

MATRIZ ENERGÉTICA EN EL PERÚ Y ENERGÍAS RENOVABLES

I. ENERGÍAS CONVENCIONALES, COMBUSTIBLES FÓSILES Y SISTEMA ELÉCTRICO

Carlos Herrera Descalzi

Av. Camino Real 456, Torre Real Of. 901 San Isidro
Lima // Apartado 180955, Lima 18
Teléfonos:(511) 4418494 / 4418454 / 4418422
www.fes.org.pe





Producción: Fundación Friedrich Ebert

Coordinador temático: Oliver Marcelo

Coordinador FES: Raúl Tecco

Edición y corrección de estilo: Carolina Herrera Pecart

Diseño y diagramación: Ananí Gonzales Huamaní

Impresión: Corporación Gráfica + Media S.A.C

Depósito Legal N°: 2010-03344

MATRIZ ENERGÉTICA EN EL PERÚ Y ENERGÍAS RENOVABLES

La Fundación Friedrich Ebert, en el marco de su “Proyecto Regional de Energía y Clima”, analiza la forma de garantizar a futuro, el abastecimiento energético en un contexto de cambio climático y de reservas de petróleo cada vez más escasas.

En América Latina el debate sobre la integración de la política energética y climática ha sido aún escaso. Esta integración existe de facto hasta ahora, sólo en una dimensión técnica a través del óleo y los gasoductos y de diversas cooperaciones entre las empresas petroleras. En cuanto a la discusión internacional sobre las alternativas energéticas en el marco del cambio climático, únicamente Brasil está jugando un rol importante por su alto grado de desarrollo en biocombustibles.

Esto conlleva dos peligros: que se agudicen los desequilibrios en el abastecimiento y la producción energética entre los distintos países de la región y que se desatiendan las políticas de incentivos para alternativas de energías renovables, dejando en el futuro, el interés por América Latina en este tema a las negociaciones con Brasil y al resto de la región fuera del foco de la atención internacional.

La FES desea contribuir a la generación de consensos en estos temas, llevándolos a la agenda política de los distintos países y en toda la región, así los ítems que trataremos en adelante son una pre-identificación elaborada sobre una serie de reuniones previas realizadas con profesionales, académicos y políticos del sector que pretenden apoyar y guiar al consultor en los temas claves que pueda tocar en su trabajo diario.

Objetivo:

Es objetivo del presente documento contribuir a clarificar el debate sobre el uso de la energía y el cambio climático y desarrollar conceptos que puedan contribuir en la toma de decisiones sobre estos aspectos dentro de los espacios de decisión política.

Se persigue como finalidad: (i) promover el debate sobre los temas de energía y cambio climático y desarrollar conceptos que puedan contribuir en la toma de decisiones en estos aspectos dentro de los espacios de decisión política; y (ii) acercar a la academia, intelectualidad y actores políticos a la búsqueda plural y democrática de insumos para una toma de decisiones más eficiente, informada y democrática.

Alcances:

El “Policy-Paper”^{*} no intenta abarcar un diagnóstico completo e integral de la situación de cada uno de los temas y subtemas que se enumeran a continuación; sino más bien se centra en la clarificación de los puntos más críticos y/o sensibles y en la sugerencia de posibles alternativas; además, con esta primera publicación estamos dando inicio a una serie de documentos que trataremos de entregar a lo largo del proyecto.

Willi Haan

Representante en el Perú

Fundación Friedrich Ebert

* La Fundación Friedrich Ebert no comparte necesariamente las opiniones vertidas por los autores en este documento.

CONTENIDO

I. ENERGÍAS CONVENCIONALES, COMBUSTIBLES FÓSILES Y SISTEMA ELÉCTRICO

Resumen

Temas específicos

1. Cambio de la matriz energética propuesta por el MEM.....	8
2. Extensión y fortalecimiento del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).....	13
3. El mercado del gas natural para el consumo interno y la exportación.....	24
4. Estructura de los precios y tributación de los combustibles.....	38
5. Efecto de la crisis económica internacional en los precios internacionales y locales de los combustibles.....	48
6. Importancia de la calidad de los combustibles para el mejoramiento de la calidad del aire y la posibilidad de tener mejor parque automotor.....	51
7. Energía nuclear como opción posible o no.....	52
8. El potencial hidroeléctrico y los desarrollos en la amazonía.....	55

I. ENERGÍAS CONVENCIONALES, COMBUSTIBLES FÓSILES Y SISTEMA ELÉCTRICO

Elaborado por: Carlos Herrera Descalzi

RESUMEN

Temas principales:

- Cambio de la matriz energética propuesta por el Ministerio de Energía y Minas.
- Contexto legal del mercado del gas natural para el consumo interno y exportación. Estructura de precios y volúmenes previstos por segmento de mercado.
- Estructura de precios y tributación de los combustibles.
- Efecto de la crisis económica internacional en los precios internacionales y locales de los combustibles.
- Extensión y fortalecimiento del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).
- Importancia de la calidad de los combustibles, para el mejoramiento de la calidad del aire y la posibilidad de tener un mejor parque automotor.
- Energía nuclear como opción posible o no.
- Potencial hidroeléctrico y los desarrollos en la Amazonía.

Temas transversales:

- Importancia de la promoción del Estado de las fuentes renovables de energía.
- Necesidad de investigación en el país y transferencia tecnológica.
- Eficiencia energética.
- Cambio climático.

1. Cambio de la matriz energética propuesta por el Ministerio de Energía y Minas

Marco referencial

El suministro energético es parte de la seguridad esencial de una Nación pues está vinculado a la matriz energética y ésta, a su vez, se relaciona con la estructura de consumo de las fuentes de energía y con la infraestructura que permite sus sucesivas transformaciones en energías secundarias, hasta llegar a las formas en que se utiliza.

El agotamiento o el encarecimiento desmedido de alguna de las fuentes relevantes de energía puede motivar un cambio de la matriz energética. Es el caso del Perú con el petróleo, del cual importa cerca de la mitad de lo que consume.

La naturaleza provee abundante energía limpia. La restricción para su aprovechamiento por el ser humano no es su escasez; es la insuficiencia de desarrollo científico y tecnológico para aprovecharla.

El desarrollo científico y tecnológico se ha encaminado al aprovechamiento masivo de las fuentes consideradas abundantes y seguras para su época, así, se ha llegado al dominio sobre los combustibles fósiles, nacidos con la máquina de vapor que permitió la revolución industrial y continuado con la energía nuclear de fisión, hasta hoy en día, que vemos estas fuentes como inconvenientes, sea por (a) su previsible escasez (gas y petróleo) o (b) sus efectos adversos como: (i) la suciedad, que afecta a la salud humana

(humos, partículas, etc.) y a la naturaleza (lluvia ácida, por ejemplo), (ii) degradación del medio ambiente (cambio climático) o poner en peligro la seguridad (deshechos nucleares).

El agotamiento del modelo energético actual (cimentado en los combustibles fósiles y la energía nuclear de fisión) conduce inevitablemente a una etapa de transición (que cubrirá la mayor parte del presente siglo XXI), en la que conviven fuentes conocidas y desarrolladas (renovables, fósiles, nucleares) mientras se trabajan las tecnologías que permitan un mejor y mayor aprovechamiento de las energías renovables (solar, eólica, geotermal, mareomotriz, biomasa, oceanotérmica, etc.) y el acceso a otras sobre las que se carece de desarrollo suficiente (nuclear de fusión, solar espacial, etc.).

Cambiar la matriz energética es una tarea de magnitud mayor, pues implica modificar la infraestructura para que en lugar de transformar y transportar unas fuentes de energía, se haga con otras

El término de desarrollo o nivel de desarrollo tecnológico de una fuente de energía involucra alcanzar, al menos: (i) el conocimiento científico suficiente; (ii) la capacidad tecnológica de producción masiva; (iii) el desarrollo comercial y logístico para atender globalmente las necesidades de equipamiento, insumos, repuestos, soporte técnico, etc.; (iv) alcanzar un costo de producción razonable, que permita precios tolerables; y, (v) un aceptable nivel de tolerancia social y ambiental, en su producción y aprovechamiento.

Cambiar la matriz energética es una tarea de magnitud mayor, pues implica modificar la infraestructura para que en lugar de transformar y transportar unas fuentes de energía, se haga con otras. Una idea de la

magnitud de la tarea la dan los plazos, presupuestos y continuidad en las decisiones, en la hasta ahora (en casi 10 años de proyecto), no lograda modificación de la Refinería de Talara, diseñada originalmente para refinar crudos ligeros y dulces producidos en el litoral norte del Perú, que ahora debe (i) procesar crudos pesados¹ y ácidos² provenientes de la selva norte; y (ii) producir destilados livianos³ con bajo contenido de azufre (50 partes por millón).

La tarea de modificar la matriz energética no se emprende a menos que existan razones muy poderosas. No se puede soportar sobre ideas vagas, sin horizontes claros, con impromptus. No se puede apoyar en reservas especulativas; necesita hacerlo en recursos conocidos, con reservas certificadas. Es por eso que la decisión de cambiar se debe sustentar en la respuesta a dos preguntas: ¿Dónde estamos?; y ¿A dónde queremos llegar y en qué plazo?.

La respuesta a la primera pregunta es el diagnóstico que requiere realizar un balance de la energía del país para conocer: (i) los recursos con que cuenta; (ii) la estructura de la producción, transformación y consumo; y (iii) su relación con los sectores de consumo.

La respuesta a la segunda pregunta implica determinar el ritmo de crecimiento de la demanda de energía —que se establece vía escenarios que dependen principalmente de las proyecciones del crecimiento económico, del poblacional y del precio de la energía—, así como los recursos que se deberán emplear.

El proceso de modificación de la matriz energética requiere de unos 3 a 4 quinquenios, y las grandes modificaciones se efectúan en los 2 primeros. La nueva estructura debería poder mantenerse otros 4 a 6 quin-

quenos. El proceso tiene así, una duración acumulada de 40 a 50 años, esto implica que los recursos energéticos con que se cuente deberían poder soportar un proceso con una vida acumulada de unos 50 años. Un caso visible es la inserción del uso masivo de gas natural en el Perú; el cambio se inició el año 2000, al 2010 solo habrá logrado avances significativos en Lima, en otros 10 años debería alcanzar otras regiones importantes del país y el resto del período (30 años adicionales) es lo requerido para consumir y depreciar la infraestructura creada en los años anteriores.

En general, las necesidades de energía de un país o región se pueden reducir a contar con fuentes de energía propias o importadas, que permitan: la producción de energía eléctrica, calor industrial, y un combustible líquido para el transporte.

La producción de energía eléctrica se puede cubrir con: (i) fuentes renovables convencionales (hidroenergía), (ii) renovables menos convencionales (eólica, solar, geotermal, biomasa), (iii) no convencionales (oceanotérmica, mareomotriz, etc.), o (iv) combustibles fósiles, o (v) nucleares (fisión y fusión).

Se llama fuentes renovables convencionales a aquellas fuentes sobre las que se tiene amplia y larga experiencia y que cuentan con tecnología desarrollada que, en general, permiten costos de producción dentro de estándares aceptables. Se entiende por energías menos convencionales a aquellas fuentes conocidas, sobre las que existe experiencia limitada en cuanto a cantidad (número de casos) o antigüedad (experiencia acumulada) y cuyo proceso tecnológico muestra logros significativos en plazos relativamente cortos; una buena idea del concepto la da la curva de evolución

1. Densos y viscosos, bajo grado API.
2. Con significativo contenido de azufre.
3. Gasolinas, kerosene, y sobre todo Diesel.

Energías convencionales

del costo de capacidad unitaria (US\$/kW vs. período de desarrollo). Una fuente no convencional es la que cuenta con poca experiencia tecnológica y poca o ninguna experiencia comercial, que todavía se encuentra en proceso de desarrollo, sobre la que se espera un desarrollo significativo pero en plazos indeterminados o muy largos.

El calor industrial es aquel que se necesita para activar las transformaciones dadas dentro de los procesos industriales; proviene normalmente de derivados de combustibles fósiles o de biocombustibles (ejemplo: bagazo) utilizados directamente (gases o humos de combustión) o indirectamente (vapor de agua, aire caliente, termofluidos) en los procesos de cesión de calor.

El transporte interurbano o de distancias mayores requiere de un combustible líquido, el que por su alto contenido volumétrico permite una mayor autonomía de desplazamiento. Utiliza motores térmicos (Otto es decir a gasolina y diesel) y derivados del petróleo (gasolinas, GLP, kerosene, petróleo Diesel y petróleo residual en grandes barcos). En este rubro, el petróleo es todavía indispensable para el mundo de hoy.

El transporte urbano se puede realizar con gasolinas, Diesel o GLP, y también con gas natural y energía eléctrica. Los primeros marcan la dependencia del petróleo, aunque los segundos permiten independizarse, en la medida que exista gas natural abundante y barato o energía eléctrica obtenida de una fuente más barata que el petróleo (que es el caso usual). Los segundos, además de reducir la dependencia del petróleo, contribuyen a lograr menores impactos en cuanto a emisión de partículas y gases contaminantes, y su avance requiere contar con una logística suficiente para el reaprovisionamiento de energía.

Al contemplar el cambio de una matriz energética normalmente no se persigue alterar los consumos de energía en sus usos finales (formas de energía o energía útil), sino variar la participación, en cantidad y proporción, de las fuentes de energía primaria. La modificación de la participación es propiamente el tema del cambio de matriz, pero la variación de las cantidades está más relacionada con la eficiencia del uso de la energía. En toda transformación de energía existe necesariamente una merma, que conoce de un óptimo económico⁴, pero también se presentan mermas por los malos hábitos. Una medida eficaz es que el precio de ésta refleje su costo y que el usuario conozca qué hábitos son inadecuados y cuál es su costo⁵. Así, un programa de ahorro de energía debería ir atado a un plan de cambio de matriz energética.

Caso peruano

A inicios del presente siglo, con la puesta en valor del proyecto Camisea, el Perú anunció un cambio de matriz energética, orientado a desplazar al petróleo con el gas natural.

Las mayores fuentes de energía comercial conocidas en el país son la hidroenergía y el gas natural. Cerca de cerrar la primera década del siglo, teniendo todavía abundantes fuentes no desarrolladas de hidroenergía, la situación es que: (i) la industria hidroeléctrica ha disminuido su participación en la producción eléctrica del 85% al 40%, al ser sustituida por el gas natural; (ii) cerca de la mitad de las reservas certificadas de gas natural se ha comprometido con la exportación, a precios ínfimos; y (iii) se ha denegado el suministro de gas a consumidores locales por falta de reservas, un motivo de fondo que se trata de disimular y hasta

-
4. Mejores instalaciones permiten menores pérdidas, pero mejores instalaciones cuestan más; el óptimo se da cuando se minimiza la suma del costo de instalaciones y el de pérdida de energía.
 5. A partir del año 1992, que fue extremadamente seco y obligó al racionamiento de energía eléctrica, en el Perú se montó un programa de ahorro de energía, cuyo lema fue: "Luz que apagas, luz que no pagas".

negar, consecuencia de la generación termoeléctrica apoyada en un gas barato (Camisea) que ha penetrado el mercado eléctrico.

Habida cuenta que existe preocupación por la insuficiencia de las reservas de gas natural y dado que el mayor consumidor es el sub-sector eléctrico, se han tomado medidas que deberían tener repercusión, incluso notoria, en la matriz eléctrica a mediano y largo plazo:

(a) se ha asignado al sub-sector eléctrico una cuota obligatoria de consumo de Recursos Energéticos Renovables (RER) distintos de la hidroenergía,⁶ por subasta (licitación);

(b) se ha asignado otra cuota obligatoria de RER proveniente de pequeñas centrales hidroeléctricas;⁷

(c) se ha subastado una cuota significativa aportada por centrales hidroeléctricas;⁸ y,

(d) se ha iniciado un convenio binacional con Brasil, para la integración eléctrica y el desarrollo del Potencial Hidroeléctrico Nacional (PHN) de la Amazonía.

Todo este nuevo programa se viabiliza con el incremento del precio de la energía eléctrica. Así, frente a un precio regulado monómico⁹ en AT de US\$ 40/MWh,

en la última subasta de hidroenergía se asignó una cuota que acepta el precio de US\$ 60/MWh,¹⁰ es decir, un incremento de 50% en el precio de la energía generada. El temido efecto social y político al levantar significativamente las tarifas no es perceptible, pues esta alza visibilizará sus efectos luego de varios años, más o menos el tiempo que tarde la ejecución de proyectos, pues se trata de suministros que entrarán en vigor más allá del presente período gubernamental.

Anteriormente se había fijado como meta, sin fijar plazo ni mediar sustento como un balance previo, una

futura estructura de participación de las energías primarias (dieta energética) de un tercio de petróleo, otro tercio de gas natural y un tercer tercio de energías renovables, como hidroenergía y bioenergías. Ahora, se ha pedido al Banco Mundial apoyo para elaborar un programa de Nueva Matriz Energética Sostenible (NUMES), y se ha establecido un programa y un presupuesto. Es decir, dentro de un mismo gobierno, en el período 2006 - 2009, se anunció: primero, un programa de masificación del uso del gas, luego, sin desmentir al primero, se ha cambiado por otro que debe propiciar una nueva matriz energética

(pendiente de identificar), con mayor participación de las energías renovables, disminuyendo la participación del gas natural.

Es decir, dentro de un mismo gobierno, en el período 2006 - 2009, se anunció: primero, un programa de masificación del uso del gas, luego, sin desmentir al primero, se ha cambiado por otro que debe propiciar una nueva matriz energética

6. 500 MW de energía eléctrica proveniente de fuentes eólica, biomasa y solar, con un factor de planta de 30%, lo que equivale a atender a una carga de base de 150 MW.

7. Considerando como tales aquellas con potencia efectiva menor a 20 MW.

8. Hasta 1,000 MW, en centrales hidroeléctricas mayores de 20 MW; de los cuales se asignó 120 MW a un postor, cuya oferta cayó dentro del tope de precios que fijó el concurso.

9. Precio monómico es el precio promedio de la energía, que incorpora los cargos por energías (de punta y fuera de punta) y potencia.

10. Valor que corresponde a un componente en energía por US\$ 47.50/MWh, más un valor por potencia.

Energías convencionales

Un cambio de esa naturaleza revela el profundo desconocimiento que se tiene sobre el tema y la falta de formación académica para abordarlo. Así en sus primeros años de vida (década de 1970), el Ministerio de Energía y Minas - MEM, llevó adelante, con su propia estructura y la cooperación internacional, un programa de estudio del Balance Nacional de Energía (BNE), para contar con una herramienta de diagnóstico. La función se mantuvo, pero fue decayendo en las décadas siguientes y la cooperación internacional disminuyó o desapareció, se mantuvo la emisión de los Balances Nacionales (Anuales) de Energía (BNE), pero como extrapolación, solo actualizando los balances antiguos, con lo que sus cifras perdieron valor y los resultados se alejaron de la realidad. A fines de los años 90, el BNE incluía magnitudes y proporciones de energía no comercial que no representaban la realidad y tuvieron que ser corregidos.

Pese a que la competencia general del MEM es la energía, en la práctica ésta se reduce a los hidrocarburos y la electricidad, que son los temas acuciantes del sector. En cuanto a sus niveles funcionales, son escasas las ocasiones en que las personas que han desempeñado los cargos de ministro, viceministro de energía, directores generales de electricidad o de hidrocarburos, cuentan con formación académica o práctica profesional en el tema general de energía. El cargo de ministro es político, pero es deseable que tenga formación profesional en electricidad, hidrocarburos o minería, y esto no siempre sucede; pues si no cumple el requisito, prima el criterio político.

La formación profesional es más frecuente en el cargo del viceministro, y siempre se ha dado entre los funcionarios que se desempeñan en las Direcciones Generales de Hidrocarburos (DGH) o Electricidad (DGE), pero con el sesgo natural y propio de su espe-

cialidad. No siempre la DGH o DGE han sido en la práctica, el tercer nivel real; pues no son pocos los casos en que este tercer nivel real lo ocupan los asesores (cargos de confianza).

La percepción de la necesidad y utilidad de un BNE se adquiere dentro de un período más prolongado, ya que el día a día de las recargadísimas funciones en el MEM permite tocar puntos más genéricos que los hidrocarburos o la electricidad y son esos los pocos casos en que se ha trabajado el tema, por ejemplo, durante el gobierno de transición, período en el que el personal fue exclusivamente técnico, se concursó y contrató una actualización del BNE, estudio que fue concluido y los resultados entregados a inicios de la gestión siguiente.

En conclusión, se necesita que en el ministerio exista una cultura sobre BNE y matriz energética como herramienta de gestión de los altos niveles. Siendo que los cargos de ministro o viceministro sufren de 2 a 3 rotaciones por quinquenio, el MEM necesita contar dentro de su personal estable, con un grupo calificado y especializado que ejecute y actualice el Balance Nacional de Energía, encargando la recolección de datos y elaboración de modelos a entidades académicas nacionales (universidades). Además, el grupo o quien lo conduzca debería tener acceso directo al viceministro de Energía.

