

Hacia una mejora de la eficiencia en la integración regional

Por Ramón Sanz, director de Estudios y Servicios Técnicos, Mercados Energéticos S.A.

La integración regional energética motorizada por el sector privado y sostenida por acuerdos bilaterales y regionales está logrando un incremento importante en las transacciones internacionales de energéticos, las que alcanzarán un nivel en el que se requiere la organización de los aspectos institucionales, regulatorios y de los medios de administración y control desde una óptica regional para incrementar su eficiencia.



Una interconexión eléctrica es competitiva frente a un gasoducto cuando se emplea para transmitir en ambas direcciones. Aunque un país sea especialmente exportador de energía, la interconexión eléctrica adquirirá valor si permite transferir energía en ambos sentidos dando valor a activos de producción requeridos como reserva y reduciendo los costos de producción y la energía no turbinada en las centrales hidroeléctricas.

Existen países que por disponer de yacimientos de gas son naturalmente exportadores, que es el caso de Bolivia, Argentina, Venezuela y Perú y otros con falta de ese recurso que son naturalmente importadores como Brasil —el gran receptor regional—, Chile, Ecuador, Uruguay. No obstante esa característica, el despacho de

Las características del mercado regional

La demanda de energía eléctrica en Sudamérica, de crecer a una tasa media cercana al 5% anual, requeriría un incremento de la producción en 500 TWh y alrededor de 95 GW en los próximos diez años. Brasil representa cerca de la mitad de la demanda de la región (gráfico 1) y sólo es comparable al de los mercados vecinos si se lo considera dividido en sus cuatro regiones naturales separadas por grandes distancias.

La fuente de producción es fundamentalmente hidroeléctrica, que alcanza valores cercanos al 70%. El gas natural pasará a ser la fuente energética con mayor dinamismo, duplicando su participación en los próximos diez años.

La alta presencia de centrales hidráulicas, la existencia de mercados de pequeña magnitud en relación con el tamaño económico de las nuevas centrales —que con su orden de 800 MW llegan a ser mayo-

res que la demanda de algunos mercados de la región—, las diferencias horarias entre mercados, la complementariedad hidroeléctrica, hidrotérmica, y estacional, potencian los beneficios de las interconexiones eléctricas.

Gráfico 1



las interconexiones eléctricas será en todos los casos en ambos sentidos.

Los gasoductos han sido el primer paso en la integración energética en el nuevo marco sectorial (gráfico 2) integrando los mercados de los diferentes países y a su vez los mercados de gas y electricidad.

Los mercados eléctricos son a la fecha prácticamente independientes, afectados por las exportaciones e importaciones pero con precios y volatilidad de largo plazo diferentes. Una mayor integración seguramente hará dominante en términos de precios al mercado de magnitud mayor.

El mismo proceso afecta los mercados de gas. Por ejemplo en el Cono Sur, donde Brasil y Argentina establecen el precio del producto y Bolivia y Chile son los tomadores del precio, y con un largo plazo donde Brasil será el único formador de precios.

La eficiencia, competencia, y flexibilidad que van adquiriendo los mercados eléctricos no son alcanzables en el sector de gas que está mucho más afectado por la competencia y por esquemas regulatorios que inducen a una menor flexibilidad del uso de la transmisión y de la producción.

La integración eléctrica regional mejora la eficiencia de la producción con ahorros en los costos operativos varias veces superiores a las inversiones de transmisión requeridas. Éstas podrían llegar a ser de 1000 MW⁽¹⁾ en la zona Norte del continente o Pacto Andino (Venezuela, Colombia, Ecuador y Perú) y de 5000 MW en el área del Mercosur (Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay). Estos beneficios que señalan estudios de planificación se transferirán al consumidor si el diseño regulatorio e institucional es el adecuado.

A pesar de las ventajas que las interconexiones introducen en el largo plazo no se puede desconocer que modifican los mercados existentes afectando los intereses de los agentes participantes. Los consumidores en el caso de un país importador podrán ver incrementado sus costos y la volatilidad de sus precios, como en la Argentina. Los países más volátiles como Colombia o Brasil producirán un incremento de la volatilidad de aquellos que tienen una mayor base térmica o una capacidad de embalses de largo plazo importante como la Argentina y Chile. Estos efectos

Gráfico 2. Gasoductos proyectados en el Cono Sur



de corto plazo deben preverse y ser tenidos en cuenta en la organización de la transición de integración de mercados.

