Cambio en el marco regulatorio del sector eléctrico en el Uruguay

Marcel Vaillant (Coord.)

CAMBIOS EN EL MARCO REGULATORIO DEL SECTOR ELÉCTRICO

EN EL URUGUAY

CONVENIO AUTE- UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA

INFORME DE LA UNIVERSIDAD

Coordinación:
Marcel Vaillant

Equipo de trabajo:
Gustavo Bittencourt
Lincoln Bizzozero
Hector Pastori
Andrés Pereyra
Ruben Tansini
Patricia Triunfo

Diciembre, 1995

Departamento de Economía- Facultad de Ciencias Sociales
Universidad de la República

El informe está basado en la versión corregida de las reunioness mantenidas entre la Mesa Ejecutiva de AUTE y el Equipo de Investigación del Departamento de Economía, realizadas los días 7 y 14 de setiembre de 1995. El sindicato proporcionó al Departamento de Economía las versiones desgravadas de estas reuniones. Siguiendo la estructura de la mismas, reduciendo partes y ampliando otras, se elaboró el presente informe.

El Equipo de Investigación del Departamento de Economía (FCS) estuvo formado por: Gustavo Bittencourt; Hector Pastori;Andréss Pereyra; Patricia Triunfo; Ruben Tansini; Marcel Vaillant. Se contó además con la colaboración de Lincoln Bizzozero (Unidad Multidisciplinaria-FCS). Walter García Fontes, Profesor visitante de la Universidad Pompeu Fabra (Barcelona) en el Departamento de Economía, especialista en el campo de la organización industrial, realizó numerosos y valiosos comentarios al trabajo. Ruben Tansini, Director del Departamento de Economía, participó en las distintas instancias de discusión del equipo de trabajo (internas y externas), además que contribuyó con comentarios relevantes al informe global que se presenta. La coordinación general del trabajo estuvo a cargo de Marcel Vaillant.

El trabajo comprendió la recopilación de material, discusión y presentación de informes sobre cinco temas, que constituyen los cinco capítulos del presente informe y que fueron elaborados de acuerdo a la siguiente distribución: el capítulo I por Marcel Vaillant; el capítulo II por Lincoln Bizzozero; el capítulo III por Gustavo Bittencourt; el capítulo IV sección uno por Hector Pastori; el capítulo IV sección dos por Andrés Pereyra; y el capítulo cinco por Patricia Triunfo.

ÍNDICE ANALÍTICO

ASPECTOS METODOLÓGICOS

I. **MARCO REGULATORIO**

I.1 Modificaciones propuestas y antecedentes. Proyecto de ley actual.
I.2 ¿ Privatización o cambios en la estructura del mercado ?

II. **EL SECTOR ELÉCTRICO Y EL MERCOSUR**

II.1 Energía en el MERCOSUR
II.2 Identificación de asimetrías
II.3 Propuesta de armonización y definición de directrices

III. **MODELOS REGULATORIOS PERSPECTIVA COMPARADA**

III.1 Modelos básicos de organización y regulación
III.2 La situación en la Unión Europea
III.3 Algunas conclusiones

IV. **PRODUCCIÓN Y CAPACIDAD DE GENERACIÓN**

IV.1 Marco normativo y evaluación de nuevos proyectos.
IV.2 Interconexión eléctrica con la región

V. **COSTOS Y TARIFAS**

V.1 Características del sector eléctrico
V.2 Fijación de Tarifas
V.3 Las tarifas eléctricas en Uruguay

Anexo A Lista de entrevistas

n L 7 8 ? 1

material que tenía acumulado.

De forma paralela al relevamiento documental se planificaron y se llevaron adelante un conjunto de entrevistas, visitas a instituciones y se participó en un seminario internacional especializado en el análisis de la interconexión eléctrica a nivel regional. Estas actividades se llevaron adelante con el objetivo de obtener elementos para la jerarquización temática, dentro de la vastedad de aspectos considerados, incorporando la visión directa de los actores relacionados al sector. Con esta modalidad de trabajo se buscó sopesar la credibilidad y la veracidad de de los anuncios y los argumentos que se refieren públicamente, así como las afirmaciones relevadas en los documentos revisados (ver Anexo A).

I. MARCO REGULATORIO

El capítulo uno contiene un Anexo y dos secciones. En el Anexo (B) se realiza una recopilación del conjunto de normas jurídicas que constituyen el orden legal específico relacionado con el sector eléctrico en el Uruguay. La revisión si bien no es exhaustiva contiene el núcleo de mayor jerarquía (leyes y decretos reglamentarios) que construyen la estructura regulatoria y jurídica del sector. En la primera sección, se realiza una crónica del proceso de elaboración del proyecto de ley que se encuentra actualmente consideración en el Parlamento. En la segunda, se ubica la discusión de transformación del marco regulatorio del sector eléctrico, en el contexto más general del cambio en la modalidad de participación del estado en la actividad económica.

I.1 Modificaciones propuestas y antecedentes. Proyecto de ley actual.

Esta sección está dividida en dos puntos. En el primero se realiza una crónica del proceso previo a la redacción de ley. En segundo lugar, se realiza una exposición detallada artículo por artículo de la ley.

I.1.1 El Proceso Previo: el Informe de la Consultora Synex y las distintas versiones de Decreto Reglamentario de la ley Nacional de Electricidad (1993- 1995 (mayo)).

En primer término, se realizará una crónica del proceso de discusión previo hasta la redacción de la ley. Se realizará un análisis más o menos detallado de los antecedentes y del debate que se fue procesando. La base de esta crónica lo constituye un conjunto vasto de documentos no editados y los comentarios y argumentos vertidos en las distintas entrevistas mantenidas.

Al iniciar el trabajo se manejó el argumento de que la revisión de los antecedentes hasta la redacción final de la ley, era una tarea útil, en el sentido de que la misma brindaría elementos hacia adelante sobre las siguientes etapas de la transformación del marco regulatorio, en términos de nuevas leyes, decretos reglamentarios y/o reglamentos. Esta perspectiva era alentada por el hecho de que en contraste con los antecedentes de las distintas versiones de propuestas de cambio sobre el marco regulatorio, el proyecto de la ley es muy escueto limitándose a algunos de los temas considerados. Se entendió que una visión global sobre el conjunto de la transformación, era un requisito para poder construir un posicionamiento sobre esta ley en particular.

Si bien luego de concluido el trabajo de revisión de los antecedentes el argumento se sostiene, lo hace en forma parcial, debido a que el proceso ha sido muy dinámico, al menos en dos sentidos. Primero, el conjunto de actores que están involucrados en el sector ha influido de manera diferente en la dirección de la estrategia adoptada (en particular el peso de la UTE varió a lo largo del proceso). Segundo, los propios actores fueron modificando su posición respecto a muchos de los temas en discusión.

En el año 1993 se elaboró un informe sobre el Sector Energía en el Uruguay por parte de SYNEX Ingenieros Consultores Asociados, (Santiago de Chile, octubre 1993). Este trabajo fue solicitado por la Oficina de Planeamiento Y Presupuesto, con el objetivo de tener un diagnóstico global del sector y una propuesta concreta de modificación del cambio en el marco regulatorio orientada a la desmonopolización de estos mercados, permitiendo el acceso del sector privado a la competencia en las etapas en la cual la misma estuviera justificada.

El informe de la Consultora Chilena Synex es el material escrito más abundante y elaborado que se encuentra disponible a nivel de informes públicos. Para la colaboración con la Consultora Synex y para la discusión de los informes de avance se creó un grupo ad hoc, conformado por técnicos de la OPP, la UTE y el Ministerio de Industria y Energía (Dirección Nacional de Energía) que interactuaron con los técnicos chilenos. Este equipo de trabajo de técnicos nacionales, cumplió un papel activo en algunas de las etapas posteriores de redacción de nuevas versiones de proyectos de decretos reglamentarios de la ley Nacional de Electricidad.

La idea central de la estrategia emprendida a lo largo de toda esta etapa preparatoria, es que la modificación en el marco regulatorio que permitiera acercarse a los objetivos planteados debería tener la forma de un decreto reglamentario de la Ley Nacional de Electricidad. Es decir se entendía que el marco jurídico vigente era capaz de ser el instrumento a emplear para obtener los objetivos buscados. El hecho de que este camino no hubiera sido transitado se debió a que el decreto reglamentario actual y otro conjunto de normas de carácter administrativo (asociada al doble rol de la empresa pública de participante en el mercado y regulador del mismo) fueron generando un conjunto de barreras y de fortalecimiento de la posición monopólica de la empresa en todas las etapas del proceso eléctrico.

Se lograron recopilar tres versiones de propuesta de nuevos decretos reglamentarios. La información sobre el origen y la fecha de cada una no es del todo clara en todos los casos. Sin embargo, es bastante verosímil que el origen y la fecha, que se conjeturan tienen las distintas versiones se acerquen a la realidad.

La Versión del Informe Synex (Versión A), Octubre de 1993.

El informe de la consultora contiene un diagnóstico y una propuesta de cambio en la estructura del sector. La perspectiva global de este informe, si bien afiliada a una visión desmonopolizadora y de incorporación de competencia en las etapas en donde la misma es factible, presenta un enfoque pragmático, que incorporó la visión de los participantes locales. En este sentido, se aparta de la visión predominantemente privatizadora que tenía el anterior gobierno respecto de este tema, incorporándose a la discusión más énfasis en otros elementos.

El capítulo 6, del referido informe, se titula "Proyecto de Disposiciones Normativas y Contractuales para la implementación de la propuesta". En particular se analiza la propuesta de decreto reglamentario del Decreto-Ley Nacional de Electricidad está en la sección 6.3 (Versión A).

¿Cuál es la estructura y contenido de esta propuesta de decreto?. El decreto está dividido en 8 títulos, cada uno está conformado por un conjunto de capítulos. El decreto es detallado y abarcativo (8 títulos y 141 artículos con 5 artículos de disposiciones transitorias), lo cual por un lado lo hace muy explícito pero por otro puede implicar una rigidez excesiva en cuanto a su implementación.

El primer título (Generalidades) abarca el tema del ámbito institucional, las definiciones, de las distintas etapas del proceso de producción de energía eléctrica y la definición del mercado mayorista de energía eléctrica. En lo que refiere al punto del ámbito institucional de la regulación, el informe, como se señaló es importante porque aquí hay una propuesta, bien definida respecto a quien es el regulador y cuales son las atribuciones de cada uno. Hay una estructura bastante elaborada, que no es la adoptada posteriormente.

En las primeras secciones del capítulo seis del Informe de SYNEX están las propuestas referidas a los cambios en el ámbito institucional de la regulación. Se presenta una propuesta de decreto para la construcción de un Consejo Nacional de Energía, que sería un Consejo Interministerial. Este sería el Ente Regulador para la Energía. El Consejo tendría una alta representación, estaría formado por: el Ministro de Economía, el Ministro de Industria y Energía, el Director de la Oficina de Planeamiento y Presupuesto. El Director Nacional de Energía actúa como secretario técnico con su unidad para apoyo de este consejo. Esta forma de resolución de lo aspectos de ámbito institucional de la regulación se dejaron a un lado, en particular la propuesta del informe SYNEX fue desechada, por las resistencias que generaría impulsar un cambio institucional de esa magnitud. No es esta la orientación que adoptó el Decreto de Creación de la Comisión Técnica de Energía (Noviembre de 1994, ver documento 13 de la sección I.1). Ni tampoco la idea que está planteada en la actual propuesta de Ley respecto a como quedaría conformado el ámbito de la regulación.

El título 2 es sobre concesiones, autorizaciones y aprobaciones. Aquí está planteado el tema, de cuál es el régimen de concesiones de servicio público en la distribución de energía eléctrica y las autorizaciones para instalar centrales generadoras y de líneas de trasmisión. Se subraya las diferencia entre estas dos categorías: concesión de servicio público (categoría utilizada cuando se trata de distribución de energía eléctrica), autorización (en el caso de generación y de trasmisión). Esto de algún modo es coherente con el artículo 6 de la Ley Nacional de Electricidad (ver documento 5, sección I.1) y su modificación a partir de la Ley de Servicios Públicos (ver documento 9, sección I.1).

Es importante destacar el punto, dado que en el actual proyecto de ley existe una cierta ambigüedad respecto al mismo. El inciso 3o. del art. 6 de la ley Nacional de Electricidad fue modificado por el art. 26 la Ley de Servicios Públicos: "... sustituyese el inciso 3o. del art. 6 del decreto-ley 14.694 (que es la Ley Nacional de Electricidad) por los siguientes, ... el Poder Ejecutivo previo informe de la Dirección Nacional de Energía y de la Administración de Usinas y Trasmisiones Eléctricas podrá autorizar la integración al sistema interconectado de UTE de centrales de generación y líneas de trasmisión de propiedad de otros sujetos de derecho que fueran explotados o suministrados por estos. Las condiciones de interconexión de intercambio energético serán convenidas en cada caso entre UTE y los organismos o empresas interesadas sometidos a la aprobación del Poder Ejecutivo ...".

Los títulos tres y cuatro tratan sobre las condiciones de explotación de generación y trasmisión y sobre operación y explotación de las concesiones de distribución, respectivamente. En el título cinco se presenta un detallado articulado sobre el régimen de precios en las distintas etapas desde la generación (precio spot), hasta los peajes de la trasmisión y el VADE (valor agregado de la distribución). El criterio general es que los precios sean fijados de acuerdo a los costos marginales, apartándose de esta regla cuando la misma no pueda aplicarse (por ejemplo en el caso de distribución).

El título seis es sobre el funcionamiento del Despacho Nacional de Carga (DNC). Debe destacarse que en este decreto reglamentario, el DNC sigue operando dentro de la UTE, a pesar del lugar clave que ocupa en el ordenamiento del mercado eléctrico mayorista, lo cual se justificaría dentro de la visión pro competitiva a la cual se afilia el

informe. Sin embargo, como la propuesta modificatoria está planteada como decreto y el DNC de acuerdo a la Ley Nacional de Electricidad queda a cargo de la UTE (ver artículo 10 de la referida ley) no se planteó una modificación institucional del DNC.

El título 7 es sobre disposiciones varias. En el título 8, denominado Disposiciones Transitorias, tiene dos artículos que son importantes porque derogan dos decretos anteriores: el Decreto del 79 (reglamentario de la Ley del 77) y un Decreto del año 1989 sobre Compensaciones a los Suscritores.

La Versión B del Decreto Reglamentario (Grupo Ad- Hoc, OPP, 1994).

La denominada versión B es una propuesta elaborada a mediados del año 1994 en la OPP, por el Grupo Ad- Hoc que funcionó como contrapartida local del trabajo realizado por la Consultora SYNEX. En la comparación entre la versión A y la versión B se concluye que el articulado es igual, es decir si se realiza un análisis de estructura, la estructura es la misma. Pero esto fue una estrategia deliberada, de no modificar el articulado. No obstante ello tiene dos diferencias centrales, que surgieron de las entrevistas realizadas con los actores de este proceso.

Las diferencias importantes (hay más) se refieren a dos puntos. La primera a la figura del intermediario en el mercado mayorista de energía eléctrica que no está previsto en el decreto reglamentario, y que según el grupo Ad-Hoc, podría incorporarse la figura del intermediario a través de generadores que se introducen en el mercado mayorista de energía eléctrica, con muy bajos costos de capital y muy altos costos variables y por ende marginales. Este sería el caso de la generación de energía eléctrica en base a papel. Las cuales podrían celebrar contratos a término a precios menores de sus costos medios. Si alguien está vendiendo a precios menores que sus costos medios, si abasteciera la demanda con su propia producción, obviamente estaría incurriendo en una pérdida y no se le puede prohibir a una empresa que perdiera dinero.

Sin embargo, el funcionamiento de estos mercados es otro. Este tipo de agente ingresa porque tiene la expectativa de comprar en el mercado spot (ver capítulo V) los saldos y ahí realizar las ganancias. Establecen contratos a término. Por ejemplo, una

empresa tiene un costo de 60, 70 dólares el MWH (mega watio hora), establece un contrato a término a 50 y vende a veces cuando entra a 70 (porque hay veces que puede entrar a 70) y los saldos (que debe vender a un menor precio) los compra en el spot a la expectativa media que él tiene sobre el spot. Obviamente, el intermediario tiene que tener formada una buena expectativa del precio para que el negocio sea tal y le convenga firmar este tipo de contratos. Este tipo de operación está expresamente prohibida en la versión B. El punto es que este fenómeno no se prohíbe sólo eliminando la posibilidad de que alguien celebre contratos a términos a precios menores que sus costos medios, porque esto puede darse igual. De hecho, en Argentina se ha dado.

La segunda diferencia, refiere a como tratar la interconexión con la Argentina, en relación a la influencia de las transacciones internacionales sobre los precios internos. Mientras la versión A, considera la opción de que los precios de las transacciones internacionales influyan en la determinación del precio mayorista interno en el mercado de la electricidad; la versión B plantea un mecanismo de aislamiento de los precios a los cuales se transa la interconexión de aquellos que rigen a nivel del mercado doméstico.

Una propuesta de versión C: el informe del Ingeniero Caruso (diciembre de 1994).

En tercer lugar, debe mencionarse un informe correspondiente a una consultoría realizada en diciembre del año 1994 por el Ing. Caruso de la Argentina, en la cual se presenta una opinión sobre las versiones anteriores de decreto reglamentario. En este informe hay una propuesta de elaborar un nueva versión de decreto reglamentario. Este técnico argentino cumplió un papel importante en la desregulación del mercado eléctrico en la República Argentina. Su visita al Uruguay habría estado alentada por la propia UTE que consideraba necesario escuchar una nueva voz sobre el tema de reestructura y re regulación del sector.

El informe del Ing Caruso tiene puntos interesantes, que de algún modo impactaron a futuro en diversos sentidos. No obstante, es un informe un poco confuso, en virtud de que la situación es confusa. A pesar de lo cual existen elementos muy importantes por la repercusión futura que tuvieron, los cuales se plantean por primera vez en este informe. De ahí que merezca una lectura minuciosa.

El técnico argentino vino a comentar un informe de una consultora chilena, la cual realizó un diagnóstico sobre el sector eléctrico en el Uruguay y planteó una propuesta de reestructura, que implicaría, entre otras cosas una demanda creciente de servicios de consultoría, para poder operativizar las reformas propuestas. En este sentido, hay un mercado de servicios de consultoría en la cual es lógico se plantee una competencia. Esto quizás aliente una posición crítica con el informe de la consultora chilena. Por otra parte, la empresa pública esta perfilando una posición discrepante respecto a la propuesta de reestructura. Como tercer elemento, que por lo que esta planteado en el informe, el Ing. Caruso propone una reforma aún más liberalizante que la propuesta en el informe de la consultora SYNEX.

El informe se pronuncia en primer término por la necesidad de vincular la transformación sectorial (cambio en marco regulatorio del sector), con la transformación institucional y la transformación de la UTE. Sobre este último punto no se pronuncia, al igual que la consultora SYNEX, pero declara la necesidad del vínculo.

Señala que no se puede analizar el tema del cambio regulatorio del sector eléctrico sin analizar la reestructura de la UTE y sin analizar el contexto de la relación y de interconexión internacional del país con el Mercosur. Es decir, destaca los aspectos sistémicos del problema, argumento que es de recibo general, pero no resuelve el tema su sola mención.

El informe de Caruso se plantea crítico respecto a la propuesta de Decreto Reglamentario de SYNEX en los siguientes aspectos: aspectos que dificultan una rápida y fácil integración de los mercados; aspectos que desalienten el interés de privados por participar en el sector eléctrico uruguayo; aspectos que obstruyan la presencia de las actividades empresariales de UTE en términos de paridad, en los mercados integrados de la región. Los hechos básicos que orientan el cambio son: integración de mercados a nivel región; inversión de privados de riesgo en la expansión de la industria; reorganización corporativa de UTE, orientada por una mayor eficiencia y Competitividad.

En base a estos comentarios generales sostiene que es necesario elaborar una nueva versión C de la propuesta de cambio en el marco regulatorio que no deberá circunscribirse únicamente a un decreto reglamentario. En este sentido, realiza una serie

de sugerencias concretas.

En primer lugar, se pronuncia de una forma más concreta sobre la estrategia para desarrollar las reformas. Señala que no se puede hacer un decreto reglamentario en donde se pretenda incluir y resolver todos los temas. Es necesario ir en etapas y dotar a las reformas de flexibilidad. Plantea que en el decreto reglamentario hay elementos que tienen que ver con aspectos legales, otros con el nivel de decreto y finalmente reglamentos administrativos.

Propone una clara división vertical de las actividades del sector eléctrico. Destacando la necesaria independencia de la actividad de transporte, particularmente en relación a la actividad de generación. Sostiene que para un correcto funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica se requiere independencia y autonomía de la unidad Despacho Nacional de Carga.

Señala que las empresas distribuidoras de electricidad no deberían estar excluidas de las compras en el mercado spot. En el caso de las distribuidoras es necesario definir el concepto de exclusividad de suministro.

