar la crisis son un reflejo del país que se trate en concreto. Para Estados Unidos y socios de la OECD¹ ésta tuvo la forma del embargo político por parte de los productores del medio oriente.² En segunda instancia tuvo también importancia el efecto que los altos precios del petróleo ejercían sobre su crecimiento económico.³ Para países productores de petróleo la crisis trajo consigo el problema de cómo administrar racionalmente tanto recurso financiero. Por ejemplo, cómo crecer sin generar trastornos sociales y desequilibrios políticos⁴ o evitando las des-industrialización nacional.⁵

En el Perú hemos asumido en general una visión similar a la de los países de la OECD. Debemos sustituir petróleo, se dice, pues es muy caro, por medio de la hidroenergía, que es (casi) gratis. Por lo tanto el problema queda así planteado y resuelto. Debo agregar que los financiamientos a centrales hidroeléctricas son promovidos por los países de la OECD a escala internacional, el Perú incluido, con el expreso fin de seguir generando excedentes en el mercado petrolero.⁶ Con dicha visión y con dicha promoción, la política energética peruana cumple con el objetivo de diversificar fuentes de petróleo fuera del medio oriente, para afianzar las importaciones de crudo de la OECD. También, de paso, se debilita a la OPEP.

No es mi intención negar que existen beneficios para el país con dicha práctica, pero hay más por analizar y por hacer. Es hora de replantear la pregunta para un

caso específico, como sería el del Perú, y buscar respuestas más concretas al dilema energético. Como cualquier otro país, el Perú es un caso aparte y merece, por lo tanto, un tratamiento aparte.

A pesar de algunos esfuerzos oficiales importantes, como la creación de CENERGIA, es evidente la carencia de unidad en el diseño de políticas energéticas para el Perú. Sin desestimar su aporte específico, se puede señalar algunos estudios que reflejan visiones parciales y no de conjunto en trabajos de análisis muy importantes. En los debates sobre energía en el Perú existen documentos y discusiones donde falta unidad entre precios, costos y cantidades (veanse por ejemplo los Balances Nacionales de Energía¹). Por otro lado, también se discuten inconexamente acerca de las "alternativas" energéticas, que por lo general sólo significa estudiar cómo desplazar el uso de derivados de petróleo, casi a cualquier costo. Un ejemplo de este tratamiento se encuentra en el Plan Maestro de electricidad de ElectroPerú, donde se tiene el agravante de que la única forma alternativa al petróleo considerada con seriedad es la hidroenergía.⁸ Tampoco se plantea un enfoque sobre la importancia relativa de cada área de discusión. Por ejemplo, ahora se piensa llevar a cabo auditorías energéticas para disminuir el desperdicio.⁹ Esto es ciertamente muy necesario, pero también lo es saber su importancia en relación a problemas de escasez de diesel, desarrollo de alternativas energéticas y rediseño de estructuración geográfica y tecnológica de la industria nacional.

La presente alternativa metodológica aspira a subsanar las deficiencias arriba señaladas. Como no es posible presentar aquí una demostración cabal de la racionalidad de los principios de análisis, nos limitaremos a asumir que las respuestas a las siguientes tres preguntas, de las que parte el análisis económico, existen:

a) ¿Cuál sería la relación de costos entre las distintas formas energéticas y recursos de capital?

b) ¿Cuál sería la energía marginal para determinar el nivel absoluto del costo de la energía?

c) ¿Cuál sería el precio de cambio óptimo entre una forma energética marginal y alternativas de sustitución?

Existen otras preguntas que hacer pero que son producto de las respuestas de las tres primeras. Una importante pregunta derivada podría plantearse de la siguiente manera: ¿Cuál es el esquema de precios al consumidor frente a los costos marginales, dónde (esto es, en qué productos) se presentan los déficits para la industria y los subsidios para el consumidor?

A estas preguntas fundamentales, se oponen como respuesta los tres principios básicos de la economía de la energía.¹⁰

a) Primer principio. En el corto plazo existe un sistema de costos de oportunidad entre todos los productos, materia prima, y bienes de capital del sector energético.

Esto quiere decir que en un momento dado (a lo largo de un mes o un año) las relaciones técnicas de producción imperantes establecen los costos de oportunidad entre los diversos recursos y productos energéticos. Esto lo podemos presentar como un sistema de $n \times n$ ecuaciones con n variables. Las ecuaciones son del tipo:

$$P_j > \sum_{i=1}^n a_{ij} P_i + C_j$$

P_j representa el precio del producto o recurso, j y a_{ij} es el coeficiente técnico que indica la cantidad de recurso i necesario para la producción de una unidad de j . Los P_j son precios de recursos i que intervienen en producir el producto j . C_j es un costo fijo por unidad de producto, dado exógenamente.

En equilibrio y en competencia perfecta estos precios son equivalentes a los costos marginales. Igual solución se obtiene bajo un sistema unificado de programación lineal donde se minimicen costos.¹¹ Poniendo en igualdad, reordenando y usando notación matricial, tenemos:

$$(I-A)P = C$$

$$P \sim (I-A)^{-1} C$$

En la práctica la selección de las n ecuaciones tecnológicas que determinan los precios marginales corre a cargo del proceso de optimización por programación lineal del modelo energético global. Ahí se postulan varias opciones, y se selecciona la combinación de ellas que resuelve el problema de satisfacer la demanda con los recursos disponibles, a un menor costo.

En la práctica también ocurre que los precios no son iguales a los costos marginales. Sin embargo, con una solución de este tipo se pueden identificar las diferencias en magnitud y sentido con bastante exactitud. Aquí cabe acotar que si se exige un deliberado subsidio de precios, se podría hacer con conocimiento de sus efectos en la economía de la empresa. Finalmente, si se producen costos marginales muy altos, esto debe ser tomado como un indicio de la necesidad de invertir y así reducir los costos operativos globales del sistema energético.

b) Segundo principio. Existe, también en el corto plazo, una fuente energética más cara que las demás, cuyo consumo se justifica por limitación de la producción de otros recursos más económicos. Por lo tanto, su consumo arroja la más baja rentabilidad económica.

Este principio es, probablemente, el mejor entendido. Tenemos el caso del petróleo como energía marginal. En el Perú y en el mundo dicho recurso es marginal por cuanto su precio (no su costo) lo ubica como el más caro de todos los recursos energéticos.¹² Es posible observar cómo la crisis energética y las propuestas alternativas energéticas, son sinónimos de que el petróleo escasea y debe ser sustituido. El petróleo es por lo tanto el punto de referencia para nuevas y antiguas formas energéticas.

En el anterior sistema de ecuaciones teníamos n variables y n ecuaciones. Sin embargo, no indicamos que el precio de la energía marginal es la variable $n+1$, que es exógena al sistema de ecuaciones y que forma parte de los parámetros de las mismas. Este precio marginal permite por lo tanto fijar el nivel absoluto del resto de precios del sistema.

c) El tercer principio. El precio de la energía marginal debe ser tal que optimice el proceso de sustitución energética a largo plazo.

La idea es que si eventualmente se decide cambiar de recurso marginal por agotamiento final del mismo, existe un precio óptimo de largo plazo para hacerlo. No muy alto, de tal manera que no se precipiten nuevas inversiones más costosas impidiendo a su vez el aprovechamiento pleno del producto de menor costo. Tampoco muy bajo, para evitar que provoque un retraso en el desarrollo del recurso nuevo y así prevenir un agudo desabastecimiento cuando el de menor costo se agote.

La situación mundial últimamente ha presenciado un sobrepeso de la energía marginal (el crudo Saudita). Las inversiones en alternativas se adelantaron, en particular el desarrollo de carbón de caldero, provocando una fuerte caída en la demanda del crudo. Hoy en día cabe preguntarse por el retraso en la explotación del crudo así como por los costos de las inversiones realizadas frente a crudos caros y su presente rentabilidad. Las pérdidas por inversiones de nula o escasa rentabilidad han sido cuantiosas y la evidencia demuestra que se siguen sumando.¹³

II. El Problema-Crisis

1. El caso de las reservas petroleras.

El planteamiento clásico¹⁴ en el manejo económico de reservas estipula que si los beneficios netos (precio menos costos) suben más rápido que la tasa de interés del mercado financiero, entonces no se debe producir.¹⁵ Si por el contrario, los beneficios netos suben a igual o menor velocidad que la tasa de interés; o incluso si estos beneficios bajan, entonces existe un incentivo para producir cuanto antes. El razonamiento es que la riqueza que se puede extraer del recurso petróleo es mayor si se produce ahora y se invierte las ganancias en otras actividades productivas energéticas o no, o incluso si se decide depositar el ingreso en un banco. Se entiende que el

valor de venta es dado, y corresponde al mercado internacional del petróleo fijarlo.

