

# Adecuación del modelo regulatorio del mercado eléctrico uruguayo.

Dr. Ing. Mario Vignolo, Ing. Diego Oroño, Ing. Carlos Zilli

Facultad de Ingeniería, Universidad de la República. Montevideo, Uruguay.

mario.vignolo@gmail.com, dorono@fing.edu.uy, carlosezillie@gmail.com

**Resumen**— En este trabajo se presentan una serie de cambios que se entiende conveniente llevar a cabo en la reglamentación del mercado eléctrico uruguayo, a la luz de más de 10 años de vigencia del modelo actual. Se constata un escaso grado de aplicación de dicho modelo y más aún un viraje implícito hacia otra concepción. Teniendo en cuenta el cambio de hipótesis sobre las cuales estuvo construido el modelo actual, se realiza una propuesta de un modelo adecuado a la realidad del país, de los tomadores de decisiones y de las principales empresas del sector eléctrico uruguayo.

**Palabras Clave**— mercado eléctrico uruguayo, modelo de comprador único, reglamentación.

**Abstract**— In this paper a series of changes that would be desirable to have in the regulation of the Uruguayan Electricity Market after more than 10 years of the current model are presented. A low degree of application of this model and even more an implicit shift to another conception is found. Given the changes on the assumptions on which that model was built, a proposal for a suitable model to the current reality of the country, decision makers and major companies in the Uruguayan electricity sector is proposed.

**Keywords**— Uruguayan wholesale electricity market, only buyer model, regulation.

## 1. INTRODUCCIÓN

Desde el año 2002 rige en Uruguay un marco normativo establecido a partir de la Ley de Marco Regulatorio N° 16.832 de 1997 y los decretos reglamentarios de 2002. Interesa remarcar las hipótesis iniciales para la concepción de esta reglamentación, similar a la establecida en Argentina a principios de los años 90. El punto de partida se centraba básicamente en la fuerte interconexión existente entre ambos países, el mercado argentino sumamente atomizado y con precios a la baja debido a la fuerte competencia introducida. Estas hipótesis hacían pensar en que se podrían considerar a ambos mercados integrados en un único gran mercado mayorista con reglas similares, cumpliendo con las hipótesis de la literatura sobre este tipo de mercados, estableciendo competencia en generación y

comercialización, compra y venta de energía mediante contratos y en el Spot, y la transmisión y distribución de electricidad como actividades reguladas debido a sus características propias de monopolios naturales [1].

A comienzos de la década del 2000, con una fuerte crisis que afectó todos los sectores económicos del país, Argentina dejó de aplicar las reglas establecidas en el marco regulatorio eléctrico, mientras que en Uruguay aún no se había puesto en práctica la reglamentación. Como resultado, esta visión de mercado integrado con reglas de juego similares, no llegó a aplicarse, dejando de valer asimismo parte de las hipótesis sobre las cuales el mercado uruguayo fue concebido.

Los modelos regulatorios deben dar respuesta a las características particulares del sector eléctrico de cada país, estableciendo reglas claras, transparentes y estables que se apliquen y permitan a los actores conocer cabalmente el ambiente donde desarrollan sus actividades.

En un trabajo anterior ([2]) de estos mismos autores, se realizó un análisis del escaso grado de aplicación que ha tenido este modelo y la constatación de que se ha hecho un viraje implícito hacia otra concepción. Este trabajo busca entonces presentar una propuesta de los ajustes necesarios al modelo eléctrico uruguayo para poder cumplir con las premisas planteadas.

En primer lugar se realiza un análisis de la evolución histórica del sector eléctrico uruguayo, evaluando el cambio en la matriz eléctrica vivida en Uruguay en los últimos años, la capacidad instalada y cómo se ha venido abasteciendo la demanda de energía. Se estudian las interconexiones internacionales así como también los contratos existentes o no, de intercambio con los países vecinos, y la evolución de la capacidad instalada en redes.

En segundo lugar se realiza un estudio de cómo eran las características del mercado eléctrico uruguayo antes de la implementación de la Ley de Marco Regulatorio de 1997

y cuáles fueron las razones que suscitaron a dicha Ley y sus decretos reglamentarios, así como el análisis de su grado de aplicación, y en definitiva cómo termina quedando conformado el sector eléctrico uruguayo.

Finalmente, teniendo en cuenta las bases bibliográficas y habiendo sido estudiada la evolución del sector, se desarrolla una propuesta de modelo acorde a la realidad actual.

## 2. DIAGNÓSTICO DE LA APLICACIÓN DEL MODELO ACTUAL

Es conveniente una visión previa resumida de las variables clave del mercado eléctrico uruguayo antes de encarar el tema regulatorio y su nivel de aplicación actual. Esta visión resume aspectos en forma compacta para tener una “foto” de la actualidad.

### 2.1. El mercado interno

A continuación se exponen datos del mercado como para tener una dimensión del porte del mismo.

- Generación 2014 de 10.351 MWh con 82 % hidráulico, 13% otros renovables (eólica, biomasa, solar fotovoltaica), 5% térmico, resto importación [6].
- Centrales de generación (2014), hidráulicas, con capacidad instalada: Río Negro 593 MW, Salto Grande 945 MW, térmico convencional vapor 235 MW, turbinas y motores 938 MW, renovables privados 359 MW [6].
- Clientes finales 2013(último dato disponible UTE en Cifras, [www.ute.com.uy](http://www.ute.com.uy)): 1.353.880
- Consumo compuesto por 41% residencial, 45% entre grandes y medianos consumidores, restante generales y varios (último dato disponible UTE en Cifras, [www.ute.com.uy](http://www.ute.com.uy)).
- Pérdidas totales (1-ventas/generación) de 20%.
- Existen actualmente más de 1400 MW de renovables en desarrollo, principalmente de fuente eólica.
- Se está construyendo una central de ciclo combinado de 500 MW, con tecnología para quemar gas natural aun que lo pueda hacer inicialmente con fuel líquido.

El potencial hidráulico de grandes y medianos emprendimientos está agotado en el territorio. La expansión está focalizada en centrales térmicas de mejor rendimiento, que se alimentarán de gas natural importado a través de una planta regasificadora, y en la generación de fuentes renovables, en primer lugar eólica y en segundo término biomasa y fotovoltaica.

### 2.2. El contexto de integración

La principal interconexión hoy día sigue siendo con Argentina, con dificultades en la comercialización, originadas principalmente por el déficit de generación del vecino país, y la imprevisibilidad de las reglas de intercambio. No obstante es frecuente el intercambio, prácticamente con las mismas reglas que se comercializa desde la existencia de la interconexión en 1978.

Se está construyendo una interconexión de gran porte con Brasil que comprende una convertora de frecuencia de 500 MW en Melo próxima a energizarse, además de la ya existente de 70 MW en Rivera. Si bien esta nueva interconexión viabiliza físicamente mayores intercambios, hasta ahora la experiencia muestra bastantes dificultades para la concreción de los mismos, limitándose a acuerdos de corto plazo por necesidades específicas donde UTE ha acordado precios directamente con los productores en Brasil.

### 2.3. La cuestión regulatoria

El modelo regulatorio vigente fue establecido por los decretos del año 2002 (N° 276/002, 277/002, 278/002 y 360/002), que reglamentaron, cuatro años después, los principios consagrados por la Ley 16.832 (Ley de Marco Regulatorio).