Plantea que no es conveniente referirse a la posición dominante de UTE en el mercado en las nuevas leyes y decretos, ni siquiera considera necesario nombrar a la empresa pública en los referidos textos legales a elaborar. Además, considera que a la empresa pública (UTE) deberá otorgársele una concesión de servicio público, para la distribución, igual que a las otras empresas privadas que ingresen al mercado.

En la construcción del precio de nodo, señala que el precio del Mercado que el Despacho Nacional de Carga use de base en su programación estacional sea el del Mercado del Río de la Plata.

Tanto las reglas del mercado spot como la operación interconectada deben salir del texto del decreto y ser definidas a nivel de reglamentos.

En lo que refiere a la organización de la etapa de transporte (trasmisión) plantea que es necesario un sistema único de obligaciones , para todos los operadores, con

reglamentos y contratos tipos. Debe existir un acceso libre sin restricciones a las redes de transporte.

A nivel general del Mercado Eléctrico Mayorista se requiere un contrato de adhesión al reglamento de Operaciones, mas que un contrato o convenio con UTE. Como ya se planteó el Despacho Nacional de Carga debe ser independiente, aunque considera que este debe ser un proceso gradual.

La Posición de la UTE y la Versión "E1" del Decreto Reglamentario, 1995.

La versión "E1", es una versión cuyo origen parecería ser de la UTE. Tampoco está clara la fecha, aunque podría ser de principios del año 95 [2].

Esta versión incorpora algunas de las modificaciones propuestas en el informe Caruso. Hay un conjunto de artículos que son eliminados y quedarían para aspectos reglamentarios, como por ejemplo el reglamento de operaciones del mercado eléctrico mayorista y el régimen de precios.

Respecto a la concesión de servicio público, en el caso de distribución en la versión A y la B, hay un desarrollo muy detallado de este punto. La versión E1 mejora al simplificar ciertos puntos que ya están legislados. Este es el caso de la concesión de servicio público.

Las críticas centrales de la UTE respecto de la propuesta del Poder Ejecutivo podrían resumirse (en forma simplificada) en cuatro comentarios generales[3].

El primero plantea la siguiente pregunta: ¿las actividades de regulación asociadas al control de las normas técnicas del funcionamiento del mercado eléctrico quién las va a realizar ?. En la actualidad es natural que la propia UTE controle y mida la tensión de

[2] Hay un documento, en el cual se compara la versión B con la versión E1. Este documento habría sido elaborado por la Asesoría Letrada de la UTE. El informe es un listado detallado, de todo el articulado de ambas versiones. Sin embargo, no se realiza un análisis general y conceptual de las diferencias que se presentan.

[3] El origen de estos comentarios tienen relación con documentos provenientes de la asesoría que Unión Fenosa viene realizando al cuerpo gerencial de la UTE respecto a la elaboración de un plan estratégico a desarrollar frente al contexto regulatorio en transformación.

la electricidad, ¿ pero en el futuro será lo adecuado ?. Si se está en la tesitura que hay que separar el papel empresarial del papel regulador, las actividades de control de calidad del servicio, que hoy las desempeña la empresa pública, en un nuevo contexto en el cual se insiste en separar el rol regulador del rol empresarial del estado, ¿ quién las va a desempeñar ?

El segundo comentario se relaciona con el cambio en las condiciones de compra de energía de la UTE. UTE tiene una cierta capacidad de generación propia y además un saldo que abastece con producción de otro generador público que es la parte uruguaya de la represa de Salto Grande. Este saldo lo compra al precio de exportación de Salto Grande, que es el destino alternativo que tiene la energía eléctrica en la represa.

El precio de exportación de Salto Grande se fija de acuerdo a un regla que establece que es el precio spot del mercado mayorista argentino dividido dos. El racional de esta regla es el siguiente, bajo la modalidad de venta en sustitución, se promedian los costos marginales de producción en los sistemas interconectados argentino y uruguayo (Ver capítulo IV sección 2). En condiciones de vertimiento el costo marginal en Uruguay es cero y en la Argentina el marginal es el precio spot de la energía eléctrica. Cero más el spot dividido dos, es el precio de exportación de la energía de Salto Grande a la Argentina y a ese precio UTE le compra la energía a Salto Grande. (ver decreto de enero de 1994).

En el nuevo contexto, en el mercado mayorista de energía eléctrica UTE distribución pasaría a comprarle a Salto Grande generación, al precio spot del mercado mayorista del Uruguay, Este efecto ocurriría no en toda la cantidad que le compra a Salto Grande, sino en la cantidad que necesita para completar el abastecimiento de la demanda interna. Hay otro componente que va para exportación a la Argentina (en la actualidad en hidrología media Uruguay es exportador neto a la Argentina).

En contraposición a este argumento de la empresa pública, la versión oficial impulsora de la nueva ley sostiene que en el caso de las ventas y compras de energía eléctrica con la Argentina, lo relevante es el impacto favorable que tendrá el cambio en las condiciones de regulación del mercado eléctrico doméstico sobre la modalidad de interconexión. Este impacto positivo se traducirá en un cambio en los precios de

exportación e importación. Este punto está basado en una conjetura porque no es algo que el Uruguay pueda resolver solo en forma unilateral, dado que está mediado por un acuerdo con la Argentina, el cual ya estaría encaminado (ver sección 2 del capítulo IV) y es verosímil que se alcance en los términos esperados.

La idea básica es que los términos del intercambio de nuestro comercio eléctrico mejorarán a nuestro favor como consecuencia del cambio regulatorio que habilitaría unas mejores condiciones en la interconexión. Esto generará una ganancia de ingresos que permitirá resolver los problemas que la UTE enfrente por las diferencias entre el precio de compra a Salto Grande hoy y el precio luego que se modifique el marco regulatorio actual.

El ejemplo numérico reiteradamente señalado por lo claro de su conclusión es el siguiente. Uruguay hoy exporta a la mitad del spot a la Argentina. Argentina nos compran a la mitad del precio spot, si bien están dispuestos a pagar el spot, es el costo marginal de ellos, pero vendemos, en la modalidad sustitución, al precio spot más cero dividido dos, por lo tanto al precio spot del Mercado Mayorista Argentino sobre dos. En el caso que el precio spot sea 30 le vendemos a 15, esas son las condiciones.

Cuando Uruguay compra lo hace en una situación en donde prendió las generadoras térmicas, con costos marginales mayores que el de las Argentina. Uruguay prende la Tablada a 60 dólares el megavatio hora más 30 dólares correspondiente al precio spot del mercado mayorista argentino, da un promedio de 45. Esto quiere decir que Uruguay, según el ejemplo, vende a 15 y compra a 45. La idea que está planteada es que en el futuro podría comprar y vender a 30 dólares, que sería el precio esperado de mediano plazo en el mercado mayorista argentino (que no se alteraría mucho con la integración con el Uruguay).

Se puede plantear que no existe una racionalidad económica en este fenómeno y que el mismo es consecuencia de la modalidad institucional que se dieron Uruguay-Argentina para definir las transacciones de energía eléctrica de acuerdo a como está dada la interconexión, lo cual podría corregirse sin la necesidad de realizar un cambio en el marco regulatorio interno.

El tercer comentario de estos documentos de la UTE, está referido a la necesidad de generar un fondo de estabilización para el precio en el mercado spot, dado que los distribuidores compran a un precio estabilizado. Obviamente, para poder estabilizar es necesario un fondo de estabilización.

Finalmente, la cuarta idea planteada en estos documentos se refiere a la necesidad de la UTE de adaptarse al nuevo contexto y desarrollar una estrategia activa que le permita aprovechar las nuevas oportunidades. Este aspecto que hace al ajuste o transformación de la empresa pública no ha sido considerado en este informe.

I.2 El Proyecto de Ley de Nuevo Marco Regulatorio para el Sector Eléctrico a consideración por el Parlamento (elaborado entre mayo- julio 1995).

En esta parte se realiza un comentario detallado de los artículos del Proyecto de Ley de Electricidad (PLE) que está en este momento en la Cámara de Diputados para su consideración.

Respecto a la vinculación entre la crónica realizada anteriormente y el PLE, se registran grandes diferencias, sin que existan versiones intermedias que planteen una continuidad en el proceso de elaboración del proyecto. Las diferencias fundamentales con las versiones anteriores son tanto a nivel de la forma, como del contenido. Respecto a la forma esto se trata de un proyecto de ley y no de un decreto reglamentario de la Ley Nacional de Electricidad. En relación al contenido, del proyecto de ley, el mismo tiene solamente 11 artículos, lo cual implica una estrategia distinta de todo lo anterior, aunque se recogen en la ley algunas de los planteos previos.

El **artículo 1** del PLE constituye un agregado al artículo 2 del Decreto Ley Nacional de Electricidad (ver documento de la sección 1 de este capítulo). El artículo 1 señala que aunque la generación sea servicio público, podrá ser servida por cualquier agente. El artículo 1 de la Ley Nacional de Electricidad define como servicio público todas las etapas. ¿Qué ocurre entonces con trasmisión y distribución?. En el caso de distribución se aclara el punto en el artículo 4, pero no hay nada explícito en lo que refiere a transmisión.

Este artículo (1) debe leerse en estrecha relación con el artículo 6 de la Ley Nacional de Electricidad (ver documento 5 de la sección 1 de este capítulo) y con su modificación de acuerdo a la Ley de Empresas Públicas. Aquí plantea que será cometido de UTE realizar las actividades que constituyen servicio público. Luego el tercer inciso del artículo 6 que fue modificado por el artículo 26 de la Ley de Empresas Públicas, dice que generación y trasmisión con asesoría de la Dirección Nacional de Energía y de UTE podrán mediante autorización del Poder Ejecutivo ser ejercida por empresas privadas.

De acuerdo a la redacción de este artículo se detecta una ambigüedad respecto a como se entiende la trasmisión. La gente que está en el mercado, considera que tal ambigüedad no existe porque no existe otra alternativa a que la trasmisión sea un monopolio y que esté en manos públicas. En la exposición de motivos de la ley de hecho se sostiene esta idea, pero no es lo que está redactado en la ley.

El artículo 2 define claramente lo que es suministro de servicio público, refiriéndose a la actividad de distribución y no se menciona trasmisión. Si trasmisión es suministro de servicio público, los privados pueden entrar bajo la figura de concesión de servicios público mediante un proceso de licitación sujeto a ciertas normativas específicas. Si es tratada de la misma manera que generación en este caso mediante autorización del Poder Ejecutivo, o si tiene un estatuto distinto a ambas debería ser explicitado.

El artículo 2 (está extractado del artículo 6 de la versión E1 del decreto reglamentario) define los actores del mercado mayorista: generador; trasmisor; distribuidor; suscriptor y gran consumidor. En tanto sobre las exportaciones e importaciones (que se decía bastante en las anteriores versiones), simplemente dice que requerirá autorización del Poder Ejecutivo. Toda la normativa quedará bajo la forma de futuros decretos y reglamentos.

La figura del regulador a lo largo de toda la Ley es el Poder Ejecutivo y su operador es el Ministerio de Industria y Energía, es decir es la ventanilla especializada del Poder Ejecutivo para el tema pero no es el lugar de decisión. El punto es importante en la discusión de cual es la definición respecto al ámbito de la regulación. A partir de lo planteado en este proyecto de ley se puede afirmar que este tema no está saldado.

El artículo 3 define suministro de servicio público. Es una zona geográfica delimitada denominada zona de servicio. Luego dice que lo que UTE distribuye en la actualidad constituye su zona de servicio. Se plantea el concepto de exclusividad en zona de servicio, es decir, todo lo que UTE distribuye hoy es suyo, porque es su zona de exclusividad. Si se mapea la red de distribución actual , quedan muy pocos vacíos en el país, no es más del 5% del total del mercado según sostuvo Antmann en el debate en la comisión parlamentaria. A su vez esto implica que la UTE y sus eventuales concesionarios deberán suministrar energía eléctrica a quien lo solicite en su zona de servicio.

Al final del artículo se incluyen unos párrafos, incluidos en la Ley, según fuentes oficiales, a pedido expreso de la UTE. El objetivo es administrar la transición hacia el nuevo esquema. UTE continuará actuando en exclusividad como distribuidor de energía eléctrica en sus zonas de servicio y que además manifieste interés explícito en seguir prestando el servicio. Tendrá un plazo de un año, desde la entrada en vigencia de la presente Ley para que defina cuales son las zonas de servicio de distribución que desea mantener. Si terminado el plazo para las concesiones no se presentara nadie, UTE mantiene el servicio. Expertos del sector estiman que estos párrafos tendrán muy poco efecto[4].

Respecto a como se hará la concesión de servicio público, la misma no se desarrolla porque ya existe legislación vigente. Este punto fue discutido cuando se elaboró la versión E1 del decreto reglamentario, la cual planteo el tema e integró esta modificación respecto a las versiones anteriores en donde se realizaba una detallada descripción del mecanismo licitatorio (por ejemplo la versión del informe de SYNEX).

El artículo 4 plantea que una empresa podrá desarrollar varias de las etapas del negocio eléctrico pero deberá presentar resultados económicos separados, según normas que impartirá el Poder Ejecutivo. De acuerdo a este artículo, la UTE tendrá que presentar contabilidad separada de la generación, de la trasmisión, y de la distribución, esto es por el párrafo primero del artículo 4.

El segundo párrafo del artículo 4 es una modificación del artículo 4 de la Ley

[4] Un tema a resolver es la existencia de grandes usuarios que puedan justificar ampliar la red de distribución en zonas en donde la empresa pública ya está presente.

(15.031) Orgánica de UTE. A este artículo de esta ley se le habían agregado dos literales el I y el J en el artículo 27 de la Ley de Empresas Públicas, a las cuales se le agrega un nuevo literal K en un artículo (265) de la ley de rendición de cuentas del año 1993 (Ley 16.462). Estos literales que se van agregando al artículo 4 de la Ley orgánica tienen que ver con que UTE pueda hacer actividades de asesoramiento e inversión, fuera del país. El referido Literal K la habilita a invertir en el extranjero en la generación, trasmisión, y distribución de energía eléctrica. Además se incluye un literal J, en el artículo 266 de la Rendición de Cuentas del año 1993, en donde se plantea que UTE puede asociarse, para prestar servicios de asistencia técnica, dentro y fuera del país, con cualquier entidad económica.

El segundo párrafo del artículo 4 del proyecto de ley que se está analizando constituye, de hecho una ampliación del literal K del artículo 4 de la Ley orgánica de UTE, al incrementar las posibilidades de asociarse para los mismos cometidos (generación, trasmisión y generación) dentro de fronteras, lo que hace es modificar ese literal K.

El artículo 5 modifica el artículo 10 de la Ley Nacional de Electricidad. Este es un aspecto central de la ley y una innovación respecto a las propuestas anteriores. "El Despacho Nacional de Cargas será operado por el Ministerio de Industria y Energía con el asesoramiento de un Consejo asesor que estará formado por generadores, trasmisores, distribuidores y grandes consumidores". El Ministerio de Industria y Energía tiene que hacer las normas para el funcionamiento, (el reglamento de operaciones), tiene como objetivo la ejecución de los contratos, despachar la demanda requerida de acuerdo a reglas de optimización y los agentes que despachen en el mismo deberán comprometerse a aceptar las normas y criterios del D.N.C.

En el **Artículo 6,** se señala que "El Poder Ejecutivo, por intermedio del M.I.E.M. establecerá las normas de despacho económico que aplicará el D.N.C. para las transacciones de energía y potencia", los generadores percibirán una tarifa uniforme por la energía vendida en cada punto de entrega que fije el D.N.C. y la referencia será el costo del Sistema Interconectado Internacional y el costo que representa para la comunidad la energía no suministrada. En este artículo hay una cuestión técnica vinculada con que los costos marginales contabilicen el costo marginal de falla. Ya existe una propuesta concreta de como hacer para calcular este parámetro (informe de SYNEX). Los

distribuidores pagarán una tarifa uniforme estabilizada cada 90 días en condiciones que establecerá la reglamentación. La tarifa incluirá lo que perciben los generadores y el costo de trasmisión.

En el **Artículo 7** se plantea que el D.N.C. registrará la transferencia de energía entre los agentes que no corresponde a los contratos a término, el D.N.C. emitirá por cuenta y orden de los vendedores una factura a cada agente comprador por los montos resultantes de la transacción económica del mes, donde figurarán costo por compra de energía, costo por compra de potencia, costo por trasmisión y otros servicios. El D.N.C. emitirá una liquidación a los agentes vendedores por el total resultante de su transacción económica.

En el **Artículo 8** dice que la Dirección General de Energía del Ministerio deberá hacer planes orientativos sobre las condiciones de oferta y demanda de los agentes. En el **artículo 9** afirma que el Poder Ejecutivo por intermedio del Ministerio adquirirá los bienes del D.N.C., el precio y la forma de pago será acordado en el futuro. El **Artículo 10** fija la forma de financiamiento del presupuesto del D.N.C. a través de una tasa de transacciones que se lleven adelante por el Sistema Interconectado Nacional. La tasa será de 2,5% (en total parte compradora y vendedora, aunque no está claro en el texto). Lo que se fija es un máximo hasta un 2,5% y la fija el Poder Ejecutivo. La puede fijar de manera discriminatoria o de manera uniforme. Lo que está claro es que es un volumen importante de recursos. Finalmente el **artículo 11** está referido a los recursos humanos del D.N.C. y las condiciones de transferencia de la UTE al M.I.E.M..

I.3 ¿ Privatización o cambios en la estructura del mercado ?

I.3.1 Los servicios públicos en el Uruguay

La modalidad tradicional de organización de los servicios públicos en el Uruguay, estuvo inspirada en una visión sobre la organización social, que asoció estrechamente la acción de gobierno a la capacidad de permitir el acceso generalizado de la población a los servicios públicos, garantizando niveles de calidad adecuados y seguridad de abastecimiento. Este modelo, se asoció a la propiedad y la operación, por parte de empresas estatales, de los servicios públicos y fue relativamente exitoso en la

comparación internacional. La idea, de que hacer gobierno era dotar al país de infraestructura básica nació en el primer batllismo del 900, se revitalizó en el segundo batllismo del 50, pero recorrió el siglo en distintos tipos de gobiernos (democráticos y dictatoriales)[5].

Esta idea obtuvo un amplio consenso ciudadano, que se manifiesta, entre otros elementos, en la alta adhesión social que aún registran las empresas públicas, en un contexto de debilitamiento general de la función pública.

Las bajas tasas de expansión demográfica del Uruguay, de niveles similares a los países industrializados (0,6% acumulativo anual) no demandaron un acelerado crecimiento de los servicios públicos, más allá de los requerimientos planteados por la ampliación en la cobertura de los mismos (los cuales ya han alcanzado niveles muy altos), y en algunos de ellos, por cambios en los patrones de consumo, junto a una alta elasticidad al crecimiento del ingreso (caso de las telecomunicaciones y la electricidad). Este modelo se sostuvo en virtud de que en base a recursos generales del sector público se financiaron las inversiones que realizó el país con el objeto de dotarse de una infraestructura para el desarrollo económico y social. Este fenómeno dificulta la evaluación económica de estas inversiones, así como también la determinación del grado de eficiencia en el desempeño de las empresas públicas. Las mismas son evaluadas más por la capacidad de desarrollar el servicio de forma permanente y segura, que por los costos económicos en que se incurren para desempeñar la función que realizan.

Un elemento adicional es la relevancia de las empresas públicas como proveedoras de empleo, en condiciones laborales (salario, seguridad de empleo) que han sido tradicionalmente buenas en relación al resto del sector público e incluso del sector privado. En este caso, se plantea un "trade off" entre empleo público y la calidad-costo del servicio público que se le ofrece a la población. La pregunta es en que medida se estaría dispuesto a pagar con menos empleo público garantizado, las mejoras en la calidad y la

[5] José Batlle y Ordoñez, primer presidente de este siglo en el Uruguay, tuvo un papel gravitante en la historia política del país y desarrolló un modelo de gobierno de orientación similar al que varias décadas más tarde se instauró en Europa como paradigma de orden social, el llamado Estado del
Bienestar. Un desarrollo de la idea de este gobernante sobre los servicios públicos se encuentra en la exposición de motivos del Poder Ejecutivo del año 1912 cuando se nacionaliza y estatiza la empresa de servicios eléctricos (UTE). En la década de los cincuenta se ubica un segundo período relevante de gobiernos batllistas a cargo de Luis Batlle Berres quién realiza un nuevo impulso nacionalizador y estatizador de varios servicios públicos, entre otras se destaca la creación de la OSE como servicio descentralizado del Ministerio de Obras Públicas.

reducción en tarifas que las restructuras planteadas obtendrían.

Si bien el estatuto jurídico de los distintos servicios públicos no es similar, desde hace varias décadas, el Uruguay ha estado caracterizado por una organización monopólica, nacional y pública de los numerosos servicios públicos: energía (producción de combustibles, generación, trasmisión, y distribución de energía eléctrica); transporte ferroviario; transporte aéreo de pasajeros; transporte interdepartamental; telecomunicaciones; distribución de gas por cañería; saneamiento urbano; agua potable. Las diferencias jurídicas se vinculan con el grado de autonomía que presentan las empresas públicas respecto al poder central, algunas de las cuales están organizadas como entes autónomos, mientras que otros son servicios descentralizados adscriptos a algunos de los Ministerios del Gobierno Central. Pero también existen diferencias respecto al concepto de servicio público, estableciéndose en algunos casos el concepto de servicios de interés público que habilitaría un ingreso más libre en estos casos.