Es también aconsejable que, de tiempo en tiempo, se cuente con asesoría especializada y calificada para evaluar resultados o propuestas, pero no es buena práctica contratar enteramente el servicio de un ente externo, que no conoce necesariamente la realidad y necesidades del país, y que pueda desligarse llevándose la información, como puede ocurrir en el caso del NUMES.

Conclusiones y propuestas:

- ✓ El cambio de matriz energética es una tarea de magnitud mayor y de largo plazo;
- ✓ Persigue pasar de una determinada estructura de producción y/o consumo de energías primarias y secundarias hacia otra más conveniente;
- ✓ Las razones principales para el cambio, son:
 - Lograr una mayor seguridad energética frente a la amenaza del agotamiento o el encarecimiento desmedido de alguna de las fuentes relevantes de energía;
 - La disponibilidad o aparición de una nueva fuente de energía, más barata o limpia y abundante.
- ✓ Las economías inconvenientemente dependientes de combustibles fósiles, ante el temor de la escasez y por su efecto negativo sobre el cambio climático, buscan modificar su matriz para disminuir su dependencia;
- ✓ El Perú busca cambiar la estructura de su dieta de energías primarias, para sustituir el petróleo por gas natural, hidroenergía y energías renovables, apoyado en el supuesto de contar con ellas en forma abundante;
- ✓ La adecuada eficiencia energética debe ser el primer paso de modificación de una matriz energética;
- ✓ El MEM debiera contar con un grupo calificado, permanente, que monitoree el BNE y el cambio de matriz energética; las tareas de recolección y elaboración de datos y de modelos de análisis se pueden encomendar a entidades académicas nacionales.
- ✓ Se ha iniciado un proceso que podría llevar a una significativa mayor participación de las energías renovables en la producción eléctrica, al costo de incrementar el actual precio de la generación eléctrica.

2. Extensión y fortalecimiento del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)

Sobre un sistema energético reposa la capacidad operativa de un país, tanto en lo que se refiere al servicio público como a su aparato productivo. Todo funciona sobre la base del uso de energía y todo se detiene cuando esta falta.

El abastecimiento energético y un adecuado servicio eléctrico son de interés público. La aspiración de una Nación es lograr un abastecimiento energético seguro y de adecuada calidad, ambientalmente tole-

nable, socialmente solidario y sostenible a largo plazo dentro de precios razonables, materializar esto es tarea del Estado y ocupación permanente del gobierno. Pero como resulta casi imposible lograr simultáneamente lo bueno, bonito y barato, las soluciones son siempre transaccionales: se cede en un aspecto para obtener algo mejor en otro, y los hilos finos de la política energética establecen la prelación entre las cualidades que se persigue. Los hilos gruesos son los marcados por la ley eléctrica y su reglamento. La consabida expresión

Energías convencionales

de “no existe política energética”, expresa que no se percibe el manejo de los hilos finos hacia un objetivo de interés común.

La concepción y materialización del sistema energético es tarea compleja y dinámica, pues involucra a distintos actores, teniendo en los extremos a los consumidores y a los proveedores, con legítimos intereses y obligaciones recíprocas que se necesita conciliar y hacer converger hacia un objetivo común. El logro de ese objetivo va trazando en las décadas una ruta que pasa por metas sucesivas. El interés legítimo del lado del consumidor es el suministro adecuado; del lado del proveedor es la remuneración adecuada, el interés de uno se salda con la obligación del otro.

El sistema energético de una Nación está en permanente transformación y expansión, se materializa a través de proyectos individuales, con diversos gestores, y cada uno de esos proyectos de cientos de millones de dólares y calendarios quinquenales es sólo una pieza dentro de un gran rompecabezas, pieza que necesita de orientación y percibir la seguridad de poder encajar sin sobresaltos en el complejo sistema energético. El gestor de cada uno de esos proyectos no tiene la misión de salvar al mundo; su misión es una inversión rentable dentro de un mundo estable.

Los proyectos se decantan durante extensos procesos de análisis, las obras son complejas, y necesitan financiamiento, es entonces, una tarea mayor. La ejecución de un proyecto energético demanda conocimientos multidisciplinarios, altamente especializados y experiencia. Cada proyecto significativo se caracteriza por plazos muy largos y por insumir grandes inversiones: entre identificar opciones y culminar obras trans-

curren de 5 a 10 años; los proyectos medianos requieren centenares de millones de dólares; los mayores, millares de millones de dólares.

El desarrollo del sistema energético no puede dejarse librado al azar. Para que un conjunto de solistas constituyan una orquesta, necesitan dirección y director. Cada uno de los proyectos y sus inversiones estarán mejor respaldados por un sistema planificado que marque un objetivo de conjunto y metas. Alguien tiene que establecer qué y cómo; y pronto.

La aspiración de una Nación es lograr un abastecimiento energético seguro y de adecuada calidad, ambientalmente tolerable, socialmente solidario y sostenible a largo plazo dentro de precios razonables

En el presente siglo, el mercado eléctrico peruano ha experimentado un importante crecimiento en la demanda, acorde al desarrollo económico que tenía el país. Tras la crisis económica internacional ocurrida a partir del último trimestre del año 2008, el crecimiento de la demanda eléctrica decreció y, a octubre de 2009 mostraba prácticamente las mismas cifras de un año atrás; esto impidió que se evidenciara una crisis, el crecimiento de la oferta no pudo seguir al de la demanda. Entonces, el mayor reto es poder ampliar la infraestructura

de generación, transmisión y distribución al ritmo que impone la demanda.

Representativo de la situación es el hecho que hace menos de 10 años (inicios de siglo) la demanda por generación crecía a razón de 100 a 150 MW/año y la transmisión se ampliaba con líneas de 220 kV. A inicios del año 2008, antes de la crisis económica internacional, gracias al alto precio de los minerales de los cuales el Perú es exportador, la demanda crecía al ritmo de 350 MW/año y se proyectaba que al finalizar el primer decenio del siglo podría estar creciendo a 500 MW/año. Esta situación obligó a pensar en proyectos de generación de mayor envergadura individual

para el mercado local y en sistemas de transmisión de mayor nivel de tensión. Se sumaba, positivamente, el hecho de contar con energía limpia y barata, tanto en hidroenergía de grandes caídas como en gas natural, a precios bastante bajos.

En respuesta a la crisis del año 2004 se modificó el marco legal con la intención declarada de lograr un sistema más eficiente, que además no estuviese expuesto a situaciones como la de aquel año. En consecuencia, en julio de 2006 se promulgó la Ley N° 28832 llamada “*Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica*” o más brevemente, “*Ley de la generación eficiente*”, y es a partir de julio del año 2006 que se han producido en el Perú cambios tanto a nivel de agentes¹¹ como (especialmente) en el aspecto normativo.

En el año 2008 ya era evidente que la Ley N° 28832 no alcanzaría plenamente sus objetivos, pues las reformas propuestas tropezaron con las mismas limitaciones que tuvo la LCE,¹² tanto en la generación como en la transmisión. Ese año se presentó un crecimiento de la demanda eléctrica significativamente mayor al de años anteriores y superior a los valores previstos, al producirse una congestión en la transmisión de energía eléctrica cuando se le transportó del centro al norte y al sur del país. A la congestión en la transmisión eléctrica se añadió la congestión en el gasoducto que transporta el gas desde Camisea hasta la costa. Las consecuencias fueron el bajo margen de reserva eléctrica, eventuales racionamientos eléctricos y la necesidad de volver a utilizar unidades a petróleo. A mediados del año 2008 la proyección de la demanda para el año 2009 hacía prever racionamientos, y se tomaron medidas de urgencia, como alquilar hasta 300 MW en grupos Diesel que permitiesen sobrellevar la situación en el 2009.

Sin embargo, la crisis económica internacional iniciada en agosto de 2008 modificó el panorama; los precios internacionales del petróleo descendieron desde el máximo alcanzado en julio de ese año con el valor de US\$ 147 por barril de petróleo WTI, hasta US\$ 40 por barril, desde donde han ido remontando hasta aproximarse a US\$ 70 por barril a fines de junio de 2009. Como consecuencia de la crisis también descendió el crecimiento de la demanda eléctrica del SEIN, que fue significativamente menor que el esperado a inicios del 2008. Ambas situaciones, menores precios del petróleo y menor demanda eléctrica contribuyeron a aliviar la situación de la cobertura de la demanda del SEIN, pero siempre desde estrechos márgenes de reserva.

Evolución del marco legal

Desde el año 1992 el mercado eléctrico en el Perú se rige por la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) y por su reglamento (RLCE) promulgado en 1993.

En el año 2004 se presentó una crisis atribuida a la aparición de un año seco pero, en realidad, se debió de un lado a la falta de inversiones –causa fundamental– y del otro al incumplimiento de una empresa distribuidora en mantener contratos que cubriesen como mínimo dos años de suministro por parte de una empresa generadora, desencadenando el problema.

Como consecuencia de la crisis el 30 de diciembre de 2004 el Congreso promulgó la Ley N° 28447 que, en esencia, trataba de encontrar incentivos a la inversión en generación. Dicha ley designó una comisión para estudiar el problema y proponer modificaciones a la ley de concesiones. Resultado de esta tarea fue la promulgación de la Ley N° 28832 “*Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica*”,

11. “Agentes” según define la Ley N° 28832 es el conjunto de generadores, transmisores, distribuidores y usuarios libres.

12. Decreto Ley N° 25844 o Ley de Concesiones Eléctricas.

publicada el 23 de julio de 2006, que tuvo la misión de conseguir que la inversión necesaria para el crecimiento eléctrico provenga del sector privado, con precios (tarifas) que representen:

- Para el inversionista: remuneración razonable;
- Para el consumidor: costos eficientes;

Mientras mayor sea la percepción de estabilidad del mercado (o sea del país), menores serán las exigencias de rentabilidad y consecuentemente menores serán las tarifas. Con ese fin, la Ley de Generación Eficiente introdujo, entre otras, las siguientes modificaciones al marco legal:

- Creó la subasta como mecanismo de fijación de los precios regulados de empresa generadora a empresa distribuidora, como alternativa al mecanismo de precios fijado por la Ley de Concesiones Eléctricas;¹³
- Estableció nuevas categorías y definiciones en la transmisión, creando los sistemas de transmisión, denominados Sistema Garantizado y Sistema Complementario, que convivirían con los antiguos sistemas principal y secundario;
- Introdujo la planificación del desarrollo de la transmisión de electricidad y la licitación (contratos BOOT)¹⁴ como mecanismo de fijación de precios para la transmisión (Sistema Garantizado);
- Introdujo los precios libres¹⁵ para la transmisión (Sistemas Complementarios);
- Modificó la estructura y operación del COES;
- Nuevas definiciones en las categorías de clientes, energía firme, potencia firme, etc.

Subastas o licitaciones

Mecanismos creados por la Ley N° 28832, cuyo propósito y características son:

- Asegurar el abastecimiento oportuno y eficiente de la energía eléctrica para el mercado regulado mediante licitaciones competitivas;
- Dar lugar a contratos de largo plazo (hasta 10 años) a precios firmes. Plazos menores a 5 años: hasta el 25% de su demanda;
- La obligación de los distribuidores de licitar el suministro de su mercado regulado con no menos de 3 años de antelación, permitiendo:
 - El desarrollo de nuevos proyectos de generación;
 - Aprovechar las economías de escala;
 - Promover la competencia por el mercado;
 - Asegurar el abastecimiento del mercado regulado;
- Los distribuidores podrán convocar licitaciones por cuenta propia, pero están obligados a aceptar la participación de otros distribuidores o clientes libres;
- Se dispone de una flexibilidad del 10% de la demanda para que se pueda licitar con una antelación menor a tres años para cubrir desviaciones;
- OSINERG publica los lineamientos para la elaboración de las bases de las licitaciones y las aprueba;
- Las condiciones comerciales, volúmenes a contratar, plazos de los contratos, perfiles de carga, punto de entrega, etc. serán definidos por cada distribuidor;

13. Precios regulados de generación, cuyos valores corresponden a aquellos que produzcan el mismo ingreso en valor presente que el que produciría la venta de la energía producida a costos marginales calculados mediante simulación matemática de la conducta del SEIN.

14. BOOT son las siglas de Build, Own, Operate & Transfer, indicando que el concesionario construye y opera un sistema, manteniendo su propiedad por un plazo, tras el cual la propiedad de las instalaciones pasa al Estado.

15. Precios que se fijan por acuerdo de partes entre un transmisor y un cliente, manteniendo el principio de libre acceso para terceros, para quienes los precios son regulados.

- Los precios firmes son claves para:
 - Atraer nueva inversión;
 - Encontrar precios de mercado;
 - Promover los contratos de largo plazo para el mercado regulado;
- OSINERG establece un precio máximo en las licitaciones, que es mantenido en reserva durante el proceso;
- El precio regulado es igual al promedio ponderado de las tarifas teóricas y los precios de licitación;¹⁶
- Mecanismo de transferencia entre distribuidoras; asegura que los usuarios regulados paguen precios iguales.

Reestructuración del operador

Al COES (Operador) se lo dotó de una nueva estructura operativa y nuevas funciones, así:

- Corresponde al operador (COES):
 - La operación del sistema:
 - Despacho económico centralizado con restricciones de seguridad;
 - Segura y económicamente eficiente;
 - La propuesta del plan de transmisión, para que lo apruebe el MEM;
 - La administración y liquidaciones del mercado de corto plazo (SPOT).
- Independencia del operador respecto de todos los agentes:

- No se reparte “cuota” de poder;
- Persigue transparencia e imparcialidad;

A los integrantes tradicionales del COES, que son las empresas de generación (G) y transmisión (T), se han unido las distribuidoras (D) y los grandes clientes (usuarios) libres (GCL).

Mejoras al marco de transmisión

Los cambios introducidos implicaron que:

- El régimen de las instalaciones de transmisión existentes quedase como estaba al promulgarse la Ley N° 28832:
 - Base tarifaria = cubre los costos de Inversión más los de Operación y Mantenimiento (O&M);
 - Anualidad de inversión: según VNR¹⁷ con una vida útil de 30 años;
 - Se reconoce los valores actuales de las instalaciones de transmisión: contratos BOOT y RAG;¹⁸ determinación actual según VNR;
 - Se congela la forma de pago entre la generación (G) y la distribución (D). La metodología llamada “de Beneficio Económico” asigna el pago de compensaciones (G) y peajes (D) de acuerdo al beneficio económico que obtiene cada una de las partes atribuible a la existencia del componente de transmisión en evaluación;
 - Para algunos elementos de transmisión identificados que dan servicio exclusivo a la Genera-

16. Al año 2009 el precio de licitación es el que marcadamente prevalece, ya que los contratos a tarifas teóricas se han ido extinguiendo.

17. VNR = Valor Nuevo de Reemplazo; formalmente, es el costo de sustitución por un sistema hipotético, dimensionado para realizar eficientemente la misma función (a lo que se denomina Sistema Económicamente Adaptado) con la tecnología actual. En la práctica se sustituye por el valor consignado en su oferta por el postor adjudicatario de la licitación para concesión del sistema de transmisión.

18. RAG son siglas de Remuneración Anual Garantizada.

- ción (G) se utiliza el método de “rastreo”, que asigna el pago de compensaciones de acuerdo a la participación de la utilización de la instalación de transmisión con base al porcentaje de energía inyectado en los nodos del sistema;
- No se usará más los conceptos de Sistema Principal de Transmisión (SPT) y Sistema Secundario de Transmisión (SST) para las nuevas instalaciones.
- Transmisión nueva: es aquella puesta en operación comercial después de la vigencia de la nueva ley. Clasificada en 2 regímenes:
- **Instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión (SGT):** instalaciones de muy alta tensión (138 kV o más), construidas mediante procesos de licitación.
 - **Instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión (SCT):** instalaciones espontáneas, sirven para un distribuidor o una demanda; remuneración fijada por OSINERG (evita “free riders”).
- Sistema Garantizado de Transmisión (SGT):
- ¿Quién paga la instalación?
 - Se asigna entre la Generación y la Demanda (Distribuidoras), según beneficios;¹⁹
 - Pago por beneficio económico positivo, según se agrega la nueva inversión;
 - Luego de determinada la fracción entre Generadores y Demanda, se reparte el pago de acuerdo al método de “Beneficio Económico”.
 - ¿Cuánto se paga?
 - Se suman la Anualidad de Inversión (con 30 años de vida útil y la tasa de descuento
- de ley) con los costos de Operación y Mantenimiento (O&M), al igual para todos los sistemas de transmisión.
- Determinada en función a procesos de licitación o a costos eficientes definidos por OSINERG. (Primer contrato tipo BOOT; contratos posteriores tipo RAG; sólo se paga O&M + costo de reposición)
- Plan de Transmisión:
- Elaborado por el COES y aprobado por el Ministerio de Energía y Minas (MEM);
 - Adquiere carácter vinculante;
 - Proceso de licitación de nuevas líneas conducido por el MEM;
 - Los sistemas ejecutados fuera del plan serán asumidos por titulares;
 - El uso por parte de terceros ameritará cargos definidos por OSINERG (para evitar free-riders).
- ## Acceso de distribuidores y grandes clientes libres al mercado de corto plazo
- Para ellos se establece que:
- Las distribuidoras pueden acceder al mercado de corto plazo para atender los requerimientos de sus clientes libres.
 - Se establece la categoría denominada Grandes Usuarios Libres, constituida por usuarios (clientes) libres, individuales, o agrupaciones de usuarios libres con más de 10 MW de potencia contratada.
 - Los retiros de potencia que se efectúen y que coincidan con la máxima demanda del período men-

19. Posteriormente, mediante el Decreto Legislativo N° 1041 se asignó enteramente a la demanda.

sual, estarán sujetos al pago por Capacidad, de acuerdo a lo establecido en el reglamento.²⁰

- Deberán constituir garantías adecuadas y suficientes en caso de ser necesario.

Mecanismo de compensación para sistemas aislados

Para disminuir las desventajas propias de los sistemas aislados:

- Se creó un mecanismo de compensación para Sistemas Aislados (SA) destinado a favorecer el acceso y utilización de la electricidad en estas zonas.
- Este mecanismo de compensación implica un subsidio cruzado desde el SEIN (usuarios regulados y libres) hacia los consumidores de SA.
- Recursos: hasta el 50% del aporte a que se refiere el inciso h), artículo 7°, de la Ley N° 28749.²¹
- Las empresas distribuidoras encargadas de sistemas aislados podrán convocar licitaciones en las mismas condiciones que las del SEIN.

Medidas complementarias

Además se establecen las siguientes:

- Opción de ser cliente libre (aquellos cuya máxima demanda varía entre 200 kW y 2,500 kW pueden elegir entre ser cliente regulado o libre).
- Nueva referencia de mercado para la comparación del precio en barra.
- Promoción de proyectos hidroeléctricos.

- Promoción de la generación distribuida y de la cogeneración.

- Considerar los costos marginales ante interrupciones de suministro por falla de la red principal de gas natural.

Normas legales complementarias a la Ley N° 28832

Mediante el Decreto Legislativo N° 1041 y otros decretos de urgencia se añadieron nuevos cargos al Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión (PCSPT). En su Resolución N° 053-2009-OS/CD, el OSINERGMIN aplicó esos nuevos cargos en la fijación tarifaria iniciada en mayo de 2009.

Decreto Legislativo N° 1041: Modificó el marco legal existente, con el propósito de: (1) corregir aspectos que no pudieron ser superados por la Ley N° 28832 y (2) incorporar otros temas surgidos, como: (i) promover las energías renovables; (ii) ampliar el coeficiente de electrificación y apoyar la electrificación rural; (iii) incrementar la eficiencia energética del uso del gas natural en la generación eléctrica; (iv) mitigar la elevación abrupta de los costos marginales eléctricos ante interrupciones en el transporte del gas natural desde Camisea; y (v) viabilizar las inversiones en generación, mediante la recuperación de la inversión a través de las tarifas en barra.

Los cambios introducidos por la nueva normativa fueron los siguientes:

- En la Ley N° 28832, artículo 8°: extender los plazos de suministro en los contratos derivados de los procesos de licitación hasta veinte (20) años;

20. A la fecha no se ha publicado.

21 "Ley General de Electrificación Rural" promulgada el 01.06.06.

- En la Ley N° 28832, artículo 26: asignada en su totalidad a la demanda (usuarios) la compensación para remunerar las instalaciones del SGT;
- En el Decreto Ley N° 25844, artículo 38: asegurarse de la solvencia financiera de los inversionistas, y que obtengan una concesión definitiva para la generación con Recursos Energéticos Renovables (RER), a través de un informe favorable emitido por una entidad calificadora de riesgo calificada;
- En el Anexo de la Ley de Concesiones Eléctricas - LCE: vincular el derecho a la remuneración mensual por potencia firme de las unidades termoeléctricas (a gas natural) con la seguridad en el suministro continuo y permanente de combustible;

Además se dispuso:

- Que en caso de congestión en el ducto principal de transporte, se priorice el suministro de gas natural (de Camisea) hacia los generadores eléctricos, estableciendo mecanismos para la redistribución de la capacidad de transporte entre generadores y usuarios industriales, así como las compensaciones pertinentes;
- Compensar a las unidades que cuenten con servicio firme de transporte de gas natural;
- Compensar a las unidades de generación que cuenten con capacidad dual de uso de combustible: gas natural y derivado de petróleo;
- Incorporar en el peaje de transmisión (PCSPT)²² las compensaciones y demás costos extraordinarios en que incurran las unidades generadoras para cumplir lo dispuesto por el Decreto Legislativo N° 1041.

