

Incentivos para la inversión en las industrias eléctricas liberalizadas del Norte y del Sur: la necesidad de arreglos institucionales adecuados

**Dominique FINON
LEPII-EPE
CNRS y Universidad de Grenoble.**

Presentación para el coloquio “Energía, Desarrollo y Reformas Institucionales” UNAM , México, 5,6,7 de noviembre de 2003

En el diseño de las reformas de liberalización de las industrias eléctricas muy a menudo se minimiza lo que las inversiones a largo plazo ponen en juego. Se esperan las crisis que resultan de la falta de inversión en generación o transporte para tomarlo en cuenta y rectificar las reformas. En las industrias de los países industrializados, las reformas se benefician, en el momento de emprenderlas, de una situación de exceso de capacidad, como es el caso en Europa. Pero la demanda eléctrica sigue creciendo regularmente y , por ende, se harán necesarias capacidades adicionales tanto en base como en punta. Las nuevas instituciones del mercado y de regulación todavía no han sido probadas como para poder observar capacidad para transformar la escasez creciente en el potencial en incentivos a la inversión en generación y redes.

La crisis del mercado en California fue la más destacada y suscitó importantes debates en Estados Unidos y en Europa sobre el tema de los incentivos a la inversión; se combinaron a este tema el de la eficiencia de un diseño demasiado centralizado y complejo que favoreció el ejercicio del poder de mercado.

En los países en desarrollo, este problema de los incentivos en industrias eléctricas liberalizadas toma otra dimensión. Todas las reformas eléctricas impuestas por las instancias financieras internacionales están enfocadas hacia la resolución del problema de financiamiento de las inversiones en un contexto de crisis persistente de la deuda. El objetivo principal es atraer el capital privado para financiar nuevas inversiones imponiendo una mejora de la eficiencia y de los resultados del sector. Paradójicamente, el hecho de aplicar sin ajuste los modelos de competencia de los países del Norte con industrias adaptadas a la madurez de estos sistemas, los reformadores y sus consultores siguen ignorando muy frecuentemente las condiciones de inversión a largo plazo. Estos sistemas eléctricos crecen rápidamente pero irregularmente; muchos de ellos también están basados en una producción hidroeléctrica que amplifica las dificultades de incentivos e implican esquemas adecuados a estas condiciones.

Este trabajo presenta las deficiencias del marco incitativo a las inversiones en las industrias eléctricas liberalizadas. Se presenta primero el optimismo de las teorías en las cuales se fundamentan los incentivos a la inversión en las señales del mercado en las industrias eléctricas liberalizadas. Se plantea después el problema en el marco de las industrias eléctricas maduras de los países del Norte, particularmente en Europa. Se amplía después a los casos de los países del Sur.

1. El optimismo de la teoría basada en los mecanismos de mercado

Encontrar ventas rentables para sus equipos se vuelve el primer objetivo de los actores en competencia y no la satisfacción de la demanda del mercado en su conjunto a un costo

razonable como lo era en el periodo anterior del monopolio regulado. Ya no es necesario coordinar las inversiones dentro del marco de una prospectiva a largo plazo. El desarrollo de capacidades adicionales se vuelve muy particular en el caso de los mercados eléctricos debido a la fuerte volatilidad que presentan, como lo veremos a continuación. La construcción de los equipos de punta tiene que decidirse sin garantía de duración de operación ni del nivel de precio a la puesta en operación. La construcción de los equipos de base requiriendo una fuerte inversión y de larga vida útil tiene que decidirse sin garantía de ventas, sin poder prever precios y cash-flow¹. La volatilidad muy fuerte de los mercados en situación de punta o punta extrema hace muy difícil una buena gestión de los riesgos ya que impide constituir anticipaciones con rentabilidad suficiente e integrando un premio de riesgo elevado para proceder a las inversiones.

Al mismo tiempo es necesario entender que la inversión en la generación y el transporte de energía eléctrica no concurre solamente a permitir la producción y el intercambio de energía entre un productor y sus futuros clientes sino también a la fiabilidad de la oferta general, o sea a la garantía de abastecimiento en periodo de punta. Eso constituye un verdadero bien colectivo debido a las externalidades múltiples generadas instantáneamente entre sí por los flujos comerciales múltiples (Abbot, 2001). Sin coordinación de los flujos inyectados por un autoridad técnica, la calidad del producto y la estabilidad de la oferta estarían afectadas hasta el derrumbe del conjunto de la oferta instantánea. Siendo ésta considerada un bien colectivo al cual contribuye cada unidad de generación de manera no competitiva y no exclusiva así como provechosa para cada usuario de la red y cada comprador de electricidad. ¿Que opinan los partidarios del mercado integral frente a esas realidades?

1.1 El concepto común de los incentivos a la inversión

Los promotores de las reformas poco se preocuparon de la cuestión de asegurar el abastecimiento y de incentivar las inversiones, como lo lamentaba recientemente uno de los diseñadores de la primera reforma británica (Shuttleworth, 2002). Se explica por el optimismo teórico fundamentado en la capacidad de cualquier mercado a orientar de manera óptima el comportamiento de inversión de los agentes en competencia así como las decisiones de entrada en situaciones de incertidumbre. En cuanto los precios reflejan las condiciones de oferta y demanda de corto plazo sin distorsión y que las inversiones se basan en consideraciones de rentabilidad, las señales del mercado spot bastarían para incentivar y orientar las inversiones (Crew y Kleindorfer, 1986). Las fuerzas del mercado determinarían implícitamente el nivel de seguridad de abastecimiento buscada a corto como a largo plazo. Este valor orientaría el desarrollo de la oferta de punta con referencia a un valor implícita de fallo. También se determinaría el nivel implícito de la capacidad de base así como el valor de uso de los equipos de base por su participación en la oferta de punta.

Bajo estas condiciones las señales de mercado serían bastante eficaces para orientar la decisión de los inversionistas hacia el tipo de equipo óptimo según el periodo de venta anual escogido, como lo haría un monopolio regulado para satisfacer las necesidades a largo plazo en su zona de abastecimiento: equipos de bajo costo de inversión pero de alto

¹ Alfred Kahn, inspirador de las políticas de liberalización de los transportes aéreos en Estados Unidos y hábil observador de las políticas de liberalización de las redes, reconocía “cuestionarse acerca de la especificidad de la electricidad. Siempre tuve dudas acerca de la eliminación de la integración vertical en esta industria. Es tal vez una industria donde funciona bien” (Business Week, April 27, 2001).

costo de operación para la punta y equipos más intensivos en capital para la base o semi-punta (intermediario) (Hunt, 2002). El mercado competitivo garantizaría la eficiencia colectiva de las elecciones de inversión de los competidores en base al valor actualizado neto del equipo por instalarse. En este contexto, las entradas de productores, no integrados verticalmente y sin compromisos a largo plazo con proveedores, constituirían una vía natural de desarrollo de capacidad, en cuanto se establezca la confianza en la calidad de la competencia en el mercado mayorista y en la liquidez del mercado de los contratos bilaterales (Newbery, 200, p 417). La liquidez de los mercados contribuiría a mejorar la asignación de los factores sin riesgo de exceso de entradas. Las entradas estarían facilitadas por la disponibilidad en el mercado de tecnologías divisibles (se refiere a la técnica de las turbinas de gas). La existencia de tales técnicas permitiría también limitar el riesgo de mercado.

Siempre en esta perspectiva, el mercado eléctrico correspondería a un mercado clásico de bienes-comodidades con un ciclo de precio clásico acompañando la construcción de nuevas capacidades. Los precios de los mercados conocen una volatilidad diaria, semanal y de estación, reflejando la tensión que existe entre oferta y demanda instantáneas; también siguen el movimiento cíclico clásico debido a la rigidez de la oferta y de la demanda sobre largos periodos (duración de la construcción, vida útil de los equipos, tiempo de adaptación de la demanda). Este ciclo se traduce en una amplificación de la volatilidad horaria o estacional en fase de tensión sobre las capacidades. Para que no se distorsione la adaptación de la oferta y de la demanda, es necesario dejar libres los movimientos de precios, cualesquiera que sean su amplitud y su volatilidad (Ford, 201).

Sabiendo que los precios se fijarán durante una buena parte del año debajo del nivel de costo completo que autoriza recobrar el costo de inversión en los nuevos equipos de semi-base y de base, son los ingresos cobrados durante los picos de precio en punta e extrema punta que permitirán un ingreso anual promedio suficiente para rentabilizar las inversiones en base y semi-base, en cuanto no exista exceso de capacidad (Stoft, 2002).

Técnicas financieras especiales (opciones, contratos diferenciantes o swaps) permiten supuestamente a los inversionistas en generación prevenirse del riesgo de largo plazo. La cobertura por contratos a plazo de lo esencial de las transacciones físicas cancelaría simultáneamente los incentivos a manipular los precios spot, especialmente en periodos de punta o de punta extrema (Newbery, 1998). De hecho, se tiene que constatar que las herramientas clásicas de gestión de "trading" y de gestión de los riesgos (opciones etc. ...) no están adecuados para mitigar completamente el riesgo-precio en los mercados eléctricos, teniendo en cuenta las dificultades de visibilidad de las tendencias de precios. Tampoco ofrecen una cobertura de riesgo sobre el periodo de amortización de los equipos eléctricos a instalar que se extiende por lo menos a 10 años. La duración máxima de los contratos a opciones es de tres años.

El contexto de exceso de capacidad y de madurez de la demanda en los países del OECD que procedieron a reformas favoreció sin duda este optimismo y confianza en las fuerzas del mercado para asegurar un desarrollo adaptado de las capacidades, hasta que la crisis espectacular del 2000-2001 del mercado en California lleva a enfrentar este problema de disponibilidad a corto plazo y de seguridad de abastecimiento a largo plazo por los incentivos a la inversión. Los mercados eléctricos europeos que beneficiaron de una situación favorable de exceso de capacidad en el momento de la reforma, empiezan a

conocer periodos de tensión que les inducen a reconsiderar la cuestión del desarrollo de las capacidades evitando las crisis de precios².

1.2 Los límites económicos y sociales del sistema de incentivos para la inversión por el mercado

La perspectiva justificando un ciclo de precios de commodities que habría que dejar desarrollarse sin obstáculos, no toma en cuenta la fuerte volatilidad de los precios que resulta de las especificidades de la electricidad, para reflejar la tensión que existe entre oferta y demanda instantáneas. El ciclo largo se manifiesta por una amplificación extrema de la volatilidad horaria u estacional durante una fase de tensión sobre las capacidades, debido a la “inelasticidad” de la demanda instantánea que autoriza a los precios alcanzar niveles muy altos sin que existiera una colusión explícita entre los productores. “En un mercado donde los consumidores no pueden reaccionar a los precios en situación de fuerte tensión sobre las capacidades, no existen límites a los precios que los productores pueden fijar cuando aparece una penuria” (R. Green, 1998).