En muchos de estos casos, los monopolios no son legales, sino que, basados en que una parte de las etapas (o eventualmente todas) de la producción de un cierto servicio constituyen un monopolio natural y que este ha sido tradicionalmente de carácter público, se han erigido un conjunto de barreras a la entrada (en gran medida de tipo administrativo, asociado al doble rol empresarial y regulador de la empresa pública) que han impedido la entrada de nuevos competidores (o incluso inhibido la amenaza de la misma). Este caso sería el del sector eléctrico.

I.3.2 La nueva política económica respecto a los servicios públicos

Los conocidos hechos de la década de los ochenta en la región, plantearon con intensidad la necesidad de reformas estructurales, que permitieran resolver los endémicos problemas del manejo de la macroeconomía de corto plazo (equilibrio externo, déficit público, inflación) que obstaculizan alcanzar sendas de crecimiento económico estables. Las reformas, en líneas generales, estuvieron orientadas a modificar el papel del estado en la economía, tanto por la disminución de su tamaño como por la reducción drástica de su función empresarial en un amplio espectro de la actividad económica. El objetivo reformista se trató de alcanzar a través de un uso intenso y generalizado del instrumento privatizador como mecanismo básico de reestructura del estado que se centró,

fundamentalmente, en su achicamiento. Además, esta política cumplió un papel directo en la búsqueda de los equilibrios macroeconómicos de corto plazo a través de la reducción del déficit público.

En el Uruguay, este tema fue duramente debatido, en el marco de una discusión que se polarizó rápidamente y que enfrentó dos posturas extremas: una favorable y otra contraria a la privatización de los servicios públicos. El debate se resolvió en un pronunciamiento directo de la ciudadanía, a través de un plebiscito (diciembre de 1992), en donde se derogó un artículo (número 10) de la Ley de Servicios Públicos (16211, de octubre de 1991), que preveía la posibilidad de que la empresa pública de telecomunicaciones funcionara como empresa mixta (con participación mayoritaria del estado, esto último en virtud de una prescripción constitucional que así lo establece, artículo 188 de la Constitución de la República). Además, el plebiscito derogó los artículos 1, 2 y 3 de la referida ley en donde se habilitaba al Poder Ejecutivo o a los Entes Autónomos o Servicios Descentralizados (que por ley tienen como cometido la prestación de un cierto servicio público) a conceder u otorgar permisos para la ejecución de los servicios públicos a su cargo.

La derrota en el plebiscito congeló por un tiempo el accionar de la anterior administración (Gobierno del Partido Nacional período 1990-1994) respecto a este tema. Si bien se cristalizó un gran consenso político, contrario a la idea de emplear el instrumento de la privatización como la medida de política económica central con la cual resolver el problema de la eficiencia de las empresas públicas y su renovación, este camino no quedó totalmente cerrado[6]. En efecto, no obstante el resultado del plebiscito, la ley de servicios públicos del año 1990 que se encuentra vigente, tiene previstas privatizaciones de algunos servicios y presenta una orientación general de mayores condiciones de competencia y de acceso del sector privado a la actividad productiva, en los mercados en que está justificado. Además, existen otro conjunto de leyes específicas y generales, que permitirían la participación del sector privado, de entre ellas se destaca la ley 15637 (Concesión de Obra Pública) de setiembre de 1984.

[6] El objetivo de aumentar la participación del sector privado en la prestación de los servicios públicos no está únicamente vinculado al incremento en la eficiencia, sino también a levantar la restricción de presupuesto que limita la inversión pública. Se trata de generar inversiones en mantenimiento y en expansión de los servicios que no estén financiadas por la tributación.

El acceso del sector privado se posibilitaría mediante el empleo combinado de distintos instrumentos, mencionemos los que se han utilizado:

i. contratación de servicios de empresas privadas (terciarización, se observa en servicios de mantenimiento y reparación de redes de agua potable, saneamiento, electricidad).

ii. contratos de arrendamientos (telefonía celular en telecomunicaciones).

iii. autorización del Poder Ejecutivo a ingresar (generación y trasmisión de electricidad, artículo 26 de la ley 16211).

iv. concesión de servicio público en un área determinada y por un cierto período de tiempo (combinado con concesión de obra pública y contratos de arrendamiento). Si bien el plebiscito cerró la posibilidad de que el Poder Ejecutivo (y/o Ente Autónomo o Servicio Descentralizado), otorgue en concesión un servicio público, está habilitado a nivel de la Constitución de la República que mediante aprobación parlamentaria la concesión pueda realizarse. En efecto, poco después de derogados los artículos de la ley de servicios públicos, el parlamento aprobó la concesión a particulares del servicio público de agua potable y saneamiento en el Departamento de Maldonado al este del arroyo del mismo nombre (localidad de Barra de Maldonado y Manantiales , Zona Balnearia cercana a la ciudad de Punta del Este). Se encuentra también el caso de la distribución del gas en donde se empleó la propia ley de expropiación del año 1974 que preveía esta posibilidad.

v. privatización de empresas públicas (aeronavegación civil, por la ley 16211).

En el marco de esta ley y de las nuevas propuestas en desarrollo, la orientación que anuncia la actual administración (Gobierno del Partido Colorado 1995-1999) es facilitar e impulsar que los privados ingresen al mercado, pero en el margen del crecimiento de las distintas actividades, donde el sector público sea incapaz de responder con la urgencia necesaria. No se habilitará un proceso de modificación sustancial de la estructura patrimonial de las empresas del estado. Está planteado, también, la posibilidad de asociación del sector privado con el sector público para llevar adelante algunos emprendimientos en forma conjunta. Se trata que el ingreso de privados permita resolver los problemas más acuciantes en materia de abastecimiento de los servicios públicos, en

un contexto de restricción presupuestaria pública que impide financiar inversiones en infraestructura que en algunos casos registra importantes signos de atraso. Esta orientación se expresa en el sector de energía, infraestructura de transporte, telecomunicaciones y también en el agua potable.

Para que esta estrategia sea viable, se requiere un cambio, en el marco regulatorio general. Son necesarias garantías para los nuevos entrantes privados, de que no existirá un abuso de la posición dominante de las empresas públicas, y que no serán sometidos a procesos expropiatorios, a través, por ejemplo, de la fijación de las tarifas con criterios políticos. Además, se requiere una nítida separación del rol del estado como empresario operador de ciertos servicios públicos, de su actual rol regulador en los mercados en los que interviene. Este es un elemento central para dotar de compromiso y de credibilidad a una estrategia que dado su carácter híbrido (mantenimiento de las empresas públicas operando en el mercado en una posición claramente dominante), puede dificultar el ingreso de privados a estos mercados.

El elemento central de la estrategia actual es que el ingreso de privados se produzca, tanto porque permite que se realicen un conjunto de inversiones postergadas, como también porque constituirá una nueva presión competitiva para las empresas públicas, que deberán incrementar sus niveles de eficiencia económica. Aunque las empresas públicas mantengan su posición dominante en algunos mercados, la mayor competencia en otros, puede implicar un incremento en la presión competitiva global ("yardstick competition").

I.3.3 El caso del sector eléctrico

En el caso del sector eléctrico, se esgrime un argumento específico a favor del cambio regulatorio, este es la necesidad de modificar las condiciones de intercambio de la interconexión eléctrica con la Argentina, asociado a los crecientes problemas de abastecimiento de la demanda eléctrica doméstica y a la prevista creciente interdependencia con el sistema argentino. El discurso oficial sobre las necesidades de un cambio regulatorio en el sector eléctrico se basa en los siguientes elementos:

- el sistema eléctrico en el Uruguay está caracterizado por la alta hidraulicidad de la

generación nacional de energía asociada a una reserva de generación térmica que en relación a los costos de la región es cara. Si bien la incorporación de Salto Grande le puso un nivel mayor a la capacidad de producción eléctrica media del país esto se da conjuntamente con una mayor variabilidad de la misma.

- la demanda de energía crece más que el ingreso y según las previsiones del Instituto de Economía de la Facultad de Ciencias Económicas, la misma se sitúa en una tasa de crecimiento de largo plazo de un 3% acumulativo anual. Algunos expertos del sector consideran que la tasa será mayor entorno a un 5% y que en el mediano plazo, con la actual oferta eléctrica doméstica, tendremos déficit permanentes.

- la situación hoy, a pesar de que en promedio el Uruguay es excedentario en electricidad, demanda menos de lo que produce, enfrentando problemas de abastecimiento, por lo que se es un comprador eventual de energía eléctrica, debido a la variabilidad de la oferta. Adicionalmente, se plantea una alta variabilidad de la energía adentro del año, también asociado a la base hídrica de la producción de energía eléctrica. Este fenómeno, obliga al país a tener una base de reserva térmica, que promedialmente no utiliza, pero que eventualmente es necesario recurrir para cubrir la demanda cuando existen déficits hídricos.

- las condiciones de compra y venta internacionales de energía en la interconexión con la Argentina son las condiciones de un mercado que está regulado con precios pactados, negociados de acuerdo a una cierta fórmula de intercambio. Si se evalúa la modalidad de la interconexión las cantidades y los precios a los cuales se compró y vendió energía eléctrica de la Argentina, se puede concluir que a Uruguay le fue muy bien y que últimamente le va mal. En particular, este sería el caso del año 1995, el cual según los expertos tienen bastantes probabilidades de ser un año representativo del futuro. La situación es que vendemos barato (a mitad del spot en el mercado mayorista argentino) y compramos caro (a la media entre nuestra marginal más cara y el spot en la argentina). Esta situación podría cambiar como consecuencia del cambio regulatorio en Uruguay, dada que la orientación de armonización con el esquema regulatorio argentino sería una condición necesaria para cambiar las condiciones de la interconexión actual.

Este cálculo (ver punto I.2.1, Posición de la UTE) para tener relevancia a futuro se

basa en que el precio spot en el mercado mayorista de energía eléctrica estará en el largo plazo entorno a los 30 dólares el megavatio hora y que además cambien las condiciones de la interconexión de forma que se pase a un sistema con un único precio spot del mercado mayorista (optimización conjunta).

La conjetura de precio bajo en la Argentina si bien tiene argumentos que la sostienen (masivo ingreso de privados) vinculados con la reestructura del sector y la disponibilidad de recursos aptos para la producción eléctrica (hídricos y de combustibles fósiles), tiene algunos aspectos discutibles. Uno está referido a distorsiones en los precios de algunas de las materias primas necesarias para la producción de energía eléctrica (gas natural), los cuales estarían sensiblemente deprimidos. Otro enfoque se basa en analizar la estructura del mercado eléctrico de generación y su vinculación con los precios de equilibrio vigentes en cada momento. La estructura del mercado de energía eléctrica está caracterizada por pocos competidores, es un mercado de tipo oligopólico que además presenta incertidumbres por el lado de la demanda y por el lado de la oferta. En este tipo de mercado la literatura plantea que es lógico observar fases en donde las empresas hacen guerra de precio y prevalece el precio competitivo y fases en donde se produce una cartelización o una colusión tácita en donde prevalece el precio monopólico.

En este caso, el objetivo buscado de aumentar la competencia en la generación de forma de bajar los precios y aumentar la eficiencia, se vería distorsionado. El problema que tienen estos mercados es que hay pocos generadores importantes y pueden acordar, en forma explícita (cartelización) o implícita (colusión tácita). Es decir los pocos competidores tiene a converger al precio monopólico dado que de esta forma reducen la competencia y obtienen un beneficio adicional, incrementando los precios proporcionalmente más que lo que se deprime la demanda. Sin embargo, este tipo de acuerdo son inestables dado que existe un incentivo, para cada oligopolista a desviarse reduciendo el precio y quedándose con todo el mercado. De ahí que se observen estrategias de castigo que se manifiestan en guerras de precios. En este tipo de mercados, existen algunos casos descriptos en la literatura en donde el equilibrio se obtiene en una alternancia de fases de guerra de precios (precio competitivo) con fases de precio monopólico.

El punto es saber diferenciar si en la Argentina se está en la situación de un precio

competitivo estable o en una fase de guerra de precios transitoria.

Claramente en este punto la política de competencia tiene un rol a jugar. La menor regulación asociada a la posibilidad de un precio competitivo a nivel del mercado mayorista de energía eléctrica requiere una mayor intervención de la política de competencia que castigue los abusos del poder monopólico.

Si bien la colusión tácita no es un caso tradicional de la política de competencia, debido a que la conducta monopólica surge como resultado de un juego no cooperativo de las empresas, sin embargo existen un conjunto de factores que la favorecen, los cuales pueden ser contratados (comunicación fluida de las partes, transparencia de la información a nivel de empresas, etc). En este sentido, la experiencia internacional indica la creciente consideración de la dominación agrupada (colusión tácita) dentro del ámbito de acción de las leyes de defensa de la competencia. Por otra parte, en la práctica la frontera entre colusión tácita y acuerdos de precios (carteles) en muchos casos resulta borrosa.

Para evitar este tipo de conductas no competitivas, es necesario tener instrumentos adecuados, creíbles, prácticos y que operen oportunamente, de lo contrario existe una fuerza económica en un mercado como el de la generación de energía que tiende a que se fijen precios no competitivos, aprovechando el poder de mercado de los oligopolistas.

El modelo buscado para el sector eléctrico, es uno que implica particionar el proceso productivo de un esquema de un monopolio integrado verticalmente, a una situación en donde en algunas de las etapas exista competencia (en principio la generación). Si la competencia no se da, en donde está previsto que se de, entonces se pasa de una situación de un monopolio integrado verticalmente, a una cadena de monopolios en donde cada uno le vende a la etapa siguiente. Esta señalado y demostrado en la literatura que socialmente es más deseable un monopolio verticalmente integrado que una cadena de monopolios, en donde cada uno va marginalizando sobre el anterior y el resultado final es un mayor precio con una menor cantidad vendida. Por eso la clave de la transformación es asegurar las condiciones de competencia donde la misma debe darse.

Las incertidumbres respecto, a la estabilidad de la interconexión con la Argentina deberían llevar a plantearse la necesidad de diversificar las fuentes y los destinos de la energía eléctrica. El Uruguay tiene una geografía que le permite esta diversificación y por lo tanto debería llevarla adelante.

Se debe aprovechar la geografía como fuente de ventajas. En este caso pueden existir alternativas de un ajuste expansivo para el Sector, porque puede plantear un ajuste hacia adelante, un cambio con crecimiento. Uruguay debería apostar a la interconexión con Brasil y con Paraguay, y a constituirse en un nodo central de la interconexión eléctrica en la Cuenca del Plata. En este tema, influyen tanto los aspectos físicos (la existencia de una red en las condiciones técnicas necesarias) como los aspectos institucionales que permitan establecer las reglas del intercambio y resolver los distintos conflictos que se deriven del mismo. Una posibilidad sería crear un organismo multilateral que regule la interconexión en toda la zona, y que le de más seguridad y claridad a todos los diversos aspectos del problema.

Es decir la apuesta a la interconexión eléctrica con Argentina como mecanismo de resolución de los problemas de abastecimiento eléctrico en el mediano plazo puede ser una estrategia muy ahorrativa para el país en el corto plazo, pero puede ser también altamente riesgosa, si sólo está basada en la relación bilateral. Por lo tanto, hay que tener una política, en una cuestión tan básica como un servicio público esencial de diversificación del riesgo.

El Uruguay puede jugar un papel gravitante promoviendo obras de interconexión física que faciliten el intercambio y además construir los acuerdos internacionales necesarios para que se creen las instituciones que permitan dotar de credibilidad al proceso y fluidez al comercio.

II. EL SECTOR ELECTRICO Y EL MERCOSUR: marco legal, institucional y jurídico

II.1. Energía en el MERCOSUR

A los efectos de poder estructurar el tema del sector eléctrico en el Mercosur en sus aspectos institucionales y jurídicos, se ordenará el capítulo partiendo de los aspectos más generales vinculados al proceso y al sector, para luego ir definiendo los puntos esenciales.

En primer lugar, resulta metodológicamente adecuado ubicar el tema de las fuentes constitutivas del proceso de integración. A partir de este punto ubicar al Tratado de Asunción como fuente constitutiva, la legitimidad del Tratado y sus derivaciones tanto hacia el espacio interno, como en las relaciones externas.

Posteriormente se trata el tema del sector energético y la forma en que surge el sector en el contexto del Mercosur. Luego se realiza una sistematización, un seguimiento de los puntos que se fueron tratando, de lo acordado, de las recomendaciones y resoluciones vinculadas al tema. En ese sentido, se analizan específicamente los documentos básicos definidos de acuerdo al "Cronograma de Las Leñas" referidos a las asimetrías, a su identificación y finalmente a las propuestas de armonización. Se termina presentando la situación actual del tema; la evolución a la que se llegó y las perspectivas planteadas.

El surgimiento formal del proceso de integración del Mercosur se produce con el Tratado de Asunción del 26 de marzo. El Tratado de Asunción adquiere legitimidad en el Tratado de Montevideo de 1980. Para que ALADI pudiera cobijar al Mercosur, el Tratado de Asunción y su Programa de Liberación Comercial fueron inscriptos como Acuerdo de Alcance Parcial. El Acuerdo de Alcance Parcial número 18 solucionó los problemas vinculados con la compatibilidad del Mercosur con el sistema ALADI, lo cual posibilitó a su vez presentar el acuerdo de integración frente al GATT vía cláusula de habilitación.

El reconocimiento del Mercosur por ALADI y a su vez la presentación vía cláusula de habilitación frente al GATT posibilitaron que los acuerdos preferenciales internos no

se abrieran hacia el exterior, en aplicación del artículo primero del Acuerdo General (cláusula de la Nación Más Favorecida). En caso de que dicho reconocimiento en el marco de ALADI no se hubiera logrado, no se hubiera efectivizado la aplicación del programa de liberalización comercial en el conjunto del Mercosur, sino que se tenía que hacer efectivo, abierto al conjunto de países de la región y a su vez al conjunto de países externos a la región.

El sector energético en el Tratado de Asunción

En lo que se refiere a la relación entre el sector energía y el Mercosur, ubicamos el primer capítulo en el Tratado de Asunción. El artículo primero en los párrafos 1, 3 y 4, se refiere a la libre circulación, coordinación de políticas macroeconómicas y sectoriales entre los Estados partes y a la armonización de legislaciones.

La energía es por un lado, un insumo que puede ser intercambiado, es un bien, que se puede vender y comprar. También es un insumo interno, que encontramos en las políticas industriales. Es por eso que se encuentra como parte del análisis comparativo que se hace a veces entre los distintos Estados a los efectos de incluir los costos respectivos de los distintos insumos y su relación con el producto final.

Por otra parte, la energía la encontramos en relación a la armonización de legislaciones, en términos conceptuales vinculada al proceso y también como sector específico. El Tratado de Asunción incluye al sector energético en el anexo 5o como constitutivo de un sub-grupo de trabajo, el número 9, el cual a su vez como los demás sub-grupos, integra el Grupo Mercado Común(GMC).

En el organigrama institucional de la etapa de transición encontramos al Consejo Mercado Común y al Grupo Mercado Común. El Consejo es el órgano decisorio por excelencia, mientras el GMC implementa las decisiones y tiene capacidad de iniciativa. Lo importante a los efectos de este análisis, es el hecho de que el Sub-Grupo de Trabajo 9 y los demás sub-grupos que trabajan en relación al GMC, tienen capacidad de formular recomendaciones, que son elevadas al Grupo Mercado Común. El GMC a su vez las incorpora, las estudia, las analiza y puede formular iniciativas para que el Consejo decida,

o bien puede resolver en algunos casos. Es importante a los efectos de como ubicamos al SGT 9 en definitiva, con posibilidad de hacer recomendaciones al GMC para que las incorpore en el funcionamiento.

Definición del tema en el Sub-grupo de Trabajo

En las primeras reuniones del Sub-Grupo de Trabajo número 9 se intercambia información. Hasta ese momento se desconocían algunas cosas, por lo que el intercambio de informaciones resulta importante. Se hace una metodología de trabajo aplicable al SGT y se incluyen los puntos relevantes. Esos puntos están vinculados al intercambio o compra-venta de energía por una parte; a los aspectos tributarios, fiscales; y todo lo relacionado con el medio ambiente.

En la tercera y la cuarta reunión, el SGT 9 tiene sistematizada la agenda de temas a tratar y la misma es elevada al GMC para dilucidar la misma antes del 31 de diciembre de 1994. En esa etapa el GMC ordena esa sistematización de puntos conjuntamente con las otras que hacen los distintos SGT. El GMC sistematiza las mismas, formaliza un cronograma y lo eleva al Consejo Mercado Común.

El Cronograma de las Leñas concreta las propuestas de agenda de los distintos SGT. Ese cronograma se constituyó en una guía para el trabajo de los grupos.

La Comisión de Trabajo -Marco Legal, Institucional, y Jurídico- del Sector Eléctrico.

