



Agence canadienne de
développement international

Canadian International
Development Agency



COMPETENCIA EN MERCADOS ENERGETICOS:

ESTUDIO DE CASO BRASIL

PROYECTO: COMPETENCIA EN MERCADOS ENERGETICOS

FECHA: JUNIO 2007

El autor del presente documento es el Consultor: Altino Ventura Filho *bajo la supervisión de Mentor Poveda*.

Los criterios expresados en el documento son de responsabilidad de los autores y no comprometen a las organizaciones auspiciantes Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), Agencia Canadiense para el Desarrollo Internacional (ACDI) y Universidad de Calgary.

Se autoriza la utilización de la información contenida en este documento con la condición de que se cite la fuente.

COMPETENCIA EN MERCADOS ENERGÉTICOS ESTUDIO DE CASO BRASIL

ÍNDICE

1.	<i>Resumen ejecutivo.....</i>	<i>4</i>
2.	<i>Economía y Energía / el Sector Energético Nacional.....</i>	<i>4</i>
3.	<i>Racionamiento de Energía Eléctrica / Lecciones Aprendidas.....</i>	<i>5</i>
4.	<i>Reformulación Institucional del Sector Eléctrico.....</i>	<i>8</i>
5.	<i>La Prioridad para la Actividad de Planeamiento.....</i>	<i>9</i>
6.	<i>La Implantación del Nuevo Modelo Institucional del Sector Eléctrico.....</i>	<i>13</i>
7.	<i>Bibliografía.....</i>	<i>13</i>

Anexos:

- I- Matrices energética y eléctrica*
- II- Modelo Institucional do Setor Elétrico
- III- Principais Leis e Decretos do novo Marco Regulatório do Setor Elétrico

* Los Anexos se dejaron en portugués a fin de conservar la versión original de normas y leyes.

1 Resumen ejecutivo

Este informe presenta los aspectos principales de la participación de Brasil en el "Seminario Regional sobre el Futuro de los Mercados Energéticos en Latinoamérica y el Caribe", organizado por OLADE, en Buenos Aires, los días 8 y 9/03/2007.

La participación de Brasil, el día 8 de marzo de 2007, en la presentación de 11:00 a 12:00 horas constará, inicialmente de una información resumida del sector energético nacional y de 3 lecciones aprendidas en experiencias recientes del sector eléctrico nacional: el racionamiento de energía eléctrica de 2001/2002, la reformulación del modelo institucional /nuevo marco regulatorio y el reinicio, a partir del año 2005, de las actividades de planeamiento energético, en los horizontes de largo plazo, de hasta 30 años (estratégico) y de corto plazo, de por lo menos 10 años (programación de obras).

2 Economía y Energía / el Sector Energético Nacional

2.1) Histórico

Los últimos años, el Brasil presentó un crecimiento del consumo energético final con tasas de crecimiento ligeramente superiores a las del PIB-Producto Interno Bruto. De hecho, el período de quince años, 1990/2005, el consumo energético presentó una tasa media anual de 2,8%, en tanto que el PIB evolucionó con 2,5%, resultando una elasticidad de 1,12. En el caso de la energía eléctrica, la elasticidad, en este período, fue de 1,44. La población creció con una tasa de 1,5%, resultando, por tanto, un crecimiento del PIB/habitante/año y del consumo energético/habitante/año. El cuadro siguiente presenta los valores de población, de PIB y de consumo energético, en este período.

Economía y Energía		
Año	1990	2005
Población (millones de habitantes)	146,6	184,2
PIB (miles de millones de US\$)	550,2	796,3
PIB/capita (US\$/habitante/año)	3.753	4.323
Consumo Energético (millones de TEP)	117,6	182,7
Consumo Energético/capita (TEP/habitante/año)	0,802	0,992
Consumo Energético/US\$ PIB (TEP/1.000 US\$ PIB)	0,213	0,229
Consumo de Energía Eléctrica (TWh)	219	374
Consumo de Energía Eléctrica/capita (kWh/habitante/año)	1.494	2.049
Consumo de Energía Eléctrica/US\$ PIB (kWh/US\$ de PIB)	0,398	0,469

En el anexo I, se presentan las matrices energética y eléctrica nacionales, para el año 2005 y la previsión para el año 2015.

Un aspecto relevante, en relación a la matriz energética brasilera, es la gran participación de la energía renovable. De hecho, las participaciones de la energía renovable, fueron de 49,1% y 44,7%, para los años 1990 y 2005, respectivamente, en tanto que el mundo actualmente presenta valores de apenas 13%.

Otro aspecto es la pequeña dependencia energética del País del exterior, en la medida en que la participación de la importación decreció, en este período, de 25% al 10% del total del consumo energético final.

Vale la pena destacar la reducción de la participación de la leña y del carbón vegetal, del 20% al 13%, en este período, motivada principalmente por la sustitución de este energético por GLP, en el sector residencial.

El petróleo y derivados, juntamente con hidráulica y electricidad presentaron pocas variaciones en las respectivas participaciones, en este período. Estos dos energéticos responden por cerca de 54% actualmente.

El gas natural fue el energético que presentó la evolución más significativa, en estos quince años, pues su participación se elevó de 3% a casi 10%.

En cuanto a generación de energía eléctrica, se destaca la gran participación de la hidroelectricidad, con cerca de 75% en el año 2005.

2.2) Perspectivas Futuras/Horizonte 2015

En los próximos diez años, los dos escenarios (alto y de referencia) contemplan tasas de crecimiento del PIB de cerca de 5% y 4%, respectivamente. La población, con una tasa de 1,2% al año, deberá alcanzar cerca de 212 millones de habitantes, en 2015.

El consumo energético final, para estos dos escenarios, deberá situarse cerca de 260 a 270 millones de TEP, al 2015. El consumo de energía eléctrica, por otro lado, deberá presentar valores entre 640 y 600 TWh, respectivamente.

3 Racionamiento de Energía Eléctrica / Lecciones Aprendidas

El racionamiento de energía eléctrica, en el período 06/2001 a 02/2002, sorprendió en dos aspectos: la larga duración, cerca de nueve meses y el monto elevado de restricción al consumo, 20% de la carga del Sistema Interconectado Nacional (excepto la Región Sur de Brasil).

Las causas estructurales y coyunturales del desequilibrio entre la demanda y la oferta de energía eléctrica fueron ampliamente analizadas por la "Comisión de Análisis del Sistema Hidro-térmico de Energía Eléctrica", que presentó un informe detallado sobre el asunto. A continuación se presentan, de manera resumida, las principales conclusiones de la Comisión, extraídas del mismo informe, en cuanto a las causas del racionamiento.

- “El aumento del consumo de energía correspondió a los valores previstos y no tuvo ninguna influencia en la crisis de suministro;
- La hidrología desfavorable precipito una crisis que solo podría ocurrir, con la severidad que ocurrió, debido a la intervención de otros factores. La hidrología adversa, por si sola, no habría sido suficiente para causar la crisis;
- Hubo desequilibrio entre la oferta y la demanda en el inicio de la implementación del nuevo modelo para el Sector;
- La energía no aportada al sistema debido a la combinación del atraso de la generación programada y a la no implementación de las nuevas centrales previstas para el período habría evitado el racionamiento en 2001. La no implementación de obras responde por casi dos tercios de la energía no aportada, siendo el factor predominante para la ocurrencia de la crisis de suministro.
- Las energías aseguradas que respaldaban los contratos iniciales fueron sobredimensionadas, resultando en una señalización equivocada para la contratación de nueva generación;
- Hubo fallas en el proceso de transición del modelo anterior – que identificó la necesidad de nuevas inversiones a través de los estudios de planificación de la expansión – para el nuevo modelo sectorial. En el nuevo ambiente, las Distribuidoras no tuvieron razones para promover la expansión porque los Contratos Iniciales cubrían 100% del consumo previsto, sin que existiese respaldo físico adecuado. A su vez, las Generadoras, sin embargo expuestas a pérdidas financieras, tampoco invertirían;
- El factor principal para el fracaso de las iniciativas gubernamentales para reducir la crisis, en particular el Programa Prioritario de Térmicas, fue la ineficacia de la gestión intra-gubernamental. Hubo fallas de percepción de la real gravedad del problema y de coordinación, comunicación y control;
- El lenguaje adoptado habría inducido a los no especialistas a concluir que no había razones para alarma que justificasen la detonación de acciones correctivas inmediatas. Así, no habría sido debidamente señalado en aquella ocasión, el Presidente de la República, sobre la posibilidad de un racionamiento profundo, como el que el País enfrentó. El flujo de información entre el ONS - Operador Nacional del Sistema, la ANEEL - Agencia Nacional de Energía Eléctrica, el MME - Ministerio de Minas y Energía y la Presidencia de la República fue inadecuado para transmitir a las altas esferas del Gobierno cual era el riesgo y cual la severidad de la crisis de suministro que se avecinaba;
- La ausencia de un plan alternativo sobre el que hacer en situaciones hidrológicas adversas (Plan B), contribuyo para el aplazamiento y la lentitud de las decisiones, agravando la profundidad del racionamiento de energía;

- Ninguna institución estuvo encargada de verificar la “lógica” global del proceso y ejercer la coordinación, entre las esferas del gobierno, en la implementación de la política energética, especialmente en la transición para el nuevo modelo y el enfrentamiento de la crisis. Las actividades relacionadas con el planeamiento del Sector, realizadas por el antiguo GCPS - Grupo Coordinador del Planeamiento de los Sistemas Eléctricos, coordinado por ELETROBRÁS, fueron formalmente transferidas para el Comité Coordinador del Planeamiento de la Expansión de los Sistemas Eléctricos - CCPE, subordinado a la Secretaria de Energía, ambos sin los recursos técnicos y humanos para ejercer plenamente estas funciones;
- La regulación no se caracterizó por reglas estables, claras y concisas en forma de crear un ambiente de credibilidad que propicie la inversión contemplando, al mismo tiempo, el interés del consumidor;
- Falta la percepción de los agentes, públicos y privados, de que los contratos serían honrados;
- La legislación existente algunas veces es vaga y conflictiva. No siempre define con claridad las atribuciones de cada institución y no ubica responsabilidades específicas en la gestión del Sector.”

Finalizando, considerando el análisis del informe de la Comisión, y otras realizadas después del racionamiento, se puede presentar las siguientes reflexiones:

- Existía un gran espacio para la conservación y la eficiencia energética, tanto del lado de la demanda como del lado de la oferta. Los consumidores del País consiguieron economizar cerca de 20% de la carga, sin grandes repercusiones en el PIB - Producto Interno Bruto, a través de la eliminación de desperdicios;
- De los 20% economizados, cerca de apenas 5% fue agregado al mercado después del racionamiento, lo que significa que aproximadamente 15% de la carga fue eliminada, en términos permanentes; esta parte representaba, de cierta forma, desperdicios y usos ineficientes de energía eléctrica, por los consumidores; esto representó un “atraso temporal” en la evolución del consumo de cerca de tres años;
- La actividad de planeamiento, que de cierta forma perdió su eficacia, se volvió muy valorada, de forma de viabilizar, en tiempo hábil, la expansión de los sistemas de generación y transmisión;
- La operación del sistema generador hidroeléctrico, en situaciones hidrológicas desfavorables, con el almacenamiento de los reservorios en niveles bajos, paso a priorizar el suministro al mercado, eventualmente colocando en segunda prioridad, la operación económica de las centrales térmicas;
- Los mercados previstos deberían tener contratos de largo plazo para valores superiores al 85% de la carga, conforme reglas vigentes, para racionamiento;

- La generación del sistema hidroeléctrico debería considerar, de forma realista, la energía asegurada por las diversas centrales hidroeléctricas del sistema generador nacional.

4 Reformulación Institucional del Sector Eléctrico

4.1) Antes de la década del 90

Las décadas de los 60, 70 y 80, el Brasil tuvo un gran desarrollo energético, con la implantación de grandes emprendimientos, en los campos del petróleo y de la energía eléctrica. El modelo institucional del sector energético nacional, en este período, estaba organizado en empresas estatales, federales y estaduais.

Así, en el caso del petróleo, PETROBRÁS, como empresa estatal federal, ejerció en este período de 30 años, un monopolio en cuanto a producción y comercialización de petróleo. Los resultados de esta actuación estatal indican el éxito de esta actividad, en la medida en que el mercado nacional de combustibles derivados de petróleo fue satisfactoriamente atendido, en todo el territorio nacional, con precios adecuados. Adicionalmente, Petrobrás realizó elevadas inversiones, ampliando significativamente las reservas nacionales de petróleo, al mismo tiempo que elevó la producción nacional. Así, de gran importador de petróleo, en este período de treinta años, el Brasil evolucionó, de forma continua y creciente, en la dirección de disminuir esta dependencia energética, teniendo actualmente (año 2007) logrado la auto-suficiencia en la producción de petróleo.