Esta característica amplifica la volatilidad de los precios y las incertidumbres sobre la duración y el amplitud de los picos de precios. Los precios del aluminio oscilan entre 50c\$ y 110c\$/libra, los precios del petróleo entre 10 y 30\$/bl y los del gas tienen una variabilidad de 50% alrededor del precio promedio, cuando los precios de la electricidad pueden conocer una variabilidad estacional de 200 a 300% con momentos de precio de punta más elevados de un factor 50 a 500 durante periodos que van de algunas horas a algunas semanas sin que haya manera de anticipar cuanto duran. La volatilidad de los precios alcanza una amplitud sorprendente de 20 a 10 000 euros /MWh en los Estados Unidos, un poco menos en Europa con extremos llegando a 1000 euros/MWh y promedios diarios de 120 euros /MWh (como fue el caso en Noruega varias veces durante el largo periodo del invierno del 2002-2003, marcado por una escasez de recursos hidráulicos).

El más liberal de los puntos de vista, según el cual no se puede obstaculizar estos movimientos de precios en los mercados, cual sea la amplitud y la duración del pico de precio, para permitir las inversiones en punta y en base no es sostenible. Plantea dos problemas:

- *Un problema económico* primero, por dos razones: esta volatilidad muy alta de los precios crea una incertidumbre determinante sobre la rentabilidad de la inversión, que sea en el caso de los equipos de punta o los de base, la inversión de estos recuperándose con los ingresos de punta o de punta extrema. En segundo lugar, esta volatilidad se concretiza también por un efecto contra-cíclico muy negativo del punto de vista de los inversionistas en punta u en base. La experiencia demuestra que las inversiones suscitadas por ocurrencias repetidas de picos de precio pero que no fueron coordinadas llevan a situaciones de exceso de capacidad, traduciéndose en una baja importante de los precios anuales promedios debajo del costo completo. Estas “sobre-reacciones”,

² Así el mercado español conoció un periodo de muy fuerte alza de precios mayoristas al fin del 2001, principios del 2002, que se refería a este tipo de situación, combinándose con un contexto de bajos recursos hidráulicos y reservas limitadas de capacidad. El mercado nórdico (y particularmente el de Noruega) basado en una participación alta de generación hidráulica, 50% (resp. 90%) es muy vulnerable en caso de sequía, más frecuentes estos últimos años. En el transcurso del invierno 2002-2003, los precios se establecieron al nivel de 100Euros / MWh durante diez días y a un nivel promedio de 65 euros / MWh en la estación en lugar de 20 euros / MWh como de costumbre debido a una sequía excepcional en el transcurso del verano y otoño 2002.

que se observan frecuentemente³, llevan a la quiebra los entrantes que nos están integrados verticalmente en el “supply” o que no tienen ventas garantizadas por compromisos a largo plazo con “suppliers” con precios garantizados. Así aconteció en el 2001-2002 en Inglaterra la quiebra de todos los “merchants-plants” después de pasar al NETA, lo que se tradujo en una caída radical de los precios al mayoreo del ex - pool de 35 euros/MWh en el 2000-2001 hasta 23 euros / MWh en 2002-2003⁴. En los mercados del Noreste de los Estados Unidos, todos los productores independientes atraídos por los niveles altos de los precios y los ingresos de los periodos de picos de precios entre 1998 y 2001 quebraron también desde 2001.

En los sistemas donde los recursos hidráulicos tienen un papel importante, como es el caso de los países nórdicos, de Europa Central y del Sur (Austria y España), de ciertos mercados liberalizados de América del Norte (Colombia Británica, Ontario y California) y de la mayoría de los mercados de América Latina, la configuración se presta también a una fuerte volatilidad del precio de mercado. La posibilidad de almacenar agua genera una problemática de optimización temporal, en los periodos entre estaciones, y a veces entre años, durante la cual van desarrollarse estrategias de anticipación de parte de los productores en competencia y especulación en el valor del MWh en periodo de punta. Durante un año seco, se volverá necesariamente fuerte la volatilidad de los precios, que podría ser amplificada por la especulación a la alza por parte de los productores.

- *Un problema de aceptabilidad* después, por los niveles astronómicos e inesperados a los que pueden llegar los precios al mayoreo y la situación de tensión en la cual puede entrar el sistema acerca de las reservas de punta, con riesgo de penuria y de corte en el suministro. Tal funcionamiento esta en contra del objetivo que fundamenta las reformas, siendo la reducción de costos y la mejora de los precios y servicios prestados a los clientes de la industria eléctrica (Hugues et Price, 2002). Las penurias así como la diferencia entre el precio y el costo marginal son muy mal percibidos por la sociedad.. Los reguladores reaccionan a estos picos de precio imponiendo un precio techo (por ejemplo, 1000 euros/MWh en los mercados del Norte de los Estados Unidos como PJM, New England, New York, Texas) para evitar que lleguen a niveles astronómicos durante periodos más o menos largos, lo que refutan los partidarios de los mecanismos de mercado (Stoft, 2002; Wolak, 2001).

Existe entonces una deficiencia de los mercados spot de electricidad al dar a los inversionistas las señales de anticipación correctas, especialmente en el periodo de punta.

³ Por ejemplo en el mercado español, donde se observan precios al mayoreo altos debido a la necesidad de capacidad adicional y a las pocas posibilidades técnicas de compra en los mercados limítrofes, se anunciaban en el 2001-2002 varios proyectos de centrales de ciclo combinado con numerosos candidatos, alcanzando un total de 20 GW de aquí al 2005-2010 cuando hubieran bastado 12 GW (la punta española actual llega a 35 GW); estos proyectos no se realizarán todos pero inducen un riesgo de depresión de precios.

⁴ Estas « merchant-plants » tienen que distinguirse de las inversiones en generación que las filiales minoritarias de los ex – distribuidores regionales (RECs) hicieron entre 1990y 1998. Cabe destacar que algunos se equivocan interpretando estas entradas en generación ligadas a los RECs como prueba de que entradas e inversiones pueden ocurrir sin dificultades en un mercado de competencia. De hecho, constituiría más bien un ejemplo de entradas ineficaces ya que el mercado se encontraba en exceso de capacidad en el momento de la liberalización del mercado. (Las inversiones efectuadas por estas filiales minoritarias de los 12 distribuidores han sido apoyadas por los bancos gracias a los contratos a precios garantizados y a largo plazo que concluyeron entre ellos; los costes adicionales comparados a los del pool así inducidos fueron trasladados a las tarifas residenciales en el segmento regulado que se mantuvo hasta 1998).

Una solución muy presente en los debates actuales en los Estados Unidos, sería mejorar el funcionamiento natural del mercado para reducir la amplitud de los movimientos de los precios y extender los picos de precios con el fin de hacerlos más previsibles en duración y varianza. Para limitar el uso del poder de mercado en periodo de tensión oferta-demanda y reducir la volatilidad de los precios, muchos autores proponen hacer que la demanda reaccione al precio de corto plazo con programas de supresión de la demanda de muy corto plazo (Wolak,2000; Stoft, 2002)⁵. Pero nada garantiza que una reducción de la volatilidad de los precios sea una solución suficiente para permitir las inversiones que garantizarán la disponibilidad del suministro en punta y más generalmente, la inversión en un plazo largo.

2. La rectificación de los incentivos para invertir en las industrias eléctricas maduras

La cuestión de la deficiencia de los incentivos para invertir en las industrias eléctricas maduras esta principalmente tratada enfocando las adaptaciones de las reglas de mercado en el suministro de la potencia de punta y de punta extrema. Le esta subordinado el objetivo de desarrollo de las capacidades de base y semi-base en la medida que resolver la deficiencia crea al mismo tiempo incentivos para este desarrollo. A continuación se contemplarán primero la eficiencia de las herramientas de mercado inspirados de las de la economía pública para desarrollar la oferta de bienes colectivos; después se estudiarán las proposiciones de coordinación a largo plazo bajo la responsabilidad de las autoridades públicas de la oferta del bien “seguridad de suministro”.

2.1 El objetivo de la seguridad de suministro en periodo de punta

La estabilidad del suministro en tiempo real, como se comentó anteriormente, se analiza como un bien colectivo cuya oferta esta asegurada por el gerente de la red; este gerente tiene la autoridad técnica necesaria para mandar en tiempo real los ajustes de producción a los productores descentralizados⁶. En esta perspectiva conviene completar esta oferta de seguridad en tiempo real por una garantía en el tiempo. Esta oferta a corto y medio plazo que depende de las decisiones de inversión de los actores descentralizados, se puede orientar por diferentes tipos de incentivos. Inspirándose de la clasificación realizada por Robert Wilson (1999) de los modelos de tarificación de acceso a la red (perdidas y congestión), se presentarán dos tipos de solución para asegurar la disponibilidad de la oferta y la adecuación de las capacidades en periodos de punta: la solución “pigoviana” que consiste en adjuntar un término de capacidad regulada, y la solución “coasiana” que consiste en definir derechos de propiedad de este bien y los mecanismos de intercambio de estos derechos.

- *La solución “pigoviana”:* adjuntar un término de capacidad al precio de mercado

Esta solución consiste en adjuntar de un término administrado de capacidad al precio marginal de la energía, definido por el mercado spot. Se supone que este término refleja el supuesto valor de utilidad marginal de la disponibilidad de suministro en punta, o sea el valor marginal de fallo. Tiene tres funciones: la primera, incitar a los productores a

⁵ Cabe notar que hasta ahora en la práctica, los efectos de estos programas en los Estados de EEUU u en Gran Bretaña estuvieron muy limitados.

⁶ La necesidad de seguridad de suministro se traduce para los productores y gerentes de redes sobre los productores en ajustes horarios y especificaciones técnicas (variación máxima de frecuencia, de voltaje, de desfase) impuestas por la autoridad técnica del gerente de la red así como para los abastecedores acerca de las reservas mínimas de capacidad.

declararse disponibles en punta, ya que en esta lógica, se les tiene que remunerar por declararse disponibles, aunque no estén llamados por el mercado; la segunda, incitar a invertir en unidad de punta o mantener en operación unidades más antiguas; y la tercera, asegurar un ingresos a las unidades de base o semi-base, mientras contribuyen también a la punta . Esta última preocupación de rentabilización de los equipos de base existe realmente, aunque se refiera uno primero a las necesidades de punta . Esta más marcada en los países en desarrollo y particularmente en los que experimentan un riesgo reglamentario importante y donde los mercados están sometidos a fuertes incertidumbres de precio, debido a contingencias tecnológicas particulares como el alea de la generación hidráulica existente (Newbery, 2000).

Pero esta solución aplica solamente en los mercados obligatorios de tipo “pool” (España, Gran Bretaña antes del 2001, PJM en los EEUU) ya que tiene que aplicarse a todas las transacciones físicas porque todas contribuyen a la garantía de suministro, lo que no es posible con un mercado facultativo. Se supone simular lo que aportaría un mercado ficticio donde interactuarían normalmente oferta y demanda durante la punta o la punta extrema, si la disposición a pagar para la seguridad de suministro por parte de los consumidores podría concretizarse por pagos adicionales o por supresión de la demanda en el caso de que consideran los precios demasiado altos.

