

FINANCIAMIENTO PLAN ESTRATEGICO DE ENERGIA

Mecanismos, regulaciones e instituciones

República Argentina



José Lorenzo Vietti
Julio 2007

Índice

ABSTRACT

- 1 Introducción
- 2 Objetivo
- 3 El Contexto del Marco General de la Inversión
 - 3.1 Seguridad Jurídica
 - 3.2 Organización Institucional del Sector Eléctrico, Operatoria y Situación Actual
- 4 Fundamentos y Propuesta
 - 4.1 La Necesaria Participación del Sector Privado en el Proceso de Inversión
 - 4.2 Los Requerimientos de Inversión Anual Prevista por el Plan
 - 4.3 El Marco Propicio para la Inversión Voluntaria
 - 4.4 Asociaciones Publico Privadas (APPs), Antecedentes, Distintas Formas
 - 4.5 Las Formas Institucionales/jurídicas de las APPS en los países de Características Similares a la Argentina.
 - 4.6 Lineamientos de Aspectos Conceptuales de una Propuesta
- 5 ANEXOS
 - 5.1 Listado de violaciones a la Seguridad Jurídica
 - 5.2 Caso Brasil
 - 5.3 Petróleo y Gas
 - 5.4 Una Posible Forma de Propuesta

ABSTRACT

Este extracto incluye las ideas centrales que se desarrollan en este trabajo.

Este trabajo, se encuadra dentro de la problemática financiera que afrontarán las inversiones energéticas futuras del plan en preparación. Específicamente, el objetivo del trabajo es formular lineamientos para elaborar propuestas de mecanismos que faciliten el financiamiento de las inversiones del plan.

Se comienza con el análisis del marco general de la inversión que describe cuales deberían ser las condiciones necesarias para la restauración del flujo normal de inversión en el sector eléctrico. Esto requiere la consideración de dos precondiciones básicas en la relación entre inversores y estado anfitrión.

La primera precondición implica la vigencia de seguridad jurídica como marco atemporal de vital importancia para cualquier intento de reinstalar al país en la senda del progreso y del crecimiento. A nivel más general, la expectativa por la seguridad jurídica se basa en que el incumplimiento de la ley y la consecuente imprevisibilidad hacen ilusoria cualquier pretensión de que tanto inversores extranjeros como locales piensen en la Argentina. El estado de derecho es planteado así como una condición imprescindible para la atracción de capitales y el progreso económico. Ante este encuadre se considera que desde mediados de 2003 se asoma una luz confiada de esperanza, dado que se retoma el camino del orden en sentido amplio (político, institucional, económico, etc.), con practicidad y realismo, ante una situación mundial auspiciosa que no deja espacio para divergencias ideológicas ni para incumplimientos caprichosos.

La segunda precondición consiste en la reconciliación de intereses entre las expectativas de los grupos inversores privados y la política energética y de precios, en esta coyuntura. A comienzos de la década del '90, en el sector eléctrico argentino se produjo una importante transformación, durante una situación socio económica difícil con alta inflación que repercutía naturalmente en el sector energético. El estado decidió dar lugar a la participación del sector privado en el negocio eléctrico privatizando parte de la prestación del servicio eléctrico. En diciembre de 1991, se dicta la Ley 24.065, conocida como Marco Regulatorio Eléctrico, que dio lugar a una fuerte corriente de inversiones y rápidamente se pudo salir de la situación de cortes de suministro que interrumpían el servicio. Luego, las inversiones continuaron fluidamente durante varios años alcanzándose altos niveles de confiabilidad y eficiencia.

A partir de 1998 virtualmente se detiene la iniciación de nuevas inversiones en generación como consecuencia de un enrarecimiento en el manejo fiscal general y en el ámbito financiero en particular, que estalla en crisis a fines de 2001. Esta conllevó la fuga de capitales, "el corralito", " el corralón", la subsiguiente devaluación, "el default de la deuda externa", la pesificación y otras circunstancias negativas que afectaron las actividades productivas, financieras y de servicios del país. Este proceso llevó a configurar una situación de emergencia, producto de varios años sin las correcciones necesarias para superar diversas anomalías. En lo pertinente a como la crisis afectó al sector eléctrico, el

artículo 8 de la Ley 25561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, dispone que los contratos celebrados por la administración pública, entre los que se comprenden a los de obras y servicios públicos, no son aplicables a los mismos las cláusulas de ajuste previstas. Este artículo establece que los precios y tarifas resultantes de dichas cláusulas quedan establecidos en una relación de cambio: un peso argentino igual a un dólar estadounidense, es decir congeladas. A partir de ese momento comienza un periodo de desequilibrio de los precios relativos (energéticos vs costos de inversión) dado que la paridad con el dólar estadounidense pasa del U\$S 1 = \$ 1 a U\$S 1 = \$ 3.

Mientras tanto, las inversiones estratégicas no diferibles no se han paralizado, pero al no contar con un flujo natural de recursos privados tal como debería surgir del marco legal de la Ley 24065, en la actualidad se están realizando con fondos públicos como fuente financiera principal. Sin embargo, el marco legal argentino del sector eléctrico establece sólidos principios para una operación eficiente de las funciones fundamentales del negocio eléctrico. Establece normas de relación claras entre los agentes, sean estos públicos o privados, grandes consumidores, consumidores y ente regulador. Este marco ha sido ampliamente ratificado en cuanto a su vigencia y al rol previsto para la participación de la inversión privada a través de la normativa reciente, que implica el reconocimiento expreso de la rentabilidad. No existen señales de retorno al sistema tradicional de propiedad estatal.

A continuación se presentan los fundamentos que apoyan los lineamientos de la propuesta. En primer lugar se reitera que el marco legal vigente otorga a la inversión privada un rol fundamental en el financiamiento de las inversiones del sector eléctrico y se hace una estimación gruesa del quantum anual de las inversiones en el plan en preparación. Luego se describe el contexto que debe darse en los países en desarrollo para propiciar la inversión privada voluntaria y se focaliza en la forma institucional Asociación Pública Privada (APP) como vehículo integrador de la satisfacción de las necesidades de inversión en infraestructura, con la participación del sector público y del sector privado. Esta fundamentación se completa con referencias a las APPs en países con características similares a la Argentina, especialmente Brasil, que ofrece un modelo de sector eléctrico que podría adaptarse a las condiciones. Finalmente, se hace un enunciado de diez conclusiones con los lineamientos para formular retoques institucionales y operativos que propicien el flujo de la inversión privada al sector eléctrico.

Finalmente se plantea que si bien estas conclusiones pueden adoptar variadas y diferentes formas institucionales, se describe como ejemplo de una posible configuración.

Se considera como factor determinante y originador de esta propuesta, “la inexistencia de inversión privada voluntaria”, hecho que tiene consecuencias muy perjudiciales para la economía nacional y para el bienestar social. La reticencia de la inversión privada se explica por la falta de viabilidad económica financiera de las inversiones, debido al desajuste de los precios relativos de los energéticos con los costos de la inversión.

El punto de partida deberá ser la restauración del marco de la ley 24065 introduciendo los ajustes que puedan ser necesarios para su perfeccionamiento, estableciendo normas operativas que posibiliten un funcionamiento sustentable del sistema, lo que en forma coloquial tanto inversores como operadores llaman “reglas de juego claras y permanentes. Se deberá fortalecer el reconocimiento del margen de rentabilidad empresarial tal como lo prevé la Resolución de la SE 1281/2006 al crear el concepto de “energía plus”.

En este contexto se deberá completar la renegociación de todos los contratos de servicios públicos involucrados. Debe tenerse en cuenta que la mencionada Ley 25.561 y sus sucesivas modificaciones ha extendido el plazo de esta renegociación hasta el 31 de diciembre de 2007.

El marco legal argentino permite crear Asociaciones Público Privadas sin limitaciones, que podrán integrar esfuerzos que combinen la capacidad financiera, técnica y de gestión del sector privado con la imprescindible participación del Estado como planificador estratégico, coordinador y regulador del sector energía, clave fundamental para el desarrollo económico del país.

Para jerarquizar el régimen de las Asociaciones Público Privadas, que deberán desarrollar una función primordial en la expansión futura de toda la infraestructura, el siguiendo la experiencia mundial, se deberá crear una Unidad Especial (UE) que otorgue uniformidad a los enfoques y criterios de tratamiento de este régimen. Esta UE podría estar incluida en el marco del Régimen Nacional de Asociaciones Público Privadas creado por Decreto 967/05.

Esta UE deberá tener una rama específicamente dedicada a energía que cumplirá con las funciones específicas de promoción y con las convocatorias que se le asignen de acuerdo con los pronósticos y proyecciones del plan energético o con las estrategias de inversión. En este contexto es donde la Secretaría de Energía a través del Grupo de Planificación, integrará la referida UE y desempeñará un rol estratégico.

Para tomar la iniciativa en relación con las nuevas inversiones recomendadas por el plan energético, se deberán realizar convocatorias, conducidas por la UE. Consecuentemente la UE establecerá el cronograma de las inversiones que se requieren según el plan previsto, así como las características contractuales ofrecidas para los emprendimientos incluyendo tipos de oferentes pretendidos (que eventualmente podrían ser solo privados), experiencia requerida, garantías, etc. En otros términos, estas convocatorias que pueden tomar forma de licitaciones o subastas de energía en las que se vende energía (que podría requerir el compromiso de compra o reserva de distribuidores y/o grandes consumidores) con características establecidas en los pliegos, a partir de una fecha y durante un plazo específico, al emprendedor que ofrece la menor tarifa.

1 Introducción

Este trabajo, se encuadra dentro de la problemática financiera que afrontarán las inversiones energéticas futuras del plan en preparación. Específicamente, el objetivo del trabajo es formular lineamientos para elaborar propuestas de mecanismos que faciliten el financiamiento de las inversiones del plan. Esto se dará dentro del marco de la legislación nacional, del Régimen Nacional de Asociaciones Público Privadas así como de otras opciones aptas para tal fin.

Como el trabajo se focaliza principalmente en la problemática del sector eléctrico se incluye un Anexo sobre Petróleo y Gas. En este Anexo se hace una breve referencia a la situación actual y perspectiva del sector hidrocarburos, su exploración, transporte y explotación en relación con los aspectos financieros para cubrir las necesidades de inversión previstas.

En un sentido amplio, la propuesta se basa en la combinación de las capacidades financiera, técnica y de gestión del sector privado con la imprescindible participación del Estado como planificador estratégico, coordinador y regulador de ciertos sectores clave para el desarrollo económico de un país. De esta sinergia debe surgir una coyuntura que incentive la inversión voluntaria de sector privado en estas actividades, con la garantía de que estas son realizadas en el marco de un plan estratégico de desarrollo, teniendo en cuenta las necesidades del país y resguardando los derechos de los usuarios.

Los receptores del trabajo serán técnicos del sector energía (ingenieros, economistas, abogados, contadores, geógrafos, analistas financieros y afines) familiarizados con su problemática, razón por la cual se realizan algunas simplificaciones u omisiones con la intención de facilitar la lectura y limitar la extensión del texto. Se incluyen referencias a los antecedentes utilizados especialmente los sitios Web visitados.

El trabajo comienza con un capítulo de “Contexto” que describe el marco general, jurídico e institucional, en el que se realizan las inversiones extranjeras en Latinoamérica y particularmente en Argentina, región considerada emergente necesitada de atraer inversiones locales y del capital financiero internacional del moderno mundo globalizado. Esta ambientación general está seguida de una descripción de la situación coyuntural del sector energético argentino a comienzos de 2007 en la que aun tienen efecto los impactos de la crisis de 2001/2002. Este análisis de la situación de la coyuntura argentina incluye como referencias, para completar el diagnóstico, la estructura institucional vigente así como la descripción sintética de las formas de financiamiento de las inversiones estratégicas en ejecución en este periodo considerado de transición y fuerte intervención.

Sigue el capítulo denominado “Fundamentos y Propuesta” compuesto por seis puntos principales, que elaboran las conclusiones del diagnóstico, sostén de la propuesta. En primer lugar se discute la necesaria participación del sector privado en las inversiones futuras según el marco legal de la Ley 24065 y de la 24076, que en consonancia con las corrientes modernas de propiedad de la infraestructura de los servicios públicos concibe una sustantiva participación de estos intereses como inversores y operadores de los emprendimientos energéticos.

El segundo punto comenta el pronóstico de una estimación de inversiones, con los montos requeridos anualmente (en millones de U\$S) como indicador de los recursos que deberán ser financiados.

El tercer punto analiza la razón de ser de las asociaciones público privadas como medio eficaz de canalizar la inversión privada, siguiendo la iniciativa del sector público. Estas asociaciones de interés público y privado deben estar sujetas a un marco legal claro y transparente que ofrezca igualdad de oportunidad a los grupos privados interesados en participar. Se describen las distintas formas que pueden tomar estas Asociaciones Público Privadas, o “Public Private Partnerships” o “PPP” como son comúnmente conocidas aún en lengua española.

En cuarto lugar se desarrolla un punto que describe las condiciones de seguridad jurídica y racionalidad económica esperadas por los grupos que lideran el gerenciamiento del flujo inversor en los países anfitriones, es decir destinatarios de inversión privada. Este desarrollo ha sido extraído de dos fuentes principales: Primero, las conclusiones del Libro Blanco sobre PPPs y BTOs realizado por la Asociación de Contratistas de la Unión Europea sobre el proceso de la inversión extranjera y el contexto esperado desde el enfoque de los colocadores de capital, proveedores y constructores. Y segundo, una encuesta realizada por el Banco Mundial entre diferentes instituciones internacionales que gerencian recursos de inversores en el sector eléctrico (fondos de pensiones, bancos de inversión y otras organizaciones con esas funciones).

El quinto y penúltimo punto analizan la ley brasileña de “parcerias público privadas” N° 11079/04 y su reglamentación así como los antecedentes disponibles de otros países latinoamericanos. Esto plantea una formulación lógica al conformar un ámbito orientador y de experiencia práctica en casos similares.

En el último punto se comenta el Régimen Nacional de Asociaciones Público Privadas y otra normativa reciente, dentro de la cual se destaca la que surge de la Resolución de la SE 1281/06 que crea el concepto de “energía plus”. Se concluye con un borrador con los lineamientos de una propuesta con mecanismos e instrumentos para activar y concretar el financiamiento de las inversiones del plan

2 Objetivo

El objetivo principal del trabajo es formular lineamientos para elaborar propuestas de mecanismos que faciliten el financiamiento de las inversiones del plan dentro del marco legal del sector energético y del Régimen Nacional de Asociaciones Público Privadas. Se deberá recopilar antecedentes sobre estos procesos en aplicación en países de características similares a Argentina.

El logro de este objetivo principal implica alcanzar dos objetivos subsidiarios:

(i) recopilar información y sistematizarla sobre propuestas y mecanismos aplicados actualmente por los organismos internacionales de crédito y garantía para financiar a largo plazo planes de expansión de la actividad energética y servicios públicos, incluyendo la participación pública y/o privada; y

(ii) recopilar información y analizar experiencias internacionales recientes de países con características socioeconómicas e institucionales similares a las de Argentina en materia de financiamiento a largo plazo de actividades del sector eléctrico y de servicios públicos.

En base a los elementos anteriores, elaborar una propuesta con recomendaciones sobre posibles mecanismos, instituciones y/o regulaciones a aplicar para financiar las inversiones emergentes del Plan Estratégico de Energía de la República Argentina.

Este trabajo está destinado a técnicos del sector energía, con distintas especialidades, familiarizados con su problemática, razón por la cual se realizan algunas simplificaciones con la intención de facilitar la lectura y limitar la extensión del texto.

3 El Contexto del Marco General de la Inversión

En este capítulo se presenta un análisis de las condiciones necesarias para la restauración del flujo normal del proceso de inversión en el sector eléctrico. Esto requiere dos precondiciones básicas que deben darse en la relación entre inversores y estado anfitrión. La primera precondición implica la vigencia de seguridad jurídica como marco atemporal de vital importancia para cualquier intento de reinstalar al país en la senda del progreso y del crecimiento. La segunda consiste en la reconciliación de intereses entre las expectativas de los grupos inversores privados y la política energética y de precios, en esta coyuntura. Esto último, supone un ejercicio de síntesis entre estos intereses circunstancialmente contrapuestos. Es necesario que la política económica y energética sea prudente y el marco legal respete la racionalidad económica, los principios de la libre competencia no abusiva y de la igualdad ante la ley consagrados por la Constitución Nacional.

3.1 Seguridad Jurídica

Argentina ha vivido en los últimos tres cuartos de siglo un estado de permanente inseguridad jurídica con continuas violaciones del contrato social en general y de los derechos de propiedad de las grandes mayorías en particular. Esta inseguridad jurídica ha sido producto de las sucesivas conmociones políticas y sus consecuencias económicas. Las grandes crisis institucionales han sido además ocasión propicia para producir quiebras sistémicas “fraudulentas” en las que los grupos con mayor “capacidad de lobby” no solo no han perdido, sino que han ganado a costa de los demás.

Se considerara a los efectos de este análisis que este estado de inseguridad jurídica se inicia con el golpe de estado de 1930 y se mantiene hasta la devaluación de comienzos

de 2002 y las medidas complementarias subsiguientes. Sin intentar hacer un listado completo de las distintas alteraciones de este período, en el Anexo 5.1 se mencionan los acontecimientos principales que implicaron violaciones, ya sea al contrato social, o al derecho de propiedad de las grandes mayorías.

Se hace una referencia más detallada de la devaluación de comienzos de 2002 porque tiene efectos que aun gravitan sobre la actual coyuntura. En primer lugar, cabe reconocer que no hay sistema jurídico que pueda asegurar los derechos de propiedad al margen de la realidad económica. Así, los sistemas legales tienen como instrumento leyes de quiebras que reconocen la necesidad de un procedimiento dentro del cual puedan minimizarse las pérdidas de los acreedores de una empresa en riesgo. Si la empresa quiebra, perderán sus accionistas y probablemente también los acreedores. Lo que debe procurar una buena legislación es que las pérdidas se repartan equitativamente entre las partes involucradas.

La devaluación y el default subsiguiente fueron la expresión de una quiebra del país en su conjunto. La quiebra fue inicialmente del sector público, que se vio imposibilitado de sostener el endeudamiento acumulado durante los años previos de poca responsabilidad fiscal. La devaluación produjo la quiebra de empresas endeudadas en dólares y el default arrastró a la quiebra virtual a bancos. La devaluación y el default no fueron una decisión política unilateral y caprichosa, sino fue la consecuencia inevitable de un país que se endeudó masivamente en dólares a tasas altísimas para financiar consumo o inversiones que no generaban capacidad de repago en dólares. Como en una quiebra privada, los derechos de propiedad de bonistas acreedores del sector público y del sector privado, fueron dramática e inevitablemente violados.

El largo periodo de quiebre del ordenamiento constitucional y jurídico en general fue resultante de distintos tipos de conmociones políticas. Éstos, a su vez, produjeron desmanejos institucionales, favores del poder de turno a grupos de interés económico, corrupción, carencias de justicia social así como violaciones a los derechos humanos que se dieron en forma sucesiva y liderados por diferentes protagonistas.

A nivel más general, la expectativa por la seguridad jurídica se basa en que el incumplimiento de la ley y la consecuente imprevisibilidad hacen ilusoria cualquier pretensión de que los inversores piensen en la Argentina. El estado de derecho es planteado así como una condición imprescindible para la atracción de capitales y el progreso económico. Esta postura, que parece obvia, tiene también una condicionalidad importante: el interés general. Un sistema legal no es bueno por el solo hecho de ser estable y garantizar derechos adquiridos, sino porque lo que también está garantizando son derechos adquiridos compatibles con ese interés general.