Decreto de Urgencia N° 037-2008: debido a que la demanda creció más de lo previsto, a una previsible falta de capacidad para suministrar oportunamente gas natural para la generación eléctrica y a la necesidad de tomar medidas urgentes que eviten o aminoren un previsible racionamiento eléctrico, todo lo cual involucra un incremento en los costos de generación eléctrica; dispuso las medidas a adoptar y la forma de distribuir los costos en los que se incurriese.

El decreto estableció además, que las empresas generadoras con participación estatal contratasen los servicios de unidades de emergencia, localizadas según estudios del COES, y que sus costos totales, incluidos los financieros, se compensen mediante un cargo adicional al peaje de transmisión (PCSPT),²³ ponderado según el tipo de consumidor final, con los siguientes factores:

- 1.0 para usuarios regulados;
- 2.0 para usuarios libres no grandes usuarios;
- 4.0 para grandes usuarios.

Decreto de Urgencia N° 049-2008: con la misma finalidad que el Decreto de Urgencia N° 037-2008, estableció complementariamente, lo siguiente:

- Que los costos marginales de corto plazo se determinen utilizando un sistema idealizado (costos marginales idealizados), sin restricciones en el transporte de gas natural o en la transmisión eléctrica;
- Un tope para los costos marginales, fijado por el Ministerio de Energía y Minas;
- Incorporar al PCSPT los costos de operación que no puedan ser compensados por los costos marginales idealizados, trasladando a los usuarios todo el costo que el Decreto Legislativo N° 1041 había

22 Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión.

23 Ídem.

establecido anteriormente, y que sería pagado en partes iguales por la generación y la demanda (los usuarios).

- En proporción a su energía no contratada, asignar a las generadoras los retiros sin contrato realizados por las distribuidoras, valorizándolos a precios en barra de mercado regulado, disponiendo que sea en proporción a la energía firme eficiente anual menos sus ventas de energía por contratos. Los costos adicionales en que incurran las generadoras para cubrir los retiros sin contrato son trasladados al PCSPT.

Parque generador del SEIN

El parque generador del SEIN tiene una Potencia Efectiva²⁴ (PE) de 5,854.40 MW, y está conformado por unidades hidroeléctricas con una PE de 2,858.48 MW ó 48.8% del total, y unidades termoeléctricas con una PE de 2,995.92 MW ó 51.2%. También integran el SEIN dos unidades eólicas, Malabrigo (250 kW) y Marcona (450 kW) pero no son usualmente consideradas por su baja potencia y bajo factor de planta.

Por su parte el Sistema Interconectado Norte (SIN) cuenta con 423.62 MW en centrales hidráulicas y 339.33 MW en centrales térmicas, con un total de 762.95 MW.

El Sistema Interconectado Centro (SIC) cuenta con 2,007.62 MW en hidráulicas y con 2,151.43 MW en térmicas, haciendo un total de 4,159.05 MW.

El Sistema Interconectado Sur (SIS) tiene 427.24 MW en hidráulicas y cuenta con 505.16 MW en térmicas, para un total de 932.40 MW.

Las centrales hidroeléctricas no pueden sostener su potencia efectiva por tiempo indeterminado, pues

su capacidad de diseño es resultado del balance entre la capacidad máxima teórica y la energía anual disponible por un lado, y la inversión requerida y los plazos y condiciones para su recuperación por el otro. La capacidad de despacho se ve limitada por la disponibilidad de agua (variación estacional); la existencia o no de reservorios y otras restricciones producto de su ubicación y diseño.

Las cinco centrales con mayor factor de carga (relación entre energía media anual producida y capacidad) son Charcani II (98.9% de 0.6 MW), Moyopampa (97.5% de 64.7 MW), Huanchor (96.5% de 19.6 MW), Machupicchu (96.1% de 87.8 MW) y Mantaro (95.7% de 650.5 MW). La primera de las nombradas no es significativa, la tercera es pequeña, la segunda y la cuarta son medianas y en quinto lugar está Mantaro que, con 22.7% de la capacidad hidroeléctrica del SEIN, es la mayor central del sistema.

En el otro extremo están Gallito Ciego (51.6% de 38.1 MW, 1.3% del SEIN), Huinco (49.8% de 247.34 MW, 8.6% del SEIN), Charcani V (45.5% de 144.6 MW, 5%), Aricota I (42.8% de 22.5 MW) y finalmente Aricota II (42.7% de 12.4 MW). De este grupo la más importante es Charcani V, la principal central del SIS.

En el norte las dos mayores centrales del SIN son Cañón del Pato y Carhuaquero, que tienen factores de planta de 69.2% y 66.9%, respectivamente, es decir, por debajo de la media del sistema.

Multiplicando la potencia de cada central por su factor de planta, lo que equivale a calcular una potencia promedio constante en todo el año que produzca la misma cantidad de energía media, se tiene para cada subsistema:

- SIN, la potencia disponible disminuiría de 448.58 MW a 297.42 MW o una caída del -33.7%;

24 Potencia Efectiva es la potencia continua en bornes de generación que puede entregar una unidad del SEIN bajo las condiciones definidas por el operador del sistema. Es el valor utilizado para cuantificar la capacidad de generación de las unidades.

Energías convencionales

- SIC, la potencia disponible disminuiría de 1,990.24 MW a 1,638.16 MW o una caída del -17.7%;
- SIS, la potencia disponible disminuiría de 426.22 MW a 288.87 MW o una caída del -32.2%;

Tanto el norte como el sur pierden más del 30% de su capacidad, lo que explica porque se debe “importar” energía del centro o en su defecto recurrir a las plantas térmicas.

El Costo Variable Total (CVT) o Costo Variable de Producción es la suma del Costo Variable Combustible (CVC) más el Costo Variable No Combustible (CVNC).

El CVC corresponde al gasto en combustible, calculado a partir del rendimiento térmico de la unidad y el precio del combustible. El CVNC representa la parte

variable de los costos de operación y mantenimiento. En el caso de los combustibles líquidos o sólidos el precio es auditado, en el caso del gas natural el precio es declarado.

Para calcular la tarifa regulada el OSINERGMIN sigue un procedimiento que pone “techo” al precio del combustible para los que no consumen el gas natural de Camisea, en tanto que el COES para establecer el orden de despacho y calcular los costos marginales instantáneos utiliza los precios declarados. Esto presenta dos formas de distorsión respecto a los precios reales: (i), las unidades que, en función a maximizar su despacho, sub declaran precios; y (ii) aquellas que, con intención de incrementar sus ingresos, declaran precios más altos.

Conclusiones y propuestas:

- ✓ La Ley de Industria Eléctrica que reconoce una tarifa que devuelve los costos incurridos con determinado rendimiento sobre el capital inmovilizado, permitió el desarrollo del servicio eléctrico en las ciudades que por su magnitud constituían un mercado interesante. Fue el caso de Lima, Arequipa y otras, pero necesitó de la acción municipal para las ciudades menores y no abarcó el desarrollo eléctrico del sector rural.
- ✓ Entre 1972 y 1991, indicando como finalidad la de usar la renta de los mejores mercados para el desarrollo nacional global, la Ley Normativa de Electricidad (Decreto Ley N° 19521, publicado el 05 de setiembre de 1972), estatizó al sub sector eléctrico, creando a Electroperú como émulo de las grandes empresas estatales europeas, la norma concentró la gestión empresarial del Estado.

Su sucesora, la Ley General de Electricidad (Ley N° 23406 publicada el 29 de mayo de 1982), convirtió a Electroperú en un “holding” empresarial, con esta empresa como matriz encargada del planeamiento, financiamiento y ejecución de las grandes obras y de la operación del sistema interconectado, dejando la operación de los sistemas eléctricos a sus empresas regionales filiales, y abordó la electrificación rural mediante el programa de expansión de la frontera eléctrica. Este esquema permitió la construcción de las grandes centrales hidroeléctricas, el desarrollo de los sistemas interconectados regionales (SICN, SIS) y el avance en el grado de electrificación.

- ✓ El sistema eléctrico entró en una grave crisis en la segunda mitad de la década de los 80, y la concluyó en muy mala situación debido a las enormes pérdidas en su sistema de trans-

misión, causadas por la acción destructiva del grupo terrorista Sendero Luminoso y por la política de tarifas populistas establecida por el gobierno, las que estaban muy lejos de cubrir los reales costos de implementación, operación y/o renovación de las instalaciones.

- ✓ Desde 1992 hasta el presente, el marco legal existente fue sustituido por el creado en torno al Decreto Ley N° 25844 o Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) del 19 de noviembre de 1992, y por la Ley N° 28832 o Ley de Generación Eficiente, publicada el 23 de julio de 2006 y sus modificatorias. Estas normas buscaron racionalizar al sistema sustituyendo el capital estatal por el capital privado, operando sobre la base de actividades,²⁵ concesiones y concesionarios, para lo cual se desintegró verticalmente al sistema eléctrico por actividades (empresariales) y a estas últimas horizontalmente, para limitar la concentración y evitar el monopolio. Las actividades se ejercen bajo concesión. La remuneración (tarifas) es libre para las actividades donde pueda existir competencia (generación para consumidores medianos y mayores) y regulada donde existe monopolio (generación para consumidores menores; transmisión y distribución). Cada actividad debe cubrir sus propios costos. La remuneración regulada busca cubrir costos eficientes y garantizar una adecuada rentabilidad a la inversión.
- ✓ En su interrelación con los entornos político y social, la LCE sufrió cambios que la fueron alejando de sus fundamentos económicos iniciales. En un país cuyo territorio conoce de una gran variedad geográfica que agranda las gran-

des diferencias de ingresos en su población, fue inevitable la aparición de los subsidios cruzados y la renuencia del organismo regulador para traducir en variación de tarifas los grandes cambios producidos en los precios de los combustibles y el equipamiento poco antes de la mitad de la primera década del siglo XXI. Así surgieron subsidios del gran consumidor regulado al pequeño consumidor, del consumidor urbano al residencial, del productor hidráulico al térmico y del usuario mayor al usuario menor, que distorsionaron poco a poco la marcha del sistema, creando la crisis.

- ✓ Las debilidades del sistema creado en torno a la LCE han sido la exclusión de la planificación del crecimiento del sistema, el apartarse de los principios económicos a través de subsidios cruzados; y la discrecionalidad tarifaria, con un regulador que tomó parte por el usuario, con algunos cambios irracionales de reglas para mantener precios políticos.

Como episodios que describen muestralmente lo ocurrido, se tiene:

- La crisis del 2004 y los retiros sin contrato, que aún persisten, aunque en menor grado; y
- La concentración en Lima de toda la nueva generación eléctrica, distorsionando la operación del sistema de transmisión y marcando seguridades de suministro eléctrico muy diferentes entre las regiones centro (Lima), norte y sur del país;
- ✓ La Ley N° 28832 o Ley de Generación Eficiente sustituyó la modelación matemática por las licitaciones como vía de regulación de precios en la generación y transmisión. Por esta vía se ha

superado la discrecionalidad del regulador²⁶ quien, en los márgenes de juego que permite la adopción de premisas para aplicar un modelo matemático, siempre tiende a inclinarlas hacia aquellas que se traducen en menores precios. Hacia diciembre de 2009, frente a precios regulados cuyo valor monómico es del orden de US\$ 40/MWh, se ha aceptado precios obtenidos por licitación que llegan a US\$ 60/MWh, que –incluido el escalamiento considerado– definirán el nivel de precios a pagar en unos 5 años, cuando sus correspondientes futu-

ras instalaciones entren en servicio comercial. Esto, sin contar que la licitación abierta para permitir la inserción de Recursos Energéticos Renovables (RER) requerirá de precios mayores para que sean viables.²⁷

- ✓ Además de los Recursos Energéticos Renovables (RER), otras fuentes de gran incidencia futura en el suministro eléctrico son las grandes Centrales Hidroeléctricas (CCHH) de la Selva y la energía nuclear, temas tratados en los capítulos siguientes.

3. El mercado del gas natural para el consumo interno y la exportación

Desde los años 90 el Perú deseaba sacudirse de la dependencia del petróleo, y aprovechando que Camisea tenía un importante yacimiento de gas natural y líquidos asociados, decidió ponerlo en valor con esta finalidad.

El proceso partió por restablecer el vínculo con la Shell/Mobil, roto en la segunda mitad de los años 80 (Camisea había sido descubierto por la Shell en la primera mitad de los 80). Por esas mismas fechas los precios internacionales del petróleo cayeron hasta cerca de US\$ 10 por barril, y la Shell ya había presentado su propuesta, en virtud al acuerdo con el Gobierno Peruano; sin embargo, planteó exigencias más allá del

mismo, una de ellas la llevaba a exportar el gas a Brasil, vía gasoducto, en un esquema “netback”²⁸ quedando para el país un precio muy bajo, el gobierno no aceptó (año 1998), y la Shell decidió irse, quedando el yacimiento para el Perú.

Marco legal

El gobierno licitó el desarrollo del yacimiento conocido como Lote 88, y para eso, creó un marco legal especial (la Ley N° 27133), dando al gas natural un trato distinto al que le correspondería como hidrocarburo bajo la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH) de 1992, publicada para alentar la exploración por petróleo.

26 Actualmente es OSINERGMIN.

27 Se estima que la energía eólica deberá remunerarse a cerca de US\$ 100/MWh.

28 Indica que el valor (precio) del gas en el yacimiento (“boca de pozo”) es igual al valor (precio) en el mercado de destino menos el costo de transportarlo hacia su punto de destino.

La Ley N° 27133, a diferencia de la LOH, estableció:

- La prioridad del mercado interno, en oposición a la LOH que otorgaba libre disponibilidad;
- La regulación de los precios para el mercado interno, poniéndoles tope, a diferencia de los precios libres que fija la LOH.
- El pago mínimo de regalías en caso de exportación, para cubrir el pago al Estado. Para exportación las partes podían aparentar un precio menor a efectos de disminuir (i) el pago por la regalía; y (ii) el pago por el Impuesto a la Renta.

La Ley N° 27133 priorizó la atención del mercado interno frente a la exportación. Así, indicaba que el Contrato de Licencia²⁹ debía incluir el plazo futuro hasta el cual las reservas probadas de gas natural deberían cubrir la demanda interna, antes de autorizar su exportación.

El reglamento de la Ley N° 27133 estableció que ese plazo no podría ser menor a un horizonte permanente de 20 años. Las proyecciones de la demanda debían de ser actualizadas anualmente por el Ministerio de Energía y Minas.

Para asegurar el mercado interno del gas, se declaró un período de moratoria a la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas.

El proyecto licitado

En el año 2000 se efectuaron las licitaciones de explotación del campo (Contrato de Licencia por el Lote 88), el transporte y la distribución (gasoducto y

red de distribución de gas) y se otorgaron las buenas pro.

En noviembre del año 2000, asumió el poder el gobierno de transición, y procedió a:

- Revisar el marco legal y los contratos;
- Renegociar algunas condiciones importantes (fórmulas de actualización de precios del gas, con repercusión en las tarifas eléctricas; en los precios preferenciales para el Cusco; y el fondo para que las universidades formen profesionales para el gas).
- Levantar la moratoria a la construcción de las hidroeléctricas; y
- Firmar los contratos.

La visión de la administración Fujimori, además de lo expresado por la Ley N° 27133, había consistido en:

- Disminuir la dependencia del petróleo;
- Ofrecer una electricidad barata.
- Mantener el mercado prioritario del gas: la generación eléctrica; mercados accesorios: uso por la industria y por el sector residencial.

La visión del gobierno de transición difirió en lo siguiente:

- En la nueva generación eléctrica, la prioridad era para las hidroeléctricas; así se usaba un recurso renovable más limpio que el gas y se extendía la vida de las reservas de éste.
- El gas debería sustituir a los derivados del petróleo, especialmente en el sector transporte, que es el mayor consumidor de combustibles líquidos.

29 Contrato de explotación del yacimiento a ser firmado entre un concesionario y el Estado peruano, representado por la empresa estatal Perúpetro.

- Buscó que el gas que Bolivia planeaba exportar a California se transportase por el sur del territorio peruano, cubriendo la demanda de la región con un gas barato; y lo más importante, le daba al Perú una segunda fuente de gas mayor que la de Camisea. Esto último fue trabado por el interés de exportar el gas peruano.

Terminada la gestión del gobierno de transición, se inició el proyecto de exportación, prioridad del nuevo gobierno; así nació el anillo energético. El Perú, sin tener suficiente gas, comenzó a asumir compromisos más allá de su capacidad de cumplimiento.

La exportación tenía un permiso condicionado por el marco legal existente. Para cubrir la hipótesis de cómo proceder en caso de encontrar reservas de gas mucho mayores que las que podían ser consumidas por el mercado interno, se diseñó un marco legal (Ley N° 27133 y su reglamento), que junto al Contrato de Licencia de Camisea permitieron la exportación del gas, pero *condicionada* a que la cobertura a futuro del mercado interno nunca fuese menor de 20 años, cobertura asegurada por Reservas Probadas.

Así, si un proyecto de exportación nacía al quinto año de iniciado Camisea y comprometía exportaciones por 15 años, debería llegar a su último año (año 15) con reservas probadas suficientes para otros 20 años de mercado interno.

Finalmente el gas natural de Camisea estuvo disponible para Lima en agosto de 2004, y como ni el Estado peruano ni el concesionario a cargo de la producción habían tenido costos de exploración, el precio fijado no cubrió ese gasto, resultando por lo tanto un precio competitivo para los consumidores.

Precio del gas natural y crisis eléctrica del 2004

Por efecto de la Ley N° 27133 y del Contrato de Licencia del Lote 88, el gas natural de Camisea vendido en boca de pozo tenía un tope de precio que variaba según su mercado de destino. Para el gas destinado a la generación eléctrica el precio inicial (diciembre de 2000) era US\$ 1.00/MMBTU;³⁰ para otros destinos en el mercado interno, el precio era US\$ 1.80/MMBTU. Si, al no poder ser colocados en el mercado interno, existiesen hipotéticos excedentes dedicables para exportación, las regalías se pagarían sobre un mínimo de US\$ 0.60/MMBTU. En todos los casos, los precios correrían paralelos a los del petróleo residual, reajustándose según los de una canasta de petróleos residuales, utilizada como referencia. El concesionario de campo (Consortio Camisea) fija el precio del gas en boca de pozo, cuidando: (1) de no sobrepasar el precio máximo; y (2) de no asignar precios distintos al mismo tipo de consumidores.

El consumidor final paga un precio que integra tres rubros de costo:

- Precio en boca de pozo, según contrato con el concesionario de campo; sujeto a los topes de ley;
- Precio regulado por el transporte, en función al volumen transportado (miles de pies cúbicos estándar); que cubre el transporte desde boca de pozo hasta la puerta de la ciudad (Lima); y
- Precio regulado de la distribución, que cubre el transporte, en función del volumen transportado, desde la puerta de la ciudad hasta el punto de recepción, para su utilización.

En la práctica, cuando en agosto de 2004 el gas estuvo disponible y el concesionario de campo³¹ pudo

30 MMBTU significa millón de BTU. El BTU (British Thermal Unit) es una unidad de contenido calórico que se usa para el precio del gas, en vez de un precio por unidad de masa como es la práctica en los combustibles líquidos y sólidos.

31 Es el tenedor del Contrato de Licencia por el Lote 88; la persona jurídica es el Consortio Camisea.

aplicar la fórmula de reajuste de precios, no lo hizo por cautela a la reacción del consumidor. Entre diciembre del año 2000 (firma del contrato) y agosto de 2004 (inicio del suministro comercial de gas) los precios del petróleo se habían multiplicado y, con ellos, se podía multiplicar el precio del gas. Pero, por muy lejos, el mayor ingreso del concesionario estaba en los líquidos extraídos comercializados a precio internacional. La situación de precios era tan favorable que se estimaba un período de 4 años para recuperar la inversión en el proyecto Camisea. En esas circunstancias, siendo además el operador Pluspetrol, empresa argentina y conocedora de la experiencia de su país en cuanto a precios, prefirió no levantar los del gas natural, porque impactarían directa y casi proporcionalmente en el precio de generación de la energía eléctrica, que representaba un 60% del precio pagado por el consumidor final regulado (es decir, la población). Esto habría generado malestar social y protestas, ya que el gobierno (período 2001 - 2006) había ofrecido permanentemente que con Camisea disminuirían los precios del consumo eléctrico.

En un mundo gobernado por el precio del petróleo resultaba absurdo lo que ocurría en el Perú. Con un petróleo cuyo precio internacional se había duplicado y triplicado, mientras se construía el proyecto de Camisea, los precios de la energía eléctrica en el Perú baja-

ban continuamente, y en otros países subían, señalando este hecho como un éxito político, cuando en realidad se estaba incubando una crisis eléctrica.

