

**Crisis, liberalización y planificación en los mercados sudamericanos de  
generación eléctrica: cuatro casos de estudio**

*"Parece una ilusión pensar que podemos tener una economía del primer mundo con un gobierno del tercer mundo".*

Francis Fukuyama  
V Cumbre de Comercio Exterior. Perú, 2010

*Tabla de contenido*

<b><u>INTRODUCCIÓN: MOTIVACIÓN Y OBJETIVOS</u></b>	<b>2</b>
<b><u>PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA: BREVE INTRODUCCIÓN</u></b>	<b>3</b>
<b><u>LOS ESTUDIOS DE CASO: BRASIL, ARGENTINA, COLOMBIA Y PERÚ</u></b>	<b>5</b>
PRIMER CASO DE ESTUDIO: BRASIL	5
SEGUNDO CASO DE ESTUDIO: ARGENTINA	11
TERCER CASO DE ESTUDIO: COLOMBIA	14
CUARTO CASO DE ESTUDIO: PERÚ	19
<b><u>CONCLUSIONES Y REFLEXIONES FINALES</u></b>	<b>24</b>
<b><u>BIBLIOGRAFÍA</u></b>	<b>25</b>
<b><u>ANEXO</u></b>	<b>31</b>
BRASIL	31
ARGENTINA	33
COLOMBIA	36
PERÚ	39

## I. INTRODUCCIÓN: Motivación y objetivos

Han transcurrido cerca de 25 años desde que el Perú liberalizó el mercado eléctrico. ¿El objetivo? Solucionar la severa crisis energética. Recordemos que el desabastecimiento eléctrico tiene un impacto negativo en el crecimiento económico (BELKE, DREGER & DE HAAN, 2010) y, por tanto, la crisis energética tuvo consecuencias más allá del racionamiento (recesión, inflación).

Pero Perú no fue el único país de la región que vio en el sector privado la solución para salir de tales crisis (GRAY, 2001). Sudamérica en conjunto sufrió una gran transformación a partir de los ochentas. Muchos gobiernos liberalizaron el sector eléctrico al fallar el modelo tradicional (Estado proveedor) (DUSSAN, 1999).

Sin embargo, existen estudios que señalan que la liberalización también puede hacer menos confiable y más costoso al suministro de electricidad (mayor volatilidad de precios, el distribuidor asume el suministro de una electricidad que él no genera, pocos incentivos para inversiones riesgosas, etc.) (FINGER & FINON, 2011). Perú parece ser uno de estos casos ya que, a la fecha, se encuentra en una situación energética delicada debido a la falta de inversión en infraestructura de generación y poca diversificación en la matriz. El Gobierno declaró a fines de 2012 una situación de crisis por posible desabastecimiento en el corto y mediano plazo. Es a causa de esta crisis que recién ha comenzado a plantearse de la posibilidad de implementar un sistema de planificación energética.

En este sentido, si bien la liberalización puede producirse en un contexto histórico regional (i.e. crisis económica que afectó a toda una región), cada país es una realidad distinta, y las políticas adoptadas (y sus consecuencias) pueden diferir sustancialmente entre sí. Precisamente, y a causa

de nuestro particular interés por la situación actual de Perú, queremos estudiar el grado de diversidad del proceso de liberalización en un contexto regional. ¿Otros países adoptaron las mismas políticas y herramientas de liberalización? ¿Implementaron sistemas de planificación energética? ¿Si es así, cuáles han sido dichos sistemas? ¿Cuál es la situación actual de dichos países?

El presente trabajo pretende ser uno de investigación, discusión jurídica y descriptivo de la técnica de derecho comparado. Por tanto, elegiremos cuatro casos de estudio en los cuales: (i) investigaremos cuál fue el contexto en que se produjo la liberalización; (ii) identificaremos las herramientas utilizadas (con especial interés en la planificación energética); y, (iii) estudiaremos las reformas post-liberalización adoptadas por los gobiernos.

## II. PLANIFICACION ENERGÉTICA: BREVE INTRODUCCIÓN

La Real Academia Española define “planificación” como “Plan general, metódicamente organizado y frecuentemente de gran amplitud, para obtener un objetivo determinado, tal como el desarrollo armónico de una ciudad, el desarrollo económico, la investigación científica, el funcionamiento de una industria, etc.”.

Si acaso la “planificación” es “(...) la selección cuidadosa de fines y medios apropiados para alcanzarlos” (MOLINS, 1998), por planificación energética entendemos al instrumento que utiliza el Gobierno, como gestor del interés público, para intervenir la actividad económica en la sociedad con el propósito de encauzar, racionalizar y facilitar la aplicación de la política energética, en función de aquello que se considera necesario o beneficioso para el país (MINETUR, 2008).

El sector energético (y en especial el eléctrico) es considerado como estratégico por muchos Gobiernos y cuyo suministro debe asegurarse por su carácter esencial para el funcionamiento de

las economías (BELKE, DREGER & DE HAAN, 2010). En una sociedad de mercado, la planificación estatal sirve a un propósito público o de interés general (asegurar el crecimiento de la economía, llevar a cabo inversiones públicas seleccionadas y, en ausencia de interés del sector privado, inducir acciones deseadas) (FRIEDMANN, 1991).

Pero este deber exige más que garantizar la continuidad del servicio. Implica condiciones óptimas de seguridad, calidad, protección del medio ambiente y precio (MINETUR, 2008). Una política energética busca asegurar estas condiciones; y la planificación se convierte en una herramienta para identificar estos objetivos.

Ahora bien, según su nivel de intervención dentro de la economía, la planificación estatal (y el grado de intervención en la actividad económica) puede ser indicativa o imperativa (SAAVEDRA, CASTRO, RESTREPO & ROJAS, 1999; Pearce, 1999):

Planificación Indicativa	Planificación Imperativa
<ul style="list-style-type: none"> <li>• El Estado actúa de manera directa en el sector público, e indirecta en el sector privado.</li> <li>• El plan constituye una guía de acción, determinando los mecanismos eficientes para lograr determinados objetivos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El Estado actúa de manera directa en el sector privado.</li> <li>• El plan constituye un instrumento imprescindible para la gestión de la administración.</li> <li>• En una economía planificada, el gobierno controla la determinación del <i>output</i>, los precios y los <i>salaries</i>.</li> </ul>

<ul style="list-style-type: none"> <li>• Para lograr los objetivos de la planificación, el Estado recurre a incentivos y regulación para influir en la economía.</li> <li>• Está asociado a gobiernos de corte capitalista.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Está asociado a gobiernos de corte socialista.</li> </ul>
--	--

Nótese que propiedad estatal no es lo mismo que planificación; y que la propiedad privada no es lo mismo que *laisser-faire*. Un sector puede contar con propiedad privada pero con planificación imperativa y otro con propiedad estatal y sin planificación (ESPINOZA, 2009).

### III. LOS ESTUDIOS DE CASO: Brasil, Argentina, Colombia y Perú

¿Por qué Sudamérica? Porque, siendo países semejantes en muchos aspectos, nos muestran un amplio espectro en tipos de gobiernos como en la manera en que afrontaron sus crisis. ¿Por qué estos cuatro países? Brasil porque es conocido por su corte de izquierda. En contraposición, Colombia y Perú mantienen un gobierno menos intervencionista en la economía. Argentina es un caso particular pues, con los años, ha pasado de un gobierno liberal a uno intervencionista en extremo. Esta elección de países, a nuestro entender, es lo suficientemente diversa como para abarcar los escenarios de los mercados energéticos sudamericanos post-liberalización.

#### II.1. PRIMER CASO DE ESTUDIO: BRASIL

- Liberalización: En la década de los setentas, Brasil utilizó el modelo tradicional con fuerte inversión estatal en hidroenergía. Resalta la construcción de la mayor central hidroeléctrica mundial (Itaipu) con capacidad instalada de 12600 MW (VALDIR, 2009).

La década siguiente se caracterizó por el deterioro económico y la falta de fondos para invertir en nuevas instalaciones, pese a que la demanda eléctrica mantuvo un crecimiento medio de 6% anual entre 1980 y 1990 (BECKER, 2003).

Brasil liberalizó el mercado eléctrico para suplir la deficiencia en la oferta energética. A continuación, los puntos esenciales de dicha política (VALDIR, 2009; AKEL & EYZAGUIRRE, s/f; PETRECOLLA, 2007):

- (i) Su aproximación fue recaudadora (con ingresos de US\$ 21 billones. VALDIR, 2009). Se privatizaron varias empresas estatales de generación y distribución (aunque el Estado conservó una fuerte presencia). La transmisión siguió en manos estatales.
- (ii) Se desintegra verticalmente el mercado (aunque el Gobierno conservó varias empresas integradas verticalmente).
- (iii) Se instauro la libertad de entrada en la generación (requiriéndose concesión previa) y comercialización, y se regula las actividades de transmisión y distribución como monopolios naturales con libertad de acceso a terceros.
- (iv) Se crea un mercado mayorista para reemplazar el sistema de precios regulados de generación. Se pretendía incentivar la celebración de contratos de abastecimiento de largo plazo a precios de competencia. En teoría, los compradores buscarían evitar la volatilidad de precios del mercado *spot* mediante contratos de largo plazo a precios fijos.
- (v) Se crea una nueva infraestructura administrativa: el Operador Central del Sistema (conformado por los generadores) encargado del despacho eléctrico; y la Agencia

Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL, del Ministerio de Energía (sin autonomía funcional), como el órgano regulador (básicamente fijación de tarifas y estándares mínimos de calidad).

(vi) El Consejo Administrativo de Defensa Económica – CADE, agencia de competencia creada en 1962, recibió competencias para efectuar el control previo de fusiones y concentraciones (que incluyó al sector eléctrico) y sancionar algunas conductas anti-competitivas (cárteles y precios predatorios).