De acuerdo al Cronograma de las Leñas se debía encarar como tema dentro del SGT 9 el marco legal, institucional y jurídico. A dichos efectos se constituyó un grupo de tareas, que comienza a trabajar inmediatamente. A partir de la 5a. reunión del SGT 9, se realiza la primera reunión del grupo de tareas vinculado con este punto. Se constituye un grupo de tareas para el análisis del marco legal, institucional y jurídico, el cual queda conformado por dos sub-sectores: el sub-sector eléctrico y el de hidrocarburos.

En la primera reunión, del grupo de tareas sobre Marco legal Institucional y Jurídico del sub-sector eléctrico, se definen los objetivos, la metodología de trabajo, y se

especifican las fechas. El objetivo del sub-sector es elaborar un informe de análisis comparativo sobre los marcos legales e institucionales del sector electrico de los 4 países del Mercosur resaltando sus características y aplicaciones prácticas.

En lo que se refiere a la metodología de trabajo se plantean una serie de puntos prioritarios, hacia los cuales se debe enfocar el análisis. Entre los puntos prioritarios ubicamos los siguientes: marco actual político-económico del sector eléctrico; naturaleza jurídica de la venta de energía eléctrica; venta de energía excedente; compra-venta internacional de energía eléctrica; suspensión del suministro; cobro administrativo y compulsivo de la prestación internacional de energía eléctrica; obras de trasmisión y de generación eléctrica; financiamiento de obra; derecho de pase de la electricidad; normas de operación y fiscalización para la eficiencia del servicio; tarifas de energía eléctrica y normas sobre medio ambiente. En lo que refiere a las tarifas y a las normas sobre el medio ambiente, el sub-grupo de tareas los vincula con otras áreas temáticas y por lo tanto con otros sub-grupos de tareas.

El sub-grupo de tareas aglutina este conjunto de temas en dos. Por un lado lo concerniente al marco actual político-económico del sector eléctrico, es el marco que los distintos países tienen sobre regulación energética. Por otro lado, la naturaleza jurídica de la venta de energía, y particularmente todo lo que se refiere a la interconexión. Ahí hay una serie de sub-puntos de importancia en relación con la venta de energía entre los cuales los más relevantes son: la supresión de suministro y el cobro compulsivo.

II.2 Identificación de las asimetrías

La segunda reunión del grupo de tareas M.S.E. realizada en Río de Janeiro el 8 y 9 de octubre de 1992 y la tercera realizada en Montevideo en febrero de 1993, estuvieron dedicadas al debate sobre las normas de cada país y a la redacción de las soluciones normativas para cada uno de los temas propuestos, según el régimen nacional.

En lo que concierne al marco legal nacional, los cuatro países parten de similares premisas: la venta de energía eléctrica es un contrato y como tal está reglamentada. Las

legislaciones nacionales hacen referencia a este punto. En Argentina el mercado esta liberalizado, se regulada solamente cuando afecta el interés general. En Brasil, licitación pública para explotación (Constitución), reafirmando la naturaleza contractual en la venta (Decreto nº 24.643 de 1934; Ley de Itaipú nº 5.899 de julio de 1973 y reglamento de la ley, decreto nº 73.102 de noviembre de 1973). En Paraguay, ley nº 966 que establece que es una empresa pública y que la base de la venta es un contrato. Finalmente en Uruguay, Ley Nacional de Electricidad y decreto-ley nº 14.694/77 que señala que la venta es un contrato.

En lo que refiere a la venta internacional de electricidad, también ubicamos en las distintas legislaciones se aborda la base contractual de la misma, difiriendo en los instrumentos habilitantes y los órganos de implementación del contrato. En Argentina, la venta de energía eléctrica se realiza mediante contrato y es órbita del derecho administrativo. En los demás países también la venta se realiza mediante contrato (en Uruguay art. 11 del decreto-ley nº 14.694/77). Los órganos, instituciones y mecanismos de la compra y venta internacional de energía eléctrica constituyen aspectos relevantes a los efectos de la interconexión eléctrica subregional. En Argentina, el art. 34 de la ley nº 24.065 determina la exportación e importación de energía eléctrica que debe ser autorizada por la Secretaría de Energía.

En Uruguay, el art. 5 de la ley Nacional de Electricidad, requiere que la interconexión eléctrica internacional y los respectivos contratos de venta e intercambio de energía eléctrica, deben ser aprobados por el Poder Ejecutivo. El art. 18 del Decreto Reglamentario establece el contenido mínimo del acto de aprobación. La Ley Orgánica de UTE, establece como competencia del Ente la compra venta de energía eléctrica de acuerdo, con los convenios de interconexión internacional, existentes o que se firmen, con aprobación del Poder Ejecutivo.

En Brasil, el art. 147 del Reglamento de Energía Eléctrica permite la exportación de energía eléctrica, mediante acuerdo internacional, aprobado por el Gobierno. En lo que se refiere a la importación, se realiza mediante celebración de contratos, vía aprobación del Gobierno. En Paraguay, el art. 5 inc. d y el art. 24 inc. l) de la ley nº 966, prevé la compra venta de energía eléctrica internacional con la correspondiente autorización de la autoridad competente.

En cuanto al cobro administrativo y compulsivo de la prestación internacional de energía eléctrica, no existe en la ley 24.065 en Argentina ninguna norma que prevea el cobro administrativo, por lo que hay que recurrir a los principios del derecho internacional privado argentino. En Uruguay no hay regulación de cobro compulsivo administrativo de la prestación internacional de energía eléctrica, por lo que hay que recurrir a los tratados que existan o a las normas internas de derecho internacional. En Brasil tampoco existen disposiciones legales. En Paraguay el cobro administrativo se rige por el art. 109 de la ley nº 966 (ley orgánica de ANDE), aun cuando la posibilidad del cobro compulsivo no está prevista.

En la cuarta reunión del grupo de tareas realizada en Buenos Aires el 11 y 12 de mayo de 1993, se finaliza el estudio de las asimetrías de acuerdo a lo establecido en el Cronograma de Las Leñas. En esta reunión se redactan dos documentos: determinación de asimetrías e identificación de asimetrías. Además de esos dos documentos se presentó un contrato modelo de compraventa internacional de energía eléctrica de los suscritos por Electrobrás (con Agua y Energía) y por COPEL con ANDE (Paraguay); y se insistió en las recomendaciones del grupo de tareas que se realizaran anteriormente en la segunda reunión.

El documento sobre determinación de asimetrías se remite a la presentación de los distintos puntos analizados por país: marco político-económico (servicios públicos, naturaleza jurídica de la venta de energía ecléctica, venta de energía excedente, compraventa internacional de energía), cobro administrativo y compulsivo de la prestación internacional de energía, obras de transmisión y generación eléctrica, financiamiento de obras eléctricas, derecho de paso de la electricidad, normas de operación y fiscalización para la eficiencia del servicio, propiedad de instalaciones de energía eléctrica en caso de concesión del servicio.

En lo que se refiere al segundo documento, sobre identificación de las asimetrías, se consignó en el mismo que no se ubicaron asimetrías que impidieran la interconexión eléctrica entre los países integrantes del Mercosur. Solamente se constató un punto en el que no existe regulación y es el del paso de energía de un país a otro a través de las líneas de transmisión de una tercera nación. Este caso de producirse, podría solucionarse por el cobro de peaje por el empleo de las líneas respectivas o bien la nacionalización de

la energía.

Al no constatarse asimetrías en el tema de la interconexión eléctrica, se planteó que era necesario encarar estudios y exámenes de los siguientes puntos, para la implementación de la misma: contratos y acuerdos de interconexión; tratados y protocolos; modelo de convenio, para lo cual se presenta por parte de la delegación brasileña, como fuera señalado, un modelo; propuesta de regulación del proceso arbitral y ley aplicable. De acuerdo al modelo de convenio, se prevé una resolución de controversias vía arbitraje.

II.3 Propuesta de armonización y definición de directrices

A partir de la quinta reunión del sub-grupo de tareas sobre marco legal institucional y jurídico se debe sistematizar el trabajo en una propuesta de armonización de asimetrías. En las reuniones se insiste en las insuficiencias existentes o en los vacíos que tienen las interconexiones entre países. Ello es debido al hecho de que no se constata ninguna imposibilidad en cuanto a la interconexión de energía para la compra-venta internacional de energía entre los países.

El sub-grupo de tareas señaló que los puntos fundamentales para continuar estudiando el tema, a los efectos de mejorar el marco legal del sub-sector eléctrico, estaba conformado por puntos como el derecho de pase de electricidad, y el tema de la interconexión existente, en situaciones de funcionamiento regional. Se insistió entonces en que había que trabajar en los contratos, acuerdos de interconexiones existentes, tratados y protocolos. Por otra parte, se plantearon otros puntos a profundizar vinculados a los modelos de convenios que fueran en su momento presentados por Brasil, vinculados a la regulación del proceso arbitral y a la ley aplicable. Esos eran los puntos que había que focalizar, para continuar elaborando un marco normativo regional.

En lo que se refiere al marco actual político y económico del sector eléctrico, hay pocos puntos que deban ser alterados, como el referido al derecho de pasaje por territorio extranjero. En cuanto a la naturaleza jurídica de la compra y venta de energía, en todos los países asume la forma contractual.

Los estudios demostraron, que en lo que se refiere a la compra y venta

internacional de energía eléctrica, existen diversos contratos de intercambio de energía entre los países miembros a nivel de frontera. En todos los países se requiere autorización del Poder Ejecutivo, para la celebración del contrato.

No existen normas en ninguno de los países en relación a la cobranza administrativa y judicial de la prestación internacional de energía eléctrica. Se sugiere el juicio arbitral para la solución de controversias, el cual ya ha sido adoptado en otros contratos de interconexión existentes entre los países miembros.

La imposibilidad de pago del débito dentro de un plazo determinado por el arbitraje, acareará la suspensión del abastecimiento de energía, pudiendo el laudo arbitral ser llevado a ejecución judicial, según los procedimientos adoptados en cada país. En los contratos se considera importante prever que las decisiones del juicio arbitral serán irrecurribles, tanto a nivel administrativo como judicial.

En cuanto al derecho de pasaje de electricidad, las leyes internas son semejantes. El único problema surge cuando se pretenden construir líneas de transmisión dentro del territorio de un país para viabilizar el transporte de energía a un tercer país. Se sugiere la posibilidad de incluirlo como objeto de un acto multilateral.

Un punto que surge posteriormente para analizar vinculado a una solicitud del GMC está vinculado a las restricciones no arancelarias en el sector, en función de la pronta culminación de esa etapa de transición. Ese análisis se realiza a partir de la siguiente definición: "toda intervención de los gobiernos en la producción y el comercio, con excepción de los aranceles, que pueda afectar de manera discriminatoria a los precios relativos, las estructuras de mercado y las corrientes comerciales".

El SGT 9 también lo analiza y particularmente en lo que se refiere al sub-sector eléctrico, se vuelve a insistir que las restricciones no arancelarias están en función de que toda interconexión o toda autorización para la interconexión debe partir del Poder Ejecutivo.

En los cuatro países es necesario una autorización del Poder Ejecutivo para que exista compra-venta internacional de energía entre dos empresas. Eso se consideraba

una restricción no arancelaria a los efectos de la definición que le otorgó el sub-grupo de tareas. Sin embargo, el SGT número 9 considera que dicha restricción no arancelaria no entra en el ámbito de su competencia ya que dichos aspectos corresponden a la soberanía de los Estados Partes.

En relación al tema de la soberanía y las relaciones entre los cuatro países, en un momento se empieza a analizar, la posibilidad de un marco multilateral energético. Esta perspectiva analítica se plantea a partir de un documento aportado por la delegación argentina, que constituye un proyecto de marco multilateral de interconexión energética.

Las conclusiones finales referidas a la armonización, son presentadas en la 8a. reunión que se realiza en febrero de 1994. En esa reunión se presenta un documento de propuesta de armonización, donde se retoma lo analizado en reuniones anteriores y se hace un relatorio específico señalando los aspectos puntuales que son relevantes de lo analizado en el grupo de tareas del SGT. Se vuelve a insistir en estos puntos: por un lado se sugiere a los fines de prever situaciones no legisladas en los países miembros que es conveniente incorporar los contratos celebrados entre las empresas, cláusulas que tengan en cuenta los vacíos a los cuales nos referimos anteriormente: el cobro de la energía, el cumplimiento de las obligaciones de contraprestación, entre otros puntos. Por otra parte, se vuelve a repetir que se institucionalice el juicio arbitral como procedimiento de solución de controversias. Se señala que ese grupo de tareas no analizó específicamente los contratos existentes, como por ejemplo el referido a Salto Grande.

En el relatorio se señala que los futuros contratos o acuerdos de contraprestación de energía eléctrica van a depender de los acuerdos entre empresas o entre estados y de las posibilidades de su aplicación. En la posibilidad de la interconexión eléctrica no hay dificultades de fondo, ya que la filosofía de base de las legislaciones de los cuatro países no plantea problemas en las interconexiones.

En las reuniones se plantearon otros puntos tratados que se derivan, o tienen relación con los aspectos analizados y son importantes a los efectos de una discusión global. Entre ellos, en una reunión se efectuó un análisis del "Trato Nacional" en los cuatro países. El "Trato Nacional", significa ver si es posible que una empresa original de un país pueda instalarse en otro país de origen y sea tratado con las condiciones y con los requi-

sitos que se tratan a empresas nacionales.

El análisis efectuado sobre el Trato Nacional para los cuatro países reveló discriminaciones y fue objeto de algunas puntualizaciones, en particular en el sector eléctrico. Paraguay es un monopolio de derecho, en los otros países se necesita una autorización. En Argentina el Poder Ejecutivo da la posibilidad de invertir. De todas formas, las empresas extranjeras en Argentina, pueden ser tratadas como empresa nacional en la medida que el más importante conjunto de actividades se realice en Argentina, o el mayor conjunto de actividades se realice en la sede, o bien que cumplan determinados requisitos internos. En Uruguay se refiere a las inversiones extranjeras. Posibilita la inversión en la medida que el Poder Ejecutivo la declare de interés nacional. Este aspecto tiene relación con la posibilidad de libre circulación del conjunto del espacio integrado.

La estructuración del Cronograma de las Leñas contenía una serie de puntos que pasan por: medio ambiente, aspectos tarifarios, tributarios, la idea de marco legal, marco comparativo, entre otros, todo lo cual estaba estructurado de manera de poder llegar a la formulación de directrices básicas. La idea de la directriz es la de elaborar una formulación de coordenadas de trabajo para el futuro en todo el sector energético para los cuatro países.

Las directrices básicas para los cuatro países, las cuales fueron aprobadas a fines del año 94, constan de una docena de puntos que plantean un marco general para trabajar en la implementación de políticas en los cuatro países. En lo que se refiere al subsector eléctrico, hay dos puntos, el tres y el ocho que atañen al mismo.

El punto tres propone que debe favorecerse la integración entre los mercados energéticos de los estados parte, con libertad de compra-venta de energía y libre tránsito, respetando las legislaciones vigentes en cada país. Por otra parte, el punto ocho plantea la admisión en el marco del libre intercambio energético regional, de acuerdos binacionales y/o multinacionales dentro o fuera de la región Mercosur (con clara referencia a países como Chile y Bolivia).

Las directrices básicas fueron elevadas en su momento al Grupo Mercado Común,

que lo derivó a la Comisión de Comercio. La Comisión de Comercio analizó el documento sobre directrices básicas y aprobó los lineamientos del mismo a través de la propuesta numero 4/95 que retoma el documento y lo eleva al Grupo Mercado Común. Esta propuesta no tiene efecto vinculante como acto jurídico, por lo que puede decirse que no hay efectos subregionales de las conclusiones del Sub-Grupo de Trabajo número nueve y por lo tanto tampoco hay efectos subregionales en el sub-sector eléctrico.

Para el análisis de la situación actual del Mercosur, hay dos referencias institucionales: una decisión del Consejo Mercado Común y una resolución del Grupo Mercado Común. Las dos referencias institucionales son importantes en la evolución del Mercosur, aún cuando no se refieran al sector eléctrico ni a la política energética.

La decisión 6/95 aprobada en la octava reunión del Consejo del Mercado Común, otorga un mandato al GMC para elaborar un programa de acción hasta el ano 2000. En ese programa el GMC tiene que instruir a su vez a los distintos SGT, a la Comisión de Comercio, grupos Ad-Hoc y reuniones especializadas a los efectos de definir justamente la propuesta hacia el año 2000.

La otra referencia institucional es la resolución 20/95 del GMC, que se refiere a la estructura del GMC. La estructura del GMC queda definida con una serie de SGT y entre los mismos continúa la energía en el SGT 9, lo cual otorga una continuidad al trabajo de este SGT. A su vez la resolución señala una metodología para una elaboración de prioridades a futuro, y establece el plazo de 45 días para que los distintos SGT, grupos Ad-Hoc y reuniones especializadas eleven al GMC las prioridades que asignen a cada SGT.

La definición de prioridades debe ser acompañada en la propuesta de los SGT, Grupos Ad-Hoc y Reuniones Especializadas de una definición de los recursos humanos para llevar a cabo las mismas y de la instrumentación para su cumplimiento. A partir de las elevación de esas propuestas, el GMC va a establecer un nuevo cronograma con prioridades, el cual tendrá un efecto arrastre en lo que se refiere a la definición de los aspectos relevantes para esta nueva etapa en el proceso del Mercosur.

III. MODELOS REGULATORIOS PERSPECTIVA COMPARADA

En el presente capítulo se tratará un tema un poco más amplio que los marcos regulatorios: los modelos de organización y regulación, en especial en los países europeos. Porque la regulación o el conjunto de regulaciones que se aplican dependen de cómo esté organizado el sistema. El tema se dividirá en tres puntos.

Primero se discutirá como pueden caracterizarse los modelos básicos de organización y regulación existentes.

Como segundo punto se plantearán algunos casos de sistemas eléctricos en países europeos, con una referencia especial a qué es lo que está pasando en Inglaterra, que se ha configurado como un ejemplo bastante paradigmático dentro de la Unión Europea. Luego se resumirá cuál es el estado actual de la formación del mercado eléctrico integrado en la Unión Europea, cuáles son los pasos que se han dado y las dificultades.

Y finalmente se cerrará el capítulo con algunas conclusiones referentes a temas sobre los que AUTE ha manifestado su interés. Dentro de ese cierre, se referirán dos o tres ideas expresadas en el Seminario sobre Corredores Energéticos y Mercados Integrados, realizado en Asunción en setiembre de 1995.

III.1 Modelos básicos de organización y regulación

¿Cuáles son los modelos básicos de organización?. Se pueden considerar dos dimensiones de para clasificar a los modelos de organización de la actividad en el sector eléctrico. Por un lado, la propiedad de la empresa pública o privada de la misma. En Estados Unidos predomina el esquema de empresas privadas reguladas, mientras que en Europa fue tradicionalmente mayoritario el esquema de empresas públicas. La segunda dimensión es como están organizadas las actividades en el sector. En este sentido, podrían plantearse dos esquemas: un sistema verticalmente integrado o basado en un conjunto de empresas verticalmente integradas, frente a un sistema que permite la introducción de la competencia por lo menos en alguna de sus etapas.

¿Por qué lo tradicional han sido los sistemas verticalmente integrados? Porque en el tema de la generación, trasmisión y distribución de energía, hay un requisito de coordinación muy fuerte. La falla de cualquiera de los integrantes (en el caso de que sean integrantes separados) hace que colapse el conjunto del sistema, ésto es lo que se llama externalidad. Si un agente particular falla afecta a todo el sistema, y ese fuerte requisito de coordinación es lo que da lugar a los despachos centralizados de carga[7].

Como además de esta necesidad de coordinación, el número de agentes suele no ser muy grande, se va dando una tendencia a que la competencia (por lo menos en la etapa de generación) provoque ciertas colusiones, implícita o explícitamente, de forma tal que las tarifas tiendan a ser superiores que las que resultarían de un mercado competitivo, tal como si se acordaran entre las empresas. Aunque no sea un acuerdo explícito, la repetición del mismo juego en forma permanente tiende a generar tarifas superiores a las competitivas, cercanas a las que podrían resultar en un monopolio.

Bajo este tipo de argumentos muchas veces se plantea que el sistema verticalmente integrado puede ser superior. Porque si no hay una ventaja considerable del sistema con varios agentes por el lado de reducir las tarifas, la empresa verticalmente integrada puede generar otras ventajas, entre ellas facilitar la coordinación del sistema. Las propias características del tipo de competencia en generación y los requisitos de coordinación crean entonces un ambiente que puede inducir la integración vertical.

¿Porqué la regulación? ¿Y qué es lo que busca regular?. La regulación en el mercado eléctrico tiene diferentes aspectos.

Un primer punto está vinculado con la participación del sector privado o público en la prestación del servicio, grado de participación que puede ser regulado. En el caso de una empresa pública se buscará que la misma sea eficiente y se tendrá como uno de los instrumentos de esta regulación a la tarifa del servicio. En el caso de que sea una empresa privada el objetivo de la regulación se vinculará con control de los precios de las etapas monopólicas de la actividad de forma de evitar distorsiones monopólicas en la fijación de los precios (fijación de precios altos y menores cantidades vendidas). También se puede regular el grado de integración vertical en el mercado, favoreciendo o impidiendo

[7] Sobre los principales puntos expresados en esta sección véase Rodríguez Romero y Castro (1995) y Yarrow (1993).

la separación de las distintas etapas del proceso.