En la perspectiva “pigoviana”, bastaría una análisis coste/eficacia donde no se conoce el beneficio marginal. El valor del término de capacidad se define en función del costo de la unidad marginal (inversión y combustible) de punta, repartido en el número de horas durante las cuales la potencia global ofrecida por el sistema debe estar garantizada. Esta solución simple esta funcionando en España y evita la manipulación de reglas; al contrario existen soluciones más complejas donde el valor se calcula ex – post en función de una probabilidad de fallo estimada con un modelo del sistema eléctrico.

Las críticas a esta solución por los partidarios de las soluciones de mercado se fundamentan en dos aspectos (IEA, 1998). Por una parte, no incita al desarrollo de programas de supresión de la demanda; por otra parte, incitaría al exceso de inversión en punta. Cuando las críticas proponen añadir un elemento corrector , lo que no hacen siempre, escogen las solución “coasiana”.

- *La solución “coasiana”: el mercado de capacidad*

Se sabe bien que el mercado no es capaz de revelar la disposición de los clientes a pagar para evitar cortes de suministro y volatilidad de precios. Se escoge entonces responsabilizar a los proveedores en su capacidad ex – ante de satisfacer en tiempo real la demanda de punta extrema. Se impone a los proveedores un compromiso de capacidad, definido en referencia a sus ventas en periodo de punta, más una coeficiente de reserva.(Se contempla por ejemplo un coeficiente de 12% en el marco de las proposiciones del Standard Market Design definido en el 2002 por la FERC, autoridad federal de regulación para reformar los mercados regionales de EEUU. ya liberalizados). Esto es como crear derechos de propiedad en el bien colectivo “seguridad de suministro”, dándose la posibilidad de intercambiárselos en un “mercado de capacidad”.

Se crea un mercado para que los agentes encuentren durante el periodo de punta una nueva fuente de recursos en el caso de que dispongan de una capacidad disponible superior a la capacidad por la cual se comprometieron el año anterior, y esto debido a las incertidumbres sobre sus ventas. Este dispositivo es supuestamente suficiente para asegurar un nivel óptimo de capacidad y evitar costos sociales de interrupción de suministro y de picos de

precio. El nivel es óptimo porque estos compromisos se completan por el dispositivo de intercambio de derechos en adición a la arquitectura de los mercados (Besser et al. , 2002; Hunt, 2002). Un sistema de penalidades incita por otra parte los proveedores a respetar sus compromisos y a buscar derechos complementarios en caso de no cumplimiento de su compromiso de “capacidad”. La penalidad constituye *de facto* el precio techo en el mercado de “capacidad”. Este sistema se puede completar por la amenaza de no- suministro por el gerente de la red en caso de no cumplimiento de los compromisos garantizando la capacidad en periodo de punta. (pero cabe destacar que esta amenaza puede aplicarse concretamente solamente en contra de un vendedor que conserve un mercado cautivo importante, como en el caso de los distribuidores en caso de abertura parcial del mercado). Este sistema presenta varias dificultades. ¿En primer lugar, cómo puede ocurrir que un vendedor tenga un perímetro de ventas tan estable que le permita tener un compromiso con el regulador cuando sus clientes pueden voltearse hacia otro proveedor? De hecho, cada vendedor toma un riesgo al comprometerse a una potencia garantizada⁷. En segundo lugar, la duración del compromiso tiene que ser pertinente comparada a la duración de los activos de generación a desarrollar para garantizar el respecto de estos derechos: de hecho no es posible en la realidad imponer compromisos a largo plazo a los proveedores , sin reducir el incentivo a invertir en la punta. En tercer lugar, en caso de integración de los mercados regionales, los productores-proveedores pueden abandonar el mercado local de capacidades por vender sus derechos en los mercados de capacidad vecinos cuando les resultarían más provechosos.

Resumiendo, estas dos soluciones resultan difíciles de poner en práctica. La primera sólo está válida en caso de mercado obligatorios (más y más escasos). La segunda conlleva una complejidad creciente del dispositivo. Una tercera solución de tipo “command and control” vuelve a considerar que es el papel de la autoridad pública el de asegurar directamente la oferta de este bien colectivo por medio de una coordinación a largo plazo.

2.2 La oferta de seguridad a largo plazo

La inversión en la generación eléctrica de base o de semi – base no concurre solamente en el intercambio de energía entre un productor y sus futuros clientes, sino también a la fiabilidad de la oferta general en transcurso del tiempo, o sea a asegurar el suministro en punta e extrema punta a largo plazo, lo que constituye de por sí un bien colectivo. Esta seguridad, la dan las inversiones de los diferentes productores descentralizados en equipos dedicados a la oferta de punta antes que en los equipos de producción de base. Cada decisión de inversión descentralizada provoca entonces *de facto* una externalidad positiva concursando a la preservación del bien colectivo que constituye la disponibilidad de suministro en punta en el transcurso de los siguientes años. Cabe notar que en las industrias maduras el tema tiene que extenderse a las decisiones descentralizadas de retiros de equipos, porque tienen un horizonte de decisión y un plazo de contestación más cortos que en el caso de la creación de un nuevo equipo. Estas decisiones pueden tener un efecto muy

⁷ En los experimentos intentados en los EEUU. (por ejemplo en el mercado PJM y del Estado de Nueva Cork), son los responsables del balance quienes se comprometen voluntariamente a encontrar las capacidades necesarias en periodo de punta y definidas de acuerdo con el operador del sistema. El estatuto de “proveedor en última instancia” (“default supplier”) y el de “responsable de balance” supuestamente llevan a un compromiso global suficiente por la adición de capacidades garantizadas por los diversos responsables de balance.

importante y deberían estar integradas en una coordinación a largo plazo que hasta la fecha no esta considerada seriamente(Turvey, 2002).

La seguridad de suministro a largo plazo tendría que asimilarse a un bien colectivo, aunque no exista tan fuertes razones técnicas de institucionalizarlas con el gerente de la red que en el caso de la estabilidad del suministro en tiempo real . Formulando la problemática en otros términos y tomando en cuenta el alto valor del bien colectivo que es la disponibilidad de suministro y su estabilidad a largo plazo, es necesario considerar que el regulador escogido por el conjunto de los agentes tiene la responsabilidad de preservar este bien colectivo. Esto debe implicar que se tomen en cuenta las contingencias específicas de la inversión en las industrias eléctricas para moderar la aplicación de los principios de la teoría de la competencia en dos direcciones : la instauración de una coordinación a largo plazo y la aceptación por el regulador de relaciones de casi-integración vertical en el caso de los contratos a largo plazo o de integración entre la producción y la comercialización (“supply”).

2.2.1 La necesidad de una estructura de gobernanza a largo plazo

La perspectiva neo-institucional intenta explicar la elección de los arreglos institucionales considerando la complejidad, la incertidumbre y los problemas de medidas de las transacciones; se refiere aquí al trabajo pionero de Joskow y Schmalensee sobre los modelos de reformas eléctricas (1983), porque trae las perspectivas más lúcidas acerca de las debilidades de los incentivos para invertir en los mercados eléctricos volátiles y las respuestas que se pueden ofrecer. En la comparación de varios modelos hipotéticos llegan a la conclusión de que la adopción del modelo competitivo des- integrado con agentes descentralizados, con la separación completa de la red y del mercado spot organizado, presenta la dificultad máxima para las decisiones de inversión⁸ (p 173-190). Así proponen dos arreglos: introducción de estructuras de coordinación del desarrollo de las capacidades de producción et de la red; tolerancia de las autoridades de control de la competencia acerca de los arreglos a largo plazo entre productores y compradores.

Frente a la necesidad de garantía de potencia a largo plazo, proponen el principio de un método administrado para garantizar que estén hechas inversiones suficientes para asegurar la disponibilidad a largo plazo. Esta estructura de gobernanza tiene dos funciones: se encarga por medio de una programación de la coordinación regular de las anticipaciones y de los planes de los agentes concurrentes con fines de información ; debe decidir de la organización del desarrollo de capacidades en caso de déficit anticipado como responsable de la oferta de seguridad a largo plazo.

Cabe destacar que esta estructura de gobernanza es necesaria también para asegurar la coordinación a largo plazo del desarrollo de las capacidades de redes⁹. Las decisiones de inversión en la red no puede apoyarse en la mano invisible del mercado debido a la

⁸ Al lado de estos defectos, reparan también perdidas de economía de coordinación y el crecimiento de costos de transacción asociados. Subrayan que las ganancias a esperar en compensación se encuentran a largo plazo con incentivos para invertir en técnicas menos caras que las técnicas en operación.

⁹ El problema de incentivar la inversión en las redes de transporte y distribución es tan crucial como el de producción. Las redes deben permitir el acceso a los productores y a los compradores sin contingencias físicas para que funcione eficazmente el mercado (Joskow, 1996). Para esto, lo ideal sería que estuvieran en exceso de capacidad sin congestión ni interna ni en las interconexiones para enfrentar la imprevisibilidad relativa de la evolución de los flujos mercantiles comparado al periodo de desarrollo estrictamente anticipado y coordinado de las redes.

naturaleza intrínseca incompleta de los derechos de propiedad en esta actividad (con flujos en bucle y externalidades), a la forma de las funciones de costos (parte alta de los costos fijos, economías de escala) ya las imperfecciones de la competencia en producción que pueden llevar tanto a un déficit como a un exceso de inversiones en otras partes de la red (Joskow, 2002). La literatura abunda en el tema de los métodos de tarificación óptima del transporte y enfocándose a los costos variables (asignación de las pérdidas y de los costos de congestión) sin que las señales de mercado producidos por los diferentes modos de tarificación del transporte parezcan eficaces para reesforzar la líneas y optimizar su ubicación . Una programación organizada entre gerentes de red y reguladores se impone como una solución inevitable.

De manera concreta, se observa una evolución de las reformas europeas acerca del tema de desarrollo de las capacidades de producción , particularmente desde la crisis en California. En el 2001 , en la discusión acerca de la segunda Directiva europea votada en junio del 2003 para profundizar las reformas, un artículo se añadió autorizando los Estados a organizar dispositivos orientados en este sentido en nombre de la seguridad de suministro a largo plazo. La legislación francesa votada en febrero 2000 ya incluía tales disposiciones¹⁰. Estos dispositivos considerados atribuyen al regulador de electricidad o al ministerio competente una doble función:

- Programación indicativa del desarrollo de capacidades de producción y de redes,
- Decisión de organización de licitaciones para la atribución de contratos de venta a largo plazo y con precios garantizados.

Estos contratos esta hechos entre los inversionistas en producción y los proveedores principales que se comprometen a compras proporcionales a sus ventas¹¹. Este modo de repartición de la obligación de compra entre proveedores en competencia hace que soportan todos una carga unitaria idéntica por kWh vendido. Los años en que ocurra una configuración de exceso de capacidad, el precio adicional anual promedio de estos contratos comparados al precio spot constituirá el costo implícito de la política que mantiene la garantía de potencia y estabilidad de suministro a largo plazo; pero este precio adicional deberá compensarse con el ahorro realizado en caso de situación inversa de tensión en las capacidades de punta y en las reservas, por la ventaja que presenta el precio contractual en esta situación en comparación con el precio spot. A pesar de esta posibilidad de compensación inter - anual se puede pensar en un fondo de compensación para los años de precio spot bajo con el fin de incrementar la aceptación de este dispositivo por los “suppliers” .