Al comentar la situación en la que recibió el sector eléctrico en el año 2001, el nuevo gobierno estimó que existía una sobreinversión en la generación eléctrica, pues la reserva del parque generador era mayor a 50%. El comentario apuntaba a establecer que no se necesi-

taba nueva inversión en generación eléctrica para la nueva demanda generada por el crecimiento de la economía. Un grave error de apreciación, pues una gran parte de ese 50% de reserva estaba constituido por antiguos grupos a petróleo (Diesel 2 y residual como combustible) que antiguamente cubrían la demanda de centros aislados y que dejaron de hacerlo por su anexión al SEIN,³² permitiendo utilizar una electricidad más barata y desplazar de la operación a los grupos antiguos que cumplían una función de equipamiento de emergencia para situaciones de desconexión fortuita de la red, pues se encontraban en

buena situación operativa, pero su costo de producción se volvía prohibitivo con el alto precio del petróleo. Podían atender la demanda, pero no mantener el precio eléctrico.

Como consecuencia, entre los años 2002 y 2004, en el Perú, los precios de la electricidad cayeron mientras se aproximaba³³ Camisea. En el mundo los precios de los

Así mientras se construía el proyecto de Camisea, los precios de la energía eléctrica en el Perú bajaban continuamente, mientras en otros países subían, señalando este hecho como un éxito político, cuando en realidad se estaba incubando una crisis eléctrica

32 Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

33 Los precios de la generación eléctrica se fijaban según el costo marginal de producción esperado para los siguientes 4 años por el organismo regulador (entonces OSINERG, hoy OSINERGMIN). El regulador asumió, implícitamente, como suya la tarea de bajar los precios eléctricos, conforme a la permanente promesa gubernamental. Como los costos marginales proyectados dependían del balance oferta demanda, el regulador hacía valer su discrecionalidad para hacer aparecer nuevos proyectos de gas en el futuro próximo (antes de 4 años), apoyándose en primeras intenciones de un aspirante a nueva empresa generadora, sin mayor sustento o análisis que una expresión pública o una carta donde se indicase la intención.

combustibles subían. El precio regulado de la generación eléctrica se obtenía por simulación de la operación del SEIN en los próximos 4 años; así, la fijación tarifaria del año 2001 miraba al período 2001 - 2004 y, en este último año, las centrales que utilizasen el gas de de Camisea ya “podían despachar”, afectando los costos de producción y por ende las tarifas. Mientras más se acercaba Camisea (años 2002, 2003, etc.), mayor impacto había sobre los precios eléctricos, disminuyéndolos.

El efecto fue que en el 2002 el mercado eléctrico se convirtió en un mercado de compradores, en el que los consumidores (empresas distribuidoras, clientes libres o grandes consumidores) tenían el poder de negociación. Las empresas generadoras, temiendo que el precio siguiese cayendo indefinidamente, ofrecían precios por debajo de los regulados, pero con fórmulas de reajuste que mantenían el valor inicial; es decir, sacrificando algo de los ingresos presentes a cambio de que éstos detuviesen su caída.

Las inversiones nuevas no se dieron suficientemente, porque el nivel de ingresos proyectado no cubría la inversión con la rentabilidad deseada. Así, poco a poco, sin ser percibida por la autoridad sectorial, la demanda crecía sin una nueva oferta eficiente que la respaldase, a no ser la que estaba en curso de ejecución. Se comenzó a consumir la reserva, lla-

mando a operar cada vez más a unidades antiguas, de mayores costos, pues el acelerado crecimiento de la economía en aquel período aceleró el crecimiento de la demanda eléctrica. Así, el mercado eléctrico se fue convirtiendo en un mercado de vendedores.

La crisis se presentó en abril de 2004, en ocasión de un nuevo anuncio de baja de tarifas eléctricas con Camisea, pero los costos marginales de la época diferían grandemente de los precios regulados.³⁴ Las empresas generadoras se negaron a vender a precios regulados porque significaba vender su producto por debajo del costo de producción. Las empresas distribuidoras, que por ley deberían tener su demanda eléctrica cubierta por un contrato con una empresa generadora con una antelación mínima de 2 años, incumplieron esta disposición sin que el organismo supervisor y regulador se percatase. Entonces los contratos para algunas empresas distribuidoras vencieron, sin que las generadoras los renovasen. Las empresas distribuidoras tomaron la energía de la red pública, sin tener contrato que lo permitiese. Se abrió así el capítulo de los “Retiros sin contrato”.

El mecanismo normal de operación de la generación consiste en que: (i) el COES³⁵ ordena el despacho³⁶ de las unidades de las (empresas) generadoras que integran el parque generador del SEIN, para atender la demanda total con la producción económicamente

34 Los precios regulados son aquellos que en valor presente producen los mismos ingresos que los que se obtendrían vendiendo la totalidad de energía producida a sus costos marginales instantáneos. Entonces, formalmente, en un año promedio, un productor de energía eléctrica obtendría el mismo ingreso económico vendiendo su producción a precios regulados o a costos marginales esperados. Como el año promedio es una idealización y el predominio de la generación hidráulica ocasiona que durante la estación seca la producción hidráulica decaiga y consiguientemente los costos marginales incrementen, debido a la necesidad de acudir a mayor generación térmica, sucediendo lo inverso durante la estación húmeda, nunca los costos marginales reales producen los mismos ingresos que los precios regulados; en algunos casos (años secos) algunos ingresos (los costos marginales) son mayores que otros (los precios regulados), dándose también lo inverso. Pero, dentro ese margen de discrepancia entre la teoría y la realidad, nunca antes las diferencias habían sido tan grandes, sesgadas y permanentes como las presentadas a partir del 2004.

35 COES son las siglas de Comité de Operación Económica del Sistema. Por sistema se entiende al SEIN o Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

36 Despachar en este caso significa disponer (ordenar) como se efectuará la producción de una unidad generadora de energía eléctrica.

más eficiente; (ii) las empresas generadoras informan al COES a qué consumidores debe entregar energía eléctrica, asumiendo frente al COES el costo de esos retiros de energía; (iii) el COES remunera a las empresas generadoras la energía que les ordena producir, pagándola a costo marginal instantáneo; (iv) las empresas facturan a sus clientes la energía retirada por ellos, a los precios establecidos en los respectivos contratos. Cuando el cliente es una empresa distribuidora, el precio máximo está regulado.

Con el mecanismo anterior, el pago a costo marginal garantiza a los productores la cobertura de su costo operativo. Cada empresa, a través de los precios pactados con sus clientes, puede garantizarse un margen comercial positivo. En el año 2004 esto último dejó de ser posible al venderse energía a precios regulados, razón por la cual las empresas generadoras se negaban a vender energía eléctrica a las distribuidoras. Al producirse retiros sin contrato, se consumía energía del COES, sin que nadie se hiciese responsable, generando e inflando una enorme bolsa de energía impaga que consumió el capital de trabajo de las generadoras. El Estado buscó como solución un acuerdo para que la mayor parte de la energía retirada sin contrato fuese asumida por las empresas estatales (asumieron la contratación en el semestre de estiaje) y las privadas asumieran la contratación en el semestre húmedo.

Este proceso devino en la necesidad de modificar las causales que lo produjeron; un primer paso fue recortar la discrecionalidad del regulador, reemplazando el

período de cálculo del precio regulado de 48 meses a futuro a 12 meses pasados, más 24 meses futuros; así, la discrecionalidad se reducía de 48 a 24 meses.

Proyecto de exportación y modificación de leyes y contratos

El concesionario planificó la recuperación de su inversión sobre la base de una monetización acelerada de los líquidos del yacimiento, que lo obligaba a extraer mucho más gas del que pudiese ser consumido por el mercado peruano. Por eso, las instalaciones de extracción se dimensionaron para 1,200 MMPC/D y las de transporte, en su etapa inicial, para 225, pasando por una etapa intermedia de 380 MMPC/D, contractualmente su mínima capacidad final era de 450 MMPC/D que como máximo podría requerir el mercado local. El saldo del gas extraído se tenía que reinyectar al costo de comprimirlo a muy altas presiones y al riesgo que parte de lo reinjectado se volviese irrecuperable.³⁷ El mercado de exportación aliviaba esa situación.

Paralelamente, desde el año 2002, utilizando el argumento de una baja demanda proyectada y las infladas expectativas de encontrar nuevos yacimientos en el corto plazo, las empresas participantes en la concesión del campo, convencieron al Estado Peruano de las bondades de un proyecto para exportar Gas Natural Licuado (GNL o LNG).³⁸ Arguyendo que: (i) representaba una fuerte inversión en el país; (ii) aceleraba

Bajo el marco legal y los contratos existentes, las reservas probadas eran insuficientes para soportar el proyecto exportador

37 El marco legal usado en el concurso, para penalizar el riesgo de reinyección, establecía que la regalía se pagaba sobre la cantidad producida de gas; antes del inicio de operaciones, esta condición fue cambiada al pago sobre la cantidad comercializada de gas.

38 LNG son siglas de Liquefied Natural Gas.

los ingresos por exportaciones; (iii) ocasionaba mayor exploración y la consiguiente ampliación de las reservas.³⁹

Bajo el marco legal y los contratos existentes, las reservas probadas eran insuficientes para soportar el proyecto exportador. Este último necesitaba comprometer un total de 4.2 TCF o billones de pies cúbicos de las reservas probadas certificadas; sin asignación de estas últimas, no habría créditos para el proyecto de exportación.

Como el marco legal existente no lo permitía, se requirió la modificación de la Ley N° 27133, de su reglamento y del Contrato de Licencia (Concesión) del Lote 88. A más de esto, se otorgó facilidades tributarias especiales (Ley N° 28176, publicada el 23 de febrero del 2004) y se estimuló el proyecto de exportación, similar a los normados para los proyectos de exploración que arriesgan capitales. Se partió por modificar el Decreto Supremo N° 040-99-EM que reglamentaba la Ley N° 27133, una modificación relativamente sencilla, pues requería sólo 2 voluntades (firmas): la del ministro del sector y la del Presidente de la República. Esto se efectuó mediante el Decreto Supremo N° 031-2003-EM, publicado el 27 de setiembre del 2003, dejando de lado la obligación de que el período mínimo de garantía del mercado interno que la Ley N° 27133 obligaba a incluir, era como mínimo un *“horizonte permanente de 20 años”*, término incluido en el contrato.

La modificación de la Ley N° 27133, cuyo artículo 4°, inciso a), establecía la prioridad del mercado interno, *“por un período mínimo a ser fijado en el Contrato”*, se

modificó a través de la Ley N° 28552, que presentó el objetivo ambiental y el uso eficiente de recursos que debería impedir que el gas (asociado)⁴⁰ extraído en Talara en operaciones de extracción de petróleo fuese venteado. La iniciativa modificó el artículo 4° de la Ley N° 27133, agregando 2 incisos, los c) y d), inexistentes entonces. En el proceso de debate de la Ley N° 28552 nunca se trató el inciso a), pero, al aprobar la adición de los incisos c) y d) en la transcripción del nuevo texto colateralmente se olvidó copiar la frase *“por un período mínimo a ser fijado en el Contrato”* que acompañaba a la priorización del mercado interno según este primer inciso.

Modificada la Ley N° 27133 y su reglamento, se expidió el Decreto Supremo N° 050-2005-EM, autorizando a Perúpetro modificar el Contrato de Licencia por el Lote 88, la que debió ser aprobada por la(s) otra(s) parte(s). Así, el decreto supremo, acogándose a la modificación del artículo 4° de la Ley N° 27133, autorizó a Perúpetro a renegociar estas modificaciones, aprobándolas posteriormente por el Decreto Supremo N° 006-2006-EM.

Las modificaciones a los contratos tocaron la magnitud de las reservas probadas necesarias, así como las regalías y precios para la exportación. En cuanto a la magnitud de reservas probadas existentes, se modificó la condición de asegurar el horizonte permanente de 20 años, por los siguientes 20 años a partir del año del contrato de exportación y según el pronóstico de demanda local para ese período, establecida en el Plan Referencial de Hidrocarburos vigente en ese momento, el “PRH 2005-14”.⁴¹

39 Explicítamente se indicaba que Bolivia firmó con Brasil un contrato de exportación de gas cuando sólo tenía la mitad de las reservas necesarias y que, gracias a ese contrato, quintuplicó sus reservas. En base a ese argumento, indicaban que el Perú también multiplicaría sus reservas, sin detenerse a revisar consideraciones geológicas o niveles de precios.

40 Gas Asociado es el que, en algunos yacimientos con esa característica, emerge conjuntamente con el petróleo, cuando este último se extrae.

41 PRH: Plan Referencial de Hidrocarburos.

Según cifras oficiales,⁴² en agosto de 2005, las reservas probadas sumaban 10.9 TCF, en tanto la demanda,⁴³ local⁴⁴ y para la exportación, sumaban 8.2 TCF. La actualización de cifras realizada en enero de 2007, indicaba⁴⁵ que las reservas sumaban 11.93 TCF y la demanda alcanzaría 10.24 TCF en un período de 20 años.

Posteriormente, el 16 de junio de 2009, en su Nota de Prensa N° 210-09, el MEM indicó que desde el año 2005 el concesionario de campo (específicamente Pluspetrol) le alcanzó anualmente los Informes de Reservas Certificadas.⁴⁶ El cuadro que sigue indica esas cifras en TCF, así como las de las reservas probadas que se inscribieron en el Libro de Reservas:

Año	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Reservas certificadas		6.757	6.972	8.167		8.795
Reservas probadas	10.87	11.20	11.15	11.15		

Por decisión de la DGH, las reservas inscritas como probadas no fueron las cifras del certificador (auditor; tercero, calificado e imparcial) sino que primaron en su criterio los valores que el concesionario de campo (Pluspetrol, parte interesada) consideró que existían; esta fue una decisión controversial de la DGH, que acarrea la necesidad de explicaciones.

Porque la tabla anterior indica, claramente, que las cifras de reservas certificadas existentes al año 2006, cuando se modificaron los contratos, no permitían atender el proyecto de exportación, aún con las nuevas reglas de juego, nacidas de la modificación de leyes y contratos post licitación. Cifras posteriores demuestran que las reservas conocidas eran menores y la demanda proyectada⁴⁷ era mayor.

La crisis de gas del 2009

En el año 2006, ante la fuerte tendencia al crecimiento de los precios internacionales de los combustibles (derivados del petróleo), se temió el incremento del precio del gas, pues su precio máximo estaba atado a una canasta de combustibles líquidos, por lo que se renegoció la fórmula de reajuste hacia otra que lo independizaba del precio del petróleo, indexándolo a los costos de producción en la industria petrolera, pero con un tope al incremento anual de precios, que era 5% para los primeros 6 años y de 7% para los 5 años subsiguientes. La renegociación se desarrolló durante los 6 primeros meses de un nuevo gobierno que había ganado por estrecho margen las elecciones a una opción radical. La renegociación no tocó el precio de

42 Formalmente, las reservas probadas son aquellas inscritas como tales en el Libro de Reservas del Ministerio de Energía y Minas por la Dirección General de Hidrocarburos (DGH), con base en la información que suministran las empresas. La DGH utiliza su propio criterio.

43 En el caso de la demanda local.

44 Según el Plan Referencial de Hidrocarburos para el período 2005 – 2014.

45 Presentación del Director General de Hidrocarburos, diapositivas 7 y 43, enero 2007.

46 La empresa certificadora fue Gaffney, Cline & Associates.

47 Al proyectar la demanda se asumió que en el año horizonte (vigésimo año) se interrumpiría el abastecimiento de gas a los consumidores aparecidos en años anteriores, sin tener en cuenta que los contratos de compra de gas no son por un año, sino por períodos de 10 a 20 años. Es decir, no se incluyó la demanda comprometida.

Energías convencionales

los líquidos, que proveían más del 80% de los ingresos del concesionario de campo.

Dado que en los dos años transcurridos desde agosto de 2004, en que el gas ingresó al mercado, el concesionario por propia decisión no había aplicado el incremento de precios al gas al que tuvo derecho, el precio de éste ya era barato. En esas circunstancias, al limitar la renegociación el incremento anual de su precio, no sólo se logró su predictibilidad en una época en que el petróleo escalaba precios aceleradamente, sino que, con relación al mismo, el precio del gas se abarató notablemente, más allá de lo que sería racionalmente recomendable.

El bajo precio de una fuente de energía no sólo indica bajo costo de extracción y producción, sino abundancia. El gas tiene, además de su bajo costo, las ventajas de (i) su relativa tolerancia ambiental (menos CO² que otros fósiles); (ii) ser un combustible limpio para uso industrial (el de Camisea no contiene azufre, ni partículas, ni residuos que deterioran equipos); y (iii) que el equipamiento para utilizarlo es relativamente más barato. Con todas las consideraciones señaladas, el bajo precio era un fuerte incentivo para abandonar otras fuentes y consumir intensamente otra que, para esa nueva escala de consumo, dejaba de ser abundante.

En el año 2004, paralelamente a la llegada del gas natural de Camisea –abundante y barato– a Lima, el abastecimiento de gas de Argentina a Chile se interrumpía por insuficiencia de la producción; así, proyectos basados sobre gas natural con destino a Chile, comenzaron a migrar al Perú.

En los años 2007 y 2008, al presentarse un fuerte crecimiento de los precios internacionales del petróleo, el bajo precio del gas peruano acrecentó la demanda, especialmente en la generación eléctrica donde constituía la única opción real, lo que acarreo dos problemas

colaterales: (i) concentró toda la nueva generación eléctrica en Lima; y (ii) volvió insuficiente al sistema de transmisión eléctrica, trayendo la necesidad de un reforzamiento considerable en los enlaces con el norte y sur del país. Así, en el año 2008 el gas natural alcanzó un nivel de consumo igual al inicialmente previsto para el año 2015, con restricción de gas para nuevos suministros, en tanto las capacidades de producción y transporte así como las reservas probadas no tuviesen niveles de suficiencia adecuados para cubrir la demanda.

La crisis en el suministro de gas natural alcanzó su pico en junio de 2009, cuando el Ministerio de Energía y Minas recibió un reporte de auditoría de las reservas probadas certificadas de

Camisea, que eran de 8,69 TCF (6.851 para Camisea y 1.994 para Pagoreni). Comparando esta cifra con el pronóstico de consumo, resultaba un déficit que motivaba, entre otras acciones, que el Consorcio Camisea no accediese a firmar nuevos contratos de suministro de gas para generadoras eléctricas e industriales, provocando con ello serias preocupaciones por el desabastecimiento futuro de gas, incluida una posible falta de energía eléctrica.

En julio de 2009, el mensaje presidencial al Congreso de la República y a la Nación indicó que las reservas de gas se dedicarían primero al mercado interno y, si había excedentes a la exportación; asimismo, indicó, que con normas de menor jerarquía se habían modificado otras de mayor jerarquía para dar paso a las modificaciones contractuales de Camisea e instó al Poder Judicial a intervenir y sancionar a los responsables. Días después el Primer Ministro cuestionó las modificaciones a los contratos, considerándolas ilegales. El Ministerio de Energía y Minas (MEM) anunció que se estaba llevando a cabo una renegociación con el concesionario (Consorcio Camisea) para incrementar la dedicación de reservas al mercado interno.

El bajo precio de una fuente de energía no sólo indica bajo costo de extracción y producción, sino abundancia

Al revisar los compromisos de exportación se encontró que los precios de venta en boca de pozo del gas de Camisea al mercado interno, que en esos momentos eran US\$ 1.50/MMBTU y US\$ 2.70/MMBTU para la generación eléctrica y para los demás consumidores,⁴⁸ resultaban ampliamente superiores a los precios de venta para exportación. Esto, debido a que los precios internacionales (referidos al Henry Hub), a los que estaba vinculado el precio de venta del gas a la planta de licuefacción para exportación, tenían valores entre US\$ 3 y US\$ 4/MMBTU. Así, el análisis de precios en el contrato de venta de gas a la planta de licuefacción⁴⁹ indicaba que mientras el Henry Hub estuviese por debajo de US\$ 4.40, el precio de venta sería igual a la regalía mínima que el concesionario (Consortio Camisea) pagaba al Estado (Perúpetro). En la práctica, el concesionario regalaba el gas a su comprador (Perú LNG) y todo lo que recibía de éste pasaba al Estado como regalía.

Obviamente, resultaba sorprendente que el Estado –teniendo una empresa técnicamente calificada para dichas negociaciones como Perúpetro–, haya hecho semejante compromiso, pues: (i) desatendía el suministro interno, por exportar; (ii) al exportar recibía ingresos (regalías e Impuesto a la Renta) muy inferiores a los que recibiría del mercado interno; (iii) lo peor, se había llegado a esa situación mediante un proceso de oscuras modificaciones de leyes, reglamentos y contratos, para cambiar una transacción que fue producto de una licitación internacional, con muy poca diferencia de ofertas entre el ganador y el segundo postor.⁵⁰

Al MEM se le demandaba como mínimo, lograr prioridad para el mercado interno en el abastecimiento de gas y que las reservas del Lote 88 sean destinadas únicamente al mercado interno. En agosto de 2009 el ministerio presentó el resultado de su negociación: (i) un mayor flujo de gas de Camisea, de 150 MMPC/D, para ser asignado a contratos del mercado interno; (ii) el compromiso que en los próximos cinco años el gas del Lote 88 no sería para exportación y que ésta se atendería sólo con el gas del Lote 56; y, (iii) que las reservas del Lote 57 serían dedicadas íntegramente al mercado interno.