En el caso de la energía eléctrica, las empresas estatales eran verticalizadas, en generación/transmisión y generación/ transmisión/ distribución. El modelo estatal, en este período de 30 años, viabilizó la implantación de grandes emprendimientos en el área de generación, destacándose las centrales hidroeléctricas de Tucuruí (8.625 MW) y la Binacional de Itaipú (14.000 MW); en el campo de la transmisión, fue promovida la interconexión de los diversos sistemas eléctricos regionales del País.

A partir del final de la década de los 80, por diversas razones, entre las cuales la política tarifaria adoptada, el sistema eléctrico nacional estatal se encontró en una situación muy crítica, sin condiciones de expandir el sistema de generación ni de transmisión del País. En esta ocasión, el crecimiento del consumo de energía eléctrica exigía elevadas inversiones, imposibles de ser efectivizadas, dentro de una opción exclusivamente estatal.

En este contexto, en los primeros años de la década de los 90, el gobierno brasilero inicio estudios para estructurar el Sector Eléctrico, procurando abrir espacio para una mayor participación del sector privado en las inversiones e incorporar la competencia entre empresas, con la meta de obtener tarifas más competitivas.

Dentro de estos estudios, se cita al RESEB - Reestructuración del Sector Eléctrico Brasileiro, conducido por el MME - Ministerio de Minas y Energía, a mediados de la década de los 90. El proyecto contó con el apoyo de consultoría de la empresa inglesa Coopers & Lybrand. El RESEB priorizaba la competencia en la generación y en la comercialización de la energía eléctrica y una fuerte regulación en la transmisión. Priorizaba también una

Agencia Reguladora independiente, un Operador Nacional de los Sistemas, para la generación y la transmisión y un Mercado de Competencia de energía eléctrica.

Este modelo institucional no fue íntegramente implementado, habiendo ocurrido lagunas en la legislación. La crisis energética del racionamiento colocó el modelo en una situación de re-evaluación. Con el inicio de un nuevo Gobierno Federal, en el año 2003, la cuestión institucional del Sector Eléctrico fue reconsiderada, habiendo definido un nuevo Modelo, a través de un nuevo Marco Regulatorio, conforme se presenta a continuación.

4.2) El Nuevo Modelo Institucional del Sector Eléctrico/ El Actual Marco Regulatorio

La propuesta del nuevo Modelo Institucional del Sector Eléctrico fue desarrollada durante el año 2003, por el nuevo Gobierno, a través de un amplio debate con los agentes del sector energético durante el año 2003. Actualmente, el País dispone de un nuevo Modelo Institucional, para el Sector Eléctrico, con el respectivo Marco Regulatorio.

En el Anexo II, se presentan los principales aspectos del nuevo Modelo, con textos tomados directamente del documento "MME – Modelo Institucional do Setor Elétrico", de 17/12/2003.

En el Anexo III, se presentan las Leyes y los Decretos que definen el Marco Regulatorio del nuevo Modelo Institucional del Sector Eléctrico brasileiro.

5 La Prioridad para la Actividad de Planeamiento

5.1) Consideraciones Iniciales

El Ministerio de Minas y Energía, en la propuesta del Nuevo Modelo Institucional para el Sector Eléctrico brasileiro, considero como uno de los dos pilares fundamentales el retomar las competencias del Estado en la elaboración de las actividades de planeamiento del Sector Energético. Así debería ser viabilizada una red de transmisión que ofrezca calidad y confiabilidad al servicio eléctrico, tanto como una oferta de futuros aprovechamientos energéticos con costos competitivos y con potencial de atender la demanda prevista.

En términos prácticos, se propone estimular la competencia entre los agentes para la construcción de centrales más eficientes y económicas, que resultarán en tarifas más atractivas. Adicionalmente, habrá un re-direccionamiento para la contratación de energía en el largo plazo, con la restauración del papel del Ejecutivo como Poder Concedente, retomando el proceso de planeamiento y elaboración de planes de expansión, todo preservando el respeto a los contratos existentes.

La expansión del sistema en el ámbito del nuevo Modelo, a partir de un proceso de licitación, que presupone la licencia previa ambiental y los contratos de venta de energía para los emprendimientos, reduciendo las incertidumbres para el emprendedor y facilitando la obtención de financiamiento, ya tiene evidencias del acierto de los cambios promovidos.

A continuación se destacan algunos aspectos relevantes del Planeamiento del Sector Energético Nacional.

5.2) La Actividad de Planeamiento del Sector Eléctrico

5.2.1) Consideraciones Generales

El planeamiento del Sector Eléctrico se entiende como una actividad orientada a definir la expansión del sistema productor/generador, del sistema de transporte y de almacenamiento de energía (en las hidroeléctricas y en los stocks de combustibles), ajustando la oferta a la demanda prevista a lo largo del horizonte temporal analizado, considerando las opciones de las fuentes energéticas nacionales y la importación/exportación de energía y de energéticos. Esta actividad, en general, contempla diversos tipos de estudios, con objetivos y horizontes temporales distintos, conforme al enfoque a ser priorizado.

Considerando las características del sistema de energía eléctrica nacional, el planeamiento de su expansión se desarrolla en tres etapas distintas de estudios, conforme a lo siguiente:

Estudios de Largo Plazo, con horizontes de hasta 30 años, donde se procura analizar las estrategias de desarrollo del sistema eléctrico, la composición futura del parque generador, los principales enlaces y sistemas de transmisión entre las diversas regiones del País, estableciendo las prioridades para el desarrollo tecnológico e industrial, y un programa de inventario de cuencas hidrográficas; determinado los costos marginales de expansión de largo plazo y estableciendo las políticas para la energía eléctrica y las directrices para los estudios de planeamiento de mediano y corto plazos.

Los principales condicionantes de estos estudios son: la evolución de la economía nacional y de los respectivos requisitos del mercado de energía eléctrica, la disponibilidad de las fuentes energéticas primarias y las opciones de importación de energía y de energéticos, las tendencias de evolución tecnológica, particularmente de las fuentes energéticas renovables y los impactos ambientales de los proyectos; los programas de conservación y de eficiencia en el uso y en la producción de energía son considerados. Su periodicidad es, en promedio, de 4 a 5 años, teniendo como resultados las estrategias y las políticas para la energía eléctrica, consolidadas en los Planes Nacionales de Energía Eléctrica.

Estudios de Mediano Plazo, con horizontes de 15 años, donde se analizan alternativas de expansión de la generación y de la transmisión ajustadas a los requisitos del mercado de energía eléctrica. Estos estudios se desarrollan para casos específicos de planeamiento, como por ejemplo, los estudios y dimensionamientos de las interconexiones eléctricas entre regiones del País, la inserción de la hidroelectricidad de la Amazonía en el sistema interconectado nacional y otros. Su periodicidad atiende las necesidades específicas de estudios de expansión del sistema eléctrico nacional, no habiendo un ciclo de planeamiento definido, ni previsto para publicación de planes de mediano plazo.

Los principales condicionantes de estos estudios son los mismos de los estudios de corto plazo, presentados a continuación.

Estudios de Corto Plazo, con horizontes de mínimo 10 años, donde se presentan las decisiones relativas a la expansión física de la generación y de la transmisión, definiendo los emprendimientos y su ubicación temporal, siendo elaborados los análisis de las condiciones de abastecimiento al mercado y calculados los costos marginales de expansión y los costos esperados de operación, que deben ser iguales en la alternativa económica de ajuste del programa de expansión a los requisitos del mercado. Las metas físicas y los programas de inversiones se establecen, lo que subsidia la definición de un programa de licitación de obras de generación y transmisión.

Los principales condicionantes de estos estudios son: los requisitos del mercado de los diversos subsistemas, los plazos de implantación de los emprendimientos, con la consideración de los estudios de ingeniería y los referentes al medio ambiente, EIA/RIMA y las licencias ambientales. Su periodicidad es anual y resulta en el Plan Decenal de Expansión, que prioriza el programa de obras de referencia y las correspondientes inversiones en la expansión física de los sistemas eléctricos nacionales.

Así, el planeamiento de la expansión del sistema eléctrico nacional consolida los estudios en dos planes distintos, el Plan Decenal de Expansión y el Plan Nacional de Energía de Largo Plazo. Este último plan, que es estratégico, con sus directrices y políticas para la energía eléctrica, es fundamental para la adecuada elaboración del Plan Decenal.

Se destaca que en el pasado los estudios de planeamiento se restringieron a la energía eléctrica, mientras que está siendo priorizada actualmente la introducción del enfoque energético.

5.2.2) Las actividades del MME en el Bienio 2005/2006

El entendimiento de la forma de actuación de la EPE - Empresa de Investigación Energética es que la misma desarrollará los estudios encomendados por el MME, sobre su coordinación y seguimiento, que servirán de soporte a la elaboración del planeamiento energético del País, a ser realizado por el MME.

Para los años 2005 y 2006, como prioridades para los estudios y trabajos de EPE, en el campo del planeamiento energético, fueron desarrollados los siguientes productos, con un resumen del objetivo y contenido de cada uno de ellos:

Plan Decenal de Expansión de Energía Eléctrica 2006/2015

Este plan presentó, para diversos escenarios de evolución de la economía nacional y los respectivos consumos de energía eléctrica, en el horizonte 2006/2015, las alternativas de expansión física de la generación, centrales hidroeléctricas, térmicas y de fuentes alternativas, tanto como los sistemas de transmisión asociados, con destaque para los de integración de las grandes centrales hidroeléctricas de la Amazonía, previstas para este horizonte, y para las interconexiones entre los subsistemas eléctricos del País.

Proyección de la Matriz Energética Nacional hasta el 2030

A Matriz Energética 2030 analizó todas las formas de energía - petróleo y derivados, gas

natural, carbón vapor y metalúrgico, energía hidráulica, uranio, leña, bagazo de caña y otras. Así serán consideradas tanto la producción nacional como la importación/exportación de energía y energéticos y el uso de energía en el sentido amplio en el País, para el horizonte considerado.

El Plan Nacional de Energía 2030

Este plan, de carácter estratégico, contemplando el horizonte de largo plazo hasta el 2030, considera diversos escenarios de evolución de la economía y los respectivos consumos de energía del País. Están incluidas la conservación de energía, con énfasis en la energía eléctrica, analizando adicionalmente los principales usos de los demás energéticos y perspectivas de su priorización. Los estudios del aprovechamiento y dimensionamiento de las grandes hidroeléctricas de la Amazonía y su incorporación al sistema interconectado nacional, el dimensionamiento de las interconexiones eléctricas entre las diferentes regiones geográficas del País y la incorporación gradual de los actuales sistemas aislados, la malla de transmisión interconectada fue desarrollada, considerando las perspectivas de largo plazo.

Para cada opción de fuente energética primaria, para producción de energía eléctrica, fue desarrollado un amplio estudio de viabilidad tecnológica, económica, con estimaciones de costos y consideración de los aspectos ambientales, tomando en cuenta la experiencia internacional para cada una de ellas y su perspectiva de inserción en el Brasil. Estudios referentes a la expansión de los sistemas de transmisión, inclusive la consideración de su evolución tecnológica y de costos, fueron también desarrollados.

Como resultado de estos estudios, fueron establecidas las estrategias y las prioridades para la expansión de los sistemas de generación y transmisión nacionales. Se presentan las indicaciones sobre la posible transición de un sistema de generación hidroeléctrico para un sistema con una mayor participación de unidades térmicas, y las directrices para los estudios de mediano y corto plazos, de establecimiento de la expansión física de los sistemas eléctricos nacionales.

Plan Decenal de Expansión de Energía 2007/2016

Este Plan Decenal, iniciado en el ciclo de planeamiento anual de 2006, deberá contemplar la energía eléctrica tanto como los demás energéticos en uso por los consumidores. La experiencia de los trabajos de planeamiento en el año 2005 será importante para permitir el adecuado desarrollo de los estudios necesarios.

Balance Energético Nacional 2005 y 2006

En el ciclo anual de planeamiento del 2005, se presentó el balance energético nacional, con el análisis de los valores registrados de producción, importación, consumo de todos los energéticos, referente al año base 2004, utilizando a actual metodología, los actuales criterios y procedimientos adoptados en los balances energéticos anteriores. En el ciclo de planeamiento 2006, se presentó el balance energético nacional referente al año base 2005.

Finalizando, con la realización de estos estudios y la obtención de estos diversos productos de planeamiento, en el bienio 2005/2006, se considera que está plenamente rescatada la actividad de planeamiento del Sector Energético nacional y del Sector Eléctrico en particular. Con esto se dispone de la definición de la expansión de la oferta de energía en el País, considerando las diversas opciones de fuentes energéticas nacionales, la integración del Brasil con la comunidad internacional, los aspectos tecnológicos, de costos, ambientales de los emprendimientos energéticos, la conservación y la eficiencia energética, todo dentro de la política energética nacional para asegurar el suministro de energía en cantidad, calidad y precios adecuados al desarrollo económico y social del País.

