

PROPUESTA DE ESQUEMA DE COMPETENCIA EN GENERACIÓN DENTRO DE UN SISTEMA PREDOMINANTEMENTE HIDRÁULICO

Abstract

La factibilidad de la existencia de un mercado de generación competido en Venezuela, se demuestra mediante el análisis de las características del mercado eléctrico nacional, presente y futuro.

Los productos objeto de la actividad comercial, energía y capacidad de generación, tienen características distintas en cuanto al mecanismo de fijación del precio, y modalidad y duración de los contratos.

El funcionamiento de un mercado de generación requiere de reglas, que teniendo en cuenta las características físicas del intercambio de electricidad, y la imposibilidad de su almacenamiento a costos razonables, permitan la competencia entre generadores, que por razones de seguridad del suministro, tienen la obligación de coordinar su producción a través de un único despacho de carga, creándose un monopsonio en el mercado de capacidad de generación para darle preponderancia a la seguridad sobre el libre juego de oferta y demanda.

La fijación transparente de la señal de precio de la energía en el mercado de corto plazo, Bolsa de Energía, exige, adicional a la presencia de un mercado de combustibles con precios que reflejen su valor económico y la obligación de ofertar una porción tal de la energía del Bajo Caroní.

Se concluye demostrando la factibilidad de introducir competencia en el mercado de generación, sin afectar los agentes actuales y abriendo oportunidades de negocio para suplir las necesidades a mediano plazo con un precio promedio de generación de 20 mils/kWh.

Introducción

A nivel mundial se viene observando la tendencia de desregular el servicio eléctrico, lo cual ha llevado a cambiar la estructura tradicional basada en una empresa monopolista integrada verticalmente, que a cambio de la concesión se sometía a la regulación por parte del Estado. En algunos países esta tendencia viene dada por la necesidad de ordenamiento de los sistemas debido a condiciones extremas de baja calidad del servicio, y en otros la condicionante es la doctrina política de reducir al mínimo la injerencia del Estado en la prestación de servicios que pueden ser atendidos por particulares.

En Venezuela el principal accionista de las empresas eléctricas es el Estado, que consciente de la situación actual del servicio, está planificando la privatización de las empresas con responsabilidades en la distribución y comercialización de electricidad. Edelca, por la magnitud y naturaleza de sus desarrollos no se encuentra dentro de estos planes. De aquí nace la necesidad de evaluar la posibilidad de implementar un mercado mayorista de generación, el cual, dado el tamaño de Edelca, no muestra las mejores condiciones para fomentar la libre competencia.

El presente documento tiene como finalidad presentar el análisis de factibilidad de la introducción de competencia en el mercado de generación en Venezuela. Se analizan las condiciones actuales del sector eléctrico, en cuanto a las características de oferta y demanda, y se propone un conjunto de reglas tendientes a limitar la posición dominante de mercado de Edelca como medio de promover la competencia. Adicionalmente, se presenta la estimación del tamaño del mercado mediante la cuantificación de los ingresos potenciales que resultarían de una oferta basada en el uso del gas e hidroelectricidad, utilizando para ello diferentes escenarios de precio, dentro de una ventana de tiempo que va desde 1997 al 2010.

El mercado eléctrico venezolano presenta ciertas características que dificultan la implantación de un esquema de libre competencia en generación, debido principalmente a la concentración de gran parte de la oferta de generación en manos de una sola empresa propiedad del Estado (Edelca).

Para disminuir el impacto de esta situación se presentan reglas que contribuyen al control de posiciones dominantes de mercado y a preservar el derecho de elección de los clientes, entre ellas tenemos las siguientes: obligación de Edelca de ofertar al principio de cada año por lo menos la energía firme anual del Bajo Caroní, establecer el precio de equilibrio del mercado de generación sin tomar en cuenta las restricciones de transmisión, y promover el uso de unidades eficientes pero vigilando que las unidades necesarias para mantener niveles adecuados de reserva reciban una remuneración equivalente a su costo de inversión. Estas reglas se aplican a la proyección a mediano plazo del mercado de generación para cuantificar la magnitud de sus distintos segmentos, y la participación de los diferentes agentes.

La presentación del análisis comienza por definir el sistema de generación bajo estudio, el cual se encuentra conformado principalmente por las unidades existentes, con algunas suposiciones acerca de la participación del gas natural como fuente energética en la generación térmica actual y futura. La proyección de la oferta no toma en cuenta la adición de nueva capacidad térmica o hidráulica, exceptuando Caruachi, pero si se proyecta la conversión de unidades térmicas al uso de gas para reducir sus costos variables de operación.

La proyección de la demanda se realiza utilizando los valores registrados para 1996 y las tasas de crecimiento estimadas por el Grupo de Demanda del Sistema Interconectado Nacional (SIN). La participación de la termoelectricidad e hidroelectricidad, se proyecta con base en la magnitud de los dos segmentos del mercado de energía, suponiendo que la energía firme hidráulica se coloca mediante contratos de largo plazo, mientras los excedentes hidráulicos y la termoelectricidad compiten en el mercado de corto plazo.

Finalmente se cuantifica los ingresos esperados para Edelca y el resto de los agentes, como medio de medir el impacto de los cambios propuestos en las metas de ingreso de Edelca, y el resto de los potenciales competidores del mercado de generación.

Desarrollo

Las condiciones actuales de la oferta de generación en Venezuela presenta características físicas, que dificultan la existencia de un mercado perfecto de electricidad. La razón principal es la gran participación del Bajo Caroní en dicha oferta, y el hecho de ser indivisible por estar controlada en su totalidad por un solo embalse con capacidad de regulación interanual.

Existen otros aspectos de índole institucional que tendrán que ser modificados, y de hecho algunos son tratados en el anteproyecto de Ley de Electricidad presentado por el Ejecutivo Nacional, para crear un mercado de electricidad con señales de precio establecidas en forma transparente.

Entre estos aspectos tenemos la integración vertical de las actuales concesionarias del servicio. Si no se limita la integración vertical de las empresas, permitiendo su desempeño tanto en generación como en comercialización, la situación de un oferente con participación mayoritaria podría recrearse en comercialización. La búsqueda de la eficiencia económica debería estimular la participación del mayor número de agentes posibles en comercialización.

La Comercialización en nuestro análisis se refiere a la actividad comercial que se desarrolla a nivel del usuario final y cuyo objetivo básico es la venta al detal de un producto indeferenciado, en el mercado de generación, para conformar carteras de riesgo promedio, combinando clientes con distintos requisitos en cuanto al grado de firmeza del suministro.

Los conflictos entre las funciones de regulación de los servicios públicos del Gobierno Nacional y Municipal, podría convertirse en obstáculos para la competencia, especialmente si los municipios restringen la oferta de la generación instalada en sus áreas de influencia por razones políticas.

Finalmente, siendo la electricidad tan sólo otra forma de suministro de energía, la manera como se fije el precio de los combustibles será determinante en la creación del mercado de electricidad. Los esquemas de reestructuración del negocio eléctrico que han sido implantados exitosamente, forman parte de una estrategia global de apertura de la economía.

En esos casos el precio internacional de los combustibles se usa para establecer los planes indicativos de generación, sin embargo, el combustible mas abundante en Venezuela, el gas, presenta algunas dificultades para fijarle el precio internacional, por el alto costo de su transporte, y por otro lado, la ejecución del proyecto de incremento de la producción petrolera, puesto en marcha por Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), pudiera dar pie a estimular o restringir su consumo por razones exógenas al mercado interno de energía.

Un aspecto crítico en cuanto al funcionamiento de cualquier mercado es la condición de suponer que todos los agentes tienen la misma información, y que ésta es oportuna, por lo cual todas las transacciones ocurren al precio del mercado. Sin embargo la realidad plantea dificultades para lograr tal divulgación, especialmente en Venezuela donde el manejo de información oportuna y veraz no se ha logrado ni siquiera en materia fiscal. Tampoco se ha podido instrumentar un mercado de capitales moderno por carencias de leyes que permitan transacciones legalmente seguras sin transferencia material de bienes.