Ahora que desde mediados de 2003 se asoma una luz confiada de esperanza, dado que se retoma el camino del orden en sentido amplio (político, institucional, económico, etc.) con practicidad y realismo, ante una situación mundial auspiciosa que no deja espacio para divergencias ideológicas ni para incumplimientos caprichosos.

3.2 Organización Institucional del Sector Eléctrico, Operatoria y Situación Actual

Antecedentes

A comienzos de la década del '90, se produjo una importante transformación en el sector eléctrico argentino, durante una situación socio económica difícil con alta inflación que repercutía naturalmente en el sector energético. El Estado decidió dar lugar a la participación del sector privado en el negocio eléctrico privatizando parte de la prestación del servicio eléctrico. Se dividió el funcionamiento de este servicio en los tres procesos clásicos: generación (empresas que generan la energía eléctrica), transporte (empresas que transportan la energía desde el lugar en que se genera hasta los centros urbanos), y distribución (empresas que la distribuyen desde los nodos de los centros urbanos hasta los usuarios).

A la generación, se le permitió la libre competencia y en consecuencia, la liberación del precio de la electricidad a nivel mayorista. Por las características del sistema, el transporte y la distribución, que constituían monopolios naturales, quedaron monopolizados ya que, por una cuestión de infraestructura y mercado, no pueden existir varias empresas para que el usuario pueda optar por una u otra. Para garantizar equilibrio, se crearon los Entes Reguladores y lo convirtieron en un servicio regulado. En diciembre de 1991, se dicta la Ley 24.065, conocida como Marco Regulatorio Eléctrico, que dio lugar a una fuerte corriente de inversiones y rápidamente se pudo salir de la situación de cortes de suministro que interrumpían el servicio. Luego, las inversiones apuntaron a progresar respecto del sistema en sí, de la confiabilidad, la eficiencia y la potencia energética.

El Modelo de Comienzos de los 90

Este modelo de transformación se constituyó en un ejemplo a nivel mundial, tanto por la rapidez con la que se salió de la crisis como por la extensión de la red eléctrica del país. El nuevo modelo de mercado se basaba en la segmentación referida de las etapas eléctricas del sistema. Estas actividades fueron encomendadas a empresas en algunos casos privadas y en otras públicas, tomando el Estado Nacional a su cargo el rol de fijar las políticas del mercado y condicionar el accionar de las empresas mediante la regulación y las señales económicas. Estos tres conjuntos de actores activos, como así también los Grandes Usuarios, han sido los únicos autorizados a participar del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) a través de su previa calificación como “Agentes del Mercado”.

El MEM está asociado al SADI (Sistema Argentino de Interconexión) con mas de 7000 kilómetros de líneas en Alta Tensión que cubren ahora desde fines de 2005 toda la extensión del territorio del país. Ha tenido la potestad de ordenar la conformación de unidades de negocio para realizar la privatización de empresas estatales del sector eléctrico. No permite, en principio, la integración vertical ni horizontal de generadores, transportistas, distribuidores, ni con grandes usuarios. A través de este Sistema de Interconexión Nacional, el MEM abastece ahora a la totalidad de la demanda del sistema eléctrico argentino.

En este marco, los actores del Sistema Eléctrico Argentino son el Estado Nacional, a través de la Secretaría de Energía y el Ente Regulador de la Electricidad (ENRE), la

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S. A. (CAMMESA) (en esta configuración juega un rol fundamental) los Agentes del MEM, que son las asociaciones de generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios y los consumidores.

La Operatoria del Modelo

El operador del mercado es CAMMESA, organizada como una sociedad anónima y creada por el decreto 1192 en julio de 1992. Esta sociedad anónima tiene un paquete accionario de cinco partes iguales (20% cada una) y está integrada por el Estado Nacional, a través de la Secretaría de Energía, y por las asociaciones que representan a los generadores, distribuidores, transportistas y grandes usuarios del mercado eléctrico.

En el sistema eléctrico argentino se ha previsto, como en el anglo - galés y español, un mercado instantáneo de compras y ventas de energía conocido como mercado “spot”, donde en cada fracción horaria dada se equiparan las ofertas disponibles de generadores y las demandas de distribuidores y grandes usuarios. Asimismo se administran los suministros contratados en contratos a plazo por generadores y consumidores con precios preestablecidos. La operatoria de este mercado consiste en la equiparación de las ofertas hasta la cobertura de la demanda en la fracción horaria. Se establece como precio “spot” el valor de la última unidad ofrecida para cubrir la demanda según la metodología de los costos marginales.

El operador de despacho en Argentina coordina tanto las operaciones físicas del sistema como la liquidación las operaciones de compraventa de electricidad producidas, de acuerdo a la información suministrada por los sistemas de medición de las compras efectuadas en el mercado “spot” y la de los contratos. Las primeras de acuerdo a los precios de fracción horaria que establece la norma y los segundos de acuerdo a los valores pactados.

CAMMESA monopoliza y es responsable de la programación de la operación de todo el sistema de interconexión en sus diversas actividades, tales como la ordenación del despacho, cálculo de precios estacionales (fijados en base a pronósticos para facilitar la operatoria de los distribuidores), administra los fondos compensadores y sanciona de los precios “spot”, conforme reglas establecidas en “Los Procedimientos para la Programación, el Despacho de Cargas y el cálculo de los Precios - LOS PROCEDIMIENTOS”, que son las normas que gobiernan el despacho.

En el mercado “spot”, una vez efectuado el despacho real, quedan definidos los compradores y vendedores, tanto en cantidades como en precios, y cada uno de ellos resulta deudor / acreedor de los demás, por el mismo precio en distintas cantidades. Es decir, cada deudor debe proporcionalmente a cada acreedor el total de su compra y a la inversa.

Los Resultados

El sistema propuesto por este modelo ha operado eficientemente y con independencia a críticas y observaciones tendientes a corregir algunas fallas y perfeccionarlo, y se puede considerar que constituye un instrumento cabal para el funcionamiento de un mercado eléctrico en el que conviven intereses públicos y privados en competencia. En 1998 momento en que la situación macroeconómica comenzó a deteriorarse se inició un proceso de disminución de la confianza de operadores e inversores que comenzaron a afectar al sector eléctrico.

En el periodo 1998 a 2001 la presunción de que se acercaba un conflicto financiero grave planteaba condiciones de incertidumbre a los agentes privados que consideraban que sus inversiones futuras resultaban poco factibles por el marco global. La crisis estalla a fines de 2001 con enrarecimiento del sector financiero primero, la fuga de capitales, "el corralito", " el corralón", la subsiguiente devaluación, "el default de la deuda externa", la pesificación y otras circunstancias negativas que afectan las actividades productivas, financieras y de servicios del país. Este proceso ha llevado a configurar una situación de emergencia, producto de varios años sin que se hayan podido efectuar las correcciones necesarias para superar diversas anomalías. La serie de la evolución de la potencia instalada en el MEM constituye un indicador elocuente de la situación del sector eléctrico en los últimos años.

POTENCIA EFECTIVA BRUTA INSTALADA EN (MW)

MEM								
MES	TV	TG	DI	CC	TERM	HI	NU	TOT
Nov-06	4463	2266	4	6361	13094	9934	1005	24033

Diciembre de Cada Año

2005	4496	2083	4	6299	12882	9415	1005	23302
2004	4526	2098	4	6299	12927	9100	1005	23032
2003	4515	2138	4	6296	12953	9021	1005	22979
2002	4515	2022	4	6271	12812	9021	1005	22838
2001	4515	2039	4	5856	12414	8925	1005	22344
2000	4515	2032	4	4238	10789	8925	1005	20719
1999	4515	2698	4	2365	9582	8925	1005	19512
1998	4548	3161	4	1513	9226	8668	1005	18899
1997	4752	3143	4	550	8449	8748	1005	18202
1996	4783	2943	4	144	7874	8230	1005	17109
1995	4867	2683	4	144	7698	7629	1005	16332
1994	4836	2128	84	84	7132	7309	1005	15446
1993	4836	1597	84	84	6601	6384	1005	13990
1992	4857	1518	82	84	6541	5721	1005	13267

Como se anticipa en el párrafo anterior, a partir de 1998 virtualmente se había detenido la iniciación de nuevas inversiones en generación. Este periodo fue precedido por un periodo de marcada sobre inversión. La incorporación de las capacidades luego de 1998 corresponde a las inversiones planeadas e iniciadas antes de esa fecha. El

incremento de la oferta de potencia entre 2001 y 2006 resulta inferior al 50% de la que hubiera sido normalmente requerida para una demanda que crece a 5,0% por año.

La Emergencia

La Ley 25561, sancionada el 6 de enero de 2002, (conocida como Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario), declaró la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria delegando en el Poder Ejecutivo Nacional las facultades contenidas en ella. Esta ley derogó el llamado sistema de la convertibilidad establecido en la ley 23398 de 1991. Este sistema mantenía una paridad cambiaria entre el peso argentino y el dólar estadounidense, paridad producto de un mecanismo de control de la emisión monetaria, diseñado luego de la hiperinflación que sufriera la República Argentina en el año 1989.

En lo pertinente a como la crisis afectó al sector eléctrico, el artículo 8 de la Ley 25561 dispone que los contratos celebrados por la administración pública, entre los que se comprenden a los de obras y servicios públicos, no son aplicables a los mismos las cláusulas de ajuste en dólar, o en otras divisas extranjeras y/o cláusulas indexatorias basadas en índices de precios de otros países. Este artículo establece que los precios y tarifas resultantes de dichas cláusulas quedan establecidos en una relación de cambio: un peso argentino igual a un dólar estadounidense, es decir congeladas. A partir de ese momento comienza un periodo de desequilibrio de los precios relativos (energéticos vs precios de inversión) dado que la paridad con el dólar estadounidense pasa del U\$S 1 = \$ 1 a U\$S 1 = \$ 3.

La Iniciación de la Recuperación y el Periodo de Transición y Fuerte Intervención

Como es de conocimiento general en el marco de la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, la SE consideró conveniente el principio de no trasladar a los precios estacionales el incremento que se produce en los costos variables del sistema eléctrico y, luego segmentar estos precios estacionales con aumentos diferenciales, hecho que ha producido un déficit en el fondo compensador que administra CAMMESA. Este fenómeno ha tenido dos efectos principales.

Primero, por un lado, ante este creciente déficit, fue conveniente establecer un mecanismo transitorio para la asignación de los recursos para afrontar las acreencias de los agentes del MEM, buscando privilegiar el pago de los costos aceptados, con el objeto de preservar las demandas que no se encuentran respaldadas por contratos de energía eléctrica en el mercado a término. Estas acreencias se documentaron a los generadores con LVFVD (Liquidaciones de Venta con Fondos con Vencimientos a Definir) con los que en definitiva se constituye el FONINVEMEM (Fondo para Inversiones Necesarias que permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista) en Julio de 2004. Se verá mas adelante en el Ítem(C) de este punto 3.2, como el FONINVEMEM está

financiando las dos centrales de ciclo combinado de Campana, Pcia. de Buenos Aires y Timbúes, Pcia. de Santa Fe. Segundo, por otro lado, las condiciones de desbalance de precios relativos aun persisten y todavía plantean pronósticos financieros que resultan poco alentadores de la inversión privada.

En conclusión, la crisis económica – financiera del 2001/2002 ha producido un desbalance general en los precios relativos, específicamente para este caso, entre el tipo de cambio y los precios del sector eléctrico. Este desbalance aún no se ha estabilizado y por diferentes razones, quizá se prolongue algún tiempo más. Este fenómeno, en el marco legal de la Ley 24065 afecta a las empresas privadas agentes del sector eléctrico cuya rentabilidad, natural factor de asignación de recursos, desalienta la inversión. Estas rentabilidades, en la actual coyuntura, no surgen como variable de la operación del mercado como en la década de 1990, sino como prevé la reciente normativa (ver entre otras Resolución 1281/06 Art. 5;y Resolución 220/07 Art. 5) surgirá de negociaciones entre la SE y los agentes privados. Esta forma de determinar la rentabilidad deberá sustituirse por una metodología transparente y objetiva.

Mientras tanto, las inversiones estratégicas no diferibles no se han paralizado. Dado que no cuentan con un flujo natural de recursos privados tal como debería surgir del marco legal de la Ley 24065, en la actualidad se están realizando con fondos públicos como fuente financiera principal. Se enuncian a continuación las obras en curso del llamado “Plan de Gestión 2004/2008” y los esquemas financieros de cada una de ellas

(A) La elevación de la Cota de Yaciretá.

Desde la puesta en marcha, en 1994, de la primera unidad de generación, con una cota de embalse de 76 msnm se inicia un proceso tendiente a lograr el aprovechamiento integral de las instalaciones construidas, el que solo puede lograrse si se alcanza la cota de embalse definitiva a 83 msnm. Esta es la cota de diseño a la cual la Central Hidroeléctrica de Yaciretá resulta económicamente viable.

En diciembre de 2003, los actuales Presidentes de Argentina y Paraguay emitieron una Declaración Conjunta en la que se ratificó el interés de ambos gobiernos de concluir las obras pendientes de la EBY y ajustar los términos del Tratado de Yaciretá a la situación actual. En Mayo de 2004 se incorpora el PTY (Plan de Terminación de Yaciretá) al Plan Energético Nacional (2004-2008). El objetivo general del PTY es terminar el Proyecto Yaciretá a fines de 2008, dando prioridad a las acciones tendientes a que la Central Hidroeléctrica de Yaciretá produzca la máxima cantidad de energía de acuerdo a sus parámetros de diseño, y esto se logrará elevando la cota del embalse a la definitiva de 83 msnm en el eje Encarnación – Posadas.

El primer paso fue dado en Abril de 2006 con la elevación de dos metros en la cota, pasándose del nivel 76 a 78 msnm en el eje Encarnación-Posadas. Sin desatender las cuestiones Sociales y Ambientales en la zona de influencia del embalse mientras se llevan a

cabo las obras y acciones necesarias, se ha establecido que los objetivos específicos del PTY son:

- 1-° Liberar las áreas a ser inundadas y las áreas necesarias para la construcción de las defensas costeras y obras anexas;
- 2- Realizar obras y acciones necesarias para garantizar la calidad de vida ambiental;
- 3- Reponer obras de infraestructura que será afectada; y
- 4- Recomponer la trama urbana de Encarnación y Posadas.

El listado de obras y acciones y su clasificación surgió del consenso logrado a nivel de los órganos de Dirección, luego de analizar el trabajo de los equipos técnicos. Se contemplaron tanto las obras y acciones necesarias para el llenado del embalse como las que surgen de los compromisos asumidos establecidos en el Tratado de Yacyretá, las Cartas Reversales y en las Resoluciones del Consejo de Administración.

Las obras y acciones se pueden agrupar en los siguientes conceptos: a) Construcción de Viviendas; b) Obras de Infraestructura; c) Compra y expropiaciones de inmuebles; y d) Acciones Sociales y Medioambientales de Reasentamiento. En este particular, hasta la fecha se han relocalizado en la margen Argentina 5725 familias y en la margen Paraguaya 2366 familias. El Plan de Terminación de Yacyretá tiene previsto relocalizar de ahora en más, 4361 familias en Paraguay y 1500 familias en Argentina. El actual cronograma de ejecución de las obras del EBY confirma la fecha de terminación para fines de 2008.

El PTY es uno de los componentes del Plan Energético Nacional (2004-2008) en el que el Gobierno Argentino ha asumido el compromiso impulsar la realización de las inversiones pendientes por un monto de U\$S 650,0 millones que se financiaran con U\$S 560 millones de fondos argentinos que se complementan con U\$S 90 millones de financiación BID. Dichos recursos se administran a través de un Fideicomiso creado al efecto.

(B) La finalización de Atucha II.

Nucleoeléctrica Argentina (NASA), sociedad anónima de capital estatal que tiene a su cargo la construcción de la Central Nuclear Atucha II, y la operación de Atucha I y de la Central Nuclear Embalse, fue la encargada de realizar la licitación en la que el BICE logró convertirse en agente fiduciario. Cuenta con un primer Fondo de \$ 1500 millones (U\$S 489 millones mas IVA) y tiene como misión la finalización de las obras de la Central Nuclear Atucha II, mientras que un segundo Fondo alcanzará casi los \$ 500 millones. Los recursos para la culminación de Atucha II son aportados por el Tesoro Nacional, mientras que para el segundo Fondo fideicomiso cuyo objetivo es la ampliación de la vida útil de las otras dos centrales nucleares los recursos provendrán de NASA quien los recibe de CAMMESA, administradora del mercado eléctrico mayorista.

Según la actualización realizada en el primer trimestre de 2007 el total de las inversiones estimadas en para completar Atucha II asciende a U\$S 797,4 millones (U\$S 552,6 en moneda argentina y U\$S 244,8 millones en dólares). Debe tenerse en cuenta que el 95% de la inversión ya ha sido realizada, y está constituida por los equipos almacenados en los depósitos del obrador desde que se suspendió la construcción. Por lo tanto, la inversión pendiente es el montaje de esos equipos y gastos de puesta en marcha. El ritmo de ejecución de la obra será 22,7% en 2007, 43,3% en 2008, 27,7 en 2009 y 6,3% en 2010. Este cronograma de ejecución prevé que el 10 de Octubre de 2010 la Central entrará en operación comercial.

(C) FONINVEMEM.

La situación macroeconómica imperante desde fines del año 2001 impactó fuertemente las inversiones en el sector eléctrico, que debió enfrentar desde entonces un escenario muy complejo. La principal característica de este escenario fue el congelamiento de tarifas, justificado por la emergencia económica y pública que se vivía en esos momentos. Completaron ese escenario desfavorable, ingresos en moneda local con una paridad cambiaria alta que había resultado de la devaluación, compromisos financieros que habían sido contraídos en moneda dura, total ausencia de crédito externo y restricciones tanto de gastos como de previsiones de inversión por rentabilidad insuficiente. La salida de la convertibilidad había producido una desadaptación del Mercado Eléctrico y requirió adecuar al nuevo contexto macroeconómico las normas dictadas por la Secretaría de Energía en el marco de la Ley 24.065.

Entre las medidas que se tomaron ante esta situación, la Secretaría de Energía, mediante la Resolución SE 712/04, creó el Fondo para Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista (**FONINVEMEM**) que se presenta anteriormente en este punto 3.2. Este FONINVEMEM se origina en la necesidad de incrementar la capacidad de generación del mercado eléctrico mayorista (MEM) debido a la inexistencia de inversiones en generación de energía eléctrica por parte del sector privado.

Corresponde señalar dentro de la operatoria financiera del sector eléctrico, que los Precios Estacionales (que son los precios a los que compran los distribuidores del MEM que toman energía del sistema), desde el inicio de la post-convertibilidad no acompañaron la evolución de los Precios “Spot” horarios (que son los que deben cobrar los generadores). Este hecho hizo imposible que CAMMESA cancelara la totalidad de las acreencias de los productores o generadores privados por su participación en el Mercado “Spot”, surgiendo de esta manera, créditos a favor de éstos que fueron documentados y que son los valores con los que se constituye el FONINVEMEM. En otras palabras, las deudas que contrajo CAMMESA con los generadores por la diferencia entre lo que los generadores debían haber cobrado y lo que realmente CAMMESA pudo pagar, son las acreencias que se convierten en aportes de capital de los generadores al FONINVEMEM.