En el caso del sector eléctrico la etapa que es considerada como monopolio natural en todos los sistemas revisados es la de trasmisión (por lo tanto su precio siempre es objeto de fijación administrada) y en menor medida la etapa de distribución. En algunos casos ésta última es considerada como monopolio natural y en otros casos no lo es.

¿Cuáles son las opciones de regulación encontradas? Una primera opción es permitir la integración vertical de más de una etapa y regular los precios en las dos etapas adyacentes integradas. Una segunda forma, también permitiendo la integración vertical, es regular y prevenir la discriminación desde la etapa de trasmisión, permitiendo el acceso libre (de generadores y distribuidores o eventualmente consumidores finales) a dicha etapa. Se permite la integración vertical pero se permite acceso de otros generadores o consumidores (no integrados verticalmente) a la fase de trasmisión. Y una tercera forma es la de prohibir la integración vertical y regular en el sentido de que actúen en el mercado empresas que estén separadas en las tres etapas. En este último caso, se regulan las tarifas de trasmisión, y en las otras etapas el precio se determina por la competencia entre las empresas[8]. Los dos casos que he encontrado, que se acercan más a esta tercera opción, son el caso inglés y el noruego.

III.2 La situación en la Unión Europea

III.2.1 Casos nacionales

Entre estas dos opciones de una empresa verticalmente integrada (o un conjunto de empresas verticalmente integradas) y un mercado buscando competencia, se encuentran las diferentes situaciones de casi todos los países de la Unión Europea, que van desde el caso de Francia hasta el de Inglaterra.

En el primero hay un sistema público gestionado por la empresa "Electricité de France" desde 1946, esta es una empresa verticalmente integrada. Hay algunas otras empresas menores que generan: dos empresas públicas de cierto tamaño y otro conjunto

[8] Véase Yarrow (1993).

de empresas pequeñas. El área de transporte la ocupa la misma empresa verticalmente integrada, que además tiene el control de la interconexión con otros países, y es la que hace las importaciones y las exportaciones.

En la distribución es ampliamente mayoritaria también esta empresa salvo un 10% del consumo que es distribuido por corporaciones locales. La empresa no está fuertemente regulada desde el gobierno. Es decir, existen una serie de normas, pero la principal norma es un programa firmado entre EDF y el Ministerio correspondiente del gobierno francés, en el que se fijan una serie de controles a su funcionamiento, a la gestión y a las tarifas. Pero la empresa, en definitiva, se atiene a ese contrato con flexibilidad[9].

Un tema interesante de este caso francés es el altísimo porcentaje de producción en base nuclear, que es el 75% de la producción y el 56% de la potencia instalada[10]. De todos los casos revisados es el que tiene un peso mayor. Y el sistema en su conjunto es exportador neto[11].

Antes de entrar al caso inglés, se plantearán brevemente algunas otras referencias. En el caso español[12], una gran empresa pública que es solamente generadora (ENDESA), tiene fuertes participaciones de capital en varias de las otras empresas que participan en el sistema. En realidad las grandes son nueve empresas verticalmente integradas que tienen generación, trasmisión y distribución, y que cada una de ellas tiene una zona atribuida. Eso está cortado por la propiedad estatal por el lado de la participación accionaria fuerte en varias empresas del sistema.[13]

---

[9] Véase OLADE (1995) y Unión Fenosa (1993a).

[10] Existe evidencia de que esta alternativa es la que registra menores costos (sin considerar el costo de procesar los desperdicios nucleares) y por tanto a todos los niveles permite producir a precios menores. Como además es un sistema excedentario Francia promueve la interconexión para poder exportar energía eléctrica.

[11] Véase Unión Fenosa (1993b).

[12] Véase Unión Fenosa (1993a) y (1993b).

[13] Se está en la etapa de creación del Ente Regulador y de intento de introducción de competencia en las etapas de generación y distribución.

Otro caso que es interesante, por lo atípico, es el noruego[14]. Es un sistema de propiedad mixta, fuertemente desintegrado, con gran participación en las tres etapas por empresas públicas. En un artículo escrito por el responsable del ente regulador noruego, el autor dice que es el único sistema totalmente desregulado en Europa. Gran parte de las empresas públicas fueron separadas en 1990, por lo cual la fijación de precios se realiza en el mercado libre, y los consumidores pueden contratar energía de donde se les ocurra. El monopolio natural se mantiene, se paga un peaje a la trasmisión y a la distribución y el consumidor elige con quien hace el contrato. Se regulan las etapas monopólicas.

Un punto importante para la regulación, tanto de la trasmisión y de la misma forma la distribución, es que se permita el libre acceso a la red en ambas etapas. Si es obligatorio el libre acceso a la red, la etapa de distribución reduce su poder monopólico.

En el sistema inglés[15] se partió de una situación de empresa verticalmente integrada con doce zonas de distribución asignadas. Esta empresa fue dividida y privatizada. En la etapa de generación se separó en tres empresas, de las cuales no se privatizó la parte nuclear, no por voluntad del gobierno inglés sino porque aparentemente no se consiguieron compradores.

El sistema se separa en cuatro etapas: generación, trasmisión, distribución, y hay una etapa de distribución de segundo grado, que se llama etapa de abastecimiento o de distribución de segundo nivel, que es como la etapa de comercialización. Se establece la competencia en la etapa de generación entre las tres empresas, y se forma una nueva empresa que administra la red de trasmisión. La distribución se organiza privatizando las 12 distribuciones zonales, y hay libre acceso de los clientes mayores a otras zonas de distribución y directamente a la red de trasmisión.

Lo nuevo es que se obliga al acceso de cualquiera a las redes, pero esa obligación separa dos tipos de consumidores. Los grandes consumidores tienen la posibilidad de acceder a otras distribuidoras o a la red de trasmisión mediante contratos directos con los

[14] Véase Diessen (1994) y Hjalmarsson (1993).

[15] Véase Littlechild (1991) y Yarrow (1993).

generadores. Se genera un segundo tipo de consumo en el que se controlan los precios, se regulan las tarifas y se establece la obligación de suministro. Se planteó una secuencia por la cual en 1994 entraban los consumidores medianos en esa forma de libre acceso, y en 1998 entrarían todos los consumidores en el mismo sistema, con lo cual se reduce la regulación y pasa a ser todo un sistema de libre precio.

De cualquier manera, para los consumidores sujetos a la distribución local y con tarifa fijada administrativamente, es para los únicos que se establece la obligación de suministro. Todo lo otro queda fijado según contratos privados, y habría tres momentos (1990, 1994 y 1998) en los que se iría liberalizando progresivamente.

¿Cuál es el balance que se hace de los cambios en el sistema inglés? Dos autores consultados, Rodríguez Romero (1995) y Yarrow (1993), coinciden en algunos puntos. Primero: se produjo una reorganización productiva bastante positiva de las empresas en el sentido del aumento de la eficiencia y la reducción de los costos y los precios. Por otra parte, aumentaron las inversiones y el sistema permitió el ingreso de nuevos entrantes, fundamentalmente en la etapa de generación.

El principal problema de la búsqueda de competencia era si además del hecho de la reducción inmediata de los precios, se pueden evitar las posibilidades colusivas en períodos posteriores, lo que depende de la eliminación de las barreras a la entrada del sistema. Este tema es más importante (en la opinión de estos autores) que el número actual de productores que haya en el mercado. Hay dos o tres integrantes en un mercado, ellos pueden coludir pero enfrentan una competencia potencial que tienen que tomar en cuenta. En el sector eléctrico, donde hay unos costos relativamente importantes para ingresar (altos costos hundidos), hay barreras altas a la entrada y a la salida del mercado. Entonces la idea de los "mercados contestables" (lo que importa es la amenaza de ingreso al mercado) es bastante discutible.

Yarrow (1993) detecta entre los nuevos proyectos de inversión en generación en Inglaterra un porcentaje muy importante de nuevos agentes ("entrantes"). En algunos casos son distribuidoras que se tiran hacia atrás, y en otros casos son empresas industriales que se diversifican para invertir en el sector.

En las otras etapas, entre los principales resultados positivos de la experiencia británica, se cita una mejor atención al consumidor por los suministradores regionales, en el sentido de que se establecen contratos individuales. Ambos autores encuentran que descienden los precios, por lo menos para los grandes demandantes.

Lo que se plantean como los problemas más importantes son la posible colusión implícita entre las generadoras, y por otro lado, no está claro que el sistema de incentivos para aumentar la capacidad sea el más adecuado. Eso genera problemas para el mantenimiento de la inversión en adelante y para atender la futura demanda. Pero, de cualquier manera se detecta un mejoramiento en el tema de la ampliación de la capacidad y en la organización productiva de las empresas.

III.2.2 El mercado integrado en la Unión Europea

Lo más importante del mercado único de la electricidad en la Unión Europea, es que realmente no se ha avanzado demasiado en la formación de un mercado integrado. Si lo queremos tomar como referencia para ver cuales serían los efectos de un mercado integrado al estilo de una participación conjunta con la Argentina en un mercado mayorista, etc., no hay referencia ahí, porque la integración de aquellos mercados es muy imperfecta.

Hay múltiples interconexiones pero no hay mercados integrados en Europa. Hay bilateralidades relativamente fluidas, pero no se observan los síntomas de un mercado integrado como el de cualquier otro bien. Por ejemplo: fuertes corrientes de comercio, nivelación de los precios, ese tipo de cosas no ocurren con la energía eléctrica en la Unión Europea. Inclusive, el caso italiano, nombrado como fuertemente importador, cubre de esa forma sólo un 15% de la demanda interna de energía, y es un caso destacado.

Estoy hablando de la Unión Europea, los países nórdicos es otra cosa. La línea de interconexión de España con Francia que se está armando es de una capacidad de 1000 MW, y si se mira la potencia instalada de España en total son 56000 MW. Hay una

interconexión bastante débil.[16]

Holanda importa de Alemania y de Bélgica. Bélgica es exportador neto. Alemania es ligeramente exportadora. No fue posible encontrar las cifras de exportaciones e importaciones de España en varios materiales de Unión Fenosa consultados.

¿En España se le puede comprar a un generador francés? Hoy en día no directamente. Lo que se está discutiendo entre Uruguay y Argentina es la formación de un mercado integrado a corto plazo. La idea de la Unión Europea es también la de integrar los mercados eléctricos como se han integrado los mercados de cualquier otro bien. Pero el tema es que hay diferentes consideraciones del papel de la energía eléctrica y diferentes consideraciones sobre la cuestión de soberanía. Existen también diferentes formas de organización de los sistemas. Ambos factores han generado que se avance al mismo ritmo que a el de la liberalización del comercio de otros bienes[17] .

En ese sentido, la Comisión de las Comunidades Europeas emitió varias directivas. Dos directivas en 1990, una relativa a la transparencia en la fijación de los costos y de los precios, y una segunda relativa al acceso de usuarios a las grandes redes[18]. Ambas normas no imponen obligaciones muy fuertes a los países miembros.

En 1992, se planteó una propuesta más fuerte, que es una directiva sobre reglas comunes, que incluye tres temas básicos que son: la libre entrada de los generadores a las redes de transporte, el libre acceso a las redes de transporte de los grandes consumidores, y la separación (por lo menos contable) de las tres etapas de generación, trasmisión y distribución. Esa directiva fue muy discutida y todavía no fue aprobada por el parlamento europeo[19].

---

[16] A la que más le interesa acelerar la integración es a Francia, mientras que las empresas españolas y portuguesas piden períodos transitorios más largos porque no se ven en condiciones de competir contra los precios tan bajos que pueden ofrecer los franceses.

[17] Véase Olade (1995).

[18] Véase Diario Oficial de las Comunidades Europeas (1990).

[19] Véase Diario Oficial de las Comunidades Europeas (1994).

La Comisión Europea está planteando que es necesario establecer un conjunto de reformas en los sistemas para poder procesar la integración de los mercados. Y hay un punto que es clave, que no está resuelto y se debate actualmente: si la interconexión o la integración debe hacerse permitiendo el acceso de terceros a la red (es decir no un sólo organismo por cada país sino también grandes consumidores y generadores); o si debe establecerse bajo un sistema de comprador único, o sea si el propietario de la red o el organizador del Despacho de Carga de cada país, es el que comercia internacionalmente y lo negocia dentro del país. Hay un importante debate que es la contraposición entre estas dos propuestas (que no está resuelta) y es el punto clave que traba la posibilidad de avance en la integración de los mercados.

Rafael Orbegozo (Director de Relaciones Internacionales de Iberdrola, España) en el Seminario sobre Corredores energéticos e Integración en setiembre de 1995, planteó que la resolución del mecanismo de compatibilidad entre los dos sistemas (el de comprador único y el de acceso negociado de terceros a la red) es algo bastante difícil en el corto plazo. Si se alcanzara una solución, ésta no sería la óptima (si la óptima es la integración total de los mercados), sino que para pensar en la integración total todavía quedaría un camino bastante largo.

Como conclusión, de hecho hoy en la Unión Europea no se está planteando la integración inmediata de los mercados eléctricos, por lo tanto lo que está pasando no es una referencia suficiente para la discusión de la organización de la interconexión con la Argentina. Esta es una conclusión básica.

La Comisión de las Comunidades Europeas tiene una propuesta que apunta a generar sistemas más competitivos y esta es una segunda conclusión importante. Existe una opinión mayoritaria acerca de las virtudes de los sistemas más competitivos; y la Comisión Europea está planteando reformas a los países que tienen sistemas más verticalmente integrados y más regulados; con independencia de cual sea la propiedad. No es un tema de privatización o no, la cuestión básica es la de la integración vertical y la introducción de competencia. Lo que se está planteando son mecanismos que apunten hacia la integración de mercados, pero que apunten a reglas comunes de organización de los mercados, como para hacer viable la posibilidad de la integración.

III.3 Algunas conclusiones

Frente a esta tendencia universalmente aceptada a incrementar los niveles de competencia en los sistemas eléctricos, en el Seminario sobre Corredores Energéticos e Integración (antes referido) se plantearon algunas ideas cuestionadoras. Fue interesante la posición de Gerhard Ott (Presidente del Consejo Mundial de Energía), quién planteó dos puntos:

- la necesaria gradualidad de las transformaciones;

- el reconocimiento de que estas nuevas situaciones competitivas generan sistemas más eficientes desde el punto de vista de la reducción de las tarifas, de los precios; pero abren un margen de duda si uno piensa desde el punto de vista de los recursos naturales agotables.

Si la competencia esta asociada a procesos privatizadores, en general se tiende a preferir inversiones que tienen rentabilidad a más corto plazo, que tienen un proceso de maduración de la inversión menor, y tienden a descartarse opciones que desde el punto de vista del uso de los recursos naturales y del medio ambiente pueden ser superiores. Son dos cosas diferentes porque la agotabilidad de los recursos naturales es una cuestión directamente económica, que afecta al bienestar social material en el mediano y largo plazo; más allá del problema ambiental más relacionado con la calidad de vida.

Ott planteó que la competencia generó una mayor eficiencia, y los resultados de los procesos de privatización y aumento de la competencia han sido bastante impactantes y de corto plazo, es decir, se han visto rápidamente resultados en cuanto a aumento de capacidad instalada, en cuanto a reducción de los costos y de los precios. Pero la competencia no es la panacea desde el punto de vista de la más adecuada utilización de los recursos.

El Ing. Wilson De Souza (Presidente del Cier) se manifestó en una línea similar a la de Ott. La primera cuestión que planteó es que en América Latina las soluciones de nuevas inversiones tienden a ser en gas (plantas de generación basadas en gas, ciclos de turbo-gas abierto, ciclos combinados en base a gas natural) que implican una inversión

bastante menor que la alternativa hidroeléctrica. Pero en América Latina se está utilizando hoy entre un 15 y un 20% del potencial hidroeléctrico de la región. De Souza se manifestó a favor de fomentar el uso de los recursos hídricos, en el sentido de revalorizar los recursos limpios y renovables aunque requieran de una mayor dotación de capital.

Dejó planteada la pregunta de si el capital privado: ¿se interesará o no por el desarrollo hidroeléctrico?. No es ésta la opción que ha seguido recientemente, el tipo de soluciones que se están planteando, mirando como ejemplo en especial al caso argentino.

Un tercer punto de interés se refiere a la relación entre concentración de actividades y capacidad para desarrollar avances tecnológicos. El sistema francés (verticalmente integrado) fue exitoso en el desarrollo de una tecnología (nuclear), y esa es una de las razones por las cuales suele argumentarse a favor de las empresas verticalmente integradas, el hecho de la realización de economías de escala por el lado de la investigación y desarrollo. Sin embargo se argumenta que la expansión nuclear en Francia está relacionada con que hubo una apuesta fuerte y una consiguiente inversión antes de que empezaran las preocupaciones ecologistas al respecto. En el resto de Europa, los planes de desarrollo nuclear estaban, pero se frenaron cuando empezó a visualizar que no había forma de desprenderse de los residuos y la opinión pública se mostró contraria a la instalación de nuevas centrales.

IV. PRODUCCIÓN Y CAPACIDAD DE GENERACIÓN

IV.1. Marco normativo propuesto y evaluación de nuevos proyectos.

En esta parte se pretende desarrollar que es lo que tendrían que tener los nuevos proyectos de generación, o cómo ellos deben ser evaluados en el ámbito de un mercado integrado. Es decir, que es lo que cambia desde un mercado local con UTE como empresa única, hacia un mercado integrado, a la hora de evaluar nuevos proyectos de generación. Especialmente cuando "generación" es, según la redacción de la Ley propuesta, el mercado que cambia más sustancialmente, en el que se entra de lleno a una fase de competencia.

IV.1.1. Análisis del mercado de Generación

El nuevo ámbito competitivo de generación se analizará observando algunas tendencias de largo plazo que se pueden prever, con la información actual, y se intentará establecer cuales pueden ser las consecuencias probables de esas tendencias sobre UTE. Antes de comenzar el análisis se debe recordar que el proyecto de ley propuesto al parlamento de ser aprobado modificará las reglas de juego vigentes en el marco del mercado de generación de energía eléctrica. Por una parte liberaliza la entrada de nuevos productores en el ámbito nacional y por otra parte crea las condiciones para la conformación de un mercado mayorista integrado (Argentina-Uruguay).

La rivalidad en el sector[20].

Como primer punto está el pronóstico de la oferta (tanto en Uruguay como en la región) y su comparación con los pronósticos de demanda. Hay que advertir que Uruguay hoy tiene excedentes medios en términos de su capacidad de generación, en un año de lluvias promedio hay excedentes hidroeléctricos. Aunque se prevé que exista déficit dentro de 5 a 7 años.

Argentina, según la información disponible para este estudio, también tiene excedentes en estos momentos, aunque con una base más bien térmica. Paraguay tiene enormes excedentes y Brasil, que es el que cierra la posible área integrada, tiene déficit (especialmente en el sur).

Entonces el pronóstico es que la energía hidroeléctrica uruguaya, de un costo marginal menor, pueda sustituir a la energía térmica en el mercado spot de Argentina y en situaciones de hidraulicidad promedio, comprando energía en los momentos de bajas lluvias. Y todos tanto Argentina, Paraguay y Uruguay podrían exportar, según los costos marginales de cada uno, hacia el sur de Brasil. Por su parte Paraguay, con enormes excedentes, estará en condiciones de abastecer a quienes lo necesiten, al menos en el

[20] Se utiliza como marco teórico referencial el análisis de fuerzas competitivas de Porter (1990), que resume el posible resultado de las empresas de un sector en la observación de cinco fuerzas. Se seleccionó este tipo de análisis por su simplicidad y por estar ampliamente difundido.

corto plazo esa sería la ecuación principal.

¿ Quiénes participan en este sector? La pregunta es importante a efectos de prever cual puede ser la rivalidad entre generadores. Si bien en un plano macro se trata de Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay hay que poner en claro quién es quién en cada país. Esto es importante toda vez que se planea competir en un sector, se debe tener muy claro con quien se compite.

En el Uruguay estarían UTE y Salto Grande, en Argentina son un conjunto de empresas, algunas bastantes grandes, muchas veces propiedad de otras empresas energéticas, con una participación relevante de empresas chilenas. Lo que lleva a preguntarse quienes son los dueños de las empresas chilenas, estas son mayormente propiedad de fondos de pensión chilenos, de algunos fondos de pensión de Estados Unidos (que han invertido en Chile) y de los empleados de las propias empresas chilenas (que cuando se privatizaron se estima que se han reservado cerca de un 20% del patrimonio de las empresas).

En Paraguay la empresa eléctrica es estatal y en Brasil está en vías de cambio, hay una propuesta de modificación constitucional para que se pueda incrementar la participación privada en el mercado de generación. Estas reformas planteadas en Brasil tienen importancia en el largo plazo ya que éste es potencialmente un importante comprador en el corto plazo, pero también es quien tiene mayor potencial de generación hidroeléctrica en el largo plazo.