Sin embargo ninguno de los mercados de electricidad con esquemas de competencia, actualmente en operación, muestra todas las condiciones necesarias para un mercado perfecto. Cada esquema ha sacado provecho de las condiciones existentes al momento de su implantación, y de los cambios posibles por vía legal, para instrumentar mecanismos de regulación de los aspectos contrarios a la libre competencia en generación.

A continuación se resume algunas de las características del mercado venezolano de electricidad, y se describe una propuesta para implantar la libre competencia bajo las condiciones que presenta la industria eléctrica nacional.

1. Características Generales de la oferta de electricidad

La oferta del mercado de generación de electricidad en Venezuela presenta, entre otras, las siguientes características:

- Un alto componente hidráulico, 70%, generado en el Bajo Caroní, y que no puede ser asignado entre varios agentes por la restricción que impone la existencia de un único embalse regulador
- Un componente térmico, con base en el gas natural, cuya participación a futuro debe incrementarse por los avances tecnológicos, presentes en las unidades turbo gas y de ciclo combinado, y el programa de producción petrolera, si los nuevos campos generan mas gas asociado que el requerido para prolongar la capacidad productiva de los yacimientos.
- La oferta combinada de hidroelectricidad y gas es, y presenta las condiciones para mantenerse a futuro, suficiente para cubrir toda la oferta de electricidad prevista en los próximos diez años, si obviamos las restricciones de transmisión. En consecuencia el precio marginal de la energía estará fuertemente ligado a la disponibilidad de hidroelectricidad y a los precios del gas.
- El parque de generación actual presenta excedentes de capacidad instalada, pero cuya participación a mediano plazo se ve comprometida por estar basada en combustibles líquidos e instalaciones cercanas al final de su vida útil, o con alto grado de obsolescencia.
- Las instalaciones más recientes, unidades turbo gas de alta eficiencia y factor de planta, están tecnológicamente adaptadas para ser competitivas ante la oferta promedio de hidroelectricidad.
- El número de agentes en el mercado de generación está limitado en el segmento de hidroelectricidad por las razones antes mencionadas, pero en el segmento térmico no debería presentar restricciones, puesto que la generación con base en gas no presenta economías de escala, y la oferta de gas cubre buena parte del país sin grandes diferencias de precio, con excepción de la región occidental.
- Las dos fuentes competitivas, energía hidráulica y gas natural, se ubican hacia el Oriente del país, la alimentación de las cargas de Occidente dará pie a la competencia entre el tendido de líneas y gasoductos.
- La operación confiable del sistema de transmisión, por la localización de la oferta, dará lugar a desviaciones del despacho económico, con la posible entrada de unidades térmicas alimentadas con combustibles líquidos, que deberán ser retribuidas a un costo mayor al precio marginal.
- La confiabilidad del suministro a largo plazo, y la alta participación del componente hidráulico, con una gran variabilidad estacional, exige garantizar la presencia de unidades, cuya entrega de energía será esporádica, siendo su función principal proveer reserva y disminuir el riesgo de racionamiento en años secos.
- La posibilidad cierta de contar con excedentes hidráulicos importantes, vista la magnitud y alta variabilidad de la hidroelectricidad, así como la capacidad de regulación interanual, pudiera generar condiciones favorables para que la posición dominante de mercado del generador hidráulico atente contra el derecho de elección de los consumidores y la pluralidad de la oferta.
- También es factible la formación de un oligopolio, similar al existente en Inglaterra y Chile, debido a la reducida magnitud del mercado libre, y que esto permita la manipulación de la entrada de unidades marginales de alto costo.

Estas dos últimas características de la oferta de generación son las que orientan las reglas particulares necesarias para la introducción de competencia en el mercado de generación de Venezuela. La regulación de la posición dominante del Bajo Caroní se logra restándole discrecionalidad en decidir la magnitud de su oferta, al establecerle la obligación de ofertar, mediante contratos de largo plazo, al menos de un año, un bloque de energía que queda

determinado por las proyecciones de los aportes esperados y el plan indicativo del ente coordinador de la operación, siendo su mínimo valor igual a la energía firme.

De esta forma la participación de la hidroelectricidad, en términos de su magnitud relativa, se equilibra con la de sus contrapartes térmicos en el mercado de corto plazo, donde se genera la señal de precio de la energía.

La cartelización y manipulación de la entrada de la unidad marginal requerirá de los mismos mecanismos de control establecidos para fomentar la competencia leal en otros mercados.

2. Características Generales de la demanda de electricidad

La demanda de electricidad en el mercado venezolano presenta características que favorecen la existencia de un mercado mayorista con alto número de participantes, y en vista de su alto factor de demanda, a la instalación de oferta de termoelectricidad, tanto por razones de seguridad como económicas. Entre estas características destacamos las siguientes:

- La participación de los clientes residenciales en la demanda de las empresas eléctricas agrupadas en Caveinel fue 23% en 1995. Esto apunta a la existencia de un mercado de electricidad con participación mayoritaria de industriales y comerciantes, es decir, de agentes con costos de transacción relativamente bajos, un manejo adecuado de la información, y una demanda elástica a mediano plazo.
- La mayor concesión del servicio de electricidad, que está en manos de Cadafe y cubre casi todo el país, se encuentra en planes de ser desagregada en empresas regionales. La existencia de diversas empresas regionales, dedicadas a la distribución y transmisión local, brindaría la oportunidad de establecer un mercado de comercialización con muchos participantes.
- La participación de Edelca en ventas al detal de electricidad es mínima, lo cual facilitaría la entrada de agentes en las actividades del servicio mas urgidas de inversiones y mejoras de gestión en el corto plazo: distribución y comercialización.
- La existencia de un grupo de clientes no regulados, cuyas tarifas no se fijan según la Gaceta Oficial sino mediante un proceso de negociación, que refleja los precios internacionales del servicio. Este grupo está compuesto por clientes de Edelca, cuyos mercados externos no soportan el cargo extra por el subsidio cruzado, y requieren certidumbre a largo plazo en el precio del servicio.
- Los planes de expansión de la producción petrolera y de privatización de las industrias en manos del Estado incrementarán el número de participantes en el mercado mayorista.
- El alto componente industrial se refleja en un factor de carga de la demanda de 80%, elemento que anticipa un sistema con un alto costo de déficit, y obliga a una coordinación hidrotérmica de la instalación de capacidad y su operación, con el objetivo de minimizar el costo, pero con restricciones duras por seguridad, si se quiere aprovechar las economías de los años con excedentes hidráulicos, sin arriesgar la seguridad del suministro en los años secos.
- Los grandes centros poblados se encuentran distribuidos en distintas regiones, y los planes de desarrollo del petróleo y minería apuntan a una mayor distribución geográfica de los grandes centros de consumo. Esto da oportunidad a establecer varias empresas de transmisión y distribución regional con suficiente tamaño para aprovechar economías de escala y de ámbito, y garantizar su viabilidad económica con precios razonables para el consumidor.
- En la medida que haya una mejor distribución geográfica del ingreso, los patrones de consumo y el valor de la energía en regiones sometidas a condiciones climáticas similares, tenderán a igualarse, eliminando la segmentación del mercado residencial por zona geográfica. Lo cual contribuirá a la existencia de un precio único de la generación eléctrica para el segmento regulado en todo el país.
- La magnitud de la demanda industrial, aunado a una oferta de gas, a buen precio y mejor distribuida geográficamente que la hidroelectricidad, y a la existencia de unidades turbo gas

con baja capacidad y costos, y tiempo de instalación relativamente corto, permitiría al mercado no regulado tener cierta elasticidad ante la oferta de electricidad provenientes de las empresas generadoras, lo cual ayuda a equilibrar la posición del Bajo Caroní y otros oferentes.

- Otro elemento que ofrece condiciones favorables para la creación de un mercado de electricidad con precios sujetos a la libre competencia, es la combinación de los actuales subsidios cruzados con las altas pérdidas no técnicas que muestran la mayoría de las empresas eléctricas. Si la eliminación de los subsidios cruzados, se acompaña de mejoras en las gestiones de medición, facturación y cobranzas, el impacto de la reestructuración del servicio de electricidad sobre el precio a pagar por los clientes regulados será mínimo.

