

**Ministério de
Minas e Energia**



Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico

Julho de 2003

Proposta de Modelo do Setor Elétrico

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	4
2	CONTEXTUALIZAÇÃO	6
3	PRINCÍPIOS BÁSICOS DO MODELO PROPOSTO	9
3.1	Prevalência do conceito de serviço público.....	9
3.2	Modicidade tarifária.....	9
3.3	Mitigação dos riscos sistêmicos	10
3.4	Universalização do acesso e do uso dos serviços de eletricidade	10
3.5	Transparência – contestação pública	10
4	BASES DO MODELO INSTITUCIONAL PROPOSTO	12
4.1	ASPECTOS GERAIS.....	12
4.2	PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SETOR ELÉTRICO	13
4.2.1	Processo de Planejamento Setorial	15
4.2.2	Plano de Expansão de Longo Prazo - PELP	16
4.2.3	Plano Determinativo da Expansão - PDE	16
4.2.4	Processo de contestação pública	17
4.3	Monitoramento das Condições de Atendimento	18
4.4	Licitação	20
4.5	Operação.....	22
4.6	Contratação dos Serviços de Geração de Energia Elétrica	23
4.6.1	Contratação regular de energia	25
4.6.2	Contratação adicional de energia.....	28
4.6.3	Contratação extraordinária de energia	29
4.6.4	Contratação de energia secundária.....	29
4.6.5	CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ENTRE GERADORES.....	30
4.6.6	Perdas na Rede Básica.....	30
4.7	Reserva de Energia	31
4.8	Contabilização e Liquidação de Diferenças Contratuais no pool	31
4.8.1	Efeitos não controláveis sobre as previsões de mercado.....	33
4.8.2	Efeitos decorrentes da redução de oferta.....	33

4.9	Contabilização e liquidação no Ambiente de livre contratação	34
4.9.1	Preço de Liquidação de Diferenças (PLD)	34
4.9.2	Liquidação de Diferenças no Ambiente Externo ao Pool	35
4.10	MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA – MRE	36
4.11	Tarifas de Suprimento	36
4.12	Financiamento da Expansão.....	38
4.13	Distribuidores	39
4.14	Consumidores Livres	41
4.15	Produtores Independentes.....	42
4.16	Geração TERMELÉTRICA	43
4.16.1	TERMELÉTRICAS FORA DO POOL	43
4.16.2	Geração Termelétrica no pool.....	44
4.17	Transmissores.....	45
4.18	Comercializadores	46
4.19	Energias Renováveis	47
4.20	Consumidores de Baixa Renda e Universalização.....	48
4.21	Consumidores Atendidos por Geradores de Serviço Público.....	48
4.22	Energia Assegurada.....	48
5	Sistemas isolados.....	49
5.1	Planejamento.....	49
5.2	Monitoramento das condições de atendimento.....	50
5.3	Licitação	50
5.4	Operação.....	50
5.5	Contratação regular dos serviços de geração	50
5.6	Outras contratações de energia	51
5.7	Contabilização e liquidação das diferenças contratuais.....	51
5.8	Tarifas de suprimento	51
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	53

1 INTRODUÇÃO

Os princípios básicos para um arranjo institucional adequado para o setor elétrico devem permitir atender aos seguintes objetivos principais:

- Modicidade tarifária para os consumidores;
- Continuidade e qualidade na prestação do serviço;
- Justa remuneração para os investidores, de modo a incentivá-los a expandir o serviço;
- Universalização do acesso e do uso dos serviços de energia elétrica.

Além disso, em sua implantação, devem ser observados os seguintes pressupostos:

- Respeitar os contatos existentes;
- Minimizar os custos de transação durante o período de implantação;
- Não criar pressões tarifárias adicionais para o consumidor;
- Criar um ambiente propício à retomada de investimentos;
- Implantar, de forma gradual, o modelo proposto.

A avaliação do atendimento dos objetivos acima referidos deve levar em conta a forma tradicional de organização do setor elétrico, segundo seus segmentos principais, quais sejam: geração, transmissão, distribuição e comercialização. O modelo institucional introduzido na segunda metade da década de 90 considerou a geração e a comercialização atividades competitivas, exigindo um nível mínimo de regulação para esses segmentos. Por outro lado, os segmentos de transmissão e distribuição, considerados monopólios naturais, demandariam, por consequência, forte regulação.

Mesmo considerando que tal modelo não tenha sido completamente implantado, tendo havido frustração dos objetivos acima enunciados, como analisado a seguir, a tarifa de fornecimento ficou além do nível geral de preços da economia; houve um racionamento de proporções importantes nas regiões Sudeste, Nordeste, Centro-Oeste e parte da região Norte; a expansão do sistema ficou prejudicada e sobreveio uma crise financeira, que reintroduziu a questão da inadimplência nos fluxos financeiros intra-setoriais, impactando a capacidade de geração de recursos das empresas para a manutenção adequada da prestação do serviço. Com relação à universalização, medidas mais efetivas nessa direção tardaram. Somente em 2002, com a promulgação da Lei nº 10.438, retirou-se do consumidor o ônus dos custos do acesso à eletricidade.

Por conta disso, o atual Governo decidiu rever as bases do modelo institucional do setor elétrico. Foi criado, então, no âmbito do Ministério de Minas e Energia - MME, grupo de trabalho "com o objetivo de assessorar na formulação e

implementação da reforma institucional do setor elétrico¹". A partir dessa contribuição, o MME desenvolveu o presente relatório . Numa segunda etapa, serão detalhados os seguintes aspectos:

- A descrição dos papéis dos agentes, ainda que alguns desses aspectos possam ser encontrados no presente texto;
- As medidas a serem implementadas com vistas à transição do arranjo atual para o proposto;
- E, ainda, a abordagem dos aspectos jurídico-institucionais inerentes à presente proposta.

O foco do presente documento é a definição e o detalhamento das diretrizes de uma nova modelagem institucional, que permitam equacionar as limitações e insuficiências diagnosticadas no modelo vigente. Busca-se evidenciar, ao longo do texto, as principais alterações que se pretendem implementar.

Na seqüência do trabalho, prevê-se a interação com os agentes e entidades interessados na questão setorial, visando incorporar melhorias e aperfeiçoamentos à presente proposta.

Este relatório está assim organizado:

- Na seção 2 apresenta-se a contextualização do trabalho de revisão do modelo setorial;
- Na seção 3 descrevem-se os princípios gerais que nortearam a revisão institucional ora em discussão;
- Na seção 4, são introduzidas as bases do modelo proposto;
- Na seção 5 são tratadas as questões específicas dos sistemas isolados.

¹ Art. 1º da Portaria MME nº 40, de 6 de fevereiro de 2003.

2 CONTEXTUALIZAÇÃO

O setor elétrico brasileiro, como em outros países, foi constituído por concessionários verticalmente integrados. Normalmente, a geração e a transmissão em longa distância e extra-alta tensão estavam concentradas em companhias estatais federais, sendo a distribuição e a comercialização concentradas em companhias estatais estaduais.

A característica fundamental do sistema brasileiro, que o diferencia de outros países, é que quase 90% da capacidade de geração instalada é de origem hidráulica - em termos de produção efetiva essa proporção chega, em média, a 95%. Essa característica deve ainda permanecer, dentro de um horizonte previsível, em razão da competitividade econômica da geração hidrelétrica, a despeito do incremento que possa ter a geração de eletricidade a partir de outros energéticos. Além disso, devido à existência de grandes reservatórios com capacidade de regularização plurianual, pode-se dizer que tal característica é quase única no mundo, o que, por si só, sugere que qualquer arranjo institucional que se pretenda implantar admita ajustes que respeitem essa especificidade.

A reforma do modelo então em vigor começou a ser implantada em 1995, com a promulgação da Lei nº 9.074. Com essa Lei, foram dados os primeiros passos na direção de introduzir a competição na geração e na comercialização. Ainda em 1995, o Governo brasileiro iniciou o processo de privatização da distribuição, com a venda do controle acionário da Escelsa e, em seguida, da Light, concessionários de distribuição que atuam no Espírito Santo e no Rio de Janeiro, respectivamente. Em dezembro de 1996, a Lei nº 9.427 criou a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, estabelecida como autarquia de regime especial, com autonomia administrativa e financeira e tendo como principais objetivos regular e fiscalizar as atividades setoriais, atuando ainda como Poder Concedente. A efetiva instalação da ANEEL, contudo, deu-se apenas em dezembro de 1997.

Outra importante medida na direção de estimular a competição na geração e comercialização foi a criação do Mercado Atacadista de Energia – MAE, pela Lei nº 9.648, de maio de 1998. Essa Lei introduz a compra competitiva de energia pelos distribuidores e consumidores livres e cria um novo tipo de agente – os comercializadores. Além disso, a Lei estabelece o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, com o objetivo otimizar a operação do sistema eletro-energético e minimizar custos daí decorrentes, com uma atuação independente dos interesses comerciais dos agentes.

Também foi instituído o Mecanismo de Realocação de Energia – MRE. Note-se que a criação deste instrumento constituiu reconhecimento claro das

especificidades do sistema brasileiro, de predominância hidráulica e com importante diversidade entre seus subsistemas².

Na implantação desse modelo, ocorreu uma mudança da estrutura que dava suporte ao planejamento setorial. Foi extinto o Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos – GCPS, coordenado pela ELETROBRÁS e integrado por todos os agentes envolvidos com o planejamento da expansão. Em seu lugar, instituiu-se o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos – CCPE, na esfera do MME, porém conferiu-se ao planejamento da geração um caráter indicativo. Essas mudanças, associadas à instabilidade que se verificou na equipe responsável pela elaboração do planejamento, nos últimos anos, reduziram, na prática, a eficácia dessa função.

Na preparação da transição para o modelo introduzido pelo governo anterior, foram estabelecidos Contratos Iniciais que regulam a venda de energia (quantidades e preços) entre geradores e distribuidores, com previsão de liberação a partir de 2003, à razão de 25% da quantidade de energia contratada a cada ano. Assim, a partir de 2006, toda a compra de energia pelos distribuidores se daria em um mercado livre.

Em meados de 2000, foi instalado o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, órgão de assessoramento do Presidente da República para questões relacionadas ao estabelecimento de políticas energéticas, ao uso racional das fontes de energia, às diretrizes para o uso do gás natural, álcool, carvão, energia nuclear e importação e exportação de energia, entre outras.

Entre junho de 2001 e fevereiro de 2002, o consumo de energia elétrica ficou sujeito a forte contingenciamento. Embora o volume de chuvas no verão de 2001 tenha sido inferior à média de longo termo, particularmente na região Nordeste, não se pode atribuir unicamente a essa circunstância o racionamento imposto à população. De fato, houve uma insuficiência dos investimentos na expansão da geração e da transmissão. Nos três anos anteriores ao racionamento, os reservatórios foram deplecionados sistematicamente, comprometendo o atendimento futuro da demanda por energia elétrica. Essa vantagem hidrelétrica foi utilizada para adiar o racionamento.

Para administrar a crise, o Governo instituiu a Câmara de Gestão da Crise de Energia – GCE, que coordenou a significativa redução no consumo, contratou capacidade emergencial de geração e articulou uma recomposição tarifária extraordinária para compensar as perdas financeiras dos concessionários. Ultrapassada a crise, a GCE transformou-se na Câmara de Gestão do Setor Energético – CGSE, de caráter permanente, que se subordina ao CNPE.

² A diversidade entre os subsistemas refere-se não só a diferentes características do mercado, mas também, e sobretudo, à diversidade hidrológica. Essa diversidade é aproveitada por um sistema de transmissão projetado e construído também com esse fim. Em razão da predominância hidráulica, da referida diversidade e da existência de um amplo sistema de transmissão, a disponibilidade de energia do sistema é maior que a soma aritmética das disponibilidades de cada um dos agentes geradores.

Outra consequência da crise foi que o consumo faturado pelos concessionários em 2002 ficou no mesmo patamar de 1999, implicando em significativa perda de receita dos concessionários de distribuição³.

O efeito combinado da redução do consumo, da entrada de novos empreendimentos e, ainda, da ocorrência de uma estação chuvosa favorável em 2002, resultou em sobra de energia. Assim, o início da liberação da energia contratada às geradoras nos contratos iniciais, em 1º de janeiro de 2003, encontrou uma situação em que os preços da energia, no curto prazo, estavam baixos. Dessa forma, passou a existir a possibilidade de reedição do quadro de inadimplências nos fluxos financeiros intra-setoriais que havia até 1993.

³ Além disso, contribui para esse comportamento o fato de o consumo residencial representar cerca de 27% do consumo total, enquanto que sua participação na receita dos concessionários é de aproximadamente 40%.

3 PRINCÍPIOS BÁSICOS DO MODELO PROPOSTO

A contextualização apresentada na seção 2 e os principais efeitos observados na implantação da reforma setorial empreendida na década passada são elementos fundamentais para a formulação dos princípios básicos pelos quais se deve pautar o modelo institucional que ora se propõe para o setor elétrico brasileiro. Além dos princípios gerais que qualquer modelo deve observar, como a busca da eficiência e a satisfação do consumidor, o modelo proposto deve ser capaz de reverter os efeitos analisados na seção precedente e criar mecanismos que reduzam consideravelmente os riscos de recorrência de tais efeitos.

Os princípios básicos do modelo proposto podem ser resumidos como segue.

3.1 PREVALÊNCIA DO CONCEITO DE SERVIÇO PÚBLICO

Um princípio básico do arranjo institucional que se propõe é que a produção de energia deve ser realizada, prioritariamente, por concessionário de serviço público, principalmente aquela destinada aos consumidores cativos.

3.2 MODICIDADE TARIFÁRIA

A modicidade tarifária se alinha entre os princípios básicos que sintetizam os requisitos do serviço adequado, quais sejam: regularidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia e modicidade.

Um mecanismo que concorre para a modicidade tarifária é a competição proporcionada pela licitação para a concessão dos serviços, em particular da geração e da transmissão. Na lógica do modelo atual, contudo, há uma tendência de o preço de contratação de toda energia evoluir para o custo marginal de longo prazo que, no caso brasileiro, é crescente, em razão da existência de vasto potencial hidrelétrico ainda por explorar, cada vez mais distante dos centros de carga. Portanto, é possível considerar mecanismos que, preservados os benefícios da competição, permitam que a renda decorrente da permanência em operação de ativos depreciados possa contribuir para a modicidade tarifária.