La Ley y su reglamentación determinan la separación de los sectores de Generación, Transmisión y Distribución, la creación de la figura del administrador y operador del Mercado como entidad independiente (ADME), del que además depende el Despacho Nacional de Cargas, y la creación de la Unidad Reguladora, primero UREE comprendiendo únicamente el sector eléctrico y luego URSEA, con la incorporación de competencias en energía y aguas.

Los sectores de Transmisión y Distribución permanecen como sectores regulados, en particular en poder de UTE, y se consagra el principio de libre acceso a las redes.

En la producción de energía se establece la forma de operar del mercado, con reglas muy similares a la de los reglamentos establecidos en Argentina a principios de los años 1990 y en Chile a fines de los años 1980.

Como el proceso de reestructuración del sector eléctrico en Uruguay es también de los años 1990, en un contexto de éxito de la reglamentación argentina y con una fuerte interconexión entre los dos países, que hacía pensar en una integración de mercados, la similitud de las reglas fue un hecho consecuente.

En Argentina, la reestructura del sector, generó un mercado altamente competitivo que revirtió la situación de ineficiencia que sufría el mismo en pocos años. Como

consecuencia de dicha reforma la disponibilidad del parque térmico pasó de 47 % en 1992 a 75 % en 1996, los precios promedio mensuales en el mercado mayorista bajaron de 50 USD/MWh a 25 USD/MWh, las pérdidas de distribución, incluyendo las no técnicas, se redujeron a la mitad en 3 años y las inversiones en el sistema (generación, transmisión y distribución) cayeron de 6000 USD/kW a 2000 USD/kW de potencia instalada, a pesar de las reglamentaciones y controles sobre los índices de calidad de servicio y producto (i.e. la productividad se triplicó).

Posteriormente, ya en el comienzo de la década del 2000, Argentina deja paulatinamente de aplicar sus reglas, sin cambiarlas formalmente, y por otro lado Uruguay no había reglamentado aún sus propias reglas de mercado, lo que sucede finalmente en 2002. Una vez emitidos los decretos mencionados, la reglamentación del mercado se comienza a aplicar muy lentamente, con la creación de la Unidad Reguladora y de ADME, y algunas actividades derivadas principalmente de la aparición de pequeños generadores privados en el mercado. UTE no llegó a realizar sus contratos internos, siendo además el único comprador de generación privada y detentor de gran parte de la generación establecida en el territorio nacional.

Por otra parte, Brasil desarrolla sus reglas de mercado a partir de 1997, con modificaciones significativas en 2004 vigentes hasta hoy, las cuales hacen tender al mercado a una concepción con competencia “por” el mercado en el sector de la Generación. Las características del sistema de generación son diferentes a las de Argentina, en particular con una elevada composición de generación hidráulica, lo que llevó entre otras razones a recorrer por otro camino la resolución de la seguridad del suministro y las transacciones de los generadores con distribuidoras y grandes consumidores.

La situación hoy en Uruguay, fundamentalmente a partir de 2005, está cambiando paulatinamente, al parecer sin reversión posible en el medio plazo. Esto es, importante incremento de la participación de privados en forma directa, o de asociaciones público-privadas en las inversiones de generación, particularmente en energías renovables, pero con UTE como único comprador de la energía generada.

#### **2.4. Evaluación del contexto**

La primera cuestión a abordar es el porte del mercado eléctrico. Si bien el crecimiento es permanente, aún persiste y así será en el mediano plazo, el dominio de la oferta es de pocas grandes centrales en poder de una única empresa. La incorporación de privados es creciente, y sumados tendrán un peso relativamente importante en los próximos cinco años, pero la presencia está restringida a renovables, principalmente eólico, lo

que la hace dependiente de la generación de UTE en materia de asegurar suministro y potencia firme. En otras palabras, la posición dominante por tenencia de las centrales importantes y el control indirecto de la oferta firme, seguirá estando en manos de UTE en una década por lo menos.

No se visualiza en este contexto la generación de condiciones de competencia en un mercado, no habrá ofertantes diversos con poder distribuido de mercado. Por otro lado, la demanda está atomizada naturalmente en los consumidores residenciales cautivos, y en menor medida entre el resto de los consumidores, que aun en el caso de estar habilitados regulatoriamente para optar por comprar libremente en el mercado (i.e. potencias a partir de 250 kW), permanecen en su calidad de suscriptores de UTE. La posibilidad de compra a generadores privados está restringida por las cláusulas de exclusividad que tienen estos últimos con UTE.

Hace más acentuada esta distorsión de condiciones de potencial mercado, las dificultades de integración regional, que priva de disponer de alternativas a la comercialización de energía entre agentes del mercado. La mitigación de los efectos perversos del contexto descrito se puede imaginar como un esquema que rescate varios postulados esenciales para la equidad entre oferta y demanda, principalmente pensando en equilibrar la posición de los consumidores frente al poder del ofertante dominante, y por esa vía llegar a una situación de eficiencia del sector en la medida de lo posible, y en el largo plazo.

La eficiencia del sector debe ser perseguida por varias razones:

- Justicia con los consumidores, quienes finalmente pagan por el producto que reciben,
- Contribución a la eficiencia de la economía en su conjunto, permitiendo un mejor uso de los recursos y mayor productividad, lo que sustenta el potencial de desarrollo para toda la sociedad,
- Y finalmente, pero no menos importante, la disposición de mayores recursos no dispendiados en las empresas públicas, para aplicación en temas sociales no rentables en sí mismos, cuestión ética de cualquier sociedad civilizada.

El otro aspecto a considerar es la seguridad de suministro en el mediano y largo plazo, sustento esencial para acompañar el desarrollo del país. En este sentido, y considerando las escasas condiciones ya expuestas de formar un mercado de abastecimientos que se auto-regule, es esencial contar con una planificación centralizada y neutra, que el propio Estado debe conducir a través de una unidad especializada, por ejemplo en la

DNE propiamente. A esto se agrega que el peso creciente de renovables autodespachadas agrega dificultades considerables a las proyecciones de disponibilidad de potencia y energía para aseguramiento del suministro, lo que requiere un mayor esfuerzo y neutralidad a la hora de planificar. Cabe destacar que las renovables autodespachadas contribuyen en forma importante en el abastecimiento de la demanda anual de energía, pero requieren respaldo en potencia o acumulación de reservas para cubrir los déficits puntuales de potencia.

## 2.5. La transparencia y los consumidores finales

Una de las principales razones por las cuales se crean mecanismos de regulación desde el Estado, es la protección de los consumidores finales, que son los que terminan pagando inevitablemente los costos de la actividad y por otro lado están atomizados sin representación organizada para ejercer sus derechos, en la mayoría de los casos.

Cualquier regulación tiene como postulados la transparencia de la actividad, tanto a nivel de reglas como de costos.

En ese sentido en Uruguay ha habido avances significativos en el sector eléctrico, pero aún queda mucho por hacer. Por ejemplo, se publican en forma muy clara las tarifas, pero por otro lado es muy difícil saber dónde están las fuentes de los costos. En contrapartida, por ejemplo, analizando la forma de presentación de la información de las empresas reguladas brasileñas, es fácilmente identificable cuánto cuesta en un año la generación, la transmisión y la distribución de energía eléctrica que integran la factura, y hasta el costo de los fondos destinados a reservas o subsidios y de los organismos regentes del sector. Estas formas de hacer accesible y entendible los costos integrantes de una tarifa final al consumidor, son consecuencia de la separación de los negocios de naturaleza diferente, ya consagrada en la regulación uruguaya, pero también de una reglamentación que obliga a presentar los números en forma clara y segregada, y que se aplique tal cual está dispuesta.