Es importante decir que buena parte de la rivalidad del sector está en los costos marginales de largo plazo. Si bien los de corto plazo son los costos relevantes para las fijación de los precios spot, los de largo son los que tienen más que ver con la rivalidad. Esto es debido a que al momento de instalarse se define el futuro costo de corto plazo, es allí donde se está definiendo la posición como oferente en ese mercado, es decir si se va a estar vendiendo energía, o si se va a estar reservando potencia, sea lo que sea se define antes de instalarse. Esto es muy importante y plantea, en forma implícita, una competencia entre los países que participan en el mercado integrado en radicar inversiones. En la medida que se integre el mercado, si teóricamente alguien se pudiera instalar en cualquier lugar para vender energía, va a preferir instalarse donde haya

mejores condiciones económicas para desarrollar la actividad, sea por la dotación de factores de ese lugar, por ejemplo un río que tenga agua o un lugar en el que haya gas o lo que sea, o porque existen otras condiciones favorables, por ejemplo que le cobren menores impuestos, le regalen parte de la inversión, etc.

Otros factores que podrían ser atractivos son las regulaciones para participar, o las condiciones económicas y generales más ventajosas. Condiciones financieras, condiciones que garanticen retorno a los capitales, etc., es decir, cualquier cosa que haga atractivo para alguien invertir en una actividad en un país determinado.

Un factor importante en la definición de la rivalidad del sector es que participan pocas empresas. Siempre van a ser pocas empresas, ya que se trata de un sector con escalas mínimas eficientes, al que no es fácil entrar y del que no es fácil salir.

Sustitutos

Otro tema presente en el análisis de un sector es el de los sustitutos del producto considerado, en este caso de la energía eléctrica. La definición de sustitutos de la energía eléctrica se hace en términos muy generales, pensando en las demandas finales.

Se puede decir que el costo de los combustibles fósiles van a tender a subir, lo cual en algún plazo le va a ir dando mayor espacio al consumo de energía eléctrica, en particular a la generada de fuentes renovables.

Por su parte, en el corto y mediano plazo, el gas argentino puede ser un sustituto de la energía que actúe en forma agresiva, que se coloque hacia el sur de Brasil o hacia el Uruguay (como sabemos hay algunos proyectos) y que sustituya buena parte de la necesidad de energía eléctrica tanto de los hogares como de la industria.

A nivel del Uruguay, se puede prever que la leña siga una tendencia de incrementar su oferta, hay plantaciones grandes de montes recientes que pueden actuar en parte como sustitutos de energía eléctrica, sobretodo para calefacción y calentamiento.

Como sustituto del mercado integrado de energía eléctrica puede considerarse a

los autogeneradores de energía. Ahí entrarían, en gran parte, las nuevas tecnologías, como la eólica, solar o alguna pequeñas turbinas de paso de generación hidroeléctrica. Estas últimas están citadas en los materiales de Rediseño del Negocio de UTE, apareciendo que UTE tendría poco interés en encarar ese tipo de emprendimientos, y más bien quedaría como una oportunidad para pequeños emprendimientos privados en los que no descarta coinvertir[21].

Esos serían sustitutos interesantes de energía eléctrica o, mejor dicho, del sistema integrado de energía sobretodo en comunidades rurales, aisladas de alguna manera del sistema integrado.

Pero, en el largo plazo también pueden ser sustitutos dentro del sistema, es decir que haya personas que quieran generar su propia energía, tal vez para cubrir picos donde la energía del sistema integrado pueda ser muy cara (si se generalizan las tarifas de doble horario) o para cubrir picos de demanda (p.ej. si no se cuenta con suficiente potencia contratada), o por problemas de seguridad.

Existe un ejemplo en gran escala de la utilización de energías alternativas en una comunidad fuera del sistema integrado, tal es el caso de San Gregorio de Polanco que se abastece de energía eléctrica de fuentes eólicas y lumínicas. Este fue un proyecto experimental financiado por la Unión Europea.

También es un sustituto la acumulación de energía. Hay varias formas de reserva de energía, no se hace referencia exclusivamente a la reserva de energía eléctrica sino de energía en general; se puede acumular calor, por ejemplo aislando térmicamente y por lo tanto será necesaria menor cantidad de energía eléctrica, existen tecnologías de iluminación de menor consumo, etc., la suma de todas esas técnicas va a actuar como sustituto de la generación directa de energía eléctrica. No sólo se sustituye la generación, en este caso se sustituye tanto generación, como trasmisión y distribución.

Proveedores

[21]UTE podría participar en la inversión de capital o facilitar la gestión o la tecnología, pero no bajo su propiedad o como negocio exclusivamente de UTE., eso incluso podría ser una alternativa interesante para actuales empleados de UTE.

En este análisis se mencionan tanto de proveedores de insumos como de factores. Por parte de los proveedores de insumos, fundamentalmente podemos esperar que ANCAP se haga más eficiente y que en el sistema integrado los costos de combustible de UTE (si alguna vez tiene que usarlos) sean menores que lo que son hoy.

También puede esperarse que venga gas natural desde la Argentina, en algún plazo más o menos prolongado es esperable que ello ocurra. Eso depende de los proyectos que ya son conocidos, es decir si es rentable o no la acumulación de gas en los acuíferos del Santa Lucía.

Por el lado de los recursos naturales, estamos en una zona que cuenta con abundantes recursos naturales para la generación de energía eléctrica. Aquí principalmente se deben de mencionar dos, por un lado Argentina con el gas natural y por otro lado Brasil con un inmenso potencial de generación hidroeléctrica aún no explotado. En Uruguay no están explotados todos los recursos disponibles, esto es válido para las tecnologías tradicionales y más aún para la utilización de tecnologías no tradicionales.

Otro proveedor que es fundamental en este juego es el medio ambiente (como recurso). No pasará mucho tiempo para que se empiece a cobrar a los que usen el medio ambiente como receptor de efluentes industriales (p.ej. CO_2 de la generación térmica), entonces el que contamine va a tener que pagar, y si eso es así, la generación hidroeléctrica va a tomar ventaja con respecto a la generación térmica. O sea, va a tomar ventaja todavía mayor porque el costo marginal de contaminación en la hidroeléctrica va a ser prácticamente nulo y en la generación térmica (sea con la fuente de calor que sea) va a tener un costo, eso va a poner presión sobre los generadores térmicos; o van a tener que invertir para contaminar menos o van a tener que pagar de alguna forma alguna tasa, algún impuesto, o alguna forma de limitación por contaminar.

Otro proveedor es el mercado financiero. Existen alternativas interesantes de proveedores financieros, tanto para el Uruguay como para la región, pero en este contexto el Uruguay puede tener ventajas por su estabilidad, por su trayectoria económica (de ser un buen lugar donde invertir), puede ser una ventaja para conseguir capital para nuevas inversiones. En este caso debería verse como favorables las nuevas modalidades previsionales del Banco de Previsión Social que tienden a generar alguna acumulación

de capital (que en algún lugar hay que invertirlas), se podrían invertir en electricidad como se ha hecho en otros países.

Los diferentes mecanismos de atracción de la inversión privada al sector están relacionados con la separación clara de los temas distributivos y de eficiencia. En la medida que se utilice el sistema para ayudar a la redistribución, será menos atractivo para la inversión privada. Se pueden buscar mecanismos de redistribución directos (subsidios) que introducen menos ineficiencia que mecanismos de redistribución que emplean la estructura tarifaria, los cuales desestimulan la inversión privada.

Los Recursos humanos y tecnología también son importantes como proveedores. Se colocan juntos porque la importancia de la mano de obra en este sector está unida a la capacitación y a la acumulación de conocimientos, es decir la mano de obra es poca y especializada. Si bien no contamos con elementos suficientes para hacer una comparación regional, es posible para nuestro país construir una fuente de ventaja en este punto, especialmente en los niveles intermedios y bajos, no tanto en el nivel profesional. La tecnología, además del componente de acumulación de conocimientos tiene un componente más duro (principalmente dado por las máquinas) que se podría decir que es neutro, ya que no hay provisión regional de este tipo de equipos y el mercado de donde se toman es mundial.

Recientemente se ha mencionado que uno de los proveedores de tecnología tiene creciente interés en participar en la generación de energía en la región.

Compradores.

No se ha hecho un estudio detallado de la demanda de energía, pero es conocido que se proyecta un crecimiento a una tasa entre el 3 y el 5,5% anual acumulativo en el mediano plazo. De hecho se puede esperar que exista un crecimiento mantenido ya que en una comparación internacional los países desarrollados presentan niveles de consumo que más que duplican el consumo uruguayo por habitante. El crecimiento previsto lleva a proyectar que dentro de unos pocos años existirá alguna necesidad de inversión en generación adicional si el sistema siguiera aislado.

En años recientes UTE ha decidido manejar la demanda. Hay una variedad de estímulos vía precio, como son las tarifas multihorario, que se pueden utilizar para este manejo, cuyo objetivo primario es tratar que se suavice la gráfica estacional diaria. Para atenuar los picos diarios también se han instalando llaves limitadoras de potencia y se cobra la potencia. Debido a que reservar potencia representa un costo para UTE, se le pone un precio al usuario, de manera que él o contrata más potencia o no puede consumir más en la hora pico, siendo allí donde actúa la llave limitadora. Es una limitante al consumo en el pico diario, aplicaciones de este tipo para un usuario aislado no tienen mayor significado para UTE, pero su aplicación masiva mejora mucho la gestión de la empresa eléctrica tanto en la calidad de la provisión de servicios como en su capacidad de formular previsiones. De modo que si se quiere demandar más de ese pico de potencia, se tiene que contratar más. Para UTE esto es muy importante debido a que la limitante actual está más en distribución que en generación.

Se debe recordar que en todos los casos se trata de una demanda derivada, una demanda de energía derivada de otras actividades que realizan los usuarios y que son las que hacen requerir energía eléctrica. Se debe esperar que en el futuro sean más eficientes todos los usos de energía. Las tendencias a largo plazo, y en especial el interés ambientalista, llevan a pensar que dado que la tecnología de casi todos los aparatos consumidores de energía eléctrica (como T.V., refrigeradores, etc.) viene de los mercados internacionales y no depende de lo que ocurra en Uruguay, va a ir recogiendo crecientemente esos intereses e incorporará más eficiencia en el uso de energía. También en el plano industrial la eficiencia toma cada vez mayor valor, recientemente apareció en la prensa un artículo que señalaba que los industriales exportadores uruguayos contrataron una consultoría para un uso más eficiente de energía. Es decir, que hay interés en un uso más eficiente de la energía y en racionalizar su uso.

Hay múltiples problemas ambientales y de eficiencia económica que también hacen que se deba pensar que en el mediano plazo los compradores, si bien van a aumentar porque cada vez la tecnología predominante supone un uso más generalizado de elementos consumidores de energía eléctrica, ese uso será más eficiente.

Hay ejemplos que pueden hablar de tendencias de mayor uso o de más compra de energía eléctrica como puede ser la tendencia de electrificarse de los medios de

transporte, incluso en los autos o los pequeños vehículos va a haber una tendencia a la electrificación. El año pasado en Francia se instaló a nivel experimental, en una ciudad entera, un sistema de autos eléctricos. Es muy interesante, porque la demanda principal del sistema es nocturna, porque los autos se recargan durante la noche, donde reservan energía, por lo cual el sistema actúa como reserva colectiva de energía eléctrica.

La gran diferencia que establece la ley es la división del mercado eléctrico en tres etapas: generación, trasmisión y distribución. Por lo que para el mercado de generación aparecen como compradores los siguientes en la cadena productiva. Se define que esos compradores son los distribuidores y los grandes consumidores (que a su vez también deben requerir de los servicios de los trasmisores), según los casos pueden realizar contratos a futuro de provisión de los servicios o comprar en el mercado spot.

Para UTE, un 10% de la venta de energía está volcada a los actuales grandes consumidores. Este grupo tendrá un poder de negociación mayor en el futuro, ya que no se enfrentará a la empresa monopólica sino que podrá comprar en cualquier punto del sistema integrado. Es posible que este grupo se agrande con la inclusión en él de algunos de los actuales consumidores de "alumbrado público".

IV.1.2 Algunas conclusiones sobre los posibles efectos de la integración en un mercado regional único.

Si Uruguay se integrara realmente al sistema argentino, que cambios (particularmente en la operación del sistema) podrían ocurrir? En términos generales, si se supera la condición de que cada país tiene que tener su reserva y, entonces, la reserva fría y la reserva rotante, pasan a ser del sistema, va a cambiar el costo marginal del agua en nuestras represas (particularmente en Rincón del Bonete donde tiene valor de reserva y por lo tanto su costo marginal está fuertemente influenciado por el costo de respaldo eléctrico y por el costo de falla). Ese sería el efecto más interesante de un sistema realmente conjunto, donde las reservas fueran de todos.

Así como se pasaría a exportar energía hidroeléctrica y sustituir energía térmica de la Argentina, también se le podría comprar reserva de potencia a los argentinos, y eso

cambiaría la ecuación total del despacho en cuanto a sus costos. Es decir, se podría despachar mucha más agua de las represas uruguayas bajo ese sistema. Teóricamente es así, se iría a un óptimo conjunto en vez de al óptimo local uruguayo. Pero para que eso sea posible tienen que pasar muchas cosas, por ahora es sólo teórico.

Otra forma, que también baja el costo marginal del agua de las represas uruguayas, es que esa reserva se compre a través de contratos de abastecimiento con Paraguay. Esto es mucho más real, una vez conectados con Paraguay, vía Yaciretá, se puede establecer contratos de abastecimientos fijos, tanto de energía como de potencia, se trae al Uruguay y se venden los excedentes de energía al mercado integrado en Argentina, lo cual en su total haría (como dice el Ing. Antmann) que nunca más haya que prender una usina térmica, si no hay fallas importantes. En todos los casos, si se tiene una reserva mayor de otro lado a un costo menor que generar en las térmicas uruguayas, se presume que el costo alternativo del agua de las represas baje.

¿Eso no afectaría de alguna manera la soberanía?[22]. Este es un punto de decisión política, donde Uruguay tiene que decidir cual es la autonomía que quiere tener. El propio Ministro de Industria lo señalaba en su primera presentación ante la comisión del Senado. Este es un tema estratégico en el que es de importancia no quedar como totalmente dependientes, por lo que se tendrá que buscar un equilibrio y decidir cuanto se está dispuesto a pagar por mantener cierta independencia.

Parte de este juego es el proyecto de integración con Brasil. Este tiene una incidencia grande sobre cuál es el tamaño del sistema integrado. Porque si se depende sólo de la Argentina es una cosa, pero si se estás integrado con Brasil y Argentina (aunque Brasil tenga ciertos déficit los regímenes hídricos se dicen que son complementarios con los de Uruguay) pasa a ser otra cosa.

Entonces, el tema de soberanía o dependencia, varía mucho con la situación real de la integración. Si se está sólo integrado con la Argentina, parecería que hay que tener todo el respaldo, o por lo menos una buena parte. Si, en cambio, se está integrado con Argentina y se puede traer energía libremente de Paraguay, la situación es totalmente

[22] Pregunta realizada durante la exposición por el Sr. Portillo (AUTE)

distinta, y si además de eso se está integrado con Brasil, entonces todo cambia. La dependencia es mucho menor en términos de lo que pase en Argentina, o sea hay una ecuación geopolítica que depende de elementos de integración que hoy no existen.

De todas maneras y como conclusión, sería necesario instalar todos esos proyectos para ir a un óptimo de despacho económico en Uruguay, donde pesaría menos el riesgo de falla en el despacho, los costos marginales del agua en las represas bajarían, se podría despachar mucho más agua y tendría un resultado económico más favorable a todos. Pero eso es por ahora teórico.

Para definir bien el tema de la reserva en Uruguay, es muy importante negociar y definir los precios de la reserva y de la potencia. [23]

IV.1.3 Nuevos proyectos

Para los nuevos proyectos hidroeléctricos que están disponibles (ya formulados) se podría presumir que va a cambiar su rentabilidad, debido a que podrá exportar todo lo que ellos produzcan al precio del spot argentino. Como su costo marginal presumiblemente sería inferior al de las térmicas argentinas entrarían en el despacho y podrían exportar toda su producción (a un precio similar al costo marginal de las térmicas argentinas). Eso sería lo central en cuanto a término de evaluación de proyectos.

Si hoy se refuerza, a un costo de inversión relativamente bajo, la represa de Rincón del Bonete pero se sigue con el mismo riesgo de generación y lo único que hace es producir un incremento de la producción media, para Uruguay no sería muy rentable, por otra parte hoy la exportación, si Argentina desea tomarla, se realiza a un precio igual al 50% del costo marginal de las térmicas argentinas.

Por lo tanto parece importante, en el mercado integrado, estudiar todos los posibles proyectos hidroeléctricos. Los posibles proyectos hidroeléctricos que se han podido identificar son los siguientes: potencia adicional en Salto Grande, especialmente con algunas turbinas de paso en el vertido, el compensador de Salto Grande, los

[23] En opinión del Cr. Minetti (UTE) Uruguay tendría que definir en algún momento un precio algo mayor de la reserva de potencia para justificar inversiones térmicas adicionales en Uruguay.

proyectos sobre el río Negro serían Isla González (con unos 110 o 120 Mw) y el refuerzo de Bonete (de unos 40 - 50 Mw). También existe potencialidad para unos 600 Mw en miniturbinas hidroeléctricas dispersos en todo el país, esta estimación se adjudica a la Facultad de Ingeniería. Estos últimos contarían con la gran ventaja de ahorros en trasmisión, menores instalaciones, y se piensa que serían viables en asociación con otros proyectos, p.ej. de riego.

Todo eso es muy interesante justamente en un aspecto de interés para AUTE como lo es la ocupación de mano de obra y la creación de puestos de trabajo. Con la integración de esos 600 Mw, con el cambio de precios mencionado antes, podría ser más interesante para UTE. Si se sustituye parte de las fuentes de energía por una fuente que puede ser variable, pero suma al total y se puede comprar el respaldo del resto del sistema, pasando a exportar más de otra energía.

En proyectos térmicos, es de dominio general en este momento que existe una fuerte dependencia de lo que pase con el gas natural. El proyecto principal en este momento es de repotenciación de Tablada con una nueva turbina y ciclo combinado, vinculado al uso de gas, pero aún sin gas se dice que Tablada podría pasar a ciclo combinado (mudándola al litoral). Hay algún proyecto más que podría contemplar el uso de leña, o se podría pensar que en la fábrica de papel de que se esta hablando, que se instalaría por Río Negro o Paysandú, pudiera haber asociado algo de generación o cogeneración, pero en pequeño volumen.

Y en términos alternativos, como ya se dijo, se podría ver más como sustituto que como proyecto de generación. Esto se explicaría si fuera con el objetivo de autoabastecimiento lo que se pudiera avanzar en términos de instalaciones de aprovechamiento eólico o solar. Aunque se menciona alguna central mixta (eólico-hidroeléctrica) de mediano porte (unos 300 Mw) que podría instalarse por el departamento de Lavalleja.

Como ejemplo actual de la utilización de energía alternativa, hay una empresa que publicita una combinación eólica - solar, no se dispuso de detalles de dicha oferta pero resulta interesante que hay alguien ya ofreciendo eso en términos reales para usuarios

del interior.[24] Durante 1994, por el mes de agosto, se ofrecían paneles solares, con un costo total de unos U$S 5.000, que alcanzaban para iluminación y heladera. Si bien es más que nada para uso doméstico la inversión se paga con el ahorro de tendido.

En resumen, entonces, lo que se puede prever hacia el sistema integrado son cambios en los precios relativos y en el mercado relevante de colocación de energía que vuelvan rentables proyectos que hoy en el sistema aislado no lo son. Es importante la definición de los términos de potencia y reserva y conseguir remuneraciones adecuadas para ellos, con objetivos estratégicos, para que el Uruguay no se vea expuesto a una dependencia importante. En parte se puede sustituir las inversiones en respaldo con contratos de abastecimiento, tal vez con Paraguay si las conexiones son efectivas. Todo eso estaría vinculado a un negocio que por su tipo de gestión será mucho más financiero, o mucho más parecido a un negocio financiero, que a un negocio técnico ingenieril como lo ha sido hasta hoy.

IV.2 La interconexión eléctrica con la región

En esta sección se hace referencia a la interconexión energética del Uruguay con los países de la región. Trataremos también la situación actual de Salto Grande en tanto esta estrechamente vinculada al primer tema.

El análisis es básicamente descriptivo de que es lo que ha pasado con la interconexión hasta ahora. Está ordenado en tres partes: en primer lugar el marco institucional, en segundo lugar como se desarrolló el proceso de interconexión; y por último cuales son las propuestas actuales de modificación de este marco institucional.