Los dos (2) proyectos a realizar a través del FONINVEMEM serán los primeros en

incrementar la oferta de energía eléctrica para cubrir los incrementos futuros de demanda y sus lineamientos se rigen por la Resolución SE 1193/05. Se han constituido dos sociedades (Termoeléctrica José de San Martín-TSM- y Termoeléctrica Manuel Belgrano-TMB-) y sendos Fideicomisos, administrados por el BICE, con el objeto de gestionar la construcción y el mantenimiento de las centrales y realizar la operación de las mismas.

Las Centrales sumarán más de 1646 MW al SIN, en dos (2) Plantas de Ciclo Combinado de 823MW, actualmente en construcción en las Provincias de Buenos Aires (Campana) y de Santa Fe (Timbúes), con una inversión total cercana a los U\$S 1,300 millones. El cronograma del Proyecto contempla realizar la puesta en servicio de 2 unidades Turbogas en cada una de las centrales, funcionando en ciclo simple a partir de mediados del 2008 con lo que se incorporarán 1000 MW al Sistema Interconectado, llegándose a la potencia total de 1646 MW en el primer semestre del 2009, con la finalización de los ciclos combinados respectivos.

En cuanto al financiamiento, a la fecha el proyecto está fondeado por los generadores eléctricos, quienes integraron sus Liquidaciones de venta (LVFVD), aportando aproximadamente U\$S 540 millones, y el Cargo a la Demanda, creado por Res. SE 1866/05, el cual CAMMESA viene recaudando desde Diciembre de 2005 y continuará devengándose hasta Noviembre de 2010. El saldo adicional a financiar (aproximadamente U\$S 460 millones) se instrumentará una colocación de títulos en el mercado de capitales hacia finales de 2007 ó primer trimestre de 2008

(D) Las perspectivas que se dan a partir de la Resolución 281/06.

Con el objetivo de impulsar nueva oferta energética privada y de incentivar el aumento de la capacidad de generación actualmente instalada en sus distintas modalidades (Generadores, Cogeneradores o Autogeneradores) que no sean agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) se establece el "Servicio Energía Plus", consistente en la oferta de su eventual disponibilidad de generación adicional. Simultáneamente se habilita a los Grandes Usuarios Mayores (GUMAs) y a los Grandes Usuarios Menores (GUMEs), como así también otras Grandes Demandas, clientes de los Agentes Distribuidores a participar de lo dispuesto en esta norma, con el objeto de poder respaldar el abastecimiento de los incrementos de demanda previstos por sobre lo efectivamente demandado en el año 2005, llamada "Demanda Base"

El Organismo Encargado del Despacho (OED) deberá validar, en cada oportunidad y bajo los términos que establecerá la Secretaría de Energía con ese objeto, los acuerdos que se celebren bajo la modalidad del "Servicio Energía Plus", conforme las condiciones generales que se fijen. Los precios monómicos pactados en los acuerdos que se celebren bajo la modalidad del "Servicio Energía Plus" deberán estar compuestos por los costos asociados y un margen de utilidad. En tal sentido, la Secretaría de Energía definirá para todos los casos el margen de utilidad, como así también el Organismo Encargado del Despacho (OED) validará los costos asociados.

(F) Plan Federal de Transporte Eléctrico

El Consejo Federal de la Energía Eléctrica, órgano asesor de la Secretaría de Energía, advertido respecto de la falta de inversión en el sector Transporte desde 1998, encaró los estudios para identificar las obras más urgentes en 500 KV (Extra Alta Tensión). El primer resultado fue el Plan Federal de Transporte Eléctrico I (posteriormente seguido por el Plan Federal de Transporte Eléctrico II, que recomienda la ejecución de cuatro obras clave en 500 KV que totalizan 2.584 Km. de nuevas líneas.

Para implementarlo se diseñó una ingeniería financiera donde se plantea la participación del Estado asociada con el sector privado, donde la participación estatal será el disparador de la privada, al hacerla factible económicamente. La herramienta más importante es el Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico, que se alimenta de recursos provenientes del Fondo Nacional de la Energía Eléctrica (FNEE), principal fuente de los recursos específicos del sector eléctrico para todas las provincias. El FNEE, creado por Ley N° 15.336 y modificado por la Ley N° 24.065, establece para cada operación de compra de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista un cargo 3,00 \$/MWh., siendo atribución de la Secretaría de Energía modificar este monto en $\pm 20\%$. El fondo está destinado a la realización de obras en el interior del país (FEDEI) y a compensar tarifas (FCT); 0,6 \$/MWh corresponden al transporte de Alta Tensión.

Asimismo, el Consejo Federal de la Energía Eléctrica planteó la necesidad de diseñar y concretar soluciones para los Sistemas Regionales de Transporte en 132 KV. También es evidente el retraso de las inversiones para el desarrollo de los mismos. Esta situación está dando origen a la aparición de restricciones de transporte que, en el corto o mediano plazo, determinarán la necesidad de llegar a producir cortes de carga como único recurso para superar los horarios de carga máxima sin el riesgo de un colapso total.

Esta situación fue de alguna manera enmascarada por la crisis económica que sobrevino a la salida de la Convertibilidad, que generó una importante retracción en los niveles de consumo de energía eléctrica, particularmente en el sector industrial, pero la recuperación que se comenzó a vislumbrar durante el año 2003, sostenida hasta el presente, ha vuelto a poner en evidencia el retraso de inversiones antes mencionado. Teniendo como marco de referencia el Plan Federal de Transporte en 500 KV, a mediados del año 2003 comenzó la elaboración de un Plan de Obras Imprescindibles para el quinquenio 2004 - 2008, que brindasen soluciones a los Sistemas Regionales de Transporte Eléctrico. Las líneas correspondientes al Plan Federal de Transporte Eléctrico en 500 KV son:

(i) Interconexión MEM - MEMSP: 354 Km. (Choele Choel - Pto. Madryn). Finalizada. Es básicamente una obra de calidad y seguridad, que mejora la operación conjunta, con beneficios en los precios para consumidores. Permite una mejora importante de calidad del servicio en el MEMSP y el desarrollo en el MEMSP de generación a escala del MEM, aprovechando las ventajas en disponibilidad y transporte de gas. La contraparte privada iniciadora es Aluar S.A. e Hidroeléctrica Futaleufú S.A.

(ii) Línea Minera: 555 Km. planteados en 3 tramos (Mendoza - San Juan; San Juan - Rodeo; Recreo - La Rioja). Alternativa para el abastecimiento de los desarrollos mineros en la zona cordillerana, más económica que la

autogeneración o la construcción de líneas individuales. Ahorra inversiones en el abastecimiento a San Juan y la Rioja.

(iii) Interconexión NEA - NOA: 1015 Km. Vincula las Regiones NOA y NEA del país (El Bracho-Resistencia-Formosa) reforzando la confiabilidad del sistema interconectado y posibilitando el intercambio el alta tensión con Brasil y Chile. Su costo estimado es de U\$S 725,0 millones y su financiamiento incluye el Préstamo 1764/OC-AR por U\$S 580,0 millones y U\$S 145,0 millones de fondos de contrapartida nacional.

(iv) Interconexión Comahue - Cuyo: 660 Km. (Cerrito de la Costa - Gran Mendoza). Podría ser rentable para los agentes privados. Promueve una baja del precio en el resto del país y una mejora en calidad del servicio en Cuyo. Permite la exportación a Chile (desde Los Reyunos) y contribuye a lograr el cierre del anillo energético.

(v) Tercera Línea de Yaciretá: El propósito de la 3° Línea Yacyretá es aportar capacidad de transporte para la mayor oferta de energía que tendrá la central hidroeléctrica Argentino - Paraguaya cuando alcance la cota 83 (prevista para Diciembre de 2008). Con una extensión de 920 Km., la línea unirá las localidades de Rincón Santa María (Corrientes) y General Rodríguez (Buenos Aires), dividida en dos tramos a ejecutar por las firmas Integración Eléctrica Sur Argentina y Limsa. El presupuesto original es de \$ 1.620 millones a aportar por el Estado Nacional, según las adjudicaciones firmadas en junio de 2006. En julio de 2007 se obtuvo un préstamo de la Corporación Andina de Fomento (CAF) por U\$S 300 millones. Está previsto que la línea este finalizada en Diciembre de 2007.

(vi) Línea Puerto Madryn - Pico Truncado: Esta línea de 543 Km. forma parte de la interconexión en 500 KV, MEM – MEMSP, que tiene como objetivo final llegar hasta la localidad de Río Turbio, en Santa Cruz. Con esto el Sistema Patagónico quedará incluido en el SADI. En diciembre de 2005 ya fue inaugurada la línea Choele Choel – Puerto Madryn, siendo la línea Puerto Madryn – Pico Truncado el segundo tramo del proyecto general Interconexión MEM - MEMSP. Su ingreso al sistema esta previsto para noviembre de 2007. La ejecución de la misma será financiada íntegramente con aportes del Tesoro Nacional en carácter de capitalización del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal. El fiduciario es el BICE, el fiduciante (ejecutor) es Integración Eléctrica Sur Argentina S.A. (INTERSAR) y el presupuesto es de \$ 380.000.000.

4 Fundamentos y Propuesta

En este capítulo se presentan los fundamentos que apoyan los lineamientos de la propuesta. En primer lugar se reitera que el marco legal vigente otorga a la inversión privada un rol fundamental en el financiamiento de las inversiones del sector eléctrico y una estimación del quantum anual de las inversiones en el plan en preparación. Luego se describe el contexto que debe darse en los países en desarrollo para propiciar la inversión privada voluntaria y se focaliza en la forma institucional Asociación Pública Privada (APP) como vehículo integrador de la satisfacción de las necesidades de inversión en infraestructura, con la participación del sector público y del sector privado. Esta fundamentación se completa con referencias a las APPs en países con características similares a la Argentina, especialmente Brasil, que ofrece un modelo de sector eléctrico que podría adaptarse a las condiciones del medio local. Finalmente, se hace un enunciado de diez conclusiones con los lineamientos para formular retoques institucionales y operativos para propiciar el flujo de la inversión privada al sector eléctrico.

4.1 La Necesaria Participación del Sector Privado en el Proceso de Inversión

La participación de la inversión privada en el sector eléctrico latinoamericano no es consecuencia de una postura ideológica sino de una realidad económica inexorable. Esta participación comienza a manifestarse a comienzos de la década de los noventa, a partir de la situación crítica que encaraban la mayoría de los países de Latinoamérica y de la firme iniciativa de los organismos internacionales de financiamiento. Se menciona como antecedente la Conferencia de Cocoyoc, México, de 1991 en la que el Banco Mundial plantea la necesidad de la apertura a la participación privada en los sectores eléctricos.

En ese momento, los países de latinoamérica comienzan a abandonar el esquema tradicional de propiedad del estado de la infraestructura eléctrica que se había iniciado a la finalización de la Segunda Guerra Mundial, a mediados de la década del cuarenta. En consecuencia comienza un proceso paulatino de participación de los intereses privados bajo regulación estatal que reviste distintas formas en los países de la región. En Argentina se da un proceso de privatizaciones bajo el marco legal establecido por la ley 24065 de Diciembre de 1991.

La causa principal iniciadora de este proceso de entrada de inversores y operadores privados obedece al estado de virtual bancarrota en que estaban casi todos los sectores eléctricos latinoamericanos, enfrentado una crisis financiera insostenible que limitaba su proceso de expansión y consecuentemente el crecimiento económico y mejoramiento del bienestar de la sociedad.

Este estado de situación se originaba en casi todos los casos debido a tres causa principales:

- (i) la generación interna de fondos era inexistente dado que la generación bruta de fondos, en la mayoría de los casos no era suficiente para atender los servicios de la deuda, debido a gerenciamientos y administraciones ineficientes de las empresas eléctricas y bajos niveles tarifarios;

- (ii) los estados nacionales no disponían de suficientes recursos para invertir ante las crecientes necesidades requeridas por el gasto social: salud, educación y seguridad principalmente; y
- (iii) los únicos recursos que estaban realmente disponibles para la inversión provenía del financiamiento de los organismos internacionales. Esta fuente se autolimitaba por la exigencia de fondos de contrapartida locales equivalentes, circunstancia que si no se cumplía no permitía alcanzar la normativa y los estándares de solvencia financiera que eran convencionalmente requeridos por los bancos internacionales.

La descripción anterior generalizada para los países latinoamericanos, reflejaba el estado de las finanzas del sector eléctrico argentino. Este agravado por la alta inflación presentaba grandes irregularidades dado que algunos meses, a fines de la década de los ochenta y comienzo de los noventa, la recaudación por venta de energía no permitía pagar los sueldos y salarios de las empresas públicas.

Este es el momento en el comienza el proceso privatizador en el país siguiendo el modelo anglo sajón, predominante en los países desarrollados, de concesiones del servicio público a empresas privadas propietarias de los activos del servicio eléctrico bajo una estricta regulación en protección de los intereses de los consumidores. Aparte, el negocio eléctrico constituye una de las actividades económicas más atractivas para los inversores privados dado que su sostenida rentabilidad, basada en la firmeza de la creciente demanda de electricidad ya sea como insumo industrial o como producto de consumo final. La regulación plantea un equilibrio entre los intereses de las empresas eléctricas para obtener una razonable rentabilidad sobre sus inversiones y los intereses de los consumidores que deberán recibir un servicio confiable, de calidad y con precios no abusivos.

El marco legal argentino del sector de la ley 24065 antes mencionada establece sólidos principios para una operación eficiente de las funciones fundamentales del negocio eléctrico, la generación, el transporte y la distribución. Establece normas de relación claras entre los agentes, sean estos públicos o privados, grandes consumidores, consumidores y ente regulador. Este marco ha sido ampliamente ratificado en cuanto a su vigencia y al rol previsto para la participación de la inversión privada a través de la normativa reciente, que implica el reconocimiento expreso de la rentabilidad. No existen señales de retorno al sistema tradicional de propiedad estatal. En este sentido se mencionan los Considerandos la Resolución 220/2007 (Contratos entre el MEM y las ofertas de disponibilidad de agentes), la Resolución 1281/2006 (Comercialización en el mercado “Spot” – Energía “Plus”) entre otras.

4.2 Los Requerimientos de Inversión Anual Previstos por el Plan

Este punto será completado cuando se disponga de las proyecciones de inversión que surgirán de los modelos de optimización que está elaborando el Grupo Asesor. De todas formas se estima gruesamente que los requerimientos de la generación, transporte y distribución eléctrica requerirán montos del orden de los U\$S 3000 millones anuales.

4.3 El Marco Propicio para la Inversión Voluntaria

Este punto se refiere a las condiciones institucionales y de contexto macroeconómico que los inversores extranjeros directos o los administradores de grupos financieros esperan que se den en los países anfitriones, o sea en los países donde se proyecta invertir. En general estas condiciones pueden ser consideradas obvias, porque no son otras que las que cualquier particular tendría en cuenta si estuviera colocando sus recursos personales o los ahorros de sus mayores para que gozaran de una jubilación sin sobresaltos.

La síntesis que se desarrolla a continuación se basa principalmente en dos trabajos. En primer término, las conclusiones del Libro Blanco sobre BOT (Construir, Operar, Transferir) y PPP (Asociaciones Público Privadas) realizado por la Asociación Europea de Contratistas Internacionales (AECI) y publicado en Abril de 2003. En segundo término, se consideró una encuesta internacional realizada por el Banco Mundial a inversores en el sector eléctrico (“What International Investors Look for when Investing in Developing Countries – Que buscan los Inversores Internacionales cuando Invierten en Países en Desarrollo”) publicada también en 2003.

Se destaca que estos trabajos se incluyen para atender la inquietud generalizada de ¿Cómo se ve a los países en desarrollo? En él se vuelcan sintéticamente las conclusiones de dos trabajos de fuentes confiables. Si bien ambos trabajos están ubicados en el plano del inversor extranjero que explora posibilidades en los países emergentes, se considera que los inversores locales evalúan la viabilidad de sus inversiones utilizando los mismos criterios, tal como lo hacen los inversores argentinos, que estimativamente tienen fuera del circuito de la economía nacional unos U\$S 110.000.- millones de U\$S, ya sea en el exterior o en distintas formas de atesoramiento dentro del país, según ha informado el BCRA a fines de Marzo.

El AECI, cuya denominación en inglés es EIC (“European International Contractors”) es una federación que representa las federaciones de la industria de la construcción de 15 países Europeos, que en el año 2000 ejecutaron obras por 45 billones de U\$S en obras fuera de Europa. Es una asociación profesional de contratistas que representa los intereses de la industria europea en todos los aspectos referidos a las construcciones internacionales y se mantiene en contacto permanente con las organizaciones internacionales de financiamiento para apoyar iniciativas que mejoren el marco legal y económico en el que se desarrollan las construcciones de grandes proyectos. La AECI constituyó un grupo de trabajo con especialistas de las principales compañías asociadas de todos los países miembros para formular recomendaciones sobre proyectos de desarrollo, procesos de licitaciones y problemas financieros. Un resumen de este trabajo, denominado Libro Blanco sobre BOT (Construir, Operar, Transferir) y PPP (Asociaciones Público Privadas) se presenta seguidamente.

- 1 Los gobiernos deberían adoptar una estrategia realista, consistente y sustentable para las BOT y las PPP.

- 2 Los gobiernos deberían establecer una unidad especializada para diseñar e implementar una política consistente y uniforme sobre las BOT y las PPP con un enfoque general dirigido a asegurar una coordinación horizontal entre las distintas jurisdicciones políticas (nación, provincias, municipios) y los distintos ministerios o sectores económicos involucrados.
- 3 Las normas que establecen los estándares contables a utilizar deberán tener en cuenta las peculiaridades de los contratos de concesión. Las metodologías de depreciación y las de costos de financiamiento deben estar vinculadas al perfil del flujo de ingresos.

Preparación de los Proyectos

- 4 El éxito de los proyectos de BOT o PPP dependen de una profunda y objetiva valoración de los parámetros técnicos, económicos y financieros clave en el marco de un bien definido y transparente proceso licitatorio.
- 5 Los gobiernos deben establecer prolijamente la estrategia y la política de la gestión de compras (licitaciones) para las necesidades de cada proyecto de BOT/PPP. Esto se realizará con el objetivo de aprovechar la experiencia y capacidad creativa de los potenciales contratistas en el diseño de las soluciones que, mejor satisfagan las necesidades a cubrir con el proyecto.
- 6 La cantidad y calidad de información puesta a disposición de los oferentes en las licitaciones debe ser mejorada para minimizar que estos deban costosas investigaciones para completar sus ofertas. Los pliegos de la licitación deben proveer la información suficiente para que los oferentes puedan: (i) valorar los riesgos técnicos y comerciales del proyecto; (ii) evaluar los aspectos económicos y los riesgos del mercado y (iii) comprender los criterios y los procedimientos de la evaluación de la oferta.
- 7 Los gobiernos deben definir claramente los mecanismos de pago y, cuando sea necesario, garantizar la disponibilidad del financiamiento que pueda requerirse para que el proyecto se complete exitosamente.
- 8 La incertidumbre vinculada a la política tarifaria debe ser reducida tanto como sea posible en un esfuerzo conjunto de los asociados para crear mecanismos que aseguren un flujo firme de ingresos cuando el proyecto comience a operar.
- 9 Los gobiernos deberán especificar un mecanismo de ajuste de tarifas o criterio de indexación para tener en cuenta la inflación o deflación durante la vida de la concesión.