Los economistas partidarios del único mercado critican este dispositivo por cuatro motivos. Primero limita la extensión del mercado porque va en contra de los principios de la competencia y obliga la entrada de productores con precios garantizados cuando existen contratos bilaterales entre productores y grandes usuarios. Por otra parte nunca se puede

¹⁰ La legislación francesa del 2000 confiere a la autoridad ministerial la misión de proceder a una previsión regular de l crecimiento de la demanda y de coordinar las anticipaciones necesarias de nuevas capacidades en el marco de una programación oficial (programación plurianual de las inversiones o PPI). Con esta misión se combina la posibilidad jurídica de decidir del programa de licitaciones para obtener contratos a largo plazo a precios garantizados. La única restricción es que se impone el tipo de equipo justificándose por imperativos nacionales .

¹¹ Este dispositivo ya se probó en ciertos países para el desarrollo de capacidades de producción con base en las energías renovables o cogeneración (EEUU:, Gran Bretaña, Irlanda, etc.) y en Francia donde es potencialmente aplicable a proyectos nucleares.

garantizar totalmente que la programación esté bien ajustada y que las inversiones o las entradas suscitadas por este dispositivo estén adecuadas y eficaces. En tercer lugar, falsifica las señales del mercado mayorista. Los inversionistas en equipos de punta y base que no entran en este dispositivo no estarán incitados a hacerlo debido a los riesgos ligados a las ventas y los precios que tendrán que asumir ; preferirán reservarse para contestar las licitaciones. Finalmente, como los mercados eléctricos comuniquen entre si , se vuelve difícil justificar este enfoque basado en un postulado de autarcía cuando la programación se realiza bajo la hipótesis de un territorio nacional cerrado.

Se puede contestar a algunos de estos puntos. Primero un tal dispositivo permitiría limitar el ejercer el poder de mercado de los operadores en situación de picos de precios y de las crisis recurrentes ligadas a las tensiones crecientes sobre las capacidades, lo que va a favor de una mayor eficiencia del mercado. Segundo, a pesar de las perspectivas de integración de los mercados nacionales, se justifica políticamente un tal enfoque, en cuanto se presuma una escasez de las capacidades de interconexión en punta entre los sistemas, por la búsqueda de una garantía de disponibilidad en punta. Finalmente, dado la reducción de los riesgos relacionados a las ventas y a los precios que trae a los inversionistas este dispositivo, los precios de las respuestas a las licitaciones serán más bajos que los precios de los productores invirtiendo en un mercado volátil , lo que beneficiará a los consumidores.

En cambio, de las críticas emitidas por los economistas liberales, ciertos elementos relacionados con sus argumentos representan obstáculos efectivos para las inversiones en base u en semi-base:

- La puesta en operación de un tal dispositivo podría justificarse políticamente, en términos de aceptabilidad de la reforma, únicamente por las necesidades de capacidades en base debido a la sensibilidad de los picos de precios y del riesgo de penuria . Fuera de esta justificación , la organización de licitaciones para los equipos de base o de semi base estará demasiado en contra de los principios de la competencia que siguen siendo la base de las reformas , a menos que tenga otra justificación (como por ejemplo la promoción de las energías renovables en relación con la reducción del efecto invernadero, o en ciertos países como Francia, la promoción de una tecnología particular como lo nuclear en vista de limitar la dependencia energética a largo plazo balanceando las tecnologías de producción eléctricas).
- Si se reduce el “competitive bidding” a las únicas capacidades de punta, podría tener un efecto contrario sobre las inversiones en base y semi base, desactivando la función del mercado mayorista en punta (Buhotes et Crochet, 2002). De hecho el planificador-regulador no es omnisciente. La programación de las inversiones de punta sigue siendo aleatoria. Los equipos de punta llegarán tarde si el procedimiento arranca solamente después de una crisis; o llegarán demasiado temprano o en demasiada cantidad. En este caso el mercado se deprimirá en el periodo de punta o de semi punta; de hecho para los proyectos de inversión en base desaparecerán las perspectivas de ingresos altos de estos periodos que son indispensables a la rentabilización de estos equipos. Consecuentemente se inducirá un déficit de inversiones en base que podría provocar picos de precios durables y eventuales penurias a menos que se extienda el procedimiento a los equipos de base, con los problemas ya descritos anteriormente.

El dispositivo del “competitive bidding” es difícil de justificar en su totalidad, su operación se obstaculiza con varios defectos. Cabe notar que algunos proponen como cuarta solución

al problema de incentivos para invertir en equipos de punta un apoyo público por medio de una bonificación de las tasas de préstamo para el financiamiento de estos equipos (Orrell, 1998).

2.2.2 *La necesidad de arreglos contractuales a largo plazo*

Los preceptos liberales de las doctrinas antitrust clásicas recomiendan una des- integración vertical y horizontal radical en producción y suministro de energía y prohíben los contratos a largo plazo como consecuencia de trabajos teóricos sobre estos como barreras a la entrada (ver en particular Aghion y Bolton, 1986). En una perspectiva neo-institucional inversa, frente a las incertidumbres relacionadas a las ventas y a los precios de corto plazo en el mercado mayorista, Jokow y Schmalensee subrayaban desde el 1983 que los operadores buscarían espontáneamente los arreglos institucionales que les permitirían invertir sin arriesgar el oportunismo activo o pasivo de los compradores, o sea los contratos a largo plazo y más allá de la integración producción venta¹². Desde la puesta en marcha de las reformas, las evoluciones observadas confirman sus conclusiones.

En efecto, en el mercado competitivo con mercado descentralizado, los contratos bilaterales de una duración máxima de dos-tres años que se vuelven la regla al lado de las bolsas eléctricas facultativas son demasiado cortos. No mitigan el riesgo precio porque se indexan los precios en el precio de la bolsa eléctrica en cuanto se implementa en el país cuando los movimientos del precio spot son muy poco visibles en la casi totalidad de las bolsas establecidas. Garantías se exigen para entrar por inversiones en producción con contratos largos limitando el riesgo de ventas con cláusulas “take-or-pay” y el riesgo-precio por cláusulas de precios garantizados independientes del spot, con término fijo para asegurar la cobranza de los costos de capital.

El caso de las inversiones realizadas en producción entre 1990 y el 2000 en el Reino Unido demuestra que la situación pudo desarrollarse gracias a tales arreglos largos: después de 1990, a pesar del principio de no-integración de la producción y de la distribución/venta que preconizaba, el regulador los autorizó porque le preocupaba de ver las entradas incrementarse después de una repartición inicial entre muy pocos productores. Así autorizó el regulador la firma de contratos “forward” bilaterales de 15 años (y como se trata de “forward”, los precios son más o menos independientes del spot), entre los distribuidores y los entrantes en producción, ellos mismos siendo filiales minoritarias de los primeros. Cerca de 15 GW en unidades de ciclo combinado gas se construyeron en este marco a pesar del exceso de capacidad inicial (Newbery, 2001). Los costos adicionales de compra de electricidad de estas unidades estaban después trasladados a las tarifas pagadas por los clientes del segmento cautivo y reglamentado. A contrario, los entrantes por inversiones realizadas sin contratos – los “merchant-plants” señalados anteriormente – quebraron cuando se volteó el mercado. Esta justificación neo-institucionalista de los contratos a largo plazo se reencuentra en análisis más convencionales en las cuales se llega a la conclusión de contornear los principios que consideran estos contratos como obstáculos al desarrollo de la competencia. Newbery (1998,2000) defiende así el interés en los contratos a término para las entradas en producción con equipos nuevos. Lo importante en su proposición es la desconexión entre el precio contractual y el precio del mercado spot con el fin de garantizar

¹² Estaban refiriéndose a la experiencia de los contratos de producción independientes entre entrantes y « Utilities » en situación de monopolio de suministro que estaba desarrollándose en aquel entonces en los EEUU.

la recaudación del costo de capital¹³. Pero como esta análisis lo indica, la estabilidad de este dispositivo es posible solamente si el comprador esta disuadido de escoger entre las cantidades comprometidas en su contrato y las cantidades que podría comprar en el mercado spot en caso de diferencias significativas entre los precios contractual y spot; es válido también en el otro sentido, del productor hacia el comprador. Existe entonces una verdadera dificultad en esta propuesta debido a las diferencias previsibles entre el mercado spot y los contratos bilaterales a corto plazo que pueden suscitar comportamientos oportunistas de parte de los compradores cuando los precios del mercado spot se orientan durablemente a la baja y *vice-versa*. Para evitarla, los compradores deben tener la posibilidad de trasladar integralmente sus costos de compra de electricidad al mayoreo al precio de venta.

2.23 Un incentivo a la integración producción y suministro

En esta realidad de los mercados eléctricos, se ve lógico el hecho de mantener la integración producción – suministro que se observa en la mayoría de los países europeos. En muchos de estos países, donde la teoría standard del mercado no rige tanto las doctrinas de la competencia, los reformadores y reguladores buscaron más o menos conscientemente la reducción del problema de las inversiones en el futuro. No buscaron desmembrar de la producción ni del suministro en nombre de la competencia efectiva. No se cambiaron las estructuras industriales, y en particular la integración vertical entre producción y venta, en Alemania, Bélgica, España, Francia y Suecia (ver tabla a continuación). En Francia se trató claramente de conservar la posibilidad de invertir de nuevo en unidades adicionales electro-nucleares preservando así una fuerte integración vertical y horizontal. El movimiento de concentración horizontal y vertical que se observó recientemente en ciertos países (España, Suecia, Finlandia, y sobretodo en Alemania desde el 2000) corresponde también a esta respuesta clásica del mercado a una situación de riesgo.

	Concentración en producción (los primeros)	Concentración en distribución-venta (los 3 primeros)	Integración producción-venta	Propiedad dominante	Producción privada
Inglaterra-Galles	< 50% (C ₂)	37%	(limite entre 1990-1999) > 80%	Privada (P-T-D)	
Noruega	< 50% (C ₂)	40%	> 50%	Pública (P-T), municipal (D)	
Suecia	70% (C ₂)	52%	> 60%	Pública (P-T), municipal (D)	
España	75% (C ₂)	94%	> 85%	Privada (P-T-D)	
Alemania	70% (C ₂)	62%	> 70%	Privad o mixta (P-T), municipal (D)	
Países Bajos	< 50% (C ₂)	80%	20%	Privad (P), municipal	

¹³ Dentro de esta misma lógica, cabe notar que los países que enfrentaron el derrumbe de su mercado eléctrico como California y Brasil llegaron a adoptar en 2001 marcos de incentivos para la inversión basado en el principio de compras garantizadas a un precio estabilizado. En los dos casos, se creó especialmente una agencia que negoció unos contratos a largo plazo con los candidatos a la inversión. Los grandes “suppliers”/distribuidores compran de manera prioritaria la electricidad de estos contratos. Sin embargo en el caso de Brasil se trata de una agencia temporaria.