Vistas las circunstancias actuales del servicio, las mejores oportunidades de desarrollar el nuevo modelo del servicio eléctrico, basado en la participación del sector privado, las brindan las áreas de distribución y comercialización, en éstas, contrario a lo que ocurre en generación, no hay agentes con posición dominante, lo que combinado con una limitación a la integración vertical, aún si sólo se establece para las concesiones a ser privatizadas, presenta un negocio sin barreras de entrada.

Adicionalmente, siendo una de las causas principales del estado de deterioro del servicio la incapacidad de las actuales concesionarias de medir, facturar y cobrar las ventas, la Comercialización hecha en términos de negocio debería, tal como ha ocurrido en los países latinoamericanos que ya han cambiado de modelo, disminuir las pérdidas no técnicas.

3. Reglas Propuestas para la competencia en el mercado de generación

Vistas las características actuales y futuras del mercado de electricidad, nos permitimos presentar un conjunto de reglas cuyo objetivo es establecer un mercado de generación con libre competencia, sujeto a las condiciones propias de la oferta de electricidad en Venezuela.

La descripción cubre, en primer lugar, la estructura del negocio de electricidad necesaria para el mejor desempeño del esquema propuesto, y las reglas de los futuros mercados de capacidad de generación y energía, y las obligaciones de los agentes de suministrar toda la información necesaria para garantizar la transparencia en la fijación del precio.

La propuesta toma nota de la experiencia reportada desde países con esquemas de mercado actualmente en operación, para definir las condiciones mínimas necesarias para la existencia de competencia en el mercado de generación de electricidad, entre las cuales citamos:

1. Libre acceso a las redes de transmisión y distribución para todos los participantes
2. Único precio de generación para remunerar los generadores y cargar a los clientes, fijado en forma transparente mediante libre juego de la oferta y demanda de electricidad
3. Obligación para todos los generadores de coordinar su operación a través de un solo despacho
4. Obligación de los agentes y el ente coordinador del mercado de aportar toda la información necesaria para describir el mercado presente y futuro en términos de demanda, oferta y precios.

También se describen otras condiciones necesarias, relativas a la organización del negocio eléctrico, y a la segmentación del mercado para dar cabida a la solución de compromiso que permita transar un producto con calificación de bien de primera necesidad, que la sociedad debe hacer disponible aún para quienes no puedan adquirirlo a su valor económico, mediante reglas de libre mercado, cuyo objetivo fundamental es proveer a los agentes con las señales de precio adecuadas para que su toma de decisión particular contribuya al óptimo económico.

3.1 Organización del servicio eléctrico

El esquema propuesto considera que el servicio de electricidad se segmenta en cuatro actividades:

- Generación
- Transmisión troncal
- Distribución (incluye la transmisión regional)
- Comercialización

La definición de la comercialización como actividad independiente de la distribución, se justifica plenamente, por un lado en la necesidad de garantizar el derecho de libre elección de los consumidores, puesto que si por razones físicas en nuestro país la generación estará en manos de pocos agentes, la única forma de garantizar la pluralidad de la oferta ante el cliente final es estimulando la participación de un gran número de comercializadores. Por otra parte la experiencia de países como Chile muestra que la regulación del servicio de distribución, cuando incluye comercialización, se torna compleja.

La separación de la comercialización y la distribución, permite regular ésta como un servicio monopólico, y crear una actividad comercial, sujeta al riesgo y con bajos costos de entrada y salida, que puede ofrecer distintos productos, en términos de confiabilidad y costos, al usuario final, sin que se ponga en riesgo las inversiones y el mantenimiento de la red de distribución. La distribución se puede regular con esquemas similares a los usados en transmisión.

Adicionalmente, la distribución podría estar sujeta a restricciones locales, que condicionen el costo del servicio, y por ende su calidad, mientras que los comercializadores podrían actuar en un ámbito más amplio, con una cartera diversificada que minimice su riesgo.

Las características generales de las cuatro actividades que constituyen el servicio de electricidad son las siguientes:

- Generación y comercialización son mercados sujetos a la libre competencia y sin obligación de servicio, pero sometidos a la regulación necesaria para garantizar una competencia justa.
- Transmisión troncal y distribución, son servicios prestados por monopolios regulados, y con obligación de servicio hacia todos los agentes localizados en sus áreas de atención.
- La necesidad de garantizar el acceso al servicio eléctrico de toda la población, dado su carácter de primera necesidad, y al mismo tiempo permitir el desarrollo del negocio eléctrico, se ha resuelto dividiendo la demanda en dos segmentos: clientes no regulados, cuya participación en el mercado determina el precio, y clientes regulados, quienes no son agentes del mercado y para quienes el precio es conocido.
- Los clientes regulados serán representados en el mercado mayorista por su distribuidor, mientras los clientes no regulados podrán optar por representación propia o a través de un comercializador.
- El precio que pagaran los clientes regulados por la generación será conocido, y lo determinará el ente regulador con base en el precio del mercado mayorista, cuando haya una desviación predeterminada entre ambos precios. El objetivo es dar un lapso de tiempo razonable para que el usuario regulado adapte su patrón de consumo a su disponibilidad presupuestaria, y que su costo presente sólo fluctuaciones de largo plazo.
- El precio que pagará el cliente final será la suma de los precios que le corresponda pagar por cada etapa del servicio. El precio de la generación se determina en el mercado mayorista, mientras que el precio del usuario final deberá agregar los cargos por transmisión y distribución, mas la remuneración del comercializador.
- La remuneración del servicio de transmisión troncal dará las señales económicas adecuadas para la toma de decisiones por parte de todos los agentes del mercado. El pago del servicio de transmisión debe reflejar en la forma más directa posible los costos incurridos en su prestación.

3.2 Reglas del mercado de energía

Los productos básicos que ofrecerán los generadores son energía y capacidad, los servicios de apoyo a la transmisión requieren un tratamiento acorde con el esquema adoptado para el servicio de transmisión, por lo que no serán tema de discusión de esta propuesta.

Es un hecho demostrado que cuando la estructura del parque generador está permanentemente optimizada frente a la demanda, lo cual excluye la existencia de economías de escala y equipara los costos marginales de corto y largo plazo, los ingresos obtenidos por la venta de la energía al costo marginal instantáneo, mas los ingresos provenientes de la venta de toda la potencia al costo marginal de instalar unidades apropiadas para cubrir la punta, son iguales al costo de inversión mas los costos totales de operación del parque de generación.

También es un hecho que hoy en día las economías de escala son prácticamente inexistentes en la generación con base en unidades turbo gas, si las comparamos con las presentes en los desarrollos hidráulicos de la magnitud del Bajo Caroní.

Conjugando ambos elementos se propone segmentar la oferta de generación en hidráulica y térmica, reconociendo la posición dominante de mercado del Bajo Caroní, y regular su participación mediante las siguientes reglas:

- El Bajo Caroní deberá ofertar, al principio de cada año, la cantidad de energía que según el organismo regulador, guarde el justo equilibrio entre confiabilidad y costo del servicio en el mediano plazo, y cuyo valor no será menor a la energía firme anual. Los contratos de largo plazo serán descontados de esta energía con obligación de oferta para determinar el neto de la oferta hidráulica disponible para nuevas transacciones.
- Cuando el nivel del embalse esté por debajo del límite de suministro seguro, el precio de oferta de la hidroelectricidad será igual o superior al costo de racionamiento.

La oferta de termoelectricidad vistas sus características, y bajo el supuesto de existir suficiente suministro de gas, no tendrá obligación de suministro. La entrada de unidades consumiendo combustibles líquidos sólo se dará por razones de seguridad en el despacho con restricciones, mientras que en el despacho sin restricciones, mediante el cual se propone establecer el precio, prácticamente jamás ocurrirá, y en consecuencia la manipulación de la unidad marginal no debería convertirse en una situación fuera de control para un ente regulador eficaz.

Nótese que el comportamiento esperado de los precios del combustible refleja un esquema basado en su valor económico, por lo que se supone la existencia de un mercado sin distorsiones con precios del gas y los combustibles líquidos establecidos en forma transparente. En los esquemas actualmente en uso en otros países los precios del combustible líquido reflejan su valor en el mercado internacional, y el del gas su costo de explotación.