Outra iniciativa que ajuda a garantir a modicidade tarifária é restaurar o planejamento da expansão do sistema, em caráter determinativo, sujeitando-o à contestação pública. Isto se justifica já que o planejamento integrado da expansão, viabilizado pelo seu caráter determinativo também na geração, propicia o meio mais eficiente de identificar alternativas para que a expansão se dê ao mínimo custo, com adequada consideração das restrições e impactos ambientais e de acordo com as necessidades do mercado consumidor e com as características do sistema elétrico brasileiro, entre as quais destacam-se:

- Ser constituído por grandes reservatórios, com capacidade de regularização plurianual, em bacias com regimes hídricos distintos;
- Aproveitamento parcial (cerca de 25%) do potencial hidrelétrico;
- Ter sido construído sob a lógica da gestão integrada, de longo prazo, do estoque de água;

-
- Permanecer, num horizonte previsível, fortemente apoiado na geração hidráulica, ainda que se considere o aumento da participação térmica na expansão.

3.3 MITIGAÇÃO DOS RISCOS SISTÊMICOS

A adoção da prática de competição pelo direito de participar do atendimento ao mercado, além de contribuir para a modicidade tarifária, uma vez que elimina a cobrança relativa ao Uso de Bem Público - UBP, também permite melhor alocação dos riscos sistêmicos, seja do ponto de vista dos investidores, seja do ponto de vista dos consumidores. Para os primeiros, a minimização dos riscos de remuneração dos investimentos torna o setor mais atrativo, principalmente considerando que o setor elétrico é capital intensivo. Minimizados tais riscos e aumentada a atratividade dos investimentos, reduz-se, na outra ponta, a possibilidade de falta de energia para o consumidor.

Para os investidores, notadamente no segmento da geração, há ainda o risco hidrológico, próprio de sistemas de base hídrica, onde a produção efetiva depende do regime de vazões afluentes aos reservatórios. Assim, a idéia de aplicar ao serviço de geração os mesmos conceitos hoje aplicados ao serviço de transmissão, ou seja, assegurar receita adequada pelo prazo de concessão em contrapartida ao serviço de geração, caracterizado pela disponibilização das instalações e equipamentos das plantas geradoras para o sistema, retira do investidor essa componente de risco, contribuindo para aumentar sua segurança e, portanto, a atratividade dos investimentos.

3.4 UNIVERSALIZAÇÃO DO ACESSO E DO USO DOS SERVIÇOS DE ELETRICIDADE

A grande importância da energia elétrica na vida das pessoas e no desenvolvimento econômico exige ação governamental para viabilizar a universalização do acesso e do uso dos serviços de eletricidade. De fato, já ficou evidenciado que não se atingirá a universalização contando-se exclusivamente com recursos dos consumidores e com investimentos dos distribuidores, decididos em bases puramente técnicas e financeiras. Assim, a universalização deve ser contemplada, de forma explícita, no arranjo institucional do setor elétrico. Cabe destacar que a universalização será objeto de política pública específica, a ser detalhado em programa próprio.

3.5 TRANSPARÊNCIA – CONTESTAÇÃO PÚBLICA

Em um arranjo como o que se propõe, em que o planejamento assume caráter fundamental e decisivo, deve-se prever um processo de contestação pública incorporado aos ciclos de planejamento. Esse processo pressupõe ampla divulgação das premissas e das informações básicas consideradas, compreendendo desde as projeções de mercado até as alternativas de produção.

Assim, para que tais princípios sejam observados, importantes alterações no atual arranjo institucional terão que ser implementadas. Adicionalmente, a democratização e o fortalecimento do sistema de regulação, com a promoção de articulação mais profunda entre as agências reguladoras⁴, combinados com a descentralização das suas ações, onde for viável e possível, complementam as premissas básicas da proposta de modelo setorial aqui apresentada.

⁴ Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL; Agência Nacional do Petróleo – ANP e Agência Nacional de Águas – ANA.

4 BASES DO MODELO INSTITUCIONAL PROPOSTO

4.1 ASPECTOS GERAIS

O modelo ora proposto tem como objetivo assegurar o atendimento da demanda de energia elétrica de forma confiável, com racionalidade e sustentabilidade econômica, observados os princípios básicos enunciados na seção precedente.

Os principais agentes e suas respectivas funções são:

- **Conselho Nacional de Política Energética – CNPE**
 - Homologação da política energética, em articulação com as demais políticas públicas
- **Ministério de Minas e Energia – MME**
 - Formulação de políticas para o setor energético
 - Implementação dessas políticas energéticas
 - Exercício do Poder Concedente
- **Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL**
 - Mediação, regulação e fiscalização do funcionamento do sistema elétrico, envolvendo cumprimento das normas do marco regulatório em geral e das obrigações dispostas nos atos de outorga (contratos de concessão, autorização ou permissão) dos serviços de geração, transmissão e distribuição
- **Fundação de Estudos e Planejamento Energético – FEPE**
 - Execução dos estudos de planejamento energético
- **Administrador dos Contratos de Energia Elétrica – ACEE**
 - Administração da contratação das instalações de geração
 - Liquidação das diferenças contratuais de todos os agentes do sistema⁵
- **Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS⁶**
 - Operação integrada e centralizada do sistema elétrico interligado
 - Administração da contratação das instalações de transmissão
- **Operador dos Sistemas Elétricos Isolados – OSI⁷**
 - Coordenação da operação dos sistemas elétricos isolados

⁵ Geradores de serviço público, produtores independentes, distribuidores, comercializadores e consumidores livres.

⁶ Não se cogita ampliar a abrangência das funções do ONS, incorporando os sistemas isolados. Futuramente esta incorporação poderá ser avaliada, sendo que sua implementação não afeta a estrutura proposta para o arranjo institucional.

⁷ O OSI sucederá o Grupo Técnico Operacional da Região Norte - GTON

- **Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE**

- Monitoramento das condições de atendimento, no horizonte de cinco anos, com o objetivo de assegurar a implementação de providências com vistas a garantir a normalidade do suprimento de energia elétrica (coordenação do MME, com apoio da FEPE, do ACEE, da ANEEL e do ONS)

- **ELETOBRÁS**

- Financiamento, em caráter suplementar, da expansão do setor elétrico
- Exercício da função de *holding* das empresas estatais federais
- Administração de encargos e fundos setoriais
- Comercialização da energia de ITAIPU e de fontes alternativas contempladas pelo PROINFA⁸
- Coordenação do OSI

De forma geral, no que tange à organização das atividades setoriais, a distribuição deverá estar segregada empresarialmente da geração e da transmissão. As duas últimas poderão estar verticalmente integradas, desde que a contabilização e a apropriação dos custos dessas atividades sejam inteiramente separadas.

Para o bom funcionamento do modelo, os seus organismos, em particular a ANEEL, o ACEE e a FEPE deverão dispor de recursos, humanos e materiais, suficientes e adequados, para o desempenho de suas funções. Considerando a longa maturação, o volume de investimentos requerido e a complexidade inerente aos projetos no setor elétrico, é fundamental garantir a continuidade e qualidade das equipes técnicas que compõem tais organismos.

Nos itens subseqüentes, será feita a apresentação dos tópicos básicos do arranjo institucional proposto. O ordenamento dos itens procura observar a seqüência natural do ciclo de atividades e de operações no setor.

Neste documento, considera-se que os cogeneradores e autoprodutores equiparam-se aos PIES para efeito do seu enquadramento no modelo.

4.2 PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SETOR ELÉTRICO

O planejamento da expansão do setor elétrico será precedido pelo planejamento energético global, formulado de acordo com as diretrizes do CNPE e tendo como referência as projeções da Matriz Energética Brasileira. Deverá ainda observar metas específicas estabelecidas pelo MME, bem como políticas públicas definidas pelo Executivo e pelo Legislativo, como, por exemplo, fomentar fontes

⁸ Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.

alternativas, universalização, eficiência energética e desenvolvimento tecnológico.

A execução do planejamento eletro-energético setorial estará a cargo de uma nova instituição, a Fundação de Estudos e Planejamento Energético - FEPE, que contará com corpo técnico próprio e especializado, cujas funções básicas serão descritas adiante. A FEPE será custeada por encargo incluído nas tarifas de fornecimento de energia elétrica e por parcela da arrecadação da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico – CIDE, incidente sobre a importação e a comercialização de petróleo e seus derivados e do álcool etílico combustível. Observe-se que, independentemente da definição institucional e jurídica da FEPE, o pressuposto básico é que a execução de suas funções deverá ser coordenada, orientada e monitorada pelo MME.

A FEPE terá a responsabilidade de elaborar os planos setoriais e, em particular, o planejamento da expansão do setor elétrico. Esse planejamento estará consolidado em dois planos, devendo, ambos, ser submetidos a processo público de contestação:

- Plano de Expansão de Longo Prazo - PELP, cobrindo horizonte não inferior a 20 anos;
- Plano Decenal de Expansão - PDE, cobrindo horizonte não inferior a 10 anos, que terá caráter determinativo.

O caráter determinativo do PDE, assumido somente após a realização do processo de contestação pública, se refere:

- Ao plano de expansão da rede básica de transmissão⁹;
- Ao aumento quantitativo da oferta, a ser empreendido;
- À licitação de projetos de geração estruturantes – projetos que definem a estratégia de expansão otimizada do sistema de geração e transmissão e aqueles considerados essenciais para a implementação da política energética nacional, ou para o desenvolvimento regional, desde que aprovados pelo CNPE, deverão ser submetidos, individualmente, a processo licitatório;

Entende-se que, tal como concebido, o processo de planejamento atende aos três objetivos básicos:

- Eficiência alocativa, na medida em que realiza, para embasar os planos, análises abrangentes, considerando as principais restrições de implantação de projetos, em especial as ambientais;
- Transparência, garantida não só pelo processo de contestação previsto, como também pela ampla divulgação dos resultados dos estudos desenvolvidos;

⁹ Possivelmente, considerando a maturação típica de projetos de transmissão, apenas os reforços alocados no horizonte de 5 anos irão requerer providências de natureza executiva, os demais configurando uma indicação de expansão, a ser confirmada na(s) próxima(s) revisão(ões) do PDE.

-
- Contribuição para a modicidade tarifária, decorrente da construção de solução de mínimo custo pelos estudos de planejamento, corroborada pelo processo de contestação pública.

4.2.1 PROCESSO DE PLANEJAMENTO SETORIAL

O processo do planejamento da expansão do setor elétrico compreenderá três etapas:

- Planejamento de longo prazo, cobrindo horizonte não inferior a 20 anos, observando um ciclo de atividades quadrienal, em que se define o PELP, que estabelece as estratégias de expansão de longo prazo para o setor, não só em termos da necessidade de novas fontes de geração e grandes troncos de transmissão, mas também em termos de necessidade de desenvolvimento tecnológico e industrial para o país;
- Planejamento de médio prazo, cobrindo horizonte não inferior a 10 anos, observando um ciclo de atividade anual, desenvolvido com metodologia que contemple técnica de planejamento sob incerteza, em que se define o PDE;
- Monitoramento das condições de atendimento eletro-energético, cobrindo um horizonte de 5 anos, observando um ciclo permanente de atividades, em que se definem as providências para os ajustes eventualmente necessários no programa de expansão.

A execução das duas primeiras fases do planejamento setorial será centralizada na FEPE, sob coordenação do MME. A etapa de monitoramento será de responsabilidade direta do MME, com a participação da ANEEL, da FEPE, do ACEE, do ONS (Sistemas Interligados) e do OSI.

O processo de planejamento incluirá em suas atividades, além da elaboração dos planos de expansão e do monitoramento do programa de expansão, os estudos necessários à implantação de empreendimentos hidrelétricos, desde a fase de inventário de bacias hidrográficas até o nível de projeto básico dos empreendimentos de geração incluindo a viabilidade técnica, energética, econômica e ambiental.

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

- Os critérios e procedimentos básicos aplicados no planejamento;
- Os documentos concernentes aos estudos de viabilidade técnica, energética, econômica e ambiental dos empreendimentos;
- Todos os modelos computacionais utilizados no planejamento;
- Todas as informações utilizadas no planejamento.

Os estudos a serem desenvolvidos pela FEPE observarão os Procedimentos de Planejamento do Setor Elétrico, elaborados pelo próprio órgão, que serão

submetidos à audiência pública e deverão ser homologados pela ANEEL. Caberá a esta agência a fiscalização e a regulação dessas atividades da FEPE.

4.2.2 PLANO DE EXPANSÃO DE LONGO PRAZO - 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 FEPE deverá realizar:

- Estudos de recursos energéticos e de prospecção tecnológica nas áreas de geração e transmissão, contemplando inclusive a possibilidade de importação de energia e/ou energéticos;
- Estudos de mercado, com vistas a avaliar a demanda por energia elétrica que justificará a expansão do sistema;
- Estudos ambientais, com o objetivo de avaliar eventuais restrições à expansão da oferta e indicar possíveis soluções a serem encaminhadas;
- Estudos elétricos, com o objetivo de definir a estratégia de expansão da rede, especialmente os grandes troncos de interligação, inclusive eventuais interligações internacionais.

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

4.2.3 PLANO DETERMINATIVO DA EXPANSÃO - PDE

O objetivo do PDE é apresentar, com base no PELP, um ordenamento temporal dos projetos de geração (hidráulicas, térmicas, fontes alternativas e importação de energia) e de transmissão (Rede Básica), considerando blocos de cogeração e ofertas de conservação. 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, a FEPE deverá realizar os estudos de cenários de mercado, estudos energéticos e elétricos, bem como as correspondentes avaliações ambientais, necessários à formulação das estratégias para a expansão do sistema para o horizonte decenal.

No caso específico dos aproveitamentos de recursos hídricos, o PDE deverá ainda indicar a priorização dos estudos de viabilidade e projeto básico, bem como a necessidade de revisão ou atualização daqueles já realizados.

De forma mais detalhada o PDE:

-
- Definirá a estratégia para a expansão da geração e da transmissão, identificando os projetos (hidráulicas, térmicas¹⁰ e linhas de interconexão), que deverão ser submetidos a processo licitatório individualmente, após aprovação do CNPE;
 - Definirá o montante de energia que deverá ser objeto de licitação, em complementação aos projetos individualizados;
 - Indicará o programa de expansão de referência, inclusive com o estabelecimento dos custos de referência dessa expansão que orientarão a licitação pelo mercado (montante de energia);
 - Indicará o elenco de usinas que poderão compor a licitação pelo mercado (montante de energia);
 - Indicará, a partir da consolidação dos mercados previstos pelos distribuidores, a necessidade de contratos adicionais de suprimento, caso a demanda projetada pela FEPE e aprovada no processo de contestação pública seja superior às previsões de carga contratadas pelas concessionárias de distribuição¹¹;
 - Indicará a reserva de segurança para a operação do sistema, a ser contratada pelos agentes de consumo, cujo montante estará sujeito ao processo de contestação pública.