La puesta en práctica de la regulación, y la adaptación paulatina de reglas que se entiendan no funcionan, es un camino necesario para el ejercicio de los roles que le competen a cada agente u órgano regulador o administrador. La separación de roles hace en los hechos una gran contribución a la transparencia del sector, y por consecuencia a la eficiencia.

En Uruguay lamentablemente se asumen con mucha lentitud estas cuestiones, y se asiste frecuentemente a discusiones públicas sobre eficiencias o no, barato o caro, etc., cuestiones que no ocurrirían si de antemano la información fuera más clara y suficiente.

## 2.6. Los Reglamentos Vigentes

En forma general se analizan los reglamentos de Distribución, Transmisión y Comercialización de energía eléctrica. Se pondrá énfasis en este último, de particular interés en este trabajo, pero igualmente se verán cuestiones fundamentales de los otros dos reglamentos en el sentido de contribuir a la transparencia eficiencia de ambos sectores.

### Distribución

La mayor dificultad hoy día es la no aplicación de los aspectos centrales del reglamento; no se han practicado revisiones tarifarias independientes y transparentes, y los costos siguen siendo calculados por UTE, en un régimen que se parece más a la ausencia de reglamento en el sentido de que las tarifas se calculan para cubrir los costos, no se audita externamente la razonabilidad o no de los mismos, y se obtiene sobre esta base autorización del Poder Ejecutivo para aplicarlas. A esto se agrega la incidencia de las necesidades fiscales, que solo ajustan precios sin hurgar en la eficiencia de las empresas públicas.

Desde el foco de este trabajo, el Reglamento de Distribución en sí mismos no merece grandes reparos, ya que es esencialmente aplicable lo que allí se dicta, y sería saludable comenzar el camino de su aplicación a las cuestiones de costos y tarifas de modo de tener la mejor aproximación posible a un servicio eficiente.

En los demás aspectos, de la regulación técnica esencialmente, han habido avances importantes, por ejemplo en lo que refiere a la calidad del servicio eléctrico, donde se cuenta con reglamentación específica y un grado de aplicación adecuado, a través de la fiscalización que realiza la Unidad Reguladora

### Transmisión

La situación de Transmisión es similar a la de Distribución, pero por la presencia de generadores privados se ha forzado el cálculo de costos y los peajes en un par de ocasiones, pero falta mucho camino por recorrer en materia de profundizar en análisis de costos y aplicación de peajes. Las soluciones por ahora han sido consecuencia de necesidades específicas y no han tenido como consecuencia la aplicación plena del Reglamento. La última fijación de la remuneración del Trasmisor y los peajes correspondientes son de 2012, aunque al momento de escribir este trabajo, se espera un nuevo Decreto que actualiza los valores existentes.

Dos cuestiones igualmente cabe resaltar en cuanto a revisar el reglamento actual. La primera es la universal discusión sobre las necesidades de ingresos del transmisor. Desde el punto de vista de los consumidores,

es muy importante que las inversiones realizadas se paguen en sus periodos de amortización, más allá de que sigan prestando servicio por muchos años más, situación que se presenta muy frecuentemente en Transmisión.

Lo segundo es la complejidad que está adquiriendo el régimen de remuneraciones de los usuarios de la red de transmisión con la entrada de los generadores de renovables. Como ya se comentó, estos generadores requieren de medidas adicionales a nivel de generación pero también de transmisión, para asegurar suministro en cualquier escenario posible de combinaciones de distribución geográfica de generación y demanda. Muchas veces la solución a problemas extremadamente complejos obligan a simplificar soluciones con un cierto grado de "socialización" de las remuneraciones.

### **Comercialización de energía**

El Reglamento actual establece una serie de funciones de administración del mercado, todas ellas necesarias y convenientes. Refieren a bases de datos de información comercial, operación y despacho de energía y servicios complementarios en función de las previsiones de demanda, regulación de contratos y mercado spot, cálculos de precios, cálculos de requerimientos de energía firme y garantía de suministro, medición comercial, etc. Estas funciones deben existir, y su principal función encaja con los principios rectores de cuidar la garantía y la sustentabilidad del suministro, así como la transparencia de los costos y las transacciones. En definitiva, cuestiones que hacen a la buena salud de cualquier sistema de mercado que se establezca.

Para la programación del despacho, la proyección de la demanda, partiendo de los datos proporcionados por los agentes consumidores es un dato fundamental y de partida. Naturalmente, esta función se atribuye a la administración del mercado, como no puede ser de otro modo.

Producido el despacho real, toda la información resultante debe ser registrada en base de datos de cantidades de energía y precios, contratos y transacciones de corto plazo, servicios auxiliares y sus costos. Todo esto hace a la transparencia de la información a los agentes, lo que debe mantenerse en todos sus términos tal como se establece en la reglamentación vigente.

Los modelos de cálculo utilizados para la programación del despacho y para las liquidaciones deben ser aprobados por el regulador, auditables y accesibles por los agentes, requisitos que como los anteriores es conveniente mantener integralmente. Los resultados y consideraciones adicionales deberán volcarse en los informes obligatorios ya estipulados.

Las auditorías de procedimientos, modelos, resultados, precios, etc., previstas en el reglamento deben mantenerse integralmente, ya que contribuyen a la transparencia y mejoras del sistema. El conocimiento por parte de la administración del mercado, los agentes y el regulador son atributos esenciales para conseguir los objetivos perseguidos por las auditorías.

Las autorizaciones de generación corresponden al poder concedente, el Estado, definición básica correspondiente a su rol.

Las definiciones y reglas para Autoprodutor, Autoprodutor Firme y Autoprodutor No Firme son lógicas y adherentes a las respectivas figuras. El requisito de generar principalmente para su consumo hace a la razón de la instalación de este tipo de generación. En particular, es también razonable que el Autoprodutor Firme con potencia instalada mayor a su consumo pueda realizar contratos de energía firme con contratos a término, útil para el generador y para el sistema como aprovechamiento de excedentes disponibles. El Autoprodutor No Firme puede tener excedentes o demandar energía, por lo cual está sujeto a reglas de despacho de corto plazo y no podrá tener contratos de venta. En una visión de Mercado resuelto esencialmente con contratos, es conveniente agregar que es necesaria una cobertura de compra con contratos de largo plazo para cubrir los déficits propios o directamente contratar con la distribuidora. Esto no lo excluye de todas las formas de venta de excedentes de corto plazo ya establecidas en el Reglamento.

La importación es considerada como un generador conectado en la frontera de interconexión, cuestión natural a los efectos del mercado interno del país.

La generación no sujeta a despacho, correspondiente a generadores de pequeño porte, tiene reglas coherentes con su incidencia en el sistema. Todas las demás centrales están sujetas a despacho centralizado.

Las centrales hidroeléctricas están sujetas a reglas de optimización de medio y largo plazo, tendrán programación de uso de sus embalses en función del valor del agua calculado. Las cuestiones relativas a manejos de crecidas y cuidado de las instalaciones permanecen como responsabilidad del generador.

En síntesis, el reglamento actual establece para la comercialización un esquema con todas las características clásicas de un modelo "tipo 3", de acuerdo a las tipologías establecidas en [1], es decir un modelo de Mercado Mayorista.