El problema del recurso pasa por dos etapas y son:

a) Si se debe producir suficiente para cubrir la demanda energética interna o producir también para generar divisas. Se supone que se entra en relaciones de intercambio exportando petróleo cuando éste es abundante. Si no existiera límite por el lado de la cantidad de recurso (esto es, si no se agotara), entonces es posible pasar de exportar a consumir cantidades mayores, en la medida en que la demanda interna alcanza los niveles de producción. El problema es que, por ser agotable, la exportación de hoy limita el consumo interno del recurso propio en el futuro.

b) Una vez resuelto el problema del manejo del recurso, se debe decidir sobre su método de extracción. Esto puede ser una decisión técnica no sólo política, si se parte de la premisa de que no existe discrepancia de principio entre los partidos políticos. Todos propugnan garantizar el máximo bienestar de los ciudadanos y respetar la soberanía nacional. La disyuntiva técnico económica consiste en decidir si el uso de los servicios de una empresa extranjera es beneficioso, y de ser así, bajo qué condiciones. Las conclusiones a que se lleguen dependerán de un procedimiento análogo a la toma de decisiones en base a los costos de operaciones sobre distintas técnicas extractivas. Los servicios de una empresa extranjera son una forma, con costos y beneficios, de extraer el recurso.

Hace casi una década¹⁶ el autor propuso la idea de dotar a PETROPERU de los recursos necesarios para que desarrolle los campos en la selva a un ritmo tal, que no se hubieran generado excedentes pero tampoco se hubieran agotado tan rápido las reservas. La expectativa era que los precios del petróleo seguirían subiendo y, si se sobreexplotaba las reservas, el petróleo habría valido menos en ese momento que más adelante en su reservorio. Esta política petrolera "a la argentina"¹⁷ era sostenible, con las reservas de esa fecha (1977), por un plazo de 20 años.

Hoy en día podemos decir que fue correcto el pronóstico de que se produciría una sobre-explotación de reservas, mas no así el supuesto relativo a la permanente alza de precios. En cuanto al ritmo de producción se observa que existe un elemento de continuidad en materia energética en todos los gobiernos desde Velasco, pasando por Morales Bermúdez, Belaúnde hasta García: la necesidad de extraer el máximo de divisas del recurso petróleo. El Perú, económicamente hablando, ha actuado como un productor en competencia perfecta. Maximiza su entrada de divisas vendiendo crudo al precio fijado por el mercado y produciendo al máximo de su capacidad. Pocos países (aún no conozco otro) deben tener una tasa de reservas/producción tan baja. Esta es 10 para el Perú, y técnicamente significa una situación límite por cuanto si no se aumentan anualmente las reservas en cantidad igual o mayor de lo producido, entonces entraremos en una caída continua de las producciones.¹⁸

En cuanto a los precios, su caída desde 1980 en adelante, prevista ya en aquel entonces¹⁹, hace presumir que fue positivo explotar al máximo el recurso mientras su valor en el mercado permanecía alto. Eso fue lo que hizo OXY salvando una situación difícil de caja de la empresa²⁰, y también fue la política que siguió el país. El problema viene por el lado de preguntarse ¿qué se hizo con los altos ingresos producto de la venta del petróleo? Dada la presente caída de los precios internacionales del crudo, se comprueba que la explotación acelerada de dicho recurso en esos años (1980-1985) debió resultar beneficiosa por cuanto los precios eran mucho más altos. Lo que no se ha comprobado aún es la eficiente y racional utilización de esos ingresos. De acuerdo a la teoría sobre aprovechamiento óptimo de recursos naturales agotables, se debió invertir en proyectos de desarrollo energético; o de desarrollo económico, o en el mercado financiero internacional. Un estudio a profundidad nos revelaría lo que en definitiva significó el manejo del capital petrolero. La hipótesis a explorar sería la que plantea que el capital no se invirtió

sino se consumió, en cuyo caso el rendimiento habría sido nulo y hoy el Perú se encontraría con menos capital que si se hubiera preservado el petróleo en su reservorio, aún a precios de \$ 15/barril.

Aquí conviene hacer una serie de consideraciones sobre los precios internacionales del petróleo. La primera acotación es que no tendría porqué sorprender demasiado la reciente caída de precios, por cuanto anuncios en tal sentido han venido apareciendo desde hace ya algún tiempo. Previo a Noviembre 1985²¹ se dio el anuncio final de que los Sauditas iban a recuperar su porción del mercado. Ellos, en su calidad de fuente marginal de energía, estaban a punto de tocar el nivel cero de producción. Abandonando esta posición de reguladores del precio, están en condiciones de hacer una efectiva guerra de precios debido a sus bajos costos de producción.

Pero es fácil predecir el futuro desde el futuro. Especulemos sobre el futuro desde el presente. ¿Hasta dónde bajará el precio internacional del petróleo crudo? ¿Cuánto tiempo durará esta baja? Es posible que baje más aún, llegando a los 13 o 10 dólares por barril. Esto significaría cortar en su mayor parte la producción del Mar del Norte (Reino Unido y Noruega)²², Alaska y la de muchos productores marginales como el Perú. Implicaría, además, dejar trancos variados proyectos de recuperación secundaria y terciaria. A estos bajos precios, a medida que el consumo aumente, los precios aumentarán de acuerdo a los costos de los campos petroleros marginales. En tanto la demanda garantice una venta mínima de crudo a los Sauditas, y considerando la guerra continuada entre Irán-Irak lo que efectivamente limitaría la oferta, los aumentos de demanda tendrán un efecto menos decisivo sobre los precios. Es que a partir de aproximadamente \$15/barril la curva de costos marginales de oferta de crudo mundial es bastante plana. La expansión de la producción estaría entonces en manos del medio oriente.

Esta última condición descrita sería estable en el mediano plazo. De \$26 a \$15 por barril la caída es de 42 o/o y a

una elasticidad precio (un poco alta) de -0.22 ²³ se debería producir una reacción de aumento de demanda del orden del 13 o/o en un par de años, o sea 4.8 millones más de barriles diarios. En este rango de demanda, la curva de oferta seguirá manteniéndose plana pues aún subsistirían las condiciones de competencia que acaban de inaugurarse. Pasar de la competencia actual al oligopolio anterior sólo será posible con una significativa recuperación de la demanda (del orden del 20 o/o) y, en todo caso, a un menor precio que antes.²⁴

Otro desarrollo plausible es que no se cierren los campos arriba citados. Esto se debe a la posibilidad de maniobra política por parte de los países consumidores. A \$15/barril esos campos se sostienen y basta fijar impuestos de importación que hagan irrelevante cualquier rebaja ulterior por parte de los productores de bajos costos. Lo cierto es que \$ 15/barril será visto como un precio de referencia en el siguiente quinquenio, a menos que conversaciones entre productores y consumidores produzcan un acuerdo de evolución de precios nunca antes visto, con miras a ajustar el precio de transición del tercer principio de economía energética.²⁵

Producir para exportar o guardarse reservas depende del valor que se obtenga del recurso (hoy contra futuro) y cómo se administren las ganancias producto de las ventas. El Perú, puede argumentarse, no se puede dar el lujo de especular con producir o no producir. Somos un país necesitado, y toda renta es bienvenida. Cabe anotar de que los impedimentos a la explotación acelerada del recurso hidrocarburo tienen un elemento de previsión que no es menos real que las limitaciones del presente. Un pedazo de torta hoy es un pedazo menos para mañana. ¿Cómo repartir la torta entre hoy y mañana?

Lo primero que debe hacerse es señalar que, como factor productivo, el petróleo es medular a la producción y, por lo tanto, no es fácilmente reemplazable. Hay otros recursos energéticos pero necesitan tiempo en inversión y aprendizaje. Si el gobierno tuviera un plan global indicando cuál debiera ser el panorama ener-

gético en el futuro podría decir cuán necesario es consumir ese barril de petróleo hoy o mañana. Sólo entonces se puede conocer el monto de petróleo exportable. Es decir, después que se haya evaluado el suministro energético para el desarrollo alternativo al presente esquema energético basado en el consumo de hidrocarburos.

La exportación puede ayudar, entre otros aspectos, a la formación de capital en energía alternativa y a rediseñar la industria con fines de manejar el consumo. Aquí radica precisamente el problema de fijar precios de transición adecuados (el tercer principio). La responsabilidad es mayor para un gobierno si éste tiene que hacer el papel de promotor y además de principal ejecutor de las alternativas.

En la medida en que no se conoce el valor real del petróleo en el subsuelo para el Perú, y que no existe un uso de capitalización hacia el futuro sino de pagos corrientes o de deudas atrasadas, lo razonable sería promover una exacción acelerada del petróleo. Más aún hoy en día, en que los precios bajos se han situado en un área de relativa estabilidad para un mediano plazo.

Decidida la necesidad y ritmo de explotación, un problema crítico en relación a la energía es la escasez de capitales disponibles para explotar los recursos nacionales, sean éstos petróleo o hidroenergía. Esto es grave, por cuanto si bien los beneficios pueden ser altos en petróleo, la inversión inicial es también alta, al igual que su riesgo. Desde el inicio de la explotación petrolera en la vida del país, durante el siglo pasado, este problema ha constituido una constante en la industria del petróleo. Un problema agravado, además, por la falta de conocimiento técnico por parte de empresas nacionales. Hoy en día, gracias a la apertura del flujo de información y de prestación de servicios internacionales, el problema del desarrollo petrolero subsiste solo por el lado financiero.

