

**Ministério de
Minas e Energia**



Modelo Institucional do Setor Elétrico

Brasília, 11 de dezembro de 2003.

Modelo Institucional do Setor Elétrico

SUMÁRIO

1	Resumo Executivo.....	7
1.1	Objetivos.....	7
1.2	Tópicos principais do Modelo.....	7
1.3	Segurança de suprimento	7
1.4	Modicidade tarifária	8
1.5	Ambientes de contratação.....	8
1.5.1	Participação dos geradores no ACR e no ACL.....	9
1.5.2	Coexistência dos ambientes	9
1.6	Contratação de nova energia no ACR	9
1.6.1	Licitação em duas fases	9
1.6.2	Oferta de projetos para a licitação	10
1.6.3	Assinatura de contratos bilaterais	11
1.6.4	Incentivos e instrumentos de gestão de risco para as distribuidoras	11
1.7	Contratação de energia existente no ACR	12
1.8	Consumidores livres.....	12
1.9	Acesso à nova geração hidrelétrica para o ACL.....	12
1.10	Novos agentes institucionais.....	13
2	Principais Funções dos Agentes Institucionais.....	14
2.1	Conselho Nacional de Política Energética – CNPE.....	14
2.2	Ministério de Minas e Energia – MME	14
2.3	Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.....	14
2.4	Empresa de Pesquisa Energética – EPE	14
2.4.1	Motivação.....	14
2.4.2	Proposta	15
2.5	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	16
2.5.1	Motivação.....	16
2.5.2	Proposta	16
2.5.3	Características da Instituição.....	16
2.5.4	Aspectos jurídico-institucionais	16
2.6	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE	17

2.6.1	Motivação.....	17
2.6.2	Proposta	17
2.6.3	Características do Comitê.....	17
2.6.4	Aspectos jurídico-institucionais	17
2.7	Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.....	18
2.7.1	Motivação.....	18
2.7.2	Proposta	18
2.7.3	Aspectos complementares.....	18
2.7.4	Aspectos jurídico-institucionais	19
3	Planejamento da Expansão do Setor Elétrico	20
3.1	Processo geral	20
3.2	Plano de Expansão de Longo Prazo do Setor Elétrico – PELP	21
3.3	Plano Decenal de Expansão dos Sistemas Elétricos – PDE	21
3.4	Plano Determinativo da Expansão da Transmissão – PDET	22
3.5	Contestação pública do planejamento	22
3.5.1	Contestação técnica	22
3.5.2	Contestação por preço.....	23
4	Licitações	24
4.1	Licitação para nova geração	24
4.1.1	Formação da lista de projetos candidatos e preços-teto.....	24
4.1.2	Licitação propriamente dita	25
4.1.3	Compensação pelo uso da energia hidráulica fora do <i>pool</i>	27
4.1.4	Formalização dos contratos.....	27
4.2	Licitação para geração existente	28
4.3	Licitação de projetos aprovados pelo CNPE.....	28
4.4	(re)Licitação da concessão de usinas hidrelétricas em operação	28
5	Contratação da Energia	30
5.1	Aspectos gerais.....	30
5.2	Contratação no ACR	31
5.2.1	Contratação de nova geração.....	32
5.2.2	Contratação de ajuste	34
5.2.3	Contratação da geração existente.....	34
5.2.4	Gerenciamento do risco de mercado pelos distribuidores	34
5.2.5	Cláusula de risco nos contratos	35

5.2.6	Contratação no ACL.....	35
6	Administração dos Contratos no ACR	36
6.1	Aspectos gerais.....	36
6.2	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR).....	37
	Este contrato está pautado nos seguintes termos:	37
6.3	Contrato de Constituição de Garantias (CCG).....	38
	Este contrato está pautado nos seguintes termos:	38
6.4	Garantias Complementares	39
6.5	Garantias alternativas.....	39
7	Contabilização e Liquidação de Diferenças Contratuais	40
7.1	Aspectos gerais.....	40
7.2	Preço de Liquidação de Diferenças (PLD).....	40
7.3	Desvios na contratação dos distribuidores	40
7.4	Desvios na contratação dos comercializadores e dos consumidores livres	41
7.5	Desvios na contratação dos geradores	41
7.6	Exposição por insuficiência de contratação do <i>pool</i>	42
7.7	Garantia de atendimento a ponta de carga	42
8	Desverticalização	43
8.1	Motivação.....	43
8.2	Proposta.....	43
9	Geradores.....	45
9.1	Aspectos gerais.....	45
9.2	Caracterização dos geradores.....	45
9.3	Geradores hidrelétricos	46
9.4	Geradores termelétricos.....	46
9.4.1	Contratação na modalidade de Quantidade de Energia	46
9.4.2	Contratação na modalidade de Disponibilidade de Energia	46
9.5	Outros geradores	47
9.6	Contratação entre geradores	47
9.7	Limitação do risco dos geradores hidrelétricos	47
10	Distribuidores	48
10.1	Aspectos gerais.....	48
10.2	<i>Self-dealing</i>	48
10.3	Geração distribuída.....	48