Proceso Licitatorio

- 10 Las autoridades del proyecto deben realizar procedimientos o concursos de precalificación de oferentes para identificar aquellos que tienen las calificaciones requeridas para ejecutar el proyecto BOT/PPP.
- 11 Las autoridades del proyecto deben definir los criterios para la ejecución del proyecto y la evaluación de las ofertas de la licitación para facilitar la consistencia de las ofertas y la cabal comparación de las mismas.

- 12 Los criterios de adjudicación de los contratos deben estar claramente especificados en los documentos de la licitación y no deben ser modificados en el curso de la licitación.
- 13 Las autoridades del proyecto deberán asegurar la estricta confidencialidad de todas discusiones, comunicaciones y negociaciones con todos los oferentes en las distintas etapas del proceso licitatorio. Paralelamente en el mismo sentido no deberá difundirse ninguna información sin la expresa autorización del oferente.
- 14 Las autoridades del proyecto deben eventualmente proveer una adecuada compensación de los costos incurridos por los oferentes para asegurar la mayor calidad de las ofertas.
- 15 Las autoridades del proyecto deben alentar al sector privado a enviar propuestas a su propia iniciativa y proveer un marco de creado para proteger los intereses de ambos socios públicos y privados.

Mitigación del Riesgo Financiero en los proyectos BOT/PPP

- 16 Disponibilidad de un adecuado sistema de mitigación de riesgos es uno de los elementos clave para el éxito del proyecto. Mecanismos de garantía mas específicos y precisos contribuirán a establecer un clima de confianza y seguridad a inversionistas, prestamistas y aseguradores.
- 17 Los riesgos deben ser soportados por la parte que está en mejor posición para valorar e influir sobre la posibilidad de su impacto financiero, de su ocurrencia así como de administrar las consecuencias de su materialización.
- 18 El rol de las instituciones financieras internacionales, bancos de desarrollo y agencias de crédito de exportación es de crucial importancia para compensar las eventuales deficiencias de los mercados financieros locales. Su intervención se debería dar en los aspectos siguientes: (i) mejora, diseño y desarrollo de herramientas específicas que respondan a las necesidades de los proyectos de BOT/PPP, y (ii) intensificar los esfuerzos para fortalecer la capacidad institucional de los países anfitriones.
- 19 Los gobiernos deberán tomar pasos adecuados de política económica y financiera para reducir los riesgos monetarios para facilitar la implementación de los proyectos.
- 20 Garantías en relación con el riesgo político de las agencias de financiamiento multilateral representan una muy importante herramienta de mitigación para proyectos de infraestructura financiados por grupos privados. Las agencias deberán revisar y extender sus programas de cobertura de riesgo político en términos de alcance y dimensión para adaptar la oferta de sus productos a los particulares requerimientos de ese tipo de proyectos.
- 21 El financiamiento del proyecto BOT/PPP requiere, en general, mejoras en los sistemas financieros de los países anfitriones. Un mayor aprovechamiento de los beneficios socioeconómicos generados por la infraestructura junto con una ingeniería financiera creativa podrán ayudar al logro de esos objetivos. Para este logro se requerirá, eventualmente, una adaptación del sistema de presupuesto público y de su marco contable.

El Banco Mundial realizó una encuesta internacional a inversores en el sector eléctrico (“What International Investors Look for when Investing in Developing Countries – Que buscan los Inversores Internacionales cuando Invierten en Países en Desarrollo”) que se publicó en 2003. En ella se exponen impresiones de inversores extranjeros que ya poseen y/o planean inversiones en países en desarrollo de distintas regiones del mundo. Es decir, el trabajo incluye opiniones de grupos con experiencia en el relacionamiento con gobiernos y empresas de estos países, entre los que está incluida Argentina. Sigue un resumen de las principales conclusiones del trabajo.

Las inversiones extranjeras en el sector eléctrico en países en desarrollo, aunque insignificantes durante 1980, crecieron rápidamente a comienzo de los 90's y se mostraban como para continuar creciendo en forma sostenida. Sin embargo, en los últimos años el interés de los inversores internacionales ha decaído, y un gran número y un alto valor en transacciones patrocinadas por esos inversores están muy por debajo de pico alcanzado en 1997. Esta declinación de la inversión extranjera es una gran preocupación, dado que la demanda de energía eléctrica en los países en desarrollo crecerá alrededor de 4% anual durante las próximas dos décadas.

Para mantener el ritmo de este crecimiento de la demanda muchos países necesitan atraer inversión extranjera para sus sectores eléctricos. Esta circunstancia obliga a tener en cuenta los factores que los inversores consideran importante.

Para recopilar las percepciones de los factores críticos del éxito o fracaso de sus inversiones, basadas en la experiencia, el Banco Mundial realizó una encuesta entre firmas internacionales con inversiones de capital en energía eléctrica en países en desarrollo. La investigación supuso que su experiencia con la inversiones realizadas en el pasado era posible que suministren información para las futuras decisiones de inversión, ya sea para realizarlas o cancelarlas, y una vez que las inversiones están hechas mantenerlas o liquidarlas.

Los resultados de la investigación confirmaron la interpretación del Banco Mundial sobre las percepciones de los inversores. El estudio ha encontrado que muchos inversores se mantienen recelosamente interesados en los países en desarrollo. Las condiciones que ellos buscan son las que los gobiernos reformistas aplican durante sus mandatos para asegurar la plena vigencia de la ley en relación con los derechos de los inversores así como procesos regulatorios y judiciales libres de interferencias arbitrarias de los gobiernos. Estas conclusiones sugieren que los gobiernos con expectativas de recibir flujos de inversión extranjera deben continuar fortaleciendo el clima interno para propiciar inversiones. Este panorama aplica también para los inversores locales.

La organización de la encuesta para la investigación sobre las decisiones de inversión tuvo dos secciones, una referida a las condiciones de los países en sentido amplio (cuyas conclusiones están principalmente dirigidas a los gobiernos), y otra referida a los factores determinantes del éxito o fracaso de los proyectos (cuyas conclusiones están dirigidas a los responsables de los proyectos). Este enfoque ha provisto una clara percepción de los factores que influyen la toma de decisiones que hacen los inversores

extranjeros. Sin embargo, dado que los resultados de estas dos secciones de la investigación están íntimamente vinculados, estos se presentan combinados en el desarrollo que sigue.

Asegurar que el sector reciba un adecuado flujo de fondos.

Los inversores dan una clara prioridad a existencia de flujos de fondos razonables que ofrezca una prospectiva que asegure la recuperación de los costos y que hagan del proyecto un éxito. En el proceso de calificar la importancia de los factores en el país los inversores dan el segundo lugar en las prioridades a la disciplina de pago de los clientes junto con el proceso legal y administrativo por los que se puede hacer cumplir los pagos y si los pagos no se realizan admitir la desconexión. Los inversores consideran que la disciplina de pagos y la vigencia legal de normas para hacer efectiva la obligatoriedad del pago es aún más importante en establecer el éxito de la inversión por la alta calificación que se le otorga. El carácter de adecuado de los flujos de fondos es igualmente importante tanto para las empresas de distribución como para las de generación

Mantener la estabilidad y la vigencia plena de leyes y contratos.

Para los inversores internacionales la prueba de la existencia de un marco legal satisfactorio es la claridad y los aspectos institucionales que hacen exigible el cumplimiento de los contratos, particularmente los contratos con agencias gubernamentales. Los inversores basan las decisiones de inversión de largo plazo en la confiabilidad, aplicabilidad y la obligatoriedad del cumplimiento de la ley y los contratos. Efectivamente, los inversores califican el marco legal que claramente define los derechos y obligaciones de los inversores privados como el factor más importante para tomar decisiones de inversión en los países en desarrollo, y consecuentemente. Un factor determinante del éxito o fracaso de los proyectos.

Atender los reclamos ante las necesidades de los inversores.

Demoras en las aprobaciones o licencias que otorgan los gobiernos tienen un alto costo de oportunidad para los inversores internacionales respondiendo a llamados para participación en licitaciones, remates u otro tipo de concursos. Las respuestas de la encuesta demuestran que este costo de oportunidad es significativo también para los sectores eléctricos de los países en desarrollo. Los gobiernos deben tomar conocimiento que los inversores internacionales están menos dispuestos que los inversores locales a tolerar los costos de la ineficiencia administrativa y las burocracias locales. Los inversores califican como una de sus peores experiencias de inversión a la falta de atención de los gobiernos ante las necesidades de los inversores.

Minimizar eventuales interferencias gubernamentales

Los resultados de la encuesta sugieren que los gobiernos pueden aumentar significativamente la satisfacción de los inversores permitiendo el máximo control operacional y de gerenciamiento sobre sus inversiones y permitiendo a su vez, la mayor transferencia de los resultados provenientes de sus inversiones. Los inversores califican la posibilidad de ejercitar un efectivo gerenciamiento y control operacional sobre sus activos como el segundo factor que contribuye al éxito de los proyectos.

Independencia de los organismos de regulación.

La independencia de los entes de regulación y sus procesos de revisión y control de la interferencia del gobierno también informa a los inversores externos y locales para la toma de decisiones de inversión. Los inversores indagados conceden a este factor el quinto lugar entre los criterios considerados en el proceso de toma de decisiones y también el 28 % considera que es un elemento desalentador de inversiones. Los que han respondido la encuesta citan a Chile como un país donde la regulaciones del sector eléctrico están libres de interferencia gubernamental.

Disponibilidad de facilidades crediticias o garantías de riesgo.

Mientras que los inversores no juzgan a las garantías que ofrecen los gobiernos como factores clave que contribuyen al éxito o fracaso de las inversiones, no se percibe a la disponibilidad de garantías como un factor de importancia para invertir en un determinado país. Las respuestas a la encuesta han dado a los refuerzos o mejoras en las garantías el segundo lugar de importancia como factor para tomar decisiones de inversión, una categoría similar a la disciplina de pago de los consumidores. A su vez, un 40 % de los indagados considera que es un elemento desalentador de inversiones.

4.4 Asociaciones Público Privadas (APPs), Antecedentes, Distintas Formas

La expansión global de la población y sus necesidades de salud, educación, seguridad y otros servicios públicos, así como el desarrollo económico, generan requisitos de infraestructura que exceden crecidamente los recursos de financiamiento disponibles en los países. Si bien la carencia de fondos difiere de país en país, el problema se extiende de las naciones más pobres hasta las más avanzadas. Esta situación se manifiesta incluso para los países avanzados que gozan de los beneficios de poderes públicos descentralizados, por lo general financieramente autosuficientes, y de extensos mercados de capitales.

Se ha reconocido que el déficit en la disponibilidad de fondos ha resultado en una aceptación casi universal de que el sector privado asuma un papel más prominente en el desarrollo de la infraestructura junto al sector público. Esto podría lograrse de manera directa como patrocinador de proyectos, o en forma indirecta como inversionista comprando bonos emitidos para el financiamiento de proyectos específicos o de otras formas que se adapten a las necesidades de cada país. Asimismo, la calidad del crédito de los instrumentos de deuda que se proponen deberá mejorarse con el fin de involucrar al mercado nacional de capitales. Niveles sustentables de financiamiento de la infraestructura se pueden lograr a través del crédito que tradicionalmente otorga la banca de desarrollo tanto nacional como multilateral, aunque ésta en los últimos tiempos lo ha hecho limitadamente. El depender de empresas patrocinadoras que actualmente desarrollan proyectos es menos confiable, considerando la actual contracción que sufre la industria.

En los países avanzados, las llamadas Asociaciones Público Privadas (APPs) para el financiamiento de proyectos surgen y se inician comúnmente de diversas combinaciones de créditos de la banca comercial o de desarrollo o de bonos emitidos directamente por gobiernos de diferentes jurisdicciones (entes nacionales, provinciales o municipales), empresas del gobierno nacional y empresas contratadas por autoridades gubernamentales para proveer un

determinado servicio público. La literatura reciente sobre el tema, proveniente de países avanzados se refiere a proyectos de todo tipo de infraestructura pero no de energía, debido a que en este sector económico normalmente no participa el estado por estar librado a la participación de la inversión privada bajo regulación del estado. Sin embargo en la actual coyuntura argentina en la que transcurre una etapa de transición y fuerte intervención, sería natural que se convoque a distintos tipos de proyectos del sector eléctrico, hasta que se superen las circunstancias que desalientan la inversión privada voluntaria.

En general, en estas APPs en los mercados emergentes, los sectores públicos y privados compitieron para promover sus respectivos intereses. Por un lado, el sector público procuró el control político y acceso del público a la infraestructura. Por el otro, el sector privado promovió los derechos y el amparo de los inversionistas y la obtención de una tasa de rendimiento (rentabilidad) de la inversión razonable. Las expectativas del mercado también se vieron afectadas por la volatilidad macroeconómica, el gasto político de privatizaciones sin participación del público a nivel local y la incompatibilidad entre los documentos financieros que apoyan las prácticas legales y costumbres del país en cuestión. Finalmente, los proyectos financiados con capital privado se originaron principalmente entre un grupo de empresas de construcción con necesidades continuas de financiamiento y una capacidad muy limitada para realizar inversiones a largo plazo. A pesar de grandes expectativas y una intensa campaña educativa respecto a las diversas etapas en el desarrollo de proyectos - diseño, construcción, operación y transferencia a los entes públicos -, el déficit de financiamiento de infraestructura creció a nivel global.

En varios países ha surgido recientemente una nueva generación de APPs. Los analistas consideran que dichas asociaciones se basarán en una distribución de capital más efectiva y sostenible que las anteriores. Los gobiernos, en asociación con la banca de desarrollo, la banca multilateral y las agencias de ayuda internacional, aunque lentamente, se están dando cuenta que agrupando riesgos de proyectos a través de bancos para la infraestructura y agregando mejoras crediticias, se puede reducir el riesgo financiero asociado a ellos, y así incentivar la participación del capital privado local. Otorgando facilidades crediticias al tratamiento de estos capitales estas coaliciones público privadas estarán en condiciones de optimizar el apalancamiento de sus fondos, mientras que los inversores locales se beneficiarán con la gradual diversificación de las carteras de inversión.

Para que esta nueva generación de APPs se desarrolle, los países patrocinadores deben fomentar algunos cambios importantes en el contexto económico e institucional. Éstos incluyen la promoción de un ambiente macroeconómico estable, el desarrollo de un marco legal y regulatorio sólido para proyectos de infraestructura y el impulso al desarrollo de un mercado local de capitales. Desafortunadamente, estos requisitos no se han institucionalizado en la mayoría de los países del mundo, lo que significa que algunas exigencias en las funciones tradicionales, que son las condicionalidades de los entes multilaterales y la banca de desarrollo para estos casos, seguirán siendo necesarias en el largo plazo. No obstante lo anterior, en los países donde se están adoptando reformas existen oportunidades reales para expandir la disponibilidad de capitales y aprovechar el desarrollo del mercado de deuda local, con el empleo de estructuras de financiamiento que agrupan proyectos y mejoras crediticias.

Se debe tomar en consideración la importancia del derecho administrativo en las APPs que, por definición, se rigen tanto por el derecho comercial así como por el derecho administrativo. Existiría la posibilidad que la justicia dictamine en contra de los derechos e intereses de los socios privados o inversionistas, basando su razonamiento en que el interés público debe elevarse a un nivel superior por la naturaleza esencial del proyecto de servicios públicos y su función de mantener el orden, salud o bienestar social.

Es necesario un enfoque más profundo para comprender el valor real del apoyo que los gobiernos ofrecen a los proyectos, que por lo general se malinterpreta como si otorgasen una garantía directa del tesoro público. Las garantías gubernamentales pueden variar sutilmente formando un espectro más amplio de lo que la mayoría de los participantes del mercado reconoce, incluso en los países avanzados. La perpetuación de estos mitos impide la participación y un ritmo de desarrollo sostenido del mercado de capitales local para la infraestructura pública. Sin embargo, la próxima generación de APPs, estructurada en base a la agrupación de riesgos complementada con mejoras crediticias múltiples en forma escalonada, se presenta quizás como una modalidad viable y sólida para que los capitales financien las necesidades de infraestructura.

Otros Antecedentes sobre APPs

Sin entrar en una síntesis de la historia de la variación de las formas de propiedad de las empresas de servicio público eléctrico, se señala que desde los años 90s la política de muchos países varió para incluir más privatizaciones en su infraestructura de desarrollo. En el caso de las economías emergentes o en desarrollo, las privatizaciones fueron para satisfacer las crecientes necesidades públicas.

En principio, la intervención del sector privado en la prestación de servicios públicos puede darse de tres formas:

- (i) Mediante la venta de acciones de empresas públicas o la venta directa de activos públicos;
- (ii) Por la subcontratación de servicios públicos gubernamentales a agentes privados; y
- (iii) Por la subcontratación del financiamiento del emprendimiento y prestación del servicio público a agentes privados.

La última forma es la que constituye el llamado BOT (comúnmente conocida en su denominación en inglés como “Bi-Ou-Ti” o “Build-Operate-Transfer” o en español Construir, Operar, Transferir)

BOT, en su más básica expresión es un proyecto en el que el gobierno o poder concedente otorga una franquicia o concesión de servicio público por un plazo determinado a una compañía privada para el desarrollo de un proyecto. La compañía privada diseña y construye el proyecto sobre la base de especificaciones acordadas y lo opera y gerencia por un determinado período hasta la finalización del plazo establecido. Esto da a la compañía privada la oportunidad de recuperar sus costos de construcción, los gastos de operación y mantenimiento durante el periodo de explotación y una rentabilidad sobre la inversión realizada, con los fondos provenientes de la facturación cobrada por la prestación del servicio prestado.

A la finalización del periodo de concesión los derechos de la compañía privada que ejecutó el proyecto son transferidos a gobierno o a alguien que éste disponga, libre de cargos. El gobierno puede continuar la explotación por sí, elegir otro prestador, continuar con el mismo anterior o concursar la explotación futura al que ofrezca un canon o alquiler mayor. En todos los casos las condiciones en las que se realiza la explotación o prestación del servicio son acordadas con el poder concedente.

En síntesis:

“Build” (Construir): Una compañía privada o consorcio acuerda con el gobierno a través de un contrato de concesión a invertir en un proyecto de infraestructura pública. La obtención del contrato es un instrumento que ayuda para completar el financiamiento del proyecto.

“Operate” (Operar): La compañía privada propietaria del emprendimiento opera y gerencia el servicio por el periodo de la concesión (por ejemplo, 20 años) y recupera mediante la facturación a los clientes del servicio, la inversión y los costos de operación y mantenimiento y obtiene una rentabilidad por el costo del capital inmovilizado durante el plazo de la explotación y el riesgo empresario asumido.

“Transfer” (Transferir): Una vez que el periodo de concesión ha transcurrido se transfiere la propiedad del emprendimiento al gobierno que debe asumir la prestación del servicio por si o a través de otra institución que el de

El esquema de los BOTs incluye algunas variantes:

Esquema Construye – Opera – Mantiene: Contratos COM. La firma adjudicataria se encarga de la construcción y luego de la operación t mantenimiento del emprendimiento. Este el el sistema que se utiliza en el Plan Federal de Transporte Eléctrico que maneja el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE) a través del CAF

Esquema Construye – Transfiere: El contratista realiza la construcción de la obra incluyendo su financiamiento, que una vez terminada transfiere a la unidad correspondiente del gobierno que el la que paga al contratista el precio de la obra en la forma convenida en el acuerdo inicial. Este formato puede ser empleado en la construcción de cualquier tipo de proyectos, especialmente aquellos que por razones estratégicas o de seguridad corresponde que sean operados directamente por el gobierno.