O PDE definirá ainda as providências que deverão ser tomadas para que o ciclo de licitações de novos empreendimentos seja sustentável e a expansão seja feita com segurança. Essas providências são, basicamente:

- Programa de estudos de viabilidade energético-econômica e de obtenção da Licença Prévia, para os projetos que, ordenados temporalmente ao final do horizonte, ainda não tenham sido estudados a este nível e/ou, quando for o caso, de revisão/atualização destes estudos;
- Programa de estudos de projeto básico e preparação para obtenção de Licença de Instalação dos projetos que estiverem ordenados temporalmente de forma a que no ciclo de planejamento subsequente devam (potencialmente) compor o programa de licitações (e/ou, quando for o caso, de revisão/atualização destes estudos).

4.2.4 PROCESSO DE CONTESTAÇÃO PÚBLICA

O objetivo do processo de contestação pública a que deverão ser submetidos os planejamentos de longo e médio prazo é que atores da sociedade, direta ou indiretamente interessados, como concessionários, universidades, movimentos

¹⁰ No caso de plantas termelétricas, as exigências da licitação deverão ter característica indicativa do montante requerido e, eventualmente da região de implantação, da fonte primária de combustível e do respectivo regime operacional, deixando-se a caracterização do projeto a cargo dos agentes proponentes.

¹¹ Os agentes envolvidos nessa contratação, assim como a duração dos compromissos a serem fixados, e os prazos de entrega da energia serão detalhados em item específico.

sociais, consumidores e investidores tenham a oportunidade de manifestar-se sobre:

- As premissas utilizadas nos estudos (por exemplo, crescimento da economia, previsão da demanda por energia);
- A estratégia escolhida para a expansão do sistema;
- A metodologia de planejamento utilizada; e
- O plano de expansão propriamente dito (por exemplo, possibilidades de expansão da oferta não consideradas ou descartadas).

Não serão objetos de contestação a cada ciclo os critérios, procedimentos e metodologias aprovados nos Procedimentos de Planejamento do Setor Elétrico.

O processo de contestação pública será conduzido pela FEPE e se dará em dois momentos:

- Durante a execução dos planos, quando ocorre a contestação técnica;
- Durante a implementação do PDE, quando ocorre a contestação por preço.

No primeiro caso, cabe à FEPE, por exemplo, organizar seminários regionais em que seriam discutidas as premissas básicas e recebidas as contribuições dos diferentes atores interessados no setor elétrico. Esse processo de contestação pública seria, assim, marcado por eventos programáveis, promovidos pela FEPE, de forma compatível com os ciclos de planejamento de médio e longo prazo, de modo a não comprometer os prazos de implementação das providências indicadas pelo plano determinativo e pelo monitoramento. Além disso, a própria execução dos trabalhos da FEPE, com a participação dos agentes setoriais, permitiria incorporar dinamicamente a contribuição desses agentes.

O segundo momento está relacionado ao próprio processo de licitação. A possibilidade efetiva da contestação pelo preço ocorre na medida em que a licitação, pelo menos de parte da expansão da oferta, tem como objeto não os empreendimentos, mas sim blocos de energia a serem supridos, ainda que com referência de custos derivada dos estudos de planejamento. Tem-se, assim, a oportunidade efetiva da contestação dos projetos propostos pela FEPE em razão da possibilidade de um agente propor alteração na ordem de construção dos empreendimentos ou mesmo propor um empreendimento não contemplado nos estudos da FEPE.

Naturalmente que, para o sucesso desse processo de contestação, deverá ser garantido o acesso público às informações utilizadas na elaboração dos planos, sendo o custo da participação assumido por cada um desses atores.

4.3 MONITORAMENTO DAS CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO

O monitoramento do sistema tem como objetivo possibilitar o encaminhamento tempestivo de ações corretivas necessárias para eliminar ou minimizar eventual comprometimento das condições de atendimento.

Tal comprometimento pode advir de desvios do planejamento, que podem ocorrer tanto pelo lado da oferta como pelo lado da demanda. São exemplos de desvios, pelo lado da oferta:

- Não cumprimento do cronograma da obra do empreendimento que cause atrasos ou antecipações indesejáveis da data de entrada em serviço da geração ou da transmissão;
- Indisponibilidade de equipamentos além do tempo admitido nos Procedimentos de Rede;
- Surgimento de oferta de energia em condições de preço favorável e em prazo e quantidade compatíveis, que possam justificar sua consideração como alternativa de incremento de oferta.

São exemplos de desvios, pelo lado da demanda:

- Alterações na conjuntura econômica que repercutam na evolução do consumo;
- Resposta dos consumidores a alterações nos preços de energia elétrica decorrentes de reajustes previstos nos Contratos de Concessão ou estímulos intencionais por parte do Governo, em consonância com diretrizes da política energética;
- Deslocamento do consumo de energia elétrica por outros energéticos;
- Políticas públicas (distribuição de renda, eficiência energética, etc.);
- Modificações nos fluxos elétricos e/ou nas políticas operacionais que afetem os níveis de perda no sistema.

O monitoramento demandará, portanto, as seguintes atividades principais:

- Acompanhamento da evolução do cronograma físico dos empreendimentos;
- Acompanhamento da conjuntura econômica e da evolução do consumo;
- Acompanhamento da evolução da carga e da operação do sistema elétrico brasileiro.

O monitoramento caracteriza-se, assim, como:

- Atividade de caráter permanente, cobrindo o horizonte de 5 anos, visando apenas garantir a suficiência de oferta;
- Envolvimento de diferentes agentes setoriais, que, em função de suas atribuições, são a FEPE, o ACEE, a ANEEL, o ONS, e o OSI.

O envolvimento de diversas instituições e a possibilidade de repercussão nas relações contratuais entre os agentes e nas próprias condições de atendimento

do sistema sugerem que as sinalizações geradas pelo monitoramento sejam avaliadas de forma coordenada.

Nesse sentido, será constituído o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, coordenado pelo MME, com a participação dos referidos agentes. O objetivo do CMSE é indicar as soluções e providências a serem implementadas com vistas à correção dos efeitos sinalizados pelo monitoramento. As soluções indicadas que impliquem ampliação da oferta deverão ser objeto de contestação pública e, caso se confirme essa necessidade, a nova geração será sempre objeto de licitação pública.

O CMSE deverá atribuir responsabilidades às instituições que o compõem. Tais responsabilidades deverão ser detalhadas nos Procedimentos de Monitoramento, que deverão ser homologados pela ANEEL.

4.4 LICITAÇÃO

O modelo deve permitir que os benefícios da competição, advindos do processo de licitação, possam ser transferidos para os consumidores finais e por eles percebidos.

A competição dar-se-á, então, de duas maneiras:

- Por meio de licitação dos empreendimentos individualizados; e
- Por meio de licitação de parcela do consumo previsto de energia elétrica.

No primeiro caso, a proposta vencedora será aquela que requerer a menor receita para o empreendedor, observado um teto de receita estabelecido pelo ACEE.

No segundo caso, a(s) proposta(s) vencedora(s) será(ão) aquela(s) que combine(m) os empreendimentos oferecidos pelo proponente que atendam ao mercado com a menor receita requerida. Neste caso, serão adotados como referência para o cálculo da máxima receita requerida, os custos de energia indicados nos estudos de planejamento para o ano de entrada das usinas.

Estas licitações podem resultar em concessão no caso de usinas hidroelétricas (exceção de PCHs) ou autorizações nos demais casos.

A licitação pela menor receita requerida tem a vantagem de tornar a remuneração dos geradores independente das decisões operativas do sistema. Esse aspecto é fundamental em um sistema de base hidroelétrica, pois, dessa forma, afasta-se do investidor o risco hidrológico e elimina o viés, em termos de conseqüências financeiras, decorrentes da operação centralizada, em que a produção de cada planta é definida sob a ótica de maximização dos benefícios sistêmicos. O atual Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) objetiva produzir o mesmo efeito, por meio do rateio da produção hidrelétrica, segundo as “energias asseguradas”.

A licitação de parcela do consumo de energia previsto permite a contestação do planejamento, que beneficia o consumidor e assegura a eficiência e

transparência desse processo. Para o atendimento do mercado, poderão ser apresentadas soluções alternativas à visualizada nos estudos da FEPE, com menor custo que o neles previsto. Assim, a licitação permitirá o surgimento de outras soluções para a expansão do sistema que, eventualmente, não tenham sido contempladas naqueles estudos.

De quaisquer desses processos licitatórios resultará:

- a concessão de serviço público¹², e seu respectivo contrato de concessão, a ser outorgada pelo MME e
- os contratos de longo prazo com as distribuidoras(PPA´s)¹³.

Visando dar condição de participação nas licitações referentes a parcelas de mercado aos empreendedores termelétricos, por meio de projetos desenvolvidos pelos próprios interessados, poderá ser concedida autorização prévia para desenvolvimento dos estudos necessários, permitindo a interação com agentes setoriais.

A receita do gerador definida na licitação será reajustada, anualmente, por um índice estabelecido no edital de licitação. O equilíbrio econômico-financeiro do contrato será aferido por meio de processo de revisão periódica, a cada 5 anos, sendo facultado ao empreendedor solicitar revisão tarifária extraordinária por motivo de força maior ou caso fortuito¹⁴.

A revisão deverá aferir os desvios do índice de reajuste, assumidos quando da licitação, e a variação dos custos efetivos de cada empreendimento (mão-de-obra, material, capital, etc.). Para subsidiar esse processo, a FEPE deverá publicar mensalmente os indicadores de variação de custos setoriais. Portanto, não será utilizado um índice de reajuste geral como, por exemplo, o IGP-M. Nesse sentido a utilização de um índice específico para o setor elétrico tenderá a reproduzir melhor o comportamento dos custos do setor e diminuir distorções nas receitas requeridas das empresas de geração.

Poderão participar da licitação de novos empreendimentos empresas privadas e estatais. No caso de não haver interessados na licitação dos empreendimentos individualizados (licitação deserta) ou não se lograr preencher o atendimento dos blocos de energia licitados, a FEPE deverá promover, em tempo hábil, a revisão dos estudos que fundamentaram o estabelecimento da receita máxima (teto da licitação).

Em caráter excepcional, projetos específicos que apresentem grande interesse para o País e baixa atratividade para o mercado, deverão ser licitados considerando a modalidade de menor subsídio requerido. Nesse processo será necessário que fique perfeitamente definida a fonte de tais subsídios.

¹² Os empreendimentos que poderão ser licitados como produção independente são tratados mais adiante, em seção específica.

¹³ *Power Purchase Agreement* ou contrato de compra de energia.

¹⁴ Poder-se-á admitir alteração da receita permitida em decorrência de investimentos adicionais, autorizados pelo órgão regulador e implementados ao longo do período de concessão, com o objetivo de ampliar a capacidade de produção do empreendimento.

Adicionalmente, poder-se-á admitir, em situações especiais (por exemplo, obras em fronteiras entre países), que estatais federais sejam previamente designadas a assumir participação na obra a ser licitada. Nesses casos, se considerado conveniente, poderá haver licitação de parceiro privado.

É condição básica dos editais de licitação a prévia aceitação, pelos proponentes, dos condicionantes definidos nas licenças ambientais e nos contratos que regerão suas relações comerciais. Importa salientar que os prazos desses contratos deverão ser compatíveis com o prazo do contrato de concessão¹⁵. O edital de licitação exigirá, ainda, que os proponentes apresentem todas as garantias exigidas para a sustentabilidade das relações comerciais derivadas da concessão.

O prazo de concessão das novas usinas a serem licitadas deve ser compatível com o período de amortização do empreendimento, de forma a garantir a modicidade tarifária. Em qualquer caso, não deve exceder trinta e cinco anos.

Quando do vencimento do prazo de concessão qualquer aproveitamento hidrelétrico deverá ser licitado novamente na modalidade de serviço público, pelo período de quinze anos, com preço de balizamento estabelecido de forma a remunerar apenas o custo de operação e manutenção e eventuais investimentos em repotenciação e modernização aprovados pela ANEEL.

No caso de nova usina hidroelétrica, o MME só promoverá licitação dos empreendimentos após a conclusão do seu respectivo projeto básico, a ser desenvolvido pela FEPE.

A assinatura do contrato de concessão deverá ser concomitante com todos os demais contratos necessários para a entrada em operação da usina e para a efetivação das transações comerciais intra-setoriais.

As licitações poderão prever uma opção de saída dos concessionários em prazo inferior à duração do contrato de concessão. Nesse caso, seria promovida nova licitação considerando a indenização do concessionário pelo Valor Presente Líquido (VPL) da receita futura, derivada do contrato original de concessão.

4.5 OPERAÇÃO

A operação coordenada e centralizada do sistema hidrotérmico brasileiro proporciona significativos ganhos energéticos. Assim, o arranjo proposto mantém o despacho centralizado das usinas e a utilização coordenada e com segurança do sistema de transmissão, sob coordenação do ONS, visando atender à carga com nível adequado de qualidade e confiabilidade.

Essa continuará sendo a função institucional do ONS, que deverá pautar suas ações segundo Procedimentos de Rede submetidos a processo de audiência

¹⁵ Esses contratos constituem o *Power Purchase Agreement* – PPA do empreendimento, instituto considerado essencial para reduzir os riscos creditícios e conferir ao projeto melhor condição de bancabilidade.

pública e aprovados pela ANEEL, de forma que as decisões de operação sejam sempre transparentes e desvinculadas dos interesses comerciais dos agentes. Isso é particularmente relevante durante o período de transição para o novo arranjo institucional.

Considerando que o novo arranjo pressupõe transparência em todas as etapas da gestão do sistema elétrico brasileiro, o ONS deverá divulgar, com frequência mensal, indicadores de desempenho do despacho realizado, os quais deverão ser auditados semestralmente por auditores independentes. Relacionam-se abaixo alguns desses indicadores:

- Segurança operativa;
- Níveis de perdas;
- Nível de encargos de serviços de sistema;
- Desvios nas previsões operativas.

A ANEEL deverá promover, anualmente, auditoria nos sistemas e procedimentos técnicos do ONS, visando verificar e divulgar relatório no qual serão propostas melhorias para os seguintes aspectos:

- Confiabilidade e integridade dos sistemas operacionais utilizados;
- Aderência das práticas operativas aos Procedimentos de Rede;
- Qualidade e atualidade técnica dos sistemas e processos.

Considerando a predominância da geração hidrelétrica e a importância crescente das questões relacionadas ao uso múltiplo dos recursos hídricos, é fundamental promover a integração do planejamento da expansão da geração, da operação e de sua execução com as políticas e restrições de outros usos da água, impostas pelos comitês de bacias e pela ANA, responsável pela implantação da Política Nacional de Recursos Hídricos e por disciplinar o uso dos recursos hídricos no Brasil.