Permitir que empresas extranjeras operen en la explotación del petróleo significa reducir la participación estatal en la renta global, pero también trae dos tipos de beneficios. Primero, no significa inversión de recursos de capital alguno; el estado no

arriesga ni distrae recursos mientras se limita a cobrar una participación reducida en la renta global. El segundo beneficio es intangible pero importante. Se deriva de la competencia en exploración/producción, control de costos al mínimo acompañada de tecnología de avanzada. Esto último significa que, aún a pequeña escala, una empresa operando en paralelo tiene valor como punto referencial en cuanto a costos y tecnología.

Si hoy en día se produce Q_t y se obtiene una renta unitaria $(P_t - C_t)$ donde P_t es el precio internacional del crudo en el año t y C_t es el costo total de exploración (C_j), desarrollo (C_2) y operación (C_3) que concluye con la colocación del crudo en el mismo punto donde se fija P_t en el año t ; entonces la renta global es $Q_t (P_t - C_t)$. Calculado de esta manera se supone que para seguir produciendo al mismo nivel se necesita seguir gastando en exploración, desarrollo y operación. Por lo tanto esta ecuación ya descuenta los costos por explorar y desarrollar el barril de reemplazo al que se ha producido. Se supone que ese barril por descubrir y desarrollar existe, caso contrario C_t empieza a subir y Q_t a caer.

Estos planteamientos simples pero básicos son suficientes para alcanzar algunas conclusiones. La primera es que si se nacionaliza en condiciones de estabilidad productiva y en términos de los gastos arriba descritos, lo que se produce es la captación del 100 0/0 de la renta petrolera. Siempre y cuando se siga invirtiendo igual en exploración y desarrollo. Asumimos que se recaudaba una tasa I de impuestos a la renta. Antes se captaba: $(P_t - C_t) I$ y después de la nacionalización $(P_j - C_j) I$, un incremento de $(1-I)(P_t - C_t)$ por unidad de producto. Mientras más alta la tasa impositiva (I), menos importante el efecto de la nacionalización, y mientras más bajo los precios o más altos los costos, ocurre igual.

En una situación en que el estado participa en B de la producción nacional y la empresa con otra parte $(1 - B)$, entonces tenemos crudo que rinde $(P_t - C_t)$ -el explotado directamente por el estado— y un tramo de crudo que rinde $(P_t - Q)I$

-que sería el explotado por la empresa extranjera. Lo ideal es mantener una mayor proporción de participación en la producción, para así preservar la cuota de aporte técnico y capital de riesgo, captando la mayor parte de la renta global. De esta sólo se sacrificaría $(1-I)(P_t - C_t)(1-B)$.

Cuando se decide por expandir la producción o se reduce la renta total $Q_t (P_t - C_t)$ la que se quiere compensar, entonces hace falta tomar medidas de mayor inversión. Esto significa que por un tiempo que puede ir de 2 a 4 o más años, se debe tomar una porción significativa (sino toda o más) de la renta total. Si $C_1 + C_2 > P_t - Q$, entonces no quedaría renta para el fisco; donde C_j = gasto en exploración y C_2 = gasto en desarrollo, para las reservas adicionales que rendirían sus frutos en el futuro. Este es el dilema en esencia cuando se opta o no por permitir la entrada de una empresa extranjera. Se puede esperar con 3/4 años de no renta, que luego se recuperarán a lo largo de 10 o más años.

Aparentemente son muchos años para la recuperación de capital, pero es que el principio está basado en mantener la producción, ampliando constantemente las reservas, en un ambiente donde el diferencial precios menos costos no es muy alto y tiende más bien a reducirse. Una empresa puede decidir cerrar el negocio dejando de gastar en C_1 y C_2 , con lo cual sus rentas se mostrarían decididamente abultadas. Esto lo hizo la OXY hacia finales del 70, debido a que la empresa matriz estaba en problemas financieros y necesitaba el dinero."

Hasta este punto la discusión ha girado en torno a si se debe contar o no con los servicios de la empresa extranjera. Quedan abiertas las consideraciones relativas a las condiciones de operación. Esto es, claro está, las condiciones de reparto de la renta económica de explotación del recurso.

Un problema permanente a la hora de formular un contrato con una empresa consiste en saber combinar los intereses del estado con la obtención del máximo beneficio dejando que la empresa se lleve una rentabilidad mínima. Tal contrato

deberá reflejar el riesgo empresarial que ello implica, con los premios si tiene éxito -si encuentra petróleo y si lo explota eficientemente.

Un caso digno de estudio son los contratos petroleros peruanos desde la era del gobierno militar hasta el reciente Acuerdo de Bases para los nuevos contratos. Haciendo abstracción de algunos detalles de menor importancia, lo que en definitiva interesa es la ecuación de distribución de la renta. En este sentido históricamente encontramos básicamente dos tipos de fórmulas y que difieren en sólo un detalle técnico. El caso A se refiere a los acuerdos previos al Acuerdo de Bases; el caso B se refiere al Acuerdo de Bases. El caso C no es histórico, sino una propuesta alternativa al Acuerdo de Bases. El Acuerdo de Bases es el único que recibe íntegramente el crudo en un lugar (selva) y reconoce su precio en otro (Bayóvar). Lo demás son diferencias en los parámetros. Veamos el cuadro 1 de ecuaciones.

Un parámetro de importancia es la repartición básica del crudo. A este le designaremos con la letra a, viene a ser la fracción del crudo, o del valor del crudo extraído, que se reconoce como la participación de la empresa. Un siguiente parámetro importante es la tasa impositiva I. Esta tasa se aplica sobre el ingreso neto de las empresas. Las tres propuestas de ecuaciones solo difieren estructuralmente en el manejo del costo del oleoducto. La formulación A reconoce que el estado paga parte del costo, la formulación B todo, y la C nada.

Esto de cargar los costos del oleoducto al estado y reconocer el precio en Bayóvar, en primera instancia, resulta absurdo, pero se podría intentar explicar de dos maneras. Una respondería al interés de brindar a la empresa cierta seguridad contra riesgo de sobre-explotación en el uso del oleoducto, razón por la cual se le plantea un pago fraccional (caso A), o nulo (caso B) del costo del transporte.

Tabla 1
CUADRO DE ECUACIONES BASICAS

	EMPRESA	ESTADO	SUMA
INGRESOS			
caso A	aP	(1-a)P	P
caso B	aP	(1-a)P	P
caso C	aP	(1-a)P	P
COSTOS			
caso A	Cp + a.Co	(1-a).Co	Cp + Co
caso B	CP	Co	Cp + Co
caso C	Cp + Co	-	Cp + Co
RENTA BRUTA			
caso A	aP - (Cp + Co)	(1-a)P - (1-a).Co	P - Cp - Co
caso B	aP - Cp	(1-a)P - Co	P - Cp - Co
caso C	aP - (Cp + Co)	(1-a)P	P - Cp - Co
RENTA NETA			
caso A	(1-I) (aP - (Cp+a. Co))	(1-a+aI)(P-Co) -I.Cp	P - Cp - Co
caso B	(1-I)(aP-Cp)	(1-a+aI) P -Co -I.Cp	P - Cp - Co
caso C	(1-I) (aP - (Cp + Co))	(1-a+aI) P - I (Cp + Co)	P - Cp - Co

P Precio crudo FOB Bayóvar.

Cp= Costo total fijos y operativos de producción hasta la entrada al oleoducto.

Co Costo total fijo y operativo del oleoducto.

Fuente: Ver texto.

La otra manera de explicarse esta estructuración de costos sería tomándolo como un producto de cierta posible confusión en la mente de los políticos sobre el manejo de precios y costos. Los criterios técnicos en la formación de precios, son parte del primer principio que hemos enunciado.

Las ecuaciones del caso A realizan la división del crudo en boca del pozo. A partir de ese momento la fracción $(1 - a)$ del crudo extraído es propiedad del estado. Por lo tanto, el estado reconoce como propio la fracción $(i - a)$ de los costos (Co) por barril transportado por el oleoducto transandino.

Las ecuaciones del caso B plantean que la entrega de crudo, a la tarifa fijada, se hace previo a su transporte por el oleoducto. Lo curioso es que el precio reconocido es FOB en la costa. El costo lo tiene que cubrir alguien y éste sería el estado. Lo recomendable hubiera sido:

a. Asumir precio internacional FOB selva, equivalente al estimado para Bayóvar menos el costo del transporta. Este es un criterio básico de Netbacking.

b. Recibir el crudo en Bayóvar y reconocer los costos totales de colocar el petróleo en ese puerto.

Las ecuaciones del caso C son la propuesta de recibir el crudo en Bayóvar, con costos totales ahí. No lo hacemos en Selva, que sería equivalente, para uniformizar el argumento.

En forma analítica podemos señalar algunas consideraciones en torno a los costos de transporte por el oleoducto Co . Los costos son todos considerados pagados a terceros, y no van ni a la empresa ni al estado. En el caso de los costos de oleoducto la tarifa estaba diseñada a cubrir los costos de operación, depreciación y costos financieros.²⁸ Si esto es así, no se podría aducir que el pago de la empresa por el uso del oleoducto es un ingreso neto para el estado, por cuanto éste tiene que cubrir sus costos operativos. En otras palabras, PETROPERU siempre paga Co , menos la contribución de la empresa por dicho concepto, que es precisamente lo que las ecuaciones de costo representan.