- Crisis energética: En el 2001, a sólo 3 años de la liberalización, Brasil sufrió una severa crisis energética. Entre el año 1997 y 2000 se requería aumentar la potencia instalada en 4000 MW anuales para satisfacer la creciente demanda. El incremento efectivo no superó los 2000 MW. Para evitar racionamientos, fueron utilizadas las reservas de agua para el 2001; año en que se produjo fuertes sequías (ROZAS, 2009).

Con la política liberalizadora se pretendía que el Gobierno se limitara a regular más no a intervenir (las empresas estatales se encontraban prohibidas de participar en los nuevos proyectos de generación y no se previó ningún mecanismo de incentivos) (VALDIR, 2009). El problema fue que este sistema no creó las condiciones necesarias para la entrada de nuevos agentes (OLIVEIRA, 2003).

Los generadores afrontaban severos riesgos. Si la demanda era muy baja, podían no encontrar compradores. Las hidroeléctricas, en épocas de lluvia, tenían que vender a precios sumamente bajos, y en épocas de sequía debían acudir al mercado *spot* para comprar energía costosa (VALDIR, 2009). La volatilidad de los precios de los combustibles

y la ausencia de convergencia regulatoria que asegurara el suministro de combustible fósil parte de los monopolios estatales eran riesgos no trasladables a la tarifa (ROZAS, 2009).

Esta incertidumbre determinó que muchas distribuidoras recurrieran a empresas vinculadas para el suministro de electricidad. La desregulación falló en crear las condiciones para la entrada de nuevos agentes (VALDIR, 2009).

- Reforma: En junio de 2001 el Gobierno dictó una serie de medidas para reducir el consumo de electricidad. Y, a partir de dicho año y hasta el 2004, se promulgaron normas para implementar un nuevo modelo energético (Leyes 10.847 y 10.848, Decreto 5.163) sustentado en una planificación imperativa y centralizada (VENTURA, 2007). A continuación, los instrumentos más relevantes (OECD, 2005; VALDIR, 2009):
  - (i) El Estado se comportó como un “comprador único” de electricidad, fijando la demanda futura requerida para satisfacer al mercado regulado (cuotas de producción que deben ser cumplidas). La demanda ya no sería fijada por el mercado, sino por el Estado.
  - (ii) El Gobierno, a través de Empresa de Pesquisa Energética - EPE (adscrita al Ministerio de Energía), fija los objetivos de expansión en generación y transmisión, diversificación en la matriz, y almacenamiento de recursos hídricos y stock de combustibles destinados a generación, ajustando la oferta a la demanda prevista en un horizonte de largo (30 años), y mediano y corto plazo (10 años). El Estado fija la oferta requerida (y las condiciones en que debe ser ofrecida) para satisfacer la demanda (i.e. define los proyectos que serán ejecutados).

- (iii) El Ministerio, luego de aprobar los proyectos energéticos considerados como estratégicos, realiza subastas (por plazos definidos para su ejecución y operación). El contrato se asigna al mejor postor (precio) y, al finalizar el contrato, las instalaciones revierten al Estado.
- (iv) Sobre la base de estas subastas, el Gobierno define los contratos de compra-venta de energía entre los postores ganadores y las distribuidoras, asignando garantías para los pagos previstos en los contratos como mecanismo de promoción que permita obtener financiamiento.
- (v) Se eliminó la prohibición para que las empresas estatales participen en la ejecución de los nuevos proyectos (es común que participen en consorcio con los privados).
- Análisis: los actores privados no necesariamente buscan el interés público. Si nos centramos en el impacto de la privatización en el bienestar social durante 1995-2000, tenemos que los beneficios fueron significativos pero absorbidos en su totalidad por los productores debido a la falta de instituciones regulatorias que permitieran encausar las ganancias hacia una mayor inversión en infraestructura (MOTA, 2003). De esta manera, si bien el sistema operó eficientemente, con pocas pérdidas y con tarifas ajustadas a los costos, estas ganancias no tuvieron un impacto en incrementar la inversión en expansión (ERDOGDU, 2010).

Con la reforma, el Gobierno se enfocó en la planificación y restó importancia a la regulación y la competencia. Exactamente lo contrario de lo ocurrido durante el proceso de liberalización (VALDIR, 2009). Optó por crear su propio mercado.

Si bien la libertad de entrada aún se mantiene, el incentivo es nulo. El mercado libre es poco competitivo. Las empresas ganadoras de licitaciones pueden vender su excedente de generación al mercado libre, compitiendo en situación de ventaja frente a cualquier otro entrante, al no asumir riesgos de inversión (VALDIR, 2009).

Además, el nuevo modelo no está exento de críticas; muchas de ellas asociadas a riesgos regulatorios propios de gobiernos de izquierda, cuestionamientos sobre la capacidad técnica de EPE, pobre planificación a largo plazo (debido a la ausencia de información confiable) y ausencia de una planificación energética conjunta entre el sector eléctrico y el gasífero (OECD, 2005; VALDIR, 2009; LOSEKANN & OLIVEIRA, 2008).

Pese a todo, las críticas que enfrenta el nuevo sistema de planificación no son inherentes a él, sino a decisiones políticas del Gobierno (OECD, 2005). Además, el Gobierno logró cumplir importantes objetivos dentro de su política de planificación: (i) asegurar el suministro de electricidad en el corto y mediano plazo, (ii) mejorar la seguridad y crear un sistema de monitoreo que asegure la calidad en la prestación; (iii) diversificación de la matriz incrementando generación con combustibles fósiles y, en menor medida, energías renovables (VENTURA, 2007). Datos relevantes se muestran en Anexo.

Como lección de este caso, tenemos que la vinculación entre mercado y seguridad energética no se produjo de manera espontánea (RUIZ, 2007). Si bien la privatización y liberalización puede generar mejoras en eficiencia, éstas no necesariamente se traducen en inversión de nueva infraestructura (MOTA, 2003).

## **II.2. SEGUNDO CASO DE ESTUDIO: ARGENTINA**

- Liberalización: la liberalización del sector en 1991 (verticalmente integrado y de propiedad estatal) fue una respuesta a la severa crisis energética de 1988 y 1989. El 50% de las plantas termoeléctricas estaban fuera de servicio por falta de mantenimiento. Se realizaron racionamientos de electricidad. Las inversiones sólo alcanzaron los US\$ 28 millones cuando se requerían más de US\$ 250 millones (IGLESIA, 2007). “El abultado déficit fiscal fue el argumento central para acabar, definitivamente, con el Estado empresario. (...). Las privatizaciones de los años noventa representaron un espejo invertido de las nacionalizaciones de los años cuarenta: (se suponía) venían a resolver la crisis de desarrollo económico que aquejaba al país.” (NAHON, 2007).

Al igual que en el caso de Brasil, no se implementó ninguna política energética. A continuación, los instrumentos más relevantes de la liberalización (HALL, THOMAS & CORRAL, 2009; ERDOGDU, 2010):

- (i) Se efectuaron privatizaciones (80% de la infraestructura de generación, toda la de transmisión y 60% de distribución). El Estado conservó la compañía de generación nuclear y dos grandes hidroeléctricas.
- (ii) Se procedió a la desintegración vertical (generación, transmisión y distribución).
- (iii) Se instauró la libertad de entrada en la generación (con concesión previa).
- (iv) Se creó un mercado mayorista de electricidad y se permitió la comercialización para grandes clientes, más no para clientes residenciales. Se esperaba que el mercado incentivara la celebración de contratos de largo plazo.
- (v) Se creó una nueva infraestructura administrativa: CAMMESA, operador del sistema, era propiedad de los agentes del sistema salvo generadores y pequeños

consumidores. El Estado asumió la responsabilidad de regulación (esta fue mínima y se centró en la determinación de tarifas para el mercado regulado, orientada a costos, y para la infraestructura de transporte).

- (vi) Cuestión curiosa y que muestra el nivel de desacoplamiento del Gobierno en el sector eléctrico es que las expansiones de la infraestructura de transmisión ya no eran responsabilidad del propietario o del Gobierno, sino de los usuarios interesados (quienes debían proponer los proyectos y asumir los costos).
- (vii) No existió control de concentraciones hasta 1999. El sistema de defensa de la competencia existente desde 1980 no se actualizó al nuevo régimen.

- Crisis energética: La severa crisis económica del 2001 (producto de la Ley de Convertibilidad que equiparó el peso al dólar) derivó en el congelamiento de las tarifas eléctricas con la Ley de Emergencia Pública y de Reforma del Régimen Cambiario de 2002. Con la elevada inflación, las empresas eléctricas veían como sus costos incrementaban pero sus ingresos se mantenían estables (FUENTES, 2002).

El país era energéticamente dependiente de los hidrocarburos. Sin embargo, las reservas no se incrementaron al ritmo del crecimiento de la producción. Tras la crisis del 2001, la política en el *upstream* fue extraer la mayor cantidad de hidrocarburos de los pozos ya existentes y minimizar las inversiones de riesgo (KOZULJ, S/F). No se invirtió en nuevos pozos ni redes de transporte de gas. La solución del Gobierno fue importar gas de Bolivia y electricidad de Brasil y Uruguay a precios elevados (FUENTES, 2002). En 2004 la producción interna ya no pudo satisfacer a la demanda.

- Reforma: Argentina no ha planteado una reforma. Se ha recurrido a la prórroga, año a año y hasta el día de hoy, de la Ley de Emergencia Pública de 2002, permitido al Gobierno mantener el congelamiento tarifario y el subsidio en la tarifa regulada. Esto ocasionó la quiebra de empresas, parálisis de la inversión y deterioro de la calidad del servicio (LAPENA, 2014).