4.6 CONTRATAÇÃO DOS SERVIÇOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O arranjo proposto para a contratação dos serviços de energia elétrica reconhece todos os organismos e instituições que hoje atuam no sistema elétrico brasileiro, à exceção do MAE. O modelo requererá a criação de uma instituição com a função básica de administrar e controlar os contratos: o Administrador dos Contratos de Energia Elétrica - ACEE. Esse órgão sucederá ao MAE absorvendo, entre outras, sua função de contabilização e liquidação de contratos, incorporando todas as suas estruturas organizacionais e operacionais, relevantes para operacionalização do ACEE.

O modelo de contratação dos serviços de geração proposto abrange tanto o sistema interligado quanto os sistemas isolados. A inclusão dos sistemas isolados visa beneficiar os consumidores atendidos por esses sistemas. Isso deverá ocorrer levando em conta as especificidades desses sistemas, os quais receberão

tratamentos adequados, visando assegurar a modicidade tarifária para os consumidores finais, bem como a viabilidade econômico-financeira dos geradores e distribuidores que neles atuam, ou vierem a atuar.

No modelo proposto, dois ambientes de contratação irão coexistir:

- Ambiente de contratação administrada, denominado, por simplicidade, de ambiente *pool*, que terá tarifas de suprimento reguladas, do qual participam concessionários de serviço público de distribuição e geração e PIES que vendem energia por meio do ACEE.
- Ambiente de livre contratação - ALC, onde serão abrigados os consumidores livres, comercializadores e PIES.

O modelo proposto pressupõe que toda contratação administrada pelo ACEE será precedida de um processo de licitação pública, conduzida pelo MME, que resultará no estabelecimento de receita anual permitida dos geradores, a qual será paga em base mensal.

Os contratos serão bilaterais entre geradores e distribuidores e seus respectivos fluxos financeiros ocorrerão diretamente entre as referidas partes sem a interferência do ACEE, cuja função se restringe a administrar a contratação e proceder à liquidação. A contratação do uso do sistema de geração¹⁶ por parte dos distribuidores, inclusive das instalações de geração de energia nuclear, será feita compulsoriamente no ambiente de contratação administrada, organizado pelo ACEE. A única exceção a essa regra será a usina de Itaipu, cuja energia permanecerá sendo comercializada pela ELETROBRÁS, junto aos distribuidores das regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul.

A tarifa de suprimento resultante da contratação administrada pelo ACEE será, em princípio, única para todo o país. As tarifas de aplicação final de suprimento poderão ser diferenciadas por região ou concessionária, atendendo a políticas de governo, conforme definição do MME. Essas tarifas serão publicadas com um ano de antecedência e deverá haver mecanismos que produzam efeito equivalente à concatenação dos reajustes dos distribuidores.

É importante observar que, mesmo com a implantação do *pool*, haverá uma diferença nas tarifas de suprimento dos diversos concessionários devido a:

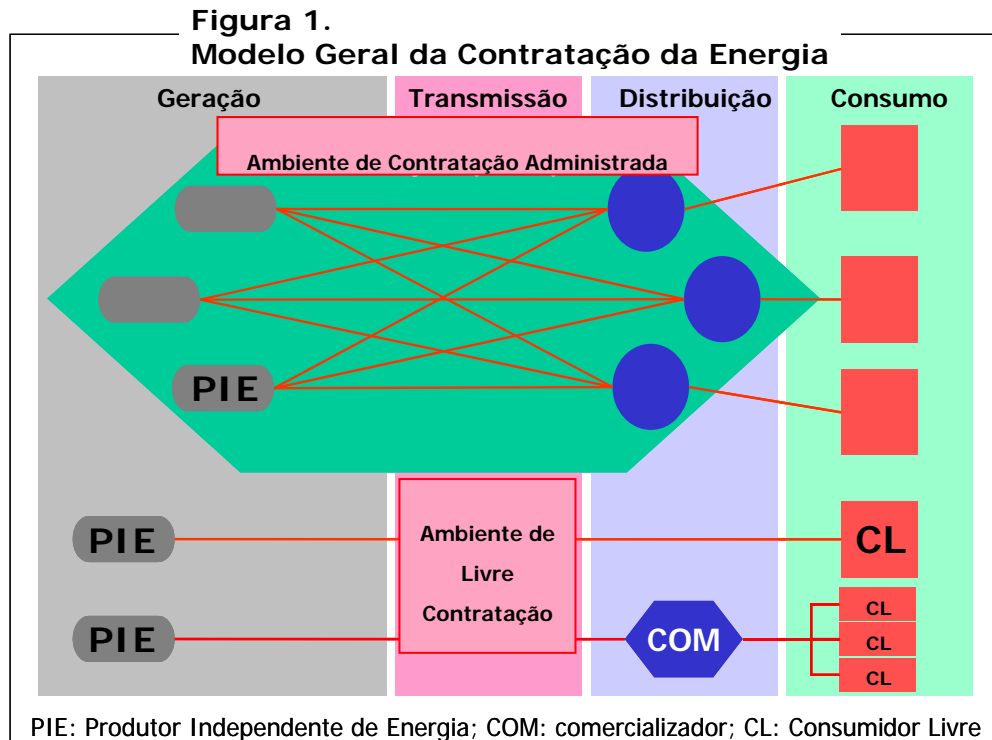
- Energia de Itaipu ser destinada aos distribuidores das regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul, por determinação legal.
- Pela existência de contratos bilaterais dos distribuidores anteriores à implantação do *pool*.

O ACEE deverá operar de acordo com Procedimentos de Contratação de Energia por ele elaborados e homologados pela ANEEL.

A representação esquemática das relações contratuais que existirão no arranjo proposto é mostrada na Figura 1. Nela procurou-se detalhar o *pool* da geração,

¹⁶ Este modelo é similar ao existente no âmbito do ONS, na área de transmissão.

ênfatisando a existêcia de contratos multilaterais entre geradores e distribuidores, onde se evidencia também que poderão participar do *pool* geradores com concessão para serviço público e produtores independentes. O *pool* da transmissão, hoje existente e administrado pelo ONS, foi representado de forma simplificada em razão de não serem previstas alterações no arranjo institucional e nas atuais relações contratuais.



4.6.1 CONTRATAÇÃO REGULAR DE ENERGIA

As relações comerciais entre concessionários de serviço público (geradores, transmissores e distribuidores) e ainda aquelas envolvendo PIEs que façam parte do *pool* (na parcela referente à contratação no ACCE) serão estabelecidas por meio de contratos bilaterais de longo prazo, de modo a assegurar um fluxo de pagamento estável ao investidor da expansão do sistema, necessário para suportar o serviço do financiamento da(s) obra(s). No âmbito do *pool*, esses contratos serão padronizados, de conhecimento público, e serão firmados a partir do processo de licitação, uma vez que serão parte integrante dos editais de licitação da prestação do serviço público de geração de energia.

No caso da geração, o ACEE administrará todos os contratos no âmbito do *pool*. Os contratos bilaterais firmados entre produtores independentes e comercializadores e/ou consumidores livres não serão administrados pelo ACEE, embora essa instituição deva ter o registro de tais documentos e se responsabilizar pelo processo de contabilização e liquidação das diferenças contratuais.

No caso da transmissão, mantém-se o modelo de contratação hoje praticado e administrado pelo ONS, motivo pelo qual não serão aqui detalhados.

Cada distribuidor estará obrigado a firmar um Contrato de Uso do Sistema de Geração (CUSG) com todos os geradores de serviço público e, ainda, com os demais geradores (produtores independentes e autoprodutores) que participarem do *pool* da geração. Pelo conjunto destes contratos, o distribuidor terá garantido o atendimento de 100% de seu mercado previsto, exceto quando decretado racionamento, assumindo o pagamento dos custos e encargos de geração e da administração dos contratos. Todos estes custos e encargos serão integralmente repassados à tarifa de fornecimento ao consumidor final. O ACEE também firmará o CUSG e, para agilizar o mecanismo proposto, também o assinará como representante dos geradores que participarem do *pool*. É requisito para assinatura desse contrato a constituição de garantia pelo distribuidor, seja por meio de fiança bancária, seja por meio do Contrato de Constituição de Garantias (CCG).

Todos os geradores que participarem do *pool* firmarão com o ACEE um Contrato de Prestação dos Serviços de Geração (CPSG). Por esse contrato, os geradores constituem o ACEE como seu representante no CUSG e no CCG. Além disso, tal contrato definirá, entre outros aspectos:

- A administração e a coordenação a ser executada pelo ACEE;
- A receita anual dos geradores;
- As penalidades por indisponibilidade e desvio em relação aos índices de desempenho estabelecidos pela ANEEL;
- A constituição de garantias pelo desvio dos cronogramas de construção e índices de desempenho;
- O reconhecimento, por parte dos geradores, dos procedimentos de rede do ONS, incluindo o despacho centralizado.

O CUSG e o CPSG terão prazos compatíveis com o prazo da concessão de geração definido no processo licitatório.

De forma geral, o CCG é uma alternativa que se vislumbra adequada e a mais econômica para a constituição das garantias que os distribuidores estarão obrigados a apresentar aos geradores. Será firmado entre:

- Distribuidores;
- ACEE;
- Geradores que participam do *pool*, os quais poderão ser representados pelo ACEE, e
- Um (ou mais) banco(s).

Por meio desse instrumento os distribuidores oferecem recebíveis como garantia. O contrato regerá principalmente a forma pela qual poderão ser executadas as garantias em caso de inadimplemento por parte do distribuidor. Caso haja uma falha de pagamento a um gerador ou ao ACEE, este ordenará ao banco signatário (ou ao banco líder) o bloqueio das contas de recebíveis do agente consumidor inadimplente e a transferência, para o(s) credor(es), dos recursos existentes nessas contas, até que todos os débitos sejam pagos.

Todos os dados referentes à contratação no *pool* serão públicos, em especial aqueles relativos a:

- Quantidades contratadas;
- Tarifas praticadas para cada concessionário;
- Prazos dos contratos de cada usina;
- Inadimplências; e
- Desvios de mercado.

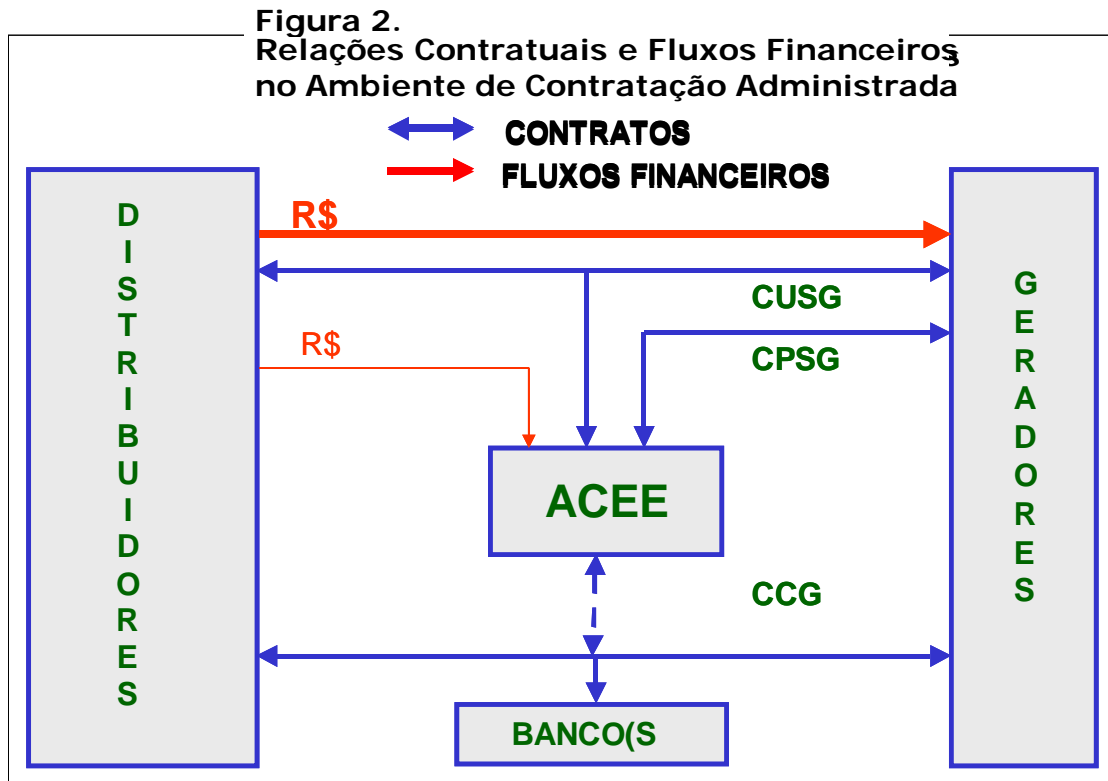
O modelo de contratação proposto garante ao investidor da geração a estabilização de suas receitas mitigando os riscos financeiros resultantes de ocorrência de secas excepcionalmente severas ou de problemas conjunturais¹⁷. No caso da geração termelétrica, o modelo permite, adicionalmente, transferir para os consumidores o benefício da complementaridade hidrotérmica. De outro lado, aponta na direção da eficiência alocativa dos riscos, na medida em que os consumidores, tomados em conjunto, estão mais aptos para absorver os riscos sistêmicos do que cada gerador isoladamente.

Os incentivos à eficiência operativa - para a realização de manutenções, de repotencialização ou modernização das instalações hidrelétricas ou para a melhoria do índice de consumo específico da geração termelétrica - são garantidos pelas seguintes providências:

- Contratação de um montante de energia assegurada do empreendimento, associado a sua contribuição ao sistema na oportunidade em que a ele é integrado, ao invés de simplesmente sua potência instalada, dando margem a aditivos contratuais ao CPSG quando ocorrerem acréscimos comprovados na disponibilidade de energia oferecida pelo empreendimento;
- Adoção de instrumentos regulatórios adequados, passíveis de serem incluídos nos contratos de concessão e mesmo nos contratos que regem as relações comerciais, como, por exemplo, a previsão de redução da receita permitida no caso do não cumprimento de padrões de desempenho pré-estabelecidos ou o não reconhecimento dos gastos com combustível, acima de índices de consumo igualmente pré-definidos.

¹⁷ Por exemplo: crescimento inesperado da demanda ou falha ou atraso na entrada de equipamentos importantes como interconexões regionais.

A representação esquemática das relações contratuais descritas e dos respectivos fluxos financeiros é mostrada na Figura 2.