Procedamos al análisis en lo referente a la Renta Neta estatal:

a. Comparando el caso C con el caso B. El caso C rinde más renta neta al estado por un monto de $Co(1-I)$ por barril. La tasa I va de cero (en caso de no haber rentas brutas para la empresa) hasta, hipotéticamente 1.0, donde se toma toda la renta de la empresa. Cuando $I = 0$, entonces la diferencia es igual a Co .

b. Comparando el caso A con el caso B. El caso A (contrato de 1980 y contrato según ley 23231 de incentivo tributario) es superior pues rinde a $Co \cdot (1-I)$ más que el caso B (esquema del acuerdo de bases) por barril. Pero no olvidemos que la formulación A es superior sólo si la comparación se hace con iguales tasas $(a$ y $I)$, costos y precios.

c. Comparando el caso A con el caso C. El caso C rinde mayores rentas netas al estado por un monto de $Co(a(1-I) - (1+I))$ por barril.

Las comparaciones que asumen una misma tasa impositiva (I) e iguales tasas de reparto (a) sólo serían válidas para los casos B y C. La razón por la que la propuesta C permanece con las mismas tasas básicas del caso B es para señalar la importancia de fijar correctamente la localidad y para determinar el precio internacional. En última instancia puede ser considerado como una propuesta de corrección mínima a las bases estipuladas. En A, tanto la tasa de reparto como la tasa impositiva históricamente usadas fueron distintas. Para poder establecer una comparación válida se deben considerar las variaciones en dichas tasas.

Para el análisis comparativo de las distintas fórmulas y valores paramétricos asumiremos un criterio de secuencia histórica, en la medida en que cada combinación representa una cierta política de explotación petrolera.

Si bien se ha establecido que la renta neta del estado es menor para el esquema de las Bases (caso B) y mayor para el esquema de Bases modificadas (caso C), esto simplemente es un punto de comparación por cuanto no solo varían los esquemas, sino también los parámetros de las mismas.

Veamos los ejemplos numéricos de la tabla 2 y la tabla 3. Hemos presentado las ganancias de la empresa por barril.

Cada fila representa un costo distinto en \$/barril, y las columnas se refieren a condiciones de contrato diferentes. La columna S trae consigo una tasa impositiva de 68.5 o/o y repartición del 50 o/o del crudo, usando el esquema A de ecuaciones. La columna K es igual a la S, excepto que ahora la tasa impositiva es de 41.1 o/o. La columna B usa el esquema B de ecuaciones y tiene una tasa de impuesto del 68.5 o/o y una tasa de reparto de 47.4 o/o. La secuencia histórica es de S a K con costos cercanos a 7.46 dólares por barril²⁹ y precios cerca de \$33/barril, lo que significa un incremento de 87 o/o en la renta neta de las empresas o algo así como 31 a 67 millones de dólares al año menos para el estado. Asumiendo una producción anual para la empresa Occidental del orden de 30 millones de barriles al año.³⁰

Se esperaba que este incentivo se tradujera en mayor desarrollo y mayor producción. Es normal que actividades de desarrollo resulten en mayores reservas.³¹ Aparentemente la empresa simplemente se

ahorró los costos de exploración, con lo que sus costos podrían situarse más cerca de los \$ 4.96/b.³² En estas condiciones los mayores ingresos de la empresa se pueden calcular entre los 52 y 88 millones de dólares al año. Este es un problema de análisis de efectividad del crédito tributario. Al respecto coincidí con otros especialistas con relación a que dadas las condiciones económicas de dicho año, los beneficios de una mayor exploración no se vislumbraban.³³

Por otro lado en la evolución histórica de K hacia B se arrojan pérdidas para la empresa. La situación histórica del cambio es de costos de \$8.71/b y precios \$24.25/b. En tal circunstancia el mayor ingreso del estado es \$0.60 por barril (unos \$ 18 millones más al año). A precios más altos la diferencia es aún mayor. Aquí se evidencia que, a pesar de trabajar con un esquema de rendimiento inferior, los parámetros usados (los valores de I y de a) rectifican esta situación al punto de hacerlo superior el esquema B sobre el A.

Tabla 2
GANANCIA DE LA EMPRESA POR BARRIL
(US\$/BARRIL)
Precio del crudo asumido como de \$33/b

Costos	S	K	B	(K-S)	(B-K)
3.71	3.75	7.00	3.76	3.25	-3.24
4.96	3.35	6.27	3.37	2.92	-2.90
6.21	2.96	5.53	2.97	2.57	-2.56
7.46	2.56	4.79	2.58	2.23	-2.21
8.71	2.17	4.06	2.79	1.89	-1.87

Tabla 3
GANANCIA DE LA EMPRESA POR BARRIL
(US\$/BARRIL)
Precio del crudo asumido como de \$24.25/b

Costos	S	K	B	(K-S)	(B-K)
3.71	2.37	4.43	2.45	2.06	-1.98
4.96	1.97	3.69	2.06	1.72	-1.63
6.21	1.58	2.95	1.67	1.37	-1.28
7.46	1.19	2.22	1.27	1.03	0.95
8.71	0.79	1.48	0.88	0.69	0.60

S = esquema A con I = 0.685 Y a = 0.50

K - esquema A con I = 0.141 y a = 0.50

B = esquema B con I = 0.685 y a = 0.474

Quisiera puntualizar nuevamente acerca de los costos. En el acuerdo de bases existen 4 tipos de crudos en manos de la contratista.

1. El crudo por explotar en el lote 1A-1B calculado en 106 millones de barriles.

2. El crudo por desarrollar y explotar en el lote 1A-1B estimado en 86 millones de barriles.

3. El crudo por explorar, desarrollar y explotar en lote 1A-1B.

4. El crudo por explorar, desarrollar y explotar en el lote 36.

Estos tres últimos con reservas no precisadas en el Acuerdo de Bases. Ver tabla 4.

crudo 3 son muy bajos. Lo cierto es que parece haberse perdido cierta fineza en el cálculo de los diversos tipos de costos. Ahora bien, como el acuerdo no presume ninguna cifra de costos, se supone que estos son observados rigurosamente a fin de año por PETROPERU. Queda abierta la posibilidad de que los costos sean menores para crudos 1 y 2 en la tabla 4.

Antes de concluir enfocaré la evolución de la propuesta de Bases del Crudo nuevo al llamado crudo viejo. Aquí se usa el esquema B de ecuaciones con variante en la tasa de repartición de 47.4 o/o al 61.0o/o.

En las tablas 5, 6 y 7 presentamos el resumen del ejercicio numérico. La tabla 5 repite únicamente las condiciones de re»'

Tabla 4

TIPOS DE CRUDO BAJO CONSIDERACION EN SELVA PARA LA CONTRATISTA

CRUDO	PARTES DE COSTOS	VOLUMEN	COSTO	TARIFA
1. En Producción (1A- 1B)	C1	106	8.71	11.50
2. Por producir (1A- 1B)	C ₂ + C ₃	(86)	(11.18)	14.80
3. Por explorar (1A- 1B)	C1 + C2 + C3	?	(11.18)	14.80
4. Por explorar (Lote 36)	C1 + C2 + C3	?	7	?

NOTAS:

C_j = Costos en explotación

C₂ = Costos en desarrollo

C₃ = Costos de operación

Las Cifras en paréntesis fueron presentadas o implicadas por el comunicado de Acción Popular, El Comercio 21.2.86. Las otras cifras se encuentran en el Acuerdo de Bases.

Basándonos en el esquema anteriormente expuesto vemos que los cuatro crudos requieren diversas fracciones de costo total para culminar con el producto "a boca de oleoducto". Es posible comparar estas cifras con las presentadas por el MEM, en Marzo 1980³⁴ donde el costo C₂ es casi dos veces C₁. Si asumiéramos que el costo reconocido por el crudo 3 en la tabla 4 es correcto, entonces el anotado para el 1 es excesivo, lo que puede resultar en costos inflados. Caso contrario los costos del

tabilidad internacional del crudo peruano en la selva norte. Se puede observar que, estimando que existen reservas por 106 millones de barriles a un costo de \$8.71/b y 86 millones de barriles a un costo de \$11.21/b, las pérdidas globales derivadas de la caída del precio internacional del crudo son del orden de los 1680 millones de dólares para esos campos. La poca renta global aún existente deberá repartirse entre los participantes; el estado y la empresa.

Tabla 5
RENTA TOTAL
(\$/b)

Precio	Costos	
	8.71	11.21
14.15	13.74	11.24
15.50	4.99	4.99

Las tablas 6 y 7 se dividen en dos partes. Por un lado las cifras corresponden al cálculo hecho con tasa de reparto 0.474 (para el crudo viejo, 106 MMB) y por el otro con una tasa de 0.610 (para crudo nuevo, 86 MMB o más). La tabla 6 consigna la renta neta por barril que corresponde al estado y la tabla 7 la renta neta por barril que iría a manos de la empresa. La suma de ambas rentas netas arroja la renta total de la tabla 5. Los valores negativos en la tabla 7 indican pérdidas operativas de la empresa. En estos casos el estado percibe únicamente su renta bruta: $(1-a)P$.