Se crearon empresas estatales (como ENARSA) para recuperar participación en el mercado de explotación y comercialización de hidrocarburos así como la generación, transmisión y comercialización de electricidad. Se regresó a la integración vertical y al paradigma del Estado proveedor. Finalmente, se nacionalizó a YPF como medida extrema para solucionar el déficit energético.

- Análisis: ¿Qué falló? El Gobierno decidió tomar un rumbo diferente al brasileño; mucho más drástico (y dramático): deshacer (aunque a medias) la liberalización y retornar al modelo tradicional (empresas públicas, expropiaciones, subsidios). La cura mostró ser peor que la enfermedad: (i) replegó la inversión (que el país requiere para salir de la crisis) y sumió al país en deudas por indemnizaciones otorgadas en arbitrajes de inversiones; (ii) convirtió energéticamente dependiente al país de las importaciones; (iii) dio carta blanca al Gobierno de adoptar el populismo como política (prórrogas injustificadas a la Ley de Emergencia Pública, subsidios no justificados que en 2013 han sobrepasado los US\$ 21850 millones, expropiaciones a grandes empresas); (iv) no solucionó el problema estructural de falta de políticas planificadoras; y, (v) generó inercia en encontrar una solución a la crisis debido al largo periodo de implementación requerido y el costo político

de adoptarlas (NAHON, 2007; LAPORTA, 2013; LAPEÑA, 2014). Datos relevantes se muestran en **Anexo**.

Argentina olvidó que la liberalización “obliga (al Gobierno) no tan solo a regular y promover la competencia, también lo urge a mirar hacia delante, a proyectar tendencias, a evaluar las decisiones de las empresas y anticipar si sus compromisos de desarrollo tienen destino cierto” (ILPES, 1997). Es decir, a planificar.

### II.3. **TERCER CASO DE ESTUDIO: COLOMBIA**

- **Liberalización:** Colombia optó por la liberalización como solución a la crisis energética de 1992. Se adoptaron medidas de emergencia: desde cortes de energía de hasta 18 horas al día (entre el 2 de mayo de 1992 y el 7 de febrero de 1993), pena de cárcel para los “derrochadores de agua” y el cambio del huso horario (conocido como la “Hora Gaviria”) (ESCOBAR, 2012).

En el proceso de liberalización se recurrió a (ROMERO, 2006; SANDOVAL, 2004):

- (i) En 1991 se promulgó una nueva Constitución. El Estado conservó la titularidad sobre los servicios públicos, pero su gestión fue otorgada a los privados.
- (ii) La Ley 142 de 1994 – Ley de Servicios Públicos Domiciliarios, eliminó cualquier monopolio estatal en la prestación de servicios públicos. Se desintegró verticalmente el mercado.
- (iii) El Gobierno recibió facultades para la protección de la competencia (contra el abuso de posición dominante en precios, calidad y discriminación).

- (iv) A diferencia de Argentina y Brasil, se procedió a la desconcentración de competencias: los municipios responden por los servicios de distribución; los departamentos por transmisión en media tensión; y, el Gobierno Central por generación y transmisión en alta tensión.
- (v) Se eliminó la discrecionalidad en la fijación tarifaria y los subsidios cruzados implícitos (aunque se permite los explícitos). Las tarifas se fijan en base al costo de prestación.
- (vi) Se creó una infraestructura administrativa: la Comisión de Regulación, con autonomía funcional y competencias para definir los niveles permitidos de integración horizontal, control previo de fusiones, sistemas de incentivos de comportamiento (como fijación de precios tope, metas de gestión), y la regulación para el funcionamiento del sistema. También se creó la Superintendencia de Servicios Públicos como entidad encargada de la fiscalización y control.
- (vii) La Ley 143 de 1994 – Ley Eléctrica – creó un mercado mayorista de energía (Bolsa de Energía) basado en transacciones diarias entre generadores y comercializadores y grande consumidores; y un mercado regulado asignado al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales. Asimismo, se estableció un mercado no regulado de grandes clientes.
- (viii) A diferencia de Argentina y Brasil, se creó un cargo por capacidad e incentivos por calidad, paliando la volatilidad e incertidumbre generada por el nuevo mercado mayorista. Es decir, se parte de la premisa que el mercado no puede surgir por si solo.

- (ix) Se otorgó libre acceso a las redes de transporte y distribución, que son tratadas como monopolios naturales con tarifas fijadas por el Regulador.
- (x) En 1998 se procede a la privatización de las empresas estatales.

El proceso de reforma y liberalización llevado a cabo en 1994 con las Leyes 142 y 143, también fue de la mano con la implementación de un sistema de planificación energética:

- (i) La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), adscrita al Ministerio de Energía, identifica los requerimientos energéticos y elabora los planes. La planificación en la expansión de la capacidad de generación y transporte de gas natural son indicativas, mientras que la del sistema de transmisión de electricidad es imperativa (sector en el que el Estado tiene participación mayoritaria). Estos planes se incorporan al “Plan Energético Nacional”, que integra todas las políticas energéticas del país.
- (ii) El Ministerio, sobre la base de estos planes, define qué sectores y proyectos deben ser estimulados para atraer capital privado o ejecutados con capital estatal (CHAHÍN, 2009).
- (iii) Luego de analizar las proyecciones a largo plazo, si la oferta se prevé como insuficiente, se define un “Plan de Acción de Referencia” se especifican aquellos proyectos cuya ejecución y operación requieren de incentivos (usualmente, garantías financieras de la nación). Es decir, se cumplen los criterios detallados en el acápite II (referidos a un sistema de planificación indicativa).
- (iv) Cabe precisar que con las propuestas del Plan en materia de generación “no se ha buscado establecer un único plan, sino una guía indicativa respecto a conjunto de

proyectos que permitan abastecer el consumo futuro de manera flexible. (...) los instrumentos de política del Gobierno para asegurar el abastecimiento pleno y eficiente consisten principalmente en promover aquellos proyectos que aparecen como más deseables, eventualmente brindándoles su apoyo por medio de instrumentos financieros a su alcance como son las garantías de la nación” (PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA 1993).

- (v) No debe olvidarse que el cargo por capacidad se convierte en un aliado para incentivar el surgimiento de nueva oferta, y lograr los objetivos de la planificación.
- (vi) Este Plan es revisado y reajustado (según la nueva información disponible) cada dos años.

- Crisis energética: Colombia, desde 1992, no ha vuelto a sufrir una nueva crisis energética.
- Análisis: a diferencia de Brasil y Argentina, con la liberalización se definieron las metas de expansión en infraestructura y diversificación de la matriz. Pero, lo más resaltante, es que el Gobierno contó con las herramientas para incentivar el surgimiento de competencia y concretar dichas metas.

Además, en el caso de Colombia, tenemos que en el Plan elaborado en 2013 se concluye que, para el corto plazo (2013-2018), los criterios de confiabilidad energéticas establecidos por la regulación pueden ser cumplidos con los proyectos actualmente en ejecución. El rol del Gobierno se limitará al seguimiento en su ejecución.

Para el largo plazo (2018-2027) se ha determinado la necesidad de un incremento de capacidad instalada en 3100 MW para poder cumplir con los criterios de confiabilidad.

Este análisis permite que el Gobierno cuente hasta el 2020 para definir los posibles proyectos (hidráulicos, energías renovables, térmicas, mejoras en sistemas de transmisión y transporte de gas) que pueden ser objeto de incentivos (PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA 2013).

A la fecha, el sistema eléctrico colombiano ha sido descrito como uno de los más robustos de la región, logrando el aumento de capacidad y diversificación suficientes para abastecer la demanda (OXILIA, 2013) y, más aún, permitiendo a Colombia exportar excedentes de electricidad hacia Ecuador y Venezuela (que requirieron de dicha electricidad para paliar sus propias crisis). Algunos datos se presentan en Anexo.

El sistema colombiano tampoco es perfecto: (i) las decisiones políticas pueden alejarse de los objetivos de la planificación energética (debido a su carácter no vinculante con el Ministerio); (ii) Colombia ha ido flexibilizando sus políticas sobre restricción en concentraciones empresariales. El mayor poder de los grupos económicos permite que éstos favorezcan sus intereses sobre los requerimientos del país; (iii) el subsidio a los consumidores de bajos ingresos distorsiona las señales de precios y afecta las proyecciones utilizadas en el planeamiento energético; y, (iv) a la fecha no existe una promoción a las energías renovables ni al uso eficiente de los recursos (las normas ambientales son laxas frente al uso de tecnologías contaminantes o poco eficientes energéticamente. Se priorizó la ejecución de proyectos para alcanzar las metas del Plan) (CHAHÍN, 2009).

#### **II.4. CUARTO CASO DE ESTUDIO: PERÚ**

- Liberalización: el mercado de generación formó parte del proceso de liberalización de la década de los noventa con motivo de la crisis energética, originada a su vez por una crisis económica (ABUSADA, DU BOIS, MORÓN & VALDERRAMA, 2000). A continuación, los principales instrumentos de la liberalización:
  - (i) El Decreto Legislativo No. 757 de 1991 derogó toda reserva en favor del Estado para la realización de actividades económicas o la explotación de recursos naturales.
  - (ii) Con el Decreto Ley 25844 – Ley de Concesiones Eléctricas, se procedió a la desintegración vertical del sector eléctrico (antes sujeta a monopolio estatal), estableciéndose un control de concentraciones (únicamente aplicable al sector eléctrico).
  - (iii) El Estado se desprendió de gran parte de sus empresas pero, en los hechos, más de la mitad del parque generador siguió en manos estatales (así como un gran número de distribuidoras regionales).
  - (iv) Se autorizó la libertad de entrada para la actividad de generación (requiriéndose concesión previa). La transmisión y distribución son monopolios naturales sujetos a libre acceso a terceros.
  - (v) Se creó un mercado *spot*. Los distribuidores (mediante licitaciones) y clientes libres también pueden celebrar contratos de suministro de largo plazo con las generadoras con libertad de precios.
  - (vi) El Gobierno, a través de PROINVERSIÓN (organismo público adscrito al Ministerio de Economía), cuenta con herramientas para incentivar la ejecución de

infraestructura considerada como esencial para el interés nacional que los privados, por sí solos, no pueden ejecutar por los altos riesgos implicados (licitaciones para la construcción y operación de grandes proyectos).