## 2.7. Reflexiones sobre las bases y orígenes del modelo regulatorio actual y el cambio de rumbo

En Uruguay, la reforma de la Industria Eléctrica establecida en la Ley de Marco Regulatorio y sus decretos reglamentarios, fue el resultado de la necesidad del sector nacional de adaptarse a la situación que estaba viviendo la región y el mundo. A diferencia de otras reformas, no surgió de un fuerte convencimiento político de que la reestructura serviría para aumentar la eficiencia, mejorar el funcionamiento del sector y en definitiva beneficiar a los consumidores finales. De hecho, la Ley fue sometida a referendo en 1998, obteniendo finalmente su aprobación por parte de la ciudadanía, al no alcanzar los votos para ser derogada. Por su parte, los decretos reglamentarios de 2002 tienen un escaso grado de implementación.

Las presiones por la reforma del sector eléctrico en Uruguay tuvieron dos fuentes.

Por un lado los intercambios de energía eléctrica con Argentina exigían condiciones de simetría. Argentina había implementado un mercado eléctrico competitivo en 1992 del cual Uruguay podía beneficiarse. Las objeciones a las condiciones de simetría fueron levantadas una vez que las respectivas Cancillerías intercambiaron las Notas Reversales (1999) que reflejaron la adopción de la Decisión N° 10/98 del CONSEJO DEL MERCADO COMUN del MERCOSUR, y donde, entre otras, se establecía que ambas Partes se comprometían a:

- Asegurar condiciones competitivas en los mercados de generación de electricidad
- Permitir a distribuidores, comercializadores y grandes demandantes de energía eléctrica, contratar libremente sus fuentes de provisión, que podrán localizarse en cualquiera de los Estados Partes, y no discriminar a los productores y consumidores, cualquiera sea su ubicación geográfica.
- Permitir y respetar la realización de contratos de compra y venta libremente pactados entre vendedores y compradores de energía eléctrica
- Respetar el acceso abierto a la capacidad remanente de las instalaciones de transporte y distribución

Estos principios, recogidos en la Ley de Marco Regulatorio de 1997, fueron detallados en los decretos reglamentarios de 2002, con el fin de su implementación. Por otro lado, el modelo de la reforma de los 90 comenzó a ser parte de las exigencias de los organismos multilaterales de crédito para el otorgamiento de crédito a los países, y Uruguay no fue la excepción, recibiendo la presión para realizar los cambios.

El modelo elegido y establecido para el mercado eléctrico en el Marco Regulatorio de Uruguay fue similar al modelo Argentino del momento, con un mercado mayorista donde podían actuar Distribuidores y consumidores de determinado porte (Grandes Consumidores), comprando y vendiendo energía por contratos o en el mercado spot, con libre acceso a la capacidad remanente en las redes.

Este modelo presupone la existencia de múltiples generadores (independientes) y múltiples grandes consumidores ya que de otra forma no puede establecerse un grado adecuado de competencia en el mercado.

Si bien dado el tamaño de Uruguay esta condición no se cumplía en 1997, la existencia de un mercado eléctrico en Argentina que había logrado un grado de competencia muy importante, con una oferta de electricidad y gas abundante, e interconexiones capaces de abastecer toda la demanda local, permitía presuponer un grado de competencia importante si se consideraban los mercados de ambos países funcionando en conjunto. Esta condición deja de cumplirse a partir de la crisis económica y política de Argentina de fines de 2001. Desde 2005 en adelante parece ser que de hecho se está aplicando un modelo tipo 2 (comprador único), cuando lo reglamentado es un modelo tipo 3.

No es menor señalar que el modelo de expansión llevado adelante en los últimos años y como parte de la política energética del país implica la introducción de cambios en la reglamentación del sector eléctrico mediante decretos del Poder Ejecutivo que favorecen la incorporación de generación a partir de fuentes no convencionales.

En dichos decretos se habilita a la UTE a la compra de energía por diferente fuente (biomasa, eólica y recientemente solar fotovoltaica) y a raíz de la licitaciones realizadas se celebraron algunas decenas de contratos entre la UTE y generadores privados donde el ente se compromete a comprar toda la energía generada por la central en plazos de entre 10 y 30 años, según el caso. Pero dentro de estas licitaciones la característica a destacar es que imponen que la venta sea exclusiva a la UTE. Esto último señala claramente el modelo que se aplica de hecho es uno, donde la competencia es POR el mercado y no EN el mercado. Parecería ser entonces que la decisión política de estar en un modelo más parecido al 2 que al 3, ya ha sido tomada.

## 3. MODELO PROPUESTO

### 3.1. Bases conceptuales

Considerando que el mercado eléctrico del modelo 3, previsto en el Marco Regulatorio de Uruguay no ha logrado funcionar como se esperaba y adicionalmente, la estrategia reciente desarrollada para la incorporación de

mayor generación en la matriz energética, no se alinea con los principios del Marco Regulatorio de 1997 y 2002, sino más bien con un modelo más parecido al de comprador único (en el cual UTE es quien finalmente comercializa la energía proveniente de los nuevos generadores), cabe la pregunta de si la transición prevista para la Industria Eléctrica en Uruguay fue la adecuada o debería haber sido en primera instancia hacia el Modelo 2.

En el Modelo 2, los generadores compiten por un contrato de venta de energía y potencia con una única agencia compradora, la cual actúa como monopsonio. Se establece competencia en generación, pero es una competencia por el mercado, en lugar de una competencia en el mercado como en el Modelo 3. Es en definitiva, una competencia por la construcción y operación de plantas de generación en base a un contrato de compra-venta de energía con UTE.

El modelo es bastante antiguo, habiéndose implementado en EEUU en 1978 a través del PURPA, que obligaba a las empresas eléctricas verticalmente integradas a comprar energía a los generadores independientes o IPPs (Independent Power Producers) al precio del costo evitado por la empresa eléctrica, firmando contratos denominados PPA's (Power Purchasement Agreements).

En Uruguay, el esquema establecido para la compra de energía proveniente de fuentes renovables, tanto en el marco de los Decretos 77/007 y 397/007 (biomasa, eólica y mini-hidráulica hasta 60 MW totales), como en el marco del Decreto 403/009 (eólica de gran escala) y posteriores, sigue este esquema. Las empresas compiten entre sí para lograr un contrato de largo plazo con UTE (hasta por 20 años) que les permita amortizar la inversión, pagar los costos operativos, y obtener cierta rentabilidad.

En un esquema tradicional del modelo 2, según [1] los contratos incluyen normalmente, un pago por la energía entregada que refleja los costos variables de generación, y otro por la potencia disponible, con multas en el caso de no entregar la energía cuando el generador es convocado.

En el modelo 2, al igual que en el modelo 3, los generadores son convocados de acuerdo al despacho económico de mínimo costo del sistema. La agencia compradora, debe garantizar el acceso de los generadores a las redes y prever mecanismos de compensación en el caso de que el generador no pueda entregar la energía por problemas de congestión. A los efectos de aumentar la eficiencia en el sistema, reflejando los costos de las redes, es posible introducir señales de localización en el diseño de los procesos licitatorios de compra de energía, así como utilizar precios nodales (que reflejan los costos marginales de corto plazo) en la operación.

Hacia el lado de la demanda, la agencia compradora actúa como monopolio en el suministro a distribuidores y eventuales grandes consumidores. El precio mayorista de la energía eléctrica establecido por la agencia compradora para la venta de energía normalmente consiste en tarifas multi-parte con componentes variables que reflejan los costos marginales del sistema y fijas que permiten recuperar el resto de los costos de la agencia compradora. Para aumentar la eficiencia en las tarifas, es posible incorporar componentes temporales y de localización.