Los dos últimos puntos de la negociación no fueron encontrados satisfactorios, pues: (a) no se aseguraba que el gas del Lote 88 quede sólo para el mercado interno; (b) era natural que los socios del Consortio

Al MEM se le demandaba como mínimo, lograr prioridad para el mercado interno en el abastecimiento de gas y que las reservas del Lote 88 sean destinadas únicamente al mercado interno

Camisea no incluidos en el proyecto de exportación, no desearan obsequiar su gas a los socios vinculados a Perú LNG y prefiriesen que se exporte el del Lote 56, hasta ver si a futuro –cuando se exporte el gas del Lote 88– se presentaban mejores precios; (c) con precios internacionales de US\$ 3 a US\$ 5/MMBTU, la aspiración a recibir en boca de pozo alrededor de US\$ 3/

MMBTU para recuperar su inversión, más los costos de transporte a la costa, licuefacción y transporte marino no resulta rentable, colocando el gas del Lote 57 sólo en el mercado peruano; así, su concesionario, que al

48 Sin contar a la petroquímica, que tenía precios aún mayores

49 Contrato entre el Consortio Camisea y Perú LNG, cuya copia se puede solicitar al MEM.

50 El Lote 57 reporta reservas de 2 TPC; su concesionario es Repsol, empresa que comprará el gas licuado producido por Perú LNG para transportarlo a México y venderlo allí.

Energías convencionales

mismo tiempo era quien vendía el gas a México, en la práctica compraba el gas en la selva peruana a alrededor de US\$ 0.20/MMBTU para exportarlo, y el que producía lo vendía al mercado interno a US\$ 3 /MMBTU.

Paralelo a la negociación del MEM con el concesionario (Consortio Camisea), trascendió que Perú-petro, contraparte formal de éste, le exigió cumplir su compromiso⁵¹ de entregar no 150 MMPC/D sino 289 MMPC/D por 20 años, argumentando lo siguiente: (a) que al modificarse los contratos de Camisea se autorizó la exportación de hasta 4.2 TPC; (b) que en ese momento, las reservas probadas válidas para el contrato eran de 10.83 TPC; (c) que, independientemente de lo que en ese momento se hubiese pronosticado como demanda de gas para el Perú, quedaba claro que las reservas remanentes, o sea 10.83 TPC – 4.2 TPC =

6.63 TPC, debían dedicarse al Perú; (d) que no había limitaciones en capacidad de infraestructura; y (e) que, descontando las reservas ya dedicadas al mercado interno, quedaba un remanente de 2.133 TPC que permitía dedicarle un adicional de 289 MMPC/D.

El tema mereció una interpelación al titular del pliego por el Congreso de la República, que se realizó el 07 de octubre del 2009. En aquella ocasión, basado en el mismo informe que en junio lo llevó a indicar que las reservas probadas de los lotes 88 y 56 eran 8.8 TPC, el MEM expresó que éstas eran en realidad 13.8 TPC y que, sumadas a las del lote 57 permitían llegar hasta 15 TPC, cantidad suficiente para cubrir la demanda hasta el año 2028, presentando las cifras de proyección que así lo indicaban, señalando que el mercado interno consumiría un acumulado de 6 TPC hasta entonces.

Proyección de demanda de gas natural por 20 años

[MMPC/D]	2009	2011	2013	2015	2017	2019	2021	2023	2025	2027	2028	Acumulado (TCF)*
1- Uso Eléctrico	170	201	220	252	285	180	257	179	269	269	269	1.7
2- Uso Industrial	92	125	161	233	290	325	364	406	446	482	500	2.2
3- Uso Petroquímico			170	170	170	170	170	170	170	170	170	1.0
4- Uso Residencial Comercial	1	10	17	23	28	37	44	47	51	55	57	0.2
5- Uso Vehicular	26	48	69	95	116	135	151	164	172	178	181	0.9
Total	289	384	636	773	889	847	986	966	1,108	1,153	1,177	6.0

Fuente: Exposición: "Problemática del Gas Natural", DGH. Junio 2009

Aparentemente nadie se percató que la proyección mostrada indicaba que el consumo de gas para la generación eléctrica apenas crecería en el período 2009 -

2028, y que sería superado por el consumo industrial, además la industria petroquímica no crecería.

* TCF Trillium Cubit Feet (equivalentes a Tera Piés Cúbicos TPC)

51 Se refiere al compromiso después de las modificaciones contractuales criticadas por el Presidente de la República (Mensaje a la Nación del 28/07/09) y por el Primer Ministro (23/08/09, primera plana Diario El Comercio "El contrato de exportación de gas es irregular").

La subasta de gas

La nueva cuota del gas de Camisea dedicada al mercado interno se asignó a: (i) extender la vigencia del suministro a la industria, (ii) cumplir un compromiso con un nuevo generador (Termochilca);⁵² y (iii) a otros consumidores.

La cuota remanente asignada a los otros consumidores se estima en 80 MMPC/D. Esta asignación se realizó por subasta. Cabe aclarar que tratándose de priorizar la asignación de un remanente de gas, la subasta debió hacerse en forma pública y abierta, tal como se entregan las concesiones a través de Pro Inversión, que tiene la experiencia de unos 15 años en hacerlo. Así, lo transparente sería que el Estado (MEM) ponga las reglas de asignación de prioridades y que el órgano especializado (Pro Inversión) lleve la subasta. Pero el ministerio ha establecido un orden de prioridades a través del Decreto de Urgencia N° 023-2009, y ha dejado que sea el concesionario (Consortio Camisea) quien la lleve a cabo, indicando que la subasta “*es asunto de privados*”. Al respecto, se ha publicado avisos⁵³ anunciando el proceso y la venta de bases.

Es presumible que la subasta “*entre privados*” pueda incluir condiciones leoninas; lo natural en estas condiciones, en que se podría estar subastando el último gas barato, sería que existiesen varios postores, cuya demanda acumulada excediese larga e incómodamente para el subastador la cifra asignada. Así las cosas, el subastador plantearía condiciones disuasorias para los postores (Ej.: altas multas, alto “*Take or Pay*”, obligando a pagar por el gas no consumido), que reducirían su número a un mínimo. Para evitar que las

condiciones se hagan públicas, seguramente habrá condiciones de estricta confidencialidad, decisiones unilaterales sin expresión de causa, traslado de todos los riesgos al adjudicatario. Habría que revisar los plazos de compromiso, en particular, si en estos se estipula los 20 años indicados por Perúpetro.

En los hechos, el orden de atención a la demanda es el inverso a lo solicitado por el Presidente de la República: a la indicación de que primero se atienda la demanda interna existente y proyectada y que sólo los remanentes vayan a la exportación, lo que se ha hecho es asegurar la cuota de exportación y el remanente se subaste para el mercado interno.

Estructura de precios y volúmenes previstos por segmento de mercado

Volúmenes por segmento de mercado:

La capacidad de atender la demanda es equivalente a la capacidad de entregar determinados flujos de gas durante determinados períodos de tiempo (años), esto requiere que los recursos naturales existentes sean suficientes y que también lo sea la capacidad para explotarlos, e implica contar con: (i) suficiencia de reservas; (ii) suficiencia de capacidad de producción; y (iii) suficiencia de capacidad instalada. Esta última, a su vez, implica suficiencia en las capacidades (equipamiento) para: (a) extraer el gas; (b) procesar el gas; y (c) transportar el gas.

La suficiencia de reservas es una condición que implica que la cantidad (masa) recuperable de gas contenida en el reservorio sea mayor o igual⁵⁴ a la que

52 Ver entrevista a Inga Tatiana Alegre en “Semana Económica” del 12/07/09.

53 El Comercio, 03/11/09.

54 Materialmente es imposible extraer todo el gas contenido en un reservorio; económicamente, el límite es todavía inferior; en el momento en que la cantidad extraída no pueda recuperar el costo operativo ya la explotación del yacimiento no es justificable. La capacidad de producción de un reservorio declina con el tiempo. Los compromisos de venta se adquieren de forma tal que puedan ser atendidos por la capacidad de producción.

resultaría de sumar las cantidades a entregar a distintos consumidores a lo largo del período de compromiso.

La suficiencia de capacidad de producción implica que el flujo (masa o volumen por unidad de tiempo) que se pueda producir sea mayor o igual a la suma de los flujos requeridos por los clientes.

Basándose en el documento *“Reserve and Resource Statement - Camisea Project Fields Block 88 (Peru) - Effective February 28, 2009”*,⁵⁵ las reservas probadas actuales de Camisea sólo alcanzan para cumplir con los compromisos existentes para los plazos fijados, sin mayor opción para nuevos usos; a grosso modo, esto es:

- Distribución:⁵⁶ entre 68 y 174 MMPCS/D⁵⁷ hasta el año 2040, acumulando 1.788 TCF en el período de vigencia;
- Industria: entre 13 y 73 MMPCS/D, que vencen entre 2013 y 2018, acumulando 0.173 TCF en el período de vigencia;
- Generación eléctrica: entre 105 y 320 MMPCS/D, que vencen entre 2019 y 2022, acumulando 1.425 TCF en el período de vigencia;
- Petroquímica: entre 68 y 162 MMPCS/D, que vencen entre 2032 y 2033, acumulando 1.245 TCF en el período de vigencia.
- Total acumulado: entre 174 y 729 MMPCS/D, que vencen entre 2013 y 2040, acumulando 4.086 TCF en el período de vigencia.
- Exportación: 589 MMPCS/D, entre 2010 y 2028, acumulando 4.086 TCF en el período de vigencia.
- Gran total: entre 174 y 1318 MMPCS/D, que vencen entre 2013 y 2040, acumulando 8.717 TCF en el período.

Precios por segmento de mercado:

Los precios necesitan reflejar los costos de producir, transportar y distribuir el gas, incluyendo entre los primeros la recuperación de los costos de exploración. En el caso del proyecto Camisea (Lote 88), el costo de exploración no fue incluido dentro de los precios de venta del gas natural, al ser la exploración un costo hundido por Shell cuando esta empresa devolvió los actuales lotes 88 y 56 al Estado, pero esta situación no se puede repetir en nuevos descubrimientos (lotes 57 y 58, por ejemplo), en los que las empresas inviertan en exploración.

En todos los casos, el precio al consumidor final tiene 3 componentes:

- El costo de producción, que incluye la extracción y procesamiento (separación entre líquidos y gas natural), que debe cuidar de recuperar el costo de exploración y corresponde al precio del gas en el yacimiento productor. Van atados a él los conceptos de precio en boca de pozo y punto de fiscalización;
- El costo de transporte del gas natural desde el campo hasta llegar a la zona de uso (puerta de la ciudad);
- El costo de distribución.

En el caso del Lote 88, el precio en boca de pozo, para el mercado interno, se distingue según su destinatario final, sea o no la generación eléctrica. El precio inicial fue US\$ 1.00/MMBTU en el primer caso y US\$ 1.80/MMBTU en el segundo, más una fórmula de actualización que inicialmente estuvo vinculada a una canasta de petróleos residuales y posteriormente (diciembre de 2006), renegociada por el gobierno entrante al uso

55 Cuantificación de reservas de los lotes 88 y 56, hecha por Gaffney, Cline & Associates para Pluspetrol y entregada al MEM en junio de 2009.

56 La distribución abastece a los sectores residencial, comercial, pequeño industrial y transporte.

57 MMPCS/D es sigla de millones de pies cúbicos estándar por día. El pie cúbico estándar corresponde a la masa de gas que ocupa ese volumen a 14.7 psia de presión y a 60 F de temperatura.

de otros parámetros vinculados al costo productivo en la producción de hidrocarburos y, con topes anuales de escalamiento. Los precios de transporte y distribución del gas natural están regulados; parten de precios iniciales que se escalan con parámetros ligados al Índice de Precios al Consumidor.

Gas de Camisea y cláusula 9.6 del Contrato Boot de TgP

La capacidad de transporte

Un gran problema a corto y mediano plazo es la capacidad de transporte. Se sabe que el gaseoducto construido por Transportadora de Gas del Perú (TgP), que moviliza el recurso de la selva a la costa, tiene dos secciones importantes: el tramo de selva y el tramo de sierra.

La geografía del país hace que el transporte que no se realice por la costa se convierta en una tarea difícil. El transporte por sierra es difícil por las abruptas pendientes que hay que remontar, pero resulta menos difícil que realizarlo por la selva, donde problemas sociales y ambientales multiplican los que plantea una naturaleza agreste, con suelos inestables, deslizamientos de terreno y precipitaciones fluviales frecuentes.

Cuando el gaseoducto inició su operación en el año 2004, tuvo hasta cinco fallas reconocidas, por desconocimiento del terreno de selva y consecuente deficiente ingeniería, entre otros. TgP lo construyó bajo el compromiso contractual con el Estado Peruano de garantizar una capacidad mínima de transporte de 450 MMPC/D, exigible en el momento en que la demanda se lo pidiese, pero nunca después del año doce. Es decir, transcurridos los doce años, con o sin demanda, debía tener instalada como mínimo la capacidad de 450 MMPC/D. TgP cumplió su obligación construyendo un gasoducto cuya capacidad inicial fue 1,200 MMPC/D en su tramo de selva y 225 MMPC/D en el tramo de sierra y costa; ésta última se fue ampliando hasta alcanzar 450 MMPC/D de capacidad el año 2009, pasando antes por una capacidad de 380 MMPC/D.

La implementación de la capacidad del tramo de sierra por etapas se hizo para diferir la inversión y evitar tener una capacidad ociosa, con el objetivo de reducir gastos financieros. Este mismo criterio no era válido para el tramo de selva, pues lo dificultoso del acceso y su costo, aconsejaba no tener que repetir esa operación, sumada a los efectos ambientales y sociales de la construcción del gasoducto. Cabe aclarar que al construir en la selva, la visión es muy distinta; se opta por hacer la obra en una sola etapa, con la capacidad final y el tamaño definitivo.

Ahora bien, los períodos de ampliación de la capacidad no estuvieron exentos de dificultades. Según el *“Contrato Boot de concesión de transporte de gas natural por ductos de Camisea al City Gate”* referido como el Contrato Boot de TgP, se debió ampliar la capacidad de transporte a la par del crecimiento de la demanda. Pero, su obligación era cubrir la llamada demanda firme, es decir aquella que se va a requerir permanentemente, para la cual TgP debía reservar una capacidad. Para acceder al *“Servicio (suministro) Firme”*, quien lo adquiere se obliga a pagar un monto fijo (*“Cargo por reserva de capacidad”*), lo use o no, análogamente a cuando se contrata el servicio de televisión por cable. La alternativa al suministro firme es el llamado *“Servicio interrumpible”*, así quien contrata, lo recibe sólo cuando hay capacidad disponible (es decir cuando quienes la tengan contratada a firme no la usen); un servicio interrumpible no tiene que asumir el compromiso de pago mínimo.

Para evitarse el pago mínimo varios consumidores de gas cuya naturaleza demandaba un suministro de tipo firme (ejm: generadores eléctricos o industria), adquirieron un servicio interrumpible confiando que el gasoducto de TgP tenía una capacidad ociosa; pero no se percataron que a inicios del 2008 ésta se estaba acabando; esa situación los encontró con suministro interrumpible. El organismo regulador detectó algo tarde el problema y el MEM se demoró y no supo solucionarlo a tiempo. Así llegó mayo del 2008 y la capacidad del ducto topó su límite inicial contractual, sin

que TgP estuviese obligado a ampliarlo debido a que la cantidad contratada como firme no lo requería. La ampliación tomó un año y medio. Durante ese período no se pudo utilizar toda la capacidad instalada con gas, por insuficiencia de éste, situación que obligó a encender las antiguas unidades a Diesel –con precios exorbitantes por el elevado precio que había alcanzado el petróleo–, esto condujo incluso al racionamiento, para lo que tuvo que tomarse medidas de emergencia, como activar una planta diesel en Trujillo, constituida por una multitud de pequeños grupos electrógenos. La situación no se agravó porque la crisis financiera internacional hizo que la demanda eléctrica del SEIN no creciese durante el año 2009.

En la actualidad, el abastecimiento de gas natural para el mercado interno no está asegurado, pues la demanda interna del Perú ya sobrepasó los 450 MMPC/D que le asigna TgP y, pese a la ampliación de su gasoducto hasta el límite contractual, hay unidades generadoras que no cuentan con el servicio de transporte de gas. Se estima que para que todas las centrales termoeléctricas ya instaladas puedan operar a plena capacidad requieren una capacidad adicional de transporte de 140 MMPC/D. Esto último permite estimar que la actual demanda de gas para el mercado interno del Perú es como mínimo 600 MMPC/D.

La cláusula 9.6 del Contrato Boot de TgP y la prioridad al mercado nacional

En el Contrato Boot de TgP existe una cláusula (la 9.6), en virtud de la cual se garantiza la producción del Lote 88 y el abastecimiento del mercado interno⁵⁸. Esa

cláusula específica que en los diez primeros años (o sea hasta agosto de 2014) TgP solo puede transportar gas del lote 88 por su gasoducto. Ésta condición se refiere al gasoducto de TgP, como una sola unidad que abarca tanto al tramo de sierra como al tramo de selva.

Esta figura es vital para los intereses del consumo interno, que debe defender el Estado. Es vital porque cuando la demanda interna exceda la cifra de 450 MMPC/D, lo que ya es el caso, se requerirá ampliar la capacidad de transporte para el mercado interno, donde lo difícil, lento y caro es la capacidad del tramo de selva, y ésta ya está construida por TgP, dentro del Contrato Boot. No hay que olvidar que el gaseoducto de TgP no hubiera sido posible sin la GRP (Garantía de Red Principal), mecanismo mediante el cual el consumidor eléctrico del SEIN pagó la capacidad ociosa⁵⁹ del gasoducto, cuando no existía suficiente demanda. Allí nace su derecho a que la capacidad de transporte del gasoducto construido por TgP dé prioridad al mercado interno.

Se desprende que el gasoducto de TgP está en obligación de satisfacer en primer lugar la demanda interna, en concordancia con la Ley N° 27133 que lo prioriza frente a la exportación. El pago de la GRP otorga prioridad al consumidor interno, pues ¿qué otro propósito, que no sea la prioridad del servicio puede justificar haber hecho pagar al consumidor peruano la capacidad ociosa del gasoducto?. Resultaría absurdo y cuestionable haberlo hecho pagar por la capacidad ociosa para cuando la llegue a necesitar cederle la prioridad del servicio al proyecto de exportación, en desmedro de la atención del consumo interno.

58 El marco legal y las bases del concurso que otorgó a TGP la concesión del transporte del gas de Camisea, fue simultánea a la del Lote 88 y mientras las reservas de gas natural lo permitiesen, buscaban asegurar el abastecimiento del mercado interno por un horizonte permanente de 20 años; por ese motivo, limitaban el transporte de gas al Lote 88 destinado a ese mercado..

59 Si el costo del gaseoducto se hubiese cobrado al poquísimos gas que transportaba inicialmente, el pasaje del gas hubiera salido tan caro que hubiera sido preferible quedarse con el petróleo y nunca hubiese existido transporte de gas natural. Para que el precio del transporte del gas sea aceptable, el Estado ideó que se pagase el equivalente a que el ducto estuviese lleno. La parte vacía (capacidad ociosa) la pagó el consumidor de electricidad, a través del pago de su consumo de energía mensual. Sólo así fue factible Camisea.

El Consorcio Camisea ha “renegociado” con el MEM, que hasta el año 2015 el gas del Lote 88 se dedicará exclusivamente al mercado interno y que para el proyecto de exportación de gas se utilizará exclusivamente⁶⁰ el gas del Lote 56.

El proyecto de exportación ha construido su propio gasoducto, de 1,200 MMPC/D (¿para en el futuro duplicar las cifras de exportación?), pero sólo en el tramo de sierra. No cuenta con tramo de selva, pues espera usar el gasoducto de TgP, cuyo servicio ha contratado hasta el año 2037. Empero, la cláusula 9.6 del Contrato Boot de TgP le impide a ésta utilizar su gasoducto para gas del Lote 56, antes de agosto de 2014. Por tanto, en estricto, TgP no tiene como transportar el gas que quiere exportar, a menos que el Estado (Perúpetro, autorizado por Decreto Supremo gestionado por el MEM) se lo permita, modificando la cláusula 9.6 del Contrato Boot, en cuyo caso los miembros de la actual administración del país incurrirían en la misma causal por la cual abrieron proceso contra el Presidente de la República y el Ministro de Energía y Minas que estuvieron en ejercicio cuando se modificó el contrato del Lote 88 (Camisea), para favorecer la exportación.

Para evitarse el riesgo personal de modificar la cláusula 9.6 del Contrato Boot de TgP, se habría buscado una interpretación legal por terceros, que permita transportar por el ducto de TgP el gas del lote 56, para exportación. Esta interpretación forzada colisionaría con lo que ya se estableció mediante el Decreto

Supremo N° 018-2004-EM, en su Segunda Disposición Complementaria⁶¹.

Es evidente que la cláusula 9.6 da un gran poder de negociación al Estado, para renegociar el abastecimiento preferencial del mercado interno, sin tener que desconocer compromisos. Por ejemplo, podría proponer que la mitad de lo destinado a exportación se dedique al mercado interno, a cambio de permitir que pase el gas del lote 56 por el gasoducto de TgP.