Esquema Construye – Transfiere – Alquila – Opera: La unidad correspondiente del gobierno deudora o tomadora del préstamo, que ha recibido por transferencia la infraestructura del proyecto, se la alquila al contratista que la construyó a una tasa equivalente con el programa de servicio de la deuda más el retorno pactado.

Esquema Oferta – Opera: Este es un arreglo en el que, si el interés del gobierno así lo requiere, el proveedor de las instalaciones y equipamiento de un determinado proyecto lo opera proveyendo simultáneamente transferencia tecnológica y capacitación.

Esquema Diseño y Construcción (Design-Build - DB): El sector privado diseña y construye la infraestructura necesaria para satisfacer las especificaciones del sector público sobre el

servicio en cuestión. Usualmente se establece un precio fijo, por lo cual el riesgo por mayores costos es transferido al sector privado.

Esquema Operación y Contrato de Mantenimiento (Operation & Maintenance Contract - O & M): Un operador privado, bajo contrato, opera y mantiene un activo propiedad del sector público por un período de tiempo determinado. La propiedad del activo la mantiene el sector público.

Esquema Diseño, Construcción, Financiamiento y Operación (Design-Build-Finance-Operate - DBFO): El socio privado diseña, financia y opera la instalación bajo un contrato de largo plazo, para luego transferir la propiedad de dicha instalación al sector público al finalizar el plazo establecido contractualmente.

Esquema Construcción, Propiedad y Operación (Build-Own-Operate - BOO): El sector privado financia, construye y es propietario de la instalación o servicio a perpetuidad. La restricción pública está establecida en el acuerdo original y a través del ente regulador, durante la operación.

Esquema Construcción, Propiedad, Operación y Transferencia (Build-Own-Operate-Transfer (BOOT): Un organismo privado recibe la franquicia para financiar, diseñar, construir y operar una instalación, cobrando tarifas a los usuarios, por un período específico de tiempo, luego del cual la propiedad pasa al sector público.

Esquema Comprar, Construir y Operar (Buy-Build-Operate - BBO): Transferencia de una instalación pública a un organismo cuasi público o privado, por un tiempo especificado. Usualmente, el contrato estipula que la instalación deberá ser actualizada y/o ampliada. El control público se ejerce a través del contrato, al momento de la transferencia.

Licencia de Operación: Un operador privado recibe la licencia o los derechos para operar un servicio público por un tiempo especificado.

Financiamiento Únicamente: Una entidad privada, usualmente financiera, financia un proyecto con fondos propios o mediante la colocación de bonos u otro elemento

Entre las principales características que diferencian los proyectos BOT de otras formas de implementar proyectos se puede mencionar que los gobiernos no proveen garantías por los préstamos que financian los proyectos. Esta característica requiere una distribución de riesgos no tradicional entre las partes contractualmente interrelacionadas. El hecho de que la responsabilidad de pago de cualquier préstamo cambie del garante tradicional – el gobierno – a consorcios o grupos privados implica un aumento del riesgo de los prestamistas. Consecuentemente, estos préstamos son puestos en una situación donde deben buscar medios adicionales para reducir sus riesgos, incluyendo seguros y/o contrataciones con plazos más largos. En general, por magnitud y la naturaleza de los proyectos BOTs, existe una gran incertidumbre generando riesgos (políticos, de construcción, de operación, de terminación de los proyectos, etc.). Este elemento de distribución de riesgos no tradicional entre las varias partes involucradas hace que la etapa precontractual de los proyectos BOTs resulte muy compleja.

4.5 Las Formas Institucionales/jurídicas de las APPs en los Países de Características Similares a la Argentina

En casi todos los países del mundo las APPs se están utilizando en sus distintas formas como instrumentos institucionales efectivos para facilitar la inversión en todo tipo de infraestructura, en los que participa el sector público y privado. En ellos participa cada socio con su experiencia para mejor satisfacer las necesidades públicas a través de una apropiada asignación de recursos, riesgos y resultados. A su vez este tipo de asociación permite que el estado programe el orden de entrada en operación de las obras según la prioridad que le asigne y establezca las condiciones buscadas de los socios privados en términos de solvencia y experiencia de gestión.

En los países en los que en el sector eléctrico se dan condiciones para participación del sector privado en forma exclusiva, este formato es menos frecuente. En general, en los países se dan dos formas. Por un lado están los países que han hecho leyes específicas para las APPs con sus correspondientes reglamentaciones, como es el caso de Brasil. Por otro lado están los países en que las APPs pueden crearse y operar dentro del marco legal existente de las leyes de sociedades, de la obra pública y de la prestación de servicios públicos.

En economías desarrolladas como las del Reino Unido, Irlanda, Australia, Nueva Zelanda, Canadá o Estados Unidos, existen organizaciones públicas y privadas que incentivan y/o regulan la creación de APPs para la provisión de diversos servicios públicos. En estas economías, las Asociaciones Público Privadas se orientan principalmente a la construcción, gestión y mantenimiento de escuelas, hospitales, cárceles, caminos y, en algunos casos, provisión de servicio de agua y cloacas, siempre teniendo en cuenta el concepto de “value for money”, que implica reducir el gasto fiscal, descomprimiendo la presión presupuestaria brindando más y mejores servicios.

El país pionero en APPs es el Reino Unido, con la “Public Finance Initiative” (PFI) implementada desde 1990 por el Ministerio de Economía Inglés (“Treasury”) y diversos organismos gubernamentales e instancias de gobierno local, para brindar servicios públicos de calidad, respetando los principios de eficiencia y equidad, sin necesidad de aumentar impuestos o presionar las cuentas públicas. Varias prisiones, hospitales e instalaciones del “National Health Service” (NHS – Sistema Nacional de Salud) y escuelas ya han sido construidos y están funcionando bajo esta modalidad. Países como Australia, Canadá e Irlanda han seguido el ejemplo y cuentan con la provisión de este tipo de servicios mediante APPs y con organismos dedicados a su desarrollo y control.

En Latinoamérica las APPs se encuentran en un estadio de evolución o incipiente implementación. Desde México, país donde se encuentra más desarrollada la provisión de servicios mediante APPs, hasta Perú, país donde se están planteando los lineamientos para su creación, pasando por Brasil que cuenta con una muy completa ley recientemente aprobada que reglamenta este tipo de contrataciones, las APPs se insertan en estas economías de diversas formas y con distinta intensidad.

México

La Secretaría de Hacienda y Crédito Público, dependiente del Gobierno Federal, estableció el marco normativo para el programa Proyectos Para la Prestación de Servicios (PPS) (Ley Orgánica de la Administración Pública del 21/5/2003 reformada últimamente el 2/6/2006), que tiene su antecedente directo en la PFI Británica, cuya finalidad es elevar la cobertura y calidad de los servicios públicos a través del uso eficiente de los recursos públicos y privados, a mediante la contratación de servicios de apoyo proporcionados por un inversionista proveedor. Los PPS son un esquema particular de APP y actualmente se están desarrollando en los sectores salud, educación y transportes y comunicaciones. En el nivel Estatal de gobierno, existen programas APP para al prestación de servicios de sanidad, construcción de centros deportivos y tratamiento de residuos.

Colombia

En Colombia existe el antecedente de la apertura en 1994 al capital privado de la empresa ISA (Interconexión Eléctrica Sociedad Anónima), originalmente constituida por 100% capital público. Actualmente esta empresa tiene inversiones en Perú y Bolivia y es presentada por sus gerenciadorees como un ejemplo exitoso de Asociación Público Privada. También existen casos de APPs orientadas al sector agrícola, principalmente canalizados mediante cooperativas o asociaciones de productores y hay diversos proyectos y documentos en el Departamento Nacional de Planeación referidos al potencial de las APPs, pero no se encuentra desarrollado el esquema normativo hasta el momento.

Perú

El Ministerio de Economía y Finanzas del Perú elaboró a fines de 2005 el documento “Lineamientos para Lograr Mejores Servicios Públicos de Alta Calidad al Menor Costo y las Asociaciones Público Privadas”, que propone sentar las bases para la implementación de APPs. Desde el sector privado, la Confederación Nacional de Instituciones Empresariales Privadas esta impulsando la creación de APPs en Perú, ofreciéndose para la provisión de diversos servicios y la realización de obras de infraestructura.

Chile

En Chile el esquema de APP esta principalmente orientado a servicios del salud e infraestructura carretera. En salud, se basan en el “National Health Service” inglés, y el modelo se está desarrollando con la cooperación del “Department of Health” del Reino Unido. También se impulsan APP a nivel de gobiernos locales en el área de transporte. Un caso es el reciente proyecto TranSantiago de transporte urbano de Santiago de Chile.

Brasil

El desarrollo del sector eléctrico brasileño es un antecedente que debe ser considerado con atención dado que aporta elementos que pueden ser utilizados en el caso argentino. Seguidamente se analiza la ley 11029 de 2004 sobre la normativa específica de

la asociaciones público privadas. En el Anexo 3 se ha incluido una extensa descripción del proceso de reforma del sector eléctrico que se opera desde mediados de los 90s.

La normativa general para las Asociaciones Público Privadas a realizar en cualquiera de los niveles de gobierno, es aplicable en general en la administración pública, empresas públicas y de capital mixto, fondos especiales, agencias, fundaciones públicas, y otras entidades que estén directa o indirectamente controladas por el Gobierno Federal, los Estados Federales o las Municipalidades. La ley federal (N° 11079 de la Republica de Brasil) fue promulgada en diciembre de 2004, y desde esa fecha se ha constituido en un instrumento efectivo tanto en la constitución del financiamiento de emprendimientos de infraestructura todo tipo así como en el proceso de orientar inversión hacia proyectos estratégicos. Las características principales de este cuerpo legal, se resumen a continuación.

En primer lugar se define a una Asociación Público Privada como un contrato de concesión, que puede tener dos posibles formas: una patrocinada (esponsorizada) y otra administrativa. En el primer caso, (concesión patrocinada de servicios públicos u obras públicas) existen en el financiamiento cargos por tarifas a los usuarios, y pagos directos del socio del sector público a su contraparte del sector privado. El segundo caso (concesión administrativa) implica un contrato para la provisión directa o indirecta de servicios para la administración pública, pudiendo existir la realización de construcciones y/o provisión de otro tipo bienes físicos.

Están expresamente excluidos de esta ley los siguientes casos: (i) las concesiones ordinarias, en las que no existen pagos del sector público al socio privado; (ii) los contratos por un monto menor a 20.000.000 de R\$ (equivalente a U\$S 7.550.000.-; (iii) los contratos por un plazo menor a 5 años; y (iv) los contratos que solo impliquen la provisión de trabajo, instalaciones de equipos o ejecución de trabajos públicos.

La ley fija los lineamientos que se deben cumplir en la formulación de los objetivos de los emprendimientos de las Asociaciones Público Privadas en cuestión, que son las siguientes pautas

- Eficiencia en el uso de recursos públicos.
- Respeto por los intereses y derechos de los usuarios y las empresas proveedoras del servicio.
- Ejercicio del control y regulación.
- Responsabilidad Fiscal.
- Transparencia en los procesos y toma de decisiones.
- Reparto objetivo del riesgo entre las partes.
- Sostenibilidad y sustentabilidad financiera y beneficios socio económicos de los proyectos en consideración.

En cuanto a la contratación, la ley refiere a condiciones establecidas por el marco legal general y además deben quedar determinados:

- El plazo de contratación debe estar en línea con el tiempo de amortización de las inversiones hechas por el socio privado y no ser menor a 5 años ni mayor a 35, incluyendo posibles extensiones.

- Las penalidades aplicables a la Administración Pública y al socio privado en caso de no cumplir con las obligaciones contractuales, serán siempre determinadas proporcionalmente a la magnitud de la ofensa cometida y de la obligación asumida.
- La distribución de riesgo entre las partes.
- La forma de remuneración y ajuste de valores contractuales.
- Los mecanismos para preservar la naturaleza de la provisión del servicio.
- Los criterios objetivos para evaluar la performance del socio privado.
- La participación de la Administración Pública en las ganancias económicas del socio privado resultantes de la reducción del riesgo crediticio del mismo.
- La inspección de los activos a ser transferidos al sector público que podría permitir a la autoridad pública eliminar los pagos al socio privado en el monto necesario para reparar cualquier irregularidad que pudiere ser detectada.
- La posibilidad de que los pagos del sector público puedan ser realizados directamente a los financiadores del proyecto.

Los pagos de la Administración Pública al socio privado podrán tomar distintas formas entre las que se mencionan:

- Giro bancario
- Cesión de Créditos no Tributarios
- Derechos contra la Administración Pública.
- Derechos sobre propiedades del gobierno.
- Otros medios permitidos por la Ley.

Las obligaciones de pago tomadas por la Administración Pública en las Asociaciones Público-Privadas podrán ser garantizadas por:

- Las ganancias del proyecto.
- Creación o uso de fondos especiales establecidos en la ley.
- Obtención de un seguro de garantía de compañías de seguros no controladas por el Estado
- Garantías dadas por Organizaciones Internacionales o Instituciones Financieras no controladas por el Estado.
- Garantías provistas por una empresa estatal creada para este propósito (el FGP), según se describe mas adelante.
- Otros mecanismos permitidos por la Ley.

Es necesario que los posibles adjudicatarios del contrato resultante de la licitación formen una empresa de propósito específico, que será responsable de implementar y gestionar el proyecto. El traspaso del control a esta empresa estará condicionado a la autorización de la autoridad pública, según las disposiciones legales pertinentes. El sector público no podrá poseer la mayoría accionaria de la misma.

Las Asociaciones Público Privadas serán adjudicadas por proceso licitatorio. Las empresas que no cumplimenten los requerimientos técnicos serán descalificadas. Dentro del grupo de empresas calificadas, resultará adjudicataria la propuesta que implique:

- Menores pagos de la Administración Pública.

- Mejor combinación entre pagos de la Administración Pública y propuesta técnica, de acuerdo a ponderaciones fijadas en el pliego de licitación.

Paralelamente, se establecerá un Consejo Interministerial (que operará como órgano gestor) para administrar el Programa de Asociaciones Público Privadas, conformado por los ministerios que tienen a su cargo la planificación, las finanzas y un representante de la presidencia. A su cargo estará definir que servicios deberán ser provistos en el marco de las Asociaciones Público Privadas, los llamados a licitaciones y la evaluación de las propuestas.

El Gobierno Federal y sus Agencias Ejecutivas están autorizados a constituir y participar en un Fondo de Garantía de Asociaciones Público Privadas (FGP – Fondo Garantidor de Parcerias) hasta un máximo de R\$ 6.000.000.000,00 (equivalente a U\$S 2.270.000.000.- millones) creado con el propósito de garantizar las obligaciones de pago que el Gobierno Federal tuviere que realizar por los socios público federales, bajo el régimen de Asociaciones Público Privadas. Este fondo será creado, administrado y representado por una institución financiera controlada por el Gobierno Federal y deberá tener sus propios activos, separados de los de sus accionistas y deberá tener también la atribución de demandar y, consecuentemente, de ser demandado. Sus reglamentaciones internas deberán ser aprobadas por la asamblea de accionistas.

El capital del FGA debe estar formado por activos y derechos transferidos por sus accionistas y por los procedimientos generados por su administración. Estos activos a transferir serán valuados previamente, justificando su valuación. Los pagos por las suscripciones de las cuotas del FGP podrán ser realizados en efectivo; bonos del gobierno, bienes inmobiliarios; equipamiento y otros activos que incluyen acciones de empresas públicas. Las garantías serán prestadas en forma proporcional a la participación de cada accionista en el FGP y las garantías no podrán exceder límites de solvencia financiera

4.5 Lineamientos de Aspectos Conceptuales de una Propuesta

Del análisis del desarrollo precedente se pueden sintetizar diez conclusiones centrales para formular una propuesta que cumplimente el objetivo principal del trabajo, es decir, recomendar mecanismos para facilitar el financiamiento de las inversiones del plan en preparación. Estas conclusiones que podrían adoptar distintas formas se deberán instrumentar a través de la correspondiente normativa que las efectivice. En el Anexo 4.5 Una Posible Forma de Propuesta, se describe una configuración institucional y operacional que podría adoptarse teniendo en cuenta las conclusiones presentadas.

- (1) Se considera como factor determinante y originador de esta propuesta, “la inexistencia de inversión privada voluntaria”, para expresar la realidad que afecta al sector eléctrico según términos textuales utilizados en documentos de trabajo por la SE, en la presente coyuntura (primer trimestre de 2007).
- (2) La reticencia de la inversión privada se explica por la falta de viabilidad económica financiera de las inversiones, debido al desajuste de los precios relativos de los energéticos con los costos de la inversión, consecuencia ésta de

la devaluación de comienzos de 2002, que aun mantiene un remanente residual de sus efectos.

- (3) Restaurar el marco de la ley 24065 introduciendo los ajustes que se consideren necesarios para su perfeccionamiento, estableciendo las normas operativas que posibiliten un funcionamiento sustentable del sistema, lo que en forma coloquial tanto inversores como operadores llaman “reglas de juego claras y permanentes”. En este contexto se deberán renegociar los contratos de servicios públicos. Debe tenerse en cuenta que el Artículo 9° de la Ley 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario ha autorizado al Poder Ejecutivo Nacional a través del UNIREN, a renegociar los contratos comprendidos en el Artículo 8° de dicha ley (quedan sin efecto las cláusulas de ajuste en dólar o en otras divisas extranjeras y las cláusulas indexatorias basadas en índices de precios de otros países y cualquier otro mecanismo indexatorio). El 31 de diciembre de 2007, vence el plazo para llevar a cabo esa renegociación.
- (4) El marco legal argentino (compuesto por las siguientes leyes principales: N° 15336/1960, Régimen de la Energía Eléctrica, | N° 24065/1991, Marco Legal de la Energía Eléctrica; N° 13064/1947, Régimen de Obras Públicas; N° 17520/1967 Realización de Obra Pública Mediante Concesión a Particulares; N° 23696/1989, Emergencia Administrativa. Privatizaciones y Participación del Capital Privado en Programas de Propiedad Participada; N° 17811/1968, Oferta pública de Valores y otras leyes complementarias así como decretos, resoluciones y otra normativa vinculada) ha permitido crear Asociaciones Público Privadas sin limitaciones, tal como se evidencia a través de los emprendimientos ejecutados, otro que se están ejecutando, y de los que eventualmente se pueden realizar a nivel nacional, provincial y municipal.
- (5) Para jerarquizar el régimen de asociaciones público privadas, siguiendo la experiencia mundial, se deberá crear una Unidad Especial (UE) que otorgue uniformidad a los enfoques y criterios de tratamiento de este régimen. Esta consistencia se requiere para los niveles jurisdiccionales involucrados, ya sea nacional, provincial o municipal y para los distintos sectores económicos de pertenencia. Esta UE podría estar incluida en el marco del Régimen Nacional de Asociaciones Público Privadas creado por decreto 967/05.
- (6) Esta UE deberá tener una rama específicamente dedicada a energía que cumplirá con las funciones específicas de promoción y con las convocatorias que se le asignen de acuerdo con los pronósticos y proyecciones del plan energético o con las estrategias de inversión.
- (7) El sector público (específicamente la Secretaría de Energía) tomó la iniciativa para crear el FONINVEMEM y promover la inversión de 1600 MW en dos centrales de ciclo combinado, encarando así un principio de solución del problema entre los generadores acreedores de CAMMESA debido a los pagos realizados parcialmente por los suministros al MEM.