Tabla 6
RENTA NETA DEL ESTADO
(\$/b)

Precios	a = 0.474 Costos		a = 0.610 Costos	
	8.71	11.21	8.71	11.21
24.25	12.86	11.15	11.82	10.11
15.5	6.35	6.35	4.75	4.42

Tabla 7
RENTA NETA EMPRESA
(\$/b)

Precios	a = 0.474 Costos		a = 0.610 Costos	
	8.71	11.21	8.71	11.21
24.25	0.88	0.09	1.92	1.13
15.50	-1.36	-3.86	0.24	1.75

Del análisis de las cifras con precios \$24.25/b vemos que el cambio de la tasa de repartición significa un aumento efectivo en la renta neta de la empresa (considerando los mayores costos) de \$0.26/b. Esto es un 28.4 o/o más por barril para crudo nuevo que para el viejo. Este porcentaje de aumento como incentivo a la exploración y desarrollo es menor que el porcentaje (87 o/o) y el valor adicional (\$ 2.57/b) concedidas anteriormente también como un incentivo declarado pero no materializado para la exploración de nuevos campos petroleros (ver tabla 2, columnas del caso K y del incremento (K—S), con la fila de costos \$6.21 *Ib*).

Por otro lado, con el precio a \$15.50/b las rentas son negativas al costo de \$11.21/b, y a esa tasa a (0.61). En dichas condiciones contractuales para que sea positiva la renta de la empresa, el precio del barril debe situarse entre 18.00 y 19.25 dólares por barril. El rendimiento con costos de \$8.71/b es apenas positivo. Sin el incentivo (con $a = 0.474$) las pérdidas por barril son astronómicas.

A \$15.50 existe la posibilidad de tener que renegociar el acuerdo. Una salida viable puede ser aumentar la tasa de repartición permitiendo a la empresa una fracción de la renta total. Como se trata de una tarifa según precio, esta tiene el defecto de evolucionar muy rápido con precios más favorables. Su manejo es poco flexible. La tasa de impuestos tiene sus límites pues el problema consiste en que la empresa tiene pérdidas operativas. Finalmente se podría buscar que el estado asuma todas las operaciones. El monto de la renta total iría a sus manos. Sin embargo, casi todo deberá invertirse en una mayor exploración para detener el actual descenso de las reservas.

Hemos visto el problema-crisis de las reservas petroleras. Su solución pasa por varias etapas de las cuales la última y más rodeada de minuciosidades es la de repartición de renta petrolera con el capital extranjero. En general, se nota que la aplicación de fórmulas simples que sirvan para todo tipo de situación en cuanto a costos y precios es imposible. La falta de complejidad atenta contra los criterios

elementales de mantener un "balance económico", según se manifiesta en el Acuerdo de Bases, para todo costo y para todo precio. El desbalance vía la baja de los precios internacionales ya se produjo y aún no se firman los contratos.

Lo importante en definitiva sería preservar la participación estatal. En el acuerdo de bases los porcentajes de participación estatal en la renta total están expuestos en la tabla 8. Todos los otros esquemas tienen la misma tendencia para cambios de precios de su participación variable. Esto implica ruptura cuando el precio es bajo por cuanto la empresa tiene que cortar operaciones para evitar pérdidas; y ruptura cuando el precio es alto pues se debe renegociar por ganancias excesivas de la empresa.

Tabla 8

**PARTICIPACION PORCENTUAL DEL ESTADO
EN LA RENTA NETA TOTAL**

Precios	Tasa de reparto a:	0.474	0.610
	Costos:	\$8.71/b	\$11.21/b
15.50	127.24 o/o	170.29o/o	
19.25	98.49o/o	97.28o/o	
24.25	93.60o/o	89.94o/o	
33.00	90.28 0/0	85.93o/o	

2. El Problema-Crisis del balance de Oferta energética.

Denominar crisis a un problema de ajuste en el proceso de transformación energética se explica por cuanto ya se han presentado dificultades graves en dicho proceso a consecuencia de la estructura de demanda de los productos refinados. En particular tenemos que el diesel, producto hacia el cual se derivó en un momento la demanda de gasolina para transporte, está presentando limitaciones en su producción. Aquí relacionaremos esta insuficiencia con la evolución del sector electricidad. Como veremos se trata de algo más que un "problema refinejo".

En primer lugar, veamos la relación entre la estructura de refinados y la estructura de la demanda para el Perú, año 1984, según la información del balance nacional de energía, 1985.³⁵ La información, presentada en la tabla 9, está en unidades de Teracalorías, unidad de energía empleada en el balance. Nos interesa únicamente notar cómo el diesel, que sólo representa el 19.7 o/o de la producción de refinería, llega hasta el 28.5 o/o de la demanda final. En contrapartida tenemos el caso del residual que evoluciona del 47.2 o/o del producto a 26.3 o/o de la demanda interna por productos refinados. La columna de Oferta Bruta Interna (O.I.B.) incluye varia-

**Tabla 9
ESTRUCTURA DE OFERTA Y DEMANDA DE REFINADOS
PERU 1984
(en teracalorías año)**

Producto	Oferta neta	Porcentaje de oferta	O.I.B. (•)	Demanda Aparente	Porcentaje de demanda
Gas Lic. Petr.	1197	1.5o/o	79	1276	2.3 0/0
Gasolina	13791	17.1 0/0	1695	12096	21.8 0/0
Kerosene	11107	13.8o/o	-121	10986	19.8 0/0
Diesel	15880	19.7 0/0	-76	15804	28.5 0/0
Residual	38026	47.2 0/0	23458	14568	26.3 0/0
No energético	624	0.8 0/0	90	714	1.3 0/0
Gas refinería	4	0.0 0/0	-4	0	0.0 0/0
Totales	80629	100.0 0/0	-25185	55444	100.0 0/0

* O.I.B. = Oferta Interna Bruta = Importaciones - Exportaciones ± variación de inventarios.

Nota: Oferta Neta incluye ajustes.

Fuente. Balance Nacional de Energía, 1985. ODP-MEM

ción de inventarios, importaciones y exportaciones. Para el residual y la gasolina, casi todo lo consignado en dicha columna corresponde a exportaciones. El correspondiente análisis en el balance de la O.I.B. para el diesel muestra que las importaciones casi doblaron las exportaciones y si el agregado aparece en negativo es simplemente porque el incremento de inventarios fue superior al balance comercial internacional de este producto. No cabe duda que, a pesar de disponer de capacidad refinera en destilación y crudo en cantidades adecuadas, tenemos un desbalance en productos.

Las razones del desbalance provienen de la estructura de demanda de productos, con alta concentración en diesel, y la oferta de crudos, de alta concentración en fracciones pesadas. La solución a este desbalance es imperativa pues lo que en última instancia se requiere es el producto derivado. El consumidor no está en condiciones de consumir la materia prima, o de sustituirlo en forma inmediata por productos alternativos, salvo casos especiales. Definitivamente un equipo dedicado a consumir diesel no está normalmente en condiciones de cambiar a residual, se necesita entonces reemplazar el equipamiento. Tampoco en el caso de la refinera se trata simplemente de ampliar la capacidad de craquear pues, el procedimiento de ampliar la porción de diesel obtenible del crudo es

sumamente caro, ya que no se trata solo de craquear, moléculas pesadas sino de obtener el cetano necesario.³⁶

Veamos cómo es que se consume el diesel para tener una idea sobre la demanda que se trata de satisfacer. A diferencia del Balance, cuyas cifras seguimos usando, considero que el diesel y el residual empleado en la generación de electricidad es parte de la demanda interna. Hacer esto permite un paso más en la dirección de desagregar las áreas de sustitución posible. Las otras áreas se ubicarían en los respectivos sectores productivos. Así tenemos que si excluimos la generación eléctrica de la demanda, casi dos tercios de la demanda de diesel son usados en el sector transporte y 50 o/o del residual es usado en el sector industrial (ver tabla 10). Por otro lado, al tomar en cuenta los requerimientos del sector eléctrico nos encontramos con los siguientes cambios. En primer lugar, la proporción de Diesel demandado por el sector transporte baja al 45 o/o mientras el 28.2 o/o del consumo va a la generación eléctrica. En cuanto al residual, el sector industrial resulta con un porcentaje de 38.2 o/o y la generación eléctrica insume el 24.8 o/o. Queda claro, por lo tanto, que la cuarta parte o más del consumo de estos dos productos se empleó en la generación eléctrica.

Tabla 10
DEMANDA DE DERIVADOS POR SECTOR
(En toneladas año)

Sector	Diesel				Residual			
	Sin sector eléctrico		Con sector eléctrico		Sin sector eléctrico		Con sector eléctrico	
	Vol.	o/o	Vol.	o/o	Vol.	o/o	Vol.	o/o
Eléctrico	n.a.	n.a.	4463	28.2	n.a.	n.a.	3613	24.8
Resid. Comerc.	0	0.0	0	0.0	0	0.0	0	0.0
Público	826	7.3	826	5.2	243	2.2	243	1.7
Transporte	7155	63.1	7155	45.3	1444	13.2	1444	9.9
Agro.	249	2.2	249	1.6	109	1.0	109	0.7
Pesca	524	4.6	524	3.3	997	9.1	997	6.8
Miner. Metal.	1662	14.7	1662	10.5	2594	23.7	2594	17.8
Industrial	925	8.2	925	5.9	5568	50.8	5568	38.2
Totales	11341	100.0	15804	100.0	10955	100.0	14568	100.0

Para entender mejor lo que los resultados anteriores significan, basta mencionar que la generación térmica de electricidad se realiza con eficiencias del orden del 28 o/o. El resto son pérdidas de transformación. El presente trabajo está dedicado a observar este fenómeno, sin menoscabo de la falta que hace estudiar más a fondo no sólo este punto sino el problema de transporte y consumo industrial del residual y otros sectores.