6 La Implantación del Nuevo Modelo Institucional del Sector Eléctrico

La implantación del nuevo Modelo Institucional del Sector Eléctrico brasileiro está siendo efectiva desde el 2005. Los resultados obtenidos, en el bienio 2005/2006, comprueban lo adecuado del modelo.

Así, fueron realizadas diversas subastas de obras de generación y transmisión, con amplia participación del sector privado y con resultados satisfactorios, en cuanto a los precios alcanzados, contribuyendo para la moderación de la tarifa.

Los mercados previstos por las distribuidoras están 100% contratados, lo que asegura, juntamente con la actuación del CMSE, el adecuado suministro a los mercados previstos, para los próximos años. Las inversiones están siendo realizadas, en niveles adecuados, en la expansión de los sistemas de generación y transmisión.

La actividad de planeamiento, plenamente rescatada, asegura la definición de los emprendimientos del Sector Eléctrico y el establecimiento de las políticas para la energía eléctrica.

7 Bibliografía

MME -Modelo Institucional do Setor Elétrico, Brasília, 17/12/2003;

MME/EPE – Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica, 2006

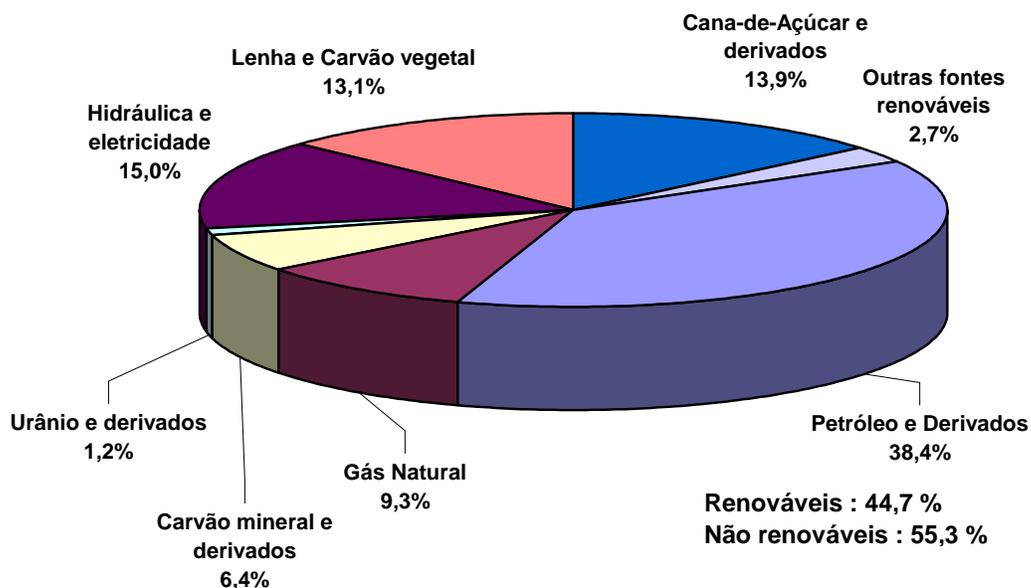
MME/EPE – Balanço Energético Nacional 2006 ano base 2005, 2006

Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, Brasília, julho de 2001

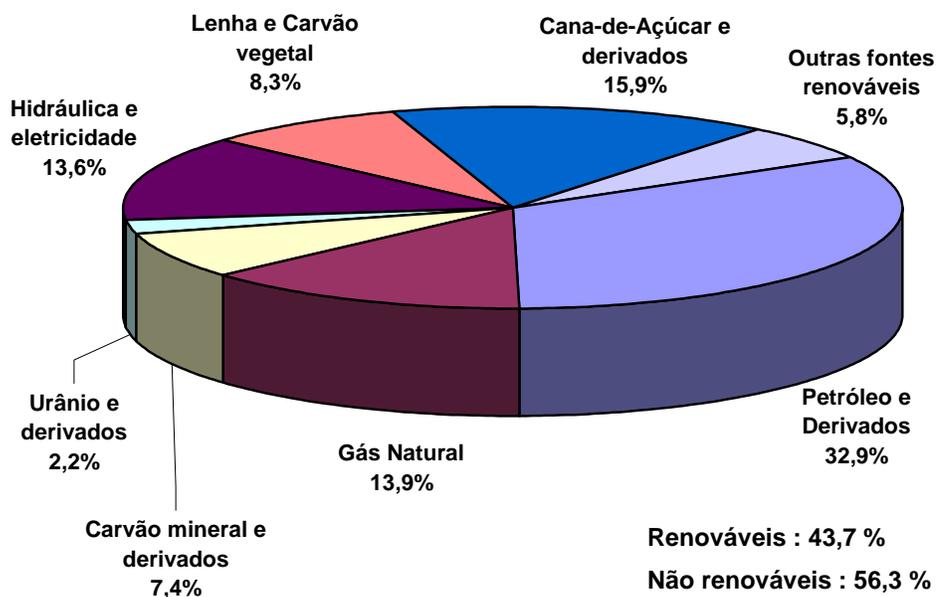
NOTA: Los Anexos que se presentan a continuación se han dejado en portugués a fin de conservar la versión original de normas y leyes.

Anexo I

Matriz Energética - 2005



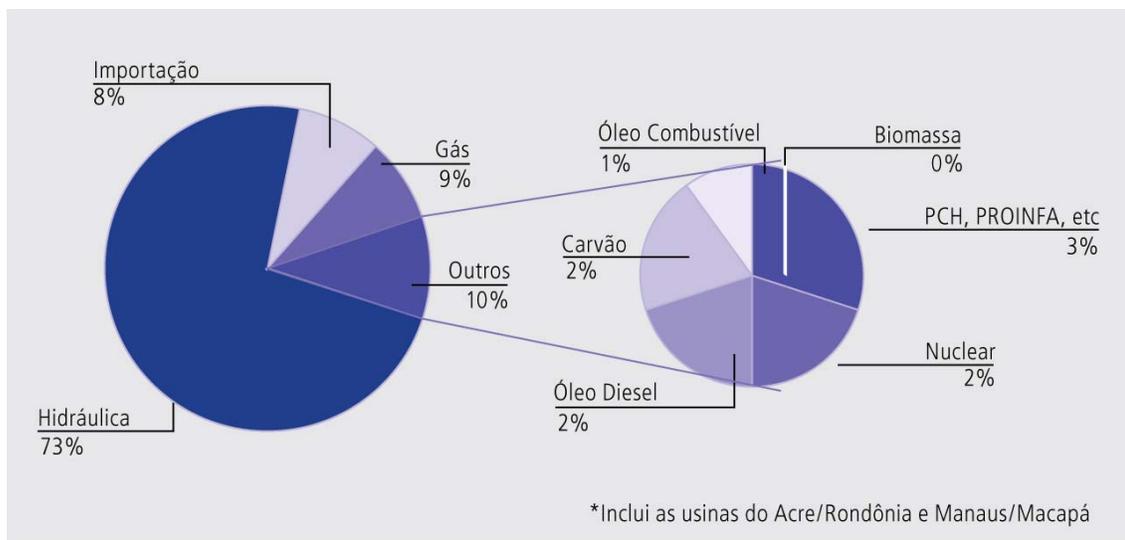
Matriz Energética - 2015



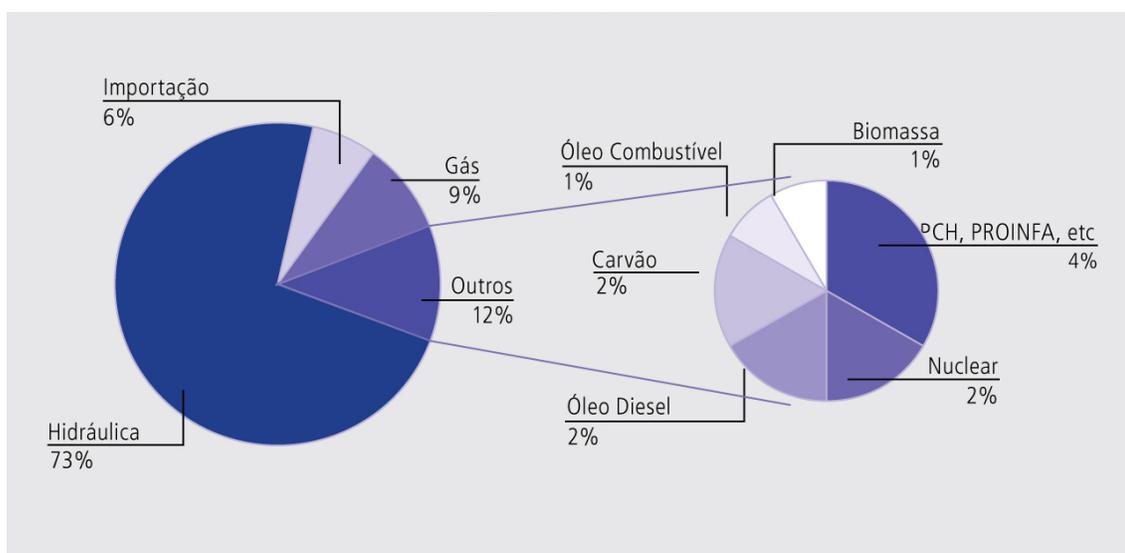
Anexo I

Matriz Elétrica (% da Capacidade Instalada)

Ano 2005



Ano 2015



Anexo II

Neste anexo, estão apresentados os principais pontos do novo Modelo Institucional do Setor Elétrico brasileiro, com textos retirados diretamente do documento “MME-Modelo Institucional do Setor Elétrico, Brasília, 17/12/2003”

Principais Aspectos do Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico

Objetivos

O Modelo proposto pelo MME tem três objetivos principais:

- garantir a segurança de suprimento de energia elétrica;
- promover a modicidade tarifária, por meio da contratação eficiente de energia para os consumidores regulados; e
- promover a inserção social no Setor Elétrico, em particular pelos programas de universalização de atendimento.

Tópicos principais do Modelo

Os principais temas do Modelo são:

- segurança de suprimento;
- modicidade tarifária;
- ambientes de contratação e competição na geração;
- contratação de nova energia em ambiente de contratação regulado –ACR;
- contratação de energia existente no ACR;
- consumidores livres;

- acesso a novas hidrelétricas por produtores independentes de energia;
- novos agentes institucionais.

Segurança de suprimento

Na regulamentação atual, não há instrumentos que garantam diretamente a segurança de suprimento. O que existe é uma garantia indireta, decorrente da exigência de lastro de energia assegurada para os contratos de compra e venda de energia. Por exemplo, se 100% da demanda estiver contratada por geradores cuja energia assegurada corresponde a um critério de segurança de 95%, haverá, em teoria, um risco máximo de 5% de ocorrer qualquer problema de suprimento.

Entretanto, esse esquema indireto de indução de segurança de suprimento apresenta uma série de limitações:

- a exigência atual é que 95% da demanda esteja contratada, e não 100%, tendo como consequência que a oferta de geração tende a ser inferior ao necessário, o que deteriora a segurança;
- o cálculo de energia assegurada das usinas hidrelétricas não considera o efeito de várias restrições operativas, o que leva a subestimação do risco real de problemas de suprimento, mesmo que 100% da demanda esteja contratada;
- a contribuição diferenciada das térmicas para a segurança de suprimento não é considerada, em particular no alívio dos déficits mais severos se ocorrerem condições hidrológicas extremamente desfavoráveis.

O Modelo prevê um conjunto integrado de medidas para garantir a segurança de suprimento, incluindo:

- exigência de contratação da totalidade da demanda;
- cálculo realista dos lastros (energia assegurada) de geração;
- adequação do critério vigente de segurança estrutural de suprimento, estabelecido há mais de vinte anos, à importância crescente da eletricidade para a economia e para a sociedade, com o estabelecimento de critérios de segurança de suprimento mais severos do que os atuais;
- contratação de hidrelétricas e térmicas em proporções que assegurem melhor equilíbrio entre garantia e custo, o que, combinado com os novos critérios de suprimento, resultará na mesma segurança que seria proporcionada pela associação

dos critérios atuais com uma reserva estabelecida externamente, sem necessidade de alocar um conjunto de projetos “de reserva”;

- monitoramento permanente da segurança de suprimento, permitindo detectar desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda e ensejando medidas preventivas capazes de restaurar a garantia de suprimento ao menor custo para o consumidor.

Modicidade tarifária

A base da modicidade tarifária é a contratação eficiente de energia para os consumidores regulados. As principais ações para promover essa eficiência são:

- proceder à compra de energia sempre por meio de leilões, na modalidade “menor tarifa”;
- contratar energia por licitação conjunta dos distribuidores (pool), visando obter economia de escala na contratação de energia de novos empreendimentos, repartir riscos e benefícios contratuais e equalizar tarifas de suprimento; e
- contratar separadamente a energia de novas usinas (atendimento à expansão da demanda) e de usinas existentes, ambas por licitação.