¿Qué sucederá si se permite que la capacidad de transporte del tramo de selva del gasoducto de TgP se utilice para la exportación? Examinemos las cifras: la demanda interna es hoy no menor a 600 MMPC/D y, a menos que se la restrinja, podrá aumentar en los próximos 5 años hasta 1,200 MMPC/D. La exportación necesita transportar 620 MMPC/D. Sumados el consumo interno y la exportación, la necesidad de capacidad de transporte superará así los 1,800 MMPC/D, mientras que la capacidad instalada es 1,200 MMPC/D. No hay espacio para los dos, hasta que la capacidad de transporte se amplíe, ¿Quién se quedará sin transporte? ¿Y quién tendrá que pagar la ampliación o un eventual nuevo ducto? ¿El mercado interno o la exportación? En mayo de 2010 se verá pasar 620 MMPC/D para México y otros mercados, mientras que sólo se asigna un adicional de 80 MMPC/D al mercado interno, dejando sin gas a inversiones ya hechas, con la buena fe de que tendrían gas; la responsabilidad por esto se atribuye a las modificaciones efectuadas el año 2005. Pero, vamos camino a repetir la misma figura con la capacidad de transporte por el tramo de selva del gasoducto de TgP.

60 No se conoce el texto de la renegociación. Los términos de esta fueron hechos públicos en una nota de prensa del MEM, tomada por la prensa local; por ejemplo, Gestión en su portada y página 2 de su edición del 28/08/2009.

61 Segunda.- Restricciones al Libre Acceso.- Durante los diez (10) primeros años contados a partir de la puesta en operación comercial de la Concesión otorgada mediante Resolución Suprema N° 101-2000-EM, toda capacidad de la red de transporte del concesionario deberá ser destinada a transportar el gas natural producido por el productor titular del Contrato de Licencia para la Exploración y Explotación de hidrocarburos en el Lote 88, Camisea, Cuenca Ucayali, provincia de La Convención, departamento del Cusco.

Conclusiones y propuestas:

- ✓ El Proyecto Camisea tuvo continuidad en su ejecución, pero no en la visión de los sucesivos gobiernos que lo desarrollaron;
 - ✓ Un proyecto concebido como de seguridad energética (en hidrocarburos) para el largo plazo, se convirtió en un proyecto de abaratamiento de energía eléctrica y de exportación de hidrocarburos para el corto plazo;
 - ✓ El consumo del gas de Camisea en el sector residencial ha sido menor que el inicialmente previsto, y mayor a lo previsto en los sectores eléctrico e industrial. Ha ingresado con éxito al sector transporte y también está previsto para la petroquímica, y se ha dedicado más de la mitad de las reservas probadas iniciales a un proyecto de exportación que representa más perjuicio que beneficio;
 - ✓ Entre su mercado interno regional inicial (Lima y región centro) y la exportación, prácticamente se consumirán todas las reservas probadas de los lotes 88 (Camisea) y 56 (Pagoreni). El desarrollo de otros potenciales mercados internos regionales, como las zonas surandina y sur o la costa norte del Perú necesitarán del hallazgo de nuevas reservas;
- El gas que pueda provenir de otros yacimientos, aledaños a Camisea (lotes 56 y 57) o más lejanos (Madre de Dios, zócalo norte, selva centro, etc.) para su desarrollo necesitará precios sensiblemente mayores que los actuales;
- ✓ Lo ocurrido con Camisea muestra la insuficiencia de cultura energética en el Perú, que debilita su capacidad para concordar políticas de largo plazo;
 - ✓ Se necesita reevaluar el proyecto (reservas, usos, etc.), para considerar su reorientación, hacia:
 - Los sectores que debe atender prioritariamente (residencial, transporte, industria) y aquellos en los que cuenta con recursos sustitutos (electricidad);
 - El vínculo entre uso eficiente y precio;
 - Evitar crear una industria que se sustente en un nivel de precios insostenible en el largo plazo.
 - ✓ Se necesita evaluar los cambios ocurridos, como experiencia a tener en cuenta.

4. Estructura de los precios y tributación de los combustibles

El consumo de combustibles se orienta siguiendo la señal económica que marcan sus precios relativos y los límites que establece la normatividad respecto a sus características.

Al examinar los gastos que se realizan en un vehículo durante su ciclo de vida, en términos muy gruesos:

- un vehículo que cuesta entre US\$ 15,000 y US\$ 20,000, opera recorriendo entre 300 mil y 400 mil kilómetros, con un rendimiento de 30 a 40 km por galón; es decir, en ese ciclo de vida consume alrededor de 10,000 galones que, a un precio de US\$ 4/galón, implica un gasto de US\$ 40,000 en combustible; en repuestos y reparaciones se gasta una cantidad semejante al costo cuando nuevo.
- un vehículo de transporte público puede recorrer 200 km/día (10 horas a una velocidad promedio en ciudad de 20 km/h), con lo cual completa su ciclo de vida en 1,500 a 2,000 días, es decir en 4 a 6 años. Un vehículo particular puede tener un recorrido equivalente a la mitad o hasta la cuarta parte de un vehículo de servicio público, con lo cual su vida cronológica se extiende en la misma proporción, lo que daría un rango de 8 a 20 años de vida.

Por otro lado, los vehículos más modernos permiten un mayor rendimiento,⁶² esto exige una mayor relación de compresión y, como consecuencia, para los vehículos a gasolina, un mayor octanaje. Pero al mismo tiempo, un vehículo más nuevo se identifica con una mayor capacidad de pago y esto promueve que se recargue los márgenes de comercialización y el ISC a este segmento de consumidores, identificándolos por el octanaje de la gasolina que consumen.

El mercado peruano ofrece para las gasolinas 4 niveles de octanaje: 84, 90, 95 y 97/98 octanos. Se puede distinguir que son los vehículos modernos o los que tienen motores modernos los que requieren un mayor octanaje (95 a 98 octanos), mientras los vehículos más antiguos requieren menores octanajes (84 ó 90 octanos)

En el Perú, los precios de los combustibles se conforman a partir de un precio base correspondiente a su costo de producción, a este se le agrega un Impuesto Selectivo al Consumo (ISC), que es una cantidad fija,⁶³ independiente del precio base, fundamentado en la compensación por daños a la salud pública y al medio ambiente. A algunos combustibles se les agrega un impuesto al rodaje que, en su origen, estuvo destinado a resarcir los daños que los vehículos causaban a la estructura vial, este impuesto es una tasa porcentual aplicada al precio base. Luego se aplica el Impuesto General a las Ventas (IGV), que grava la suma de los precios base más el ISC y el impuesto al rodaje. El IGV es un porcentaje fijo que actualmente se considera en 19%.

A fines del año 2004, como aporte el Consejo Nacional del Medio Ambiente - CONAM, efectuó un estudio sobre la validez de la señal económica que proyectaba el ISC, con el propósito de propiciar su corrección, proponiendo los cambios necesarios, sin alterar el ingreso fiscal.

Como resultado del estudio, se encontró que:

- A nivel de costo de producción (precios base), no existían grandes diferencias entre los combustibles ligeros (GLP y gasolinas) y los medianos (Diesel N° 2 y kerosene), y que los combustibles pesados costaban del orden del 80% de los ligeros;

62 Medido a través de índices como km recorridos por galón de combustible o necesidad de combustible para un recorrido de 100 km.

63 En una época fue un porcentaje del precio base, de tal forma que representó una cifra que variaba con el precio del combustible y afectaba directamente el monto recaudado por ISC.

Energías convencionales

➤ Sin embargo, a nivel de precio de venta para inicio de la cadena de distribución (precios ex - planta), los precios de los combustibles medianos representaban el 80% de los ligeros, y los pesados el 40% de los ligeros. Es decir, los impuestos y específicamente el ISC alteraban significativamente la señal de precios.

Como consecuencia, las señales estaban en sentido inverso a lo sensato:

- Los combustibles limpios subsidiaban a los sucios; y
- Los que menor daño causaban a la infraestructura vial subsidiaban a los que causaban el mayor daño.

En suma, las señales económicas emitidas por los precios de los combustibles más las muy pocas exigencias de las normas respecto a la calidad de éstos, conducían a deteriorar la calidad del aire.

En cuanto a volúmenes de recaudación tributaria, los combustibles proveían el 70% de los ingresos fiscales por ISC; esto dificultaba la modificación del impuesto.

El estudio propuso un cambio, creando el concepto de *Nocividad*, vinculado al daño que ocasionan las emisiones de los combustibles, tanto a la salud pública como al medio ambiente. Cada combustible tiene una

composición química, que determina sus emisiones. Para establecer la *Nocividad* de cada combustible, se asignó un valor relativo al perjuicio de cada emisión, que representaría la magnitud relativa del ISC que debería corresponder a cada combustible. Para diferenciarlo del ISC existente, al valor obtenido después de redistribuir el costo social se lo designó como ISC*. Como diagnóstico, el ISC existente no correspondía al costo social; el valor que debería corresponder es el ISC*.

Se consideró que el Estado podría tener razones para inclinar la preferencia por algún tipo de combustible sobre otro, variando su participación en el mercado. A este efecto, debería modificar la señal económica de los precios. Esto se lograría a través de un adicional, al que se designó como ISC+, de tal forma que el impuesto resultante fuese ISC* + ISC+.

Las cifras de asignación del daño relativo de las emisiones deberían ser propuestas por el CONAM, y con ellas se establecería las proporciones del ISC que deberían corresponder a cada combustible, es decir, el ISC*.

En el Cuadro N° 1 se muestra la composición de los precios de los combustibles en el mes de agosto de 2004. En el Cuadro N° 2 se muestra los valores correspondientes del ISC aplicados, los Índices de Nocividad Relativa que correspondían a cada combustible y el ISC* que se debería aplicar:

Cuadro N° 1: Composición de los precios de los combustibles - agosto 2004

Combustible	PRECIOS [S./gln]						
	Precio base	Impuesto Selectivo al Consumo	Impuesto al Rodaje 8%	Impuesto General a las Ventas	Precio Ex Planta	Margen Comercial	Precio al Público
GLP	3.93	0.28		0.80	5.01	2.31	7.32
Gasolina 97 oct.	4.85	4.35	0.39	1.82	11.41	1.93	13.34
Gasolina 95 oct.	4.77	4.02	0.38	1.74	10.91	1.71	12.62
Gasolina 90 oct.	4.47	3.71	0.36	1.62	10.16	0.84	11.00
Gasolina 84 oct.	4.10	2.90	0.33	1.39	8.72	1.02	9.74
Diesel N° 2	4.61	2.10		1.27	7.98	0.55	8.53

Elaboración: Alfa Plus S.A.C.

Cuadro N° 2: Índices de nocividad relativa e ISC propuesto - agosto 2004

Combustible	Impuesto Selectivo al Consumo	Porcentaje del Precio Base	Índice de Nocividad Relativa			ISC Propuesto
	[\$/gln]	[%]	Base GLP	Base D2	Calculado	[\$/gln]
GLP	0.28	7.2%	1.00	0.13	0.07	0.28
Gasolina 97 oct.	4.35	89.7%	15.35	2.07	0.30	1.20
Gasolina 95 oct.	4.02	84.3%	14.19	1.91	0.30	1.20
Gasolina 90 oct.	3.71	83.0%	13.09	1.77	0.30	1.20
Gasolina 84 oct.	2.90	70.7%	10.23	1.38	0.30	1.20
Diesel N° 2	2.10	45.6%	7.41	1.00	1.00	3.98

Elaboración: Alfa Plus S.A.C

Las cifras del Cuadro N° 2 señalan lo siguiente:

- El GLP es quien tiene y debería tener el menor ISC;
- Las gasolinas deberían tener el mismo ISC entre sí, sin embargo las de mayor octanaje tienen mayor ISC, lo que expresa una preferencia por fomentar vehículos antiguos que contaminan más porque tienen menor rendimiento;⁶⁴
- El Diesel 2 paga menos ISC que las gasolinas, debiendo ser lo contrario; amén de que las gasolinas pagan impuesto al rodaje y el Diesel no.

Durante el año 2005 los precios internacionales del crudo y sus derivados crecieron a niveles que prácticamente triplicaron los valores que regían en el 2004, manteniéndose muy altos.⁶⁵ El gobierno, con el fin de disminuir el impacto de la subida de precios, redujo el ISC aplicado a los combustibles.

En el Cuadro N° 3 se muestra la composición de los precios de los combustibles correspondiente a febrero de 2007, incluyendo el margen de comercialización.⁶⁶ Las fuentes de datos son el Ministerio de Energía y Minas y el Instituto Nacional de Estadística e Informática - INEI.

64 Producen menos kilómetros de recorrido por galón de gasolina; es decir, para el mismo recorrido (igual número de km cargando un mismo peso) consumen mayor cantidad de combustible, emitiendo mayor cantidad de gases y presionando negativamente la balanza comercial de hidrocarburos.

65 Si bien a inicios del año 2007 los valores del WTI bajaron hasta un nivel de US\$ 50/barril, luego volvieron a superar los US\$ 60/barril hacia abril del 2007.

66 Es la diferencia entre el precio ex planta (o sea el precio de venta que se factura al transportista que retira el cargamento en la planta de distribución) y el precio de venta al público; como tal, engloba los márgenes para el transportista y del comercializador.

Cuadro N° 3: Composición de los precios de los combustibles - febrero 2007

Combustible	PRECIOS [\$/gln]						
	Precio Base	Impuesto Selectivo al Consumo	Impuesto al Rodaje 8%	Impuesto General a las Ventas	Precio Ex Planta	Margen Comercial	Precio al Público
GLP	3.60			0.68	4.29	2.35	6.64
Gasolina 97 oct.	6.18	3.15	0.49	1.87	11.69	3.21	14.90
Gasolina 95 oct.	5.94	2.92	0.48	1.77	11.11	3.07	14.18
Gasolina 90 oct.	5.76	2.66	0.46	1.69	10.57	1.41	11.98
Gasolina 84 oct.	5.10	2.05	0.41	1.44	8.99	1.31	10.30
Diesel N° 2	6.10	1.54		1.45	9.09	1.02	10.11

Elaboración: Alfa Plus S.A.C.

El Cuadro N° 4 muestra los valores del ISC a febrero de 2007, el porcentaje del ISC respecto al precio base y los Índices de Nocividad Relativa calculados sobre la base del ISC del Diesel 2.

Al comparar las cifras del año 2007 (Cuadro N° 3 y Cuadro N° 4) con el año 2004 (Cuadro N° 2) se observa lo siguiente:

- En cada uno de los combustibles utilizados por el transporte, el ISC del año 2007 es menor que el del año 2004. Es decir, en valor absoluto han decrecido.
- Debido al aumento del precio base de los combustibles⁶⁷ y la disminución en valor absoluto del ISC⁶⁸ respectivo,
 - En las gasolinas, el ISC que en 2004 se elevaba a más del 80% del precio base, en 2007 se redujo a menos del 50%.⁶⁹
 - En el Diesel 2, el ISC que en 2004 se acercaba al 50%⁷⁰ del precio base, en 2007 es un 25%.⁷¹

➤ En lo relativo, se seguía manteniendo el mismo mal orden del año 2004, es decir, con excepción del GLP los combustibles limpios seguían subsidiando a los sucios:

- El GLP redujo su ISC a cero; le correspondía tener y tenía el menor ISC;
- En las gasolinas, que deberían tener entre sí el mismo ISC, se continuaba recargando a las de mayor octanaje, manteniendo la preferencia por fomentar vehículos antiguos en desmedro de los nuevos;
- El Diesel 2 seguía pagando menor ISC que las gasolinas, debiendo ser lo contrario;⁷² pese a que los vehículos gasolineros son en general menos pesados y representan menor daño a la infraestructura vial que los que consumen diesel, las gasolinas pagan impuesto al rodaje y el Diesel no.

67 Al incrementar el precio internacional del petróleo, se incrementa el precio base de los combustibles.

68 El ISC disminuyó para amortiguar el alza de precios; al incrementar los precios, el Estado recauda más por IGV, lo que le permite disminuir el ISC.

69 La cifra precisa es 46.6%.

70 La cifra precisa es 45.6%.

71 La cifra precisa es 25.2%.

72 Al menos, hasta que un Diesel de mejor calidad (50 ppm de contenido de azufre) permita reducir su Nocividad y su ISC*.

➤ El comercializador distorsionaba más aun la señal económica:

- Asignaba mayor margen a las gasolinas que al diesel;
- Entre las gasolinas, les asignaba mayor margen a las de mayor octanaje;
- Hasta asignaba mayor margen al GLP que a las gasolinas de bajo octanaje y Diesel.

A nivel de ingresos totales, los comercializadores compiten por la preferencia en los productos de mayor demanda (Diesel y gasolinas de menor octanaje), sus márgenes son menores porque la ganancia se obtiene por volumen; en el caso de las gasolinas de alto octanaje, los consumos son menores y las ganancias se tratan de obtener por márgenes altos, lo que deteriora su demanda.

Cuadro N° 4: Índices de Nocividad Relativa - febrero 2007

Combustible	Impuesto Selectivo al Consumo	Porcentaje del Precio Base	Índice de Nocividad Relativa
	[S./gln]	[%]	Base D2
GLP	0.00	0.0%	-
Gasolina 97 oct.	3.15	51.0%	2.05
Gasolina 95 oct.	2.92	49.2%	1.90
Gasolina 90 oct.	2.66	46.2%	1.73
Gasolina 84 oct.	2.05	40.2%	1.33
Diesel N° 2	1.54	25.2%	1.00

Elaboración: Alfa Plus S.A.C.

Al comparar los Índices de Nocividad Relativa calculados sobre la base del ISC aplicado al Diesel 2 del Cuadro N° 2 y del Cuadro N° 4, se nota que la variación es prácticamente insignificante, 3.6% en el mejor de los casos, lo que está muy lejos de los valores pro-

puestos a fines de 2004. En conclusión, se mantenía la señal económica que existía en el 2004, los combustibles menos contaminantes subsidiando a los más contaminantes.

El ingreso del gas natural de Camisea como combustible automotor, que al igual que el GLP no está gravado con el ISC, contribuye a la disminución de la contaminación causada por la combustión de los derivados del petróleo. Se esperaba que a mediano plazo fuera reemplazada una cifra significativa de vehículos de transporte público y de carga que consumían Diesel 2. A marzo de 2007 el parque de vehículos convertidos era de 5,522,⁷³ que, sobre un total cercano al millón de automotores que circulan en Lima, constituía un 0.5% del total, porcentaje muy pequeño para que su efecto sea significativo.

Actualización a octubre 2009

A fines del año 2006 los precios del crudo y sus derivados volvieron a crecer, alcanzando el 2008 los US\$ 140 por barril para el marcador WTI, nivel muy superior al alcanzado el año 2005. Tras la crisis económica-financiera de fines del 2008 los precios del crudo volvieron a bajar, hasta casi los US\$ 40 por barril, recuperándose en lo que va del 2009 para fluctuar actualmente entre US\$ 70 y 80 por barril.

En su intento por disminuir el impacto de los precios internacionales en el mercado doméstico el gobierno modificó el ISC de los combustibles y además creó un Fondo de Estabilización de Precios para compensar a las empresas refinadoras y/o importadoras de petróleo y derivados, la diferencia entre sus costos (precio internacional) y el precio de venta local. Sin embargo, y a pesar de este fondo de compensación, al bajar los precios internacionales se ha hecho más patente la distorsión de los precios de los diversos combustibles en el mercado interno respecto a sus similares en el mercado internacional.

73 Vehículos convertidos a febrero 2007, fuente MEM.

Energías convencionales

Dentro de una política para disminuir la contaminación ambiental el gobierno ha dictado normas para:

- Comercializar Diesel 2 mezclado con 2% de Biodiesel (Biodiesel B2) a partir del 1° de enero de 2009;
- Comercializar Diesel 2 mezclado con 5% de Biodiesel (Biodiesel B5) a partir del 1° de enero de 2011;
- Agregar a las gasolinas 7.8% de alcohol etílico a partir del 1° de enero de 2010;

- Reducir obligatoriamente el contenido de azufre en el Biodiesel de las actuales 2,500 a 5,000 ppm⁷⁴ a 50 ppm como máximo. Originalmente la medida debía ejecutarse a nivel nacional a partir del 1° de enero de 2010, pero el Decreto Supremo N° 061-2009-EM,⁷⁵ restringió la obligatoriedad del cumplimiento de la norma a la provincia de Lima y la Provincia Constitucional del Callao,⁷⁶ dejando a criterio⁷⁷ del MEM la determinación de las zonas en donde se pueda comercializar Biodiesel con más de 50 ppm de azufre;

En el Cuadro N° 5 se muestra la composición de los precios de los combustibles correspondientes a agosto de 2009, incluyendo el margen de comercialización; las fuentes de información son el Ministerio de Energía y Minas y el INEI.