Antes de apresurar conclusiones veamos la evolución histórica de los porcentajes del diesel y residual que se dedicaron a la generación eléctrica. Usando la información de años anteriores incluida en el Balance Energético, vemos una consolidación de la demanda de diesel eléctrico del nivel del 20 o/o a más del 25 o/o hacia fines de la década del 1970 y en lo que va de la década del 80. Los datos están en la tabla 11. Se puede afirmar que desde 1980 hasta 1984 el crecimiento de la demanda de diesel y del diesel eléctrico fueron parejos. El crecimiento del porcentaje del residual eléctrico fue más acelerado. Aquí el contraste estriba en que a partir de 1980 la demanda interna global por residual decayó en mayor medida que la demanda por el residual eléctrico. Así tenemos que desde ese año hasta 1984 el creci-

miento del porcentaje del residual eléctrico fue continuo.

Pero, ¿cuál es la importancia del consumo de estos combustibles para la generación eléctrica? En el Balance Nacional de Energía se consignan los porcentajes en que la energía hídrica participó en la generación de electricidad. Este varió entre el 69 o/o y el 73 o/o para toda la década de 1970, concluyendo en 69.9 o/o en 1980. En los años siguientes el porcentaje se situó muy poco por encima del 74 o/o, correspondiendo este valor al año 1984. Para apreciar cómo es que evoluciona la expansión de los diferentes recursos que intervienen en la generación de electricidad, hace falta otro tipo de estudio. El comportamiento del indicador de sensibilidad que presentamos a continuación es un indicador de la fuente marginal de energía, por lo menos en lo que a generación eléctrica se refiere. La razón por la que dejamos de lado la evolución del porcentaje global es que éste tiende a minimizar la tendencia marginal que es, precisamente, la que sirve para predecir la aparición de limitaciones en el desarrollo eléctrico y analizar la racionalidad económica del sistema energético. No olvidemos que el 30 o/o de la generación de electricidad en el país es producto de quemar la

Tabla II
EVOLUCION HISTORICA DE LOS PORCENTAJES DE DEMANDA POR DIESEL Y RESIDUAL EN EL TOTAL DEMANDADO POR DICHS PRODUCTOS

Año	Demanda por Diesel	Diesel Eléctrico	o/o	Demanda por resid.	Residual eléctrico	o/o
1970	9340.0	2046.6	21.9	15336.0	1895.0	12.4
1971	8819.0	1924.5	21.8	15549.6	2478.6	15.9
1972	8893.4	2371.4	26.7	14755.7	2539.7	17.2
1973	9271.0	2384.0	25.7	15114.1	2887.3	19.1
1974	10326.9	2358.9	22.8	16904.0	2950.1	17.5
1975	11220.6	2186.6	19.5	17024.0	3053.0	17.9
1976	11985.9	2356.9	19.7	17510.0	3125.0	17.8
1977	12491.9	3005.9	24.1	17280.0	3474.0	20.1
1978	12699.5	3403.5	26.8	18096.0	3408.0	18.8
1979	13773.9	3708.9	26.9	18603.0	3163.0	17.0
1980	15180.0	4316.0	28.4	19947.0	4244.0	21.3
1981	15705.3	3460.3	22.0	19467.0	3984.0	20.5
1982	15591.0	3778.0	24.2	18137.0	4041.0	22.3
1983	14426.9	3894.9	27.0	13892.0	3292.0	23.7
1984	15804.0	4463.0	28.2	14568.0	3613.0	24.8

cuarta parte del diesel y del residual, y de éstos sobre todo el diesel presenta escasez incipiente.

Las tablas 12 y 13 se apoyan y complementan mutuamente. La primera contiene la información sobre el porcentaje de variación de la cantidad de producto destinado a la generación eléctrica. Así, cuando la generación de electricidad subió en 7.6 o/o en el período 1970/71, el uso de energía primaria hídrica subió en 12.1 o/o, el uso de diesel bajó en 5.8 o/o y el del residual aumentó en 30.8 o/o. El comportamiento de la evolución anual de la fuente marginal debe ser tal que sean un reflejo acentuado de los movimientos porcentuales anuales de la generación total de energía, en particular cuando estos últimos son acelerados. El recurso marginal tenderá, por otro lado, a mostrar una variación opuesta a la tendencia en cuanto se produce algún cambio significativo en la oferta de otros recursos o productos que generan energía. Para resaltar este punto, se ha dividido los incrementos en el uso de recursos para la generación eléctrica (columnas hídrico, diesel y residual) por el correspondiente incremento de generación total en la tabla 12. Los resultados son el índice de variación relativa presentado en la tabla 13.

Se espera, por lo tanto, que el índice correspondiente al diesel sea mayor que uno, y mayor que las otras columnas, y que no lo sea sólo por razones de sustitución manifiesta del diesel por otro recurso. En contraste vemos cómo el recurso hídrico progresó a saltos, en parte debido a la forma en que se amplía su capacidad de generación en base a grandes proyectos. Su evolución presenta un promedio anual simple, de poca variabilidad en relación a los del diesel y del residual (ver los coeficientes de variación en la tabla 13).

El índice para el diesel es negativo en cinco oportunidades y es menor que 1 en una oportunidad. Salvo estos años, el índice del diesel fue superior a 1, cerca de 1.4 y hasta 8.28. Los años especiales tienen que presentar el fenómeno de sustitución de diesel a gran escala para confirmar la hipótesis de que el diesel es la fuente energética marginal.

En 1970/71 hubo un aumento de consumo de residual inusual, con un Índice de 4.06.

En 1972/73 entra en operación el uso de gas distribuido en Talara reemplazando directamente al diesel.

En 1973/74 se empieza a quemar bagazo en las haciendas azucareras, en sustitución del diesel.

Tabla 12
EVOLUCION DE LOS INCREMENTOS MARGINALES DE DIVERSAS FORMAS
DE GENERACION ELECTRICA

Período	Incremento Generación total	Incremento en el uso de recursos para generación eléctrica		
		Hídrico	Diesel	Residual
1970/71	7.6	12.1	-5.8	30.8
1971/72	5.7	3.6	23.2	2.5
1972/73	5.8	7.4	0.5	13.7
1973/74	9.3	9.5	-1.1	2.2
1974/75	2.9	4.8	-7.3	3.5
1975/76	5.7	6.0	7.8	2.4
1976/77	9.0	3.9	27.5	11.2
1977/78	1.6	2.8	13.2	-1.9
1978/79	5.7	8.1	9.0	-7.2
1979/80	8.3	4.7	16.4	34.2
1980/81	7.1	14.0	19.8	6.1
1981/82	5.5	5.0	9.1	1.4
1982/83	6.0	3.5	3.1	18.5
1983/84	10.3	7.3	14.6	9.8

Tabla 13
EVOLUCION DE LOS INCREMENTOS MARGINALES DE DIVERSAS FORMAS
DE GENERACION ELECTRICA

Relación entre incremento de recurso e incremento en generación total

Período	total	Hid rico	Diesel	Residual
1970/71	1.00	1.59	-0.77	4.06
1971/72	1.00	0.64	4.06	0.43
1972/73	1.00	1.28	0.09	2.35
1973/74	1.00	1.02	-0.11	0.23
1974/75	1.00	1.64	-2.51	1.20
1975/76	1.00	1.06	1.37	0.42
1976/77	1.00	0.44	3.04	1.23
1977/78	1.00	1.78	8.28	-1.19
1978/79	1.00	1.41	1.57	-1.26
1979/80	1.00	0.56	1.96	4.10
1980/81	1.00	1.97	-2.77	-0.86
1981/82	1.00	0.91	1.65	0.26
1982/83	1.00	0.58	-0.52	3.11
1983/84	1.00	0.71	1.42	0.95
	Promedio	1.11	1.20	1.07
	d.st	0.45	2.54	1.49
	C. var	40.36o/o	211.596/o	138.71o/o

En 1974/75 nuevamente aumenta significativamente el uso de gas para generación eléctrica. Se sustituye al diesel.

En 1980/81 se produce un fuerte incremento en la generación hidroeléctrica afectando el consumo del diesel.

En 1982/83 cae el consumo hidroeléctrico (a la inversa en esta oportunidad) debiéndose incrementar el consumo de diesel.

Este breve repaso indica, asimismo, cómo el residual no tiene un comportamiento similar por cuanto en todos los años señalados no parece verse afectado mayormente por el desarrollo de sustitutos al diesel. Una razón puede ser que el uso de residual está mayoritariamente en manos de autoprodutores, lo que quiere decir que su comportamiento está ligado a la marcha económica de quien lo genera, y éstas son normalmente empresas en el sector minero.

La condición de marginalidad del diesel en la generación eléctrica no es al azar y tiene implicancias importantes. En primer lugar, se puede decir que el diesel es parte importante del esquema de expansión eléctrica. En la medida en que opere como la válvula de escape para cubrir des-

balances, o para apoyar la demanda en horas de máxima potencia, su presencia será indispensable.