Ambientes de contratação

Serão criados dois ambientes de contratação:

- **Ambiente de Contratação Regulada – ACR** - compreende a contratação de energia para o atendimento aos consumidores de tarifas regulados (consumo dos distribuidores) por meio de contratos regulados com o objetivo de assegurar a modicidade tarifária; e,
- **Ambiente de Contratação Livre – ACL** - compreende a contratação de energia para o atendimento aos consumidores livres, por intermédio de contratos livremente negociados. Os contratos bilaterais em vigência, que envolvam distribuidores, serão integralmente respeitados e tratados no ACL até sua expiração.

Participação dos geradores no ACR e no ACL

Todos os geradores sejam concessionários de serviço público de geração, sejam produtores independentes de energia, incluídos os autoprodutores com excedentes, poderão comercializar energia em ambos os ambientes, caracterizando-se a geração como um segmento competitivo.

Para todos os geradores, as regras de contabilização e liquidação dos contratos de compra e venda de energia serão essencialmente as mesmas praticadas atualmente.

Coexistência dos ambientes

Em termos comerciais, o ACR poderia ser visualizado como uma “cooperativa” que agrega as demandas de vários distribuidores e tem contratos com um conjunto de geradores. A contabilização e a liquidação dos contratos desta “cooperativa” serão idênticas às dos agentes do ACL e seguem basicamente as regras atuais. Em particular, as diferenças entre valores contratados e efetivamente consumidos do ACR serão contabilizadas e liquidadas com base no custo marginal de operação (CMO), sujeito a um “teto”.

Contratação de nova energia no ACR

As características básicas da contratação de energia de novas plantas geradoras são: licitação em duas fases; oferta de projetos para licitação; seleção dos projetos vencedores; contratos bilaterais de cada gerador com todos os distribuidores e incentivos aos distribuidores para contratação eficiente.

Licitação em duas fases

Dado que o prazo de maturação de nova usina hidrelétrica é de cerca de cinco anos, a contratação de energia para atender ao aumento previsto da demanda deverá idealmente ser feita com a mesma antecedência. Entretanto, devido à grande incerteza quanto a este aumento da demanda, é necessário ter cautela nesta contratação. De fato, se fosse contratada a energia correspondente a determinado cenário de crescimento e acontecesse de o crescimento real ser bem menor, teria sido instalada uma capacidade excessiva, que oneraria as tarifas para o consumidor.

Nesse sentido, em ambiente de incerteza, é mais eficiente para o consumidor que a contratação de energia para atender ao crescimento do consumo (expansão) seja feita em duas licitações:

1. **licitação inicial**, realizada com cinco anos de antecedência, pela qual seria contratada energia para atender a uma dada previsão do crescimento da demanda; e
2. **licitação complementar**, realizada com três anos de antecedência (dois anos após a licitação inicial), para contratação de acréscimos de demanda decorrentes de revisão da projeção utilizada na licitação inicial.

Oferta de projetos para licitação

O MME oferecerá à licitação (inicial ou complementar) um conjunto de projetos (hidrelétricos e termelétricos) estudados pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE e considerados os mais econômicos para atendimento à demanda. Com o objetivo de aumentar a eficiência do processo de licitação, o montante total de capacidade (energia assegurada) dos projetos oferecidos deverá exceder substancialmente o de energia licitado. Além disso, os projetos hidrelétricos oferecidos terão a licença prévia ambiental e a declaração de disponibilidade hídrica.

Qualquer agente poderá oferecer livremente, para as licitações, projetos alternativos ao conjunto proposto pelo MME.

Seleção do conjunto de projetos vencedores

O critério de seleção é o de menor custo global (custo de investimento e operação que atenda a um critério de segurança de suprimento). Os projetos serão selecionados por meio dos seguintes procedimentos:

1. a princípio, nas licitações para energia de novos empreendimentos, os contratos serão de “energia disponível”, em que toda a energia produzida pela usina, de acordo com as instruções de despacho do ONS, será posta à disposição do ACR. Isso significa que os ganhos e os riscos do gerador são transferidos aos consumidores do ACR. O resultado dessa diminuição de riscos dos geradores é uma redução nas tarifas ofertadas, contribuindo para o menor custo global;
2. os licitantes propõem tarifas (R\$/MWh de energia assegurada) pela energia disponível do projeto (hidrelétrico ou térmico). Se houver mais de um licitante para uma mesma usina, será escolhido o de menor tarifa;
3. a geração hidrelétrica é atualmente a fonte mais competitiva; logo, deverá predominar na expansão de menor custo. Entretanto, a experiência do planejamento mostra que a expansão de menor custo global pode incluir uma parcela de geração térmica. Devido a essa possibilidade, e se necessário, será estabelecida, uma proporção desejável de geração térmica que, em complementação à geração hidrelétrica, leve ao menor custo global para o consumidor, com maior segurança de suprimento;

4. a contratação de usinas hidrelétricas ou termelétricas será sempre realizada em ordem crescente das respectivas tarifas. Serão contratadas as usinas nesta ordem, mantida a proporção hidro-térmica, até a última que faça a energia assegurada acumulada igualar à demanda licitada. No caso de ser econômico incluir uma parcela térmica, a contratação será efetuada a partir de listas separadas.

Assinatura de contratos bilaterais

Cada gerador contratado na licitação assinará contratos bilaterais separados com cada distribuidora. A soma das energias asseguradas contratadas com os distribuidores será igual à energia assegurada do gerador. Como mencionado, o objetivo desse tipo de contratação é propiciar economia de escala na licitação para a nova energia, repartir os riscos e os benefícios dos contratos e equalizar as tarifas de suprimento dos distribuidores.

Incentivos e instrumentos de gestão de risco para os distribuidores

Haverá um preço único de repasse da energia nova para todas os distribuidores, dado pela média ponderada dos preços dos leilões inicial e complementar, nos quais os fatores de ponderação serão as quantidades totais (soma das energias asseguradas contratadas pelos distribuidores) adquiridas nestes leilões. Entretanto, o preço que cada distribuidora pagará aos geradores contratados será uma média ponderada individual, em que os fatores de ponderação serão as quantidades que aquela distribuidora adquiriu nos leilões. Em outras palavras, se o preço individual de compra de energia da distribuidora for inferior ao preço de repasse único (mais eficiente que a “média do mercado”), a distribuidora terá ganho por um período de três anos. Além disso, poder-se-á admitir outros mecanismos de incentivo que reduzam o preço da energia nos leilões de compra do pool.

Os distribuidores disporão ainda de instrumentos de gestão de riscos e incertezas, tais como a contratação de ajustes no ACL, com um e dois anos de antecedência, a recontração de energia existente nos leilões anuais e o recebimento, ou a transferência, sem custos, de excedentes de contratos de energia de outros distribuidores.

Os riscos mencionados se referem à exposição em que a distribuidora poderá incorrer quando da liquidação. Esse risco está associado às incertezas na previsão da demanda referente ao consumo regulado, de responsabilidade dos distribuidores.

Consumidores livres

Os consumidores qualificados para optar pelo seu fornecedor (consumidores livres) devem notificar esta intenção ao distribuidor local que o esteja atendendo, de acordo com a seguinte tabela de prazos:

Demanda (MW)	Antecedência (ano)
entre 3 e 5	1
entre 5 e 10	2
acima de 10	3

A notificação de “volta” à condição de suprido pela distribuidora local deverá ser feita com antecedência de cinco anos.

Não obstante essas exigências, a distribuidora terá a prerrogativa de atender o consumidor em prazos inferiores.

Acesso à nova geração hidrelétrica para o ACL

Para ter acesso a novo projeto hidrelétrico para uso próprio ou comercialização no ACL, um agente gerador deve:

1. participar da licitação do projeto no ACR, na qual este está sendo oferecido, e ofertar a menor tarifa para toda a energia assegurada do empreendimento;
2. pagar compensação pela parcela da usina destinada a uso próprio ou à comercialização no ACL.

Novos agentes institucionais

Dois novos agentes institucionais devem ser criados, e deve ser constituído novo comitê no MME:

- **Empresa de Pesquisa Energética – EPE:** instituição técnica especializada, com o objetivo principal de desenvolver os estudos necessários ao exercício, pelo MME, da função de efetuar o planejamento energético;
- **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE:** instituição que sucederá ao Mercado Atacadista de Energia – MAE, incorporando as estruturas organizacionais e operacionais relevantes, em particular a contabilização e a liquidação de diferenças contratuais no curto prazo, além de assumir o papel de administrador dos contratos de compra de energia para atendimento aos consumidores regulados; e,

- **Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE:** instituído no âmbito do MME, com a função de avaliar permanentemente a segurança de suprimento. No caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda causados, por exemplo, por atrasos no cronograma de construção de geradores, o CMSE poderá propor medidas preventivas, inclusive sinais de preço, ou de constituição de reserva conjuntural, para restaurar os níveis adequados de segurança, ao menor custo para o consumidor.

Foram feitas também alterações e reforços no papel de agentes institucionais existentes, destacando-se a definição do exercício do Poder Concedente como atribuição do MME e a ampliação da autonomia do ONS, que passa a ter uma diretoria com mandato fixo e não coincidente, de modo semelhante ao modelo vigente nas agências reguladoras.

Principais Funções dos Agentes Institucionais

Os agentes institucionais do Setor, existentes e novos, passam a operar com as funções explicitadas nos itens seguintes.

Conselho Nacional de Política Energética – CNPE

- Proposição da política energética nacional ao Presidente da República, em articulação com as demais políticas públicas;
- Proposição da licitação individual de projetos especiais do Setor Elétrico, recomendados pelo MME (nova função); e,
- Proposição do critério de garantia estrutural de suprimento (nova função).

Ministério de Minas e Energia – MME

- Formulação e implementação de políticas para o Setor Energético, de acordo com as diretrizes do CNPE;
- Exercício da função de planejamento setorial;
- Exercício do Poder Concedente;
- Monitoramento da segurança de suprimento do Setor Elétrico, por intermédio do CMSE (nova função); e,
- Definição de ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda, tais como gestão da demanda

e/ou contratação de reserva conjuntural de energia do sistema interligado (**nova função**).

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

- Mediação, regulação e fiscalização do funcionamento do Sistema Elétrico;
- Realização de leilões de concessão de empreendimentos de geração e transmissão por delegação do MME; e,
- Licitação para aquisição de energia para os distribuidores (**nova função**).

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Motivação

O exercício da função de executor do planejamento energético, e em particular do Setor Elétrico, é atribuição do Estado, como agente normativo e regulador da atividade econômica (art. 174 da Constituição Federal). O desempenho de tal função requer o desenvolvimento de estudos complexos e multidisciplinares, que demandam elevado grau de qualificação e especialização profissional.

Além disso, no desenvolvimento do processo de planejamento, é essencial garantir a credibilidade, a representatividade e a transparência dos estudos, em especial, por meio da disponibilização de dados, premissas, critérios, métodos e resultados, de maneira pública e isonômica, a todos os agentes.

Proposta

Propõe-se criar uma instituição técnica especializada – a Empresa de Pesquisa Energética – EPE – com o objetivo de, principalmente, desenvolver os estudos necessários para que o MME possa cumprir plenamente sua função de executor de planejamento energético, com as seguintes responsabilidades:

- execução de estudos para definição da Matriz Energética, com indicação das estratégias a serem seguidas e das metas a serem alcançadas, dentro de uma perspectiva de longo prazo;
- execução dos estudos de planejamento integrado dos recursos energéticos;
- execução dos estudos do planejamento da expansão do Setor Elétrico (geração e transmissão);
- promoção dos estudos de potencial energético, incluindo inventário de bacias hidrográficas; e,

- promoção dos estudos de viabilidade técnico-econômica e sócio-ambiental de usinas, bem como obtenção da Licença Prévia Ambiental para aproveitamentos hidrelétricos.

Os condicionantes para a formatação da EPE são:

- vinculação ao MME;
- governança do Poder Executivo;
- autonomia técnica e administrativa;
- possibilidade de contar com apoio de técnicos externos, tais como universidades, centros de pesquisa e consultores, por meio de convênios e contratos, desde que preservados os requisitos de isonomia, transparência, publicidade, confidencialidade e inexistência de conflitos de interesse; e,
- possibilidade de contar com apoio de agentes setoriais para estudos técnicos, desde que preservados os requisitos de isonomia, transparência, publicidade e inexistência de conflitos de interesse.

A Instituição deverá ser constituída na forma de empresa pública, capitalizada pela União, que atuará em cooperação com o Poder Público.

A EPE, para desenvolver suas atividades, poderá celebrar contratos de prestação de serviços com quaisquer pessoas físicas ou jurídicas ou ainda firmar convênios de cooperação técnica e financeira, sempre que tais soluções se apresentarem como as mais econômicas para atingir seus objetivos institucionais, observados os princípios da impessoalidade, da moralidade e da publicidade.