Una cuestión que surge inevitablemente en el diseño del modelo 2, es la ubicación de la agencia compradora en la estructura del sector. La agencia compradora debe realizar contratos de largo plazo con los generadores y por lo tanto, necesita contar con credibilidad. Al pasar del modelo 1 al modelo 2, existe la tentación de que la agencia compradora sea la propia empresa verticalmente integrada del modelo 1. Esto produce conflictos con los generadores independientes ya que la agencia compradora podría intentar favorecer a sus propios generadores tanto en los procesos de compra, como en la operación, sobre todo si la empresa eléctrica es además el operador del sistema. Estas situaciones han sido frecuentes con los IPPs operando bajo el PURPA en EEUU. Es este caso particular, el problema de la discriminación en la operación de los generadores se ha solucionado estableciendo el autodespacho de los IPPs, lo que en forma inevitable aumenta los costos de operación del sistema al no tratarse necesariamente de fuentes con costo variable igual a cero.

En definitiva, la solución más transparente y que proporciona mayores garantías, es que la agencia compradora sea una organización independiente, si bien puede coincidir con la empresa transportista (si ésta se encuentra separada del resto de las etapas de la industria eléctrica) o con el operador del sistema/mercado.

Las ampliaciones del sistema son responsabilidad de la agencia compradora, la cual debe planificar las inversiones en tiempo y lanzar los procesos de compra. En consecuencia, los riesgos recaen sobre la agencia y no sobre los generadores, que tendrán asegurada la compra de energía y potencia a un precio, y por un tiempo definido. Esta característica, representa una ventaja del modelo 2 frente a los modelos 3 y 4, en cuanto se reducen los costos de capital para los proyectos de generación, ya que desaparece el riesgo de que una nueva tecnología haga perder mercado a los generadores existentes.

Dado que los costos de capital, son una componente sustancial del precio final de la electricidad, menos costos de capital implican menores precios.

Claro está que, en contrapartida, desaparecen los incentivos inmediatos de innovación inherentes de modelos de mercado más avanzados como el 3 o 4. La introducción de la innovación tecnológica deberá esperar a la siguiente compra de la agencia.

La otra ventaja del modelo 2 es que permite fácilmente implementar objetivos específicos de política energética como introducir metas de generación utilizando determinadas fuentes de energía (e.g. eólica, fotovoltaica, biomasa, hidráulica).

El modelo 2 es adecuado para sistemas eléctricos pequeños en donde existen pocas plantas de generación y cada una tiene efectivamente un monopolio en algún rango de la curva de carga. Puede en estos casos ser elegido como una forma efectiva de regulación por contratos, la cual podría en algún momento evolucionar hacia el modelo 3, si se dan las condiciones apropiadas.

Un ejemplo de implementación del modelo con una agencia compradora independiente de los generadores, pero compartida con la función de transmisión es el de Irlanda del Norte, que realizó la reestructura de su sector en 1992.

En todos los casos, para que el modelo funcione se debe asegurar el pago/ingresos de los generadores independientes, lo cual se puede asegurar si se cumplen tres etapas: el pago de los consumidores al Distribuidor (es), el pago del (de los) Distribuidor (es) a la agencia compradora, y el pago de la agencia compradora a los generadores.

Para Uruguay, el modelo 2 constituye una alternativa razonable, considerando las dimensiones y características particulares del sector, así como la percepción del grado de aceptabilidad política, hecho este último no menor en la experiencia de las reformas de los sectores eléctricos del mundo.

En este esquema se realizan contratos de largo plazo, de fuentes convencionales y renovables, para cubrir la totalidad de la demanda planificada. El Spot queda en este modelo como un mercado marginal de ajuste de desvíos de demanda y de oportunidades de sustitución de fuentes para los contratos ya pactados.

Este tipo de modelo de mercado requiere un soporte fuerte de planificación validada y centralizada. Esta planificación, y la posterior concreción de los contratos, incluido los contratos internos que empresas verticalmente integradas realicen, permiten ver a todos los actores el desarrollo del mercado, y en consecuencia saber si los nuevos emprendimientos encajan en los costos y por lo tanto serán despachados con una probabilidad asociada, y finalmente decidir si se realizan las inversiones en determinado tipo de generación.

Cuestiones adicionales, como llevar los ajustes de precios estacionales a ajustes anuales de los contratos, determinar la mecánica de contratación con un detentor y fiscalizador único que por definición es la ADME, son aspectos que tienen que ser abordados.

### 3.2. Implementación del cambio de modelo

En esta sección, se presentan los resultados del análisis de los reglamentos del marco regulatorio ([7], [8], [9]) y las propuestas de ajuste.

La definición de agentes del Mercado Mayorista en la reglamentación vigente, corresponde a la estructura real y natural del mercado eléctrico: Generador, Transmisor, Distribuidor y Gran Consumidor.

En cuanto a los participantes en el Mercado Mayorista, la idea es no mantener la figura del comercializador. Esta figura está definida actualmente como un participante del mercado que vende generación propia o comprada a terceros, a otros agentes, al Distribuidor o la exporta. En un esquema de comprador único, naturalmente esta función recae en la única figura que ejerce funciones de comercialización de energía, por lo cual todas las funciones descritas en el Reglamento referentes al Comercializador automáticamente pasan a ser del Comprador Único, o se extinguen si ya están cubiertas en el Reglamento.

Queda claro que las definiciones de todos los actores, sean participantes, reguladores o administradores, requieren de estas definiciones claras y universales, tanto de conceptos como de figuras actuantes. En este sentido, el Reglamento actual no ofrece reparos, excepto por la adaptación a una configuración de comercialización de comprador único, en cuyo caso algunas definiciones no aplicarán. Cabe acotar igualmente, que el caso del Comercializador puede existir como intermediario en un esquema de comprador único, pero en Uruguay no tiene mucho sentido por el escaso porte del mercado. En otros casos, como Brasil, esta figura existe a pesar de tener concentrado el rol de comercializador del mercado regulado en actos de la CCEE.

Para el agente Distribuidor, debe revisarse el límite de 2% de la demanda de fuentes distribuidas, lo que puede hoy día limitar la inserción y promoción de centrales con fuentes renovables y microgeneración. En todo caso habrá que establecer como el DNC tiene en cuenta el efecto integrado de la generación distribuida en su programación.

En cuanto a los participantes habilitados, adquieren particular relevancia las figuras de UTE Generador y UTE Distribuidor. En un escenario como el actual, donde ya existen generadores privados, y se están perfilando múltiples figuras como asociaciones de UTE con



privados en régimen de derecho privado, es prudente que todos los generadores operen con máxima transparencia y no discriminación en el Mercado. En el escenario descripto, se estima muy conveniente la conformación de las empresas de generación en forma independiente, incluso las que actualmente son propiedad de UTE, lo que facilita la tarea de la regulación y administración del Mercado, así como la justicia en materia de reconocimiento de costos que finalmente sumarán los costos de generación transferidos a los usuarios finales, cuestión esencial en los objetivos de regulación del sistema. En contrapartida, no aparece como crítica la separación de las empresas de Transmisión y Distribución, ya que son negocios de la misma naturaleza, con dos salvedades: a) el tratamiento regulatorio de las inversiones de Transmisión debe ser discreto, una a una, debido a su peso relativo en el total y su larga vida útil, contrariamente a la continuidad en el tiempo que tiene el conjunto de las inversiones de distribución, b) los peajes deben pensarse por nivel de tensión (no necesariamente en AT, MT Y BT deben cobrarse con la misma metodología) y deberían reflejar los costos y beneficios reales que cada usuario impone a la red, considerando localización y tiempo de uso.