Las negociaciones de los contratos en California en periodo de crisis condujeron a un precio de 90 \$/MWh, mucho más bajo que el precio de crisis (200 o 300 \$/MWh), pero que sigue siendo mucho más alto que el precio al mayoreo en situación normal (20 a 30 \$/MWh). Un largo procedimiento de negociación esta en curso.

				(D)	
Bélgica	>95% (C ₁)	85% (C ₁)	85%	Pública (P-T), municipal o mixta (D)	
Italia	75% (C ₁)	93%	(limite) cerca de 70%	Mixta (P-T), pública o privada (D)	
Francia	90% (C ₁)	96% (C ₁)	90% (de los cuales 66% en los segmentos elegibles)	Pública (P,T,D)	

Fuentes: Comisión Europea (2002), *Second Benchmark Report*.; indicadores : C₁: participación en el mercado del primero; C₂: participación en el mercado de los dos primeros; P: producción; T: Transporte; D: Distribución.

Gran Bretaña, Noruega y Italia son los únicos países que tomaron medidas significativas de des-integración. Pero la evolución británica reciente ilustra también que , con el fin de premunirse del riesgo de volatilidad de los precios después de remplazar en el 2001 el pool centralizado por un mercado descentralizado con precios mucho más inciertos, el regulador dejo instalarse un doble movimiento: uno de integración vertical de los productores hacia la venta y uno de los suministradores hacia la producción, mientras que los productores independientes sin base de venta - los *merchant plants* - quebraron . Así se estima a cerca de 75% las transacciones tipo “*self-dealing*” en el mercado eléctrico británico. Adoptar esta forma de integración vertical facilita las posibilidades de inversiones en generación en el futuro gracias a la bases de ventas que las empresas eléctricas tienen en “aval^{*}”; asegura también un dominio relativo de los riesgos.

3. ¿ Cuales serían los enfoques específicos en los países en desarrollo?

En los países en desarrollo, el primer objetivo de las reformas eléctricas impuestas por las instancias financieras internacionales es evitar el problema del financiamiento de las inversiones en el contexto persistente de la deuda. El primer objetivo es atraer el capital privado par financiar nuevas inversiones, la mejora de los resultados del sector siendo un objetivo conexo evidente. La paradoja de estas reformas es que los reformadores y sus consultores ignoran demasiado frecuentemente las contingencias de estas inversiones a largo plazo en sistemas eléctricos en crecimiento rápido e irregular. En este contexto, más aun que en los países del Norte, las señales del mercado del modelo competitivo resultan insuficientes.

El tema de la disponibilidad en punta u extrema punta es , como expuesto anteriormente, el punto de entrada principal del problema de incentivos para las inversiones en los países del Norte; en este contexto desaparece totalmente frente al la meta más general de las inversiones en producción . Se demuestra a continuación que el desarrollo de arreglos contractuales a largo plazo bajo la autoridad pública quien conservaría así una función de planificación , se debe incluir en el “*design*” de las reformas.

3.1 La inadaptación del modelo competitivo a las inversiones

* « aval » : río abajo

Una diferencia mayor que presentan la gran mayoría de los países del Sur con los del Norte es la debilidad del marco institucional en el cual pueden desarrollarse las inversiones privadas en un contexto de competencia. Es importante que el marco legislativo y reglamentario esté bien claro y que asegure una protección contra las intervenciones discrecionales de las autoridades públicas o del regulador, que estén reconocidos y creíbles los procedimientos de arbitraje, que un derecho de competencia pueda enmarcar el juego de los actores presentes en el mercado. En términos concretos, los inversionistas requieren una posibilidad de previsión de la regulación y de la organización del sector. Como lo muestran los trabajos institucionalistas acerca de la estabilidad de los derechos de propiedad (Schleifer y Vishny, 1998; Stiglitz, 2002), el régimen político y las posibilidades de alternancia política permitidas en un contexto democrático debilitan las privatizaciones y los contratos a largo plazo realizados en un contexto de corrupción.

Más allá de extrema variedad de los niveles de desarrollo, de los tamaños de los mercados, del ritmo de crecimiento, de madurez de las infraestructuras de las redes et de los recursos disponibles APRA la generación eléctrica, se recomendó lo mismo a los países en desarrollo. Según el esquema intelectual dominante (ver la síntesis de Bacon y Besant-Jones, 2001)¹⁴, se trata con una reforma de construir una credibilidad institucional con el fin de atraer los operadores privados, des-integrando el sector a través de una separación de la distribución, privatizando las empresas de producción por medio de cesión de activos, introduciendo reglas de acceso a la red y construyendo un mercado mayorista unificado para completar las transacciones directas. La privatización y la competencia tienen como objetivo la creación de incentivos para la eficiencia de las empresas, particularmente por medio de ajustes de las tarifas muy lejos de los costos, de reducción de las pérdidas no técnicas y de la falta de recaudación en la distribución y de barreras a la intervención discrecional de la autoridad pública.

En resumen, se trata de llegar a un modelo acercándose al británico o a esquemas escogidos en ciertos estados de los EEUU con el fin de atraer inversionistas. Así en América Latina, pequeños países (Colombia, Bolivia, Ecuador, y los países de América Central) adoptaron este modelo sin más discernimiento siguiendo a Argentina y Chile (Millan, Lora y Micco, 2001; Fischer y Serra, 200; Weinman, 2002). Brasil llegó un poco más tarde debido a las dificultades para diseñar un mercado donde domina la hidroelectricidad y existen interdependencias de operación entre las unidades de una misma cuenca (justo después de encontrar los límites de este esquema en el 2001 cuando ocurrió el primer episodio de sequía).

Atrás de este esquema, existe siempre subyacente la idea de que los precios horarios, definidos por medio de la confrontación de las ofertas y demandas en un mercado organizado, son bien los únicos indicadores óptimos de la escasez de las capacidades destinadas a satisfacer la potencia de punta así como la demanda de energía. Sin embargo frente a la dificultad inherente a la realidad institucional de estos países, se admite que la reforma se haga de manera progresiva permitiendo una adaptación del entorno institucional del sector y la mejora de los resultados mientras que se desarrollen capacidades adicionales según el objetivo primero (Bacon, 1995; Bacon y Besant-Jones, 2001; Millan et al., 2001). Se pasa primero por la etapa llamada “Comprador Único” en la cual el antiguo monopolio público integrado conserva su monopolio de venta al mayoreo a los distribuidores,

¹⁴ Este artículo sintetiza la posición del departamento de la Industria y de la Energía del Banco Mundial que se expresó particularmente en la nota de información *Private Sector y Viewpoint*.

encontrándose a su turno en monopolio de venta. El dispositivo conlleva entonces licitaciones decididas por las autoridades públicas, contratos a largo plazo entre productores independientes y la empresa principal, con monopolio de suministro a los distribuidores. Los países de Asia del Sureste y del Sur (Malasia, Tailandia, Indonesia, India) que, al contrario de los países de América Latina, manifestaron reticencia al adoptar el esquema competitivo se quedaron en el esquema de comprador único y de la reforma de la empresa pública y de la distribución. En la perspectiva de organismos financieros internacionales, esta etapa es provisoria antes de pasar a la etapa del modelo descentralizado, competitivo y privatizado que serían los únicos capaces de emitir las señales correctas hacia las inversiones de los operadores privados. Se puede preguntar si esta transición hacia la etapa de competencia propicia la progresión hacia el desarrollo de las inversiones ya que no mitiga el riesgo económico de la inversión, a pesar de mejorar la credibilidad institucional.

3.1.1 Inversiones y mercado competitivo

Se presentaron anteriormente las dificultades que obstaculizan la realización de las inversiones en generación en el contexto de las industrias maduras. La mayoría de los países europeos pudieron ignorar las encontrándose en situación de exceso de capacidad en el momento de la reforma. Ahora en estas mismas industrias, se trata de diseñar dispositivos que no ponen fundamentalmente en cuestión la regulación de la competencia del sector. Se expuso como los dispositivos centrados solamente en la disponibilidad a corto plazo no correspondían forzosamente al reto y que la dificultad era encontrar dispositivos institucionales óptimos y una organización industrial que pueda garantizar estos desarrollos sin alejarse demasiado de los principios de competencia.

¿Pero, será posible confiar en estas soluciones en los sistemas eléctricos de los países del Sur, cuando crecen de una manera irregular y rápida y que la volatilidad de los precios en los mercados mayoristas trae una incertidumbre fundamental a los inversionistas? Esta interrogación se refuerza por la dominancia de la hidroelectricidad en muchos sistemas eléctricos de países del Sur, particularmente en América Latina, y más aun por el potencial hidráulico que queda todavía por desarrollar.

Primero se tiene que constatar que son muy limitadas las pruebas empíricas que sostienen el argumento del mercado competitivo des-integrado, en su habilidad a propiciar las inversiones en generación en los países del Sur. Los pocos ejemplos de industrias eléctricas liberalizadas según este modelo se encuentran en América Latina. En Chile, las inversiones realizadas se hicieron en el contexto de integración vertical producción – venta en un modelo de organización industrial poco abierto a la competencia en el mercado final, visto que los distribuidores conservaron un segmento cautivo importante que les permitió soportar un riesgo elevado. En Argentina, el problema de la inversión fue nunca muy urgente en la medida en que la liberalización del 1992 ocurrió en el momento en que se pusieron en operación grandes equipos hidráulicos trayendo una capacidad importante a los sistemas eléctricos argentinos (los 18 TWh de productible de Yacyreta correspondieron en el momento de su puesta en operación los 30 % de la energía generada total); los equipos instalados desde la reforma (3500 MW entre 1992 y 1999) son esencialmente turbinas de gas; se desarrollan en el marco de contratos a largo plazo con los distribuidores que conservan un segmento cautivo importante y se benefician en la mayoría de los proyectos de contratos de compra de gas, trasladando todo el riesgo del precio del mercado eléctrico

hacia el precio de compra del gas (Hasson, 1998)¹⁵. En Colombia, los desarrollos de capacidad parecen hacerse con base en los “power purchase agreement” concluidos antes de la reforma y transferidos a los distribuidores. Finalmente en Brasil, en el periodo transcurrido entre la preparación del marco de liberalización y la crisis del 2001, las incertidumbres del marco regulatorio así como las inversiones de los recursos de los operadores privados en la compra de compañías de distribución, consideradas como más rentables que las inversiones en generación, disuadieron las inversiones (Pinto, 2001; Araujo, 2002).

3.1.2 ¿ Las imperfecciones del mercado como incentivos a la inversión?