4.6.2 CONTRATAÇÃO ADICIONAL DE ENERGIA

A oferta a ser contratada, no âmbito do *pool*, corresponde à soma dos mercados dos distribuidores. Contudo, a FEPE poderá indicar para o MME a necessidade de contratação, para o quinto ano, superior às previsões de carga indicadas pelos agentes de distribuição. Em tal caso, após a aprovação do MME, serão celebrados contratos adicionais de uso do sistema de geração por todos os distribuidores, na proporção de suas projeções, cobrindo a diferença entre a projeção agregada da carga, indicada no PDE, e a soma das projeções dos concessionários. A expansão do sistema deverá ser ajustada para esse valor de mercado, superior, portanto, à projeção feita pelos distribuidores.

Os custos decorrentes dessa contratação adicional serão totalmente repassados para as tarifas dos consumidores cativos. Essa contratação não trará impacto financeiro sobre os resultados dos distribuidores no caso de acerto na sua previsão de mercado.

O cálculo do uso da energia decorrente dessa contratação será feito depois de concluído o processo de contabilização das diferenças, considerando as projeções próprias de cada distribuidor. Uma vez compensadas eventuais diferenças entre os concessionários e comprovada a utilização dessa oferta suplementar por um

distribuidor, este pagará um adicional tarifário sobre o montante utilizado, equivalente a “P3%” (descrito no item 4.8), sobre a tarifa do *pool*. Esse custo não será repassado à tarifa de fornecimento.

4.6.3 CONTRATAÇÃO EXTRAORDINÁRIA DE ENERGIA

Para a cobertura de déficits do sistema, não atendidos pelas eventuais sobras de um subconjunto dos distribuidores, o MME poderá determinar a contratação extraordinária de energia por parte dos distribuidores, com o objetivo de assegurar o suprimento de energia de acordo com os critérios estabelecidos.

Essa contratação extraordinária será objeto de contestação pública e, uma vez concluído tal processo, a contratação será administrada pelo ACEE. Soluções para a cobertura destes *deficits* podem compreender, entre outras, as seguintes situações:

- Adiantamento de obras de geração e transmissão;
- Decisão de construção de novas usinas;
- Compra de energia livre de produtores independentes ou de excedentes de autoprodutores;
- Importação de energia;
- Gerenciamento pelo lado da demanda.

Toda contratação extraordinária deverá ter seus custos explicitados e será feita mediante processo de licitação pública.

Quando as análises da FEPE permitirem caracterizar os desvios ocorridos como “de natureza sistêmica”, isto é, decorrentes de uma causa superveniente e fora do controle e possibilidade de incorporação nas previsões dos distribuidores, e desde que aprovados pelo MME, os custos apurados na contratação extraordinária serão repassados diretamente aos consumidores por meio de encargo tarifário de duração a ser definida, em cada caso, pelo Governo.

Na hipótese de a contratação extraordinária ser atribuída a déficits decorrentes de erro de previsão de carga não atendidos pelas sobras de outros distribuidores, os distribuidores com déficit comprarão o montante dessa energia que for necessário para equilibrar seu balanço energético, pagando o preço dessa contratação extraordinária. A diferença entre esse preço e a tarifa de suprimento não poderá ser repassada para a tarifa dos consumidores finais. O preço da contratação extraordinária terá que assegurar a cobertura dos custos de todas as ações emergenciais de curto prazo adotadas.

A contratação extraordinária é a única situação prevista para que se estabeleça a contratação de serviços de geração por prazos inferiores a 5 anos.

4.6.4 CONTRATAÇÃO DE ENERGIA SECUNDÁRIA

Havendo disponibilidade de energia secundária no sistema, será permitido acréscimo temporário de consumo aos consumidores (carga dos concessionários, preferencialmente, e de consumidores livres, subsidiariamente), por meio de

estímulo a contratos adicionais, admitindo-se preços reduzidos (em relação à tarifa de suprimento) e prazos fixos e curtos. Estes contratos serão objeto de tratamento específico.

Havendo maior demanda por estes contratos do que oferta de energia disponível, deverá ser realizada licitação, na modalidade de leilão, para alocação desta energia. Toda essa contratação deverá ser administrada pelo ACEE.

Esse excedente de energia poderá ainda ser destinado a exportação eventual.

O resultado líquido de tais operações, apurado em um ano será utilizado no ano seguinte, para composição da tarifa de suprimento, visando à modicidade tarifária.

4.6.5 CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ENTRE GERADORES

Será compulsória a contratação entre geradores, de forma a garantir a operação interligada, permitindo, ainda, que haja pagamentos da tarifa de otimização e que eventos tais como indisponibilidade ou impossibilidades de honrar contratos fora do *pool* possam gerar faturas entre os geradores. Adicionalmente, Produtores Independentes fora do ACEE, total ou parcialmente, poderão celebrar livremente contratos de compra de energia, visando minimizar custos de ressarcimentos ao sistema.

O total dos contratos realizados pelos geradores deve ter correspondência com o total da energia assegurada dos mesmos estabelecidos pela ANEEL. Garante-se assim que qualquer transação tenha suporte em lastro físico.

4.6.6 PERDAS NA REDE BÁSICA

As perdas no sistema de transmissão (Rede Básica) serão alocadas de acordo com a metodologia atual, sendo contratadas por todos os agentes de consumo e geração. No caso de agentes do *pool*, as perdas alocadas aos agentes participantes serão somadas e consideradas na tarifa média de suprimento aos distribuidores.

Para permitir uma comparação adequada entre opções de geração, nos processos licitatórios de contratação de energia do ACEE, as perdas deverão ser valorizadas e alocadas a cada projeto sendo cotejado, de modo a não se perder o sinal locacional – espacial e temporal – proporcionado pela alocação de perdas ao segmento de geração.

As variações na carga do sistema provocadas por aumento de perdas na Rede Básica deverão ter suas causas identificadas e seus custos repassados ao consumidor apenas nos casos em que forem relacionadas com o despacho de geração para otimização energética e a alterações na Rede Básica.

4.7 RESERVA DE ENERGIA

A partir da implantação do modelo aqui proposto o sistema contará com uma reserva de segurança que visa torná-lo menos vulnerável às conseqüências de possíveis desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda.

O MME deverá estabelecer uma quantidade de energia a ser contratada como reserva. A utilização dessa margem para compensar erros de previsão de carga dos distribuidores, quando ocorrer, deverá ser valorada com preços estabelecidos por meio da utilização de um fator multiplicador "P3", referenciado no item 4.8, a ser aplicado na tarifa média do *pool*.

O custo de formação dessa reserva será repassado a todos os consumidores (cativos e livres) por meio das tarifas de transporte (TUST ou TUSD), já que ela se destina a reduzir riscos de racionamento para todos os consumidores do sistema elétrico.

Na formação dessa reserva deve-se considerar, prioritariamente, a energia assegurada decorrente de ganhos energéticos sistêmicos, tais como aqueles advindos de obras de transmissão incorporadas ao sistema, revisão de séries hidrológicas, etc. Esse tratamento evitará a necessidade de redefinição das energias asseguradas entre os agentes, além de permitir que parte da reserva seja formada sem custos adicionais ao consumidor.

4.8 CONTABILIZAÇÃO E LIQUIDAÇÃO DE DIFERENÇAS CONTRATUAIS NO POOL

Como os distribuidores devem contratar o total do mercado por eles previsto e declarado à FEPE, com antecedência de 5 anos, é natural que se registrem diferenças entre os montantes de energia contratados e efetivamente verificados. Tais diferenças serão contabilizadas e liquidadas sob a coordenação do ACEE, em base mensal, considerando aspectos de sazonalidade anual e modulação diária.

Além disso, levando em conta que os distribuidores serão os principais agentes responsáveis pelas estimativas de demanda, das quais derivarão os contratos, deverá ser instituído processo que incentive previsões de demanda realistas. Assim, estabelecida uma faixa de tolerância para desvio de previsão de carga de cada distribuidor, deverá haver penalização pelo desvio das projeções em relação à demanda realizada. Essa penalização será mais severa para desvios negativos (previsão inferior ao realizado) do que para desvios positivos (previsão superior ao realizado).

Contudo, considerando que as projeções de consumo serão feitas com grande antecedência (5 anos) e que, do ponto de vista do sistema, interessa a previsão agregada dos distribuidores, poderão ser feitas compensações até um ano antes do início do suprimento a que se refere a contratação. Assim, com base na revisão anual das projeções de carga, prevista no ciclo de planejamento, as variações, para mais ou para menos, das necessidades de contratação de energia para horizonte entre o segundo e o quarto ano, inclusive, poderão ser compensadas entre distribuidores. Essa compensação dar-se-á em câmara do

ACEE, segundo regras que assegurem a equidade entre os agentes, sem custos adicionais para a revisão dos valores contratados.

O processo de compensação no horizonte de curto prazo terá a seguinte seqüência:

1. Um ano antes do início do suprimento.

- As diferenças entre as necessidades de contratação e os montantes contratados de energia dos distribuidores serão ajustadas conjuntamente com o ACEE, já considerando os desvios toleráveis de cada distribuidora.
- O ACEE fará o rateio das sobras procurando suprir a todos na proporção dos seus déficits.
- Os agentes disponibilizarão eventuais sobras aos distribuidores que tenham déficits, sem pagamento de penalidade, reduzindo seus contratos em igual proporção.
- Agentes que estejam em déficit de contratos pagarão pelos contratos de compra de energia "P1" vezes a tarifa de suprimento do *pool* ("P1">1).

2. Um mês antes do início do suprimento.

- As diferenças entre as necessidades de contratação e os montantes contratados de energia dos distribuidores serão ajustadas conjuntamente com o ACEE.
- O ACEE fará o rateio das sobras procurando suprir a todos na proporção dos seus déficits, já considerando os desvios toleráveis de cada distribuidora.
- Os agentes disponibilizarão eventuais sobras aos distribuidores que tenham déficits, sem pagamento de penalidade, reduzindo seus contratos em igual proporção.
- Agentes que estejam em déficit de contratos pagarão pelos contratos de compra de energia "P2" vezes a tarifa de suprimento do *pool* ("P2">"P1").

3. No momento da contabilização.

- Distribuidores que verificarem carga superior a "D1%" do total contratado pagarão, por todo o excedente de energia consumida em relação aos contratos vigentes, um preço "P3" vezes a tarifa de suprimento ("P3">"P2"). Para excedentes inferiores a "D1%", o preço pago será a própria tarifa de suprimento do *pool*.
- Distribuidores que verificarem carga inferior a "D1%" da carga contratada, pagarão, além do total contratado, pela energia contratada e não consumida. Essa diferença em relação a "D1%" será valorada por um

valor "P4" vezes a tarifa de suprimento do *pool* ("P4" < 1). Contudo, nada pagarão para diferenças inferiores a "D1%".

Os valores de "D1%" deverão ser estabelecidos pela ANEEL para cada distribuidor, em função das características de sua área de concessão e de seu mercado consumidor. Estes valores deverão refletir os desvios de mercados toleráveis em cada distribuidora e, na sua definição, incorporar gradualmente melhorias de desempenho dos distribuidores com relação a previsões de mercado.

Cabe observar que, embora as penalidades por desvios de mercado sejam aplicadas apenas no ano de liquidação, existe sinalização econômica para que os distribuidores projetem corretamente seus mercados do quinto ano. De fato, os incentivos para a projeção correta decorrem de:

- Possibilidade de adquirir energia compulsoriamente ao custo de contratação extraordinária, sem repasse integral de custos ao consumidor (item 4.6.3), quando de subestimação do mercado de um distribuidor, sem correspondente superestimação em outros.
- Possibilidade de assunção de sobras contratuais, sem repasse ao consumidor, na hipótese de superestimação do mercado de um distribuidor, sem que ocorram déficits em outros.

Assim, se um distribuidor fizer uma previsão de baixa qualidade para o quinto ano, não haverá garantia de que outros distribuidores possam absorver seus desvios no processo de ajuste, o que implica em perdas para os distribuidores.

O desvio de projeção deverá tomar por base a carga global da distribuidora, independente do montante de mercado contratado por meio do ACEE.

Todas as penalidades serão arrecadadas pelo ACEE, que deverá manter conta especial para esse fim e utilizar o resultado apurado em cada exercício para modicidade das tarifas de suprimento do ano seguinte.

4.8.1 EFEITOS NÃO CONTROLÁVEIS SOBRE AS PREVISÕES DE MERCADO

Nos casos em que os desvios de mercado possam ser objetivamente atribuídos a fatores que não puderam ser incorporados pelos distribuidores e pela FEPE, nas suas previsões, tais como alterações nas condições macroeconômicas, as penalidades poderão ser atenuadas. Para tanto, a FEPE e/ou as concessionárias apresentarão estudos técnicos e exposição de motivos para apreciação e decisão do MME.

4.8.2 EFEITOS DECORRENTES DA REDUÇÃO DE OFERTA

Os impactos financeiros decorrentes de ações indevidas dos geradores, tais como atrasos de obras, saídas além dos padrões permitidos, entre outras, deverão ter penalidades associadas, compatíveis com o tratamento dado para os distribuidores quando subestimam suas previsões de mercado. Adicionalmente, deverá a ANEEL desenvolver estudos relativos ao estabelecimento de padrões de

qualidade para os geradores conectados aos sistemas, prevendo incentivos e penalidades para os agentes de geração. Esses estudos devem induzir a uma redução progressiva das indisponibilidades dos geradores, bem como a uma melhoria nos padrões e gerenciamento das manutenções preditivas, preventivas e corretivas das usinas no sistema.

4.9 CONTABILIZAÇÃO E LIQUIDAÇÃO NO AMBIENTE DE LIVRE CONTRATAÇÃO

Conforme já estabelecido, existirão dois ambientes, ambiente de livre contratação e *pool*, sendo que, em ambos, os geradores só podem contratar até o limite da sua energia assegurada. Nesse contexto, a liquidação final será realizada pelo ACEE, aferindo-se daí as trocas de energia porventura existentes entre os dois ambientes, a serem posteriormente submetidas a liquidação financeira.

No âmbito do *pool*, considerando o processo de contratação com 5 anos de antecedência, bem como os ajustes de sobras e déficits efetuados conforme o modelo proposto, já estão incorporadas as compensações decorrentes de variações de mercado dos distribuidores. Isso quer dizer que essas variações não poderão ser compensadas por contratações adicionais com geradores não participantes do *pool*, exceto nos casos das contratações extraordinárias.

No momento da operação do sistema, se forem verificados desvios que impliquem troca de energia entre os ambientes *pool* e "ambiente de livre contratação", as diferenças para liquidação no ambiente *pool* deverão contemplar os valores contratuais ajustados após as citadas compensações e/ou contratações extraordinárias.