A continuación se citan las reglas de aplicación general en el mercado de energía:

- La energía se remunerará al costo marginal de corto plazo, el cual será establecido mediante el despacho de las ofertas de los generadores, de forma tal que se cubra la demanda agregada de cada hora, sin tener en consideraciones restricciones de seguridad ni transmisión.
- Los generadores despachados por razones de seguridad serán remunerados a su precio de oferta. Los generadores que se encuentren frecuentemente en esta situación deberán presentar la justificación de su oferta al ente coordinador, y aceptar las auditorías que éste disponga.
- El costo de las restricciones podrá ser distribuido entre todos los agentes del mercado, tal como se hace en el mercado colombiano, o mediante precios de nodo que reflejen dichos costos, como en el caso argentino.
- Si se adopta el modelo colombiano se podría establecer un régimen especial de remuneración para aquellas obras que contribuyan a la eliminación de tales restricciones en forma eficiente. En caso de adoptar la solución argentina, el sistema de transmisión recibirá ingresos extraordinarios mientras se mantengan las restricciones, por lo que se requerirá instrumentar medidas para canalizar estos ingresos hacia obras que alivien dichas restricciones.
- Con el propósito de mantener un cierto número de comercializadores, se limita la actuación de los generadores en dicha actividad, especialmente en aquellos casos en los cuales su participación en el mercado de generación sea importante.
- Los comercializadores estarán en la obligación de contratar al principio del año una porción de la energía que resulta de combinar la magnitud de sus contratos de largo plazo con el factor de carga promedio de su cartera de clientes. La porción a contratar podría ser igual a la

relación entre la demanda total de energía y la energía del Bajo Caroní con obligación de oferta.

Como una consecuencia de la oferta del Bajo Caroní, al inicio de cada año, se creara un mercado de contratos de largo plazo, que cubrirá en principio una buena porción de la demanda. La demanda restante podrá ser cubierta por contratos de largo plazo con otros generadores, o con compras en la Bolsa de Energía. Cualquiera que sea el caso la existencia de la Bolsa de Energía será necesaria para cubrir compraventas imposibles de ser estimadas, es decir, para liquidar las transacciones causadas por el ajuste instantáneo de generación y carga eléctrica, y los inevitables errores de estimación.

En la medida que la participación del Bajo Caroní disminuya se incrementará la porción del mercado sujeta al libre juego de oferta y demanda, a lo cual también contribuirá el que la nueva oferta se instalará bajo reglas de competencia, y por ende, no requerirá mayor protección que la indispensable para que funcione el mercado. Inicialmente se estima que el 70% del mercado será transado mediante contratos de largo plazo dadas la magnitud de la demanda y de la energía firme del Bajo Caroní.

3.3 Reglas del mercado de capacidad

Las reglas del mercado de capacidad son similares a las establecidas para el mercado de energía, en cuanto al control de la posición dominante del Bajo Caroní, y la determinación del precio, la cual se orienta a que la toma de decisión individual de cada agente contribuya al óptimo económico:

- La capacidad de generación será remunerada al costo marginal de instalar unidades para cubrir la punta. Usualmente estas unidades son turbinas de combustión interna de bajo costo de instalación.
- La capacidad a remunerar deberá estar relacionada con la capacidad disponible a la hora punta. Midiendo la capacidad a ser remunerada de esta forma se desestimula las maniobras de aumentar el precio declarando indisponibilidad de unidades eficientes.
- La capacidad máxima a ser remunerada a cada generador será establecida para el sistema como un todo por el ente coordinador de la operación al principio de cada año, mediante la especificación del parque de generación requerido para satisfacer un determinado criterio de confiabilidad a mínimo costo para el consumidor final. De esta forma la capacidad remunerable estará adaptada ante la demanda, y aún aquellas unidades que nunca sean despachadas, pero cuyo aporte a la reserva es indispensable, recibirán ingresos.
- El orden de mérito para designar las unidades requeridas por el sistema debe estar acorde con su eficiencia, o costo medio al cual puede suministrar energía, a fin de garantizar la meta de confiabilidad al mas bajo costo. Pero si esto da lugar a inversiones hundidas no recuperables, se podría diseñar un esquema alternativo que permita la participación, por el resto de su vida útil, de aquellas unidades cuyo costo deba ser recuperado, o el pago de una bonificación por retiro temprano de dichas unidades.
- La máxima capacidad remunerable del Bajo Caroní, y en general de las plantas hidráulicas, será la correspondiente al uso de la energía firme que maximice la potencia a entregar, sujeta a las restricciones de continuidad del suministro y caída neta estimada para el instante del despacho.

Establecer el orden de mérito para tener derecho a la remuneración de la capacidad con base en el costo promedio de suministrar energía dejaría sin mercado a las unidades de alto costo variable, que en nuestro caso serán todas aquellas que deban usar combustibles líquidos. Esta regla crearía problemas de inversión no recuperable para la generación que fue instalada para ser operada con combustibles líquidos por su alto costo variable. Sin embargo si dicha capacidad está en una zona con limitaciones de transmisión será despachada por restricciones de seguridad, también

puede ocurrir que hoy exista suministro de gas en el área y es factible convertir las unidades al uso de gas.

Como se aprecia las únicas unidades que enfrentarían el problema de costos hundidos no recuperables son aquellas cuya vida útil es tan corta que su conversión al uso del gas no es rentable, o cuyos costos de instalación son muy elevados, afortunadamente buena parte de esta capacidad está al final de su vida útil por lo que el impacto de la solución adoptada debe ser mínimo sobre el precio del servicio. En cualquier caso procede realizar un análisis caso por caso para garantizar el pago de la inversión no recuperable, entre otras opciones se propone:

- Pago de bono de retiro temprano equivalente al costo de inversión de la vida útil remanente, cuyo costo será distribuido entre los agentes del mercado.
- El Estado descontará del valor de sus activos a privatizar una porción tal que el costo de la inversión para el nuevo operador le permita ejecutar las modificaciones necesarias, conversión a gas, uso de Orimulsión, etc., para llevar su costo a niveles competitivos.
- Si el caso fuese de capacidad con costo variable competitivo pero altos costos de inversión, la solución económica es la venta de tales activos a su valor de mercado, reconociéndose la pérdida por parte de los agentes del mercado, si la instalación fue por razones de seguridad de suministro.
- Si la capacidad está en una región con inflexibilidades de despacho por restricciones de transmisión o seguridad, su precio de oferta reflejará sus costos, y será remunerada a dicho precio hasta tanto no aparezca una solución a las limitaciones del despacho. Cualquier solución a tales restricciones incluirá en su costo el pago del retiro temprano de dichas unidades.

3.4 Reglas para garantizar la disponibilidad de la información

Como ya fue mencionado no es posible encontrar en la realidad mercados que cumplan todas las condiciones necesarias para una competencia perfecta. Una de las condiciones más difíciles de cumplir es la disponibilidad inmediata para todos los agentes de la información pertinente. Sin embargo es posible recabar y difundir suficiente información para maximizar el número de transacciones que se cierran a precios de mercado.

A este respecto es conveniente establecer la obligación de los agentes y del ente coordinador de la operación de suministrar información relativa a demanda, oferta y precios. Entre estas reglas sugerimos las siguientes:

- Demanda: los comercializadores deben reportar al ente coordinador de la operación o del mercado, la magnitud, valor, modalidad y duración de sus contratos de largo plazo. También deberán suministrar un estimado de los contratos a futuro.
- Distribución: los distribuidores deberán reportar al ente coordinador los registros históricos de la demanda servida, según el detalle y discretización que éste establezca. Así mismo deberán indicar la capacidad actual y futura, y el grado de uso de la red, así como los procedimientos de solicitud y aprobación de servicios, y mantener tarifas actualizadas de los cargos por su servicio, y de las bases de asignación del costo.
- Transmisión: el ente encargado de operar la red debe establecer los mecanismos necesarios para mantener información permanente sobre la capacidad actual y futura de la red, el factor de utilización de los distintos circuitos, tarifas, restricciones, solicitudes de servicios, procedimientos para su procesamiento y aprobación, etc..
- Generación: los generadores deberán suministrar información sobre su capacidad instalada actual y futura, disponibilidad, magnitud, monto, modalidad y duración de los contratos de suministro de largo plazo, y toda la información necesaria para cumplir con la operación coordinada.
- Ente coordinador: el ente coordinador deberá generar, con la debida frecuencia y oportunamente, los informes diarios, semanales, mensuales y anuales que describan el mercado presente y futuro en términos de demanda, oferta, recursos energéticos, y precios.