- (vii) Además, y al igual que Colombia, se implementa un cargo por capacidad.
- (viii) Se creó una infraestructura administrativa: un Operador del Sistema Eléctrico (encargado del despacho), un Regulador en materia de Energía (encargado de emitir regulación sectorial sobre calidad, fiscalización, y fijación tarifaria), y una agencia de competencia (encargado de sancionar los abusos de posición de dominio y actos de competencia desleal).
- (ix) Se apostó al cambio de matriz hacia el gas natural (en los ochentas las térmicas a diesel importado representaron el 61% de la oferta interna de electricidad, siendo el resto hidroenergía). Camisea representaba la satisfacción de la demanda energética por los próximos treinta años (OSINERGMIN, 2008).
- (x) Para estos efectos, el Estado tuvo que implementar mecanismos que aseguraran el retorno de la inversión para la explotación de los yacimientos de Camisea ubicados en la selva. Es más, como un mecanismo “anti-mercado”, el propio Estado desincentivó la ejecución de proyectos hidroeléctricos, favoreciendo el otorgamiento de autorizaciones para la generación térmica y asegurando pagos por capacidad (EQUILIBRIUM, 2013).

- Crisis energética: Perú ha sufrido varias crisis energéticas (entre 2007 y 2011 existieron fuertes sequías, problemas en el único ducto que abastece de gas natural a las generadoras, congestión en las redes de transmisión). La última se desató en setiembre de 2012, cuando

el Gobierno declaró en “emergencia” al sector eléctrico por riesgo de desabastecimiento de energía en el mediano plazo (2014 - 2015); situación predecible desde 2010 (el margen de reserva en generación era inexistente).

El Gobierno apostó por el gas natural de Camisea; y tuvo éxito. Al 2013 más de la mitad de la capacidad de generación funcionaba con este combustible. Pese a ello, el ducto que transporta dicho gas desde la selva hacia Lima (donde se concentra el parque generador) no fue ampliado siguiendo las necesidades energéticas (diario PERU21, edición del 12 de abril de 2012); y no existe ningún otro ducto alternativo.

La situación era de tal extremo que existían proyectos paralizados (Fenix y Termochilca). Es más, algunas centrales ya construidas no operaban a plena capacidad debido a estas restricciones. Así, el cargo por capacidad no resultó incentivo suficiente para la implementación de nuevos proyectos (las entidades financieras exigen suministros de gas asegurados para otorgar el financiamiento necesario para la ejecución de nuevos proyectos).

- Reforma: A la fecha, Perú no ha adoptado ninguna reforma. A falta de una política planificadora, se ha recurrido a soluciones para el corto plazo. Una altamente cuestionada ha sido la de obligar a TGP, concesionario del ducto, a otorgar capacidad de transporte a Termochilca y Fénix para que puedan concluir y operar sus proyectos. También se alquiló plantas Diesel de emergencia e instaló 800 MW de plantas diesel adicionales en los años 2012 – 2013, y se importó electricidad del Ecuador (LUYO, 2012).

Finalmente, y en un intento de diversificar la matriz energética, en el 2012 el Gobierno ha realizado subastas de compra de electricidad para la instalación de tecnologías renovables (con porcentaje en el parque generador poco significativa: 5%).

- Análisis: Perú, al igual que Brasil y Argentina, optó por no implementar un sistema de planificación. Con la liberalización y las políticas de cambio de matriz energética hacia el gas natural, el Estado previó el incrementaría la oferta a unos niveles saludables.

Lo interesante es que el Gobierno contaba con herramientas para ejecutar proyectos considerados claves para asegurar el abastecimiento (a través de PROINVERSIÓN). Sin embargo, sin un sistema de planificación, adoptó una actitud pasiva. No existió apoyo estatal para ejecutar grandes proyectos hidráulicos, de transmisión ni de expansión en la red de transporte de gas (infraestructura de la cual dependía la mitad del parque generador). El trabajo de PROINVERSIÓN se centró en concesiones de carreteras, puertos y aeropuertos. El Gobierno actuó en el sector eléctrico únicamente frente a crisis (FERRARI, 2013). Como ejemplo, renegoció la expansión de la capacidad del ducto recién en 2011 (EQUILIBRIUM, 2014), cuando la crisis era ya noticia nacional.

Teniendo en cuenta lo anterior, y pese a que el Gobierno ha implementado medidas de emergencia, Perú se encuentra lejos de la seguridad energética (VERA TUDELA, PAREDES & DEFILIPPI, 2013). Ver Anexo.

El caso peruano nos deja una importante lección. Si el Gobierno promueve una nueva matriz energética no basta crear la infraestructura inicial para abastecer a las empresas. Debe asegurar su expansión para satisfacer la creciente demanda.

Un sector de la doctrina opina que tales infraestructuras deben permanecer siempre en control estatal: “la liberalización no comporta necesariamente y por sí misma la necesidad de privatizar las instalaciones esenciales sobre los que se prestan servicios (redes eléctricas, oleoductos, gaseoductos ...). Es más, se puede defender que en los sectores de red la mejor manera de que las infraestructuras básicas estén efectivamente abiertas al servicio del sistema, sin ahogar la competencia, consiste en su propiedad pública y en su gestión imparcial o neutral por una sociedad pública o por un ente dependiente de la administración (...). El control público directo del cuello de botella, ya que la Administración carece de intereses propios o personales, permite garantizar la transparencia e imparcialidad de acceso a las instalaciones, así como la extensión de las redes según las necesidades colectivas y no por la pura rentabilidad.” (CABALLERO, 2003).

No existe evidencia empírica que respalde tal afirmación. Además, la expropiación no es una alternativa (basta ver el caso argentino). La historia demuestra que la nacionalización no necesariamente tiene los efectos positivos previstos por los gobiernos (FORREST, ROWLEY, TRICKEY & UNDERWOOD, 2010). Tal situación se agrava en países con partidos políticos débiles y gobiernos inestables, como es el caso peruano (TANAKA, 1998). Además, no olvidemos que la nacionalización de una industria o sector puede generar incertidumbre en otros sectores y, por tanto, afectar la inversión (CAUAS & SELOWSKY, 1975).

#### IV. CONCLUSIONES Y REFLEXIONES FINALES

Hemos visto cómo estos cuatro países optaron por la liberalización como solución a sus respectivas crisis energéticas. Todas ellas recurrieron a algunas herramientas comunes

(liberalización, desintegración vertical, privatizaciones, eliminación de monopolios estatales, creación de infraestructura administrativa). Pero sólo Colombia optó por un sistema de planificación (indicativo) y una política de incentivos, logrando buenos resultados.

Brasil, Argentina y Perú consideraron que la liberalización, por sí sola, sería suficiente para atraer la inversión privada. Ninguno de ellos logró salir de las crisis energéticas que, precisamente, motivaron la liberalización. Ni Brasil ni Argentina contaron con herramientas para incentivar el surgimiento de competencia (licitaciones, garantías). Perú, que contaba con ellas, simplemente no supo utilizarlas. Brasil, finalmente, optó por la planificación (imperativa).

Si bien todos ellos recurrieron a la liberalización como alternativa a sus crisis energéticas, aplicaron políticas diametralmente opuestas. Entre ellas, resaltan los casos de Brasil y Colombia que aplicaron sistemas de planificación opuestos. ¿Cuál es la mejor? Muchos gobiernos han descartado la planificación imperativa por considerarla intervencionista y anti-mercado. En la doctrina se señala que “el Gobierno puede planificar estructuras – centrales de generación y redes – con carácter vinculante únicamente para el transporte y distribución (...). Pero no puede imponer la construcción de instalaciones a operadores privados (sólo las de transporte), ni tele-dirigir la venta de las mismas, ni obsesionarse con la intangibilidad al alza de precios y tarifas de electricidad, ni con el número mínimo de operadores eléctricos que deben existir. Estas decisiones deben corresponder, en principio, al mercado (...)” (ARIÑO, 2012).

Pese a lo enfática de estas afirmaciones, y luego de una exhaustiva investigación, no ha sido posible encontrar evidencia empírica que demuestre que la intervención estatal directa en estos mercados (planificación imperativa) tenga efectos perjudiciales o que sus resultados sean menos eficientes

que los logrados en una economía de mercado. Después de todo, las políticas pueden ser tan diversas como las realidades de cada uno de los países que las aplican.

## V. **BIBLIOGRAFÍA**

1. ABUSADA, R., DU BOIS, F., MORÓN, E. & VALDERRAMA J. (2000), 'La Reforma Incompleta'. *La Reforma Incompleta. Rescatando los Noventa*. Universidad del Pacífico. Instituto Peruano de Economía, Lima.
2. AKEL, J. & EYZAGUIRRE, C. (sin fecha), Privatización del Sector Eléctrico en Brasil, Pontificia Universidad Católica de Chile.
3. ARIÑO, G. (2012), 'Regulación y Gestión de la Energía. Modelos Comparados', *Energía, Minería, Petróleo, Gas y otros sectores regulados*, Universidad Externado, Colombia.
4. BECKER, F. (2003), 'La generación y distribución de energía eléctrica en Brasil', *Información Comercial Española – ICE*, Número 810, 153-161.
5. BELKE, A., DREGER, C. & DE HAAN, F (2010), 'Energy consumption and economic growth: New insights into the cointegration relationship', Ruhr economic paper, Número 190.
6. CARATORI, L. (2014), Informe: Evolución de las reservas de hidrocarburos en Argentina entre 2002 y 2012. Instituto Argentino de Energía – IAE, Fuente: [www.iae.org.ar](http://www.iae.org.ar)
7. CHAHÍN, C. (2009), *Informe Final. Estudio de Caso - Colombia*. OLADE.
8. CAUAS, J. & SELOWSKY, M. (1975), 'Efectos Distributivos Potenciales de las Políticas de Nacionalizaciones: Los Aspectos Económicos', *Latin American Journal of Economics*, Instituto de Economía – Pontificia Universidad Católica de Chile, Volúmen 12, Número 35, 29-56.