Los modelos regulatorios vigentes

El sector eléctrico sudamericano en la década del 80 se caracterizaba por un gran dinamismo en la integración eléctrica de las distintas regiones dentro de un país y a cargo de empresas monopólicas, casi generalmente estatales, con una integración vertical de servicios y con tarifas basadas en costos de producción o sujetas a los requerimientos de los gobiernos.

En ese ambiente el desarrollo de las

interconexiones e intercambios internacionales se realizó sobre la base de acuerdos asociados a la construcción de aprovechamientos hidroeléctricos binacionales o asociados al uso de ocasión pero manteniendo, en todos los casos, los recursos de producción para satisfacer la demanda dentro de las propias fronteras.

El desfinanciamiento del sector y una reducción de los niveles de eficiencia, que en muchos países le hizo afrontar importantes restricciones de servicio, hizo que se produjesen profundas transformaciones durante la década pasada. Estas transformaciones fueron hacia un modelo con una segmentación vertical de servicios (generación, transmisión, distribu-

ción y en algunos casos comercialización) y con precios resultantes de un mercado competitivo en las actividades no monopólicas y tarifas basadas en costos de empresas eficientes en los servicios monopólicos.

La transformación del Sector Eléctrico en cada país tiene características particulares; sin embargo, existen elementos comunes a todas ellas.

En función del nivel de transformación realizado se pueden clasificar los países en:

■ Países con un modelo de mercado

Argentina. Con un mercado desarrollado a partir de 1992, luego de un severo racionamiento, que tiene un mercado *spot* dominante despachado prácticamente sobre la base de precios, con una expansión basada en centrales a gas de ciclo combinado. En el segmento de distribución los clientes están afectados por los precios esperados del mercado *spot*, con una baja actividad de comercialización de contratos. No obstante, una mayor liberalización de los agentes en condiciones de decidir su suministrador está logrando un lento pero firme incremento de los volúmenes contratados.

El sistema de transmisión no reconoce el costo de inversión de los sistemas existentes; permite que los agentes decidan la expansión y en el cual el gobierno está tratando de inducir inversiones que transformen la red nacional en un sistema mallado.

La regulación de intercambio y desarrollo de interconexiones permite prácticamente una expansión libre asociada a los contratos firmes.

Bolivia. En desarrollo a partir de 1994, con un mercado *spot* dominante despachado sobre la base de costos y una expansión basada en centrales Turbogás. El sistema de transporte tiene una expansión planificada. La regulación permite el desarrollo de intercambios internacionales e interconexiones firmes.

Chile. Su ley marco es de 1982 y fue el país pionero en la desregulación de mercados. El esquema regulatorio, si bien original y avanzado para la época, no ha incorporado las experiencias que el desarrollo de mercados desregulados ha introducido durante la última década. Es un mercado basado en los contratos de largo plazo, con un bajo nivel de competencia.

Está en desarrollo la regulación asociada a las interconexiones internacionales y ha firmado con la Argentina un acuerdo que permite las mismas en un marco de reciprocidad.

Colombia. En julio de 1994 se aprobó la ley marco. Es un mercado en el que los generadores ofertan su precio, con una amplia participación de los comercializadores y con un sistema de transmisión basado en la planificación del Estado.

Los intercambios internacionales y las interconexiones se han dejado a cargo del sector privado y a riesgo. Ha desarrollado reglamentaciones que pretenden proteger el sistema nacional del efecto que pueden producir las interconexiones internacionales, definiendo que los precios del mercado interno no son afectados por la exportación, quedando así establecidos dos mercados: el nacional y el internacional.

Perú. Su mercado fue desarrollado a partir de 1990. No ha avanzado en la regulación de la exportación e importación. Su mercado está basado en contratos de largo plazo.