- Plan indicativo: será obligación del ente coordinador elaborar el plan indicativo de corto, mediano y largo plazo que refleje el comportamiento esperado del mercado, y las políticas sobre el uso de los recursos hídricos y precios del combustible. El plan indicativo deberá estar acompañado de la descripción de los parámetros empleados en su elaboración, así como de las cantidades de energía hidráulica con obligación de ser ofertada, y de las proyecciones del precio.
- Confidencialidad de las curvas de oferta y demanda: el ente coordinador del mercado deberá garantizar la confidencialidad de las curvas de oferta y demanda postuladas por los agentes. La fijación del precio será resultado de combinar las curvas agregadas de oferta y demanda.
- Cambios de los precios de oferta: cuando un generador modifique su precio de oferta fuera de un cierto rango en un lapso de tiempo establecido sin haber informado con la debida antelación las razones de dicho cambio, podrá ser objeto de auditoría por parte del ente encargado de coordinar el mercado, así como de suspensión de su participación en la bolsa de energía.
- Generador despachado frecuentemente por restricciones: cuando un generador se encuentre en esta situación con una frecuencia igual o mayor a un valor prefijado deberá presentar la justificación de sus precios de oferta. El ente regulador establecerá los mecanismos de fijación de precio para estos casos.
- Racionamientos: una vez decidida la política con respecto al tratamiento de los racionamientos todos los agentes del mercado deberán suministrar al ente coordinador la información necesaria para su correcta administración.
- Costo de transacción: los comercializadores y distribuidores deberán entregar información sobre los costos unitarios de medición y facturación con fines de actualización del criterio de discriminación entre clientes regulados y no regulados.
- Instalación de nueva generación: el ente coordinador deberá mantener información actualizada sobre los requerimientos previsibles y los proyectos en marcha. Los agentes con proyectos de instalación en marcha deberán divulgar información veraz y oportuna sobre el estado de avance y la fecha de puesta en servicio.

4. Simulación del Mercado de Generación

El funcionamiento del Mercado de Generación, se describe por medio de los valores estimados de la demanda, capacidad y energía, y la oferta de generación. Con base en estos valores y las reglas propuestas se pactan transacciones al menor costo posible.

4.1 Proyección del Mercado de Generación: capacidad y energía

La proyección del mercado de generación según las estimaciones del Grupo de Demanda de Opsis se muestra en las Tablas N° 1 y N° 2.

La demanda de potencia del sistema se obtiene suponiendo un factor de coincidencia de 95%, y se convierte en demanda de capacidad de generación estableciendo una reserva de 30% sobre la demanda de potencia del sistema. Este nivel de reserva resulta para el criterio de confiabilidad actualmente establecido en el SIN, probabilidad de pérdida de carga de 2 días/año, y la indisponibilidad promedio actual del parque de generación.

Tabla N° 1 Proyección del mercado de generación: capacidad

AÑO	DEMANDA DE POTENCIA DE CADAFE (MW)	DEMANDA DE POTENCIA DE EDELCA (MW)	DEMANDA DE POTENCIA DE ELECER (MW)	DEMANDA DE POTENCIA DE ENELVEN (MW)	DEMANDA DE POTENCIA DEL SISTEMA (MW)	DEMANDA de CAPACIDAD RESERVA 30%	GENERACION INSTALADA DEL SISTEMA
1997	4493	2967	1728	1642	10.289	13.375	19.439
1998	4547	3248	1761	1672	10.667	13.867	19.439
1999	4643	3481	1794	1705	11.042	14.355	19.439
2000	4745	3776	1828	1736	11.480	14.924	19.439
2001	4850	4085	1870	1768	11.944	15.527	19.439
2002	4962	4277	1917	1798	12.305	15.997	19.439
2003	5080	4454	1964	1829	12.661	16.459	21.839
2004	5204	4616	2013	1854	13.003	16.904	21.839
2005	5342	4860	2065	1894	13.453	17.489	21.839
2006	5412	5127	2119	1933	13.861	18.019	21.839
2007	5631	5186	2174	1972	14.215	18.480	21.839
2008	5812	5265	2233	2016	14.560	18.927	21.839
2009	6021	5338	2294	2051	14.919	19.395	21.839
2010	6230	5481	2359	2090	15.352	19.957	21.839

Como se puede apreciar manteniendo la actual capacidad instalada sin modificar su indisponibilidad con solamente la adición de Caruachi en el año 2003, la actual oferta es suficiente para la demanda proyectada hasta el año 2010.

Si la oferta de termoelectricidad generada con gas se mantiene en su valor actual, la demanda de energía supera la oferta combinada de hidroelectricidad y gas a partir del año 1999, ver la Tabla No. 2. Si la capacidad instalada térmica no se modifica pero se ajusta el suministro de gas, para suplir toda la capacidad que actualmente puede operar con gas, y posteriormente, se inicia un programa de conversión de unidades para su uso con gas, y la oferta de éste se incrementa al unísono, la oferta de hidroelectricidad y gas es suficiente para satisfacer el mercado hasta casi el 2010. Consecuentemente el precio de la Bolsa de Energía debería corresponder al uso de gas en el despacho sin restricciones.

Tabla N° 2 Proyección del mercado de generación: energía

AÑO	DEMANDA DE ENERGÍA DE CADAFE (GWh)	DEMANDA DE ENERGÍA DE EDELCA (GWh)	DEMANDA DE ENERGÍA DE ELECER (GWh)	DEMANDA DE ENERGÍA DE ENELVEN (GWh)	DEMANDA DE ENERGÍA SISTEMA (GWh)	OFERTA DE ENERGÍA HÍDRÓ Y GAS ACTUAL (GWh)	OFERTA DE ENERGÍA HÍDRÓ Y GAS FUTURO (GWh)
1997	29752	22911	10503	10470	73.635	79.290	79.290
1998	30112	25081	10701	10664	76.558	79.290	79.290
1999	30744	26880	10906	10872	79.402	79.290	85.459
2000	31420	29158	11110	11067	82.755	79.290	93.273
2001	32115	31544	11363	11275	86.297	79.290	93.273
2002	32854	33027	11648	11463	88.992	79.290	93.273
2003	33635	34394	11939	11665	91.633	90.219	104.202
2004	34460	35644	12237	11822	94.163	90.219	104.202
2005	35376	37529	12552	12074	97.531	90.219	104.202
2006	35836	39590	12877	12325	100.629	90.219	104.202
2007	37284	40046	13215	12577	103.121	90.219	104.202
2008	38488	40656	13569	12854	105.567	90.219	107.529
2009	39870	41220	13942	13080	108.111	90.219	107.529
2010	41253	42324	14337	13326	111.239	90.219	107.529

4.2 Magnitud de la oferta de generación: capacidad y energía

La oferta de generación proviene de las unidades actualmente instaladas mas la planta de Caruachi, cuya incorporación se supone para el año 2003. La oferta de total de termoelectricidad, independiente del tipo de combustible empleado, se determina con base en la capacidad acreditada y la indisponibilidad promedio del parque de generación térmico, esta potencial oferta alcanza los se modela bajo dos situaciones, en un caso con una oferta equivalente al suministro

actual de gas, y otro en la cual el suministro de gas se eleva a los niveles necesarios para cubrir toda la demanda sin utilizar combustibles líquidos. Este último caso supone que la conversión de las unidades es factible, y sólo se restringe el uso del gas en aquellas áreas donde no hay expectativas de un mayor suministro.