9. DUSSAN, M. (1999), 'Reforma del sector eléctrico en Latinoamérica y el Caribe', *Seminario Internacional: Impactos de la Privatización Eléctrica a Nivel Mundial. Estado, Desarrollo y Soberanía*, México.
10. ERDOGDU, E. (2010), *Electricity Market Reform: Lessons for developing countries*, University of Cambridge, Reino Unido.
11. ESPINOZA, C. (2009), Informe Final – Estudio de Caso Uruguay, OLADE.
12. FINGER, M. & FINON, D. (2011), 'From "Service Public" to Universal Service', *International Handbook on the Liberalization of Infrastructures*, Cheltenham, 54-69.
13. ESCOBAR, M. (2012), Mayor demanda de energía no afectaría servicio. *Diario El Mundo*. Edición del 16 de junio de 2012, Fuente: [www.elmundo.com](http://www.elmundo.com)
14. EQUILIBRIUM (2013), Análisis del Sector Eléctrico Peruano (Octubre de 2013), Fuente: [www.equilibrium.com.pe](http://www.equilibrium.com.pe)
15. EQUILIBRIUM (2014), Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP), Fuente: [www.equilibrium.com.pe](http://www.equilibrium.com.pe)
16. FORREST, S., ROWLEY, H., TRICKEY, S. & UNDERWOOD, J. (2010), Keynote Address: Strategic implications for the platinum group metals: privatization vs. Nationalization in South Africa, *The 4th International Platinum Conference, Platinum in transition 'Boom or Bust'*, The Southern African Institute of Mining and Metallurgy.
17. FRIEDMANN, J. (1991) *Planificación en el Ámbito Público*. Princeton University Press, Edición en español: Instituto Nacional de administración Pública, Madrid.
18. FUENTES, S. (2002), *El Sector Eléctrico Argentino Enfrenta un Panorama Incierto*, Standard & Poor's.

19. GRAY, P. (2001), Private Participation in Infrastructure: A review of evidence, World Bank, Washington.
20. HALL, D., THOMAS, S. & CORRAL, V. (2009), Global experience with electricity liberalisation, Public Services International, Paradima University, Jakarta.
21. ILPES (1997), Diseño estratégico e infraestructura básica: Análisis comparativo, Naciones Unidas, Santiago de Chile.
22. INSTITUTO ARGENTINO DE ENERGIA – IAE (2013), Informe de Tendencias del sector energético – setiembre. Fuente: [www.iae.org.ar](http://www.iae.org.ar)
23. INTERCONEXION ELECTRICA S.A. (1993), Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 1993: Revisión.
24. IGLESIA, M. (2007), Cómo fue la crisis energética de fines del 88. ¿Se repetirá?, Diario electrónico Ámbito, Fuente: [www.ambito.com](http://www.ambito.com)
25. KOZULJ, R. (sin fecha), La Crisis energética de la Argentina: orígenes y perspectivas. Universidad de Buenos Aires. Fuente: [www.econ.uba.ar](http://www.econ.uba.ar)
26. LAPENÑA, J (2013), Los cortes eléctricos de diciembre de 2013 en el Área Metropolitana, Instituto Argentino de Energía – IAE, Fuente: [www.iae.org.ar](http://www.iae.org.ar)
27. LAPENÑA, J (2014), Sobre los anuncios de la reducción de subsidios energéticos realizados por el gobierno nacional a fines de marzo, Instituto Argentino de Energía – IAE, Fuente: [www.iae.org.ar](http://www.iae.org.ar)
28. LOSEKANN, L. & OLIVEIRA, A. (2008), Supply Security in the Brazilian Electricity Sector, International Association for Energy Economics, Fuente: [www.iaee.org](http://www.iaee.org)
29. LOSER, C. (2014), La crisis energética de argentina en números, Fuente: [www.infolatam.com](http://www.infolatam.com)

30. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA DE BRASIL (2013), Balance Energético Nacional 2013 – Reporte Final.
31. MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO – MINETUR (2008), Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016 – Desarrollo de las redes de transporte.
32. MOLINS, M. (1998), *Teoría de la Planificación*, UCV, Venezuela.
33. MOTA, R. (2003), The Restructuring and Privatisation of Electricity Distribution and Supply Business in Brazil, DAE Working Paper Series, University of Cambridge, Reino Unido.
34. NAHON, C. (2007) ‘La regulación de los servicios públicos: ¿quién dijo que todo está perdido?’, *Transformaciones recientes en la economía argentina: tendencias y perspectivas*, Prometeo, Buenos Aires.
35. ORGANIZATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT – OECD (2005), Economic Survey of Brazil – 2005: Regulation of the Electricity Sector, OECD.
36. OLIVEIRA, A. (2003), The political economy of the Brazilian power industry reform, Working paper 2, Febrero 2003, Stanford University, California.
37. OSINERGMIN (2008), Apuntes para el Plan Energético Nacional, Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, Lima.
38. OXILIA, V. (2013), Estudio integral de la situación actual y perspectivas del mercado energético en Colombia, OLADE.
39. PEARCE, D. (1999), Diccionario de Economía Moderna, Ediciones Akal, Madrid.

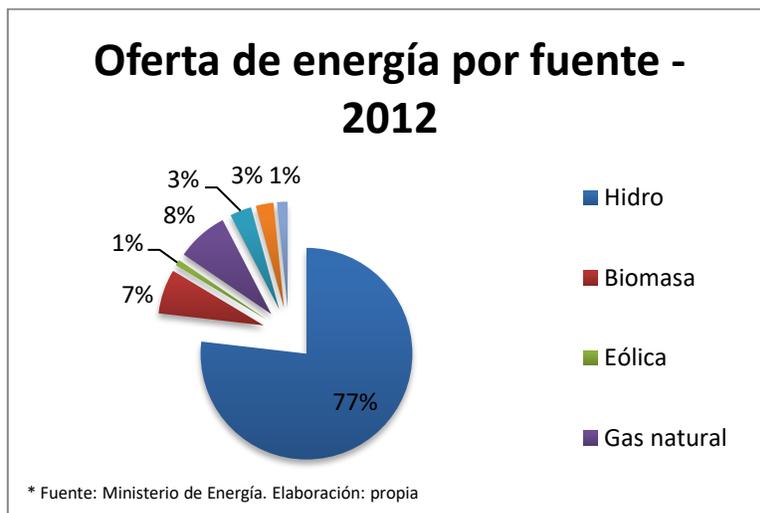
40. PETRECOLLA, D. (2007), Mejores prácticas en defensa de la competencia en Argentina y Brasil: aspectos útiles para Centroamérica, Naciones Unidas, México D.F.
41. ROMERO, M. (2006), La Privatización del Sector Eléctrico en Colombia y sus incidencias en la prestación del servicio de energía eléctrica, Escuela Superior de Administración Pública, Bogotá.
42. ROZAS, P. (2009), Crisis económica y energética en América Latina: su impacto en las operadoras españolas. Cepal – Naciones Unidas. Santiago de Chile.
43. RUIZ, A. (2007), La seguridad energética de América Latina y el Caribe en el contexto mundial. Cepal – Naciones Unidas. Santiago de Chile.
44. SAAVEDRA, R., CASTRO, L., RESTREPO, O. & ROJAS, A. (1999), Planificación del Desarrollo. Universidad de Bogotá, Bogotá.
45. SANDOVAL, A. (2004), *‘El sector de electricidad y gas colombiano: condiciones actuales y retos futuros’*, Archivos de Economía, Departamento Nacional de Planeación, Colombia.
46. TANAKA, M. (1998), Espejismos de la Democracia: El colapso del sistema de partidos en el Perú, 1980-1995, en perspectiva comparada, Instituto de Estudios Peruanos, Lima.
47. VALDIR, S. (2009), Final Report. Brazil – Case Study, OLADE
48. VENTURA A. (2007), Competencia en mercados energético documento de lecciones aprendidas – caso Brasil, OLADE.
49. VERA TUDELA R., PAREDES C. & DEFILIPPI E. (2013) Cuadernos de Investigación No. 18. Mercado eléctrico en el Perú: Balance de corto plazo y agenda pendiente, Instituto del Perú, Lima.