Uma vez que a receita dos geradores participantes do *pool* é integralmente garantida mediante contratação prévia, eles não estarão sujeitos ao efeito de regras de contabilização de energia que lhes imputem custos ou receitas extraordinárias, excetuando-se aqueles relativos a indisponibilidades e à otimização energética, mesmo quando envolverem transações com geradores não participantes do *pool*.

4.9.1 PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DE DIFERENÇAS (PLD)

Os preços para liquidação de diferenças contratuais no ambiente externo ao *pool*, serão determinados e publicados pelo ACEE. O PLD terá como base o Custo Marginal de Operação, limitado por preços piso e teto. O preço teto do PLD será igual ao custo variável da térmica mais cara participante do despacho centralizado.

A definição proposta para o valor teto do PLD se justifica na medida em que tal valor (da ordem de R\$ 300,00 por MWh para UTE Diesel) permite operação em complementação térmica sem distorções, enquanto que seu aumento, além de

não trazer ganhos de eficiência ao sistema, contribui para aumentar a volatilidade dos preços no ambiente de livre contratação. A adoção de uma banda de variação para o PLD não introduz distorções no despacho ótimo do sistema, por não afetar os parâmetros, critérios e procedimentos utilizados nos estudos eletro-energéticos da operação.

O arranjo proposto considera que o *pool*, no mercado de diferenças de curto prazo, será sempre tratado como uma “empresa equivalente”¹⁸. Nela somente o excedente ou déficit global, determinados após a contabilização interna do *pool*, constituirão diferenças a serem consideradas e liquidadas no mercado de curto prazo, que agrega todos os agentes não participantes do *pool* (mercado de contratos bilaterais livremente pactuados). O Mecanismo de Realocação de Energia, em sua formulação original, permanecerá sendo aplicado a todos os geradores hidráulicos participantes do despacho centralizado, conforme detalhado no item 4.10.

As usinas poderão ter diferentes contratos, sendo alguns no ambiente do *pool* e outros fora. A parcela contratada com o *pool* não estará sujeita a exposições de curto prazo, conforme dito acima. Neste caso a energia alocada à usina será dividida proporcionalmente aos contratos realizados no *pool* e fora do *pool*, sendo a contabilização efetuada como se fossem duas usinas, segundo regras do *pool* e a outra segundo regras do ALC.

4.9.2 LIQUIDAÇÃO DE DIFERENÇAS NO AMBIENTE EXTERNO AO POOL

No ambiente externo ao *pool*, as diferenças em relação aos valores contratados deverão ser liquidadas ao PLD. As trocas de energia do *pool* com o ambiente externo, ALC, deverão ser valoradas também pelo PLD definido anteriormente.

A sistemática proposta para valorar as diferenças contratuais no ambiente do ALC é compatível com a otimização da operação de termelétricas pertencentes a Produtores Independentes fora do *pool*.

Além disso, a existência de um preço-teto para o PLD estimula os geradores a buscar contratos bilaterais de longo prazo para sua energia assegurada, ou mesmo a participar das licitações para alocação de energia ao *pool*.

As diferenças contratuais decorrentes de transações entre produtores independentes e consumidores livres devem ser liquidadas junto ao ACEE. Consumidores livres poderão negociar livremente entre si e com seus respectivos fornecedores, a qualquer tempo, antes da realização da contabilização dos consumos efetivos, suas sobras e déficits de contratos de forma a minimizar seus

¹⁸ Para o mercado de diferenças de curto prazo, o *pool* pode ser visto como se fosse um autoprodutor com balanço nulo de energia em condições normais e, portanto não teria contratos registrados. Porém, em determinados momentos poderia injetar excedentes de geração no sistema interligado ou então consumir energia para atender déficits eventuais em seu balanço.

desvios de carga. A energia consumida por um consumidor livre acima do montante contratado será valorada pelo máximo entre PLD e “P3” vezes a tarifa do ACEE, sendo que consumos inferiores ao contratado serão valorados no momento da liquidação de curto prazo pelo PLD.

4.10 MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA – MRE

O MRE deverá permanecer, visando propiciar a otimização da operação do sistema hidrotérmico existente nos dois ambientes – *pool* e “não-*pool*”.

Uma vez definida a energia alocada total a cada gerador hidráulico, a energia alocada de todos os geradores pertencentes ao *pool* deve ser somada, de modo a compor a geração hidráulica total do *pool*. Note-se que para os geradores do *pool* que têm receita fixa proporcional ao valor de sua “placa”, não haverá contabilização de pagamentos ou recebimentos pela participação no MRE. Entre esses geradores, pertencentes ao *pool*, haverá apenas o pagamento referente à Tarifa Energética de Otimização, estabelecida pela ANEEL.

Porém, para o caso dos geradores hidráulicos participantes da operação centralizada do sistema e concessão de produção independente, com contratos bilaterais, a energia alocada total após a aplicação do MRE será a base do cálculo das diferenças, para fins de contabilização e liquidação no âmbito do ACEE.

A tarifa para trocas energéticas entre geradores participantes do MRE deverá se constituir em tarifa de otimização, contemplando custos de operação e manutenção e custos referentes à compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos. Tal compensação deverá ser definida e publicada pelo ACEE, após homologação da ANEEL, com a adequada antecedência.

Ressalte-se que as exposições que há hoje, em decorrência da existência de submercados, desaparecerão com a extinção dos mesmos.

4.11 TARIFAS DE SUPRIMENTO

A tarifa de suprimento é o valor unitário que os distribuidores pagarão pelo uso do sistema de geração. Em termos agregados, o cálculo dessa tarifa terá como base:

- De um lado, a soma dos custos e encargos de geração e da administração dos contratos pelo ACEE, e
- De outro, a soma das projeções de carga dos distribuidores.

Em princípio equalizada, a tarifa de suprimento assim calculada poderá ser regionalizada, refletindo políticas públicas, explicitamente definidas, de tal forma que o total arrecadado corresponda à soma dos custos e encargos de geração e da administração dos contratos pelo ACEE.

Compõem os custos e encargos de geração:

-
- A receita garantida aos geradores, derivada da licitação;
 - Previsão do custo variável do combustível para geração térmica;
 - Outros encargos¹⁹.

Entre as funções do ACEE incluem-se, assim:

- Calcular a tarifa de suprimento, sujeita a homologação pela ANEEL, e
- Realizar a contabilização e a liquidação dessas operações, determinando quanto cada um dos distribuidores deve pagar a cada gerador (cada gerador emitirá fatura para cada distribuidor, sob comando do ACEE).

Será garantido o repasse integral ao consumidor final da tarifa de suprimento assim calculada. 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 seu reajuste tarifário.

A tarifa de suprimento será determinada anualmente levando-se em conta:

- O reajuste previsto para a receita anual permitida dos geradores;
- As estimativas do gasto com combustível na geração térmica;
- A incorporação de novos geradores e mercados;
- Os excedentes ou déficits financeiros eventualmente gerados no processo de contabilização e liquidação das diferenças contratuais do ano anterior;
- Custos operativos não previstos no planejamento da operação no ano anterior;
- Custo estimado para as perdas de transmissão; e
- Outros excedentes financeiros eventualmente gerados pela operação otimizada do sistema.

Considerando que as tarifas serão fixadas com base no mercado de referência, as insuficiências de receita por desvios de mercado serão alocadas em contas de variação acumulada (CVA) de titularidade dos geradores. Estas contas deverão ser proporcionais às receitas garantidas de cada gerador.

Como as usinas estarão sendo despachadas centralizadamente pelo ONS, tendo as hidrelétricas suas energias alocadas pelo MRE, em anos de hidrologia desfavorável, ou inferior àquela prevista no planejamento da operação, poderá haver situações, de baixa probabilidade, em que o *pool* não disponha de recursos suficientes para cobrir todos os custos de compra de energia. Nestes casos, essas diferenças deverão ser alocadas na CVA descrita acima.

¹⁹ Reserva Global de Reversão – RGR, Conta de Desenvolvimento Energético – CDE e Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos.

4.12 FINANCIAMENTO DA EXPANSÃO

Nos setores de infra-estrutura, os projetos de investimento são, em geral, intensivos em capital e demandam grandes prazos de maturação. Esse perfil é muitas vezes incompatível com os mecanismos de financiamento disponíveis no Brasil. Isso é mais significativo no caso do setor elétrico, que ainda dispõe de abundantes potenciais hidrelétricos economicamente viáveis. Tais aproveitamentos requerem, em geral, elevados investimentos, possuem vida útil muito longa e necessitam, por consequência, de contratos de concessão de longa duração para permitir a amortização dos seus investimentos sem que haja fortes pressões sobre a tarifa ao consumidor final.

Assim, uma análise puramente financeira pode levar a distorção na escolha das opções mais econômicas da expansão da geração, o que sugere a necessidade de se encontrarem formas de financiamento convenientes.

Outra característica das usinas hidrelétricas é que, a partir do término do primeiro período de concessão, não há, em geral, investimentos a amortizar, pois a maior parte da amortização já ocorreu ao longo do prazo de concessão. Assim, a partir deste momento, as receitas permitidas das instalações tenderiam a refletir apenas os custos variáveis e os de eventuais investimentos adicionais autorizados e ainda não amortizados. Dessa forma, o custo de produção da usina torna-se muito baixo, se comparado com o de uma usina ainda em amortização, gerando um benefício econômico que poderá ser utilizado de duas formas:

- Para garantir modicidade da tarifa ao consumidor final, e
- Para formar um fundo de financiamento da expansão do setor, dentro de linha específica criada com recursos gerados por esse benefício, com potencial para alavancar o investimento requerido pela expansão do sistema.

Esses recursos devem ser captados por meio de um encargo setorial. O rateio do referido benefício econômico, entre os objetivos de proporcionar a modicidade tarifária e a formação do fundo para financiamento da expansão do sistema, deverá ser proposto pelo MME e aprovado pelo CNPE.

Essa fonte de recursos se somaria a outras já existentes no setor, quais sejam:

- Geração interna de caixa dos agentes de geração e transmissão.
- Reserva Global de Reversão (RGR) e Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).
- Geração interna de caixa da ELETROBRÁS, decorrente de suas aplicações no financiamento do setor.

Como forma de capitalização das empresas de geração e transmissão (entrada de novos recursos a serem aplicados no setor), pode-se considerar, ainda, a venda de ações de empresas estatais e emissão de debêntures, com aplicação de recursos de fundos de pensão privados e até mesmo do FGTS, do FAT, entre outros. A aplicação de recursos desses fundos é absolutamente compatível com as condições requeridas pelo investimento na expansão setorial. Alternativa ou

complementarmente, recursos desses fundos poderiam ser aplicados nos fundos setoriais acima mencionados (fundo formado a partir da renda excedente do ativo em operação e fundo rotativo).

4.13 DISTRIBUIDORES

A atividade de distribuição passa a ser orientada para o serviço de rede e de venda de energia a consumidores cativos. Esses agentes não poderão exercer as atividades de geração e transmissão de energia elétrica.

Os distribuidores não poderão comercializar energia para consumidores livres. Quando do suprimento a essa categoria de consumidores, têm apenas a função de provedores de rede e por esse serviço deverão receber valores definidos nas Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

Assim como na transmissão, a existência de subestação compartilhada deverá ser eliminada. As conexões nas subestações (bays de conexão), necessárias às novas ligações ao sistema, deverão ser de responsabilidade dos distribuidores, sendo seus custos tratados na TUSD. Contudo, mantém-se a necessidade de assinatura de contrato de conexão visando regular o relacionamento de conexão entre os agentes.

Os distribuidores devem contratar o montante de energia declaradas à FEPE, de acordo com as suas próprias previsões, feitas com cinco anos de antecedência. Caso os distribuidores acertem nas suas previsões de mercado, as compras de energia no *pool* serão integralmente repassadas aos consumidores. Eventuais desvios serão tratados de acordo com o item 4.9.

Os distribuidores terão seu mercado atendido exclusivamente por meio da contratação administrada pelo ACEE. A cada ano, o montante de energia a ser contratado corresponde a:

- **Contratação regular** - acréscimo da projeção da carga própria (mercado mais perdas) para o quinto ano do horizonte de planejamento, projeção essa elaborada pelos distribuidores. Sobre esse mercado os distribuidores terão total responsabilidade.
- **Contratação adicional** - montantes indicados pela FEPE, sendo os custos desta contratação repassados integralmente para os consumidores.
- **Reserva de energia** - montantes indicados pelo MME, sendo os custos desta contratação repassados integralmente para os consumidores.
- **Contratação extraordinária de energia** - montantes indicados pelo MME, sendo os custos repassados para o consumidor apenas se motivados por desvios de natureza sistêmica.

A despeito do prazo de cinco anos, estabelecido no item 4.14 , para migração de consumidores cativos para consumidores livres e vice-versa, é facultado ao distribuidor, quando da revisão dos contratos junto ao ACEE, visando acomodar a sua contratação de longo prazo, liberar ou inserir novos consumidores.

Não será mais admitido que os distribuidores possuam geração para atendimento próprio (*self-dealing*). Findos os atuais contratos de concessão, as usinas concedidas para distribuidores deverão ser licitadas na modalidade de serviço público. A partir do início da implantação desse modelo, mesmo na vigência dos atuais contratos de concessão que contemplam o *self-dealing*, as atividades de geração e distribuição deverão ser separadas, devendo os distribuidores constituírem empresas próprias para abrigar essas unidades.

Os contratos de compra de energia elétrica celebrados pelos distribuidores antes da implementação do novo modelo serão repassados às tarifas, de acordo com a legislação vigente, desde que tenham sido previamente homologados pela ANEEL.

Será admitida a aquisição de geração de pequeno porte²⁰ pelos distribuidores, integrada à rede, tanto própria como pertencente a terceiros. Os respectivos contratos deverão ser registrados no ACEE e os seus custos serão considerados na definição da tarifa de suprimento do *pool* para o distribuidor detentor de tais contratos. Para efeito de composição tarifária, o custo dessa geração distribuída deverá ser igual ou menor que a tarifa da última licitação ocorrida no âmbito do *pool*. Os custos evitados na distribuição deverão ser suficientes para compensar eventuais diferenças na tarifa de suprimento do distribuidor. Caso contrário tais contratações não devem ser feitas. A contratação de geração distribuída pelos distribuidores deverá contemplar um prazo mínimo de cinco anos. A prerrogativa de compra de geração distribuída é da distribuidora.

Visando estimular tais contratações, particularmente no caso de cogeneradores, os contratos de *back-up* necessários poderão ser feitos com os distribuidores. Pela energia fornecida nesses casos, o distribuidor deverá cobrar valores compatíveis com aqueles praticados pelo *pool* quando das ultrapassagens normais.