- (8) Para tomar la iniciativa en relación con las nuevas inversiones se deberían realizar convocatorias, conducidas por la Unidad Especial referida en los acápite (5) y (6) anteriores. Esta establecerá el cronograma de las inversiones que se requieren según el plan previsto, así como las características contractuales ofrecidas para los emprendimientos incluyendo tipos de oferentes pretendidos, experiencia requerida, garantías, etc. En otros términos, estas convocatorias que pueden tomar forma de licitaciones o subastas de energía (como los “leiloes” brasileños (ver Anexo N° 5.2) o los “energy auctions” de los países anglosajones –UK, Canadá, Australia, Nueva Zelanda) solo difieren en aspectos formales. Sin embargo, en todos los casos son licitaciones en las que se compra energía con características establecidas en los pliegos, a partir de una fecha y durante un plazo específico, al emprendedor que ofrece la menor tarifa.
- (9) La Resolución de la SE 1281 al crear el concepto de “energía plus” denota un avance hacia el reconocimiento de un margen de rentabilidad empresarial. Este margen de utilidad (o rentabilidad) debería surgir de la rentabilidad implícita en las propuestas de las subastas de energía o de un criterio convencional, transparente, claramente establecido, que permita mejoras por ganancias de eficiencia.
- (10) Este criterio para acordar la rentabilidad deberá describir la metodología financiera contable para su cálculo, incluyendo eventuales ajustes para correcciones monetarias por inflación.

5 ANEXOS

5.1 Listado de violaciones a la Seguridad Jurídica

Sin intentar hacer un listado completo de las distintas alteraciones que se dieron en este período se mencionan suscitadamente los siguientes acontecimientos principales que implican violaciones, ya sea al contrato social, o al derecho de propiedad de las grandes mayorías constituyendo hitos importantes de este período:

Golpe de Estado de 1930, derrocamiento del Presidente Hipólito Yrigoyen

En 1928 Yrigoyen obtuvo un amplio triunfo en las elecciones presidenciales que no fue suficiente como para consolidar su gobierno. El aislamiento político del presidente, que no mantenía buenas relaciones con su partido y la dureza de la oposición, sumados a los efectos de la crisis mundial de los 30s impidieron una eficaz gestión. La oposición comenzó a conspirar hasta que el 6 de Septiembre de 1930 el General Uriburu con alumnos del Colegio Militar inició una marcha sobre Buenos Aires y derrocó al débil Presidente Yrigoyen, con el apoyo implícito de las “fuerzas vivas”. Esta primera ruptura del orden constitucional, y por ende del contrato social, que las fuerzas militares produjeron en la historia contemporánea, inicia un proceso de quiebres decenales que llegan hasta la última realizada en 1976.

Derrocamiento del Gobierno Constitucional del Presidente Castillo y Golpe de Estado de 1943

A comienzos de la década de los 40s, gobernaba la fórmula elegida para el período 1938 – 1944 de Ortiz – Castillo. La declinante salud del Presidente Ortiz hizo que en 1942 Castillo asumiera la presidencia. Su política de neutralidad y moderado nacionalismo económico, ante el avance de ideologías de derecha en el mundo entero movilizó a ciertos grupos en la búsqueda de una salida regeneradora. Entre estos grupos, volvió a germinar entre los militares su vocación de poder, y el 4 de Junio de 1943 se produce un golpe liderado por el Gral. Arturo Rawson en un primer momento, y luego definitivamente por el Gral. Pedro P. Ramírez

Ley N° 12886 de 1946, convencionalmente conocida como Ley de Alquileres

Ya en 1943 se sanciona un decreto, que rebajaba los alquileres en diferentes porcentajes de acuerdo con sus montos y establecía que, en caso de que el contrato de locación se venciera, no se podía exigir al locatario la desocupación del bien hasta después de un año y medio de ese vencimiento. Estas medidas beneficiaron a los inquilinos y produjo la violación del derecho de propiedad de los dueños de las casas y departamentos alquilados, pertenecientes principalmente a pequeños ahorristas que con este mecanismo aseguraban un ingreso mayor como refuerzo jubilatorio, ante un sistema jubilatorio aun muy limitado. Esto a su vez trajo como contracara un incipiente mercado sin ofertas para los potenciales nuevos locatarios. Se había comenzado a destruir la idea de que construir para alquilar era un buen ahorro para la vejez. En 1946, con la ley 12886 de Prorroga de las Locaciones, se ahondó esta nueva dirección de conducción política con la ley que prorrogó las locaciones, congeló los alquileres, mantuvo la violación del derecho de propiedad y desalentó por muchos años la inversión en propiedades para alquilar.

Vaciamiento de las Cajas de Jubilación a partir de 1950. Creación del Sistema de Jubilaciones de Reparto.

Las cajas de jubilación comenzaron a crearse en los albores del siglo XX. Sin embargo, a mediados de la década del 40 solo alcanzaban al 27% de la fuerza laboral. A partir del primer gobierno del General Perón se dinamiza el sistema jubilatorio, y los beneficiarios crecen de 430.000 a 2.328.000. Este gobierno encuentra en las Cajas (concebidas para funcionar como cajas de capitalización) una fuente de financiamiento que usa a discreción. Las Cajas fueron vaciadas contra entrega de títulos de la deuda pública y, seguidamente, la ley 14.370 del 30 de Septiembre de 1954 las transforma y crea el sistema de reparto.

Derrocamiento del Gobierno Constitucional del Presidente Perón en 1955.

Las presidencias del Gral. Perón transcurrieron en un constante clima de adhesión popular. Desde los comienzos de la gestión del entonces Coronel Perón en la Secretaría de Trabajo y Previsión se tuvo la sensación de que se había optado por resolver cuestiones pendientes con la clase trabajadora. El apoyo de la figura de Eva Perón contribuyó a que aquella adhesión se incrementara y la reelección de 1951 significó un triunfo espectacular obtenido bajo el marco de una cuestionada constitución reformada en 1949. Pero las sombras de ciertas conductas antidemocráticas comenzaron a socavar los cimientos del régimen y a dar cohesión a grupos de las fuerzas armadas que comenzaron a conspirar. A esto se sumó un innecesario conflicto con la Iglesia Católica que añadió otro factor de descontento e irritación. En 1955 después de un lamentable y cruel intento fallido en Junio, el 16 de Setiembre se inició un movimiento que triunfó gracias al desconcierto que cundió en las filas del gobierno y significó la tercera irrupción y toma del poder de los militares en 25 años. Este proceso conocido como “Revolución Libertadora” fue conducido por el Gral. Eduardo Lonardi, como Presidente, seguido luego de pocos días por el Gral. Pedro E. Aramburu.

Proscripción del Partido Peronista, Decreto 3855 de 1955 y Decreto 4161 de 1956.

El gobierno de la llamada “Revolución Libertadora” se inició con un corto período de menos de un mes en el que predominó la actitud integrista de Lonardi. Pero después del 13 de Noviembre, con Aramburu se inicia un período caracterizado por un obcecado “antiperonismo” y una férrea determinación de “desperonizar” el país, hecho que produjo los insólitos decretos referidos en título de este punto, que penalizaban hasta la mención del nombre Perón.

Derrocamiento del Presidente Constitucional Arturo Frondizi en 1962.

En 1958 Arturo Frondizi gana las elecciones convocadas por el gobierno de la “Revolución Libertadora”, condicionadas por la proscripción del peronismo. Su mandato no pudo ser completado. En cuatro años Frondizi debió afrontar más de treinta planteos militares que eran los que realmente detentaban el poder. Parte de los problemas que molestaban a poder militar eran la posición del gobierno en las relaciones con la Cuba de Fidel Castro y específicamente la aceptación de la participación peronista en las elecciones de comienzos de 1962. En la madrugada del 29 de Marzo de ese año otra vez la

constitución nacional fue violada: el Presidente Frondizi fue depuesto y confinado a la isla de Martín García.

Formas Heterodoxas de Financiar la Inversión Pública. Período 1960 a 1975

Este sistema tiene vigencia desde 1960 hasta 1975. La inversión pública fue financiada mediante mecanismos de ahorro forzoso y transferencias de riqueza financiera entre sectores (del tipo llamado “impuesto inflacionario”), en proporción mucho mayor que mediante transacciones voluntarias del mercado.

Derrocamiento del Gobierno Constitucional del Presidente Arturo Illia en 1966.

La historia del período 1962 a 1966, es la del desencuentro de los partidos políticos populares, en el que se da una disputa dramática comprensible luego del derrocamiento sucesivo en menos de siete años de dos presidentes constitucionales: Perón y Frondizi. En 1963 se produce un nuevo llamado a elecciones, también con el peronismo proscrito, de las que resulta elegido Arturo Illia. También el poder militar muestra su disconformidad con la apertura democrática que se gestó en ese gobierno. De Junio de 1965 a Junio de 1966 el país fue testigo de la gestación de un golpe militar que tuvo la singularidad de ser anunciado por los medios de comunicación locales y extranjeros. El golpe que fue conducido por el Gral. Juan C. Onganía, se denominó “Revolución Argentina” y proclamó la necesidad de erradicar los brotes guerrilleros y la insurrección de izquierda. Los partidos políticos fueron disueltos, las universidades nacionales intervenidas y se ejerció una censura que abarcó todos los campos del quehacer público y privado, apoyados por funcionarios de origen católico entreguista.

El “Rodrigazo” de 1975

El 4 de junio de 1975 el gobierno de la viuda del General Perón nombra Ministro de Economía al Ing. Celestino Rodrigo, que puso en práctica un plan que implicaba una devaluación del 100%, aumento de las naftas de 175%, de la energía eléctrica de 76% y del transporte público entre 80 y 120%. Simultáneamente, se invalidaba el resultado de las convenciones alcanzadas por algunos gremios, que implicaban la anulación de los aumentos de salarios ya negociados. Esto resultó en una neta transferencia de ingresos de pobres a ricos. El 7 de Julio el Ing. Rodrigo, acorralado por la furiosa reacción gremial, renunció, hecho que dejó mal herido al gobierno de la viuda de Perón, que en marzo del año siguiente fue derrocado.

La llamada “Patria Financiera”.

Un entramado de actores no siempre poderosos, proveniente de todos los sectores de la economía, incluidos los productivos, que a partir de 1975 comprendieron que en la Argentina se puede ganar mucho más dinero apostando a la inestabilidad, Haciendo “bicicletas financieras” que a la optimización de la producción de bienes y servicios.

La llamada “Patria Contratista”.

Andamiaje jurídico delictivo constituido por un conjunto de empresas proveedoras importantes que se beneficiaron no solo con la especulación financiera referida anteriormente, sino también por cuantiosas sinecuras, multimillonarios subsidios y contratos permanentemente sobrefacturados.

Derrocamiento del Gobierno Constitucional del Presidente Maria Estela Martínez de Perón en 1976.

La viuda del Gral. Perón lo sucedió a su muerte el 1° de Julio de 1974. La desaparición del líder frustró la reconciliación nacional y la posibilidad de armonizar los conflictos dentro del movimiento peronista. El accionar del movimiento guerrillero se intensificó y se dio lugar al advenimiento de bandas parapoliciales como la Triple A. El “Rodrigazo” (mencionado anteriormente) exacerbó la crisis económica y el creciente vacío de poder, dada la incapacidad de la viuda de Perón, motivó nuevamente a las fuerzas armadas para intervenir. El 24 de Marzo de 1976 fue destituida y asumió una “Junta” integrada por el Gral. Jorge R. Videla, el Alte. Emilio E Massera y el Brig. Orlando R Agosti, que condujo el llamado “Proceso de Reorganización Nacional”. Esta dictadura militar que se instaló en el país, había preparado un verdadera escalada represiva que se extendería no solo a la vida política, la economía y las relaciones internacionales sino también a la vida social en su conjunto. Los años en los que gobernó la “Junta” fueron los años mas oscuros y crueles de la historia del siglo XX en la Argentina.

Cancelación de Avales del Tesoro con títulos de la deuda externa.

Sistema de otorgar avales de garantía del estado para financiar obras públicas que realizaban grandes empresas contratistas privadas (mecanismo típico de gobiernos militares) que luego eran cancelados por el Tesoro Nacional. Este sistema duró varios años hasta después del retorno a la vida democrática en 18’983.

Quitas en deudas al Banco Central de empresas deudoras de entidades financieras liquidadas.

Fenómeno financiero que ocurrió varias veces en la historia contemporánea argentina durante gobiernos militares. Los deudores de bancos liquidados eran grupos vinculados a los accionistas de esos bancos, que habían quedado como deudores del Banco Central, que luego “arreglaban” con quitas importantes. Este mecanismo fraudulento contribuyó a vaciar varios bancos con grandes beneficios para los deudores.

Regimenes de Promoción Industrial con diferimiento de impuestos con y sin indexación.

Desde la década del 60, pero mas acentuadamente durante la presidencia de la viuda de Perón, todos gobiernos emplearon esta herramienta que mas que promoción para en desarrollo de economías regionales ha significado transferencia de riqueza desde los que tienen menos a los que tienen mas.

Sistema de re préstamos u “on-lending”.

Estas transacciones fueron muy frecuentes entre 1986 y 1988. El Banco Central emitía y compraba dólares en el mercado de cambios con los que cancelaba deuda con un acreedor externo amigo con la condición de que “represtara” a una empresa vinculada al gobierno a una tasa baja como las que cobraba el estado. A cambio de este beneficio, el Banco Central exigía la capitalización de los fondos, es decir, la inversión del dinero en la empresa. El costo a la ciudadanía residía, primero, en la emisión misma que depreciaba el dinero en manos del público. El estado emitía para que la empresa amiga cancelara un pasivo antes que venciera con el propósito de que esta empresa amiga se beneficiara con tasas internacionales, en lugar del propio estado. Además, había otros beneficios colaterales que siempre se filtraban entre los operadores de las transacciones.

Capitalización de la deuda externa privada.

Hubo varios programas de este tipo en la década de lo 80s que atendieron las necesidades de los que se endeudaron en la época del “Proceso” en forma ingenua y honesta y también en formas no tan ingenuas y honestas. En esencia los programas consistieron en permitir pagar los endeudamientos con el tipo de cambio oficial en lugar del tipo de cambio real que se había disparado y que hubiera hecho difícil las cancelaciones de pasivos.

Capitalización de la deuda externa pública.

Estos programas incluyeron distintos tipos de bonos y obligaciones emitidos a partir de 1982, por los que se rescataba deuda externa pública y privada. El proceso implicaba un subsidio estatal a empresas privadas determinado por la diferencia entre el valor de bonos y obligaciones en el mercado internacional y el que el Banco central reconocía a los documentos presentados por estas empresas en las licitaciones. Entre 1988 y 1989 se aprobaron presentaciones de 102 firmas.

La Hiperinflación de 1988.

Hacia Abril de 1988 el cúmulo de violaciones a los derechos de propiedad de las grandes mayorías era de tal magnitud que al gobierno, con apoyos declinantes, le resultaba políticamente imposible continuar con la misma política de reducir salarios por vía de la inflación y simultáneamente subsidiando a las empresas privadas y honrando la deuda externa. Hubo que sacrificar uno de los factores de poder beneficiados por ese comportamiento populista, que naturalmente resultó la suspensión del pago de la deuda pública externa, por lo que se decretó una moratoria

El Plan BONEX

Consistió en un canje compulsivo de los depósitos bancarios a plazo fijo y de algunos títulos públicos por un bono en dólares que rendía una tasa de interés fija. En 1989 el Banco Central canjeó en forma unilateral los depósitos a plazo fijo que se convirtieron en indisponibles, por un monto equivalente de bonos en dólares a 10 años de plazo.

Las empresas públicas y algunas de las privatizaciones de la década del 90.

Las empresas públicas que en el medio local eran ineficientes y corruptas, siempre eran “botín preciado” de la “patria financiera” y de la “patria contratista”. Desde fines de la década del 70 todas las tentativas de privatizar esas empresas públicas fueron boicoteadas, chocando con el poder de cabildeo de proveedores y contratistas, que usufructuaban de las empresas públicas, constituyendo violaciones de los derechos de propiedad de las mayorías. A partir de 1990 se diseñó una estrategia política para involucrar a la “patria financiera” y a la “patria contratista” con operadores e inversores extranjeros. De esta manera, en transacciones poco transparentes, en algunos casos, se privatizaron la mayoría de las empresas públicas nacionales y algunas provinciales.

“Coimas” en el Senado en 2001,

Presunto pago de un soborno a senadores de la nación para comprar su voto para una ley de gran interés del Poder Ejecutivo en Marzo de 2001, que ha implicado el

procesamiento de los mismos así como de otros ex altos funcionarios del gobierno del ex presidente Fernando de la Rúa

El Megacanje

Canje de títulos de la deuda pública para diferir vencimientos realizado entre Mayo y Junio de 2001, que por la ya débil posición negociadora argentina se debieron acordar intereses altísimos (10 puntos por encima de los de mercado) y elevadas comisiones los bancos operadores.

El “Corralito”, Decreto 1570 del 1 de Diciembre de 2001.

Este decreto preanuncia la crisis financiera de fines del 2001 y comienzos de 2002 al establecer restricciones transitorias para retiro de dinero en efectivo de las cuentas bancarias y transferencias al exterior.

Devaluación de comienzos de 2002

Se hace una referencia mayor a este acontecimiento porque es el que tiene efectos que aun gravitan sobre la actual coyuntura. En primer lugar cabe reconocer que no hay sistema jurídico que pueda asegurar los derechos de propiedad al margen de la realidad económica. Así los sistemas legales tienen como instrumento leyes de quiebras que reconocen la necesidad de un procedimiento dentro del cual puedan minimizarse las pérdidas de los acreedores de una empresa en riesgo. Si la empresa quiebra, perderán sus accionistas y probablemente también los acreedores. Lo que debe procurar una buena legislación es que las pérdidas se repartan equitativamente entre las partes involucradas.

La devaluación y el default subsiguiente fueron la expresión de una quiebra del país en su conjunto. La quiebra fue inicialmente del sector público, que se vio imposibilitado de sostener el endeudamiento acumulado durante los años previos de poca responsabilidad fiscal. El default público arrastró a la quiebra virtual a bancos y la devaluación a la quiebra virtual de empresas endeudadas en dólares. El default y la devaluación no fueron una decisión política unilateral y caprichosa, sino fue la consecuencia inevitable de un país que se endeudó masivamente en dólares a tasas altísimas para financiar consumo o inversiones que no generaban capacidad de repago en dólares. Como en una quiebra privada, los derechos de propiedad de bonistas acreedores del sector público y del sector privado, fueron dramática e inevitablemente violados.

Este largo periodo de quiebre del ordenamiento constitucional y jurídico en general fue resultante de distintos tipos de conmociones políticas, desmanejos institucionales, favores del poder de turno a grupos de interés económico, corrupción, carencias de justicia social así como de falta de respeto a los derechos humanos que se dieron en forma sucesiva y liderados por diferentes protagonistas.

5.2 Caso Brasil

5.2.1 Introducción.

La característica fundamental del proceso de reformas en el sector eléctrico que tuvo lugar en el mundo en los 1990's fue el reemplazo de los procedimientos usados en la toma de decisiones bajo el modelo tradicional de propiedad del estado de las empresas eléctricas, por los mecanismos del mercado. Dejaron de existir las decisiones obligatorias de expansión o los planes en que se determinaban los momentos en que las unidades deberían entrar en operación.