IV.2.1 Marco institucional y regulatorio

Antecedentes

Como primeros antecedentes de la interconexión con Argentina, básicamente se encuentran el convenio del año 46 sobre el aprovechamiento del Río Uruguay donde se

[24] Intervención del Sr. Portillo (AUTE), en UTE había un Ing. Pou que en algún momento hizo un estudio sobre energía solar y se dedicaba a venderla en el interior.

crea la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande, se establecen prioridades para el uso del río, etc.. Este es un convenio general, que tiene su reglamentación recién en 1973, donde se establecen las condiciones para comenzar las obras de Salto Grande, se definen cuales son obras comunes y no comunes y el financiamiento de las obras. Se menciona esto como antecedente, en la medida que Salto Grande es la parte física de la interconexión. Estos convenios de construcción de Salto Grande no incorporan la posibilidad de interconexión tal como se entiende hoy, sino que simplemente es el antecedente en la medida que son el tendido de cables, base física de la interconexión. La única forma de intercambio que se prevé es que en la medida que algunas de las partes tome mas energía de la que le corresponde en su momento, se la va a devolvería a la otra mas adelante. Es una especie de trueque de energía en el tiempo; pero no esta prevista la interconexión como tal, o la venta de energía como tal. Es importante recordar que este Acuerdo de Reglamentación es de 1973. Es previo al Acta de Interconexión.

Queda planteada una situación en la que existiendo interconexión física no hay una institucionalidad que permita los intercambios energéticos entre países. Dicha intitucionalidad surgirá al año siguiente con el Convenio de Interconexión Energética. Como Convenio también tiene un carácter general y no tiene implicancias prácticas inmediatas hasta que no se lo reglamente. Establece las bases de la interconexión y crea la Comisión de Interconexión, que será el organismo encargado de organizar todo este proceso. Este convenio se firma en el año 1974. El Acuerdo de Ejecución del Convenio, requiere de aprobación parlamentaria en los dos países para entrar en vigencia. Es aprobado en el Uruguay en el año 83 y en la Argentina recién en el 86. El marco jurídico concreto que posibilita la interconexión recién tiene vigencia pues a partir de 1986, mas allá de que ya existiese la represa y de que existiese el Acuerdo que mostraba la voluntad teórica de los gobiernos de permitir los intercambios de energía entre Uruguay y Argentina..

Se señalarán los principales aspectos de este acuerdo porque es lo que rige hasta la actualidad la interconexión energética con Argentina.

El Convenio de Interconexión Energético

Se menciona entre los propósitos fundamentales, "posibilitar con carácter permanente y estable la operación interconectada de ambos sistemas tendiendo a un enfoque de conjunto que sea congruente con las conveniencias y decisiones individuales y con el mantenimiento de la equidad en la distribución de la totalidad de los beneficios resultantes". Se señala este párrafo especialmente por dos aspectos: habla de enfoque conjunto pero concurrente con las conveniencias y decisiones individuales; se puede decir que contrasta un poco con la visión actual de la optimización conjunta. Acá se pone especial énfasis en que cada país, o cada sistema tiene en última instancia la última palabra. Y menciona especialmente la equidad en la distribución de los beneficios, que es una de los motivos que actualmente explican las dificultades en los intercambios.

Se asigna a los despachos de carga la ejecución del convenio. Se definen las entidades a interconectarse (hay cierta diferencia como se definen en un país y otro) y se define la forma de operación interconectada. Básicamente los despachos de carga realizarían sus programas de trabajo de forma horaria, referidos a la demanda prevista para el período y su capacidad de cubrir la demanda con sus fuentes de generación. De estos dos datos, surge obviamente la capacidad de intercambio de cada uno de los sistemas y los despachos de carga planificarían de forma horaria estos intercambios. Se prevé también flexibilidad en esto porque evidentemente no todas las previsiones de demanda son exactas, ni las previsiones de oferta tampoco son exactas.

A su vez cada uno de los sistemas garantiza su reserva de potencia por separado. Esto lo comentamos especialmente en referencia a la propuesta que hará UTE después -o que se manejó dentro de UTE- de que la reserva fría de todo el sistema fuera conjunta. Sin embargo en el convenio de interconexión se plantea que cada país debe tener su propia reserva y garantizarla.

Modalidades de Intercambio

Un aspecto importante de este acuerdo de ejecución (que es fundamental) es que se define cuales son las modalidades de intercambio previstas y cual sería el precio de la energía de acuerdo a cada una de las mismas

Las modalidades de intercambio previstas son las siguientes:

- en primer lugar, se habla de suministro de energía de sustitución. Se trata de vender energía al otro país cuando este está en condiciones de generarla; es el caso cuando un país deja de usar una máquina térmica por ejemplo para comprar al otro país que genera con una hidroeléctrica o una térmica mas barata; el comprador no tiene riesgo de falla sino que elige comprar al otro país en la medida que significa un beneficio económico para él. Cual es el precio que se establece para esta modalidad? Un poco con la filosofía de que los beneficios sean para las dos partes, se estima cual es el costo marginal de cada una de las unidades, de la fuente que es sustituida (en el país comprador) y la ingresa en sustitución (en el país vendedor), y se calcula el promedio. Por ejemplo, una represa uruguaya del Río Negro puede estar vendiendo para sustituir a una térmica argentina; entonces el costo marginal es (en caso que fueran condiciones de vertimiento) el costo marginal de la hidroeléctrica en condiciones de vertimiento (cero) mas el costo marginal de la argentina de la térmica, dividido dos. El acuerdo prevé y discrimina cada una de las posibilidades, si es una hidroeléctrica por una térmica, si hay que prender una térmica para sustituir a otra térmica, etc., etc.. Discrimina varias posibilidades pero el criterio siempre es el mismo, son los dos costos marginales dividido dos. En principio el costo marginal de una térmica es el combustible que usa. Es función de las características técnicas.

- La segunda forma prevista es el suministro de potencia. Suministro de potencia es cuando un país garantiza al otro el suministro de una determinada cantidad de potencia en un lapso de tiempo. Este suministro de potencia se paga lo utilice o no lo utilice. Por ejemplo, si Uruguay le garantiza a Argentina suministrarle potencia en cierto período de tiempo, por más que Argentina después no requiera esa potencia igual se la paga; si la llega a requerir, parte de la potencia se le paga el costo de la energía. Esta modalidad prevee el pago de un cargo fijo, un cargo por energía y un cargo por arranque y parada.

- Una tercer modalidad de suministro energético previsto es el suministro de emergencia. Esto es cuando uno de los dos sistemas tiene riesgo de falla y por tanto solicita al otro el suministro de emergencia. La remuneración es similar al cargo de potencia.

Hay tres modalidades más que son de menor importancia y que son: suministro por necesidad de la parte vendedora. Se utilizó acá cuando Uruguay hizo las pruebas de aceptación de La Tablada (vendieron en esta modalidad); intercambio de reserva de

potencia rotante; y suministro de potencia garantida que nunca se usaron y son variantes de las anteriores.

IV.2.2 Desarrollo de los intercambios

Se consideran dos períodos: el que va desde el comienzo de la interconexión (1986) hasta el cambio de regulación en Argentina (1992) , y un segundo período posterior a dicho cambio. La distinción se hace en tanto el cambio de regulación en Argentina implicó un quiebre en el intercambio energético entre ambos países.

Durante el primer período hubo intercambios en la modalidad sustitución térmica, sustitución hidráulica con vertimiento (Uruguay exportaba hidráulica en situación vertimiento), exportación en la modalidad suministro de potencia. En un informe interno de la gerencia de planificación de UTE se evaluó que estas tres modalidades tuvieron poco éxito porque hubo pocos intercambios y porque generaron pocos beneficios para el Uruguay. El motivo, según dicho informe, de porque se realizaron pocos intercambios en estas modalidades es que al basarse para calcular los costos marginales en publicaciones internacionales que subvaloraban el costo del combustible en la región, daba por resultado transacciones inconvenientes y los países no intercambiaron demasiado.

La modalidad que generó mayor beneficio para el Uruguay es la que se establece a partir del acta de la comisión de interconexión de marzo del 92. Es una modalidad que no estaba prevista en el acuerdo vigente. La comisión legisla sobre el tema en esa acta y se refiere a sustitución hidráulica en situación de no vertimiento de las hidráulicas uruguayas. El negocio fue vender al spot del mercado mayorista argentino y significó las mayores ventas del Uruguay así como los mayores beneficios económicos para el país. El acuerdo tal como estaba planteado hasta esa fecha, preveía la sustitución hidráulica siempre con vertimiento, nunca sin vertimiento. Este hecho señala claramente que una de las potestades de la comisión era proponer nuevas modalidades de intercambio que no estuviesen previstas.

Durante todo este período UTE detecta un problema importante en Salto Grande. Argentina está tomando más de su cuota parte. Toma más de su cuota parte y no paga

absolutamente nada porque no está previsto. Incluso la energía de Salto Grande no tiene un precio.

Salto Grande y la Interconexión

Un aspecto importante es cómo se incorpora la generación de energía de Salto Grande en el Convenio. El Convenio no prevé la incorporación de esa energía a la interconexión. Se consideraron como temas aparte lo que produce Salto Grande con lo que se puede llegar a intercambiar con Argentina.

Se hará a continuación una mención a como entró Salto Grande al sistema interconectado. Con Salto Grande hubo un problema financiero que se derivó de que Argentina operó como financista de toda la obra de construcción de la represa de Salto Grande, debiendo Uruguay pagar durante los primeros años con la energía de menos que tomaría con respecto al 50% (por ejemplo, sí Uruguay toma el 16% , se preveía que le pagara 16% de las amortizaciones de las deudas y el 16% de los costos operativos, etc. durante el mismo período).

Esto tiene una interrupción el año 82, con la crisis de toda la región. La comisión técnica deja de pagar los cargos financieros correspondientes a las obras al tiempo que los países dejan de pagarle la energía a la Comisión Técnico Mixta.

En el año 86 comienzan las negociaciones para estabilizar la situación financiera en Salto Grande. Hay un punto importante que es una nota reversal del 16 de diciembre del 87 , entre las cancillerías de ambos países, en la cual se establece cual es el precio de la energía tomada tanto por Uruguay como por Argentina con antelación a esa fecha, (cuanto vale la energía que tomaron Uruguay y Argentina previo al 31 de diciembre del 86). Durante la salida de la crisis Argentina se hace cargo de todas las deudas de la Comisión Técnico Mixta. La Comisión Técnico Mixta le debe dinero a la Argentina. Sin embargo dado que Argentina no había pagado la energía consumida, se acordó un precio de la energía de forma de nivelar ambas cuentas. Dicho de otra forma, los activos y los pasivos con respecto a la Argentina quedarán en cero. Se establece un precio que no tiene un correlato económico, simplemente se buscó la resolución de un problema para alcanzar el saneamiento financiero.

En este momento Uruguay plantea que si Argentina toma energía de más, (el problema que había planteado antes) tenía que pagarla a Uruguay porque eso era en definitiva un intercambio. Argentina exige a los efectos de incorporar la energía de Salto Grande la aprobación de una tarifa binómica. Recién a partir de la aprobación de la misma aceptaría que se incorporara la energía al convenio de interconexión. La tarifa binómica se empieza aplicar a partir del 8 de octubre del año 1993. El acta de la comisión de interconexión de mayo del 94 dice que la diferencia entre la potencia que le corresponde a Uruguay y la demanda interna uruguaya, (esto es, el excedente que Uruguay no consume de Salto Grande y que lo toma Argentina), Argentina lo va a pagar al 80% del spot del MEM, siempre y cuando no exista condiciones de vertimiento en dicho sistema. Es recién a partir de esa fecha que queda incorporada toda la energía de Salto Grande al convenio de interconexión.

Es importante mencionar el acta de la comisión de interconexión del 4 de mayo de 1995, en la misma se decide que la energía de Salto Grande la comercializa UTE. El mismo se complementa con el decreto del Ministerio de Industria de enero de 1995, que establece que el precio al cual UTE toma la energía de Salto Grande es la mitad del spot argentino. Es claro que si UTE la vendiera a Argentina sería por la modalidad sustitución. En este caso, UTE compra a la Comisión Técnica Mixta a la mitad del SPOT, en tanto eventualmente vendería a la Argentina al 80% del SPOT.

Los intercambios actualmente tienen un nivel muy bajo y esta propuesta la modificación de todo el marco legal que rige los intercambios. En la reunión de presidentes, de agosto de 1995, se firmó la creación del mercado eléctrico mayorista integrado al Río de la Plata donde se prevé la optimización conjunta con reglas en principio muy similares al mercado argentino.

V. COSTOS Y TARIFAS

V.1 Características del sector eléctrico

El sector eléctrico uruguayo es hidrotérmico, esto es, está basado en plantas hidráulicas y térmicas. Si se ordenan en forma decreciente respecto a su costo de capital fijo, se encuentran primero las plantas hidráulicas, que son las más caras de instalar, pero sin embargo, su costo variable (el costo de combustible) es nulo; siguiéndoles las térmicas cuyo costo de capital fijo es bajo, pero su costo variable es altísimo. Por otra parte, en el caso del Uruguay hay un 90% del aprovechamiento hidráulico.

Por las características de las plantas, el sector es intensivo en capital fijo, y sus inversiones se suelen denominar como irrecuperables, en la medida que son tan específicas que no pueden ser atribuidas a otros usos.

El proceso productivo se puede agrupar en tres grandes fases: generación, trasmisión y distribución.

En cuanto a la **generación**, aunque no hay datos para el Uruguay, por lo hecho sobre todo a nivel internacional, se encuentra que no habría ventajas en plantas gigantes. Esto significa que las unidades generadoras son rentables ya en un nivel de producción intermedio, a partir de un tamaño mínimo eficiente, lo cual favorece la existencia de un grupo no grande de empresas en el mercado (oligopolio).

En el caso de la **trasmisión**, la función es enlazar los centros de producción del consumo a través de líneas de alta tensión, y esto lograría una mejor calidad del servicio (estabilidad y seguridad) neto de pérdidas, ya que reduce la necesidad de generación de reservas. Dada las características de esta tecnología, aparecen economías de red, en donde la incorporación de una nueva unidad al sistema genera un efecto positivo. En ese sentido, junto con la distribución va a compartir un alto grado de intensividad en el capital de esas redes, generando una tendencia al monopolio. En estos casos, donde el origen es tecnológico se lo llama monopolio natural, para diferenciarlo por ejemplo del legal, esto es, del creado por el estado.

En cuanto a la **distribución**, se transporta la energía eléctrica a una tensión más baja hasta los consumidores, que pueden estar dispersos geográficamente. Se suele separar el transporte de esa energía, del suministro o abastecimiento, que podría denominarse fase de comercialización, más que de distribución (cobro, lectura, factura,

contratación, etc.) por ser dos funciones cualitativamente distintas, a tal punto que el suministro es potencialmente competitivo, mientras que lo anterior se considera un monopolio natural.

Dadas estas características de las tres fases del proceso productivo, se trasluce que el sistema es altamente interdependiente. Cualquier falla en una de las fases altera el funcionamiento del resto.

En lo que tiene que ver con la demanda, la característica relevante es su estacionalidad. Existen factores climáticos (temperatura, luminosidad) y factores sociales (días festivos, si hay vacaciones o no, etc), que afectan el consumo de la energía.

Resumiendo, el sector genera energía eléctrica que no es almacenable y es un bien homogéneo declarado servicio público (tiene que acceder todo la población), lo cual implica la necesidad de equilibrio en cada instante de tiempo entre toda la demanda del sistema (o nivel de carga) y las sumas de ofertas netas de las pérdidas que hayan en el sistema, por lo que la coordinación es importantísima.

En primera instancia, tiene que existir un exceso de capacidad, ya que siempre existen fallas, demoras de arranque, etc, y por otra parte existe el compromiso de cubrir la demanda existente. Lo anterior no implica necesariamente que las empresas tengan que ser más grandes, sino, que deben estar interconectadas.

En los sectores eléctricos de los distintos países se ha dado históricamente una respuesta a esta problemática: la integración vertical, esto es, centralizar todas las fases en una única empresa. De esta manera se logra la coordinación y hay una información perfecta para todos los agentes. Esta integración puede ser en una empresa, cualquiera sea su propiedad, y no importando la cobertura de la misma, pudiendo ser total del país como en el Uruguay, o como en Argentina por zonas geográficas.

Otra de las posibles respuestas es la existencia de un despacho centralizado, esto es, crear un espacio en donde conociendo el costo adicional en que se incurriría en producir un kilovatio adicional en un momento del tiempo, se decide el estado de disponibilidad de las plantas, esto es, el orden de entrada en funcionamiento con el objeto

de minimizar los costos para atender esa demanda.

¿Qué consecuencias trae esto en términos de regulación? Al existir fases con cierta tendencia a ser monopolios naturales, se genera la necesidad de regular los precios de esas fases (fijación de tarifas), y por otra parte, al ser la generación una fase competitiva provoca la necesidad de realizar políticas de competencia.

La regulación de las tarifas ha sido un problema en todas partes del mundo y ha llevado a continuos replanteamientos del tema. En primera instancia, las tarifas tienen que cubrir los costos de operación, garantizando la necesaria retribución sobre el capital invertido, asegurando inversiones futuras. Esto se ha solucionado de distintas formas. Por ejemplo, poniendo tasas de rentabilidad[25]. Sin embargo, esta solución ha generado sobrecapitalización e ineficiencias, dado que no importa el destino de la inversión ni el tipo de gestión que realice el individuo, siempre recupera lo invertido. Por tanto, no tiene incentivos a ser eficiente ni a minimizar el uso del capital[26]. Una solución posible es desligar los ingresos recibidos de los costos, con ajustes parciales de costos, etc.

Otro mecanismo que se toma como el inspirador del sistema vigente en España, es lo que podría denominarse competencia referencial[27]. Esto es, se utiliza como término de referencia para la retribución de una unidad, el comportamiento medio de costos de una serie de unidades similares técnica y económicamente. Por tanto, supone una competencia implícita de cada unidad con la media del sistema. Sin embargo, este tipo de regulación presenta dificultades en la determinación de esas unidades homogéneas que actúen como referencia y sobre todo en determinar costos medios que dependan de algún indicador de eficiencia del sistema.

Por tanto, existen muchos mecanismos de regulación y dentro de ellos, infinitos problemas muy específicos y nada menores. Un ejemplo: el período para el que se regula, si va a ser cada 5 años, 9 años como en Argentina, o 4 años como se plantea para el Uruguay, dado que el individuo regulado sabe cuando le revisan las tarifas, tiene el

[25] En Uruguay, de acuerdo a la Ley Nacional de Electricidad (ver capítulo I y Anexo B) existe una tasa de rentabilidad que se sitúa entre un 6 y un 10%, no encontrándose referencias de su aplicación desde su fijación en la referida ley.

[26] Véase Vickers y Yarrow (1991).

[27] Véase Rodríguez Romero y Castro Rodríguez (1994).

estímulo a subir los costos en el momento previo a la revisión, dado que sabe que recupera todo al día siguiente. En este caso, una solución podría ser fijar una regulación aleatoria, esto es, el individuo ignora el momento en que le van a revisar sus costos.

Por otra parte, además de la regulación de las tarifas es importante el control de calidad. Observando el caso de Argentina, en la fase de distribución (enteramente monopólica) hay controles de calidad que deberían haberse puesto en marcha en setiembre de 1993 penalizando, en caso de corresponder, con multas. La dificultad es fijar los parámetros de calidad a imponer y las penalizaciones correspondientes.

En cuanto a las políticas de competencia, deberían existir políticas tendientes a limitar el acuerdo entre las generadoras existentes, esto es, tendientes a limitar la colusión. En Argentina han habido intentos en ese sentido, por ejemplo, fijando contratos a término con determinadas cláusulas (por ejemplo, respeto del medio ambiente), o haciendo licitaciones públicas que favorezcan determinado tipo de generación, por ejemplo hidráulica, etc. Se requiere entonces un marco legal antimonopólico operativo.

V.2 Fijación de tarifas

V.2.1 Principios de tarificación

En cuanto a la fijación de tarifas, en forma general los principios de tarificación son cuatro:

- **eficiencia económica**, esto es, si un individuo paga un precio por un kilovatio, debería ese precio ser igual al beneficio que le reporta ese kilovatio consumido. A su vez, en términos de eficiencia económica, debería ser igual al costo en que se incurre en producirlo. Por tanto, el beneficio que genera consumir un kilovatio adicional a un individuo tiene que ser igual al costo que se incurre en generarlo. Este costo adicional es denominado costo marginal, surgiendo así la denominación de tarificación basada en costos marginales.

- **equidad**, implica simplemente la no discriminación. Una tarifa no debería ser

discriminatoria, en el sentido de cobrarle a un mismo tipo de individuo más caro que a otro.

- **suficiencia**, debería brindar a la empresa los recursos necesarios para la explotación y desarrollo eficiente de sus instalaciones.

- **inteligible**, las tarifas deben ser lo más simples posibles.

V.2.2 Criterios de fijación

- Costo del servicio

Se calcula una tarifa media, de tal forma que cubra todos los costos en que incurre la empresa en el año en curso, y a su vez permitirle cierto margen de rentabilidad[28]. Dentro de los costos se incluye: el combustible de la generación, otros costos variables, costos de equipamiento en cualquiera de las tres fases, etc.

A estos sistemas se le suelen denominar sistemas de contabilidad histórica, presentando ventajas y desventajas. Como ventajas se puede afirmar que son justos para el inversionista porque le asegura que va a recuperar sus inversiones y gastos operacionales, y para el usuario es una tarifa coherente con los gastos de proveer los servicios. Sin embargo, provoca ineficiencias económicas, ya que no genera incentivos hacia la eficiencia de la gestión de la empresa. Por otra parte, frena la innovación tecnológica, en el sentido de que al ser una contabilidad histórica se reacciona con retardo a cambios en los precios relativos de los componentes de costos, no incentivando a que el individuo trate de innovar para reducir costos.