A geração própria existente, após separada em empresa específica de geração e fixado contrato bilateral de venda com o correspondente distribuidor, assim como a geração distribuída contratada, serão deduzidas da projeção de carga, para efeito da contratação dos distribuidores no âmbito do *pool*.

No caso específico de agentes concessionários, permissionários e autorizados de distribuição com cargas menores ou iguais a 300 GWh por ano, será permitida a integração vertical da distribuição com geração desde que a geração não exceda a carga e esteja associada a PCHs ou outras fontes renováveis. Em qualquer caso, para efeito de cálculo da tarifa de fornecimento, a ANEEL considerará a tarifa do *pool* como o valor máximo da energia utilizada no suprimento.

²⁰ Pequenas centrais hidrelétricas, pequenas centrais termelétricas, geração a partir de fontes renováveis e cogeração.

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. Contudo, deverá a ANEEL disponibilizar e dar publicidade às tarifas de todos os concessionários, autorizados e permissionários, 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 5 anos, recontratando, anualmente, o montante de energia do 5º ano. Esse contrato deverá prever multa por ultrapassagem. O valor arrecadado pelos distribuidores que exceder as suas multas junto ao ACEE deverá ser revertido, sob a forma de modicidade tarifária, ao *pool*. Este mecanismo deverá ser detalhado pela ANEEL.

Ensejará tratamento específico, o aditamento de contratos existentes com demandas superiores a 3 MW, ou a necessidade de ligação de novos consumidores cativos. Assim, os distribuidores estarão eximidos de responsabilidade, para efeito de penalidades, por desvio desse mercado. Tais casos deverão ser comprovados junto ao ACEE por meio dos respectivos aditivos contratuais, demonstrando seus impactos nas penalidades. Esses ajustes poderão, se necessário, ser atendidos a partir da reserva ou do mecanismo de contratação extraordinária. Sendo necessário, o contrato da distribuidora deve ser elevado em igual monta.

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

4.14 CONSUMIDORES LIVRES

Consumidores atendidos em qualquer nível de tensão de fornecimento e em cuja unidade consumidora a demanda contratada seja igual ou superior a 3.000 kW poderão optar entre:

- Continuar sendo atendidos pelo distribuidor local;
- Comprar energia diretamente de um produtor independente ou de autoprodutores com excedentes; ou
- Comprar energia por meio de um comercializador.

O exercício das duas últimas opções caracteriza a condição de “consumidor livre”. Essa opção abrangerá toda a carga de uma unidade consumidora. No caso de expansão, o consumidor cativo poderá optar por enquadrar a carga adicional na condição de consumidor livre, devendo individualizar a medição. . A opção por tornar-se consumidor livre (ou de retornar à condição de suprimento por um distribuidor) deverá ser feita com antecedência mínima de 5 anos, prazo esse compatível com o período de contratação a que estão obrigados os distribuidores. Antecedência menor deverá ser objeto de negociação direta entre consumidor e distribuidor, garantida ao distribuidor a prerrogativa da decisão final sobre a migração.

A condição de consumidor livre enseja a celebração de contratos de uso do sistema de transmissão e de distribuição e contratos de conexão, garantido o livre acesso a esses sistemas. O contrato de uso da rede por um consumidor livre deverá tornar disponível todas as informações necessárias para a operação e expansão da rede local. Os montantes de energia contratados por consumidores livres deverão estar registrados junto ao ACEE.

A opção pela condição de consumidor livre não desobrigará o consumidor dos encargos referentes à CCC do sistema isolado e de outros de caráter sistêmico (RGR, Taxa de Fiscalização da ANEEL, Reserva de Segurança, etc.).

Os consumidores livres assim como os cativos arcarão com os encargos da reserva do sistema, uma vez que estarão operando sob o mesmo critério de garantia do sistema interligado nacional. Os encargos de reserva serão incorporados às tarifas de transporte (TUST e TUSD), devidamente discriminados e pagos por todo o universo de consumidores.

4.15 PRODUTORES INDEPENDENTES

Caracterizam-se como Produtores Independentes de Energia (PIE) os empreendedores que atuem no segmento de geração por sua conta e risco.

Um PIE poderá vender energia para:

- Consumidores livres;
- Agente comercializador, para atendimento a consumidores livres;
- Conjunto de distribuidores, por meio do ACEE;
- Consumidores, integrantes de complexo industrial ou comercial, aos quais o produtor independente também forneça vapor oriundo de processo de cogeração.

O PIE poderá ainda exportar total ou parcialmente sua energia assegurada. Estes contratos de exportação deverão ser registrados no ACEE.

O PIE poderá comercializar sua energia no Pool, no todo ou em parte, integrando-se ao sistema de comercialização administrado pelo ACEE, firmando contrato de prestação de serviço de geração e de uso do sistema de geração, pelo qual receberá, como contrapartida do serviço prestado, uma receita garantida pelo prazo dos contratos e contará com as garantias oferecidas pelos distribuidores. Em geral, esses contratos serão de longo prazo, salvo nos casos de contratação extraordinária. A compra de energia de um PIE por distribuidores, por meio do ACEE, será sempre precedida de licitação.

Em condições normais, serão objeto de produção independente:

- Pequenas centrais hidrelétricas,
- Centrais termelétricas, com exceção de usinas nucleares,
- Usinas hidrelétricas não relacionadas no PDE,
- Plantas de cogeração, e

-
- Centrais de produção de energia a partir de fontes alternativas.

No caso de geração hidrelétrica por PIE, será atribuído ao empreendimento um valor de energia assegurada, definido no processo da licitação do uso do bem público, que necessariamente precederá a outorga deste tipo de concessão. Esse valor de energia será a quantidade que o PIE poderá comercializar a qualquer tempo. Ainda nesse caso, o PIE se obriga, desde a licitação do empreendimento, a submeter-se aos Procedimentos de Rede do ONS, incluindo o despacho centralizado.

O PIE hidráulico, que comercializar sua energia fora do *pool*, deverá assumir os riscos de exposição no curto prazo e, em contrapartida, os resultados financeiros daí decorrentes serão revertidos a seu favor.

As usinas hidrelétricas relacionadas no PDE somente poderão ser objeto de produção independente se os interessados apresentarem contratos de longo prazo com consumidores que componham a carga existente (isto é, que estejam exercendo a opção pela condição de consumidor livre no horizonte do PDE) e que correspondam a pelo menos 80% da energia assegurada que for atribuída à usina.

A concessão para PIE deverá ser licitada na modalidade de outorga onerosa. Nesse processo, será levado em conta:

- O valor a ser pago pela UBP, com os recursos auferidos sendo direcionados, por exemplo, para financiar os estudos de desenvolvimento do potencial hidrelétrico;
- A quantidade de carga de consumidores existentes a ser atendida pelo projeto.

A energia assegurada remanescente, isto é, que não houver sido contratada com comercializadores e/ou consumidor livre, poderá ser comercializada com o conjunto de distribuidores, por meio de processo licitatório de compra de energia realizado pelo ACEE.

Usinas hidráulicas já amortizadas cujo prazo do contrato de concessão venha a expirar não poderão ser destinadas à produção independente, devendo ser novamente licitadas com destinação ao serviço público, sendo reservada sua produção à comercialização com distribuidores (consumidores cativos) segundo contratação administrada pelo ACEE.

4.16 GERAÇÃO TERMELÉTRICA

4.16.1 TERMELÉTRICAS FORA DO POOL

Essas térmicas serão autorizadas pelo poder concedente na modalidade de PIE, ou seja, com comercialização por sua conta e risco. Entende-se que essas usinas só serão implantadas quando o empreendedor tiver assegurado um contrato de venda de energia.

Uma vez que o conjunto de hidrelétricas do sistema interligado existente (a maioria incorporadas ao *pool*) irá produzir energia secundária na maior parte do tempo, é razoável estabelecer que esta energia venha também a ser comprada por esses PIEs termelétricos - a um preço de liquidação de diferenças, PLD, calculado com base no CMO.

Em consequência, com a comercialização da energia secundária será obtida uma receita adicional para o *pool*, que deverá se reverter em modicidade tarifária para os consumidores. Também se beneficiarão os consumidores do PIE, que poderão negociar com este um menor preço para a energia, além do próprio PIE, que poderá dividir com os seus consumidores o benefício da energia secundária comprada a um menor preço, praticando tarifas mais módicas.

Observe-se que o PIE termelétrico terá que adquirir seu combustível e arcar com todos os custos variáveis de operação. Terá ainda que conseguir, junto a outros PIEs, contratos de *back-up* para eventuais saídas intempestivas de longa duração, ficando exposto ao PLD, caso não efetive os referidos contratos.

Destaque-se, ainda, que quando ocorrerem paradas forçadas de pequena duração (ou acumuladas até uma certa duração) o sistema atenderá a carga do cliente do PIE, devendo este pagar sua diferença contratual valorada ao PLD. Estes parâmetros deverão ser definidos pela ANEEL.

4.16.2 GERAÇÃO TERMELÉTRICA NO POOL

A geração termelétrica no pool será despachada por ordem de mérito econômico. A parcela fixa do custo de geração, correspondente ao fator de capacidade mínimo obrigatório, deverá compor a receita permitida do gerador térmico. Considerando que a tarifa do consumidor final não pode estar sujeita a reajustes em períodos inferiores a 12 meses, a parcela variável do custo da geração térmica deverá ser estimada, a cada ano, com antecedência de três meses do início do ano-exercício, pelo ONS e pelo OSI (ver item 4.1). Essa estimativa deverá compor a tarifa de suprimento do pool (ver item 4.11).

O pagamento do custo de combustível referente à parcela variável da geração será feito diretamente ao gerador térmico pelas distribuidoras. As variações em relação às estimativas feitas a cada ano serão alocadas em CVA de titularidade dos geradores, conforme descrito no item 4.11

Como incentivo à eficiência e estímulo à busca de contratos de combustível flexíveis, viabilizando a operação em complementação térmica, os preços de balizamento para licitação dos contratos de longo prazo já incorporarão metas de flexibilidade operativa (fator de capacidade mínimo obrigatório) a serem mantidas, bem como padrão de eficiência compatível com as melhores tecnologias disponíveis no mercado.

4.17 TRANSMISSORES

Os transmissores passam a atuar exclusivamente com ativos componentes da Rede Básica. Nesse sentido, os demais ativos de propriedade dos transmissores, em tensões inferiores a 230 kV deverão ser transferidos para os distribuidores locais, considerando seus valores contábeis. Tais transferências deverão ser realizadas de acordo com os calendários de revisão tarifária dos distribuidores locais.

No caso específico de instalações de tensão inferior a 230 kV e que exercem função de Rede Básica²¹, hoje classificadas como DITs (demais instalações de transmissão) ou rede dedicada, deverá ser efetivada sua reclassificação como instalações “complementares da rede básica”, passando a ser planejadas pela FEPE com participação do ONS, que operacionalmente poderão se valer da experiência dos Núcleos de Articulação Regionais. Nesse caso, tais ativos poderão permanecer em posse dos atuais proprietários.

No que se refere à alocação dos custos, considerando que essas instalações complementares, em tensão inferior a 230 kV, têm papel de atendimento a um universo restrito de usuários (rede de âmbito local e de uso exclusivo), deverá ser estabelecida e regulamentada pela ANEEL uma nova metodologia de rateio de custos. Essa metodologia deverá contemplar a repartição dos custos das atuais DITs (e seus reforços futuros) apenas entre os usuários efetivos – empresas distribuidoras conectadas – com características de eficiência locacional²², sendo que os encargos correspondentes devem compor a TUST dos usuários, integralmente repassados às tarifas de fornecimento (Parcela “A”).

Ressalte-se que, de forma compatível com as definições anteriores, as adições de *bays* de conexão com os distribuidores passam a ser de responsabilidade dos transmissores, devendo ser objeto de definição nos processos de planejamento. Essa alteração elimina a necessidade de compartilhamento dos barramentos das subestações entre agentes diferentes. Os casos de compartilhamento existentes, quando possível, deverão ser objeto de negociação ente os agentes envolvidos visando reduzir tais ocorrências.

Aos consumidores livres que manifestem interesse na antecipação de reforços (novos *bays*) programados nos ciclos de planejamento, será facultado negociar com os transmissores a antecipação pretendida, mantendo-se a decisão final quanto à viabilidade de sua implementação sob responsabilidade do transmissor proprietário dos ativos envolvidos.

²¹ Interligam áreas de concessão e alimentam cargas de diversos distribuidores e/ou consumidores livres, bem como conectam entre si e ao sistema interligado, instalações de geração que participam do despacho centralizado.

²² Repartição em função do uso efetivo das instalações.

Em qualquer dos casos, nenhuma obra de transmissão pertencente à Rede Básica deverá ser iniciada sem que os contratos relativos à implementação dos novos ativos sejam celebrados entre os agentes envolvidos.

Visando orientar as contratações entre agentes e evitar repasse de custos elevados para as tarifas, deverá a FEPE promover a elaboração de custos de referência para o setor elétrico. Esses custos deverão ser regionalizados, revisados semestralmente e disponibilizados. Para dar maior abrangência, deverão contemplar o maior número de arranjos possíveis.

Quando da licitação de blocos de mercado, deve-se considerar a tarifa de transmissão locacional, para efeito de comparação entre os empreendimentos. Contudo, selecionado o empreendimento, a parcela de custo de transporte passa a ser integrada às tarifas do *pool* e, portanto, alocada diretamente aos consumidores.

4.18 COMERCIALIZADORES

Comercializadores poderão organizar-se para comprar e vender energia de PIEs e comercializá-la com consumidores livres e outros PIEs. O espaço a ser ocupado por esses agentes dependerá de sua capacidade de criar melhores condições de negociação para o conjunto de agentes que não aderirem ao ACEE. Em outras palavras, os comercializadores poderão minimizar o risco de agentes de menor porte ao compor carteiras de contratos mais diversificadas (de vários produtores independentes).

Adicionalmente, esses agentes poderão viabilizar a migração de consumidores cativos para a condição de consumidores livres em prazo inferior a cinco anos (tempo de contratação do distribuidor), quando as negociações desses consumidores com os distribuidores locais resultarem infrutíferas. Nesse caso, o comercializador deverá assumir junto ao distribuidor, pelo prazo remanescente aos cinco anos necessários para a descontração, o montante de energia correspondente ao contrato liberado e os encargos dele decorrentes. Essa migração não implica perda para o distribuidor ou para o sistema, visto que a energia a ser liberada no quinto ano será disponibilizada para contratação no *pool*.

No caso de novo consumidor que necessite conectar-se ao sistema em prazo inferior a cinco anos, o período entre a sua conexão à rede de distribuição e o quinto ano do horizonte poderá ser assumido pelo comercializador que disponha de energia não contratada.