En su lugar, el mercado por si mismo, según sus expectativas comerciales de sus agentes, decidían si se construía o no determinadas inversiones, mientras que las empresas se diversificaban y los consumidores en general eran los principales responsables de asegurar su propia oferta. Siguiendo estos lineamientos, muchos mercados eléctricos se rediseñaron en su época con el principal objetivo de inducir una oferta eléctrica eficiente y confiable, con adecuadas tarifas para los consumidores finales. En síntesis, el funcionamiento del mercado, la competencia que se produce bajo la regulación del Estado han construido una fórmula casi ideal.

Aunque con diferencias de distinta naturaleza y en detalles de implementación, las reformas en los sectores eléctricos de la mayoría de los países (incluyendo la mayoría de los de Sur América, algunas regiones de EEUU, UK, España, etc.) tuvieron un proceso común en dos etapas, donde la segunda etapa mantuvo los aspectos positivos de la primera, mientras corregían los aspectos que no habían funcionado como se esperaba. Entre estos aspectos se mencionan las débiles señales para guiar la expansión (que resultaron en crisis y racionamientos), las ineficiencias en las compras de energía, etc.

El caso de Brasil no ha sido diferente. Este país comenzó la reforma del sector eléctrico a mediados de los 90's, siguiendo los lineamientos de los países mas avanzados. Luego de un exitoso comienzo, con un fuerte y sostenido interés de los inversores privados en las privatizaciones y en las subastas de concesión de nuevos proyectos, el proceso de reforma fue alterado por una severa crisis energética que afecto al país por unos nueve meses, entre los años 2001 y 2002. Las principales consecuencias fueron severas perdidas económicas, en el orden de decenas de millones de U\$S y un salto desde la escasez de energía a al abundancia de energía, producida por las ganancias de eficiencia en los hábitos de consumo durante la crisis.

Durante la crisis y a su finalización, paneles de expertos fueron convocados para discutir que había funcionado mal en el diseño del mercado. El aspecto clave del diagnóstico fue el reconocimiento de que el uso del "precio spot" como señal para la expansión del sistema no había sido suficiente y que las distribuidoras necesitaban mecanismos mas eficientes para promover un sistema de contrataciones mas práctico y establecer límites de "pass - through" a consumidores finales.

En 2004 se reformula el modelo del sector eléctrico y se inicia una segunda etapa de reformas. El diseño del mercado mantiene los aspectos positivos de la primera reforma,

introduciendo un equilibrio de planeamiento con competencia e inversión privada. Esta segunda reforma se apoyaba en una fuerte obligación de contratar con cobertura junto con subastas de oferta de bloques estandarizados de contratos futuros y opciones de compra de energía para inducir la expansión del sistema. Es decir, contratos eficientes y señales a los consumidores finales. Las primeras subastas fueron realizadas entre 2004 y 2005 en las que se contrataron 20.000 MW (que incluían renovaciones de contratos y nuevos proyectos) equivalentes a 60 billones de U\$S.

Lo que sigue es una síntesis realizada para revisar el proceso de reforma y está organizada de la siguiente forma: el punto 5.2.2 presenta las principales características del sistema interconectado de Brasil; el punto 5.2.3 describe la primera etapa de la reforma; el punto 5.2.4 discute que funcionó mal en esa primera etapa de la reforma y la medidas correctivas propuestas que originaron la segunda etapa de la reforma que se analiza en el punto siguiente 5.2.5; continúa el punto 5.2.6 que presenta las conclusiones del trabajo. Finalmente, el punto 5.2.7 enuncia los desafíos futuros.

5.2.2 Características del Sector Eléctrico (2005).

Existe una capacidad instalada de 91 GW, donde la hidroelectricidad es 85%, con un pico de aproximadamente 54 GW. El sistema hidráulico esta constituido por varias grandes represas con capacidad de regulación plurianual (hasta 5 años) en una topografía en cascada en varias cuencas. La generación térmica (15%) incluye gas natural, nuclear, carbón y plantas Diesel. El país esta totalmente interconectado por una malla de 80.000 Kms de líneas de transmisión de alto voltaje. Las principales interconexiones internacionales (back to back) son con Argentina (2.200 MW), Uruguay (70 MW) y Venezuela (200 MW). Existen 11 concesiones de generación, mezcla de inversionistas extranjeros y locales (15%) y empresas del Estado (85%), 26 empresas de transmisión de fuerte participación privada local y 64 distribuidoras, casi todas privadas.

5.2.3 Primera etapa de la reforma.

A. Diagnóstico de comienzos de los 90's.

Durante la década de los 80's el sector eléctrico brasilero era de propiedad del gobierno (federal y estadual) y estaba desordenado en busca de una configuración institucional que atendiera las complejas necesidades de un país con un territorio extenso y grandes desigualdades regionales

El gobierno ejercía varios roles como agente financiero y coordinador de la operación y de la expansión. Como en otros países de la misma estructura, se daba una tendencia hacia los pronósticos de carga optimistas, los sobrecostos en la construcción de las inversiones bajo una administración estatal complaciente en un medio de restricciones financieras. Las tarifas no eran adecuadas pues no reflejaban los costos y eran usadas equivocadamente como medio para controlar la inflación.

En los años siguientes del comienzo de los 90's el sector eléctrico alcanzó niveles financieros catastróficos, sin disponibilidad de capital para completar obras en curso o iniciar nuevas inversiones. El gobierno adquirió total conocimiento de que no disponía de

recursos para encarar el crecimiento de la demanda que exigía inversiones para atender necesidades del orden de los 4.000 MW anuales. Consecuentemente, la necesidad de financiar la expansión fue la razón principal que motivó la reforma.

B. Aspectos generales de la primera reforma.

La reforma comenzó en 1996. Igual que en los otros países, las nuevas reglas fueron diseñadas para alentar la competencia en generación, mientras que la transmisión y distribución permanecieron con sus actividades reguladas y provisiones de libre acceso. Los inversores tuvieron acceso a la concesión de nuevos proyectos hidroeléctricos a través de subastas de concesiones, organizadas por el Ministerio de Energía, y los inversores triunfadores debieron obtener las licencias ambientales y negociar el financiamiento de sus proyectos.

Otros ingredientes de la reforma incluyen el establecimiento de un operador independiente del sistema, un mercado eléctrico de corto plazo y un ente regulador, así como la privatización de la mayoría de las compañías de distribución y la expansión de la transmisión. La reforma ocasionó la privatización del 85% del total de la carga. La oposición política interrumpió la privatización de las compañías de generación y, consecuentemente, sólo el 15% de la generación fue transferido a inversores privados. La expansión de la transmisión ha sido realizada con una fuerte participación de inversión privada. Consumidores con cargas mayores a 3 MW fueron admitidos como “independientes” o desregulados, pudiendo elegir su proveedor. En la actualidad estos consumidores independientes constituyen el 20 al 25% de la carga total.

C. Mercado de corto plazo.

Mientras la reforma del sistema confió en la competencia para la construcción de nueva capacidad de generación, el despacho del sistema permaneció sobre la base de costos. Este se realizó en forma centralizada por el operador del sistema, que actuaba como si todas las unidades de generación pertenecieran a un solo dueño. Las plantas hidráulicas son despachadas basadas en su costo de oportunidad esperado (“valores del agua”), que son computados por un modelo de optimización estocástico que tiene en cuenta una detallada representación de la operación de las plantas y el flujo de incertidumbres. La razón básica para no implantar un sistema de subastas para el despacho fue la necesidad de coordinar la generación en un sistema que tenía varias centrales en cascada con diferentes propietarios que tenían usos de agua múltiples para control de crecidas y riego. En particular, fue demostrado que el esquema de subastas basado sólo en la generación de plantas hidroeléctricas no conduciría a un uso eficiente de la capacidad de los embalses. La razón es que los beneficios de decisiones tales como enviar agua por el curso inferior o mantenerla en depósito no es adecuadamente manejada cuando existen varios generadores con intereses económicos contrapuestos.

Dado que el sistema de despacho está basado en los costos, no hay precios reales de corto plazo basados en el equilibrio entre oferta y demanda. Los costos marginales de corto plazo, calculados por el modelo estocástico del multiplicador de Lagrange mencionado anteriormente, son usados como el “precio de compensación” en el mercado mayorista de corto plazo. Adicionalmente, como el objetivo del mercado es minimizar los costos de operación en el período de estudio, esos precios “spot” corresponden a la valuación de un

riesgo neutral en sentido de que ellos no tienen en cuenta que los propietarios de las plantas hidráulicas, podrían ser, por ejemplo, adversos a tomar riesgos y podrían estar dispuestos a compartir parte de sus utilidades promedio por un modo más seguro de operación.

D. Expansión de la capacidad.

Se suponía que la expansión de la capacidad iba a estar inducida por una combinación de señales que iban desde el mercado spot hasta los contratos a futuro: distribuidores y consumidores independientes fueron obligados a estar 85% contratados como mínimo. Aunque los contratos a futuro eran instrumentos financieros sin influencia en el despacho, fueron obligados a tener cobertura de energía firme por parte del vendedor. La lógica era muy simple: distribuidores y consumidores independientes deberían buscar contratos para cubrir el crecimiento futuro de su carga y esos contratos a su vez, deberían inducir a la expansión de la generación (debido a la obligación de tener cobertura) y proveer a las inversiones en nueva generación con una fuente de ingresos confiable necesaria para el financiamiento. Debido a la gran volatilidad del precio spot, era esperado que el nivel de contrataciones fuera alto, cercano al 100%.

Las distribuidoras, que compran energía para los consumidores regulares y los consumidores independientes, pueden negociar bilateralmente sus contratos. En el caso de las distribuidoras, los costos de contratación pueden ser pasados a los consumidores hasta un precio referencia, establecido por el ente regulador. Este precio debería inducir a los distribuidores a realizar contrataciones eficientes.

E. Primeros resultados.

Los primeros resultados de la reforma sectorial (1998-2000) fueron alentadores. La privatización de servicios públicos condujo a aproximadamente U\$S 10 billones para el gobierno y se manifestó un significativo aumento de la eficiencia de los nuevos servicios públicos privatizados. Desde 1998 a 2001 se subastaron alrededor de 10.000 Mw de nuevas concesiones en proyectos hidroeléctricos, con una significativa participación de agentes privados. Los costos y la duración de la construcción fueron reducidos en un 40%. La **creación** de la categoría consumidores independientes tuvo un efecto positivo con el mercado como punto de referencia y la transparencia producida por el ente regulador y su actividad brindaron confianza a los inversores. Junto con estos resultados, las conexiones internacionales de electricidad y gas con Argentina y Bolivia respectivamente, fueron concebidas y construidas.

E. La crisis de oferta de 2001 y sus consecuencias.

No obstante, en el año 2001, la reforma sectorial fue alterada por una severa crisis energética como consecuencia de una continua disminución del nivel de los embalses del sistema de represas que duró 9 meses. Entre fines de 2001 y comienzos de 2002, el racionamiento fue impuesto a todos los consumidores en regiones que correspondían al 80% del consumo, con el objetivo de reducir la carga en un 20%.

El racionamiento resultó en una severa pérdida económica del orden de los billones de U\$S, y jugó un rol prominente en las elecciones presidenciales de 2002 que fueron ganadas por la oposición. Sin embargo, la principal consecuencia en el sector eléctrico fue un salto al excedente energético: el consumo no creció a los niveles previos, produciendo

una pérdida de 3 años en el crecimiento de la demanda y un excedente de energía firme de 20% del mercado, alrededor de un promedio de 8 GW (energía, no pico). Las distribuidoras privatizadas tuvieron problemas financieros como consecuencia de la disminución de la demanda, pero al mismo tiempo las tarifas a los consumidores finales comenzaron a aumentar como consecuencia de proyectos energéticos más caros contratados bajo las reglas de negociación y del “pass-through”. Además, el escenario de reducción de la demanda y exceso de oferta condujeron a precios spot más bajos y a problemas financieros para generadores.

5.2.4 ¿Qué funciono mal?

Durante y después del racionamiento, fueron convocados paneles de expertos para discutir que había funcionado mal en el diseño del mercado. El diagnóstico común señaló imperfecciones principalmente en el mecanismo de expansión del sistema y en el esquema adoptado para inducir contrataciones eficientes.

A. Las señales para la expansión del sistema son inadecuadas.

La primera razón que explica las dificultades de la oferta fue que las señales del mercado spot son muy volátiles para indicar y estimular la entrada de nueva generación. Esto es especialmente cierto en países con una importante participación hídrica en la generación total, donde la ocurrencia de condiciones favorables en los pronósticos de disponibilidad hidráulica pueden hacer disminuir los precios spot. Por ejemplo, en el caso de Brasil, debido a la dimensión de las repesas y a la capacidad plurianual de embalse, los precios pueden ser muy bajos por varios años (reflejando hidráulica favorable) y luego aumentar significativamente (reflejando hidráulica desfavorable) antes de volver a niveles normales. En otras palabras, el fenómeno de la hidráulica perturba la correcta señal de los precios y el precio spot aumenta sustancialmente sólo cuando se está muy cerca de la crisis y no hay tiempo suficiente para encarar las inversiones necesarias.

B. Precios de referencia para consumidores finales y eficiencia en las compras de energía.

Como fue analizado previamente, los incentivos para la expansión de la generación en Brasil proviene de la decisión de contratación de los distribuidores. En el caso de los consumidores independientes, los contratos también son negociados bilateralmente entre las partes. En el caso de las distribuidoras (75% del mercado), los responsables de la transmisión por la oferta de los consumidores regulados, los costos de sus contratos pueden ser pasados a los consumidores. En este caso la regulación debe asegurar que no existe abuso, tal como cargar mayores costos a los distribuidores para favorecer a los consumidores independientes.

En muchos países este control se hace a través de precios de referencia, que es un precio tope en el “pass-through” de costos contratados a los consumidores regulados. En el caso de Brasil, este precio tope fue establecido por el ente regulador y debería corresponder a un precio de energía al cual un cliente cautivo puede tener fácil acceso y ser el aspecto clave a inducir la eficiencia del mercado. El primer candidato para este precio de referencia sería el precio spot en el mercado de corto plazo. Realmente algunos países, como Argentina, usan el promedio del precio spot de varios meses. Sin embargo, en Brasil el alto

componente hidráulico distorsiona las señales del precio spot, aun en un promedio calculado durante varios meses.

C. Responsabilidades institucionales.

Finalmente, la debilidad institucional del Ministerio de Energía, el ente regulador y el operador del sistema se hizo evidente durante la crisis. Por ejemplo, ninguna institución tenía la responsabilidad formal de hacer un seguimiento o monitorear las condiciones de la oferta de corto plazo y advertir la posibilidad de una crisis.

D. Medidas correctivas.

Basadas en las recomendaciones del panel de expertos y de estudios adicionales que fueron realizados por agencias gubernamentales, el gobierno propuso en 2002 las siguientes modificaciones: (i) aumentar el nivel de contratación obligatoria del 85 al 95%; (ii) cambiar de conducción en las principales instituciones; y (iii) realizar subastas obligatorias para contratos de largo plazo de venta de energía con “back - up” para los proyectos de nueva generación, con distribuidores según el porcentaje de la carga del año previo. De estas tres medidas, sólo la primera fue implementada a fines de 2001.

5.2.5 Segunda Etapa de la Reforma del Sector Eléctrico y pasos hacia las Subastas de Oferta de Energía

A comienzos de 2003 fue iniciada por el gobierno una revisión del modelo del sector eléctrico. Esta revisión toma en cuenta los aspectos positivos y formula correcciones para superar las dificultades de la primera reforma del mercado eléctrico. Luego de mantener discusiones con los agentes del mercado y con la sociedad civil comenzó a implementarse la segunda etapa de la reforma a mediados de 2004.

En el ámbito institucional se creó un comité para monitorear la confiabilidad de la proyección de la oferta con 5 años de anticipación y para realizar estudios de planeamiento. Las funciones y atribuciones del Ministerio de Energía, del ente regulador y del organismo operador del sistema fueron revisadas y fortalecidas.

En lo que se refiere al diseño mercado en esta segunda etapa se reconoce que la competencia no se da con el mercado spot, sino a través de contratos con demandas que establecen los momentos de entrada de nueva capacidad de generación. Este diseño se basa en:

- (i) Incrementar y sostener la obligatoriedad de las contrataciones al 100% de la carga; y
- (ii) Asociar como mecanismo para promover la eficiencia en la compra de energía por parte de los distribuidores, los requerimientos de la contratación obligatoria con la subasta de contratos y consecuentemente brindando un precio “real” de referencia como resultado de las subastas.

A. Obligatoriedad de Controlar

Una de las consecuencias de las características del mercado de precio spot en Brasil, es la dificultad para los inversores, de conocer en forma oportuna el momento para la construcción de nuevas plantas, obtener el financiamiento e iniciar su construcción.

Para superar esa dificultad y lograr una oferta confiable se establecieron dos reglas básicas.

- (i) Toda carga en el sistema debe estar 100% abastecida por contratos financieros de oferta de energía, lo que significa que debe haber contratos para el abastecimiento de cada Kwh. vendido en el sistema. Esta obligación de contratar corresponde a los distribuidores y a los consumidores independientes, que están sujetos a penalidades en el caso de incumplimiento
- (ii) Todo contrato de energía debe estar respaldado por una planta capaz de producir la energía contratada en forma firme.

La lógica de este esquema es confiar en los contratos como inductores de la expansión del sistema. Si el sistema está 100% contratado y los contratos tienen cobertura energética, entonces la confiabilidad de la oferta está asegurada, en el marco del “riesgo normal de oferta” definido por el Ministerio de Energía para cada planta.

B- Obligación de Contratar a través de Subastas Públicas.

Para promover el mecanismo más eficiente de compras, el esquema de obligación de contratar para los distribuidores se asoció con el uso de subastas oficiales reguladas como el principal método de contratación. Subastas reguladas para los contratos de energía son consecuentemente, la espina dorsal para la inducción de compras eficientes. El criterio de contratación en las subastas es la menor tarifa y los contratos están estandarizados de 5 a 30 años, como se ve seguidamente. Los consumidores independientes pueden negociar sus necesidades con total libertad mientras estén 100% contratados.

C- Tipos de Subastas

Para que los distribuidores puedan contar con un conjunto de contratos con diferentes condiciones que les permitan manejar la incertidumbre de la demanda, y al mismo tiempo lograr contratos de largo plazo que reduzcan los riesgos de los inversores, promuevan la competencia y atraigan nueva generación, se han diseñado dos tipos de subastas:

- (i) Subastas de “energía existente” (EE) para la cobertura de la carga existente;
- (ii) Y subasta de “energía nueva” (EN) para construir nueva capacidad de generación para atender el crecimiento de la carga.

La razón de esta distinción es para tener una más eficiente asignación de riesgos entre plantas existentes y los nuevos proyectos.

- (i) En el caso de EE, se ofrecen contratos de 5 a 15 años de duración para iniciar la entrega de energía al año siguiente. Dada la fecha del inicio de las entregas sólo los proyectos existentes o plantas en operación pueden competir en estas subastas.
- (ii) En el caso de EN los contratos complementan los contratos EE hasta cubrir el 100% de la carga. Todos los años se ofrecen dos tipos de contratos de EN:
 - (a) Subasta principal, ofrece contratos de largo plazo (15 a 30 años) exclusivamente de nueva capacidad, que entrarán en operación en un plazo de 5 años. La idea es que estos contratos permitirán al inversor obtener financiamiento para el proyecto y tener suficiente tiempo para construir la planta.
 - (b) Subasta complementaria, también ofrece contratos de largo plazo exclusivamente para nueva capacidad. En este caso las plantas deben entrar en operación en un plazo de tres años. Estas subastas complementan las subastas principales.