Las premisas utilizadas para el tratamiento de la capacidad de generación fueron las siguientes:

- Generación Hidráulica: Se consideró la energía firme de las plantas hidráulicas existentes en el Sistema y Caruachi, actualmente en construcción por parte de EDELCA.
- Generación térmica actual: está constituida por las unidades térmicas existentes, siendo su oferta de capacidad igual a toda la capacidad instalada, mientras que para la simulación del mercado de energía se considera que la oferta sólo proviene de aquellas máquinas que tienen garantizado su suministro de gas.
- Generación térmica futuro: al igual que en el apartado anterior, se considera aquí toda la generación térmica existente en el sistema, resultado una oferta de capacidad similar al caso anterior, pero la oferta de energía térmica se incrementa mediante la conversión al uso de gas de algunas unidades que actualmente utilizan combustibles líquidos, y que a futuro sería conveniente y factible operarlas con gas.

A continuación se presentan las tablas con las proyecciones de la oferta de generación termoeléctrica total, y discriminando gas de otros combustibles.

Tabla N°. 3 Oferta de generación termoeléctrica

	Capacidad Instalada (MW)	Capacidad Acreditada (MW)	Disponibilidad Promedio	Capacidad usando gas (MW)	Potencia usando gas (MW)	Oferta con gas (GWh)		Oferta total (GWh)
						Instalada	Suministro	
CADAFE	3.725	3.513	16,33%	980	824	7.183	7.183	25.749
EDC	2.331	2.112	8,42%	1.740	1.190	13.959	10.424	16.945
ENELVEN	1.135	1.100	27,20%	1.135	500	7.015	4.380	7.015
ELEVAL	190	183	20,00%	190	152	1.284	1.284	1.284
ENELBAR	130	130	20,00%	130	104	910	910	910
Total hoy	7.511	7.038	15,67%	4.175	2.770	30.350	24.181	51.902
CADAFE	3.725	3.513	16,33%	2.500	2.013	18.324	17.631	25.749
EDC	2.331	2.112	8,42%	1.740	1.597	13.959	13.959	16.945
ENELVEN	1.135	1.100	27,20%	1.135	500	7.015	4.380	7.015
ELEVAL	190	183	20,00%	190	152	1.284	1.284	1.284
ENELBAR	130	130	20,00%	140	112	910	910	910
Total futuro	7.511	7.038	15,67%	5.705	4.373	41.491	38.164	51.902

La oferta de energía térmica se determina para el mínimo valor entre la capacidad instalada para usar gas, afectada por la indisponibilidad promedio, y la producción factible para el suministro de gas. La oferta de termoelectricidad que alcanza los 51.902 GWh-año está limitada por el suministro de gas actual a un máximo de 24.181 GWh-año.

La capacidad hidráulica ofertable se obtiene convirtiendo la energía firme a un factor de planta de 60%, valor establecido en el contrato de interconexión. Adicionalmente se limita la oferta de capacidad del Bajo Caroní al requerimiento no cubierto por la capacidad térmica. Esta forma de establecer la participación en la demanda de capacidad es similar a la propuesta para el actual contrato de interconexión del SIN.

	<i>Energía firme</i> (GWh-año)	<i>Capacidad instalada</i> (MW)	<i>Capacidad a 60%</i> (MW)
<i>EDELCA</i>	52.656	11.933	10.642
<i>CADAFE</i>	2.453	620	467
<i>Total hoy</i>	55.109	12.553	11.109
<i>EDELCA</i>	63.585	14.333	12.722
<i>CADAFE</i>	2.453	620	467
<i>Total 2003</i>	66.038	14.953	13.188

Tabla N° 4 Oferta de generación hidráulica: Bajo Caroní y Cadafe

4.3 Simulación del Mercado de Generación: las transacciones y su precio

El funcionamiento del mercado se simula partiendo de las siguientes reglas y suposiciones:

- La oferta de energía de la generación hidráulica y la térmica a gas es suficiente para satisfacer toda la demanda cuando no se consideran restricciones de transmisión ni de seguridad. Esta condición resulta en un mercado con la máxima magnitud posible, y en la existencia de un solo precio para todos los clientes independiente de su ubicación, y requeriría incrementar la oferta de termoelectricidad con gas en la forma descrita en la Tabla No.2 . El mercado se despeja en un solo nodo.
- El precio de despeje del mercado es función del costo de la energía generada con gas y la disponibilidad de hidroelectricidad. La generación basada en combustibles líquidos no participa en la fijación del precio, aunque si puede resultar despachada por razones de seguridad o restricciones de transmisión
- La obligación de ofertar la energía firme del Bajo Caroní a largo plazo al inicio del año se traduce en el uso prioritario de esta energía por lo que el precio de las unidades marginales corresponde a unidades térmicas generando con gas.
- La capacidad de generación requerida se paga al costo de una unidad turbogas, costo de instalación de una unidad para cubrir la punta. No se simula la naturaleza estocástica de la disponibilidad de las unidades de generación.
- Los excedentes hídricos, por encima de la firme, se suponen transados al mínimo precio ofertado por la termoelectricidad. Este precio también se asigna a los contratos de largo plazo.

Los costos de la termoelectricidad se descomponen en fijos y variables, los primeros son iguales para todas las unidades del mismo tipo y se estiman suponiendo un costo de inversión de 360 \$/kW, en el caso de una turbo gas, y de 900 \$/kW, para una turbo vapor, con una vida útil de 20 años, un retorno de 15% y otros cargos fijos de 5 \$/kW-año (ver La Tabla No. 5).

El costo de la energía por concepto de costos fijos se obtiene utilizando el factor de carga promedio del sistema 80%, similar al cálculo por capacidad del mercado mayorista de Colombia. El costo de la oferta térmica para distintas unidades operando con gas para los precios que regirán a partir de junio de 1998 según la tarifa publicada en la Gaceta oficial de junio de 1997 se presentan en la Tabla No. 5.

El precio de la capacidad se fija en 5,20 \$/kW-mes, y la energía se mueve en un rango de precios cuyos topes vienen dados por el mínimo y máximo costo de su producción con gas (ver Tabla No. 5).

	Costo variable \$/MWh	Costo fijo \$/kW-mes	Costo total a 80% de FC \$/MWh
EDC-turbo gas	8,04	5,21	17,08
EDC-turbo vapor	8,65	12,02	29,52
CADAFE-turbo vapor	9,28	12,02	30,15
ENELVEN-turbo vapor	9,66	12,02	30,53
CADAFE-tgas-Oriente	11,77	5,21	20,81
CADAFE-tgas-Centro	12,73	5,21	21,78
ENELVEN-turbo gas	12,76	5,21	21,81

Tabla N° 5 Costo de la oferta termoelectrica

La magnitud del mercado libre, el cual resulta de sustraer de la demanda total de energía el bloque de energía del Bajo Caroní con obligación de oferta, se presenta en la Tabla No. 6 para el lapso analizado.

El mercado libre resultante será atendido con la oferta de termoelectricidad, la hidroelectricidad de Cadafe y los excedentes del Bajo Caroní. Las transacciones podrán hacerse mediante contratos de largo plazo o a través de la Bolsa de Energía.

La segmentación del mercado dependerá de la oferta de termoelectricidad con gas, puesto que suponemos que la oferta de hidroelectricidad es constante e igual a la energía firme. La Tabla No. 6 presenta la participación de la energía hidráulica, y los distintos combustibles si el suministro de gas se mantiene en su valor presente.