As receitas da EPE serão provenientes de contrato de prestação de serviço com o MME e deverão cobrir seus custos de funcionamento (pessoal, material, serviços e outros), bem como o custo dos estudos que deverá desenvolver.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Motivação

O fornecimento de energia elétrica ao consumidor cativo, por meio das concessionárias de serviço público de distribuição, é atividade regulada. Dentre os objetivos principais dessa atividade está o de assegurar suprimento de energia de modo confiável, isonômico e o mais econômico possível (modicidade tarifária).

A contratação da energia destinada a esse suprimento por meio de licitação representa atualmente o modo mais adequado de se atingirem esses objetivos, por ser transparente e por assegurar economia de escala e isonomia para os consumidores.

Proposta

Propõe-se criar uma instituição especializada – a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE - com os seguintes objetivos:

administrar a contratação de compra e venda de energia dos concessionários do serviço público de distribuição;

realizar leilões para compra de energia para os distribuidores, desde que autorizados pela Aneel; e,

exercer as atuais funções de contabilização e liquidação do MAE, nos dois ambientes de contratação, o ACR e o ACL.

A CCEE sucederá ao MAE, absorvendo suas funções atuais e incorporando todas as estruturas organizacionais e operacionais deste.

Características da Instituição

A Instituição deverá ser pessoa jurídica de direito privado sem fins lucrativos.

A estrutura de governança da CCEE será semelhante à do MAE. A principal diferença é que o Presidente do Conselho de Administração será indicado pelo MME, que passará a ter poder de veto nas deliberações que conflitarem com as políticas ou as diretrizes do Governo.

A CCEE apurará a tarifa de suprimento para os distribuidores a ser considerada pela ANEEL na formação das tarifas de fornecimento aos consumidores regulados.

O custeio da CCEE será coberto com a arrecadação de contribuições dos associados.

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE

Motivação

A segurança de suprimento, que é um dos objetivos básicos do novo modelo do Setor, requer ação contínua e permanente de monitoramento, a qual permitirá o encaminhamento tempestivo de ações preventivas de mínimo custo para o consumidor.

Dentre os eventos que podem afetar a segurança de suprimento e, portanto, devem ser monitorados, incluem-se, dentre outros, não-cumprimento do cronograma de construção de empreendimentos;

condições hidrológicas excepcionalmente adversas; e,

aumento imprevisto do consumo.

Proposta

Propõe-se instituir, no âmbito do MME, o CMSE, de caráter permanente, com a função de analisar a continuidade e a qualidade de suprimento num horizonte de cinco anos e propor medidas preventivas de mínimo custo para restaurar as condições adequadas de atendimento, incluindo ações no lado da demanda, da contratação de reserva conjuntural e outras.

Características do Comitê

O CMSE será coordenado pelo MME e terá a participação formal e permanente das seguintes instituições: EPE, CCEE, ONS e ANEEL.

A critério da coordenação, e para apreciação de assuntos específicos, poderão ser convidadas a participar outras instituições como, por exemplo, BNDES, ANA e IBAMA.

Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

Motivação

O ONS tem a atribuição de coordenar e controlar a operação do Sistema Interligado Nacional – SIN, visando à otimização energética ao menor custo operacional, com garantia dos padrões de segurança e qualidade, respeitando, também, os condicionantes impostos pelo uso múltiplo da água e pelas limitações associadas às instalações de geração e transmissão do SIN. Essas atribuições estão definidas na Lei nº 9.648/98 e regulamentadas no Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998.

A função desempenhada pelo ONS é parte integrante e necessária à prestação do serviço público de energia elétrica. Assim sendo, compete ao Poder Concedente regulamentar sua estrutura organizacional, bem como suas atividades operacionais, de forma a garantir que o desenvolvimento das ações do ONS seja efetuado com neutralidade, transparência, integridade, representatividade, flexibilidade e razoabilidade.

Nesse contexto, o ONS deve ser dotado de um sistema de governança com caráter independente. Essa condição é assegurada pela estabilidade do mandato de sua diretoria, que lhe confere autonomia perante os agentes, privados ou públicos.

Proposta

Propõe-se alterar a Lei nº 9.648/98, de forma a permitir a regulamentação do ONS pelo Poder Concedente, nos seguintes termos:

Ampliação e reforços da rede básica

Atualmente o ONS propõe à ANEEL as ampliações das instalações da rede básica, bem como os reforços dos sistemas existentes, a serem licitados ou autorizados;

Para que a expansão de médio e longo prazo do Sistema Eletro-energético possa considerar a proposta do ONS de ampliações e reforços das instalações da rede básica, o Operador deverá encaminhá-la ao MME. Esta proposta será então enviada à EPE, a fim de ser considerada nos estudos para o planejamento da expansão do Sistema. Após o processo de contestação pública, a EPE enviará os estudos ao MME, com vistas ao estabelecimento dos planos de expansão e ao encaminhamento à ANEEL para licitação.

Além disso, todas as regras para operação da rede básica deverão ser submetidas à aprovação da ANEEL.

Planejamento da Expansão do Setor Elétrico

O planejamento da expansão do Setor Elétrico compreenderá três etapas:

Planejamento de longo prazo, cobrindo horizonte não inferior a vinte anos, observando um ciclo de atividades quadrienal, em que se define o Plano de Expansão de Longo Prazo do Setor Elétrico - PELP, que estabelecerá as estratégias de expansão de longo prazo para o Setor, em termos de novas fontes de geração, de grandes troncos de transmissão e de desenvolvimento tecnológico e industrial para o País;

Planejamento de médio prazo, cobrindo horizonte não inferior a dez anos, observando um ciclo de atividades anual, em que se definem o Plano Decenal de Expansão dos Sistemas Elétricos – PDE e o Programa Determinativo de Expansão da Transmissão - PDET; e,

Monitoramento das condições de atendimento eletro-energético, cobrindo um horizonte de cinco anos, observando um ciclo permanente de atividades, em que se definem as providências para eventuais ajustes no programa de expansão em andamento.

Os estudos relativos às duas primeiras fases do planejamento setorial serão coordenados pela EPE. A etapa de monitoramento estará sob responsabilidade do CMSE.

Além da elaboração do PELP e do PDE, as atividades de planejamento incluirão estudos para implantação de empreendimentos hidrelétricos, desde a fase de inventário de bacias hidrográficas até a etapa de viabilidades técnica, energética, econômica e ambiental.

Os estudos a serem desenvolvidos pela EPE observarão os Procedimentos de Planejamento do Setor Elétrico, os quais serão submetidos à audiência pública e homologados pela ANEEL, a quem caberá fiscalizar e regular o cumprimento desses procedimentos.

Para conferir transparência ao processo de planejamento, deverão ser tornados públicos:

os critérios e os procedimentos básicos aplicados ao planejamento;

os documentos concernentes aos estudos de viabilidades técnica, energética, econômica e ambiental dos empreendimentos;

todos os modelos computacionais utilizados no planejamento; e,

todas as informações utilizadas no planejamento.

Os planejamentos da expansão e da operação, bem como as respectivas execuções, deverão estar integrados às políticas de uso da água impostas pelos comitês de bacias e pela ANA.

Plano de Expansão de Longo Prazo do Setor Elétrico – PELP

O objetivo do PELP é definir a estratégia de expansão do Sistema Elétrico, de forma harmônica e integrada com o planejamento energético de longo prazo (Matriz Energética).

Para compor o PELP, a EPE deverá realizar:

estudos de recursos energéticos e de prospecção tecnológica nas áreas de geração e transmissão, incluindo a possibilidade de importação de energia e/ou insumos energéticos;

estudos de mercado, com vistas a avaliar a evolução da demanda por energia elétrica, que justificará a expansão do Sistema;

estudos ambientais, visando avaliar eventuais restrições à expansão da oferta e indicar possíveis soluções; e,

estudos do Sistema Elétrico de Transmissão, com o objetivo de definir a estratégia de expansão da rede, especialmente dos grandes troncos de interligações regionais e das eventuais interligações internacionais.

No caso de aproveitamento de recursos hídricos, o PELP deverá indicar também a priorização dos estudos de inventário de bacias hidrográficas a serem desenvolvidos, bem como a necessidade de revisão ou atualização dos inventários já realizados.

Plano Decenal de Expansão dos Sistemas Elétricos – PDE

O PDE será elaborado tendo como referência o PELP e apresentará o ordenamento temporal, por mérito econômico, dos projetos de geração (hidrelétricas, termelétricas, fontes alternativas e importação de energia) e de transmissão (Rede Básica), considerando, dentre outros, blocos de co-geração e ofertas de gerenciamento de demanda e de eficiência energética.

Esse ordenamento deverá ser capaz de atender à demanda projetada, dentro de um critério de garantia pré-definido, ao mínimo custo global, respeitados os limites da legislação ambiental.

Para compor o PDE, serão realizados estudos de mercado, energéticos e elétricos, bem como avaliações ambientais correspondentes, com vistas à formulação de estratégias para expansão do Sistema no horizonte decenal.

No caso de aproveitamentos hidrelétricos, o PDE deverá indicar a priorização dos estudos de viabilidade a serem desenvolvidos, bem como a necessidade de revisão ou atualização daqueles já realizados.

Plano Determinativo da Expansão da Transmissão – PDET

O PDET será elaborado tendo como referência o PDE.

No PDET, apenas reforços alocados no horizonte de cinco anos exigirão providências de natureza executiva. Os demais configurarão indicação da expansão, a ser confirmada nas revisões posteriores do plano.

Na elaboração do PDET serão considerados os reforços e ampliações, na Rede Básica, identificados e propostos pelo ONS.

A EPE elaborará o PDET indicando os projetos de transmissão (expansão da rede básica) que, após aprovação do MME, serão encaminhados à ANEEL para licitação.

A EPE consolidará, ainda, o Programa Determinativo das Demais Instalações de Transmissão, a ser aprovado pelo MME, com indicação das obras a serem licitadas ou, quando for o caso, autorizadas pela ANEEL às empresas transmissoras.

Tanto o PDET como o Programa Determinativo das Demais Instalações de transmissão serão submetidos a um processo formal de audiência pública.

Contestação pública do planejamento

O processo de contestação pública se dará em dois momentos:

durante a elaboração dos planos, quando ocorre a contestação técnica; e,

durante a implementação do PDE, quando ocorre a contestação por preço.

Contestação técnica

O objetivo do processo de contestação técnica é permitir que todos os possíveis interessados, tais como concessionários, universidades, movimentos sociais, consumidores e investidores, tenham a oportunidade de se manifestar, visando contribuir sobre:

as premissas utilizadas nos estudos (por exemplo, crescimento da economia, previsão da demanda por energia);

a estratégia escolhida para a expansão do Sistema; e,

o plano de expansão propriamente dito (por exemplo, possibilidades de expansão da oferta não consideradas ou descartadas).

A contestação técnica será conduzida pela EPE e se dará, basicamente, por meio de mecanismos que assegurem a participação dos interessados. No processo de contestação, deverá ser garantido o acesso público às informações utilizadas na elaboração dos Planos.

A contestação técnica da metodologia e dos critérios aplicados nos estudos de planejamento será feita por meio de audiência pública, após a qual os Procedimentos de Planejamento do Setor Elétrico serão homologados pela ANEEL. Uma vez aprovados, tais procedimentos não serão objeto de contestação a cada ciclo.

Contestação por preço

A contestação por preço permite que projetos alternativos aos sugeridos pela EPE sejam apresentados por investidores no processo de licitação por menor tarifa. O objetivo é garantir a eficiência e a transparência do processo licitatório e da própria expansão do Sistema.

A contestação por preço se dará, portanto, quando da licitação dos blocos de energia a serem atendidos (expansão da carga).

Com o objetivo de aumentar a efetividade do processo de contestação por preço, o montante total de energia assegurada da lista de projetos indicada pela EPE para a licitação deverá exceder substancialmente à demanda prevista.

Licitações

Na realização da licitação de novos empreendimentos de geração a EPE:

consolida o mercado informado pelas concessionárias de distribuição em cada área, pelos consumidores livres e comercializadores;

estima para os projetos, hidrelétricos e térmicos, preços unitários de energia assegurada, em R\$/MWh.

propõe uma lista de projetos, por ordem crescente de mérito econômico, para o atendimento à expansão do consumo. Com o objetivo de aumentar a efetividade do processo de licitação, o montante total da energia assegurada da lista de projetos deverá exceder substancialmente a demanda prevista. Se justificado para obter a melhor relação entre custo e segurança, será estimada uma parcela de geração termelétrica que deverá ser contratada em complementação às hidrelétricas. Além disso, deverá ser considerada limitação de impacto tarifário como condicionante na definição da proporção térmica. A lista de projetos a licitar, além de compreender hidrelétricas e termelétricas (incluindo co-geração), poderá também contemplar fontes alternativas (PCH's, biomassa, eólica e outras) e importação de energia;

dá o suporte para o processo licitatório dos novos aproveitamentos de geração:

ordenamento das usinas por preço crescente, até que a energia assegurada total atenda à demanda total projetada;

cálculo do custo marginal de referência (custo da energia da última usina colocada), que será usado como "teto" para o cálculo da compensação que um gerador deve pagar, caso deseje usar uma parcela ou a totalidade da energia de uma usina hidrelétrica para uso próprio ou para comercialização no ACL, na condição de PIE.

sugere ao MME o tipo de contratação da energia no ACR (contrato de quantidade de energia ou contrato de energia disponível).