Existen algunas decisiones del Estado en la expansión de la transmisión, pero en general las decisiones están a cargo de los agentes.

■ Países en transición hacia un modelo de mercado

Brasil. Es un mercado en transición porque está pendiente una parte importante del proceso de privatización y porque está prácticamente contratado en su totalidad con contratos realizados por el Estado. Tiene un mercado *spot* sobre la base de declaración de precios, donde las centrales hidráulicas comparten en conjunto los riesgos hidrológicos.

El sistema de transmisión es planificado por el Estado; sin embargo, las interconexiones internacionales son decisiones de los inversores privados a su riesgo.

Ecuador. Es un país cuyo mercado está en desarrollo, y donde no se han privatizado las empresas estatales. No obstante, ha producido una regulación muy avanzada.

Existe un precio referencial de corto plazo y no existen comercializadores. La ley aprobada sólo prevé la exportación de los excedentes una vez satisfecha la demanda nacional. La exportación no forma precio

en el mercado nacional. La expansión del sistema de transmisión es planificada.

■ Países en organización del mercado o en análisis del modelo a aplicar

Paraguay. Es un país en el que no existe mercado y donde está en discusión la ley marco de transformación.

Uruguay. Se ha desarrollado la ley marco pero no se ha avanzado en las privatizaciones y no hay participación privada en el sector.

Venezuela. En el sistema venezolano no se ha desarrollado el mercado. Está en desarrollo la regulación del mercado. La expansión del Sistema de Transmisión se realizará de acuerdo con un Plan de Desarrollo del Servicio Eléctrico Nacional.

En esta descripción es posible ver que el nuevo escenario en el que se mueve la región es de:

- Una desregulación de la actividad con un mercado competitivo en la generación (con una expansión decidida en la mayor parte de los casos por el sector privado), con actividades de transmisión y de distribución reguladas.
- La presencia de comercializadores en algunos países como Argentina, Brasil y Colombia.
- Los agentes decidiendo la expansión de la transmisión con diversos grados de participación del Estado (Argentina, Perú, Chile y Bolivia), o con el Estado definiendo la expansión con alguna participación de los agentes (Brasil, Colombia, Ecuador, Venezuela).
- Con precios de mercado definidos prácticamente por ofertas (Argentina, Brasil, Colombia) o por costo (Chile, Perú, Bolivia).
- Con los mercados del Pacto Andino más reticentes a la creación de un mercado integrado que los del área Mercosur.
- Con interconexiones eléctricas y de gas dejadas a decisión de los inversores de riesgo en todos los países, indicando una diferenciación importante con respecto a los modelos de expansión del sistema de transmisión nacional.

Las interconexiones internacionales que se justifican desde el punto de vista de una optimización del conjunto pueden ser realizadas por la actividad privada a su riesgo si es posible captar una gran parte de la renta que las mismas introducen.

¿Cuál es el camino hacia un mercado regional más eficiente?

Los mercados nacionales deben tener ciertas características para permitir el desarrollo de un mercado regional eficiente, como ser el permitir los intercambios internacionales y promover la eficiencia, la no-discriminación y la reciprocidad en el tratamiento de las demandas y las ofertas de otros países, el respetar los contratos y el acceso abierto a la transmisión.

Estas características, en general, son cumplidas por todos los mercados y han permitido que se estén desarrollando las interconexiones como las de la Argentina con Brasil y Chile.

Ese avance previsible de la integración es el que exige una mejor organización para lograr un funcionamiento eficiente.

Los mercados nacionales fueron desarrollados bajo una concepción general única en cada caso que está asociada a la estructura de su sistema. Es así que existen mercados basados en el precio *spot* (porque las centrales térmicas son las que dominan el precio del mercado) o basados en contratos de largo plazo (porque en muchos casos las centrales hidroeléctricas y su variabilidad hacen muy volátil el mercado *spot*). Existen algunos basados en costos porque el nivel de competencia difícilmente permite liberar los precios. Además existen mercados con expansiones de la transmisión decididas por el Estado y otros en los que el Estado no define la expansión.

¿Cómo se interconectan y funcionan más eficientemente? ¿Bajo qué reglas?