Tabla N° 6 Segmentación del mercado de energía (consumo de gas actual)

AÑO	DEMANDA DE ENERGÍA DEL SISTEMA (GWh)	OFERTA DE ENERGÍA HIDRO y GAS ACTUAL(GWh)	Mercado Libre Descontado Firme Edelca (GWh)	Mercado Libre Gas y Cadafe Hidro (GWh)	Participación mercado Bajo Caroní	Participación Gas e Hidro de Cadafe	Participación otros combustibles y excedente hidro
1997	73.635	79.290	20.979	20.979	71,51%	28,49%	-
1998	76.558	79.290	23.902	23.902	68,78%	31,22%	-
1999	79.402	79.290	26.746	26.634	66,32%	33,54%	0,14%
2000	82.755	79.290	30.099	26.634	63,63%	32,18%	4,19%
2001	86.297	79.290	33.641	26.634	61,02%	30,86%	8,12%
2002	88.992	79.290	36.336	26.634	59,17%	29,93%	10,90%
2003	91.633	90.219	28.048	26.634	69,39%	29,07%	1,54%
2004	94.163	90.219	30.578	26.634	67,53%	28,29%	4,19%
2005	97.531	90.219	33.946	26.634	65,19%	27,31%	7,50%
2006	100.629	90.219	37.044	26.634	63,19%	26,47%	10,34%
2007	103.121	90.219	39.536	26.634	61,66%	25,83%	12,51%
2008	105.567	90.219	41.982	26.634	60,23%	25,23%	14,54%
2009	108.111	90.219	44.526	26.634	58,81%	24,64%	16,55%
2010	111.239	90.219	47.654	26.634	57,16%	23,94%	18,90%

En la Tabla No. 6, se observa la tendencia a reducir la participación de la energía de origen hidráulico a medida que aumenta la demanda del sistema, de 70% cae a 60% antes de la entrada de Caruachi. Si la generación con gas no se incrementa el precio del cierre del mercado a partir de 1999 corresponde a unidades usando combustibles líquidos.

Si suponemos que la termoelectricidad producida con gas se incrementa, tal como se muestra en la Tabla No. 7, aumentando inicialmente la oferta hasta un nivel tal que toda la capacidad equipada para consumir gas tiene garantizado su suministro, y en una etapa posterior convirtiendo al uso del gas parte de la capacidad ubicada en zonas distintas al Occidente del país, región que suponemos seguirá con una oferta de gas restringida, el precio que despeja el

mercado, en el despacho sin restricciones, corresponderá a la termoelectricidad producida con gas.

La entrada de unidades eficientes, consumiendo gas, dependerá básicamente de la oferta de gas, especialmente si el orden de mérito para el pago de capacidad es función del costo medio de producción. Aún si no se desarrolla el suministro de gas, la entrada de unidades consumiendo combustibles mas costosos no tiene un impacto notable sobre el precio, en el peor de los casos sólo el 11% de la energía provendrá de fuentes mas costosas que el gas.

Con base en la situación expuesta podemos concluir que la proyección del costo de la energía puede ser hecha con base en el precio de la termoelectricidad producida con gas, con poca desviación aún para el caso que haya algunas horas en las cuales se despache combustibles líquidos.

Tabla N° 7 Segmentación del mercado de energía (incrementando consumo del gas)

AÑO	DEMANDA DE ENERGÍA DEL SISTEMA (GWh)	OFERTA DE ENERGÍA HIDRO y GAS (GWh)	Mercado Libre Descontado Firme Edelca (GWh)	Mercado Libre Gas y Cadafe Hidro (GWh)	Participación mercado Bajo Caroní	Participación Gas e Hidro de Cadafe	Participación otros combustibles y excedente hidro
1997	73.635	79.290	20.979	20.979	71,51%	28,49%	-
1998	76.558	79.290	23.902	23.902	68,78%	31,22%	-
1999	79.402	85.459	26.746	26.746	66,32%	33,68%	-
2000	82.755	93.273	30.099	30.099	63,63%	36,37%	-
2001	86.297	93.273	33.641	33.641	61,02%	38,98%	-
2002	88.992	93.273	36.336	36.336	59,17%	40,83%	-
2003	91.633	104.202	28.048	28.048	69,39%	30,61%	-
2004	94.163	104.202	30.578	30.578	67,53%	32,47%	-
2005	97.531	104.202	33.946	33.946	65,19%	34,81%	-
2006	100.629	104.202	37.044	37.044	63,19%	36,81%	-
2007	103.121	104.202	39.536	39.536	61,66%	38,34%	-
2008	105.567	107.529	41.982	41.982	60,23%	39,77%	-
2009	108.111	107.529	44.526	43.944	58,81%	40,65%	0,54%
2010	111.239	107.529	47.654	43.944	57,16%	39,50%	3,34%

4.4 Simulación del mercado: estimación de ingresos

Con base en el análisis del mercado presentado en la sección anterior, se decidió realizar la estimación de ingresos, y por ende de la magnitud del mercado y sus segmentos en términos de dinero, suponiendo lo siguiente:

- La Capacidad Instalada será remunerada a todas las empresas al costo marginal de instalación de generación (5,20 \$/kW-mes)
- La energía será cancelada al costo mas bajo de la generación térmica producida con gas, 8,04 \$/MWh. La ventas de energía de Edelca sólo consideran la energía firme del Bajo Caroní, el resto de la demanda la suplen los otros agentes.
- La capacidad vendida por Edelca corresponde a la diferencia entre el requerimiento de capacidad y la suma de las capacidades acreditadas de las otras empresas (7.048 MW).

La Tabla No. 8 resume la participación en las ventas por capacidad y energía de Edelca y otros agentes del mercado de generación. También presenta el tamaño del mercado de generación, medido en millones de dólares americanos.

Se considera que Edelca recibe ingresos por energía firme, ingreso constante mientras no añada nuevas instalaciones, y por capacidad, ingreso que crece a la misma tasa que la demanda puesto que la oferta de capacidad de los otros agentes se mantiene constante.

Los precios se mantienen constante a los valores estimados para 1997, y se supone que cada generador, distinto a Edelca, coloca toda su capacidad instalada, lo cual implica que la adaptación de la oferta ante la demanda no se hace por eficiencia. Los ingresos por energía de los

otros agentes varían en relación inversa con la magnitud de la oferta hidráulica, puesto que la energía firme de Edelca se coloca con prioridad.

La creciente participación de la energía térmica, producto de la limitación de la fuente hidráulica, se aceleraría si la demanda crece a un ritmo mas rápido, puesto que la oferta hidráulica es inflexible en cuanto a la oportunidad de la puesta en servicio de Caruachi. Si esto ocurriese la participación de los otros agentes no se vería tan afectada como en nuestro ejemplo porque Caruachi entraría en un mercado con mayor demanda.

Tabla N° 8 Estimación de ingresos totales y por producto: Edelca y otros

AÑO	VENTAS DE ENERGÍA OTROS (GWh)	VENTAS DE CAPACIDAD EDELCA (MW)	INGRESOS POR ENERGÍA EDELCA (MM\$)	INGRESOS POR ENERGÍA OTROS (MM\$)	INGRESOS POR CAPACIDAD EDELCA (MM\$)	INGRESOS POR CAPACIDAD OTROS (MM\$)	INGRESOS TOTAL EDELCA (MM\$)	INGRESOS TOTAL OTROS (MM\$)
1997	20.979	6.327	423,35	168,67	394,80	439,81	818,16	608,48
1998	23.902	6.819	423,35	192,17	425,52	439,81	848,87	631,98
1999	26.746	7.307	423,35	215,04	455,94	439,81	879,29	654,85
2000	30.099	7.876	423,35	242,00	491,48	439,81	914,83	681,80
2001	33.641	8.479	423,35	270,47	529,10	439,81	952,45	710,28
2002	36.336	8.948	423,35	292,14	558,39	439,81	981,74	731,95
2003	28.048	9.411	511,22	225,51	587,26	439,81	1.098,48	665,32
2004	30.578	9.856	511,22	245,85	615,00	439,81	1.126,23	685,66
2005	33.946	10.441	511,22	272,93	651,52	439,81	1.162,75	712,74
2006	37.044	10.971	511,22	297,84	684,61	439,81	1.195,83	737,64
2007	39.536	11.431	511,22	317,87	713,32	439,81	1.224,54	757,68
2008	41.982	11.879	511,22	337,53	741,26	439,81	1.252,48	777,34
2009	44.526	12.347	511,22	357,99	770,43	439,81	1.281,65	797,80
2010	47.654	12.909	511,22	383,14	805,53	439,81	1.316,75	822,95

La estimación de los ingresos no considera el empleo de la energía hidráulica distinta a la firme, esto puede variar el panorama del mercado de energía al bajar el precio de oferta; pero si se establece la obligación a los comercializadores de contratar una porción importante de su demanda, los generadores térmicos tendrán contratos de suministro de largo plazo que les permitirían transar con Edelca cuando les sea conveniente, y así participar en los beneficios extraordinarios producidos por la abundancia de los recursos hídricos.