Los criterios establecidos para la programación de mantenimientos anuales, los preventivos y correctivos, y los de emergencia son razonables y naturales, obedeciendo la coordinación al cuidado de la garantía del suministro y la operación económica del despacho, por lo cual no merecen modificaciones.

La programación del despacho obedece a objetivos lógicos de garantía de suministro y despacho económico, con todos los componentes necesarios de largo, medio y corto plazo, así se hizo desde siempre y así debe mantenerse. Es interesante resaltar que estos criterios de operación han cumplido históricamente con sus objetivos en cada escenario de generación dado, siendo que el Reglamento de Mercado tiende a mejorar la eficiencia de los escenarios de generación más que a innovar en la forma de despachar.

La generación forzada está correctamente definida, así como las causales de su programación de corto plazo y despacho. Tal vez en un esquema de Mercado cubierto integralmente por contratos, quepa la posibilidad de predeterminar los precios en caso de que sea necesario su uso, sin vincularla al Spot del momento. Esto no significa que el Spot no deba existir, ya que siempre será necesario al menos como mercado de ajuste entre demanda y oferta. En cualquier caso, el peso es irrelevante para el costo integrado de la generación pasada a los consumidores, solamente interesa particularmente a los generadores que eventualmente participen.

La forma de consideración de los costos de arranque y parada en el despacho de las centrales de arranque lento corresponde a la mejor práctica, y garantiza el criterio general de despacho económico.

La programación estacional de largo plazo y la programación semanal obedecen a todos los criterios técnicos y económicos que deben regir el despacho económico y la garantía del suministro, siendo abundante y detallado en los factores y reglas a seguir, no merece observaciones. Particular importancia tienen en ambas programaciones la previsión de demanda, los cálculos de valor del agua, los riesgos de racionamiento, los mantenimientos y las restricciones de transmisión.

Tal vez la nueva variable a incorporar sea la programación casi en tiempo real de las renovables autodespachadas, particularmente la eólicas y fotovoltaicas. Estas centrales generadoras agregan una incertidumbre no existente hasta ahora en la programación de térmicas e hidráulicas convencionales. Aparecen entonces conceptos nuevos, como el margen de reserva tal vez rotante o de rápida disponibilidad que tiene que programarse, así como el manejo de centrales de bombeo, hasta ahora no instaladas (pero en estudio).

Los servicios de Control de Tensión, Reserva Operativa, Reserva Fría, Seguimiento de Demanda, Administración de Restricciones de Transporte, corresponden al grupo de Servicios Auxiliares, necesarios para conseguir operar el sistema dentro de parámetros admisibles. Todos ellos tienen previsto una forma razonable de remuneración, justificada por su contribución al funcionamiento confiable del sistema y la seguridad del suministro. Estos conceptos también son objeto de revisión frente a la inserción de renovables autodespachadas. Pueden aparecer conceptos nuevos como los descriptos en el párrafo anterior, que serán objeto de definición y algún tipo de remuneración.

En el Reglamento, el Despacho Económico determina la optimización del costo diario, considerando costos de arranque y parada, desempeños mínimos y servicios auxiliares. El despacho diario tiene como componentes el pre-despacho y el re-despacho en tiempo real, que considera todos los parámetros ya expuestos. Parámetros destacables son el valor del agua y el costo de las restricciones.

Respecto de los costos variables utilizados para el despacho, los criterios son económicamente correctos, sin embargo merecen atención en algunos detalles. El costo inicial de combustibles líquidos reconocido como el precio de ANCAP, no debe apartarse de los costos internacionales más los debidos auditados de manipulación y/o refinación de ANCAP, pero auditados. No deben introducirse eventuales ineficiencias del

intermediario de combustibles en el costo de energía generada.

Adicionalmente, el costo de pérdidas de transmisión estará sujeto al régimen que se aplique para la Transmisión, de donde se deduce la consideración de los factores de pérdidas.

Los costos variables utilizados para el despacho deben mantenerse: valor del agua para las hidráulicas con embalse, costo de combustibles afectados de factor de arranque para las térmicas, cero para hidráulicas de paso y eólicas, más los criterios para despachar importaciones, respaldos, etc.

Los criterios adoptados para el pre-despacho son los correspondientes al despacho económico. En particular deben mantenerse aquellos relativos al tratamiento de las importaciones y exportaciones. Solamente resultará un poco diferente la forma de determinar precios, ya que en un Mercado con cobertura total de contratos, los precios estarán determinados esencialmente por éstos, restando al Spot solamente las transacciones de ajuste.

Las reglas establecidas para re-despacho y post-despacho siguen la línea del despacho económico y la seguridad del suministro, por lo que deben también mantenerse. El Reglamento define los productos y servicios que se comercializan: energía y potencia firme para garantía de suministro.

La energía que se inyecta al sistema puede provenir de generadores o importación, mientras que la extraída será para el consumo interno o la exportación. La potencia firme es el respaldo a la garantía del suministro, y es comprometida por los generadores e importadores. Por definición, el mercado de contratos a término será el ámbito para resolver compra-ventas de energía en condiciones y precios establecidas, y particularmente donde se resuelve la garantía de potencia firme, además de los ajustes posteriores que resulten el mercado de reserva nacional. En el corto plazo, se concretan las operaciones del servicio mensual de garantía de suministro como método de ajuste.

En el mercado Spot solamente se comercializa energía de corto plazo, de excedentes o faltantes ya sea por variaciones de demanda o por necesidad de los productores.

Para el Distribuidor, se calcularán los precios estabilizados. Actualmente se establece que el cálculo sea semestral, lo que se propone cambiar a periodos anuales pensando en un Mercado cubierto totalmente por contratos, excepto claro está, de ajustes monetarios intermedios en casos de inflación elevada, por fijar ideas, mayores a 10% anual. La forma de calcularlo junto a la programación anual de largo plazo se mantiene.

La contratación de Potencia Firme hace a la Garantía del Suministro. Esta contratación se logra esencialmente en los contratos de largo plazo, y se ajusta con contrataciones de corto plazo previstas todas en el Reglamento. En el esquema planteado de comprador único, no se mantiene la figura del comercializador y consecuentemente no aparecerá como posible oferente de potencia firme. Finalmente, es prudente mantener tanto para importaciones como para exportaciones la inclusión de potencia firme en los contratos de largo plazo, ya que esto hace a la integración cada vez más fuerte con los países vecinos.

Particular atención requiere el cálculo de potencia firme de las hidráulicas, correctamente establecido en el Reglamento. Esa potencia firme será la que podrán contratar como tal estos generadores. En el caso de los térmicos, la potencia firme está directamente relacionada con la potencia real puesta a disposición.

En el corto plazo, las disponibilidades de potencia firme se ven afectadas por indisponibilidades, mantenimientos, etc., por lo que el DNC tiene que realizar los ajustes correspondientes en función de las disponibilidades declaradas mensualmente y diariamente.

El precio de la potencia firme de largo plazo está establecido en los contratos, así como el de corto plazo resulta de los procesos de adjudicación mensual. En la idea de comprador único, y contratos de largo plazo para cubrir toda la potencia firme requerida, es en extremo importante que los contratos resulten de procesos competitivos, ya que será la forma de que se reflejen los costos de inversión y márgenes pretendidos por los oferentes, sin costos adicionales debidos a ineficiencias que los consumidores no deben pagar.