La subasta principal tiene el propósito de permitir la participación de proyectos hidroeléctricos, que en Brasil son más económicos aunque necesitan plazos más largos para su construcción, mientras que las subastas complementarias se adecuan mejor para los proyectos termoeléctricos, con mayores precios de energía resultante, pero menores períodos de construcción. Este proceso de subasta en dos fases, es una estrategia para afrontar la necesidad del crecimiento de la carga: es mejor “esperar y ver” el crecimiento de la carga en lugar de contratar todo anticipadamente en una subasta principal.

D- Procedimiento de la Subasta

Las subastas están organizadas por el Ministerio de Energía, que decide sobre el diseño de la subasta, el tipo y plazo del contrato y otras condiciones. Las subastas son realizadas para todos los distribuidores: cada uno de ellos declara la demanda de energía que desea contratar y el anuncio de la subasta llama por ofertas para cubrir esa demanda, que es la suma de todas las declaraciones de las distribuidoras. El objetivo es crear economías de escala para contratar proyectos más económicos. Aunque se crea una especie de “central de compras” cada distribuidor es responsable por la decisión de cuanta energía decide contratar y los costos de los contratos pueden ser pasados a los clientes dentro de un precio de referencia.

Por separado, cada ganador de subasta firmará un contrato con cada distribuidor participante en la subasta, siendo el monto de la energía de cada contrato proporcional a la demanda declarada por cada distribuidor y el total contratado por el generador igual a la energía ofrecida en la propuesta. En otras palabras, este no es un modelo de único comprador. Las agencias gubernamentales no interfieren en las contrataciones ni proveen garantías de pago.

E. Tipo contrato: Opciones de Compra y Opciones de Venta a Futuro.

Los contratos de abastecimiento o provisión de energía a ser subastados pueden ser contratos estándar financieros a futuro u opciones de compra de energía, ésta última es una gran novedad, en el marco del sofisticado sistema del mercado financiero de Brasil. La decisión sobre el tipo de contrato es responsabilidad del gobierno.

También el monto de la EE contratada puede ser reducido en todo momento para equiparar la reducción de la carga de un distribuidor en caso de que un calificado consumidor cautivo se convierta en consumidor independiente.

F. Precios de referencia para consumidores regulados

Como se analizó anteriormente en el punto 5.2.4.B, una de las mayores dificultades de la primera etapa de la reforma del sector eléctrico fue la definición de un precio de referencia para regular el “pass-through” a consumidores finales.

Con la introducción de subastas, los precios de referencia anuales serán determinados por el promedio ponderado de los montos totales y precios de las subastas de nueva energía son usados para regular el costo de energía “pass-through” a consumidores finales. Consecuentemente el precio de referencia es ahora el resultado del mercado y no constituye un insumo dado.

G- El rol del mercado spot de corto plazo

La existencia de un medio de comercialización fuertemente basado en contratos financieros, no elimina la necesidad de un lugar donde, las diferencias la producción real o consumo por los agentes participantes del mercado y los montos de energía abastecidos por contratos pueden ser acordados, que es el rol principal del mercado spot de corto plazo. Los precios de este mercado de corto plazo son derivados por las computaciones del despacho que hace el modelo que se describe en el punto 5.2.3.C. Este es también el lugar donde son registrados todos los contratos mayoristas de energía, y donde se realiza las subastas prescriptas en las regulaciones y controla si las reglas básicas son obedecidas (ver 5.2.5.A) y donde se aplica sanciones si corresponde.

H- Desafíos en el manejo del riesgo para distribuidores y generadores.

Bajo el nuevo diseño del mercado los distribuidores corren el riesgo de ser penalizados en el caso de subcontratación y por la ausencia de pass-through en el caso de sobre contrataciones (más de 103% del consumo verificado) o en el caso de comprar a precios altos (el pass-through es limitado por el precio de referencia). Sin embargo, el diseño del mercado también ofrece varios instrumentos para el manejo del riesgo en su obligación contractual y así mitigar los riesgos antes referidos. El conjunto de subastas reguladas, descritas anteriormente, pueden ser usadas como instrumentos para comprar energía y evitar subcontratación. Además en el caso de sobre contratación en más de 3% de su carga verificada, los distribuidores pueden contar con la flexibilidad de reducir sus contratos existentes. Por lo tanto, los principales desafíos de una distribuidora están en establecer estrategias de contratación que le permita afrontar la incertidumbre de la demanda.

Los generadores también tienen que afrontar riesgos que surgen del nuevo mercado. En su caso el objetivo está en desarrollar una estrategia de ofertas para las subastas de contrato de energía por precios (el menor es el que gana) que considera los siguientes riesgos:

- (i) Riesgo hidrológico, en su influencia en la determinación del precio;
- (ii) Riesgo crediticio;
- (iii) Y “riesgo de opciones de venta” además de las oportunidades que ofrece el mercado spot en la comercialización con consumidores independientes.

I- Implementación:

La segunda etapa de la reforma del sector eléctrico fue implementada a mediados de 2004. En el período que va desde fines del 2005, se realizaron dos subastas principales de contratos a mediano plazo y una subasta a largo plazo, que constituyeron hitos en términos de subastas de oferta de energía como iniciación del nuevo diseño del mercado.

5.2.6 Conclusiones

La primera meta del proceso de reforma del mercado eléctrico en Brasil fue asegurar suficiente capacidad de generación e inversiones para servir al crecimiento económico del país y al bienestar de la población. Este informe analizó las dificultades de su diseño inicial, las propuestas para revisarlo y corregirlo a fin de implementar un diseño que reconcilie la competición en generación, con la garantía de una oferta adecuada para asegurar la construcción de nueva capacidad de generación de manera eficiente, basada en la inversión privada.

El nuevo diseño del mercado eléctrico está basado en un sistema de subastas, donde las subastas de contratos de compra – venta de energía, juegan un rol esencial para la conducción de expansión del sistema y proveer a los consumidores con ganancias de eficiencia. Durante los años 2004/2005 se realizaron tres subastas de contratos (no son contratos a un único comprador, los distribuidores contratan directamente) donde se contrató un promedio de 20.000 MW correspondiente a U\$S 60.000 millones. En particular, la oferta candidata a la subasta de nueva capacidad de generación fue grande y diversificada, lo cual es un signo positivo. El uso de opciones de compra de energía como modelo de contrato ayudó a aumentar la competencia.

En general, el uso de subastas para contratar energía es un paso positivo, que promueve transparencia e incrementa la competencia. Otros países de Sur América, como Chile, Ecuador, Perú y Bolivia están estudiando similares esquemas de contratación. Argentina debería considerarlo.

5.2.7 Lo próximo: Los desafíos de las limitaciones medioambientales y la integración gas – electricidad.

Entre los problemas que aún deben ser revisados se pueden mencionar el proceso de licencias de medio ambiente que depende de agencias gubernamentales (federales y estatales) fuera del sector eléctrico. Se ha mostrado como muy compleja la emisión de la licencia preliminar en sólo la primer etapa del proceso. El licenciamiento medioambiental se ha convertido en un factor clave en la expansión del sistema. Las centrales hidroeléctricas son cada día más caras debido a los programas de compensación exigidos por las agencias federales y estatales.

Futuros desarrollos regulatorios incluyen el apoyo a la integración gas-electricidad, diseñando un marco común para los mercados de gas y de electricidad e incentivos para las conexiones internacionales.

Anexo 5.3 Petróleo y Gas

El objetivo de este Anexo es hacer una breve referencia a la situación actual y perspectivas del sector hidrocarburos, su exploración, transporte y explotación y de los aspectos financieros para cubrir las necesidades de inversión previstas en el plan. Este Anexo se fundamenta y complementa con los capítulos que son parte de este trabajo, en los que se hace un diagnóstico del sector y se analizan las reservas petrogasíferas.

Argentina no es un país petrolero o gasífero como pueden ser Kuwait, Irak o Venezuela. Sin embargo, dispone de recursos hidrocarburíferos que le han permitido autoabastecerse, haber llegado alrededor los 1990s a un holgado horizonte de reservas a producción (mas de 36 años en gas y de 13 en petróleo) y a disponer de saldos exportables tanto de petróleo como de gas. También dispone de recursos potenciales que ahora exigen ingentes inversiones en exploración.

En 1992, en consonancia con la orientación política del gobierno de ese momento que asignaba prioridad a la vigencia del mercado como fundamental asignador de recursos, a la apertura económica, desregulación y privatizaciones así como a la transferencia de actividades de Nación a Provincias, se produjeron dos hechos de singular importancia en el sector. En primer lugar, en Mayo se sanciona la Ley 24076 que establece el marco regulatorio del gas natural y la privatización de Gas del Estado. En segundo lugar, en Septiembre se sanciona la Ley 24145 que federaliza los hidrocarburos, transfiriendo su propiedad de la Nación a las Provincias (cesión que posteriormente se incorpora a la Constitución de 1994) y transforma y privatiza Yacimientos Petrolíferos Fiscales.

Dejando de lado el análisis de detalle de estas modificaciones institucionales se puede concluir, quince años después, que éstas han tenido algunas consecuencias impensadas en el momento que fueron establecidas, y que se exponen a continuación:

(a) Pérdida de un recurso estratégico convertido en una mercancía exportable:

La relación del sector petrolero y gasífero con el resto de la estructura productiva experimentó un enorme cambio. El sector se alejó de los grandes eslabonamientos productivos locales volcándose a una operatoria comercial menos vinculada nacionalmente. Se verificó una mayor importancia del sector externo como demandante de la producción de petróleo y gas respecto de la situación anterior a la desregulación y a la privatización de las empresas estatales, YPF y Gas del Estado, y naturalmente una menor relación con las refinerías y la industria en general.

Cuando el sector privado (preponderantemente extranjero) tuvo el poder de decisión sobre casi todos los aspectos del mercado del petróleo y del gas por el alejamiento del estado, en su rol de regulador y productor, los hidrocarburos pierden el valor estratégico que detentaban como parte del patrimonio nacional y de la sociedad en su conjunto, para convertirse en un “comodity” exportable más, planteando un cambio en su estructura

interna. El alejamiento del estado del sector hidrocarburos tuvo como resultado dejar en manos de las empresas privadas el ritmo de la extracción y el mantenimiento futuro de las reservas.

(b) Caída de reservas: (los capítulos analizan la evolución de las reservas petrogasíferas):

Luego de la desregulación y la privatización de las empresas estatales, YPF y Gas del Estado, se experimenta una importante caída de las reservas de petróleo y de gas. Esta disminución se produjo porque las empresas privadas a cargo de la explotación no asignaron prioridad a la preservación futura del recurso y se limitaron a explotar áreas que estaban identificadas con anterioridad por las empresas estatales. La causa principal de la caída relativa (y absoluta) de las reservas fue la falta de esfuerzo exploratorio más que el aumento de la extracción. Desde la desregulación no se han efectuado inversiones de riesgo significativas para reponer los volúmenes extraídos.

Las reservas de petróleo cayeron 14% desde 1988 a 2005 alcanzando en este año un horizonte de apenas 8 años de los casi 14 de 1988. El caso del gas es más preocupante aún ya que la caída es mayor. No solo en cuanto a las reservas relativas (de un horizonte de casi 37 años en 1988 solo se llega a 8,7 años en 2005) sino que el volumen total de reservas es 45% menor que antes de la regulación.

En los últimos años, luego de la devaluación de comienzos de 2002 y del congelamiento de tarifas que resultó de la Ley 25561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, se produce un desequilibrio entre los precios internos del petróleo y el gas y los costos de las inversiones que son mayoritariamente extranjeros. En el mundo globalizado del negocio petrolero y gasífero no se puede sostener por mucho tiempo un desequilibrio entre precios internos y precios internacionales sin producir consecuencias adversas a los intereses locales, como ha sido la retracción de la inversión.

Debe concluirse que esta declinación no es un “accidente” ni indica un agotamiento de las capacidades hidrocarburíferas del país, sino que resulta de una combinación de alta extracción y limitada actividad exploratoria sin inversiones de riesgo en exploración y de transporte, circunstancias que han evidenciado la carencia de una estrategia nacional. Además, el estado no solo entregó a las empresas privadas el control sobre los yacimientos sino que creó un sistema por el cual limitó cualquier posibilidad práctica de realizar auditorías de reservas.

(c) Las áreas de explotación y los costos asociados.

En Argentina hay 22 cuencas sedimentarias de hidrocarburos, que se detallan y caracterizan en los Anexos 1 y 10 de los capítulos sobre reservas de hidrocarburos mencionados anteriormente. En los otros Anexos de estos capítulos (2 a 9) se enuncian los descubrimientos recientes de petróleo y de gas, las áreas en exploración y el Plan Argentina. En general, esos Anexos se refieren a lo que se está haciendo para atacar el grave problema de la falta de tareas exploratorias de riesgo. Es decir, para ir buscando hidrocarburos en las cuencas sedimentarias y no sólo incorporando reservas mediante la

extensión de las existentes en los yacimientos en explotación. Distinta hubiera sido la situación con empresas estatales como YPF y Gas del Estado, en la que la exploración podría haberse controlado y encausado atendiendo los intereses del país.

El objetivo de Argentina debería ser abastecerse, preservar los recursos en el subsuelo y diseñar un plan de exploración para asegurar así los hidrocarburos que se demandarán en el mediano plazo en el mercado interno.

Teniendo en cuenta que los recursos petrogasíferos pertenecen a las provincias y a la nación en el mar adyacente más allá de las 12 millas de la costa (líneas de base reconocidas por la legislación vigente), las licitaciones y concursos para conceder áreas de exploración están libradas a decisiones que toma cada jurisdicción. El estado nacional debería junto con las provincias regular y formular políticas comunes de exploración y desarrollo de los hidrocarburos que aseguren el abastecimiento del país como objetivo.

Las tareas de exploración son las más costosas de la industria del gas y del petróleo y son las que dan origen a los descubrimientos. Estos altos costos se potencian en las exploraciones “off-shore” que son las que Argentina tiene por delante. La actividad exploratoria comienza con estudios geológicos, geoquímicos, geofísicos y sismográficos, que se realizan a través de pozos de exploración consistentes en perforaciones realizadas para identificar nuevas reservas y su riesgo minero es muy alto, dado que se realizan únicamente en base a informes de compatibilidad. Los pozos de avanzada son los que se realizan en zonas en las que se ha identificado existencia de hidrocarburos, para delimitar las reservas y cuantificar volúmenes que se podrán extraer. Finalmente, los pozos de explotación son los que se realizan para extraer petróleo o gas de zonas ya delimitadas donde se tiene seguridad de la existencia y consecuentemente el riesgo minero es bajo. Todas estas tareas tienen su tecnología, sus dificultades y sus costos asociados, pero las tareas de localizar y descubrir donde están los recursos es la que lleva más tiempo y sus costos son mayores.

(d) Conclusiones: presente complejo y preocupante.

Los intereses contrapuestos del estado nacional, provincias, productores e inversores locales e internacionales, que implican emprendimientos de cuantiosos valores económicos configuran un escenario en el que no se facilitan la toma de decisiones sobre políticas que mejor satisfagan los objetivos nacionales.

La circunstancia de que Argentina no es un país petrolero o gasífero, pero que cuenta con recursos hidrocarbúferos de significación, plantean una situación intermedia. Ante este escenario el estado nacional debería jugar un papel empresario para activar, inducir y controlar la actividad exploratoria y productiva asociándose con algunos de los intereses privados que mundialmente dominan esta actividad.

La conclusión anterior está encuadrada en el caso local con posibilidades de exploración en las extensas áreas “off-shore” del litoral atlántico en la que los costos son muy altos y las tecnologías de avanzada no son libremente accesibles.

Se insiste en un punto que fue referido anteriormente: los precios locales deberán progresivamente “blanquearse” dado que en el mundo globalizado del negocio petrolero y gasífero no se puede sostener por mucho tiempo el desequilibrio entre precios internos y precios internacionales. Un programa confiable y transparente, con reglas claras que despeje las incertidumbres en la política futura de precios favorecerá el retorno de la inversión.

Las inversiones futuras del plan en exploración, transporte y explotación, que deberán darse previa demostración de la viabilidad ambiental en cada caso, se financiarán naturalmente por los inversores privados siendo responsabilidad del sector público crear condiciones apropiadas para facilitar su intervención. En el caso de algunas inversiones en exploración, particularmente las que se realicen “off-shore” debería preverse la participación del sector público a través de una empresa con participación estatal

5.4 Una Posible Forma de Propuesta

El punto anterior “4.5 Lineamientos de Aspectos Conceptuales de una Propuesta” plantea diez conclusiones para alcanzar el objetivo principal de este trabajo: facilitar el financiamiento de las inversiones del plan dentro del marco de la legislación nacional. Si bien estas conclusiones pueden adoptar variadas y diferentes formas institucionales, seguidamente se describe una posible configuración.

Se considera como factor determinante y originador de esta propuesta, “la inexistencia de inversión privada voluntaria”, hecho que tiene consecuencias muy perjudiciales para la economía nacional y para el bienestar social. La reticencia de la inversión privada se explica por la falta de viabilidad económica financiera de las inversiones, debido al desajuste de los precios relativos de los energéticos con los costos de la inversión.

El punto de partida deberá ser la restauración del marco de la ley 24065 introduciendo los ajustes que puedan ser necesarios para su perfeccionamiento, estableciendo normas operativas que posibiliten un funcionamiento sustentable del sistema, lo que en forma coloquial tanto inversores como operadores llaman “reglas de juego claras y permanentes. Se deberá fortalecer el reconocimiento del margen de rentabilidad empresaria tal como lo prevé la Resolución de la SE 1281/2006 al crear el concepto de “energía plus”.

En este contexto se deberá completar la renegociación de todos los contratos de servicios públicos involucrados. Debe tenerse en cuenta que la Ley 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, y sus sucesivas modificaciones ha extendido el plazo de esta renegociación hasta el 31 de diciembre de 2007.

El marco legal argentino permite crear Asociaciones Público Privadas sin limitaciones, que podrán integrar esfuerzos que combinen la capacidad financiera, técnica y de gestión del sector privado con la imprescindible participación del Estado como planificador estratégico, coordinador y regulador del sector energía, clave fundamental para el desarrollo económico del país.

Para jerarquizar el régimen de las Asociaciones Público Privadas, que deberán desarrollar una función primordial en la expansión futura de toda la infraestructura, el siguiendo la experiencia mundial, se deberá crear una Unidad Especial (UE) que otorgue uniformidad a los enfoques y criterios de tratamiento de este régimen. Esta UE podría estar incluida en el marco del Régimen Nacional de Asociaciones Público Privadas creado por Decreto 967/05.

Esta UE deberá tener una rama específicamente dedicada a energía que cumplirá con las funciones específicas de promoción y con las convocatorias que se le asignen de acuerdo con los pronósticos y proyecciones del plan energético o con las estrategias de inversión. En este contexto es donde la Secretaría de Energía a través del Grupo de Planificación, integrará la referida UE y desempeñará un rol estratégico.

Para tomar la iniciativa en relación con las nuevas inversiones recomendadas por el plan energético, se deberán realizar convocatorias, conducidas por la UE. Consecuentemente la UE establecerá el cronograma de las inversiones que se requieren según el plan previsto, así como las características contractuales ofrecidas para los emprendimientos incluyendo tipos de oferentes pretendidos (que eventualmente podrían ser solo privados), experiencia requerida, garantías, etc. En otros términos, estas convocatorias que pueden tomar forma de licitaciones o subastas de energía en las que se compra energía con características establecidas en los pliegos, a partir de una fecha y durante un plazo específico, al emprendedor que ofrece la menor tarifa.