No processo de licitação o MME:

aprova a lista de usinas candidatas com as respectivas tarifas-teto, e a eventual parcela mínima obrigatória da energia destinada ao ACR, subdividida em listas diferenciadas pela tecnologia, sendo uma para geração hidrelétrica e outra para geração termelétrica;

aprova o preço marginal da energia;

determina valor da UBP (uso de bem público) a ser considerado no caso de concessão de hidrelétricas, mesmo na hipótese de concessão de prestação de serviço público;

especifica tipo de contrato: contrato de quantidade de energia e contrato de disponibilidade de energia.

Licitação propriamente dita

A ANEEL promove a licitação, caracterizada como segue:

critério de julgamento - menor preço global da energia assegurada ofertada ao ACR;

contrato de concessão ou autorização;

contrato de longo prazo para venda de energia ao pool (15 a 35 anos) e

modalidade contratual: contrato de disponibilidade de energia ou contrato de quantidade de energia.

Os proponentes apresentam propostas de preço de energia (R\$/MWh para a energia assegurada) para as usinas incluídas na lista de projetos e/ou para usinas alternativa às dessa lista.

O preço poderá ser calculado pelo ofertante como segue:

Contrato de energia disponível. Os licitantes propõem tarifas (R\$/MWh para a energia assegurada) pela energia disponível do projeto (hidrelétrico ou termelétrico). As informações complementares para o cálculo desse preço unitário, tais como o fator de ajuste para perdas (AJP), o valor esperado do custo operativo (COT) e a energia assegurada das usinas térmicas (EAT) serão extraídos de tabelas preparadas com antecedência pela EPE e publicadas com antecedência à licitação;

Contrato de quantidade de energia - os proponentes oferecem uma tarifa (R\$/MWh) para cada projeto. O montante de energia (MWh/ano) a ser contratado, no caso de hidrelétricas, será igual ao certificado de energia assegurada emitido pela ANEEL. No caso das termelétricas, o montante de energia a ser contratado será igual à energia assegurada EA, calculado e publicado com antecedência como descrito no item anterior.

A contratação de usinas hidrelétricas ou termelétricas será sempre realizada em ordem crescente dos respectivos preços unitários, até atender à demanda licitada. No caso de ser econômico incluir uma parcela térmica, a contratação será efetuada a partir de listas separadas.

A ANEEL, uma vez apurados os preços unitários,

- (a) determina a oferta de menor preço para cada usina;
- (b) ordena as usinas que tiveram oferta, sejam pertencentes ou não à lista sugerida pelo MME, por tarifa ofertada crescente;
- (c) seleciona as usinas cuja energia assegurada total ofertada para o ACR atenda à demanda licitada;
- (d) divulga os proponentes das usinas selecionadas vencedores da licitação.

O MME outorgará aos vencedores da licitação para novos empreendimentos:

concessão de prestação de serviço público ou de uso de bem público, no caso de hidrelétricas, pelo prazo de concessão de até 35 anos;

autorização ou concessão, no caso de termelétricas, pelo prazo de até 30 anos.

Compensação pelo uso da energia hidráulica fora do pool

O vencedor de uma licitação poderá destinar parte da energia assegurada de uma hidrelétrica para uso próprio e/ou comercialização no ACL, obedecidas as seguintes condições:

o agente declara, junto com a oferta de preço, a fração da energia assegurada da usina destinada para uso próprio e/ou venda no ACL;

o agente ganha a licitação por menor oferta de preço para a usina desejada;

o agente compensa os consumidores com tarifa regulada, por meio de pagamento anual pela fração da energia assegurada da usina que deseja usar para consumo próprio e/ou venda no ACL.

Formalização dos contratos

A CCEE calculará o preço médio da energia vendida ao pool (VL5 e VL3) e formalizará os contratos entre os geradores vencedores da licitação e o conjunto de distribuidores (pool), com prazo de 15 a 35 anos e início de entrega de energia em 5 anos ou em 3 anos.

O vencedor da licitação poderá destinar parte da energia assegurada da usina para uso próprio ou para comercialização no ACL.

(re)Licitação da concessão de usinas hidrelétricas em operação

No caso de não-prorrogação da concessão de uma usina hidrelétrica, a ANEEL conduzirá a licitação para novo contrato de concessão com, no máximo, um ano de antecedência da data em que expira a concessão vigente.

O critério de seleção será o de menor preço da energia assegurada proposto para o ACR pelo licitante, para contratos com duração máxima de 20 anos, a partir de um teto pré-definido.

Contratação da Energia

Aspectos gerais

As contratações no ACR e no ACL deverão observar as regras e os procedimentos específicos. A princípio, as regras para registro de contratos e contabilização e liquidação de diferenças contratuais permanecem inalteradas.

O modelo de contratação dos serviços de geração apresentado a seguir se refere ao sistema interligado e ao ACR.

A contratação regular no ACR será formalizada em contratos bilaterais entre cada gerador e cada distribuidor, e os pagamentos deles decorrentes serão efetuados diretamente entre as partes, sem interferência da CCEE.

A única exceção a essa regra será a Usina de Itaipu, cuja energia permanecerá sendo comercializada pela ELETROBRÁS, apenas, para os distribuidores das regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul.

O suprimento contratado no ACR implica, conseqüentemente, uma tarifa de referência (média) única para o pool. Contudo, as tarifas de aplicação para cada distribuidora poderão ser diferentes em função das características específicas da demanda de cada concessionária.

As tarifas serão publicadas até o final do exercício anterior ao de sua aplicação e deverão ser previstos mecanismos de compensação (CVA) que permitam minimizar os efeitos financeiros da não-coincidência entre a data de reajuste da tarifa de suprimento (associada a leilões e licitações de compra de energia) com as datas de reajuste tarifário dos distribuidores (fixadas nos respectivos contratos de concessão).

Contratação no ACR

Estão previstos três tipos básicos de contratação no pool:

contratação de nova geração;

contratação de geração existente;

contratação de ajuste.

Contratação de nova geração

A expansão da carga será atendida por geração nova e será implementada por licitações com cinco e três anos de antecedência, em relação ao ano de realização do mercado. O objetivo é permitir que os distribuidores gerenciem de forma eficiente as incertezas relacionadas à evolução da demanda.

A energia de novos empreendimentos de geração poderá ser contratada no ACR, assegurando aos geradores uma receita pela contratação, mediante duas modalidades contratuais, a critério do MME:

contratos de quantidade de energia – iguais aos atualmente chamados contratos bilaterais de energia e aos contratos Iniciais, nos quais os riscos (ônus e bônus) da operação energética integrada são assumidos totalmente pelos geradores, arcando eles com todos os custos referentes ao fornecimento da energia contratada;

contratos de disponibilidade de energia – nos quais tanto os riscos, como os ônus e os benefícios da variação de produção em relação à energia assegurada (“placa”), são alocados ao pool e repassados aos consumidores regulados.

Contratação com cinco anos de antecedência (A-5)

O volume de energia a ser contratado será informado pelos distribuidores.

A contratação de energia pelo pool será feita por meio de licitação, a ser conduzida pela ANEEL, com preço teto definido pelo MME, com base em estudos da EPE.

Os contratos com o pool (PPAs) terão duração de 15 a 35 anos e o início de suprimento, em 5 anos.

O repasse de preço às tarifas será integral em todo o prazo contratual para os volumes contratados em A-5. No entanto, prevê-se a aplicação de mecanismo de incentivo nos três primeiros anos de suprimento de energia.

Contratação com três anos de antecedência (A-3)

O processo de contratação de energia, o de outorga de contratos de concessão, o mecanismo de repasse de preço (com incentivo) à tarifa e o elenco de projetos a licitar para contratação em A-3 são os mesmos da contratação anterior.

O preço teto será fixado levando em conta os projetos com prazo de maturação não superior a três anos.

O volume de energia assegurada a ser contratado pelo pool será limitado a 3% da carga de cada distribuidora, medida em A-5, ou a proporção a ser definida pela regulamentação, considerando as características da carga de cada concessionária.

Incentivo à contratação em A-5

Nos três primeiros anos de suprimento, os distribuidores repassam às tarifas de fornecimento um **valor de referência** (VR), aplicado ao montante adquirido em cada contratação regular, calculado levando em consideração a seguinte média ponderada:

$$\mathbf{VR = [VL5 * Q5 + VL3 * Q3] / [Q5 + Q3]}$$

em que VL5, VL3, Q5 e Q3 são respectivamente os valores médios de aquisição de energia e as quantidades adquiridas nas licitações com 5 e 3 anos de antecedência.

Nos três primeiros anos de suprimento, os distribuidores pagam o preço obtido em leilão para cada bloco de energia (VL5 e VL3) aplicado ao respectivo montante contratado.

O VR, que será publicado pela ANEEL, representa o preço que resulta dos montantes contratados pelo conjunto dos distribuidores e terá os seguintes sinais de estímulo:

se a tarifa média ponderada de uma distribuidora for inferior ao VR, a diferença entre VR e sua tarifa média constituirá um ganho, por três anos;

se a tarifa média ponderada da distribuidora for superior a VR, a diferença entre sua tarifa média e o VR não poderá ser repassada por três anos.

Observa-se que, como o repasse ao consumidor será sempre efetivado pelo valor médio ponderado da compra em A-5 e A-3, representando apenas uma transferência entre distribuidores, a aplicação do citado mecanismo de incentivo não implica aumento de tarifa.

Nos anos seguintes ao terceiro ano de suprimento, os distribuidores repassam às tarifas do pool o preço efetivamente obtido nos leilões, aplicado ao montante adquirido em cada contratação regular.

Contratação de ajuste

O atendimento a necessidades superiores aos limites fixados para aquisição com três anos de antecedência será feito por contratos bilaterais de ajuste.

Esta contratação bilateral será realizada por meio de leilão público, com antecedência de até dois anos, autorizado pela Aneel, exclusivo da(s) distribuidora(s) com parcela de mercado não coberto pela contratação em A-3.

Os contratos bilaterais assim estabelecidos serão específicos de cada distribuidora e terão duração máxima de dois anos.

O repasse dos preços desses contratos às tarifas de fornecimento será pelo valor mínimo, entre o preço contratado e o VR calculado no ano corrente (função dos preços VL5 e VL3 efetivamente aplicáveis à energia entregue no ano corrente).

Contratação da geração existente

Esta contratação visa atender à carga existente das concessionárias e será feita por meio de leilões.

A contratação será na modalidade “contratos de quantidade de energia”, em que a cobertura dos custos operacionais e o gerenciamento dos riscos da operação energética ficam sob a responsabilidade dos geradores contratados.

Os contratos terão no mínimo 3 e no máximo 15 anos de duração, para início de suprimento em janeiro do ano seguinte ao do leilão.

Nesta contratação, os preços obtidos nos leilões serão integralmente repassados à tarifa.

Gerenciamento do risco de mercado pelos distribuidores

Como visto nos itens anteriores, os distribuidores dispõem dos seguintes instrumentos de gerência de risco:

estratégia de contratação de energia (A-5 e A-3);

contratação de ajuste a partir de A-2;

ajuste nos contratos com geradores existentes a cada licitação anual.

Além desses instrumentos, haverá anualmente a possibilidade de rateio de sobras e déficits de energia contratados pelos distribuidores no âmbito do pool, o que equivale a ceder/receber excedentes de energia contratada **sem ônus financeiro**. Nesse caso, a entrega ou o recebimento de excedentes de energia contratada será efetivada em MWh, sem que sejam alterados os compromissos de pagamentos/recebimentos decorrentes do mecanismo de incentivo anteriormente definido.

Cláusula de risco nos contratos

Os contratos de quantidade de energia do ACR deverão ter cláusulas de ajuste dos volumes contratados em caso de racionamento, na mesma proporção da redução de consumo decretada pelo Poder Concedente, ou ainda pelo valor medido. O regulamento específico será definido posteriormente.

Contratação no ACL

No ACL os contratos podem ser livremente pactuados entre os agentes, definindo-se preços, prazos, volumes e cláusulas de hedge a critério dos próprios interessados. Ressalta-se, no entanto, que concessionárias de geração estatais e concessionárias de distribuição, mesmo quando contratando no ACL, deverão promover necessariamente um processo de leilão público, cujos editais, incluindo os contratos, serão previamente aprovados pela Aneel.