La pregunta podría formularse de la manera siguiente: ¿es el esquema de desarrollo hidro-térmico adoptado el más adecuado?; y si así fuera, ¿se ha escogido la fuente de apoyo marginal más adecuada? Porque si bien es correcto plantear que es preferible no quemar derivados del petróleo para generar electricidad, es más importante que este derivado no sea diesel.

El otro aspecto en torno al diesel es que se presenta como el único medio confiable y disponible para generar electricidad en el corto plazo, no sólo en centros poblados con centrales de gran potencia, sino en poblados aislados con generadores de poca potencia. Aquí también cabe preguntarse, si es efectivamente la única manera y la más barata de satisfacer la demanda de energía de los centros poblados aislados y de limitados recursos económicos, como para mantener en operación dichas unidades.

Las recomendaciones van en dos direcciones. Por un lado, revisar el uso del diesel en generación eléctrica en unidades

mayores estudiando su reemplazo con la instalación de unidades que quemen residual y/o carbón. La ventaja está en el ahorro del recurso más caro por otro más barato, y que en el caso del Perú es abundante. Por otro lado está la necesidad de replantear tecnologías alternativas para núcleos aislados.³⁷

III. Conclusiones

Aquí haremos un breve replanteo de la cuestión de la crisis, para concluir con algunas recomendaciones en cuanto a línea de análisis y enfoque que deben ayudar a construir políticas energéticas en el país.

Partiendo del convencimiento de que las políticas acertadas no son patrimonio de un círculo privilegiado, se han presentado orientaciones para centrar la discusión sobre el "problema energético", para que éstas conduzcan a un debate más amplio.

Por lo presentado hasta este punto en el artículo, resulta necesario remarcar la necesidad de contar con herramientas de análisis capaces de aportar definiciones claras sobre el panorama energético así como el establecimiento de criterios racionales de acción. En este sentido he propuesto tres principios de la economía energética que repasaremos una vez más, con bases de aplicación más concreta.

Tenemos, en primer lugar, el principio de la relación técnica de costos entre las diversas fuentes y formas energéticas. El estudio de estas equivalencias permite solucionar problemas de fijación de precios en el caso del crudo en la selva. Es un principio muy útil para entender otros problemas no desarrollados como serían la relación de precios entre los diferentes tipos de crudos en el mercado interno y el externo. Sirve también para entender los costos de subsidiar un producto u otro y los costos financieros de hacerlo así. Otro uso que se ha examinado está en el estudio de la mecánica de sustitución de energía, para la generación eléctrica.

Esto nos lleva al segundo principio. Hemos observado que la generación de electricidad tiende en el corto plazo a apoyarse en la marginalidad del diesel. Esto nos está

indicando el proceso específico mediante el cual se produce la sustitución del recurso hídrico por el recurso petróleo. Cada vez que entra en operación una central hidroeléctrica, a gas o a bagazo, entonces se produce desplazamiento del petróleo, pero a través, normalmente, de sustituir diesel.

Finalmente, el tercer principio se refiere al precio de la energía marginal y las inversiones en recursos nuevos. La razón por la cual la marcha del desarrollo de centrales hidroeléctricas es segura, ha sido debido a los altos precios del petróleo. Mundialmente, sus exagerados precios son una anomalía que se está corrigiendo a un alto costo tanto para productores como para consumidores. Una consecuencia es la tendencia a la prematura inversión en hidroeléctricas. La importancia de esto radica en que si bien los costos operativos de las centrales hidroeléctricas pueden ser bajos comparados con el crudo, sus costos de capital son muy elevados.

En un país con escasez de recursos financieros, la penalización a los proyectos de muy largo período de maduración debe estar relacionado con la capacidad del país de inmovilizar recursos dedicados a dichos proyectos por todo ese tiempo.

Otras conclusiones nos llevarían a postular la investigación de una variedad de aspectos que conlleven a medir la efectividad relativa de los diversos proyectos. Sin embargo, en la actualidad la organización del estudio de la economía de la energía se presenta sin la tan necesaria unidad de criterio indispensable para evaluar costos de oportunidad.

Pero no sólo es un problema de estudio, sino también de coordinación entre entidades ejecutoras. De nada sirve que el estado controle el sector energético en casi su totalidad, si a la hora de tomar las decisiones de ejecución y de inversión no se encuentra una fórmula adecuada. La energía está interrelacionada y su aprovechamiento va a requerir que precisamente se encuentren fórmulas de interrelación entre las diversas empresas especializadas del sector energía y minas. Este bien podría ser uno de los problemas-crisis de mayor envergadura en el país. La incapacidad administrativa para ejecutar todo aque-

lio que se escapa a las normas tradicionales es muy grave y la responsabilidad mayor cae en el ámbito del desarrollo eléctrico del Perú.

Sólo un último comentario en cuanto al problema de los contratos. Considero que no se puede ni siquiera comenzar a debatir lo que éstos significan para el país si previamente no se plantea coherentemente el "negocio" de contar con empresas

extranjeras, o de explorar las reservas por cuenta propia, y si esto debe hacerse en forma acelerada o lenta. Mientras no surja un esquema organizado por análisis sobre estos puntos, lo demás mantendrá un halo de incertidumbre por cuanto no se sabría a ciencia cierta lo que está realmente en discusión. El recurso petróleo tiene que probarse económicamente.

NOTAS

- (1) La OECD es la "Organization for Economic Cooperation and Development" (La "organización para la Cooperación económica y el desarrollo"). Agrupa a casi todos los países industrializados del mundo sin descuidar ninguno importante. Después de la crisis de precios de petróleo de 1973 se formó la IEA, the "International Energy Agency" (la "agencia Internacional de Energía") como parte de la OECD. Dicho organismo estaba a cargo de buscar mecanismos de compensación para aliviar a países que fueran objeto de un embargo o fueran sujetos a recortes por encima de la media en su disponibilidad de importaciones. Además a más largo plazo la institución debería desarrollar tácticas de defensa en contra de un eventual embargo total del petróleo. Ver Ford Foundation 1979, capítulo 6.
- (2) Para una de las variadas descripciones de la forma como fue dirigido el embargo y las contradicciones y unidad de los países industrializados se puede consultar. Turner, L. 1978.
- (3) Este tema era de principal preocupación. Ver por ejemplo Guy de Carmoy 1977, Capítulo 2.
- (4) El dramático caso de la caída del Shah de Irán viene al caso y estuvo premonitoriamente analizado en Halliday, F. 1979.
- (5) Tal es el caso de Noruega que se vio en la necesidad de enviar sus ingresos por el petróleo a los mercados financieros europeos para no "recalentar su economía". Esto está planteado como la opción entre industria o Petróleo en Barket, T. et al (eds) 1981.
- (6) El reporte de la Ford Foundation arriba citado menciona en su página 268 las razones de por qué los países de la OECD deberían ayudar a países subdesarrollados no exportadores de petróleo a desarrollar sus reservas energéticas. Están dentro del marco de ampliar los recursos mundiales y reducir la presión por mayor demanda de petróleo. Ver p. 268.
- (7) A cargo del Consejo Nacional de Energía, Secretaría técnica, 1985.
- (8) Elaborado por ELECTROPERU, 1985.
- (9) Ya hubo un reciente anuncio en este sentido, lo que quiere decir que el proyecto de ahorro de energía en la industria está en marcha con participación de CENERGIA y PETROPERU.
- (10) Deam, R.J. y Giesecke, C. 1983, aunque el trabajo fue originalmente presentado en Enero 1981. Ver también la tesis de doctorado de Giesecke, C. 1984.
- (11) En la tesis de doctorado de Giesecke C. (1984) se elabora más esta demostración. El criterio básico de comparación de un mercado de competencia perfecta con un sistema de máxima eficiencia y la programación lineal la provee Lange, 0.1973, p 69 y siguientes.
- (12) Para hallar el precio de la energía marginal hace falta modelar la manera en que se fija el precio. En el caso del petróleo internacional el precio no se fijó por costo de producción, sino por el óptimo de ganancias neta del oligopolio de Arabia Saudita. Punto sustentado en Giesecke, C. (1984) capítulo 2.
- (13) Las inversiones en craqueadores neutralizaron la progresión de la relación de precios entre gasolinas y residuales frenando los márgenes de rentabilidad esperados. Por otro lado plantas en crudo sintético suspendidas por baja en la rentabilidad. Un indicador es el margen de precios entre productos ligeros (producto del craqueador) y productos pesados, residual, (el input del craqueador). Se llegó a dar el caso en que el precio de la gasolina spot Rotterdam fue de 370 dólares la tonelada mientras el residual se vendió en el mismo mercado a 175 ó 180 dólares

Energy Economist, Junio 1982 provee las cifras y ofrece el comentario de que "invertir en Craqueadores es un buen negocio" p. 14. La relación de precios gasolina contra residual era de 2.11. Sin embargo para el mismo mercado el **OPEC Bulletin** de Noviembre 1985 presenta precios que resultan en las siguientes relaciones de precios: 1.50 en Junio 1984 y 1.98 en 1985. El repunte de la relación de precios obedece a la depresión en el mercado de residuales por cuanto estaba en proceso de desplazamiento por el carbón.