El seguro de garantía de suministro establece las cuantías mínimas de potencia firme que deben contratar a largo plazo el Distribuidor para abastecer a los consumidores cautivos, y los grandes consumidores. En el esquema propuesto los porcentajes de potencia firme de largo plazo deben llevarse al 100%, o algo mayor, de modo que toda la demanda a largo plazo esté cubierta por contratos de largo plazo. Debido a las variaciones de demanda y los imprevistos de los generadores, es necesario mantener las contrataciones mensuales de potencia firme para lograr los ajustes necesarios entre generación y demanda, además del Spot que básicamente resolverá los ajustes de energía en el despacho diario.

En el Reglamento del Mercado Mayorista se establecen los mecanismos para conseguir la reserva anual y la reserva nacional, en la hipótesis de que los contratos de largo plazo no dan cobertura al total de la potencia firme requerida. En un contexto como el propuesto de contratos de 100 % de la potencia firme contratada, permanecerían solamente los mecanismos de ajuste de

corto plazo, no siendo necesarias las licitaciones de reserva anual de potencia firme. De hecho, esta reserva queda cubierta por los contratos de largo plazo. Particular atención merece la reserva de potencia firme nacional, teniendo en cuenta los problemas que se han registrado en los países vecinos. Por el momento, y a pesar de lo que significa de costo para los consumidores, es prudente establecer el 100% de la cobertura con generadores del territorio nacional. Esta cobertura debe pesar también a los combustibles, en el sentido de que no exista riesgo de abastecimiento por depender de un solo proveedor, por ejemplo.

El servicio mensual de garantía de suministro debe mantenerse en todos sus términos, ya que responde a la necesidad de ajuste entre oferta de potencia firme y demanda en el corto plazo. Igualmente deben mantenerse los cálculos que el DNC realiza para determinar las necesidades de potencia firme de corto plazo.

Los requerimientos de los contratos a término, sean de suministro o de respaldo, son totalmente lógicos, y hacen a la esencia de la garantía de suministro, por lo cual deben mantenerse. Se destaca que todos los contratos deben contener compromiso de potencia firme, y bloques horarios de energía a suministrar.

En 2002 se previó la realización de contratos internos entre UTE Generación y UTE Distribución, con algunos mecanismos en el Reglamento para limitar los precios de estos contratos. Sin duda deben establecerse nuevamente reglas de partida teniendo en cuenta el tiempo transcurrido. Estas reglas que rigen los contratos que se pueden llamar de contratos iniciales, deben cumplir los requisitos expuestos en el reglamento, pero adicionalmente se debe ser cuidadoso en el establecimiento de precios. Se deben tener en cuenta costos de inversión incurridos, lo ya depreciado y costos de mantenimiento que impliquen alguna comparación al menos regional, en magnitud de recursos físicos y proporción de costos totales respecto de la inversión a nuevo. Debe tenerse en cuenta que solamente se debe traspasar a los consumidores costos eficientes y anualidades, incluido renta, de inversiones no amortizadas. En casos de diferencias significativas, principalmente en los costos de mantenimiento, podrán establecerse eventualmente mecanismos de transición registrados en los propios contratos. Estas consideraciones merecen re-escribir esta parte del reglamento.

La cuota parte uruguaya de Salto Grande es muy significativa en el total de la generación uruguaya, con la característica de contar con un embalse de poca capacidad. De hecho es un agente independiente de UTE, y así es considerado en el Mercado. Por la existencia de este agente tan particular, y en general si se consideran los pocos agentes generadores en el Mercado, cabe

considerar la posibilidad que el requisito de Garantía de Suministro de Potencia Firme sea un atributo del conjunto de generadores del sistema, integrado por el Administrador del Mercado. En un esquema de este tipo, el comprador único establecerá contratos con los generadores, estableciendo la cuota parte de contribución a la potencia firme total necesaria. Esta idea no cambia la esencia de la contribución de potencia firme de cada generador, pero simplifica cuestiones como la obtención de contratos de respaldo, disminuyendo la cantidad y complejidad de las transacciones. Inevitablemente la generación hidráulica formará parte de la potencia firme a nivel nacional, considerando una potencia cuya probabilidad de disponibilidad sea muy elevada, caso contrario se conduce a un respaldo térmico muy alto y con la consecuente incidencia en los costos finales al consumidor.

Las importaciones y exportaciones deben mantenerse por su enorme importancia ya demostrada en mitigar los costos de generación transferibles a los consumidores del territorio nacional, los ingresos obtenidos por ventas de excedentes y la contribución repetida a impedir fallas. No obstante, en el esquema propuesto, recae en el comprador único la capacidad de importar y exportar, lo cual reduce por innecesarias buena parte de las reglas vigentes pensadas para actuación independiente de importadores y exportadores.

En cuanto a la integración de mercados Spot con países vecinos, la historia cercana muestra los riesgos que ello significa. Adicionalmente, en un esquema de cobertura total de la demanda por contratos, tampoco tiene sentido dicha integración, por lo cual se estima conveniente desechar esta parte del Reglamento.

Como ya se adelantó, el Spot funciona como mercado de ajuste diario y actúa en forma marginal. En ese contexto, es perfectamente permisible el mantenimiento de las importaciones y exportaciones Spot.

Los costos mayoristas transferidos al Distribuidor son estabilizados, en el esquema propuesto esta estabilización de precios se haría anualmente. De hecho, el precio será resultado básicamente de los contratos, con ajustes derivados de la operación de corto plazo y las transacciones asociadas. No tiene sentido la estabilización de precios en un periodo menor cuando substancialmente la demanda es cubierta con contratos de largo plazo. Se mantiene el fondo de estabilización como herramienta de amortiguación de las variaciones de hidraulicidad, aunque probablemente este resulte en menor cuantía que en una situación de demanda cubierta en buena parte por transacciones en el Spot.

La definición de las transacciones económicas sufre un cambio importante en la propuesta. Con comprador único, las transacciones de vendedores y compradores son con este comprador, aunque pueden efectivizarse los

pagos entre agentes una vez que el administrador del mercado determine las cuantías.

Un concepto importante que debe ser mejor explicado en el Reglamento refiere a cómo se integran el cobro al Distribuidor y como se remunera a los generadores en el corto plazo. Esta cuenta tiene que balancearse al menos anualmente, siendo necesario establecer cómo se distribuyen las diferencias resultantes del despacho económico con los contratos.

#### 4. CONCLUSIONES

Básicamente el reglamento actual es adaptable a la realidad uruguaya, en el sentido de responder bien a un mercado de pocos actores y que se perfila para esta propuesta de comprador único, cuestión nada menor.

La primera cuestión fundamental parece girar en torno a poner en práctica la transición de contratos de centrales existentes con el Distribuidor, lo que requiere previamente la separación de roles, como mínimo de generación por un lado, y transmisión y distribución por otro. Sin esta transición será inviable poner en práctica cualquier sistema transparente de mercado que asegure el buen funcionamiento en todo sentido y la correcta transferencia de costos a los consumidores. Un ejemplo claro es la constante necesidad de ajustes en años secos, donde se argumenta la necesidad de ingresos adicionales para gastos de combustibles, cuando en realidad estas reservas deben estar incluidas en las tarifas, aunque es justo decir que estos efectos se han mitigado bastante con la cuenta de reserva para combustibles creada en los últimos años.

Capítulo especial merece a entrada de renovables autodespachadas que se está produciendo en estos tiempos. Esto produce la revisión o agregado de conceptos, tanto en el despacho diario donde es necesaria la corrección dentro del día en función de la variabilidad de las fuentes, como en temas como el aseguramiento de energía y potencia del suministro en el medio plazo. El margen de reserva de rápida disponibilidad y la acumulación con centrales de bombeo son conceptos nuevos a introducir.