Si se opta por despachar la capacidad según su eficiencia, se alteraría la repartición del mercado al inicio, con un aumento de la participación de Edelca, pero si esa política se acompaña de un programa de bonos por retiro temprano de unidades ineficientes, pagando los costos hundidos no recuperables, se estimularía la entrada de unidades a gas de bajo costo de instalación y buena eficiencia que podría competir con la oferta hidráulica.

Finalmente, vale la pena destacar que el precio de generación resultante para esta simulación es de 19,4 \$/MWh, precio equivalente al 50% del precio promedio de largo plazo del mercado mayorista de Colombia, y en cuanto a su repercusión en las tarifas del consumidor final, el valor en bolívares, 9,70 Bs/kWh, representa el 25% del precio para los clientes residenciales del área metropolitana de Caracas en diciembre de 1997.

5 Conclusiones

Se ha presentado un análisis de las principales características del mercado de electricidad de Venezuela, obviando la estructura organizacional y de propiedad actualmente en vigencia, como medio de identificar las condiciones que son y no son favorables al establecimiento de un mercado de generación de electricidad abierto al libre juego de la oferta y la demanda.

El análisis permite concluir que es posible establecer un mercado competitivo de generación bajo las condiciones previsibles en el corto y mediano plazo en Venezuela, siempre y cuando el servicio de electricidad se estructure siguiendo las pautas necesarias para crear dos mercados abiertos a la competencia, generación y comercialización, y dos servicios con características de monopolios naturales, transmisión y distribución, regulados por el Estado, a los cuales tengan

acceso todos los agentes del mercado sin ninguna otra exigencia que el pago de un precio acorde con el costo incurrido en prestarles el servicio.

También será necesario, vistas las características físicas del mercado de electricidad, que los generadores se obliguen a coordinar su operación a través de un único despacho de carga.

El esquema recomendado establece la segmentación de los clientes en regulados, para quienes el consumo de electricidad es una necesidad impuesta por las condiciones de vida, y no regulados, para quienes la electricidad es un insumo, con poca elasticidad precio ante otros suministros, pero cuyo consumo forma parte de la estrategia de negocios.

Los primeros no participan en la fijación del precio, y se les garantiza un precio conocido no sujeto a variación en el corto plazo, mientras que los segundos, que son mayoría en el mercado venezolano, participan activamente en la fijación del precio a través de su curva de demanda, la cual bajo condiciones de transparencia en la fijación de los precios de los combustibles debe reflejar el valor económico de la electricidad en un mercado global, generando señales de precio que conduzcan al óptimo económico a través de las decisiones individuales de los distintos agentes del mercado.

La oferta se interviene para controlar la posición dominante del Bajo Caroní, estableciéndole la obligación de ofertar un bloque de energía tal que no se presente una escasez artificial del recurso, ni tampoco se vulnere la seguridad del suministro. De esta forma la señal de precios que se genera en el mercado de corto plazo de la electricidad, Bolsa de Energía, no surge de un sólo agente sino de la competencia en condiciones equitativas de la oferta hidráulica y térmica.

El mercado se segmenta en dos productos, energía y capacidad de generación, este último se caracteriza por existir un precio único y conocido, establecido por el ente coordinador del mercado acorde con el costo de instalar capacidad para cubrir la punta, y la existencia de un monopsonio, al constituirse el ente coordinador de la operación en el único comprador.

La magnitud de la demanda la establece este ente con base en el criterio establecido para medir la seguridad del suministro. Los oferentes caracterizarán su oferta según la magnitud, y serán remunerados de acuerdo con su disponibilidad a la hora punta. Este esquema permite establecer transacciones de largo plazo que garantizan la remuneración de los costos fijos de toda la capacidad necesaria para alcanzar la confiabilidad meta del servicio, restringiendo el juego de la oferta y demanda por razones de seguridad.

El mercado de energía, cuyo precio será un reflejo de los costos variables de los participantes y las expectativas de la suficiencia del suministro, se divide en transacciones de corto y largo plazo. Las primeras se realizan a través de la Bolsa de Energía, y son resultado del ajuste instantáneo de la oferta y demanda de electricidad, la evolución a corto plazo de su precio y los errores de estimación del punto de equilibrio entre oferta y demanda.

Las transacciones de largo plazo permiten balancear la participación del Bajo Caroní y los otros agentes en la fijación del precio, que ocurre en el mercado de corto plazo, y ofrecen la posibilidad de ir ajustando la magnitud de las transacciones sometidas al libre juego de oferta y demanda según la capacidad de los agentes para desenvolverse en un medio competitivo, sin que los clientes finales tengan que afrontar los altos niveles de incertidumbre propios de un cambio tan radical del esquema de negocios.

Se plantea la creación del mercado de comercialización, como medio de mantener la capacidad de elección del consumidor final, ante la alta concentración de la oferta, mediante mecanismos que incentiven la pluralidad de la oferta, y en consecuencia se pueda mitigar el riesgo comercial mediante la formación de carteras de clientes con distintos requerimientos de un producto no diferenciado en su fuente. Otra ventaja, al separar comercialización y distribución, es poder regular ésta como servicio similar al de transmisión sin las complicaciones de regular agentes que participan en la prestación del servicio y en la actividad comercial.

El mercado de comercialización se concibe con bajos costos de entrada y salida, y sin impactos sobre los costos de inversión y mantenimiento de la red de distribución, por lo que el riesgo del negocio no afectará la calidad del servicio.

Como resultado del cambio de la estructura del servicio de electricidad se analiza el impacto de las potenciales inversiones no recuperables al pasar del régimen de concesiones al de mercado libre. Se concluye que debido a la relativa baja capacidad, corta vida útil remanente y las restricciones de capacidad de generación de área, la magnitud de estas inversiones es baja, si le compara al tamaño del mercado. Se plantea varias opciones para indemnizar los inversionistas actuales o futuros para garantizar su competitividad a mínimo costo para el consumidor.

Finalmente, se presenta la simulación del mercado de electricidad para condiciones previsibles en el corto plazo, proyectadas para los próximos doce años, confirmándose que el precio de la electricidad será producto de la cuantía de la oferta hidráulica y el precio interno del gas.

Bibliografía

- Rudnick, Hugh , "Evaluation of Alternatives for Power System coordination and Pooling in a Competitive Environment", IEEE Power System Engineering Committee, paper No. 96 WM 330-1 PWRS.
- Munansinghe, M., "Electricity Pricing: A comprehensive framework", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 8, 1981.
- Calmet, Mario. Costos y Tarifas para la Energía Eléctrica en Mercados Competitivos, Curso Tutorial, IEEE – Venezuela, Universidad Simón Bolívar. Octubre 1998.

Biografía

León, Hugo. Master en Administración de Empresas, Instituto de Estudios de Superiores Administración (IESA) (1987), Caracas, Venezuela. Master of Applied Science, Universidad de Toronto (1980), Toronto, Canadá. Ingeniero Electricista, Universidad Central de Venezuela (1975), Caracas, Venezuela. Actualmente se desempeña como consultor de empresas eléctricas en ICME Consultores C.A., de la cual es Gerente General.

Pérez, Fidel. Especialista en Gerencia de Empresas, Universidad Simón Bolívar, Caracas, Venezuela (1996). Master en Ingeniería Eléctrica, Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela (1989). Ingeniero Electricista, Universidad Simón Bolívar, Caracas, Venezuela (1984). Actualmente se desempeña como Gerente de División en C.V.G. Electrificación del Caroní C.A., en la Dirección de Planificación.

Alvarez, José. Especialista en Instalaciones Eléctricas, Universidad Simón Bolívar, Caracas, Venezuela (1990). Ingeniero Electricista, Universidad Simón Bolívar, Caracas, Venezuela (1986). Actualmente se desempeña como Jefe de Sección de Interconexiones en C.V.G. Electrificación del Caroní C.A., en la División de Planificación de Sistemas Eléctricos.

Ríos, Juan. Ingeniero Electricista, Universidad Simón Bolívar, Caracas, Venezuela (1996). Actualmente se desempeña como Ingeniero de Proyectos en C.V.G. Electrificación del Caroní C.A., en la División de Planificación de Sistemas Eléctricos.