- (14) Casi todos los estudios sobre reservas agotables citan a Hoteling, H. (1931).
- (15) Un excelente libro para este tema es Dasgupta y Heal, 1979.
- (16) Memoria de Bachiller, Giesecke, C. 1977.
- (17) Argentina se ha mantenido curiosamente con una producción cercana a su demanda durante un tiempo largo, sin exportar ni importar grandes proporciones de su producto o su demanda.
- (18) Ver Banks, F. 1984.
- (19) En el artículo de Deam y Giesecke, 1983.
- (20) "La OXY, Japón y el Petróleo Peruano", 1979. También es interesante la lectura de la memoria de la OXY matriz correspondiente al año 1978.
- (21) El anuncio se hizo en la segunda mitad de 1985 de que los Sauditas estaban decididos a pelear por su porción del mercado abandonando su posición de sostenedor del precio. Ver por ejemplo Silva Luján, G. "Petróleo. Rumores de tormenta en el mercado internacional" en **Estrategia Económica** No. 93, 1985 y Mates, Leo "Crisis de la OPEP" en **Política Internacional** No. 854.
- (22) El costo medio estimado para el mar del norte en 1980 era de 11 dólares por barril. Se esperaba que los nuevos reservorios costaran 14 dólares por barril. Department of Energy, 1981.
- (23) El valor de —.22 es en parte nocional y proviene de una estimación de primer rango para un periodo de dos años durante la crisis de 1979/80. Ver Giesecke, C. (1984), capítulo 4.
- (24) Esto significa que no sería tan fácil para los Sauditas volver a extralimitarse en los precios.
- (25) Ver el grupo de Oxford bajó la dirección de Mabro, que tiene precisamente este objetivo.

Es el **Oxford Institute for Energy Studies**. También ocurre que a menos de \$15 por barril, la demanda por residual se incrementaría en centrales de quema dual (carbón o residual), a ese precio el carbón será desplazado. Ver Chase Manhattan Bank, Agosto, 1985.

- (26) Mencionado en Giesecke (1979) y en la Memoria de la Occidental de 1978. Habiendo hecho mención a las ventajas en las rentas con precios favorables, ahora agregamos que las condiciones de costos eran bajas. Con esto se completa el panorama de absolutamente alta rentabilidad para OXY en esos años.
- (27) Netbacking es el cálculo de precios efectivos de crudo o gas a partir del precio de mercado de los derivados o gas distribuido restándole costos de transformación y transporte hasta el punto de referencia, normalmente el de producción, o FOB según cual sea el punto de entrega del producto.
- (28) Según Pontoni, A. 1981, p.53.
- (29) Comunicado de PETROPERU, por ejemplo Equis del 16.2.86 pp.37-40. Se consignan 7.83 \$/b en costos en 1982.
- (30) Producción de OXY en 1983 y 1984 según memoria de PETROPERU 1984.
- (31) Odell es la más clara manifestación en este respecto. Por ejemplo, Odell y Rossing, 1980.
- (32) En 1980 el costo de exploración se situaba a \$1.17 por barril y el de desarrollo en \$2.23/b. Esto según OSP-MEM, Marzo 1980. Tomado de Pontoni, A. (1981), p. 105.
- (33) Pontoni, A (1981) lo manifiesta, p. 109.
- (34) Mismas cifras del OSP-MEM 1980, citadas anteriormente.
- (35) Balance Nacional de Energía. Lima 1985.
- (36) Supongo que cualquier manual de ingeniería refinería es bueno para confirmar esto. La referencia usada es Müller, M. (ed.) 1982.
- (37) No existe todavía un canal abierto para centralizar las propuestas que circulan en los diversos lugares. Haría falta invitar en algún seminario a la presentación de ideas que puedan ser tomadas en cuenta por las autoridades y agentes ejecutores competentes. Un ejemplo de estas propuestas sería, Giesecke, Ricardo y Tarnawiecki, D. 1985.

BIBLIOGRAFIA

- Acción Popular,
"Comunicado AP sobre contratos petroleros"
En: *El Comercio*, (21 y 22 de Febrero 1986)
- Aggregate Elasticity of Energy Demand*
Stanford Institute of Energy Studies, Energy
Modeling Forum.
Stanford, 1980. 50 pgs.
- Balance Nacional de Energía: Serie 1970-1984*
Ministerio de Energía y Minas, Consejo
Nacional de Energía.
Lima, 1985. 181 pgs.
- Banks, Ferdinand E.
"A Note on Oil Production and the Reserve-
Production Ratio"
En: *OPEC Review*, Vol. VIII, No. 3. Pgs. 227-
282, (Otoño 1984)
- Barker, Terry y Vladimir Brailovsky (Eds.)
Oil or Industry?
Londres/New York, 1981. 315 pgs.
- Calarco, Vincent
"Sensitivity of World Coal Markets to Falling
oil Prices"
En: *The Coal Situation*, Vol. 5, No. 4. Pgs.
1-3, (Setiembre 1985)
- Carmoy, Guy de
Energy for Europe
Washington, 1977. 120 pgs.
- Conservación y Racionalización de Energía en el
Sector Productivo*
CENERGIA
Lima, 1986. 7 pgs.
- Dasgupta, Partha S. y Geoffrey M. Heal
Economic Theory and Exhaustible Resources
Cambridge/Herts, 1979. 501 pgs.
- Deam, Robert J. y Carlos Giesecke
"Towards Three 'Laws' of Energy Economics"
En: Paul Tempest (Ed.) *Energy Economics
in Britain*
Londres, 1983 Pgs. 253-260.
- Desarrollo Energético a Largo Plazo 1980-1990
y proyecciones al año 2000*
Ministerio de Energía y Minas, Oficina Sectorial de Planificación.
Lima, 1980.
- Development of the oil and gas resources of the
United Kingdom 1981*
Her Majesty's Stationery Office, Department
of Energy.
Londres, 1981. 57 pgs.
- Energy Economist*
Londres, 1982
- Energy. The Next Twenty Years*
The Lord Foundation, Ballinger Publishing
Company.
Cambridge, Massachusetts, 1979. 628 pgs.
- First Annual Report, 1983*
Oxford Institute for Energy Studies
Oxford, 1984. 12 pgs.
- Giesecke, Carlos
"La OXY, Japón y el Petróleo Peruano"
En: *Actualidad Económica* (1979)
*El Petróleo en el Perú, un Aspecto de la
Política Energética*
Memoria, Bachiller en Economía. Universidad
Católica del Perú, 1977. 60 pgs.
*World Computer Model of oil Markets: ,
OPEC Pricing Strategy Model in the Short
and the Long Term*
Tesis, Ph. D. Universidad de Londres, 1984.
455 pgs.
- Giesecke, Ricardo y Donald Tarnawiecki
*Una Nueva Estrategia para el Desarrollo
Energético Nacional*
Lima, 1985. 24 pgs.
- Halliday, Fred
Arabia Without Sultans
Middlesex, 1979. 528 pgs.
- Hotelling, H.
"The Economics of Exhaustible Resources"
En: *Journal of Political Economy*, 39. Pgs.
137-175, (1931)
- Lange, Oskar y Fred M. Taylor
Sobre la Teoría Económica del Socialismo
Barcelona, España, 1973. 153 pgs.
- Mates, Leo
"Crisis de la OPEP"
En: *Política Internacional*, No. 854 Pgs.
14-16, (5 de Noviembre 1985)
- Memoria Anual 1984*
PETROPERU S.A.
Lima, 1985. 72 pgs.
- Müller, Michael (Ed.) y St. Rath-Nagel, G.C.
Tosato
*Summary Report on Technology Charac-
terizations*
Kernforschungsanlage Jülich GmbH, IEA,
Energy Technology Systems Analysis
Project,
Angewandte Systemanalyse Nr. 30. Jülich,
1982. 377 pgs.
- OPEC Bulletin*
Organización de Países Exportadores de
Petróleo.
Viena, 1985 72 pgs.
- Odell, Peter
Oil and World Power

- Middlesex, 1979. 272 pgs.
- Odell, Peter y K. E. Rossing
The Future of Oil
 Londres, 1980.
- PETROPERU,
 "El Nacionalismo Petrolero (AVISO)"
 En: *Equis*, Año X-No. 475. Pgs. 37-40,
 (10-16 de Febrero 1986)
- Petroperú y Occidental
 "Acuerdo de Bases que celebran PetroPerú
 y la Occidental"
 En; *El Peruano*, (28 y 29 de Diciembre 1985)
- Plan Maestro de Electricidad*
 ELECTROPERU, Dirección del Plan Maestro.
 Lima, 1985 211 (aprox.) pgs.
- Pontoni, Alberto
Transnacionales y Petróleo en el Perú
 Lima, 1981-141 pgs.
- Silva Luján, Gabriel
 "Petróleo: Rumores de Tormenta en el Mercado Internacional"
 En: *Estrategia Económica*, No. 93. Pgs.
 27-29, (Octubre 1985)
- Tempest, Paul (Ed.)
Energy Economics in Britain
 Londres, 1983. 423 pgs.
- Turner, Louis
Oil Companies in the International System
 Londres, 1980. 254 pgs.