Como ya se argumentó, el porte del mercado con pocos actores y actores dominantes que permanecerán por bastante tiempo, así como las complejidades agregadas en el nuevo escenario, hace pensar en una solución de comprador único, con reglas muy transparentes y remuneraciones adecuadas de todos los conceptos necesarios para el buen funcionamiento, y el logro del fin último de abastecer la demanda en forma eficiente.

Esta función de único administrador del mercado y comprador perfectamente la puede desempeñar la actual ADME, complementando las funciones que ya tiene

definidas, lo que no significa necesariamente que sea ADME quien figure como titular de los contratos de compra, los cuales, luego de los procesos de licitación realizados por ésta, podrán ser asignados a las partes vendedoras y compradoras. Será necesario diseñar toda la transición en cuanto a contratos de generación existente, los que ya están como el caso de los eólicos, biomasa y fotovoltaicos, más los que deben hacerse entre Salto Grande y Generación UTE con UTE Distribución.

Una vez organizada la transición, dos aspectos pasan a ser el eje central del desarrollo de la generación.

En primer lugar, una planificación centralizada a nivel del poder concedente, el Estado, de las necesidades de energía y potencia, de donde saldrá el cronograma de las necesidades de generación de cada tipo que se desea expandir. Como ya se dijo, esta función la puede ejercer perfectamente la DNE.

En segundo término, un mecanismo de subastas para asignar en forma eficiente a los emprendedores, públicos o privados, el desarrollo de cada generación específica. Este mecanismo de subastas, o los mecanismos que se entiendan pertinentes a cada tipo de generación, funcionarán de modo de maximizar la competencia "por" el mercado, asignando proyectos que van estructurando la generación planificada. Cualquier mecanismo que se adopte debe garantizar transparencia de los resultados a los consumidores y ciudadanos en general.

De este modo se entiende que se pueden lograr los objetivos de seguridad del abastecimiento, a costos eficientes para los consumidores finales y transparencia del sistema.

Como conclusión final, vale rescatar que el modelo de comprador único es adecuado para sistemas eléctricos pequeños en donde existen pocas plantas de generación y cada una tiene efectivamente un monopolio en algún rango de la curva de carga.

Para Uruguay, este modelo constituye una alternativa razonable, considerando las dimensiones y características particulares del sector, así como la percepción del grado de aceptabilidad política, hecho este último muy importante en la experiencia de las reformas de los sectores eléctricos del mundo.

#### 5. REFERENCIAS

- [1] Hunt S. and Shuttleworth, G., "Competition and choice in electricity", Ed. John Wiley & Sons, England, 1996. ISBN 0-471-98201-6.
- [2] M.Vignolo, D.Oroño, C.Zilli "Análisis del modelo regulatorio uruguayo y perspectivas de largo plazo". Integracier 2014, Punta del Este, Uruguay.

[3] M. Vignolo et al. “Uruguay: escenarios probables de regulación energética”. Una aplicación metodológica para el desarrollo eléctrico del Uruguay: La función eléctrica y el análisis multidimensional. , Uruguay al Futuro; Universidad Católica del Uruguay, page 569--578 – 2011.

[4] M. Vignolo et al. “Uruguay: modelo regulatorio actual de la industria eléctrica y su grado de aplicación real”. Una aplicación metodológica para el desarrollo eléctrico del Uruguay: La función eléctrica y el análisis multidimensional. , Uruguay al Futuro; Universidad Católica del Uruguay, page 553--567 – 2011.

[5] C. Zilli, R. Zeballos, M. Vignolo et al. “Mercados Subastas y Tecnologías en el sector eléctrico Uruguayo” Proyecto Fondo Sectorial de Energía ANII 2013, Facultad de Ingeniería, Udelar, Uruguay.

[6] ADME. www.adme.com.uy

[7] Poder Ejecutivo. Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. Decreto 360/002. 2002.

[8] Poder Ejecutivo. Reglamento de Trasmisión de Energía Eléctrica. Decreto 278/002. 2002.

[9] Poder Ejecutivo. Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica. Decreto 277/002. 2002.



**Mario Vignolo**, Ingeniero Electricista egresado de la Facultad de Ingeniería – UdelaR. Realizó posteriormente su Maestría en Sistemas Eléctricos de Potencia en la Universidad de Manchester (UMIST) - Manchester, Reino Unido. Obtuvo su Doctorado en régimen mixto entre la Facultad de Ingeniería, Universidad de la República y el Public Utility Research Center de la University of Florida, EE.UU, especializándose en Mercados Eléctricos. Posee además diploma de Postgrado en Economía (Facultad de Ciencias Económicas –UdelaR) y es Técnico en Sistemas de Gestión de la Calidad UNIT- ISO 9000. Trabajó como Ingeniero Consultor de UREE/URSEA entre los años 2001 y 2004, y desde 2005 como Ingeniero consultor independiente en el área de energía e ingeniería eléctrica, asesorando a diversas empresas nacionales e internacionales. Desde el año 1992 es docente de la Facultad de Ingeniería – UdelaR, siendo actualmente Profesor Agregado (Gr. 4) y Jefe del Departamento de Potencia del Instituto de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería – UdelaR. Como parte de su actividad docente dicta diversos cursos de Grado y de Postgrado, siendo el responsable del curso de Postgrado “Introducción a los Mercados de Energía Eléctrica”.



**Diego Oroño** nació el 9 de octubre de 1985 en Montevideo, Uruguay. Obtuvo su título de Ingeniero Electricista, perfil Sistemas Eléctricos de Potencia en la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República de Uruguay en 2010. Desde 2014 se desempeña como Jefe de

Ingeniería de la empresa NOVASOL Ingeniería – Tecnogroup, trabajando en el desarrollo de 100 MW de energía solar fotovoltaica a ser instalados en Uruguay. Desde 2009 es integrante del Instituto de Ingeniería Eléctrica en la Facultad de Ingeniería, actualmente gr. 2, donde es docente de los cursos “Energía Solar Fotovoltaica”, “Introducción a los Mercados de Energía Eléctrica” y “Seminario de Mercados de Energía Eléctrica”, además de ser corresponsable del grupo de Investigación de Energía Solar Fotovoltaica de dicha Universidad. Ha trabajado en las áreas de Normalización de la empresa UTE y en el Despacho Nacional de Cargas de la empresa ADME. Actualmente se encuentra finalizando la Maestría en Ingeniería de la Energía.



**Carlos Zilli**, Ingeniero Industrial – Opción Eléctrica, egresado de la Universidad de la República. Entre 1982-1997 se desempeñó UTE en diversos cargos como Gerente de Distribución y Comercial del Interior, como jefe regional de la región noreste y como Gerente del Despacho Nacional de Cargas. Trabajo en las empresas GMI Construcciones, Conecta SA. Entre 2002 y 2009 fue consultor ejecutivo y luego director de la empresa Mercados de Energía de Brasil. Entre 2009 y 2011 trabajó en la empresa Ingener S.A. Actualmente se desempeña como profesional independiente, siendo entre otras Director del Proyecto Eólico de Astidey S.A. Es integrante de la cátedra de Mercados de Energía, de la Facultad de Ingeniería – UdelaR, siendo docente de los cursos “Introducción a los Mercados de Energía Eléctrica” y “Seminario de Mercados de Energía Eléctrica”