Cuadro N° 5 : Composición de los precios de los combustibles - agosto 2009

Combustible	Precios [S./gln]						
	Precio Base	Impuestos			Precio Ex Planta	Margen Comercial (1)	Precio al Público (*)
		Selectivo al Consumo	Al Rodaje 8%	General a las Ventas 19%			
GLP (**)	3.13	0.00		0.59	3.72	2.86	6.58
Gasolina 97 oct. (***)	5.77	2.30	0.46	1.53	10.06	3.01	13.07
Gasolina 95 oct. (***)	5.73	2.07	0.46	1.48	9.74	2.75	12.49
Gasolina 90 oct. (***)	4.66	1.78	0.37	1.22	8.04	1.44	9.48
Gasolina 84 oct. (***)	4.15	1.36	0.33	1.05	6.89	1.53	8.42
Biodiesel B2	5.59	1.44		1.34	8.37	2.17	10.54

Elaboración: Alfa Plus S.A.C.

(1) Los márgenes son libres, los valores son estimados (DGH). Incluye el IGV sobre el margen.

(*) Fuente: INEI = Precios a agosto 2009

(**) Factor de conversión 2.044 kg/gln, que corresponde al GLP 50/50 Propano/Butano

(***) Gasolina sin plomo; Gasolina 97 oct. Incluye gasolina de 98 octanos.

74 ppm: partes por millón.

75 Publicado el 05/09/09.

76 En sus disposiciones complementarias el dispositivo en cuestión señala que el MEM determinará la oportunidad en la cual se hará extensiva esta prohibición a las demás provincias del país.

77 Los criterios obedecen a densidad poblacional, niveles de contaminación del aire, volumen del parque automotor, y consumo de Diesel.

El Cuadro N° 6 muestra los valores del ISC a agosto de 2009, el porcentaje del ISC respecto al precio base y los Índices de Nocividad Relativa calculados con base al ISC del Diesel 2.

Cuadro N° 6: Índices de Nocividad Relativa - agosto 2009

Combustible	Impuesto Selectivo al Consumo	Porcentaje del Precio Base	Índice de Nocividad Relativa
	[S/./gln]	[%]	Base D2
GLP	0.00	0.0%	–
Gasolina 97 oct.	2.30	39.9%	1.60
Gasolina 95 oct.	2.07	36.1%	1.44
Gasolina 90 oct.	1.78	38.2%	1.24
Gasolina 84 oct.	1.36	32.8%	0.94
Biodiesel B2	1.44	25.8%	1.00

Elaboración: Alfa Plus S.A.C.

Al comparar las cifras del año 2009 (Cuadro N° 5 y Cuadro N° 6) con aquellas del año 2007 (Cuadro N° 3 y Cuadro N° 4) se observa lo siguiente:

- En cada uno de los combustibles utilizados por el transporte, el ISC del año 2009 es menor que el del año 2007; es decir, en valor absoluto ha decrecido.
- Debido a que la disminución en valor absoluto del ISC ha sido mayor que la disminución del precio base de los respectivos combustibles:
 - En las gasolinas, el ISC que en 2007 superaba el 45% del precio base, en 2009 se ha reducido a menos del 37%.⁷⁸
 - En el Diesel 2 el ISC que en 2007 superaba ligeramente el 25%⁷⁹ del precio base, en 2009 está más cerca del 26%.⁸⁰
- En lo relativo, se sigue manteniendo el mismo mal orden del año 2007 (y del 2004), es decir, con excepción del GLP los combustibles limpios siguen subsidiando a los sucios:
 - El GLP mantiene su ISC igual a cero; le corresponde tener y tiene el menor ISC;
 - En las gasolinas, que deberían tener entre sí el mismo ISC, se continúa recargando a las de mayor octanaje,⁸¹ manteniendo la preferencia por fomentar vehículos antiguos en desmedro de los nuevos;
 - El Diesel 2 sigue pagando menos ISC que las gasolinas, debiendo ser lo contrario;⁸² pese a que los vehículos gasolineros son en general menos pesados y representan menor daño a la infraestructura vial que los que consumen

78 La cifra precisa es 36.7%.

79 La cifra precisa es 25.2%.

80 La cifra precisa es 25.8%.

81 Excepción de la gasolina de 95 octanos que, porcentualmente, tiene un ISC menor a la de 90 octanos.

82 Al menos, hasta que un Diesel de mejor calidad (50 ppm de contenido de azufre) permita reducir su Nocividad y su ISC*.

Energías convencionales

Diesel, las gasolinas pagan impuesto al rodaje y el Diesel no.

- El comercializador distorsiona más aun la señal económica pues:
 - Asigna mayor margen a las gasolinas de alto octanaje que al Diesel;
 - Entre las gasolinas, les asigna mayor margen a las de mayor octanaje;
 - Asigna mayor margen al GLP que a las gasolinas de bajo octanaje y Diesel.

A nivel de ingresos totales los comercializadores siguen compitiendo por la preferencia en los productos de mayor demanda (Diesel y gasolinas de menor octanaje), sus márgenes son menores porque la ganancia se obtiene por volumen. En el caso de las gasolinas de alto octanaje, los consumos son menores y las ganancias se tratan de obtener por márgenes altos, lo que deteriora su demanda.

Al comparar los índices de Nocividad relativa calculados en base al ISC del Diesel 2 del Cuadro N° 4 y del Cuadro N° 6 (Biodiesel B2) vemos que la variación es bastante notoria, entre 20 y 30%. Incluso la gasolina de 84 octanos tiene un menor índice que el Biodiesel B2. Aunque todavía están bastante lejos de los valores propuestos a fines de 2004, excepto en el caso de la gasolina de 84 octanos.

El ingreso del gas natural de Camisea como combustible automotor, que al igual que el GLP no está gravado con el ISC, ha contribuido a la disminución de la contaminación causada por la combustión de los derivados del petróleo. Tanto el gas natural como el GLP han reemplazado una cifra significativa de vehículos que consumían Diesel 2, sin embargo, su utilización se

ha visto limitada a unidades ligeras, particularmente taxis, sin tener mayor impacto en el transporte público y de carga. El parque de vehículos convertidos que alcanzó la cifra de 73,839⁸³ en agosto de 2009 representa, sobre un total ligeramente superior al millón de automotores que circulan en Lima, un porcentaje cercano al 7%, todavía pequeño pero que, sumado al número de vehículos que consumen GLP, ha comenzado a hacer sentir su efecto.

Con la información sobre ventas de combustibles publicadas por el MEM en el mes de agosto, y con un estimado de los porcentajes que de cada combustible se utilizan en el parque automotor, se calculó el ingreso por ISC que habría obtenido el Estado. Basados en asignar cifras de daño relativo de las emisiones se establecieron los ISC* para cada combustible, ajustando el valor base que correspondía al Diesel 2 de tal manera que la nueva recaudación igualase a la primeramente calculada. Así en el Cuadro N° 7 se muestra:

- El volumen de combustible comercializado;
- El porcentaje que corresponde al consumo automotor; el GLP⁸⁴ se utiliza principalmente para cocina y para calentar agua; en tanto que el porcentaje de Diesel no utilizado en transporte corresponde mayormente a usos industriales o de generación eléctrica.
- La nueva propuesta para el ISC*;

Finalmente en el Cuadro N° 8 se presenta un resumen comparando el ISC con el ISC* y su efecto en la cadena de precios hasta llegar al consumidor. Se ha mantenido el impuesto al rodaje y el margen comercial como aparecen en el Cuadro N° 5.

83 Vehículos convertidos a agosto 2009, fuente Cámara Peruana del Gas Natural Vehicular (CPGNV).

84 La demanda de GLP para uso vehicular supera el 20% del total de GLP consumido a nivel nacional según informa el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN).

Cuadro N° 7: Nueva propuesta para el ISC* - agosto 2009

Combustible	Volumen Comercializado	Uso Automotor	Recaudación Mensual	INR propuesto	ISC*	Recaudación Mensual
	[MBPD]	[%]	[MS/.]	Base D2	[\$./gln]	[MS/.]
GLP	32.38	24.5%	0.0	0.00	0.00	0.0
Gasolina 97 oct	1.18	100%	3,533.6	0.42	0.79	1,102.8
Gasolina 95 oct	1.59	100%	4,285.3	0.43	0.83	1,549.8
Gasolina 90 oct	9.04	100%	20,950.7	0.47	0.89	9,436.5
Gasolina 84 oct	13.31	100%	23,568.3	0.52	0.99	15,424.0
Biodiesel B2	76.33	89%	126,695.3	0.95	1.91	151,520.2
			179,033.22			179,033.2

Elaboración: Alfa Plus S.A.C.

Cuadro N° 8: Comparación ISC vs. ISC* - Efecto en la cadena de precios - agosto 2009

Combustible	Precio Base	ISC	ISC*	IGV	IGV*	Ex Planta	Ex Planta*	P. Púb.	P. Púb.*
	[\$./gln]								
GLP	3.13	0.00	0.00	0.59	0.59	3.72	3.72	6.58	6.58
Gasolina 97 oct	5.77	2.30	0.79	1.62	1.34	10.15	8.36	13.16	11.37
Gasolina 95 oct	5.73	2.07	0.83	1.57	1.33	9.83	8.35	12.58	11.10
Gasolina 90 oct	4.66	1.78	0.89	1.29	1.12	8.11	7.05	9.55	8.49
Gasolina 84 oct	4.15	1.36	0.99	1.11	1.04	6.95	6.51	8.48	8.04
Biodiesel B2	5.59	1.44	1.91	1.34	1.42	8.37	8.92	10.54	11.09

Elaboración: Alfa Plus S.A.C.

- Analizando el Cuadro N° 8 se observa lo siguiente:
- El ISC para las gasolinas disminuye en promedio 51% (máximo 65% para la de 97 octanos, mínimo 28% para la de 84);
 - El ISC para el Diesel 2 se incrementa en 32%;
 - El precio ex planta para las gasolinas disminuye en promedio 13% (máximo 18% para la de 97 octanos mínimo 6% para la de 84);
 - El precio ex planta para el Diesel 2 aumenta en 7%;
 - El precio al público para las gasolinas disminuye en promedio 10% (máximo 14% para la de 97 octanos mínimo 5% para la de 84);
 - El precio al público para el Diesel 2 aumentaba en 5%.

Conclusiones y propuestas:

Las cifras anteriores, permiten establecer lo siguiente:

- ✓ El mayor costo para un vehículo termina siendo el combustible;
- ✓ El ISC (Impuesto Selectivo al Consumo) es el factor gravitante en la señal de precios para la elección de los combustibles líquidos para el transporte, pues es capaz de distorsionar e invertir la señal proveniente de los costos de producción;
- ✓ El ISC y el impuesto al rodaje, que conceptualmente compensan efectos perniciosos sobre la salud, medio ambiente y deterioro de la carpeta asfáltica, emiten señales de sentido inverso, que implican que los combustibles limpios subsidien a los sucios.

- ✓ Con los nuevos valores del ISC, el impuesto al rodaje y el margen de comercialización se convierten en las señales económicas para dirigir el consumo hacia combustibles menos contaminantes. No se ha cambiado respecto al 2007;
- ✓ El margen comercial elimina el efecto de la disminución del ISC cuando se compara solamente gasolinas. No ha cambiado respecto al 2007;
- ✓ Los nuevos precios ex planta de las gasolinas de bajo octanaje brindan un margen que se podría aprovechar para la implementación del ISC+. No ha cambiado respecto al 2007;
- ✓ Los INR vigentes en agosto de 2009 y el rango cubierto (0.94 ~ 1.60) son menores a los correspondientes a febrero de 2007, lo que indica que se ha avanzado en eliminar la distorsión que favorece a los combustibles más contaminantes.

5. Efecto de la crisis económica internacional en los precios internacionales y locales de combustibles

En la primera mitad del siglo XX el petróleo se posesionó como la principal fuente de energía primaria en el mundo, desplazando al carbón mineral, gracias a su estado natural de líquido, que le permitía acomodarse mejor a los espacios disponibles y su mayor poder calorífico, aunados a su costo.

Para 1973 el precio del barril bordeaba los US\$ 3, es decir una energía barata y abundante, pero que no contribuía a su ahorro. Ese año, como consecuencia de la guerra del Yom Kippur en el medio oriente y de las intervenciones que tuvieron las potencias militares de la época, los países árabes, una de las 2 partes en contienda, declararon un embargo petrolero a occidente. Como resultado, el petróleo escaseó y sus precios lle-

garon a US\$ 13 por barril. En esa época, el petróleo proveía el 50% de la energía consumida por el mundo.

El embargo petrolero comprobó en los hechos, lo que se temía en los análisis geopolíticos, que indicaban lo inestable que podría ser el suministro de petróleo, dado que sus mayores reservas estaban concentradas en el oriente medio, zona conflictiva, no sólo por ideologías políticas distintas, sino por diferencias religiosas.

La reacción de los países desarrollados fue disminuir su dependencia del petróleo, al menos en la producción de energía eléctrica. Francia emprendió un programa de energía nuclear, con el lema "*Todo eléctrico, todo nuclear*". Alemania proclamó "*Weg vom Öl*" ("*Lejos del petróleo*"). Brasil emprendió un programa

de uso de energías renovables, con hidroenergía para lo eléctrico y biocombustibles para el transporte, más una búsqueda de petróleo, a través de su empresa estatal Petrobrás, que ha tenido gran éxito en los últimos 2 años.

Los precios altos trajeron no sólo mayor eficiencia en el aprovechamiento de la energía, sino más exploración exitosa. Así, se fue encontrando anualmente más cantidad de reservas que los “stocks” que se consumían, afectando los precios. Hacia fines de siglo se produjo la denominada “Crisis Asiática”, que llevó los precios del petróleo al borde de los US\$ 10 por barril. El siglo XX cerró con precios del orden de US\$ 20 a 25 por barril, con una participación del petróleo de 40% en la producción mundial de energía y con la sensación que los precios se mantendrían en su nivel por bastante tiempo. Proyecciones como las del DOE⁸⁵ asignaban un máximo nivel futuro de precios de US\$ 30 por barril. Sin embargo los nuevos hallazgos de petróleo eran inferiores al consumo anual, indicando que las reservas disminuían en términos de años de cobertura para la demanda futura.

En 1980 sobrevino una segunda gran crisis y los precios se volvieron a elevar hasta alcanzar los US\$ 30 por barril. El efecto del embargo petrolero fue menos severo que el de 1973. En los años siguientes, el mayor costo del petróleo y de la energía alteró los puntos de diseño de los equipos e instalaciones, hacia mayores eficiencias, por ejemplo, el costo adicional de emplear mayores (y mejores) superficies de transferencia de calor, que permitiesen un mayor aprovechamiento (mayor eficiencia), fue compensado por la disminución de costos de un combustible que había llegado a ser varias veces más caro que antaño.

Otra inquietud comenzó a acrecentarse con el nuevo siglo: el llamado “Pico de Hubbert”, que indica que un campo petrolero o gasífero (o cualquier otro recurso no renovable) puede incrementar su produc-

ción y seguir el curso de la demanda sólo hasta que la mitad de sus recursos se haya agotado, después, sigue una declinación de la producción. Una crisis energética sobreviene no cuando el total de reservas se haya agotado, sino cuando la oferta ya no pueda seguir a la demanda, es decir al haberse consumido la mitad de las reservas. El Dr. Hubbert hizo su predicción en los años 50 cuando, por encargo del gobierno norteamericano, efectuaba una prospectiva de la energía nuclear. Predijo lo que sucedería con los campos petroleros de Pennsylvania en los años 70, y pese a la incredulidad y hasta burlas sobre su pronóstico, se cumplió.

Si se suma las curvas de producción vs. el consumo de reservas de los distintos campos petroleros de una región o aún del mundo, se obtiene como resultante el valor global, o curva de Hubbert de ese conjunto. Existe consenso que el “Pico de Hubbert” de las reservas mundiales de petróleo y gas ocurrirá algún día. Las divergencias están en la fecha, pues algunas predicciones lo sitúan tan temprano como en el 2010, otras lo llevan hacia el 2030. Hay quienes estiman que las reservas recuperables de petróleo existentes en la naturaleza son de 2 billones de barriles y que ya nos aproximamos al consumo acumulado de 1 billón y, con ello al “Pico de Hubbert” del petróleo, estos cálculos indican que si las reservas fuesen 3 billones en vez de 2 billones de barriles, el “Pico de Hubbert” sólo se desplazaría 10 años hacia el futuro, y que la velocidad con la que nos acercamos a él influye mucho en los niveles de consumo que van alcanzando las poblaciones de China e India, que son las dos mayores del mundo.

En la primera década de este siglo, iniciada con un precio internacional del barril de petróleo de US\$ 25 y con pronóstico de no superar los US\$ 30 en los primeros 20 años, el precio alcanzó los US\$ 147 por barril en julio de 2008 y contribuyó a agotar la economía mundial, la crisis que sobrevino, achacada a los negocios inmobiliarios y financieros, llevó el precio a la baja

85 DOE son siglas del “Department of Energy” o Ministerio de Energía de los Estados Unidos de Norteamérica.

Energías convencionales

hasta bordear los US\$ 40 por barril, para recuperarse progresivamente y alcanzar el nivel de los US\$ 70, trepando recientemente hasta US\$ 78, y aproximándose a los US\$ 80 por barril.

A más de los hechos especulativos que generaron el incremento del precio del petróleo, es un hecho que los mejores campos han ido declinando y que se ha tenido que recurrir a campos con mayores costos de producción, además de existir una distancia muy corta entre la capacidad de producción y la de refinación y la demanda, de forma que cualquier traspies, genera inquietud y favorece la especulación, alentada por la poca estabilidad que reina entre los grandes productores de petróleo en el mundo.

Los grandes descubrimientos anunciados por Petrobrás en la costa atlántica de Brasil, requerirán perforaciones de 8,000 metros de profundidad y nuevas tecnologías. El primer pozo costó US\$ 160 millones y los pozos adicionales se estima, costarán US\$ 60 millones cada uno.

El Perú es un importador neto de petróleo. Consume del orden de 160 mil barriles por día, de los cuales produce 120 mil/día (gracias a los líquidos de Camisea), importa 80 mil/día y exporta 40 mil/día. Exporta debido a que en la selva produce petróleo pesado que no puede ser refinado, esto obliga a importar petróleo más ligero y adecuado a las refinerías, amén de importar derivados como el Diesel y exportar otros como las gasolinas. El proceso de importar y exportar representa pérdidas en los fletes.

Los precios para el consumidor final se basan en la llamada "Paridad de Importación". Se entiende que existe un costo n de producción del petróleo que se vende dentro del país a un precio internacional. Lo que se consume en el país se refina, agregando un costo a sus productos, pero estos se venden sobre un costo de oportunidad, que es el de Paridad de Importación,

precio que supone el costo que resultaría de un proceso eficiente de importación de combustible y que ese valor es el máximo que se podría cobrar en el mercado local; entonces, a los costos de producción se les agrega un margen refinero y otro comercial, que permiten ganancias sin que el precio final exceda la paridad de importación.⁸⁶

Otro problema que se confronta al fijar los precios internos es la volatilidad que tienen los precios internacionales; esa volatilidad fue muy acentuada entre los años 2005 y 2009. El Estado perseguía contar con una señal estable de precios para evitar que ésta indujera inestabilidad en los precios de los productos, y creó un mecanismo de estabilización de precios en la forma de un fondo financiero que, luego de fijado el precio medio, cuando el precio internacional subía por encima de este, el fondo estabilizador aportaba recursos para evitar la subida de precios al consumidor. Recíprocamente, cuando el precio internacional bajaba del precio medio, sin alterar este, de lo recaudado se devolvían los recursos al Fondo de Estabilización.

Un funcionamiento perfecto del Fondo de Estabilización implicaría poder adivinar el precio medio anual del petróleo, lo que resulta imposible, por eso el mecanismo opera combinando las variaciones al monto asignado para el fondo con las variaciones en el nivel de precios, siguiendo las tendencias del precio internacional. El Fondo de Estabilización se creó mediante el Decreto de Urgencia N° 010-2004, con un monto (inicial) de hasta 60 millones de soles, el que ante los incrementos del precio internacional, fue creciendo hasta llegar a mil quinientos millones de soles en el año 2008.⁸⁷

Cuando los precios internacionales suben permanentemente, los ajustes de precios al público se realizan de inmediato, entonces, los derivados del petróleo se venden a un precio mayor al que corresponde

86 El Mensaje Presidencial del 2008 anunció US\$ 200 /bbl y subsidios acumulados por S/. 600 millones.

87 D. U. 035-2008 del 18/08/08.

al precio que se pagó por el petróleo, incrementando las utilidades de las empresas y también el nivel de impuestos que pagan. Cuando el proceso es el inverso, la señal de disminución de precios tarda mucho más y

las empresas pierden; situación que compensan manteniendo un nivel de precios mayor durante el tiempo necesario para recuperar las pérdidas. Lo mismo sucede con el Fondo de Estabilización.

6. Importancia de la calidad de los combustibles para el mejoramiento de la calidad del aire y la posibilidad de tener mejor parque automotor

Es conocido que la calidad del aire está relacionada con la salud. Las estadísticas realizadas en el Perú, especialmente en las ciudades más pobladas, demuestran el alto nivel de contaminación del aire causado principalmente por el transporte. Vinculando los niveles de contaminación medidos con los estudios que los correlacionan con las enfermedades ocasionadas por las emisiones, se puede cuantificar el daño causado en determinado lugar.