Algunos proponen jugar con las imperfecciones del modelo competitivo para satisfacer las necesidades de inversión a largo plazo. En buenos representantes de esta perspectiva, los expertos del Banco Inter- Americano ya citados (Millan, Lora y Micco, 2001) llegan bastante lejos en las distorsiones a los principios standard en nombre del desarrollo imperativo de capacidad. Destacan tres soluciones:

- Consideran primero que en un sistema reformado según el modelo des-integrado de tipo británico, no se condena finalmente la utilización del poder de mercado por pocos productores porque se traduce en precios altos y así permite atraer entradas y suscitar el desarrollo de capacidades adicionales (op. cit. , p. 33). Los precios eventualmente muy altos así alcanzados en un periodo de tensión en las capacidades son entonces bienvenidos ya que permiten atenuar la penuria y disminuir el problema de concentración. Se puede objetar que la eficiencia de este camino basado en las imperfecciones del mercado no puede demostrarse por dos razones: la desconfianza de los inversionistas frente a la volatilidad de los mercados y el problema ineluctable de aceptabilidad social de los periodos de picos de precios para incentivar la inversión.
- Consideran después – y así se refiere a la constatación previa de la necesidad de aceptar arreglos que están en contra del modelo standard de competencia – que en un mercado marcado por una incertidumbre alta en los precios, los inversionistas deben entrar en contratos a largo plazo que trasladan el riesgo hacia otros actores del mercado. D. Newbery (2001) destaca esta solución bajo la hipótesis de que el riesgo de interrupción de suministro y la volatilidad alta de los precios crean un incentivo hacia ciertas categorías de compradores, quienes están buscando un suministro estable y a precio garantizado, o sea a firmar contratos a largo plazo con precios desconectados del precio del mercado spot, o sea a construir ellos mismos los equipos de generación eléctrica. Se puede observar algunos grandes compradores de electricidad en las industrias electro-intensivas proceder de esta forma en cierto países o también desarrollar su propia capacidad de producción, vendiendo los excesos eventuales a la red. Estos caminos vuelven a los caminos emprendidos en la historia del desarrollo de ciertas industrias eléctricas (Escandinavia, países alpinos, provincias canadienses) al final del siglo XIX

¹⁵ Para completarla descripción, se puede añadir que los distribuidores argentinos están sometidos a una contingencia regulatoria de integración vertical en producción de 30%. Pero por medio de la toma de control financiero entre los diferentes niveles del sector eléctrico, otras relaciones de integración vertical así se crearon. Cabe señalar también que el mercado al mayoreo argentino no se basa en licitaciones con precio declarados hora por hora pero en una declaración anual de costos variables, lo que limita la volatilidad de los precios al mayoreo. Finalmente, desde 1996 no hubo ningún compromiso de nuevo proyecto frente a las incertidumbres macro económicas importantes en este país.

y principios del XX° y pueden constituir solamente vías secundarias. En efecto, del lado de los compradores , pocos otros actores tienen interés a seguir este camino de integración vertical.

- Consideran finalmente que, si no se llega a un marco institucional estable propiciando la inversión con un riesgo reglamentario y político reducido, se podría en todo caso satisfacerse con esta debilidad institucional considerando que las posibilidades de captura de la autoridad pública (administración, regulador) por los intereses industriales también pueden constituir un entorno propicio a la inversión.

Frente a estas contorsiones teóricas, se prefiere tomar la posición inversa. Parece mucho más lógico diseñar dispositivos organizados con base en la necesidad de enmarcar las inversiones por una coordinación a largo plazo y de reducir los riesgos por contratos a largo plazo, y eso en una organización industrial más desconcentrada que los monopolios públicos integrados anteriores con el fin de mantener las autoridades públicas a distancia y de introducir incentivos para la eficiencia. La función de los intercambios competitivos puede ser limitada al margen de la organización industrial , para ajustes a corto plazo sin que los precios spot puedan volverse los precios directores de los contratos.

Frente a los fracasos repetidos del modelo de competencia en el desarrollo de las capacidades, se retornará probablemente a dispositivos más cercanos del modelo con comprador único, privilegiando los compromisos contractuales a largo plazo, como se contempló en Brasil después de la crisis del 2001, lo que se explica parcialmente por las fallas de inversión. Entonces se consideran de nuevo a continuación las ventajas y límites del modo de organización con comprador único y arreglos contractuales asociados para contestar al reto del desarrollo de capacidades adicionales.

4.2 Ventajas y límites de los dispositivos de coordinación a largo plazo

El dispositivo del comprador único se enmarca en una organización industrial de monopolio integrado por separación de la distribución pero donde esta empresa “comprador único” detiene el monopolio de las ventas al mayoreo a los distribuidores et a veces a los industriales muy grandes. Es el primer modelo puesto en práctica en los países en desarrollo para contornear la limitación de financiamiento encontrada por las empresas en el contexto general de crisis de la deuda:

- Los gobiernos autorizan empresas privadas a invertir para generar y vender electricidad en el marco de contratos a largo plazo con la empresa “comprador único”. Estas entradas se efectúan por licitaciones y con base en la competencia entre los candidatos a la producción independiente.
- Estos “power purchase agreements” permiten levantar fondos con los organismos de crédito para financiar la mayor parte de la inversión bajo la modalidad de “Project financing” (o sea fuera del balance de la empresa); conllevan generalmente cláusulas de repartición de los riesgos y condiciones de compensación del uso del capital favorables a los productores independientes; cláusulas “take-or-pay” (lo que impide al comprador único despachar en función de los costos variables); cláusulas de precio presentando una estructura de remuneración con una parte fija importante.

Estas cláusulas crean “rehenes” (Williamson, 1986) y protegen los inversionistas de los riesgos del mercado. Así estructurados , los “PPA” permiten montajes complejos con varios contratos para el financiamiento, la compra del equipo, su operación, la compra del

combustible. Es el caso de los montajes BOOT (Build-own-operate-transfer), BOO y BLT (build-lease-transfer) o sea CAT (construcción-arrendamiento-transferencia). Lo más frecuente es que, en los contextos institucionales y económicos en los cuales se usan, el Estado tiene que aportar la garantía de pago de la electricidad vendida al comprador único así como la garantía de los préstamos. Se precisa rápidamente a continuación las ventajas y los límites de este modelo con respecto al modelo de monopolio público y al modelo de competencia.

4.2.1 Las ventajas y los límites del modelo de coordinación a largo plazo

Con respecto al modelo de monopolio público, lastrado por la falta de incentivos para la eficiencia y limitado por la crisis de la deuda en sus esfuerzos de desarrollo de las capacidades adicionales, este modelo presenta la ventaja de poder desbloquear el levantamiento de capital atrayendo operadores privados.

Comparado con el modelo de competencia en el cual las señales del mercado son las que inducen los incentivos para la inversión por actores descentralizados y no coordinados, el modelo del comprador único ofrece ciertas ventajas:

- Permite la planificación por el comprador único o la autoridad pública que supervisa el sector; permite consecuentemente evitar situaciones de penuria donde se ejerce el poder de mercado de los productores después evidentemente de salir de la situación de penuria inicial;
- Permite mantener un precio mayorista no volátil y relativamente previsible para los compradores;
- Ofrece las garantías necesarias a los inversionistas en términos de repartición de riesgos

Las cláusulas de repartición de riesgos tienden a trasladar una gran parte de los riesgos hacia el comprador único (y consecuentemente hacia el presupuesto del Estado y los consumidores) en los primeros proyectos. Pero dinámicamente, las relaciones están más equilibradas, cuando el entorno institucional y macro-económico se estabiliza y inspira más confianza de parte de los desarrolladores y de los financieros (Corduke, 1995; Finon, 1998).

Los límites del modelo del comprador único vienen menos de sus defectos intrínsecos que del entorno institucional y macro-económico en el cual está aplicado. Supone un sector en parte ya reformado para lograr un buen nivel de eficiencia. Aun cuando el entorno alcanza tal nivel, el modelo sigue expuesto gravemente a las incertidumbres macro-económicas.

- El impacto de los defectos del entorno institucional

Se considera a veces que el modelo del comprador único limita el costo político de la reforma por preservar el papel de la empresa eléctrica nacional y evitar la introducción compleja y desorganizadora de la regla de acceso a la red a terceros. Tomando en cuenta el monto del pago de la electricidad generada por los productores independientes (IPP), este modelo está considerado como un incentivo para la reforma de la empresa “comprador único”, para racionalizar la gestión de los distribuidores que provienen de una separación institucional (falta de recaudación, pérdidas no técnicas), y obliga así la autoridad ministerial a alinear los precios con los costos.

En la realidad, se observa que la situación es otra en muchos países, particularmente en Asia del Sur y en las economías en transición que adoptaron este modelo (Lovei, 2001). En primer lugar, el comprador único se encuentra apretado entre los precios altos de los contratos IPP y el nivel bajo de los ingresos proviniendo de los distribuidores. Dos factores mantienen esta situación de “*squeeze*”: las hesitaciones de las autoridades gubernamentales a ajustar las tarifas reglamentadas y la falta de incentivos hacia los distribuidores para reformarse y mejorar sus resultados, porque entre otros, no están en relación contractual directa con los IPPs. Para evitar este problema, Lovei recomienda que los distribuidores contraten directamente con los entrantes en el marco de los contratos a largo plazo.

En segundo lugar, la habilidad a programar y generar contratos que parece ser una calidad de este modelo, puede ser afectada por la deficiencia de capacidad a prever y programar del comprador único y de las autoridades competentes, en particular cuando problemas de corrupción interfieren con las decisiones de licitaciones y de selección, como suele acontecer en muchos países (Lovei, 2001). Esto puede desembocar en una puesta en cuestión de los contratos en caso de cambio de gobierno¹⁶.

- *Los costos adicionales del modelo del comprador único*

Aun en un entorno institucional creíble, este tipo de organización no está óptima, porque implica costos adicionales y ciertos riesgos para el comprador único y el presupuesto nacional por varias razones:

- En primer lugar implican una pérdida en costos de coordinación por la cláusula de “take-or-pay” en los contratos que impiden la despachabilidad de los IPPs con base en los costos variables. Además, frente a las condiciones erráticas del crecimiento macroeconómico que se traducen en periodos de exceso de capacidad, estas cláusulas introducen también obligaciones de pago muy importantes por el comprador único durante estos periodos. (Se puede reprochar a este modelo no tener mecanismos reflejando el estado de la tensión oferta-demanda y transmitir los costos de rigidez de la relación contractual con el IPP al presupuesto público y eventualmente a los consumidores; un modelo de competencia con bolsas eléctricas repercute la situación de exceso de capacidad en los precios mayoristas por comparación (Lovei, 2001)).

- En segundo lugar el costo de los arreglos contractuales es alto para el comprador único comparado a sus propios costos de producción. Las tasas de préstamo en “project financing” de los productores independientes (que entonces no son garantizados por los activos generales de las empresas) incluyen un premio de riesgo elevado además de las tasas importantes de remuneración del capital propio que buscan los IPP (15 a 20%). Este costo llega mucho más allá de lo que sería el costo de préstamos directos a la empresa con garantía del Estado en el mercado local u internacional, si tuviera esta posibilidad evidentemente, lo que es el problema desde el inicio¹⁷.

¹⁶ Otro defecto del mismo tipo está señalado por Lovei: los incentivos ligados a la posición de “single buyer” conducen a menudo a ignorar las posibilidades de compra de electricidad a medio plazo a los países limítrofes.