Isso significa que o comercializador não assume o contrato de longo prazo com os geradores, tomando para si apenas e exclusivamente o contrato no período remanescente entre o ano da transação e o quinto ano horizonte.

Os comercializadores poderão representar geradores de menor porte nos leilões de mercado do *pool*. Nesse caso, as ofertas de compra de parte do mercado deverão estar lastreadas por empreendimentos específicos. As plantas

relacionadas não poderão servir de lastro para nenhuma outra transação do comercializador, o que elimina a possibilidade de fixação de contratos de compra e venda de energia sem a correspondente garantia física de energia.

4.19 ENERGIAS RENOVÁVEIS

O Brasil conta com forte presença de fontes renováveis em seu parque gerador, principalmente de origem hidráulica. Contudo, ultimamente, convencionou-se denominar energia renovável apenas fontes tais como: eólica, solar, biomassa e pequenas centrais hidráulicas. Nesse aspecto, ainda que disponha de vastos recursos provenientes de fonte hidráulica, de médio e grande porte, visando manter conhecimentos e atualização tecnológica em relação a outras fontes energéticas, bem como promover uma relativa diversificação da matriz energética, o atendimento a parte do crescimento de mercado será atribuído a esses tipos de fontes.

Dessa forma, dos montantes de energia a serem contratados nos processos de licitação, a serem realizados pelo ACEE, uma parte deverá ser destinada às fontes citadas acima. Essa contratação deverá ser feita de forma gradual, partindo dos montantes hoje existentes (somatório de todas estas fontes), de modo que, no menor prazo possível, 10% do consumo anual de energia elétrica no país seja proveniente de tais fontes. Nesse processo, deve-se considerar que o impacto de contratação de fontes renováveis na formação da tarifa de suprimento do *pool* não exceda 0,5% dessa tarifa em qualquer ano, e os acréscimos acumulados não superem 5%, quando comparados com o crescimento baseado exclusivamente em fontes convencionais.

Em princípio, deverão ser realizados leilões exclusivos para contratação, pelo ACEE, de montantes de energia pré-definidos para cada fonte. Caso não existam interessados suficientes em determinado tipo de fonte, ou então seja superado o limite do impacto nas tarifas em função da composição de custos entre fontes, poderá haver remanejamento de oferta entre as distintas opções. Nos processos de remanejamento entre as fontes decorrentes de superação dos limites na tarifa de suprimento, deverão ser considerados cortes em cada tipo de fonte, para que o acréscimo de tarifa seja igualmente distribuído entre todas as opções.

A partir de janeiro de 2005, só poderão participar dos processos licitatórios, empresas que comprovem um grau de nacionalização dos equipamentos e serviços de 90%, em cada empreendimento, considerando que tais fontes estarão entrando no sistema fora da ordem de mérito econômico, justificando-se sua inserção pelo desenvolvimento industrial e tecnológico e geração de empregos e renda.

Para que as fontes renováveis possam ser tratadas no planejamento, o processo de cálculo de sua energia assegurada ou equivalente deverá ser definido.

Independentemente desses leilões, tais geradores poderão celebrar contratos diretamente com consumidores que optarem por migrar para o Ambiente de Livre Contratação. Apenas nesse caso, devido ao fato de essas fontes necessitarem de menor tempo de implantação, a migração dos consumidores, de

cativos para livres, pode ser feita com antecedência menor do que os 5 anos estabelecidos. O prazo mínimo para esses casos será de dois anos.

Com o objetivo de evitar exposição dos distribuidores decorrentes da migração de consumidores cativos para livres, os montantes relativos a esses contratos deverão ser incorporados à reserva do sistema. Durante a definição da contratação da reserva do sistema, o ACEE deverá prever margens para acomodar tais contratos.

As autorizações para as fontes renováveis deverão prever prazos máximos para o início da construção do empreendimento e para sua entrada em operação. Expirados tais prazos, a autorização perderá automaticamente sua validade. Fica estipulado, ainda, que, no caso de PCH, tal aproveitamento poderá ser autorizado para outro agente.

Esse processo elimina a necessidade de estabelecimento de qualquer tipo de definição de valor econômico a ser repassado para a tarifa, devendo os preços relativos a cada fonte formarem-se livremente nos processo de licitação. Ressalte-se que o preço-teto para o leilão de fontes renováveis deve prever um valor específico para cada fonte.

4.20 CONSUMIDORES DE BAIXA RENDA E UNIVERSALIZAÇÃO

Em virtude dos mecanismos estabelecidos para contratação de energia renovável pelo ACEE, torna-se desnecessário o uso de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) para incentivar tais fontes. Assim, a arrecadação da CDE será destinada prioritariamente para uso na universalização do acesso e uso (baixa renda) do serviço de energia elétrica.

4.21 CONSUMIDORES ATENDIDOS POR GERADORES DE SERVIÇO PÚBLICO

No modelo aqui proposto, os geradores concessionários de serviço público devem vender, compulsoriamente, toda sua energia por meio do ACEE. Ou seja, esses geradores não mais poderão atender consumidores finais potencialmente livres, respeitados os contratos existentes.

4.22 ENERGIA ASSEGURADA

A ANEEL deverá proceder a revisão da energia assegurada de cada usina do sistema. Para realização deste trabalho deverá ser obedecida a seguinte seqüência:

- Estabelecimento de metodologia de cálculo – ANEEL
- Determinação dos valores - FEPE
- Homologação dos valores calculados – ANEEL

Esse processo deverá estar concluído até dezembro de 2004.

Nesse processo de revisão todos os parâmetros físicos das usinas deverão ser objeto de validação.

5 SISTEMAS ISOLADOS

Havia, no início de 2002, 295 sistemas isolados em operação, todos autorizados pela ANEEL e espacialmente distribuídos como segue:

- Região Norte: 259;
- Estados de Mato Grosso, 32; e
- Estados de Pernambuco, Bahia, Maranhão e Mato Grosso do Sul, 4.

Tomados em conjunto, esses sistemas cobrem quase 50% do território nacional, consomem aproximadamente 2% da energia elétrica utilizada no país e representam a mesma proporção do PIB brasileiro.

Os mais importantes, do ponto de vista da dimensão do consumo, são os que atendem às capitais da Região Norte - Manaus, Porto Velho, Macapá, Rio Branco e Boa Vista; Belém está integrada ao sistema interligado - que, tomados em conjunto, representam 80% da carga total dos sistemas isolados.

Nos sistemas de Manaus, Porto Velho e Macapá, a geração de eletricidade provém de sistemas hidrotérmicos. Em Rio Branco, o atendimento é puramente térmico, situação que foi alterada ao final do ano passado, com a interligação, em 230 kV, ao sistema de Porto Velho. O sistema que atende Boa Vista e parte do interior do estado de Roraima passou a ser suprido, a partir de julho de 2001, com importação de energia da Venezuela, por meio de uma interligação, em 230 kV, com o sistema da hidrelétrica de Guri, naquele país vizinho.

A grande maioria dos sistemas do interior desses Estados é suprida por unidades *dieselétricas* de pequeno porte. Contudo, existe, também, um importante parque hidrelétrico composto por PCHs, totalizando cerca de 42 MW de potência instalada em 22 usinas nos estados de Rondônia, Roraima e Mato Grosso. Este parque será expandido com a instalação, até o final de 2006, de 14 novas PCHs, adicionando mais de 110 MW à potência desses sistemas.

5.1 PLANEJAMENTO

O planejamento da expansão dos sistemas isolados será tratado no âmbito da FEPE. O processo de planejamento deverá estar integrado ao planejamento da expansão do sistema interligado, em especial no que se refere à progressiva interligação daqueles sistemas. Os planos setoriais – PELP e PDE, que consolidarão os estudos desenvolvidos pela FEPE, deverão dedicar uma seção para os sistemas isolados, indicando, em particular, os custos de investimento que eventualmente excedam os custos marginais de expansão do sistema brasileiro como um todo, procurando quantificar, já ao nível do planejamento, o sobrecusto que a expansão dos sistemas isolados poderá incorrer.

Todas as premissas utilizadas e alternativas propostas para o atendimento aos sistemas isolados estarão sujeitas ao mecanismo de contestação pública previsto no processo do planejamento setorial.

5.2 MONITORAMENTO DAS CONDIÇÕES DE ATENDIMENTO

O acompanhamento das condições de atendimento aos sistemas isolados está compreendido nas ações do CMSE, do qual o OSI tomará parte.

5.3 LICITAÇÃO

Em razão das especificidades desses sistemas, os concessionários de distribuição conduzirão diretamente as licitações para novas unidades geradoras devendo atender às seguintes condições:

- Os novos empreendimentos deverão constar do PDE;
- Os novos empreendimentos deverão ter porte inferior a 5 MW.

Nesses casos, o valor teto para as licitações será proposto pela FEPE e homologado pela ANEEL.

Para empreendimentos de porte superior a 5 MW, aplicam-se todos os princípios e procedimentos do processo de licitação descrito no item 4.4.

5.4 OPERAÇÃO

A coordenação da operação dos sistemas isolados será executada pelo Operador dos Sistemas Isolados – OSI, sucessor do GTON. Para minimizar custos de transação com a implantação do arranjo institucional proposto, esse novo órgão atuará de forma similar ao GTON. Mantém-se, assim, a coordenação da operação dos sistemas isolados sob a responsabilidade da Eletrobrás. Pode-se considerar que, com a evolução desses sistemas, se justifique a instituição de uma coordenação própria.

A exemplo do ONS, o OSI deverá elaborar Procedimentos de Operação dos Sistemas Isolados, a serem submetidos à homologação da ANEEL, de forma a que as decisões de operação sejam transparentes e possam ter os custos delas decorrentes perfeitamente identificados e quantificados.

5.5 CONTRATAÇÃO REGULAR DOS SERVIÇOS DE GERAÇÃO

A contratação de novos empreendimentos com porte superior a 5 MW deverá ser feita por meio do ACEE, implantando-se, assim, um ambiente de contratação administrada (*pool*) específico para os sistemas isolados.

Dessa forma, nos sistemas isolados, concessionários e autorizados do serviço de geração estarão desvinculados dos distribuidores. Estes firmarão com todos os geradores (de porte maior de 5 MW) os contratos bilaterais referidos no item 4.6.1 – CUSG e CCG (ou apresentarão fiança bancária, em substituição ao CCG). Todos os geradores que participarem do *pool* firmarão o CPSG com o ACEE.

Nas projeções de demanda que orientarão a contratação regular dos serviços de geração deverá ser deduzida, da carga de cada concessionária, a parcela da carga atendida por geração contratada diretamente pela concessionária (geração inferior a 5 MW).

A contratação de serviços de geração diretamente pela concessionária de distribuição observará as seguintes condições:

- As contratações serão realizadas por meio de licitação pública;
- Os contratos devem estar registrados no ACEE;
- Os contratos devem ter o mesmo formato dos contratos firmados no âmbito do *pool*;
- Os prazos de contratação poderão ser diferenciados, porém nunca inferiores a 5 (cinco) anos.

Cada distribuidor do sistema isolado repassará esses contratos, por meio do ACEE, para os demais distribuidores que participam do *pool*. Na prática, cada distribuidor funcionará como concentrador de contratos de geração de pequeno porte.

5.6 OUTRAS CONTRATAÇÕES DE ENERGIA

Aplica-se aos sistemas isolados toda a modelagem de contratação adicional e extraordinária de energia descrita nos itens 4.6.2 e 4.6.3.

5.7 CONTABILIZAÇÃO E LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS CONTRATUAIS

Aplica-se aos sistemas isolados toda a sistemática de contabilização e liquidação das diferenças contratuais no âmbito do *pool*, descrita no item 4.8.

5.8 TARIFAS DE SUPRIMENTO

A tarifa básica de suprimento nos sistemas isolados será calculada considerando:

- A soma dos custos e encargos de geração e da administração dos contratos pelo ACEE;
- A soma das projeções de carga dos distribuidores.

No sentido de incentivar a eficiência operativa, para efeito de composição da tarifa básica poderão ser estabelecidos índices de desempenho mínimo requerido (por exemplo, consumo específico de combustível na geração térmica; disponibilidade dos geradores, etc). A definição inicial e a revisão periódica desses índices serão feitas pela ANEEL, apoiada em estudos técnicos realizados pela FEPE e OSI.

A tarifa final aplicada aos distribuidores será definida tendo como referência a tarifa do *pool* do sistema interligado, de forma que, em tese, todos os consumidores cativos do *pool* do sistemas isolados e do *pool* do sistema interligado paguem a mesma tarifa de suprimento.

Eventual diferença entre a tarifa básica e a tarifa final aplicada aos distribuidores constituirá encargo a ser suportado por todos os consumidores cativos, de todos os distribuidores, e consumidores livres.

Fica mantido o estímulo à implantação de fontes de menor custo em regiões atendidas por sistemas isolados com a utilização de parte dos recursos referentes a esse subsídio, tal como no atual mecanismo de sub-rogação da CCC. Contudo, os empreendimentos que fizerem uso desse recurso deverão ter suas receitas reduzidas em montantes equivalentes com o total de recursos utilizados na sub-rogação, quando a amortização dos investimentos atingir 50%, mantendo a sub-rogação até que a amortização corresponda a 75% do investimento.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Conforme mencionado, a necessidade de rever as bases institucionais do setor elétrico leva em consideração os objetivos de modicidade tarifária, continuidade e qualidade na prestação do serviço para os consumidores, justa remuneração para os investidores, de modo a incentivá-los a expandir o serviço, universalização do acesso e do uso dos serviços de energia elétrica.

A definição das linhas gerais apresentadas no presente relatório, permite equacionar as limitações e insuficiências diagnosticadas no modelo atualmente vigente, e evidencia ao longo do texto, as principais alterações que se pretende implementar. É importante ressaltar, que se faz necessário, ainda, estabelecer a fase de transição do modelo atual para o modelo ora proposto uma vez que a fase de transição é imprescindível para propiciar o mínimo de segurança para os agentes que atuam no setor elétrico, particularmente em função do desequilíbrio entre oferta e demanda hoje existente e, em consequência, do risco financeiro para os investidores, empresas privadas e públicas, que este momento representa.

Dessa forma, a transição deve adotar como premissas básicas os seguintes itens:

- Respeitar os contratos existentes;
- Minimizar os custos de transação durante o período de implantação;
- Não criar pressões tarifárias adicionais para o consumidor;
- Criar um ambiente propício à retomada de investimentos;
- Implantar, de forma gradual, o modelo proposto.

Essas premissas e os principais aspectos da transição, serão detalhados brevemente em um próximo relatório.