La respuesta dada por los países de la región es la creación de una pared en el borde entre países organizando el mercado de cada país como si la exportación fuese una demanda en la frontera y la importación una generación, ambas pertenecientes a su propio mercado.

Esto es mantener la organización y la eficiencia del mercado con un esquema asociado a la característica nacional desconociendo su característica regional o limitando aquellos elementos que son críticos en la búsqueda de la eficiencia que son: los requerimientos de corto plazo, los servicios complementarios, etcétera.

En un primer nivel de integración es suficiente con este tipo de regulación pero a medida que los intercambios aumen-

ten es necesario una mayor organización del mercado de intercambios. No es posible desarrollar un mercado *spot* regional eficiente si las ofertas de intercambio deben estar sometidas a requerimientos diferentes y restrictivos de los dos mercados interconectados.

Si la Argentina y Brasil se interconectan con intercambios que permitan uniformizar las características de mercado y por lo tanto introducir la volatilidad del mercado brasileño en la Argentina, ¿es posible seguir funcionando en la Argentina con un mercado *spot* dominante o debe potenciarse el rol del comercializador y los contratos de largo plazo?

En el ambiente regulatorio existente en la región, la integración sectorial entre los países se dará –con seguridad– promovida por el sector privado que no tiene fronteras y que seguramente buscará todos los espacios rentables que le deje la regulación.

Un desarrollo regional dentro de las reglas existentes permite una mayor integración motorizada por el sector privado tanto en el sector eléctrico como en el de gas, pero mantiene:

- Ineficiencias por asimetrías gas-electricidad.
- Bajo grado de optimización de las complementariedades de los sectores eléctricos.
- Usos de oportunidad y servicios complementarios restringidos por requerimientos de administración.
- Riesgos regulatorios más elevados para los inversores como consecuencia de:
 - un negocio establecido sobre dos mercados, cuando muchos de los beneficios se miden en forma diferencial,
 - las fuerzas de oposición a la exportación cuando el precio de un mercado de exportación sube.

Es entonces necesario no sólo adaptar las características nacionales a la nueva estructura del mercado nacional afectado por los mercados interconectados, sino que es necesario organizar el mercado de intercambios para lograr niveles de eficiencia similares a los logrados a nivel nacional.

Desde un mercado de intercambios hacia un mercado regional organizado

Para lograr un incremento en la eficiencia, especialmente en el área Merco-

sur, es necesario avanzar hacia la organización de un mercado regional para lo cual se requiere que:

- Se consolide el esquema actualmente vigente, fortaleciendo la participación de los agentes privados y dando respuesta política a aquellos intereses afectados por una mayor integración (tal como está ocurriendo en Brasil y Argentina). Gobiernos proactivos para consolidar el mercado de intercambios naciente.
- Se establezca una política regulatoria y sectorial sobre el sector gas en el país y en la región consistente con los niveles de eficiencia, competitividad y flexibilidad obtenidos en el sector eléctrico.
- Se acuerden políticamente los objetivos de una mayor integración y se acepten las restricciones que un acuerdo regional introducirá en la libre decisión de los gobiernos, especialmente en aquellas políticas de gobierno que se superponen a las acciones del mercado.
- Se organice un mercado regional mediante su desarrollo conceptual y las etapas de implementación y la institucionalidad requerida en términos regulatorios, operativos y administrativos que deberá considerar:
 - la regulación integral del sector energético gas-electricidad,
 - regulaciones nacionales compatibles con la integración y enmarcadas en los requerimientos regionales,
 - la coordinación entre las planificaciones nacionales de los sistemas de transmisión nacional y el desarrollo de interconexiones basadas en señales del mercado,
 - la seguridad jurídica y una asignación justa de la renta entre inversores del mercado nacional y los nuevos inversores del "mercado regional",
 - la asignación de subsidios explícitos o implícitos o las políticas tarifarias que atenúan los costos de transmisión.

En este aspecto la CIER con apoyo del Banco Mundial-ESMAP y el Departamento de Energía de Estados Unidos están desarrollando un proyecto para elaborar propuestas al respecto.

⁽¹⁾ Proyecto CIER 02