¹⁷ Se puede añadir a este respecto que los costos de transacción ex – ante y ex – post son considerables. Los montajes en BOO y BOOT son necesariamente complejos en la organización de la repartición de los riesgos, con múltiples contratos firmados entre partes diferentes para cada uno de estos riesgos: riesgo combustible, riesgo del tipo de cambio, riesgo país, etc. Los costos ex – post de adaptación de los contratos en caso de

- En tercer lugar este tipo de organización no presenta ventajas en términos de limitación de la deuda pública ya que la garantías de préstamo se contabilizan en los compromisos de endeudamiento del Estado.

- Finalmente, los cambios en el entorno macro económico pueden complicar la aplicación de los contratos de producción independiente e encarecerlos considerablemente (Newbery, 2001). El comprador único y el Estado que a menudo garantiza el pago de la electricidad generada por el productor independiente están expuestos al riesgo del tipo de cambio, muy importante a dos niveles: la compra de combustible cual precio esta en dólares y los reembolsos de los prestamos. Las compañías eléctricas de los países asiáticos se encontraron así en situación crítica desde 1999 en Indonesia, Malasia y Filipinas después de la crisis financiera de los países de Asia del sureste el 1998¹⁸. Numerosos proyectos en construcción fueron parados frente a la interrupción de pago de remuneración de los equipos existentes.

Estas dificultades sugieran contentarse con el marco institucional de las empresas públicas reformadas que conservarían su monopolio de venta. ¿Pero cual serían las condiciones de restauración de su capacidad de empréstito en el mercado de capitales local u internacional? La condición mínima sería el control parcial de empresas privadas sobre la compañía “comprador único” y sobre los distribuidores para alejar a las autoridades públicas. Pero esta solución no agota el tema.

- *La exploración brasileña de una vía híbrida combinando comprador único, contratos a largo plazo y mercados de contratos*

Los dos medios principales identificados para evitar las dificultades de inversión son la coordinación de las decisiones de inversión y la limitación de los riesgos de los inversionistas por contratos a largo plazo con el fin de obtener los financiamientos necesarios. Como comentado en lo anterior, estas dificultades provienen de tres problemas principales: el riesgo de previsión asociado a la cláusula “take-or-pay”, la credibilidad del comprador único y de los revendedores- distribuidores a recaudar los ingresos necesarios a la cobertura de los precios de los PPAs y el riesgo de tipo de cambio en los contratos a largo plazo asociados a las compras en divisas de equipo y de combustible.

¿Si estas dificultades pueden resolverse parcialmente cómo se puede recurrir al modelo de comprador único? Primero este modelo puede ser eficaz en un contexto de incentivos para mejorar los resultados de los distribuidores que compran supuestamente al comprador único, si la distribución esta parcialmente privatizada y si el regulador practica una regulación reflejando los costos (excepto en el caso de tarifas sociales bien definidos). En segundo lugar el problema del riesgo-divisa esta atenuado en un país disponiendo de recursos hidráulicos importantes que evitan la dependencia de la importación de combustibles. Este caso podría aplicarse igualmente a los países que cuentan con recursos de combustibles que no se venderían en divisas , u en donde el combustible esté reservado al

litigio son también muy elevados. Los contratos en los países del Norte siguen siendo más simples debido a que los riesgos son mucho más bajos.

¹⁸ D. Newbery (2001) considera que la caída del valor de las divisas en Asia del Sureste provocó un crecimiento de 50% del precio de los PPAs sin que las compañías puedan transferir los costos en los compradores. Cita por ejemplo el caso de la compañía nacional de Malasia, que soportó los efectos de una devaluación de 2.53 a 3.89 Ringgits/\$ al fin del 1997 y vio el precio de la electricidad de estos contratos de compra a los IPPs pasar a 8.5c\$/kWh cuando el precio promedio de venta seguía bloqueado a 2 c\$/kWh en 1998-1999 (World Bank, 1999).

consumo de las empresas nacionales públicas. Si además, el país tiene una industria nacional de equipos eléctricos, se encuentra una configuración en la cual el riesgo-divisa asociado a los contratos IPP podría ser limitado, en el caso donde el mercado financiero local tiene como satisfacer la demanda de recursos financieros de los inversionistas eléctricos. Brasil y de una cierta forma México podrían encontrarse en esta configuración, en la cual el modelo del comprador único o un modelo similar combinando un comprador central y distribuidores podría ser eficiente.

Frente a la tercera dificultad mencionada, o sea organizar el desarrollo de las inversiones pesadas a largo plazo en un contexto de irregularidad del crecimiento económico, el esquema estudiado en el 2003 en Brasil suscita reflexiones interesantes (PSR, 2003). Está enfocado en la seguridad a largo plazo. Para lograrla, se fundamenta en los tres escenarios oficiales de prospectiva a 10 años (escenarios “móviles”)^{*ndt} que toman en cuenta duraciones de realización. La autoridad pública tendrá a cargo diseñar los diferentes escenarios de prospectiva de la demanda eléctrica¹⁹. Este esquema limita las relaciones contractuales a los intercambios al mayoreo²⁰. Movilizará tres marcos contractuales:

- Para cada distribuidor, una canasta de contratos largos con todos los productores para permitir el desarrollo de la capacidad conforme a la meta baja de los escenarios oficiales; este sistema necesita que exista un agente (“broker”) único que negocie el precio de los contratos y fije el precio de reventa al mayoreo;
- Contratos bilaterales entre entrantes y distribuidores con vista al desarrollo de capacidad complementaria con referencia al escenario bajo, o para compras a más corto plazo en caso de no ajuste de sus contratos;
- Integración vertical de los muy grandes consumidores con desarrollo de capacidad propia y posibilidad de reventa de los excesos de manera bilateral.

El nuevo dispositivo excluiría la existencia de un mercado al mayoreo para agilizar los ajustes a corto y medio plazo con referencia a los compromisos de las compañías distribuidoras. Articulándose estos tres tipos de arreglos antes mencionados, el dispositivo debería garantizar un desarrollo de capacidad correspondiendo al crecimiento de la demanda bajo la hipótesis baja del escenario de referencia. En caso de crecimiento de la demanda más rápido de lo previsto en el escenario de referencia, el exceso de demanda que tienen que cubrir los distribuidores estaría satisfecho por contratos firmados por los distribuidores con los productores/inversionistas para desarrollar nuevas capacidades de realización rápida.

La definición de las tarifas al mayoreo pagadas por los distribuidores tendrá el objetivo de volver rentables las nuevas inversiones, añadiendo un valor de opción a las tarifas calculadas con base en un costo promedio de los costos de un parque adecuado a los tres escenarios de demanda (bajo, referencia y alto). Si las inversiones realizadas en este marco son demasiado elevadas comparadas a la demanda efectiva, las tarifas no tendrán que subir para rembolsar las inversiones sobrantes.

Este dispositivo supone dos condiciones: que los distribuidores regionales conserven un amplio mercado cautivo u estable y que sean capaces de repercutir a las tarifas una parte de

^{*ndt} Se refiere a un escenario “deslizante” que se pone al día continuamente conforme va transcurriéndose el tiempo.

¹⁹ Según la prospectiva, la demanda en Brasil a horizonte 2012 variará entre 58 050 y 72 260 MW para una capacidad actual de 42 500 MW, o sea una demanda de capacidad adicional de 9 800 a 18 700 MW: según el escenario puede hasta duplicarse (PSR,2003).

²⁰ Excepto algunos muy grandes consumidores.

la alza eventual del costo de los contratos de suministro. Referente a la primera condición, estará limitado por límites de duración contractual (5 años mínimos) el pasar consumidores elegibles a los productores. En lo que se refiere a la segunda condición, las reglas tarifarias que el gobierno brasileño decidió, no parecen garantizar a priori la cobertura de los costos lo que pondría en peligro la durabilidad^{*ndt} de dicho dispositivo, por ser expuesto al oportunismo de la autoridad pública.

- con un comprador único, el desarrollo propio de capacidad por los usuarios muy grandes con reventa de los excesos y los contratos bilaterales entre entrantes y distribuidores para el desarrollo de capacidad complementaria, acoplados con una bolsa eléctrica para los ajustes mensuales y diarios. Articulando estos tres arreglos, garantizará un desarrollo mínima de las capacidades que satisfaga el crecimiento de la demanda en un escenario de crecimiento de referencia con un horizonte de medio plazo (10 años) en el contexto de comprador único (probablemente Electrobras), la autoridad pública responsable por los escenarios de previsión de la demanda eléctrica²¹.

La definición de las tarifas al mayoreo pagados por los distribuidores tendrá por objetivo permitir la rentabilización de estas nuevas inversiones, añadiendo un valor opcional a las tarifas calculadas con base en un costo promedio con un parque adaptado a los tres escenarios de demanda (bajo, referencia y alto). Si las inversiones así calculadas resultan demasiado elevadas comparadas con la demanda efectiva, las tarifas no se incrementarán para rembolsar las inversiones realizadas.

En caso de crecimiento más rápido de la demanda que el previsto en el escenario de referencia, el exceso de demanda que los distribuidores se enfrentarán debería satisfacerse con contratos firmados por los distribuidores con productores / inversionistas que desarrollarían capacidades adicionales con corta duración de realización. Si tensiones aparecen en las capacidades, las alzas de precios en el mercado organizado MAE serían trasladadas a los precios de estos contratos bilaterales. Este dispositivo supone que los distribuidores regionales conserven un mercado cautivo amplio y que estén capaces de pasar en las tarifas una parte de la alza eventual del costo de los contratos de suministro. (esto no parece seguro por las reglas tarifarias que el gobierno brasileño decidió, pero esto es otro tema).

Si se pone en práctica este dispositivo híbrido, estará también expuesto a la tensión entre dos lógicas: la de la planificación/programación y la del mercado de los contratos ligados a la lógica a corto plazo de la bolsa eléctrica. Ya se subrayó un riesgo de tensión similar en la propuesta de Newbery (2001) cuando propone de fundamentar la expansión de las capacidades en los contratos bilaterales largos cuyo precio sería independiente de los precios del mercado organizado; la literatura tratando de la economía de los contratos menciona ampliamente los riesgos de oportunismo de una o la otra de las partes en caso de diferencias marcadas y durables entre el precio del mercado spot y el precio garantizado de los contratos. En el esquema presentado, se imagina difícilmente que los distribuidores no van a buscar un suministro al menor costo y que no van a querer renegociar el contrato en caso de precios de mercado bajos.

5. Conclusión

^{*ndt} “durabilidad” se usa aquí en el sentido de lo que confiere el carácter sustentable, sostenible al dispositivo; correspondería al neologismo de “sustentabilidad”

La seguridad de suministro y la disponibilidad a corto plazo vistos como bien colectivo por un lado, los incentivos para la inversión a largo plazo por el otro, han sido los grandes olvidados por las reformas de las industrias eléctricas en los países del Norte y del Sur, tan fuerte fue el optimismo de los reformadores en la habilidad de las señales del mercado para asegurar el desarrollo de las capacidades necesarias para la disponibilidad así como para crear los incentivos para la inversión en equipos de base y de punta.