El efecto negativo de las emisiones es proporcional al tipo de emisiones y a la concentración que éstas llegan a alcanzar en el aire.

La concentración de contaminantes en el aire que se llega a alcanzar depende de la cantidad emitida y de la aptitud para renovarlo propia del sitio, reemplazando parte del aire existente con aire fresco acarreado por el viento, diluyendo la concentración de las emisiones.

La cantidad emitida tiene que ver con la eficiencia de los motores térmicos de los vehículos y con características propias del tráfico. Si se toma como referencia la necesidad de que una determinada carga (masa o peso a ser transportado) recorra una determinada distancia, la cantidad de emisiones será proporcional a la eficiencia de los motores de los vehículos (esto es al consumo de combustible necesario para transportar, por ejemplo, una tonelada de peso a una distancia de

un kilómetro) y a los tiempos de espera, pues cuando el vehículo se detiene, su motor continúa operando en ralentí; cuando tiene que avanzar a una velocidad muy lenta, hay un efecto parecido porque la eficiencia del motor disminuye a bajas cargas.

La calidad de las emisiones depende: (i) de la naturaleza y la calidad de los combustibles empleados, reflejada por su composición química; y (ii) del estado del vehículo para realizar una adecuada combustión y de su capacidad de retener una determinada cantidad perniciosa de componentes de sus emisiones.

La calidad de las emisiones se puede salvaguardar: (1) controlando la composición química de los combustibles; así, por ejemplo, un combustible que no contenga azufre o que lo contenga en una cantidad mínima no puede dar lugar a grandes emisiones del mismo en un vehículo; y (2) controlando la adecuada calidad de los motores, ya que un motor más eficiente consumirá menos combustible y un motor en buen estado producirá emisiones menos contaminantes; es el caso del NOx, que es producto de la forma en la que se realice la combustión.

En el Perú las normas referidas a la calidad de los combustibles y de los vehículos están desacopladas. Se exige a los vehículos estándares calidades de combustibles que no están disponibles en el mercado peruano.

Conclusiones y propuestas:

- ✓ La calidad del aire se determina por el nivel de concentración que llegan a alcanzar los elementos contaminantes (gases y partículas);
- ✓ La calidad del aire se ve impactada por las emisiones de los vehículos dedicados al transporte;
- ✓ Existe una relación entre la concentración de las emisiones en el aire (grado de contaminación) y los daños a la salud humana;
- ✓ El grado de contaminación depende de las características del sitio (renovación natural del aire), de las cantidades emitidas, de las características de los combustibles y de las características y estados de los motores de los vehículos
- ✓ Para mitigar y controlar el grado de contaminación se requiere;
 - Controlar la calidad (composición química) de los combustibles, a través de estándares y normas;
 - Minimizar las cantidades de gases contaminantes, con motores más eficientes;
- Utilizar motores que minimicen la mala calidad de las emisiones y que se utilicen adecuadamente;
- ✓ Los motores tecnológicamente más avanzados, que permiten mayor rendimiento y menores emisiones, requieren combustibles de calidades adecuadas.
- ✓ La elección de vehículos y combustibles responde al costo de transporte; cuando el ISC grava más a los combustibles de mayor calidad, está propiciando la mala calidad del aire.
- ✓ En el Perú:
 - Las normas plantean exigencias de calidad a los vehículos, que resultan inservibles por la inadecuada calidad de los combustibles disponibles;
 - Los impuestos a la calidad de los combustibles, gravando más a los de mayor calidad, promueven la conservación de un parque automotriz antiguo e ineficiente.

7. Energía nuclear como opción posible o no

Existe una correlación entre el Producto Bruto Interno y el Consumo de Energía Eléctrica. Para el pronóstico de la demanda eléctrica en el SEIN se utiliza una ecuación que correlaciona el consumo de energía eléctrica (Variable independiente) con: (i) la población existente; (ii) el Producto Bruto Interno (PBI) y (iii) el precio de la energía eléctrica.

Grosso modo, en el Perú el crecimiento del consumo eléctrico se encuentra en dos (2) puntos porcentuales por encima del crecimiento del PBI. El Centro de Planeamiento Estratégico (CEPLAN), en su proyección al año 2021 (bicentenario de la independencia del Perú), propone una tasa de crecimiento anual del 6% para el

PBI. Este último valor y las tasas de crecimiento históricas del consumo de energía eléctrica de la década inicial del presente siglo XXI y de los años 2005 a 2008, antes de la crisis internacional, permiten establecer para la cobertura de la gran mayoría de posibles escenarios de crecimiento de la demanda eléctrica, tasas de crecimiento anual que van del orden del 4% al 10%.

Debido al menor crecimiento poblacional, a la mayor eficiencia en el aprovechamiento de la energía y a las consideraciones de cambio climático, las tasas de crecimiento de consumo energético deben desacelerarse en el futuro, hasta detenerse o tender a detenerse cuando se alcance un determinado máximo

nivel, expresado por algún indicador, como por ejemplo el consumo anual de energía por habitante. Entre tanto, el crecimiento sigue un proceso exponencial, que conduce a que el consumo se duplique después de determinado número de años. Mientras rija un proceso exponencial, una disminución del crecimiento implicará que se extiendan los períodos en que se duplique el consumo.

La tabla que sigue ha sido elaborada siguiendo lo expuesto, para determinar en que tiempo se duplicaría la demanda, según la tasa promedio de crecimiento. Es válida, mientras no se llegue al momento en que se alcance un valor máximo del consumo anual per cápita. En ella se indica el año en el que se duplica la máxima demanda, en función de la tasa anual de crecimiento.

PBI	[%/año]	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%
Demanda eléctrica	[%/año]	5%	6%	7%	8%	9%	10%	11%	12%
Duplicación	años	14.0	12.0	10.0	9.0	8.0	7.0	7.0	6.0
Año de ocurrencia de la Máxima Demanda Anual									
Máxima Demanda Proyectada	4,200	2,009	2,009	2,009	2,009	2,009	2,009	2,009	2,009
	8,400	2,023	2,021	2,019	2,018	2,017	2,016	2,016	2,015
	16,800	2,037	2,033	2,029	2,027	2,025	2,023	2,023	2,021
	33,600	2,051	2,045	2,039	2,036	2,033	2,030	2,030	2,027
[MW]	67,200	2,065	2,057	2,049	2,045	2,041	2,037	2,037	2,033

Para establecer órdenes de magnitud de los límites de crecimiento, se considera las siguientes premisas:

- En el Siglo XXI, la población del Perú podrá crecer hasta 50 millones de habitantes;
- Por compromisos semejantes al Protocolo de Kyoto, que fijan un máximo consumo de energía (Potencia) per cápita, no se deberá superar un tope de 2,000 W/habitante
- En el siglo XXI, el Perú podrá llegar a un valor de potencia eléctrica promedio consumida per cápita, entre el valor anterior y el 50% de ese límite (1,000 W/hab); en el año 2009 ese valor es 150 W/hab.

Las premisas anteriores permiten establecer que la Máxima Demanda Anual de energía eléctrica que puede alcanzar el Perú en el Siglo XXI, según la velocidad con que desarrolle podrá llegar a un valor comprendido entre 50,000 y 100,000 MW. Combinando las cifras con las de la tabla anterior, se puede establecer:

- El potencial hidroeléctrico técnicamente desarrollable del Perú, evaluado en los años 1970 - 1980,

para circunstancias de aquel entonces y sin llegar a un mayor nivel de desarrollo de los datos necesarios, se estableció que estaría en el orden de los 60,000 MW eléctricos, con un factor de planta (capacidad de la oferta) del orden del 60% al 70% (de persistencia). Difícilmente un país llega a desarrollar su potencial total; se puede esperar que el Perú pueda desarrollar un 70% de ese valor.

- Según la velocidad de crecimiento de su desarrollo y los límites que éste podría encontrar, el Perú podría alcanzar o superar la máxima demanda eléctrica de 60,000 MW hacia la mitad de siglo, o como máximo en 2 décadas posteriores. Esa demanda eléctrica estaría atada a un factor de carga (requerimiento de la demanda) del 80% (de persistencia).
- En la hipótesis de que pudiese desarrollar la totalidad de su potencial hidroeléctrico técnico, en los períodos señalados (entre la cuarta y sexta décadas del presente siglo) su demanda de energía eléctrica superaría la capacidad hidroeléctrica en un 15%

Energías convencionales

(diferencia entre sus factores de carga y planta), lo que equivale a unos 9,000 MW, que tendrían que provenir de otras fuentes de energía.

- Aceptando como válida y equilibrada una estructura de producción de 80% de hidroenergía (u otras renovables) y 20% de termoenergía, requeriría aproximadamente, en el período señalado, unos 12,000 MW termo o nucleoelectricos.
- La fuente para generación de naturaleza termoeléctrica se requiere:
 - Como forma de almacenamiento de energía, para superar contingencias de escasez temporal de energía renovable (hidroenergía, energía eólica, etc.) en ciclos cortos (estaciones secas) y largos (plurianual, años secos)
 - Para aportar contingentes de persistencia superior a los que puede ofrecer la oferta hidroeléctrica e incluso a los de la demanda, de forma que la oferta combinada (termo e hidroeléctrica) pueda atenderla.
- La fuente de generación termoeléctrica puede provenir de:
 - Combustibles fósiles (carbón, petróleo, gas natural) que, para el Perú, son relativamente escasos –lo que le impondría la dependencia en años en que ésta puede resultar totalmente inconveniente–, además de lo oneroso que pueden resultar ambientalmente (penalización a exportación de productos primarios o industriales atados al carbono)
 - Biocombustibles (bagazo, dendrotermia, etc.)
 - Geotérmicos (en la medida en que éstos se desarrollen)
- Nucleoelectricos; éstos, si bien requieren niveles de tecnología fuera del alcance del Perú para producir combustibles nucleares, permiten cierta ventaja cuando un país cuenta con uranio como materia prima, que es el caso de nuestro país.
- La fuente termoeléctrica puede tener otros cometidos a establecer en función del efecto del cambio climático; en especial, proveer de agua dulce (desalinizada y bombeada) a las poblaciones costeñas.
- Combinando las necesidades de energía termoeléctrica, el nivel del requerimiento futuro (12 mil MW), el requerimiento de aprovisionar agua dulce y la disponibilidad del combustible en condición de materia prima, hacen que la energía nuclear sea una opción no descartable para el Perú, y su requerimiento puede darse cuando cuadruplicamos su actual demanda de potencia eléctrica, lo que podría ocurrir dentro de la década que se inicie el 2020.
- Una puesta en valor de la energía nuclear, requiere un período de maduración no menor de 15 años, seguramente más próximo a los 20 años, necesario para:
 - Constituir y entrenar un equipo humano, cuya tarea apuntaría a construir, operar y supervisar una central nucleoelectrica;
 - Incorporar la energía nuclear al planeamiento eléctrico e integral (abastecimiento de agua dulce, entre otros)
 - Evaluación de sitios para instalar la unidad;
 - Estudios de evaluación técnica, económica, ambiental, social, financiera, etc.
 - Construcción (en ¿8 años?).

Conclusiones y propuestas:

- ✓ La energía nuclear es una opción no descartable para el Perú, y la necesidad podría presentarse dentro de 20 años;
- ✓ Se necesita incorporar la energía nuclear como tal en un plan de desarrollo de largo plazo;
- ✓ Se necesita constituir y entrenar un equipo humano (cuyas edades hoy estarían entre los 20 y 30 años), proyectándolo en la conducción de un proyecto nuclear (2 o más centrales nucleares) cuya primera unidad entraría en servicio hacia el año 2030.

8. El potencial hidroeléctrico y los desarrollos en la Amazonía

Antecedentes

Estando en curso un convenio entre Perú y Brasil, denominado Acuerdo de Integración Energética, gestionado por nuestro país para la integración energética y la exportación de hidroenergía al Brasil, y por tratarse de un tema trascendente, en Lima, los días 18 y 19 de noviembre de 2009, expertos peruanos y extranjeros fueron convocados por el Colegio de Ingenieros del Perú para analizar el tema en un foro de especialistas, atendiendo lo dispuesto por la Ley N° 28948, que requiere a los colegios profesionales “*Pronunciarse en materias de interés nacional desde la perspectiva profesional, aportando recomendaciones sobre la gestión del Estado*”.

En el evento mencionado se llegó a las conclusiones y recomendaciones que siguen, y en su redacción participó el autor del presente informe.

Análisis

Potencial hidroeléctrico del Perú:

El potencial hidroeléctrico es la mayor fuente de energía comercial con que cuenta el Perú. Su aprovechamiento óptimo necesita una política de Estado a ser ejecutada a lo largo de varios períodos de gobierno.

Siguiendo la proyección de la demanda realizada en el capítulo sobre “Energía nuclear como opción posible o no”, a no ser que el crecimiento económico del Perú se estanque, con una tasa anual de crecimiento eléctrico de 6 a 8%, en los próximos 30 a 40 años necesitaría desarrollar todo su potencial hidroeléctrico, para consumo propio.

El Potencial Hidroeléctrico Nacional (PHN), según estudios realizados entre 1968 y 1980, principalmente por la Misión Alemana de Energía, cuenta con las siguientes cifras referenciales y consideraciones:

- Valor Teórico: 206 GW;
- Valor Técnico, económicamente aprovechable: 58.4 GW.
- Distribución geográfica:
 - Vertiente del Pacífico, transvasando agua a la costa: 13.1 GW.
 - Vertiente del Atlántico, en Alta Montaña (1,000 m o más sobre el nivel del mar): 22.5 GW.
 - Vertiente del Atlántico, en Amazonía (menos de 1,000 m sobre el nivel del mar): 22.8 GW.
- Valor efectivamente desarrollable: 70% del Valor Técnico; equivalente a 40 GW.
- Los proyectos hidroeléctricos clásicos del Perú son los de Alta Montaña: centrales de mediano tamaño, alta caída y sin grandes reservorios. Se desarrollan mediante túneles, conductos forzados y pequeñas tomas o pequeños embalses, por lo que prácticamente no causan impacto socio-ambiental.
- Los proyectos hidroeléctricos en Amazonía corresponden a centrales con baja caída y gran caudal, donde la caída se logra construyendo grandes presas que inundan extensas áreas. Ocasionalmente ocasionan costo económico (destrucción de biodiversidad), social y ambiental, adicionales a su costo de construcción. Están ubicados en zonas de gran biodiversidad, escasa población y escasa presencia del Estado, que facilita la presencia del narcotráfico y de minería ilegal altamente contaminante que deforesta amplias zonas de selva.
- El 63% del PHN Técnico está en centrales medianas (50 a 500 MW);
- El potencial en centrales mayores a 500 MW se concentra en 20 proyectos;
- Los proyectos mayores a 1000 MW son 7. De este potencial las empresas brasileñas se han interesado en 6 de ellas, las más grandes.

Energías convencionales

- En orden de mayor a menor, el Potencial Hidroeléctrico Técnico de Perú es el tercero mayor en Sudamérica, después de Brasil (260 GW) y Colombia (96 GW) y antes que Venezuela (46 GW), Argentina (40 GW), Bolivia (40 GW), Chile (25 GW) y Ecuador (22 GW).

Itaipú y la experiencia internacional en grandes hidroeléctricas

Itaipú es la mayor hidroeléctrica del mundo en producción de energía y la segunda mayor en potencia instalada. Corresponde al desarrollo hidroeléctrico del río Paraná, en una zona compartida por Paraguay y Brasil, que constituyeron una empresa binacional como administradora, receptora del crédito financiero, ejecutora y operadora. La mitad del recurso (energía) y de la propiedad de la obra corresponde a cada país. Un país consume los excedentes de energía eléctrica que el otro no puede consumir. Está prohibida la venta de excedentes a terceros. La experiencia de Itaipú, indica que:

- Entre 1986 y 2007, la deuda de la empresa binacional, luego de más de 20 años de amortización, creció de US\$ 14,500 a US\$ 18,700 millones de dólares.
- De los 2 países que intervienen en el acuerdo binacional, uno consume el 90% de la energía de Itaipú; el otro el 10%.
- En 2008, los excedentes de energía de Itaipú se vendían a US\$ 2.80/MWh. Su precio internacional referencial era del orden de US\$ 40 a US\$ 60/MWh.

La experiencia internacional en grandes hidroeléctricas indica que:

- La complejidad del impacto social y ambiental que ocasionan, aconsejan su escrutinio por expertos independientes, para un mejor diseño del proyecto y el adecuado cumplimiento de los compromisos sociales y ambientales.
- El Acuerdo de Concesión debe incluir: (i) el marco institucional; y (ii) la asignación de recursos que

garanticen la protección y adecuado desarrollo de la cuenca involucrada;

- La libre competencia trae enormes beneficios al país y a los consumidores de electricidad. Para ello, se debe promover que la concesión definitiva de un proyecto se otorgue por licitación.
- Existen experiencias positivas que indican que es posible la competencia en subastar un gran proyecto, aun cuando –como es común– el proyecto esté siendo desarrollado por un solo consorcio.
- Para garantizar la transparencia y competencia en un mega-proyecto, es necesario que el Gobierno asuma un rol proactivo y asigne recursos adecuados para lograr un acuerdo comercial y técnico que responda a los intereses del país.
- Es indispensable que el Gobierno movilice recursos suficientes para lograr un entendimiento pleno del problema, defina una estrategia consistente con los intereses nacionales y esté en condiciones para negociar de igual a igual con los consorcios poderosos interesados en estos proyectos.

El Perú ya tiene con Camisea, una amarga experiencia del resultado del manejo sin planeamiento ni transparencia en la explotación de sus recursos naturales energéticos. Con Camisea, el país se enteró tarde de las condiciones claramente lesivas para el interés nacional, como consecuencia de modificaciones en los contratos con los operadores, que debieron –en su momento– ser sometidas al escrutinio público y especialmente de los organismos que conocen en profundidad el tema técnico.

La normativa de otorgamiento de concesiones hidroeléctricas en el Perú ha sido concebida para promover inversiones que, a través de empresas privadas como concesionarios, garanticen el abastecimiento de la demanda interna, en un escenario de obras de pequeña y mediana magnitud, que comprometen una fracción menor del Potencial Hidroeléctrico Nacional. Esta figura es perfectamente aplicable a proyectos para exportación de energía eléctrica, siempre y cuando se trate de excedentes, pero difiere sustan-

cialmente de la figura de comprometer una gran proporción del recurso, con propiedad perenne a favor de una empresa estatal controlada y de propiedad de otro Estado, lo que puede inducir el interés propio en los recursos.

Vinculación energética con Brasil

La vinculación energética con Brasil abarca 2 temas distintos: (i) Integración energética; y (ii) desarrollo del potencial hidroeléctrico amazónico peruano.

La integración energética es la oportunidad del Perú para vincularse a un gran sistema eléctrico interconectado, del que ambas partes pueden obtener beneficios mutuos. Aporta un gran mercado eléctrico para acelerar el desarrollo de recursos hidroeléctricos, colocando excedentes.

El desarrollo del potencial hidroeléctrico amazónico podría estar comprometiendo en un acuerdo binacional el desarrollo de 20 GW de hidroenergía, así lo que el mercado peruano no pueda consumir inicialmente, quedaría comprometido para exportación por 30 años. Lo anterior implica obras por un monto de 60,000 millones de dólares y ventas de energía por 240,000 millones de dólares.

Los recursos energéticos en negociación están en territorio peruano y le pertenecen íntegramente al

Perú. Pero, con el marco legal actual, su propiedad puede pasar perennemente a empresas del país vecino, a diferencia de Itaipú donde cada país mantiene la propiedad de sus recursos energéticos y obras.

Existe marcada asimetría entre las capacidades de las partes que intervienen en la negociación. Como muestra:

- Electroperú, empresa estatal peruana, está dogmáticamente prohibida de crecer desde hace casi 20 años, al no poder hacerlo su participación a través de la Hidroeléctrica del Mantaro (1 GW) y la participación del Estado en el sub-sector eléctrico se van diluyendo. Electroperú ha traspasado el control sobre el sistema de transmisión peruano a su par colombiana.
- Su par brasileña, Eletrobrás, es una de las 10 mayores empresas eléctricas del mundo, con 40 GW y 60,000 km de líneas de transmisión, 30 hidroeléctricas, 15 termoeléctricas, 2 nucleares y presencia en varios continentes;
- Al no haber invertido en estudios e ingeniería, existe asimetría en contra del Perú, en el conocimiento privilegiado sobre su potencial hidroeléctrico en la Amazonía.

Conclusiones y propuestas:

- ✓ El desarrollo del PHN amazónico tiene costos (Ej.: pérdida de biodiversidad en el Perú) y beneficios (afianzamiento de desarrollo hidroeléctrico aguas abajo, en Brasil) que se deben tener en cuenta en las negociaciones.
- ✓ Si no se establecen reglas claras, el Perú corre el riesgo de perder el control sobre su más importante fuente energética. El desarrollo de las centrales hidroeléctricas en la Amazonia demanda que el Estado cumpla inteligente y eficiente-

mente su labor de promoción y defensa de los intereses locales y nacionales, velando porque exista:

- Transparencia en la información y los acuerdos.
- Debate, búsqueda del consenso y respeto en los ofrecimientos.
- Reconocimiento de derechos y compartir beneficios con las poblaciones afectadas.