Una vez que se llega a la tarifa media, lo que se hace es redistribuirla en una forma, generalmente arbitraria, entre segmentos de consumidores: residenciales, industriales, etc, lo que ha provocado inequidades, que se suelen denominar, subsidios cruzados entre los segmentos.

[28] Es el tipo de fijación que más se aproximaría a Uruguay, aunque se verá más adelante que tiene ciertas particularidades.

- Costos marginales

En primera instancia, es conveniente diferenciar el costo marginal del costo medio. Este último, es el costo en que se incurre para producir un kilovatio, siendo el costo marginal, el costo en que se incurre en producir un kilovatio adicional (el del margen). Si los individuos se basan en éstos últimos al decidir su consumo, sus decisiones coinciden con las que minimizan el uso de recursos para el conjunto de la sociedad. Sin embargo, estos costos marginales de los que se parte no corresponden a los costos instantáneos, ya que existen incertidumbres hidrológicas (particularmente en Uruguay) con respecto al futuro. Dado que dichos costos resultan de una operación óptima tanto presente como futura, resultando imposible predecirlos, se genera la necesidad de utilizar un valor de ocurrencia equiprobable de un set de hidrologías representativas.

En forma general, la tarifa es determinada por la suma del costo marginal atribuible a la generación (el costo marginal de la última de las ofertas consideradas para cubrir la demanda) más el de trasmisión, y más el de distribución.

En el informe de Synex, se desarrolla la metodología de cálculo de los costos marginales en cada fase de producción. En dicho informe, se plantea cuál sería el costo marginal eficiente y suficiente, dado los principios de tarificación, a tomar en cuenta para la fijación de la tarifa en cada fase.

En lo que respecta a la generación, se llega a la conclusión de que debería ser el costo marginal de corto plazo, en la medida que si el parque está adaptado o es óptimo, en el sentido de que se ha logrado establecer toda una estructura de plantas con el mínimo costo para satisfacer la demanda, los costos marginales de corto y de largo serían iguales y en ellos se debería fijar la tarifa. La tarifa puede tomar dos modalidades: una que se denomina monómica que sería el costo marginal de la energía, y otra binómica que toma en cuenta energía y potencia. En el caso de Uruguay, por ser un sistema hídrico, lo que se dice es que no se debería pagar por potencia, porque no hay problema de falla de potencia, sino que hay problemas de falla de energía.

En cuanto a la trasmisión, dado que en el Uruguay las redes están bastante bien

dimensionadas, la tarifa debería basarse en dos partes: el costo marginal de corto plazo (igual al de largo) y un peaje. Este último surge de la existencia de economías de escala, ya que por definición los costos medios de largo plazo decrecen con los niveles de producción y se encuentran por encima de los marginales. Si se impone una tarifa basada en costos marginales, la empresa siempre estaría perdiendo, porque no logra cubrir sus costos medios. La solución es cubrir la diferencia con un peaje, definido por tanto, como la diferencia entre costos marginales y costos medios.

Respecto a la distribución, la discusión se ha dado más profundamente, dado que esta fase se plantea como la problemática para Uruguay, concretamente donde se encuentran sus ineficiencias[29]. La recomendación es que se fije la tarifa en función del VADE (valor agregado de distribución estándar). El VADE, básicamente sería un costo medio, calculado como la anualidad del costo de reposición y los costos de explotación de una red de distribución eficientemente operada y dimensionada. El problema que se plantea en este caso, es determinar la empresa eficiente y sus respectivos costos medios, a la que se hace referencia en todos los informes [30]. En entrevistas realizadas, Antmann, plantea que sea el VADE actual de UTE. En ese sentido, es importante que la retribución de la empresa incentive a la reducción de costos reales y al mejoramiento de su gestión. Por ejemplo, que exista una vinculación entre la retribución de la empresa y los resultados netos, en caso contrario la empresa podría tener incentivos a aumentar los costos reconocidos, dado que en ellos se basará la retribución futura.

V.2.3 Distorsiones en la tarificación a costos marginales

Existen diversas situaciones en las que se dificulta la fijación de tarifas a costos marginales. Por ejemplo:

- La primera distorsión que podríamos señalar es que en estos análisis se hace abstracción de otros mercados al realizarse, lo que se denomina, análisis parcial. En particular se olvidan los sectores que podríamos denominar sustitutos de la energía

[29] Esta idea surge de las entrevistas realizadas y de los informes que se han escrito.

[30] Versión A, B, E1, e informe de Synex.

eléctrica, esto es, que generan bienes sustitutos de la energía eléctrica, o complementarios de ésta, ejemplo: ANCAP. Esto incorporaría distorsiones que es necesario analizar.

- Al ser un sector con rendimientos crecientes, y por tanto como se mencionó anteriormente, los costos medios ser superiores a los marginales, las empresas presentan déficit debiéndose analizar cómo se financian.

- Otra característica es que la tecnología aplicada es muchas veces indivisible, generando deficiencias de capacidad instalada o excesos de ésta, al tener que invertir un bloque que no se puede dividir a conveniencia. Al fijar precio igual a costo marginal se generaría en el primer caso, superávit para la empresa y en el segundo déficit.

Estas distorsiones, entre otras, pueden llevar a la regla del segundo mejor: discriminación de precios. La idea es cargar más a los grupos que están dispuestos a pagar más, para poder financiar por ejemplo el déficit de producción. Se aplican los llamados precios de racionamiento, esto es, cuando un bien es relativamente escaso a través de los precios se logra una distribución adecuada.

V.3 Las Tarifas en Uruguay

En Uruguay, la UTE junto con la OPP fija una tarifa media que cubra los costos del año en curso y después en base a una estructura de costos marginales se fijan los segmentos tarifarios y se reparte entre los distintos tipos de consumidores. Los cargos que incluyen las tarifas son:

- fijo por cliente (refleja medida y facturación)
- por energía consumida (puede ser distinto por tramo horario)
- por potencia máxima contratada o máxima consumida
- por energía reactiva por encima de cierto límite
- tarifas distintas por nivel de tensión (más altas a tensión menores).

A su vez son gravadas por impuestos indirectos, lo que da ingresos fiscales, que pueden ser destinados a fondos de inversión del propio sector energético o al tesoro nacional.

La fijación de tarifas debe compatibilizar objetivos de financiamiento y rentabilidad de la empresa eléctrica con las normas que el poder público establece, atendiéndose a criterios de bienestar general o a políticas económicas globales:

- incidencia en la asignación de recursos (por ejemplo política industrial)
- distribución del ingreso
- inflación.

La estructura tarifaria básica del Uruguay en este momento, es la siguiente (ha cambiado un poco en estos años):

- tarifa residencial simple que son los que consumen menos de 5.000 kwh al mes
- tarifa residencial horaria, no es compulsiva y seria conveniente para los que consumen más de 1.500 kwh al mes
- tarifa general simple, para clientes no residenciales con un consumo menor a 5000 kwh/mes, incluiría los anteriores consumidores comerciales
- tarifa general horaria, opcional dentro de los anteriores, conveniente para un consumo mayor a 1500 kwh/mes
- medianos consumidores, se diferencian para tres niveles de potencia, son los que consumen entre 5000 y 100.000 kwh/mes
- grandes consumidores, para un consumo de 100.000 kwh/mes, existiendo cuatro posibles niveles de potencia a contratar. Estas dos últimas categorías tampoco son compulsivas, la idea es que lo sean.
- alumbrado público
- electricidad excedentaria para grandes consumidores
- energía reactiva.

Por entrevistas realizadas con funcionarios de UTE, y al observar la estructura tarifaria se encuentra, que dentro de los residenciales habría cierto subsidio de los primeros 100 kwh/mes consumidos, por razones totalmente sociales, dado que se piensa están por debajo de su costo marginal[31]. Parece existir una asociación histórica entre

[31] Según el informe de Synex, en 1992 solamente los clientes residenciales de consumo inferior a 300 kwh/mes estaban por debajo de los costos marginales (-5.8%), el resto de las categorías de usuarios se encontraban por encima de los mismos.

bajos consumos y bajos ingresos, por lo que socialmente aparecería como positivo dicho subsidio. Sin embargo, -Oscar Burgueño planteó dicha discusión en una reunión- estudiando por zonas, por ejemplo, en Pocitos muchas veces el gasto de energía por calefacción (lozas radiantes, etc) está dentro de los gastos comunes, esto es, no está atribuido a la familia, por lo que la forma de medición generaría distorsiones a dicha asociación. Por otra parte, la percepción es que a su vez este subsidio es financiado por la propia categoría de residencial simple, donde los consumos de más de 600 kwh financian a los 100 primeros.

Finalmente, se observa que al ser los residenciales un 45% del consumo total, es esta categoría de usuario la que provoca los picos de demanda (a diferencia de Brasil, por ejemplo, donde son los industriales), por lo que quizás las tarifas multihorario ayudarían a suavizar las curvas de carga. Especialmente podría ser una solución en la actualidad, donde los medidores se encuentran a un precio razonable. Sin embargo, un argumento en contra es que los consumidores residenciales de alguna forma son cautivos, pudiendo ir en contra del principio de equidad.

Respecto a la tarifa de grandes consumidores, se observa que a partir de 1992 la tarifa evolucionó con el dólar, generando un gran atraso y encontrándose actualmente por debajo de los costos marginales. En este caso, se plantea la conveniencia de poner un cargo fijo para ayudar a equipararlas con los medianos consumidores.

Sintetizando, en Uruguay dentro de la estructura de consumo los industriales corresponden entre un 36 y un 38% de todo el servicio publico brindado, los residenciales entre un 43 y un 45% dependiendo del año en que se mida, aunque ha presentado relativa estabilidad, y los comerciales aproximadamente un 16%. En este sentido, se presentan grandes diferencias con Brasil, donde por ejemplo los industriales corresponden a un 53% del consumo total, siendo los responsables de los picos de la curva de carga.

Si nos centramos en la comparación de tarifas regional, la tarea no es fácil por existir grandes diferencias en: las estructuras impositivas, las estructuras de propiedad y por tanto los objetivos que persiguen las diferentes empresas, etc. En general, detrás de las tarifas no están estrictamente los costos, por lo que sacar conclusiones es muy aventurado. Por tanto, observado con toda la cautela necesaria el último pliego tarifario

publicado por CIER (para 1994), se observa que en la tarifa de residenciales, UTE está por encima del resto de las empresas de la región. No así en industriales, sobre todo cuando se avanza en los segmentos de consumo. Particularmente, en los de más alto consumo, UTE cobra 34 dólares por kilovatio, siendo menor a la cobrada por empresas argentinas.

Por último, es de destacar que la ley deja todo lo referente a costos y tarifas para un decreto o reglamento. Únicamente en la ley, se deja abierta la posibilidad a que se cobren tarifas distintas por región. A pesar de hacer referencia a una tarifa uniforme, se aclara la posibilidad de cobrar distinto por región geográfica. Por otra parte, habría un cambio en la fijación al pasarse a una tarificación estrictamente a costos marginales, llamando la atención la fijación del costo marginal en distribución mediante el VADE, que se dice que va a tener como referencia el costo medio de una empresa eficiente, siendo necesario explicitar cuál sería. En ese sentido, aparece como primordial la separación en los hechos de la figura del regulador y la empresa, para que realmente ese tipo de fijación logre el objetivo final de estimular a la reducción de costos, a mejorar la eficiencia y la gestión de la empresa regulada.

ANEXO A

LISTA DE ENTREVISTAS REALIZADAS

1. Entrevista con Ec. Eduardo Barbieri (OPP), Director del Grupo de Reforma del Estado. Los temas generales abordados fueron: La visión del regulador; Los problemas en la Distribución; la posición de la empresa Pública. La entrevista fue realizada por Marcel Vaillant.

2. Entrevista con Oscar Burgueño (UTE) y Oscar Minetti (UTE). Los temas tratados fueron: visión general del sector; tarifas y costos. La entrevista fue realizada por Patricia Triunfo, Ruben Tansini, Hector Pastori.

3. Visita al CIER. Recopilación de material estadístico y publicaciones sobre el sector eléctrico a nivel regional. La visita fue realizada por Andrés Pereyra y Patricia Triunfo.

4. Visita a la UAPI. Recopilación de material estadístico y publicaciones. La visita fue realizada por Hector Pastori.

5. Entrevista con Mario Ibarburu (UTE, Instituto de Economía). La situación general del sector, el problema de la oferta de energía eléctrica. La entrevista fue realizada por Patricia Triunfo, Hector Pastori y Marcel Vaillant.

6. Entrevista con Juan Carlos Dean (Decano de la Facultad de Ciencias Económicas). Cooperación entre el Proyecto de UTE Ciencias Económicas y el Departamento de Economía. La entrevista fue realizada por Ruben Tansini y Marcel Vaillant.

7. Entrevista con Gabriel Barandarián (Diputado por Nuevo Espacio, Integrante como participante de la Comisión de Energía). El proceso de discusión de la Ley a nivel del Parlamento. La entrevista fue realizada por Marcel Vaillant.

8. Entrevista con Alvaro Padrón (Miembro del Plenario Sub Grupo 9 del Grupo Mercado Común). La negociación en el Sub Grupo. La entrevista fue realizada por Marcel Vaillant.

9. Entrevista con Oscar Pessano (Oficina de Planeamiento, Dirección de Energía del MIEM). El tema tratado fue el informe de la Consultora Synex y las distintas versiones de decreto reglamentario de la contraparte local. La entrevista fue realizada por Marcel Vaillant.

10. Entrevista con Pedro Altman (Dirección Nacional de Energía, MIEM). La visión del Gobierno, la estrategia de una Ley corta, los cambios previstos en el mediano plazo. La entrevista fue realizada por Ruben Tansini y Marcel Vaillant, contó además con la participación de Alvaro Padrón.

11. Participación en el Seminario sobre "Corredores energéticos e Integración". A principios del mes de setiembre se realizó en Asunción el referido seminario. Gustavo Bittencourt participó en el mismo y recopiló material para el desarrollo del capítulo sobre marco comparados de organización del sector eléctrico.

12. Visita a la Secretaría del MERCOSUR. Recopilación de actas e informes anexos de las Reuniones mantenidas por el Sub Grupo de Política Energética y en particular de la Sub Comisión Eléctrica. La visita fue realizada por Lincoln Bizzozero.

13. Entrevista con Ec Ernesto González Posse y Ing Patiño (Proyecto Instituto de Economía-UTE). La entrevista fue realizada por Marcel Vaillant.

ANEXO B

Marco Jurídico- Regulatorio vigente

Hay un conjunto de 13 documentos (leyes y decretos) que constituyen el núcleo central del marco jurídico y regulatorio vigente. Los documentos son:

Documento 1- Nacionalización de los servicios de abastecimiento de energía eléctrica (noviembre de 1991). Mensaje, Exposición de Motivos.

Documento 2- Texto de la Ley 4273 de Creación de UTE (octubre de 1912).

Documento 3- Constitución de la República art 187 y 188 (1966) sobre integración del Directorio de los Entes autónomos.

Documento 4- Texto de la Ley 14235 creación de ANTEL (julio de 1974) y artículos modificatorios ley 15671 de octubre de 1984 (art 16) y ley 16211 octubre de 1991 (artículos 10, 13, 32).

Documento 5- Texto de la Ley 14694, Ley Nacional de Electricidad (setiembre de 1977).

Documento 6- Reglamento de la Ley Nacional de Electricidad, Decreto 339/979 (junio de 1979).

Documento 7- Comentarios sobre Decreto Ley 14694, Ley Nacional de Electricidad (SYNEX, agosto de 1993).

Documento 8- Texto de la ley 15031, Ley Orgánica de UTE (junio de 1980).

Documento 9- Ley de 16211, Servicios Públicos Nacionales (llamada ley de empresas públicas), octubre de 1991. Capítulos 5 artículos 26 y 27). El artículo 26 sustituye el inciso tercero del artículo 6 de la ley 14694. El artículo 27 se le agrega al artículo 4 del decreto ley 15031 (Carta Orgánica de UTE).

Documento 10- Ley 16462 (rendición de cuentas, enero 1994). Artículos 265 y 266. Modificaciones al artículo 4 del decreto 15031 ya modificado en el artículo 27 de la ley 16211.

Documento 11- Decretos reglamentarios de la ley 16211 (octubre-diciembre 1991).

Documento 12- Decreto 93/989 del 2 de marzo de 1989 que establece las modalidades de cobro de las contribuciones reembolsables de los suscritores. No se tiene copia del mismo.

Documento 13- Creación en la Oficina de Planeamiento y Presupuesto la Comisión Técnica de Energía. noviembre de 1994. Este decreto ha sido impugnado por ANCAP y UTE. No se logró obtener texto de la impugnación, estaría en estos días saliendo un nuevo decreto. La impugnación tendría un sentido eminentemente político pero según fue comentado se esgrimen dos argumentos: a. competencias del MIEM (según el artículo 2 del decreto); b. CTE cálculo de tarifas (debería decir asesorar).

BIBLIOGRAFÍA GENERAL

Abdala, Manuel (1993), "Fundamentos de la tarificación a costos marginales. Sus consecuencias económicas", Seminario: La tarifa a costo marginal en el sector eléctrico argentino, 9 y 10 de setiembre de 1993, Argentina.

Antman, S y Viana Luis, 1993: " Los efectos económicos de la regulación del sistema eléctrico la experiencia uruguaya". Documento de trabajo 10, CERES.

Besada, R. (1993), "Metodología para la fijación de precios en el mercado eléctrico mayorista de la Rep. Argentina, basada en la teoría de los costos marginales", Conferencia SPSE, Quito.

Convenio UTE-Universidad (1991), "Las tarifas de la energía eléctrica en los países del MERCOSUR", mimeo.

Diario Oficial de las Comunidades Europeas, 1990: Directiva del Consejo 90/377/CEE, Bruselas.

Diario Oficial de las Comunidades Europeas, 1994: Propuesta de la Comisión 94/C 123/01, Bruselas.

Díaz de Hasson, Graciela: "Perspectiva eléctrica en el Mercosur", revista energética, 1993.

Diessen, Erling (1994): The norwegian electricity industry: a deregulated market in a regulated Europe, en Revue de l'Energie, 45, París.

Fontana, Jorge: " Resultados obtenidos en el ámbito del subgrupo 9 del MERCOSUR, referente a intercambio de electricidad.

Haugland, T. (1994), "The electricity sector in Europe. Towards a Decentralised or Centralised Structure", International Association For Energy Economics: 17th Annual International Energy Conference, Stavager (Noruega).

Henney, Alex, (1993), "De costos marginales a precios de mercado. La realidad del mercado de la energía. Los problemas de la valoración de la generación en Inglaterra y Noruega", Seminario: La tarifa a costo marginal en el sector eléctrico argentino, Argentina.

Hjalmarsson, Lennart 1992: The Market for Electricity in Scandinavia: Regulation and Performance, first complete draft, Gothenburg University, Sweden.

Inostroza, Fernández y Bardessi, "Rentabilidad de las inversinees en el sector eléctrico bajo un sistema de tarificación marginalista, y su relación con el financiamiento de las expansiones"

Lebel, Phillip, 1982: "Energy Economics and Technology", The John Hopkins Universitty Press.

Littlechild, S. 1991: La privatización del sector eléctrico en el Reino Unido, Organización Latinoamericana de Energía, Quito.

Mascimo, Carlos: "Experiencia operativa de integración eléctrica. Sistema Interconectado Binacional Argentino - Uruguayo.

Mattausch, Carlos (1993), "El papel del estado como agente regulador y vigilador del correcto funcionamiento del sistema de precios", Seminario: La tarifa a costo marginal en el sector eléctrico argentino, Argentina.

OLADE 1995: Taller sobre Regulación de los Sectores Eléctrico y Gas Natural, materiales de varias sesiones sobre Política Energética Comunitaria, Quito.

Pérez Arriaga, Ignacio (1993), "Precios marginales de la electricidad. La remuneración de la generación y de la red del transporte. Experiencias. Dificultades existentes y líneas de solución", Seminario: La tarifa a costo marginal en el sector eléctrico argentino, Argentina.

Rodriguez Romero, L. y Castro R., Fidel (1994), "Aspectos económicos de la configuración del sector eléctrico en España: ¿una falsa competencia referencial?", Doc. de trabajo 94-06, Universidad Carlos III.

Unión Fenosa (1993a): Ley de ordenación del sistema eléctrico nacional, Memoria.

Unión Fenosa (1993b): El Sector Eléctrico Español: Marco Regulador.

Veiderpass, A. (1993), "Swedish retail electricity distribution. A non parametich approach to efficiency and productivity change", tiene un primer capítulo sobre el sistema electríco sueco en general.

Yarrow, George (1993): Privatization, Restructuring, and Regulatory Reform in Electricity Supply, en ...

Yarrow, G. y Vickers, J. (1988), Un análisis económico de la privatización, Fondo de Cultura Económica, México.

Zerbe, Richard and Goldberg, Victor, 1991: "Research in Law and Economics", Volumen 13, 1991. Electric Policy Symposium.