Las soluciones diseñadas en los países del Norte para enfrentar las deficiencias de los mercados se entienden tomando en cuenta el nivel de madurez de sus sistemas eléctricos y la necesidad moderada de capacidades adicionales. Así se demostró que se puede abordar este problema por lo que se pone en juego con la disponibilidad a corto plazo. Pero las soluciones "pigovianas" y "coasianas" imaginadas para la oferta de punta no parecen claramente eficaces y no constituyen una respuesta a la altura de las necesidades de equipos de base en estos países. El exceso de capacidad eléctrica de la mayoría de estos países pospuso esta cuestión. Algunos descartaron este problema de manera indirecta persiguiendo otros objetivos, en particular el incentivo para la entrada, autorizando contratos a largo plazo a precios altos entre entrantes y distribuidores, o también manteniendo la integración producción-venta de los operadores principales, como en Alemania, en Francia, en España y en Bélgica. Estas soluciones no evitarán la necesidad de instaurar modos de coordinación a largo plazo en caso de crisis de precios y de penuria sucesivas.

En los países en desarrollo que se confrontan a un crecimiento de la demanda eléctrica rápida e irregular, parece que la organización del sector debe ser estructurada en función de la necesidad de instalar capacidades adicionales para satisfacer el crecimiento rápido pero incierto de las necesidades. Debido a la importancia de lo que se pone en juego, los conceptos propios de las reformas de los países del Norte, ya imperfectos, no pueden transferirse sin una reflexión complementaria. En caso de la adopción del modelo de competencia, des-integrado, este modelo tiene que, o integrar las imperfecciones competitivas para permitir que se ejerzan permanentemente las fuerzas del mercado que permiten a los precios subir por arriba de los precios competitivos, o autorizar la evacuación fuera del mercado de una parte importante de las transacciones, autorizando en particular los contratos bilaterales a largo plazo. El modelo del comprador único podría ser una buena alternativa para evitar las contorsiones del paradigma de la competencia, pero para imponerse como solución indiscutible necesitaría que se establezca el entorno institucional y se vuelva más previsible el entorno macro económico, lo que tampoco es el caso.

Queda entonces por encontrar soluciones híbridas adaptadas a cada caso pero, de una manera u otra, que confieran a la autoridad gubernamental o reglamentaria el poder de coordinar las inversiones en producción así como en la red, y que creen posibilidades de arreglos contractuales a largo plazo que permiten mitigar el riesgo de ventas y de precio.

Es mucho más lógico diseñar dispositivos organizados con base en la necesidad de enmarcar las inversiones por la coordinación a largo plazo y la reducción de los riesgos. Entonces debe diseñarse cuidadosamente la organización industrial para que sea más desconcentrada que los monopolios públicos anteriores y para que se pongan a distancia las autoridades públicas con el fin de introducir incentivos para la eficiencia. En el futuro es probable que se tenga que volver a principios más cercanos a los del comprador único y privilegiar los compromisos contractuales a largo plazo en los países en desarrollo.

References

- Abbot M., 2001, Is the security of supply a public good?, *The Electricity Journal*, August-September, p. 31-33.
- Aghion P., Bolton P., 1987, "Contracts as a barrier to entries", *American Economic Review*, Vol. 77, n°3, p. 388-401.
- Araujo J.L., 2002, *A questao de investimento no sector electrico brasileiro : reforma a crise*, Working Paper, Instituto de Economia, UFRJ.
- Bacon R.W., 1995, "Competitive contracting for privately generated power", *Private Sector*, World Bank group;
- Bacon R.W. and Besant-Jones J.E. 2001, *Global Electric Power Reform, Privatization and Liberalization of the electric power industry in developing countries*, Annual Review of Energy and Environment, n° 26, p. 331-59.
- Bergman L. and v.a. ,2000, *A European Market for Electricity ?*, CEPR, Londres (Monitoring European deregulation series).
- Besser J. G., Farr J. and Tierrey S., 2002. "The political economy of long term generation adequacy: why an ICIAP mechanism is needed as part of standard market design ?" *The Electricity Journal*, August/Sept., vol 15, n°17.
- Besser J.C. , Farr J.G., Tierney S.F., 2002, "The political economy of long term generation adequacy: Why a capacity markets (ICAP) is needed as part of standard market design?" *The Electricity Journal*, August/September
- Bohn R.E., Golub B.W., Tabors R.D., Schweppe F.C., 1982 , "Deregulating the generation of electricity through the creation of spot markets for bulk power", *The Energy Journal*, vol , n° , p.71- .
- Boreinstein J. et Bushnell J., 2000, "Electricity restructuring: deregulation or reregulation ?", in *Regulation*, summer, vol 23, n°2.
- Bouttes J.P. et Trochet J.M.(2002), *Marché de gros et bourses électriques en Europe et aux Etats-Unis*, Présentation aux Conférences Jules Dupuits, Paris, Décembre 2002
- Bowring J. et Granlich R., 2000, "The role of capacity obligation in a restructured PJM electricity market". *The Electricity Journal*, November, vol 13, n°9, p.57-67.
- Castro-Rodriguez F., Marin P.L., Siotis G. , 2001, *Capacity choices in liberalized electricity markets*, Discussion Paper 2998, Center for Economics Policy Resach (CEPR), London
- Chao H.P. et Huntington H. ed, 1998, *Designing competitive electricity markets*, Boston (Mas.): Kluwer.
- Crew M.A. et Kleindorfer P.R., 1986, *The Economics of Public Utility Regulation*. London, MacMillan Press.
- Cordukes R. dir. 1995, *Submission and evaluation of proposals for Private power generation projects in developing countries*, Working paper, World Bank, Washington
- David A. et Wong K. 1994, Investment in competitive electricity: scope for incentives contracts. *Energy Economics*, vol 166, n°1, p.27-35.
- European Commission [2000], *State of implementation of the EU Electricity Directive 96/92 EC. Country by country overview. State of play by the end of May 2000*, Brussels, European Commission.
- European Commission (2002), *Implementing the internal energy market, Second benchmarking report*, Brussels, European Commission.
- Finon D. [1997], La concurrence dans les industries électriques : l'efficacité au prix de la complexité transactionnelle et réglementaire ?, *Economies et Sociétés, série « Economie de l'Energie »*, N°5-6, pp. 13-46.
- Finon D (1998), « La contractualisation en production indépendante : une évolution parallèle entre pays industrialisés et pays en développement », in Finon D. et Kouo D. dir. , *Investissements et contractualisation dans les industries électriques africaines*, Québec, Editions IEPF, p. 205-232.
- Finon D. [2001], «Reforms in the French power system: from weak contestability to effective competition?», *Energy Policy*, n°29, pp. 755-768.
- Finon D. et Glachant J.M.dir. (2003), *Competition in European electricity industry: a cross-country comparison*, Londres: Edward Elgar.
- Frankel P.H. , 1953, "Integration in the oil industry", *Journal of Industrial Economics*, Vol.1, Issue 3, p.202 et suiv;

- Fischer R. et Serra P., 2000, “Regulating the electricity sector in Latin America”, *Economia*, Fall 2000.
- Ford A. 1999, “Cycles in competitive electricity market”, *Energy Policy*, vol 27, n° , p.637-658.
- Glachant J. M. and Finon D. [2000], “Why do the European Union’s electricity industries continue to differ?”, in C. Ménard, ed., *Institutions, Contracts and Organizations*, Londres, Edward Elgar, pp. 432-456.
- Green R., 2001, “Markets for electricity in Europe”, *Oxford Review of Economic Policy*, vol 17, n°3.
- Green R. et al., (1997) , “Transmission Pricing in Electricity”, *Utilities Policy* (Special issue), Vol.6, No 3, 1997
- Hoff K..2002- « The logic of Political Constraints and Reform With Applications to Strategies for Privatization”.- *The World Bank*, December 2002, 39 p.
- Hugues W.R. et Parece A., 2002, “ The economics of price spikes in deregulated power markets”, *The Electricity Journal*, July, p.31-44.
- Hunt S and Shuttleworth., 1996, *Competition and choice in electricity*, West Sussex, John Wiley of Sons.
- Hunt S., 2002, *Making competition work in electricity*, New York, J. Wiley of Sons.
- IEA, 2001, *Competition in electricity markets*, Paris, OCDE.
- Joskow P., Schmalensee R., 1984, *Power Markets*, Cambridge (Mass.),MIT Press
- Joskow, P., 1996. Introducing competition into regulated network industries : from hierarchies to markets in electricity, *Industrial and Corporate Change* Vol. 5(2,) 341-382.
- Joskow P. 1997, “Restructuring, competition and regulatory reform in the U.S. Electricity Sector”, *Journal of Economic Perspectives*, Vol 11, n°3 (summer), p.119-138.
- Joskow P. 2002, *Investment in new generating capacity*. MIT, May 30, 2002.
- Lovei L. 2001, The Single Buyer Model, A dangerous path towards competition, *View Point*, (225),Energy Sector Unit, World Bank, (www.worldbank.org/html/fdp/notes/)
- Millan J., Lora E., Micco A., 2001, “Sustainability of the electricity sector reforms in Latin America”, Seminar *Towards competitiveness: the institutional path*, Interamerican Bank, March 2001.
- MME (Ministerio de Minas e Energia), 2003, *Proposta de modela institucional do sector electrico*. Julho de 2003, Governo Federal. Brasil.
- Newbery D., 1998, “Competition contracts and entry in the electricity spot market, *Rand Journal of Economics*, vol 29, n°4, Winter.
- Newbery D.M. (2001), *Issues and options for restructuring the Electric supply industry*, Cambridge University, Working Paper, Department of Applied Economics
- Oren S., 1999, “Ensuring generation adequacy in a competitive electricity market”, Workshop “*Long-term guarantee to supply*”, Madrid, Comission Nacional de la Energia, 7 june 1999.
- Penrose E. , 1953,
- Pinto H.J.,2001 , *Revue de l’Energie*,
- PSR, 2003, *Sobrecusto na electricitico expansao sob incerteza*, Brasilia Secretaria de l’Energia (Document de travail).
- Shleifer A., Vishny R. W., 1998- *The Grabbing Hand – government Pathologies and their Cures*.- Cambridges, MA : Harvard University Press, 1998
- Shuttleworth G. 2002, “Hot topics in European Electricity: what is relevant and what isn’t?”, *The Electricity Journal*, October.
- Stoft S. 2002, *Power System Economics, Designing Market for Electricity*. New York, Wiley IEEE
- Von der Fehr N.H. and Harbord D.C.1997, *Capacity investment and competition in decentralised electricity markets*, Department of Economics, (WP n° 27), University of Oslo
- Weinmann J., 2002, *An institutional characterisation of electricity sector restructuring in Latin America*, Presentation at the ISNIE international Conference , MIT, Boston, September 2002, 33 p.
- Wilson R., 1998, *Efficiency consideration in designing electricity Markets*. Report to the Competition bureau of Industry, Canada.
- Wilson R. 2002, “Architecture of Power Markets”. *Econometrica*, vol 70, n°4, July, p.1299-1340.
- World Bank 1999, *Energy after the financial crisis*, Washington DC: World Bank