## ANEXO

### 1. BRASIL:

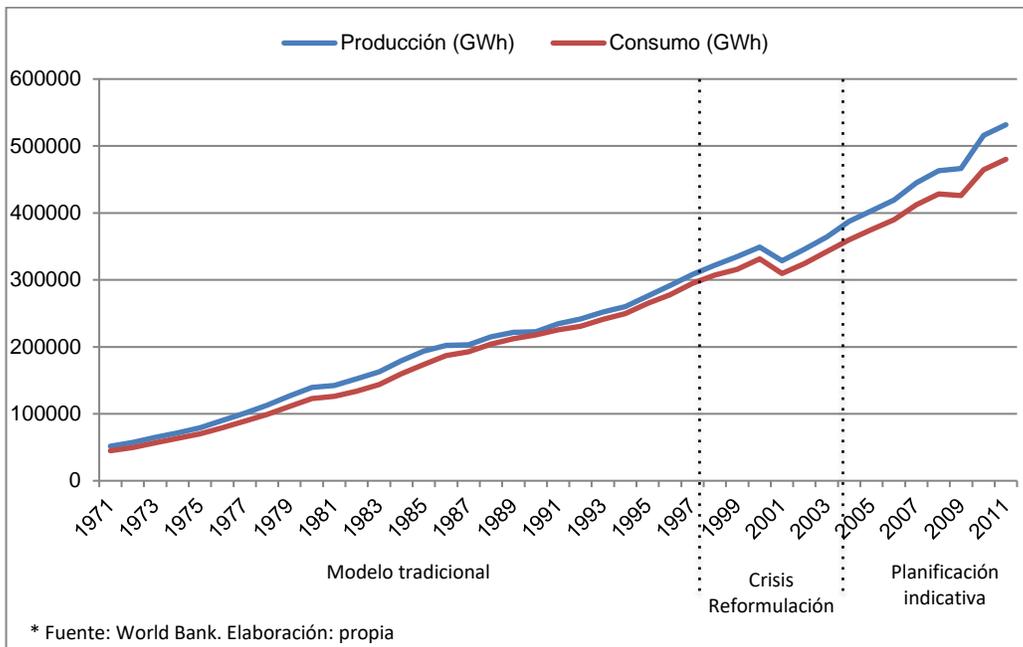
Desde el 2004 no han vuelto a sufrir de desabastecimiento. Lograron diversificar su matriz energética (antes 90% hídrica):

**Gráfico 1: Oferta energética por fuente (2012)**

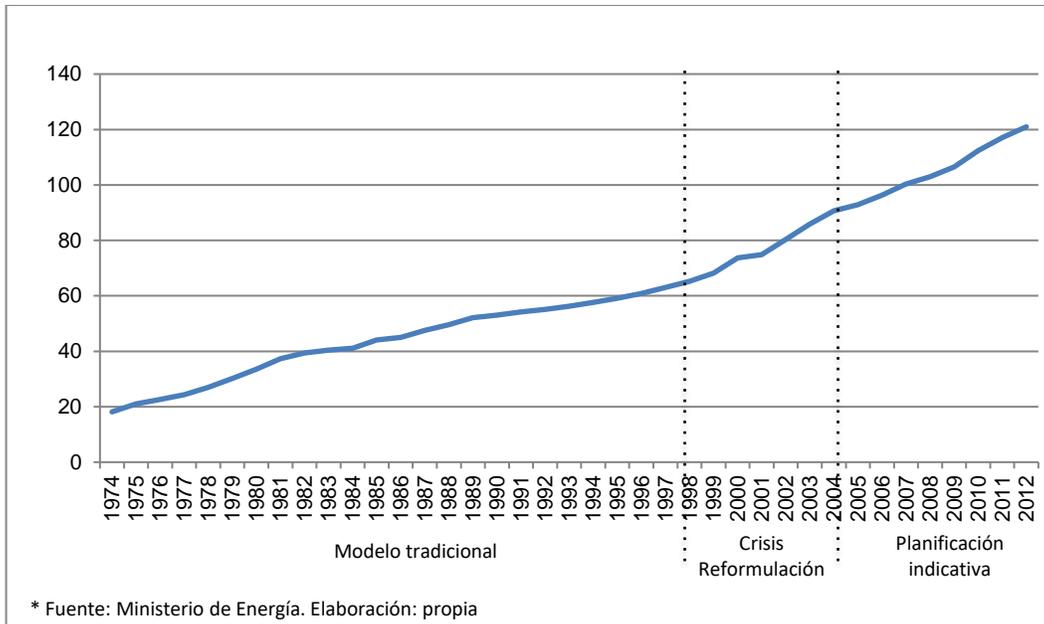


Se incrementó la producción de petróleo y gas controlando su dependencia a la importación (VALDIR, 2009). Asimismo, se incrementó tanto en la producción como en la capacidad instalada:

**Gráfico 2: Producción y consumo energético (1971 – 2011) en GWh**



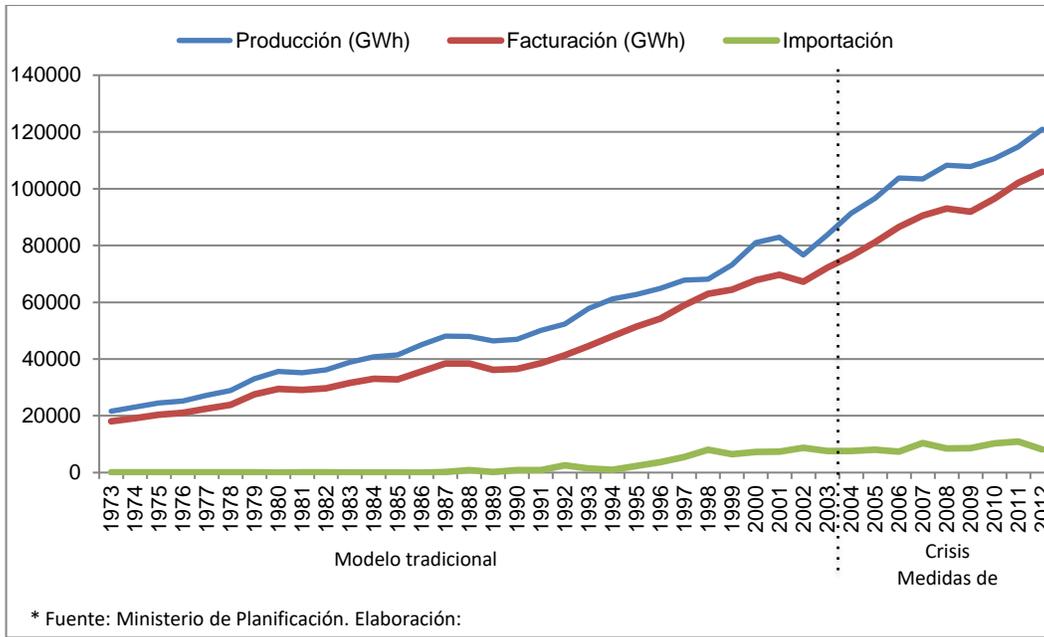
**Gráfico 3: Evolución capacidad instalada (1974 – 2012) en GW**



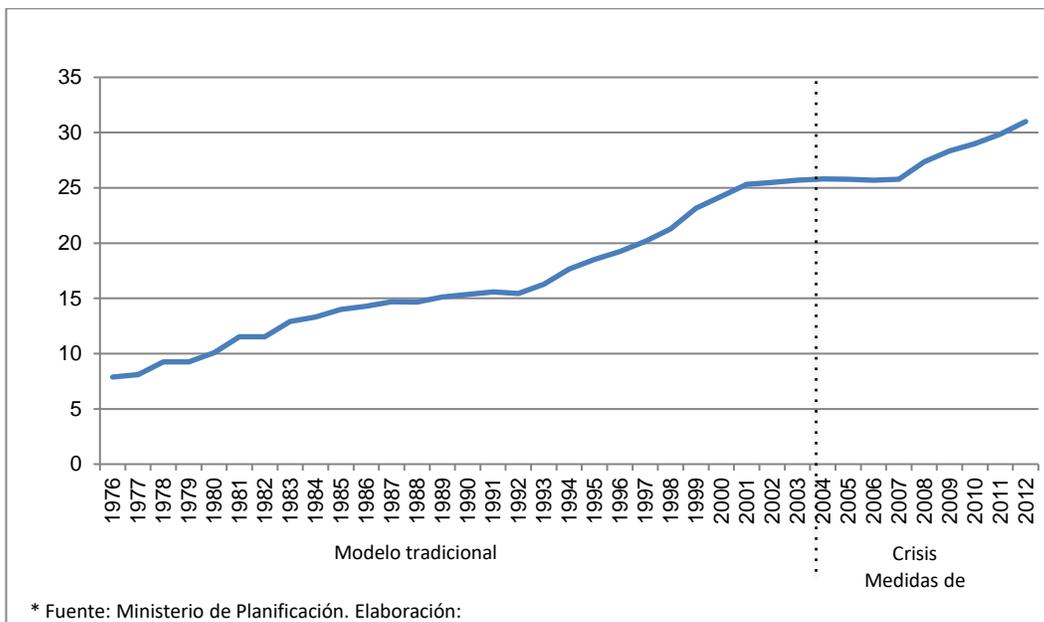
## 2. ARGENTINA:

El incremento en el consumo no ha estado a la par con el incremento de la capacidad instalada:

**Gráfico 4: Producción, facturación, importación de electricidad (1973 – 2011)**



**Gráfico 5: Evolución capacidad instalada (1976 – 2012) en GW**

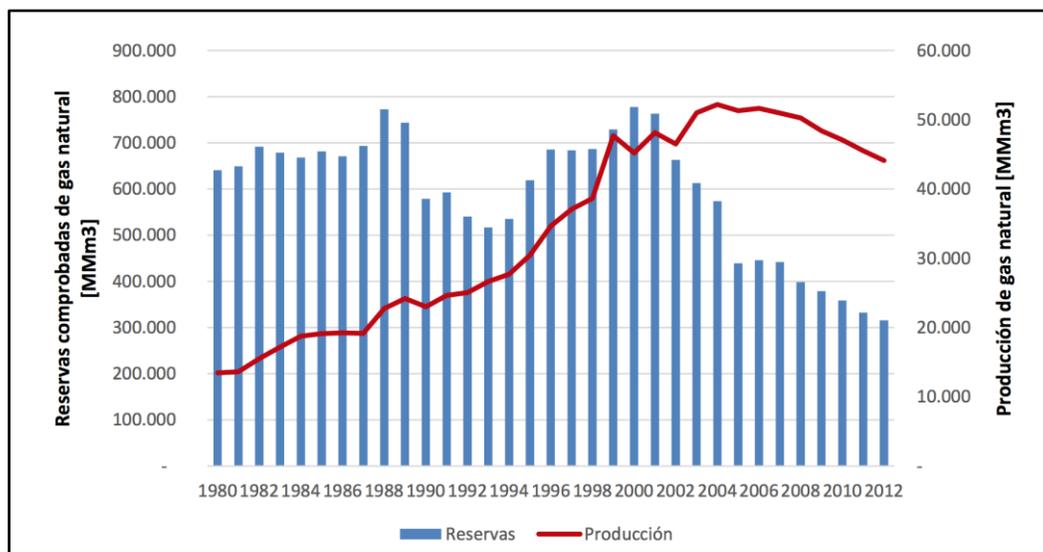


El país no cuenta con un mix adecuado en la matriz eléctrica. Si vemos números gruesos, entre 1992 y 2001 la capacidad instalada aumentó 62% y el consumo en 69%. Entre 2002

y 2011 la capacidad instalada creció 18% mientras que el consumo aumentó 46%, y la importación de electricidad creció de 2% a 8% en ese mismo periodo (LOSER, 2014)