Cada distribuidor estará obrigado a firmar um Contrato de Comercialização de **Energia no Ambiente Regulado (CCEAR)** com cada gerador que estiver fazendo o suprimento de energia para o pool, tendo a CCEE como interveniente. Estes contratos, juntamente com os contratos iniciais, bilaterais vigentes e os de ajuste, deverão garantir o atendimento a 100% do mercado previsto pelos distribuidores, individualmente considerados.

O CCEAR deverá prever como uma das obrigações a constituição e a manutenção de garantia pelo distribuidor. O respectivo Contrato de Constituição de Garantias (CCG) deverá ser assinado na mesma data de assinatura do CCEAR.

O CCG regeerá principalmente a forma pela qual poderão ser executadas as garantias em caso de inadimplemento por parte do distribuidor.

Todos os dados referentes à contratação no pool serão públicos, em especial aqueles relativos a quantidades contratadas; tarifas praticadas para cada distribuidor; prazos dos contratos; inadimplências e desvios de mercado.

Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR)

Este contrato está pautado nos seguintes termos:

- partes: será celebrado por gerador que fizer suprimento de energia ao ACR com cada um dos distribuidores, tendo a CCEE como interveniente;
- objeto: este contrato definirá, dentre outros aspectos,
 - a modalidade de contratação da energia dos geradores;
 - a receita anual do gerador e
 - as condições de administração dos contratos, de cobrança e liquidação dos valores a serem pagos ou recebidos;
- pagamento:
 - o gerador terá direito de receber mensalmente, a partir do início de vigência do contrato, um duodécimo da parcela de sua receita anual que couber à distribuidora signatária;
 - a receita anual será a resultante dos processos licitatórios que o gerador tenha vencido para venda de energia no âmbito do ACR;
 - a CCEE apurará anualmente a parcela da receita atribuída a cada um dos distribuidores do ACR.
- vigência:
 - para as usinas existentes - três a quinze anos;
 - para as novas usinas - 15 a 35 anos.
- direitos e deveres das partes
 - no caso de contratos por quantidade de energia, o comprador terá direito a determinado montante de energia, a ser abatido da energia alocada ao gerador no CCEE em cada período de apuração, de acordo com as regras e os procedimentos do CCEE e as cláusulas específicas do contrato;
 - no caso de contratos por disponibilidade de energia, o comprador terá direito à parcela da energia alocada ao gerador, proporcional ao montante contratado, de acordo com as regras e os procedimentos do CCEE e as cláusulas específicas do contrato;
- penalidades:

- penalidades por indisponibilidade e desvio de geração em relação aos índices de desempenho estabelecidos pela ANEEL;
- penalidades por eventual inadimplência do distribuidor;
- garantias:
 - serão bilaterais e constituídas fundamentalmente por recebíveis da distribuidora, convencionados pelo CCG.
- solução de controvérsias:
 - haverá instância de conciliação mediada pela CCEE;
 - os recursos de decisões administrativas da CCEE deverão ser solucionados pela ANEEL;
 - será constituída Câmara de Arbitragem para solução de conflitos de comercialização;
 - caberá à esfera judicial o exame de matéria regulatória e conflitos sobre direitos indisponíveis.

Contrato de Constituição de Garantias (CCG)

Este contrato está pautado nos seguintes termos:

- partes: será firmado entre cada agente de distribuição e agentes de geração, com interveniência da CCEE, e uma ou mais instituições financeiras, sendo uma delas o banco gestor das garantias;
- objeto: estabelecer garantias e seu mecanismo de acionamento, visando ao fiel cumprimento dos pagamentos avençados no CEAR;
- mecanismo de garantia:
 - liquidação bilateral, podendo ser centralizada;
 - cada distribuidor indica seu banco gestor;
 - a inadimplência e as eventuais inadimplências serão bilaterais;
 - o gerador informará à CCEE a inadimplência do distribuidor;
 - a CCEE dará o comando ao banco gestor para acionar o Mecanismo de Garantias;
 - o banco gestor bloqueará os recursos na conta vinculada e as demais contas arrecadoras do distribuidor inadimplente;
 - os valores ingressados pelo Mecanismo de Garantias serão depositados na conta do gerador credor;
 - o mecanismo somente cessará quando for quitada a inadimplência.

Garantias Complementares

Serão constituídas por ativos financeiros a serem aportados pelo Distribuidor no Banco Gestor. Estas garantias serão acionadas depois de decorridos alguns dias (p.ex. 5) da data prevista para o pagamento da fatura, caso os recursos canalizados para a conta

especial sejam insuficientes para a liquidação integral do débito. Somente neste caso, o banco gestor acionará as garantias complementares.

Garantias alternativas

Para contratos de pequeno valor e a critério do gerador, poderá ser adotada a fiança bancária, ou mecanismo similar de garantias, em substituição à obrigação de celebrar o contrato de constituição de garantias.

7.1.1.1.1 Contabilização e Liquidação de Diferenças Contratuais

7.1.1.2 Aspectos gerais

Todas as diferenças contratuais serão contabilizadas e liquidadas na CCEE.

Todo e qualquer contrato de compra e venda de energia, seja entre geradores e distribuidores, seja entre geradores e comercializadores e/ou consumidores livres, deverá estar registrado na CCEE.

A liquidação se fará ex-post, no máximo em base mensal, sempre ao preço de **liquidação** de diferenças – **PLD**.

Preço de Liquidação de Diferenças (PLD)

O PLD será calculado e publicado pela CCEE com periodicidade máxima semanal.

O PLD terá como base o custo marginal de operação, limitado por preços mínimo e máximo.

O valor máximo do PLD (“teto”) será definido com base no custo variável de operação da geração térmica mais cara disponível para participante do despacho centralizado.

O valor mínimo do PLD (“piso”) será estabelecido pela ANEEL, contemplando os custos da operação e a manutenção das usinas hidrelétricas e as compensações financeiras pelo uso dos recursos hídricos.

Desvios na contratação dos distribuidores

Para efeito de contabilização e liquidação, as diferenças contratuais serão valoradas ao PLD e liquidadas mensalmente.

A despeito da contabilização e da liquidação serem realizadas em base mensal, os ganhos, as perdas e as penalidades decorrentes dos desvios contratuais dos

distribuidores serão objeto de conciliação anual, de modo a levar em conta os efeitos da sazonalidade do consumo, bem como as variações intra-anuais atípicas que possam se compensar. Esta conciliação será de responsabilidade da CCEE.

Para efeito de aplicação de penalidades, os distribuidores deverão comprovar contratação de 100% de seu mercado medido, em base anual.

Quando a distribuidora estiver sobrecontratada, a liquidação das diferenças produzirá ganhos ou perdas de receita, caso o PLD mensal seja maior ou menor que o preço de aquisição no pool (contratos), respectivamente. A apropriação desses ganhos e perdas observará:

- até 3% de sobrecontratação;
 - ganhos serão apropriados pela distribuidora e
 - perdas serão repassadas ao consumidor (tarifa) no ano seguinte;
- além de 3% de sobrecontratação;
 - ganhos serão apropriados pela distribuidora, mas
 - perdas também serão absorvidas pela distribuidora.

Para efeito de conciliação anual, deve-se considerar,

- quando a distribuidora estiver subcontratada (exposição no curto prazo), será permitido repasse à tarifa (ano seguinte) do valor mínimo entre PLD_{mín} (custo da aquisição no curto prazo em base anual) e o VR;
- nesse caso, adicionalmente, que a distribuidora pagará penalidade calculada com base na expressão:

$$p = [VR - PLD_{mim}] * Qd$$

onde Qd é a quantidade descontratada em base anual.

Os resultados da aplicação de penalidades serão revertidos para a modicidade tarifária no ACR.

Desvios na contratação dos comercializadores e dos consumidores livres

Para efeito de contabilização e liquidação, as diferenças contratuais serão valoradas ao PLD e liquidadas mensalmente.

A aplicação de penalidade incidirá quando os comercializadores e os consumidores livres não comprovarem contratação de 100% de seu consumo medido, em base anual.

Quando houver subcontratação, o agente pagará uma penalidade baseada no máximo entre PLD e a tarifa VR vigente no ACR.

Quando houver sobrecontratação, a diferença será valorada pelo PLD.

Os montantes resultantes de aplicação de penalidades serão revertidos para a modicidade tarifária no ACR.

Desvios na contratação dos geradores

Os geradores somente poderão contratar até o limite da energia assegurada atribuída à(s) sua(s) usina(s).

Se o gerador tiver um contrato de quantidade de energia, a liquidação das diferenças entre o montante contratado e a energia gerada no caso das térmicas, ou o crédito de energia, após a aplicação do MRE, para as hidrelétricas, será baseada no PLD.

Se o gerador tiver um contrato de disponibilidade de energia, não haverá liquidação de diferenças para o gerador, pois o resultado líquido da contabilização das diferenças de todos os geradores contratados nessa modalidade será alocado ao pool, para repasse aos consumidores regulados.

Garantia de atendimento a ponta de carga

A EPE deverá desenvolver estudos sobre a capacidade de atendimento ao consumo máximo ("ponta") do Sistema e propor ao MME mecanismos de incentivo aos investimentos que produzam oferta de capacidade adequada.

Desverticalização

Motivação

A desverticalização das atividades setoriais apresenta os seguintes convenientes:

- preserva a identidade de cada concessão e a da própria atividade;
- evita qualquer contaminação na formação dos custos e da própria base de remuneração de cada atividade de serviço público;
- proporciona transparência da gestão de cada atividade, permitindo ao mercado e à sociedade o pleno conhecimento dos resultados da concessão;
- permite a identificação da "Base de Remuneração" de cada atividade ou concessão;
- evita que os recursos de uma atividade de serviço público sejam utilizados em atividades competitivas ou em outras, comprometendo a expansão e a melhoria da prestação do serviço concedido;

- evita que captações de recursos, com finalidade de financiar uma atividade de serviço público, comprometam captações necessárias a outras atividades de serviço público, exercidas conjuntamente.

A atividade de geração constitui-se como atividade competitiva.

As atividades de transmissão e distribuição, monopólio natural no atual estágio de desenvolvimento tecnológico, revestem-se claramente de caráter de serviço público.

A formação de preços para o pool , relacionada unicamente com as atividades de geração e transmissão, feita a partir de licitações e leilões, de forma competitiva, minimiza a questão de transferência de custos de uma atividade para outra.

Na atividade de distribuição, a tarifa está influenciada pela "Base de Remuneração".

O conceito de pool exige que todos os distribuidores venham a ter, em conjunto, um portfólio de contratos de geração igual, para que todos os consumidores regulados do País tenham acesso ao mesmo conjunto de geradores de energia em benefício da modicidade tarifária, com exceção apenas dos sistemas isolados.

Proposta

Concessionárias de serviço público não poderão exercer atividades atípicas ao Setor Elétrico, exceto em casos específicos aprovados pela ANEEL.

Concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição não poderão exercer atividades de geração, transmissão e comercialização a consumidores livres. A única exceção a essa regra será a atividade de geração por meio de geração distribuída de pequeno porte, na modalidade de serviço público, para destinação exclusiva ao mercado consumidor próprio.

Geradores

Aspectos gerais

A atividade de geração é competitiva. Todos os geradores poderão vender energia tanto no ACR quanto no ACL.

Como mencionado, existirão dois tipos básicos de contratos para a venda da energia dos geradores, diferenciados pela alocação do risco do suprimento de energia (risco hidrológico e de uso dos reservatórios para compensar atraso de obras, variação na carga etc.):

- **contratos de quantidade de energia**, em que o risco corre por conta do gerador;
- **contratos de disponibilidade de energia**, em que o risco é totalmente transferido ao comprador.

Impactos financeiros decorrentes de desempenho insatisfatório dos geradores, tais como atraso de obras, saídas além dos padrões permitidos, dentre outras, deverão ter penalidades associadas.

Adicionalmente, a ANEEL deverá estabelecer padrões de qualidade para os geradores conectados aos sistemas. Esses padrões devem induzir a uma redução progressiva das indisponibilidades dos geradores.

7.1.1.3 Caracterização dos geradores

Geradores podem ser

- **Concessionários de Serviço Público de Geração – CSPG;**
- **Produtores Independentes de Energia Elétrica – PIE;**
- **Autoprodutores;**

Empresas Estatais somente poderão vender sua energia por processos transparentes, isonômicos e impessoais como, por exemplo, licitações públicas (leilões de venda ou de compra dos distribuidores e consumidores livres). PIE comercializam energia por sua conta e risco.