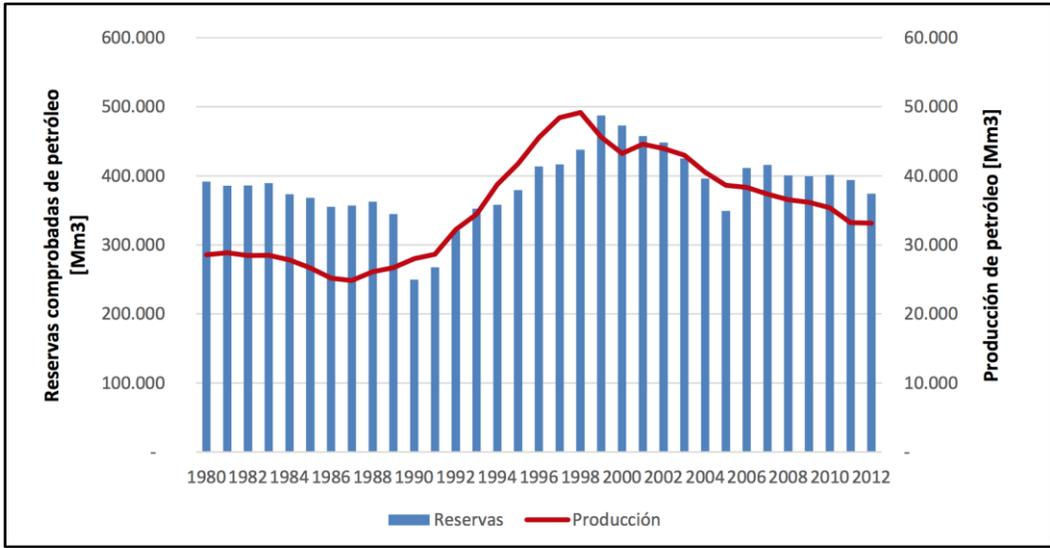
Además, y pese a su fuerte dependencia de los hidrocarburos (en el 2004, la matriz era 50% de gas natural, 38% petróleo y sólo 5% hídrica), desde 1998 las reservas probadas de petróleo y gas natural vienen decreciendo (Fuente: Ministerio de Energía):

**Gráfico 6: Reservas comprobadas - producción de gas natural (1980 – 2012)**



(Fuente, elaboración: CARATORI, 2014)

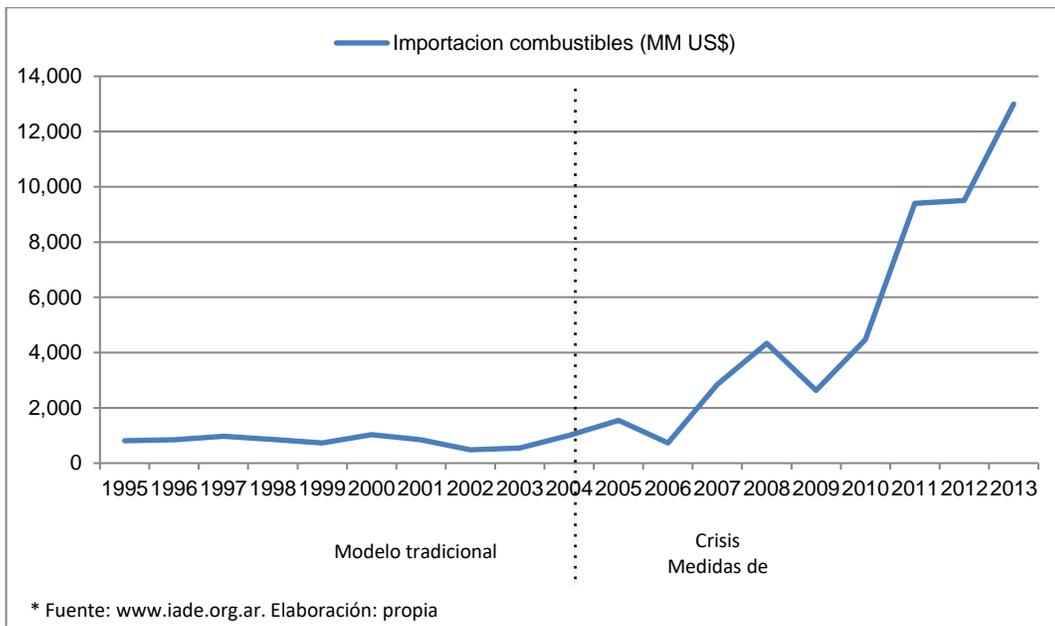
**Gráfico 7: Reservas comprobadas - producción de petróleo (1980 – 2012)**



(Fuente, elaboración: CARATORI, 2014)

Esto exigió el aumento sostenido en la importación de combustibles, alcanzando en el 2013 los US\$ 13000 millones; 36% más que en 2012 (IAE, 2013):

**Gráfico 8: Importación de combustibles (1995 – 2013)**

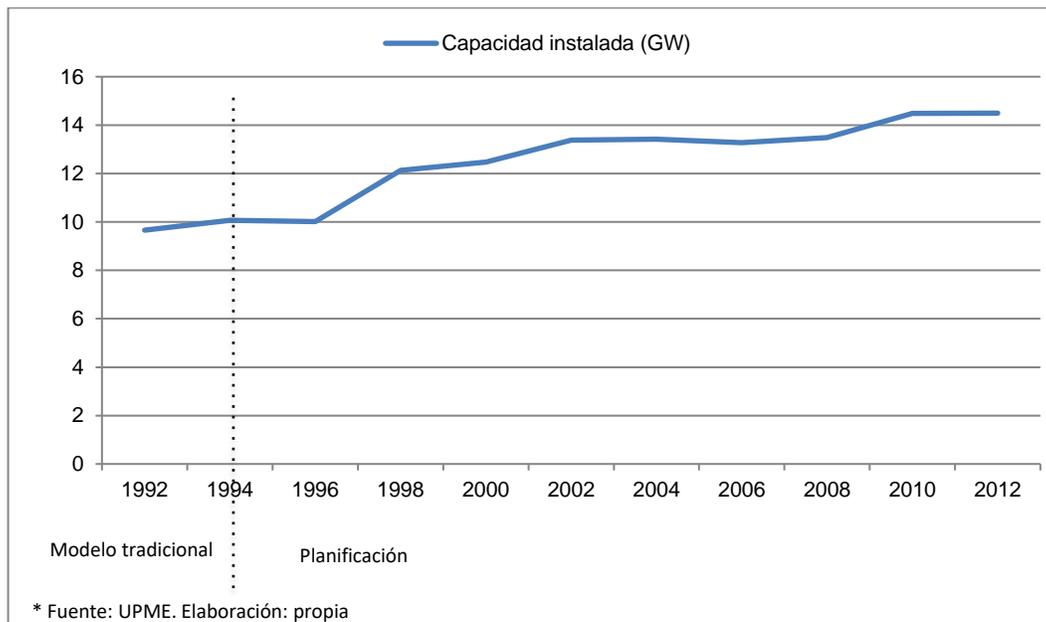


La dependencia a las importaciones de hidrocarburos y grandes subsidios a las tarifas eléctricas, es una de las causas que impide a Argentina salir de su crisis económica y energética.

### 3. COLOMBIA:

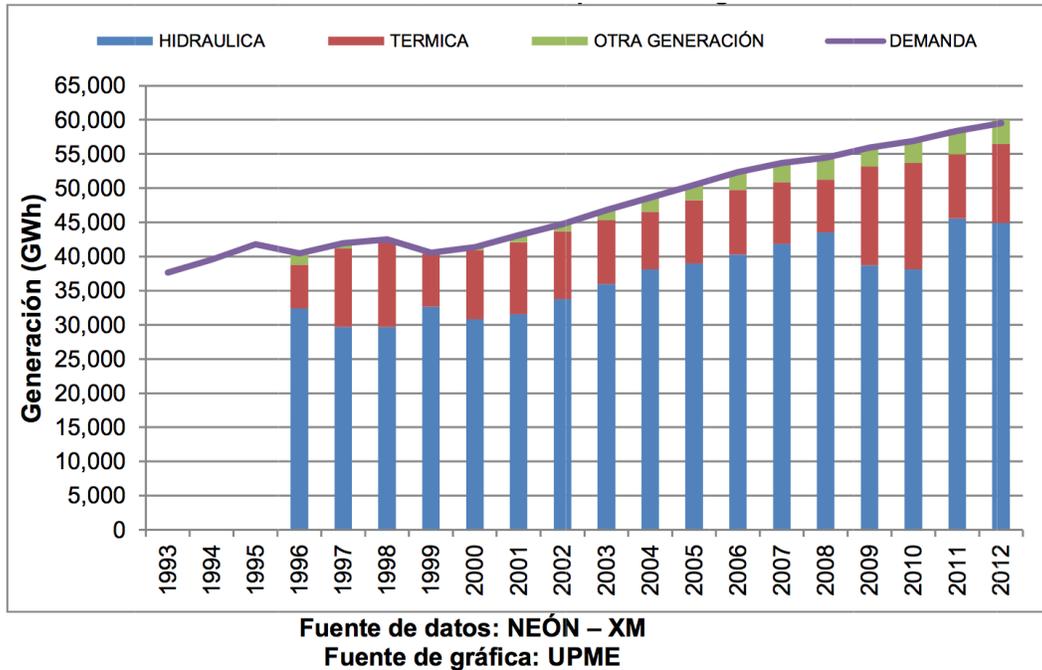
Al 2012, la capacidad instalada es 64% hidráulica (9185 MW) y 30% térmica (4426 MW), principalmente gas natural y carbón no importados, y una participación mínima de plantas menores y cogeneración (OXILIA, 2013). Esto constituye una mejoría en la diversificación de la matriz energética que, en 1992, era 80% hidráulica (7700 MW) y 20% térmica (1960 MW) (ISA, 1993). Asimismo, se ha producido un significativo crecimiento en la capacidad instalada:

**Gráfico 9: capacidad instalada (1992 – 2012) GW**



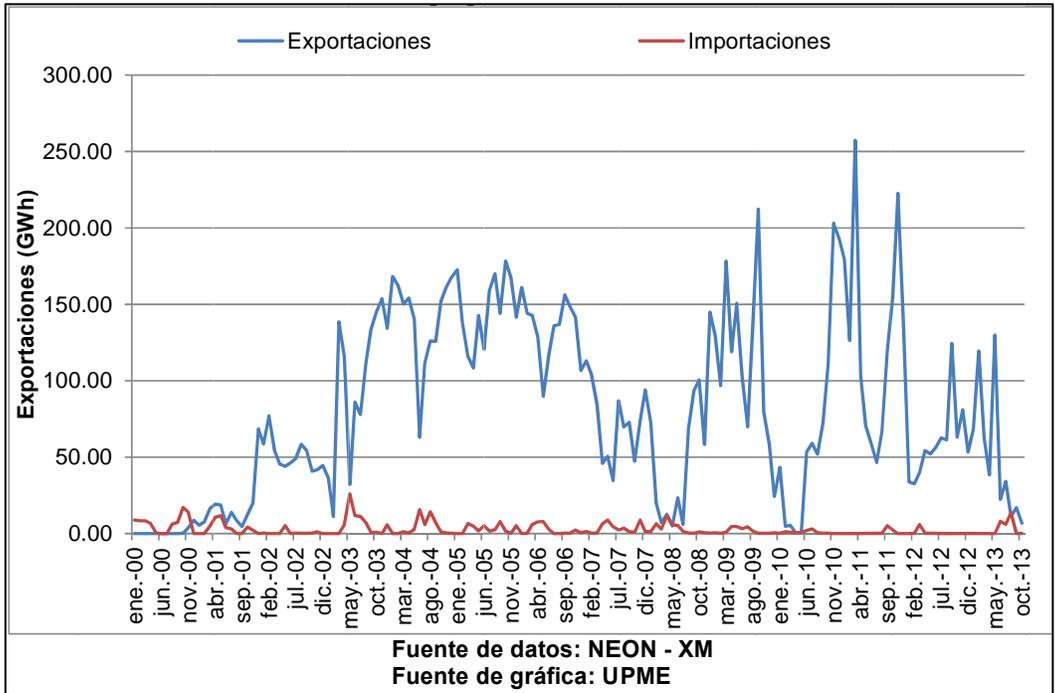
Desde la crisis energética de 1992, Colombia no ha sufrido racionamientos pese al crecimiento constante de la demanda, mostrando un importante avance en la confiabilidad del suministro:

**Gráfico 10: producción por tecnología (1993 – 2012) GWh**



La robustez del sistema ha sido suficiente para permitir a Colombia efectuar exportaciones de electricidad hacia Venezuela y Ecuador. Entre el 2003 y el 2013 se ha exportado al Ecuador un total de 10983 GWh por un valor cercano a los US\$ 895 millones (OXILIA, 2013).

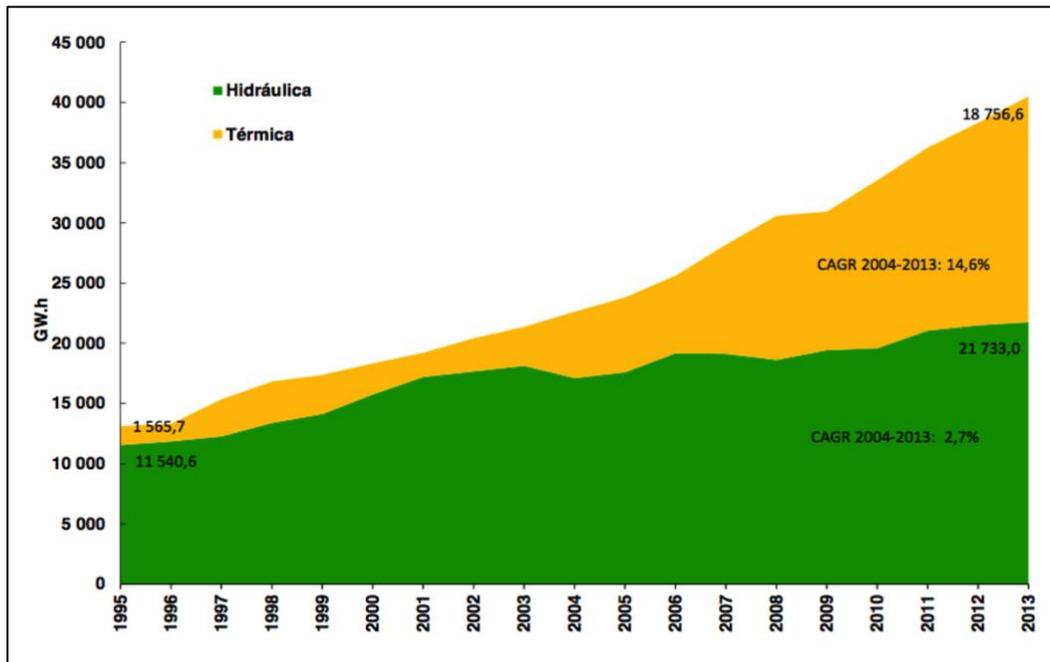
**Gráfico 11: exportaciones totales (2000 – 2013) GWh**



#### 4. PERÚ:

El Gobierno optó por cambiar la matriz energética hacia el gas natural debido a los importantes yacimientos ubicados en Camisea. Y lo logró. A continuación se muestra la evolución en la producción de electricidad con gas natural:

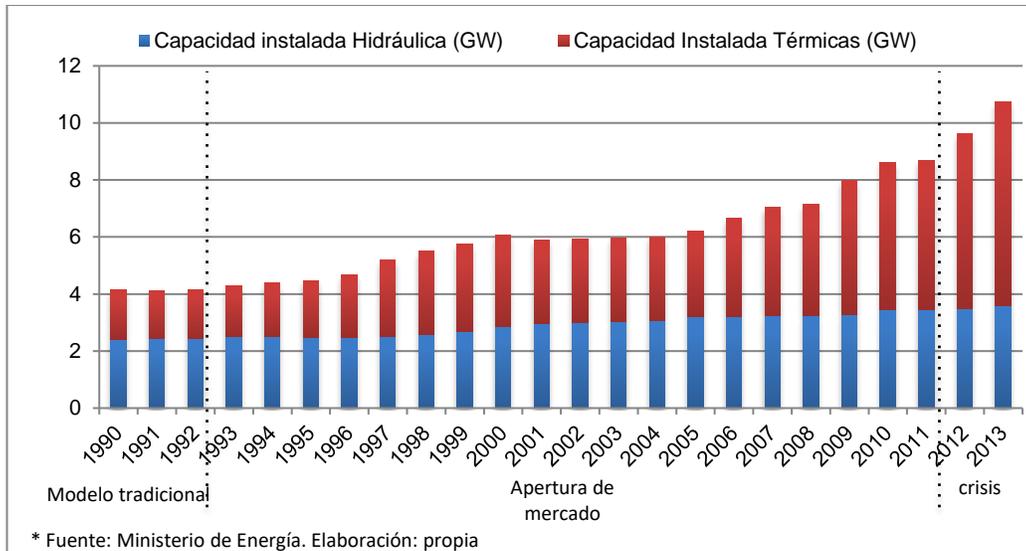
**Gráfico 12: producción por tecnología (1995 – 2013) GWh**



Fuente, elaboración: Ministerio de Energía y Minas

La mayor generación térmica (con gas de Camisea) se ve reflejada, evidentemente, en la mayor capacidad instalada de esta tecnología.

**Gráfico 13: capacidad instalada (1990 – 2013) GW**



Este crecimiento en generación térmica a gas de Camisea no vino de la mano con el incremento en la capacidad del ducto de transporte de gas (que funcionó al límite de su capacidad desde el 2007). Recién en 2011, y con la crisis energética encima, el Gobierno renegoció una segunda expansión al ducto (EQUILIBRIUM, 2014):

**Gráfico 14: Expansiones ducto TGP**

	Capacidad	Ejecución
<b>1ra Expansión</b>	450 MMPCD	2007 – 2010
<b>2da Expansión</b>	920 MMPCD	2012 – 2015

Fuente: Equilibrium, 2014

La capacidad inicial del ducto era de 300 MMPCD y, al 31 de diciembre de 2013, es de 610 MMPCD (toda la capacidad ya se encuentra contratada). Recién, frente a esta severa crisis es que el Gobierno ha comenzado a efectuar licitaciones para ductos de transporte de gas alternativos al de TGP.