Geradores (CSPG e PIE) poderão vender energia para

- conjunto de distribuidores, no ACR, mediante licitação, por meio da CCEE, com vistas à contratação regular;
- comprador individual, por intermédio de leilão público de compra operacionalizado pela CCEE, com vistas à contratação regular de ajuste;
- constituição de reserva;
- consumidores livres;
- comercializadores, para atendimento a consumidores livres;
- consumidores regulados (atendidos por concessionárias de distribuição), desde que integrantes de complexo industrial ou comercial, aos quais o gerador também forneça vapor oriundo de processo de co-geração;
- exportação, dependendo de autorização do Poder Concedente e de registro das operações na CCEE.

Geradores hidrelétricos

A geração hidrelétrica depende de concessão de uso de bem público, outorgada pelo Poder Concedente, sempre precedida de licitação, ou de autorização, em função do porte da usina.

Todo contrato de concessão de usinas hidrelétricas poderá ser prorrogado, a critério do Poder Concedente, por prazo não superior a 20 anos.

Para garantir a operação energética otimizada, é mantido o Mecanismo de Realocação **de** Energia – MRE pelo qual a cada usina é alocada uma quantidade de energia, calculada em função da energia assegurada e do despacho ótimo.

A energia alocada será a base para a liquidação dos contratos dos geradores hidrelétricos.

Na modalidade de contratos de quantidade de energia, o risco da exposição é do gerador. Na modalidade de disponibilidade de energia, o risco é do comprador, isto é, a gestão da exposição no mercado de liquidação de diferenças contratuais (curto prazo) é de responsabilidade dos próprios compradores (pool, comercializador ou consumidor livre).

Geradores termelétricos

Contratação na modalidade de Quantidade de Energia

O gerador termelétrico adquirirá o combustível necessário à sua operação e arcará com todos os custos variáveis de sua operação. Por sua vez, os ganhos decorrentes da operação em complementação térmica serão apropriados pelo gerador.

O gerador termelétrico deverá declarar mensalmente

- o seu grau de flexibilidade operativa; e
- o seu custo de geração.

Dentro dos limites da flexibilidade declarada, o gerador térmico será despachado por ordem de mérito econômico.

Contratação na modalidade de Disponibilidade de Energia

Neste caso os custos variáveis de operação serão alocados aos consumidores. Para tanto, dever-se-á realizar anualmente estimativa desses custos, que será repassada às tarifas.

Desvios nos gastos, em relação às estimativas, serão registrados em contas gráficas de titularidade dos geradores, contratados nesta modalidade, para repasse às tarifas no exercício seguinte.

Outros geradores

Outras fontes de geração de pequeno porte (pequenas centrais hidrelétricas, fontes alternativas, cogeração) disputam o mercado de acordo com sua competitividade, observadas as disposições específicas da política energética nacional.

A compra de energia de outras fontes de geração, não despachadas centralizadamente, poderá ser feita

- diretamente por distribuidores, quando conectadas na sua rede de distribuição, comercializadores ou consumidores livres;
- por distribuidores no ACR, pelos leilões da CCEE.

Contratação entre geradores

Geradores poderão contratar energia com outros geradores para administrar seu risco de exposição no mercado de curto prazo.

Empresas estatais somente poderão comprar esta energia mediante processo licitatório (leilão).

O total da quantidade de energia vendida nos contratos realizados pelos geradores deve ser igual ao total da energia assegurada destes.

Geradores que participam do despacho centralizado para garantir a operação interligada, deverão ter dispositivo "contratual" adequado de forma a permitir cobertura dos fluxos financeiros decorrentes

- da otimização energética e
- da indisponibilidade de geração dentro dos parâmetros estabelecidos pela ANEEL.

Limitação do risco dos geradores hidrelétricos

Em situação hidrológica adversa, o valor teto definido para o PLD funcionará como proteção à exposição dos geradores ao mercado de curto prazo.

Além disso, como explicitado no item 5.2.5, quando decretado racionamento, todos os contratos de compra e venda de energia, registrados na CCEE, deverão ter seus volumes ajustados na mesma proporção da redução de consumo decretada pelo Poder

Concedente, ou ajustados aos valores efetivamente medidos, conforme a competente regulação a ser elaborada.

Distribuidores

A atividade de distribuição passa a ser orientada para o serviço de rede e de venda de energia somente a consumidores com tarifas e demais condições de fornecimento reguladas pela ANEEL.

Os distribuidores não poderão comercializar energia para consumidores livres, a não ser em condições totalmente reguladas. Para consumidores livres que optarem por outros fornecedores, terão a função de provedores de rede e, por esse serviço, receberão valores definidos nas Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

Não será admitido compartilhamento de barramentos de subestações, seja de transmissão seja de distribuição. As conexões nas subestações (bays de conexão), necessárias às novas ligações ao Sistema, serão de responsabilidade:

- do proprietário da subestação, no aspecto técnico;
- do acessante, no que diz respeito aos custos de conexão.

Self-dealing

A partir do início da implantação do novo Modelo, mesmo na vigência dos atuais contratos de concessão que contemplam o self-dealing, as atividades de geração e distribuição deverão ser segregadas, devendo os distribuidores constituir empresas próprias para abrigar essas unidades, estabelecendo contratos bilaterais que cubram o período hoje abrangido pelo contrato de self-dealing vigente.

Ao fim desses contratos, não será mais admitido que distribuidores detenham geração para atendimento próprio (self-dealing), permitindo-se contratos de compra e venda de energia entre partes relacionadas, apenas quando decorrentes de processo de contratação via CCEE.

Geração distribuída

Será admitida a aquisição de geração descentralizada de pequeno porte diretamente pelos distribuidores, desde que a unidade geradora esteja integrada à sua rede, podendo esta ser própria (distribuidores de até 300 GWh) ou pertencente a terceiros. A ANEEL definirá parâmetros e limites para esses casos.

A compra de geração distribuída será prerrogativa da distribuidora.

Os custos evitados na transmissão e na distribuição, incluindo redução de perdas, deverão ser suficientes para compensar eventuais diferenças na tarifa de suprimento do distribuidor, tomando como referência para repasse a tarifa da última licitação de geração novos empreendimentos ocorrida no âmbito do ACR.

Os contratos de back-up necessários à geração distribuída serão feitos com os distribuidores. Estes contratos, quando exercidos,

- serão faturados ao gerador distribuído, tendo por base o PLD, contemplando encargos e impostos associados;
- este fornecimento não será considerado no cálculo da exposição da distribuidora na contabilização e na liquidação da CCEE.

Será facultado ao titular da geração distribuída contratar back up diretamente com outros geradores.

Tarifas

Fica mantida a atual metodologia de cálculo tarifário dos distribuidores, utilizada pela ANEEL, que define a estrutura da tarifa com base nos custos marginais de fornecimento.

A ANEEL deverá disponibilizar e publicar as tarifas e os dados utilizados na sua definição considerando as tarifas com e sem eventuais subsídios cruzados.

Consumidores cativos com demanda maior que 1 MW deverão assinar com os distribuidores contratos de consumo de energia pelo prazo mínimo de 1 ano, com recontração anual. Esse contrato deverá prever multa por ultrapassagem em termos de consumo e demanda.

As faturas de energia para os consumidores cativos deverão, necessariamente, discriminar as parcelas relativas à compra de energia, ao uso de transmissão e distribuição, aos encargos e aos impostos.

A tarifa de suprimento do pool será o valor unitário que o conjunto de distribuidores pagará pela compra de energia adquirida no pool pela CCEE (**tarifa de referência - TR**).

As tarifas que serão aplicadas a cada concessionária individualmente poderão refletir políticas públicas, explicitamente definidas, alterando o custo da parcela de geração entre os diversos distribuidores.

Pode-se dizer, então, que existirá

- uma tarifa de referência que representa a média de todas as compras de energia efetuadas no âmbito do pool; e
- uma tarifa de aplicação, que representa o custo unitário que cada distribuidor irá pagar pela energia comprada no âmbito do pool. A relatividade entre as tarifas de aplicação será definida pelo MME.

Será garantido o repasse integral ao consumidor final da tarifa de aplicação associada ao suprimento. Além disso, considerando que as datas de reajuste tarifário são diferentes para cada concessionário, prevê-se a instituição de mecanismo que assegure efeito econômico equivalente a todos os distribuidores, independentemente da data de reajuste tarifário.

A tarifa de aplicação será ajustada anualmente levando-se em conta

- o reajuste previsto para a receita anual relativa aos contratos da CCEE;
- a incorporação de novos geradores e mercados;
- os excedentes ou os déficits financeiros eventualmente gerados no processo de contabilização e liquidação das diferenças contratuais do ano anterior;
- a variação dos custos operativos previstos no planejamento da operação no ano anterior;
- a variação no custo estimado para as perdas de transmissão imputado aos geradores do pool (contratados de energia nominal) e
- outros excedentes financeiros eventualmente gerados pela operação otimizada do Sistema.

Exposição do pool

A contratação de geração por disponibilidade de energia (usinas novas) pode gerar situações de exposição do pool relativamente a essas contratações. Nesse caso, a cobertura financeira dessa exposição é feita inicialmente pelo gerador assim contratado, registrando-se a geração e realizando-se sua compensação (de forma a recompor a receita assegurada do gerador) no exercício seguinte, mediante conta gráfica de titularidade desse gerador.

Consumidores Livres

Consumidores com carga igual ou superior a 3.000 kW, atendidos em qualquer nível de tensão, são considerados consumidores livres e poderão optar entre:

- continuar sendo atendidos pelo distribuidor local;
- comprar energia diretamente de um produtor independente; ou
- comprar energia por meio de um comercializador.

A contratação livremente negociada nas duas últimas opções pode abranger toda ou parte da carga do consumidor, vedada a possibilidade de transferência de carga entre as instalações de medição correspondentes aos contratos regulados e livremente negociados. A regulação específica deverá ser editada pela ANEEL.

Os prazos para consumidores migrarem para o ACL são os seguintes:

- demanda máxima de 3 a 5 MW: 1 ano;
- demanda máxima de 5 a 10 MW: 2 anos;
- demanda máxima acima de 10 MW: 3 anos.

Prazo de liberação menor deverá ser objeto de negociação direta entre consumidor e distribuidor, garantida ao distribuidor a prerrogativa de aceitar ou não o pedido de migração.

O retorno à condição de consumidor com contrato regulado com o distribuidor deverá ser solicitado com antecedência mínima de 5 anos. Antecedência menor deverá ser objeto de negociação direta entre consumidor e distribuidor, garantida ao distribuidor a prerrogativa de aceitar ou rejeitar o pedido de migração.

A condição de consumidor livre enseja a celebração de contratos de uso do sistema de transmissão e de distribuição e de contratos de conexão, garantido o livre acesso a esses sistemas. Em qualquer caso, o contrato de uso deverá ser de, no mínimo, 3 MW.

A condição de consumidor livre não desobrigará o consumidor dos encargos referentes à CCC do sistema isolado e dos outros encargos de caráter sistêmico (RGR, CDE, taxa de fiscalização da ANEEL, contratação da reserva conjuntural de energia etc.).

Caso um consumidor livre tenha seu contrato de compra de energia (com um gerador ou um comercializador) expirado e a renovação, ou o novo contrato, não tenha sido providenciado, deve ser aplicada a penalização prevista por subcontratação. Na parcela relativa à liquidação no mercado de curto prazo, o pagamento deverá ser efetivado por meio da distribuidora que fornece o serviço de rede (que é membro da CCEE), a qual repassará ao consumidor livre o valor pago acrescido dos encargos (acréscimo de perdas na rede básica, por exemplo) e dos impostos associados. Já a penalização prevista por exposição ao mercado de curto prazo deverá ser paga diretamente pelo próprio consumidor livre.

Comercializadores

Os comercializadores poderão desempenhar as seguintes atividades:

- comprar e vender energia de geradores;
- comercializar energia com consumidores livres;

- comercializar energia com concessionárias de distribuição, em contratos com duração não superior a dois anos, participando dos leilões promovidos pela CCEE (contratação de ajuste dos distribuidores);
- representar geradores nos leilões de mercado do pool.

Os comercializadores poderão representar geradores nos leilões de mercado do pool nas seguintes condições:

- as ofertas de venda de parte do mercado deverão estar lastreadas por energia assegurada de empreendimentos específicos;
- as plantas relacionadas não poderão servir de lastro para nenhuma outra transação do comercializador."

ANEXO III

Principais Leis e Decretos do novo Marco Regulatório do Setor Elétrico

Leis

10 847-15/03/2004-autoriza criação da Empresa de Pesquisa Energética.

10 848-15/03/2004-dispõe sobre a comercialização de energia elétrica.

Decretos

5 081-Operação do sistema(ONS)-14/05/2004.

5 163-Comercialização e outorgas-30/07/2004.

5 175-Monitoramento (CMSE)-09/08/2004.

5 177-Operação do mercado(CCEE)-12/08/2004.

5 184-Estudos (EPE)-16/08/2004.

As Leis e os Decretos poderão ser obtidos no *site* “www.planalto.gov.br”