10.4	Tarifas.....	49
10.5	Exposição do <i>pool</i>	50
11	Consumidores Livres e Comercializadores.....	51
11.1	Consumidores Livres.....	51
11.2	Comercializadores	52
12	Reserva Conjuntural de Energia	53
13	Programas Setoriais do Governo	54
13.1	Energias renováveis.....	54
13.2	Consumidores de baixa renda e universalização	54
14	Transição.....	55
14.1	Contratação de energia existente.....	56
14.2	Energia de obras em andamento	56
14.3	Concessões das hidrelétricas existentes.....	56
14.4	Unificação dos submercados.....	56
14.5	Grandes consumidores atendidos por geradoras	56
14.6	Ressarcimento de custos de projetos	57

1 Resumo Executivo

Em julho de 2003, o Ministério de Minas e Energia - MME publicou o documento "Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico". A partir de sua divulgação, o MME incentivou e conduziu reuniões e participou de seminários com representantes dos diversos níveis de governo, de empresas, dos consumidores e dos sindicatos. Nesses encontros foram apresentadas e discutidas inúmeras sugestões e contribuições à proposta do MME. Este Documento é fruto desse processo de discussão.

1.1 Objetivos

O Modelo proposto pelo MME tem três objetivos principais:

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

1.2 Tópicos principais do Modelo

Os principais temas do Modelo são

1. segurança de suprimento;
2. modicidade tarifária;
3. ambientes de contratação e competição na geração;
4. contratação de nova energia em ambiente de contratação regulado –ACR;
5. contratação de energia existente no ACR;
6. consumidores livres;
7. acesso a novas hidrelétricas por produtores independentes de energia;
8. novos agentes institucionais;

1.3 Segurança de suprimento

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

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

- a exigência atual é que 95% da demanda esteja contratada, e não 100%, tendo como conseqüência que a oferta de geração tende a ser inferior ao necessário, o que deteriora a segurança;
- o cálculo de energia assegurada das usinas hidrelétricas não considera o efeito de várias restrições operativas, o que leva a subestimação do risco real de problemas de suprimento, mesmo que 100% da demanda esteja contratada;

- a contribuição diferenciada das térmicas para a segurança de suprimento não é considerada, em particular no alívio das interrupções mais severas se ocorrerem condições hidrológicas extremamente desfavoráveis.

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

- exigência de contratação de 100% da demanda;
- cálculo realista dos lastros de geração;
- adequação do critério vigente de segurança estrutural de suprimento, estabelecido há mais de vinte anos, à importância crescente da eletricidade para a economia e para a sociedade, com o estabelecimento de critérios de segurança de suprimento mais severos do que os atuais;
- contratação de proporções de hidrelétricas e térmicas que assegurem melhor equilíbrio entre garantia e custo de suprimento, o que, combinado com os novos critérios de suprimento, resultará na mesma segurança de suprimento que seria proporcionada pela combinação dos critérios atuais com uma reserva estabelecida externamente, sem necessidade de alocar arbitrariamente um conjunto de projetos "de reserva";
- monitoramento permanente da segurança de suprimento, permitindo detectar desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda e ensejando medidas preventivas capazes de restaurar a garantia de suprimento ao menor custo para o consumidor.

1.4 Modicidade tarifária

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

- proceder à compra de energia sempre por meio de leilões, na modalidade "menor tarifa";
- contratar energia por licitação conjunta das distribuidoras (*pool*), visando obter economia de escala na contratação de nova energia¹, repartir riscos e benefícios dos contratos e equalizar tarifas de suprimento e
- contratar separadamente a energia de novas usinas (atendimento à expansão da demanda) e de usinas existentes, ambas por licitação.

1.5 Ambientes de contratação

Serão criados dois ambientes de contratação:

- **Ambiente de Contratação Regulada** – ACR: compreende a contratação de energia para o atendimento aos consumidores regulados (consumo cativo dos distribuidores) por meio de contratos regulados com o objetivo de assegurar a modicidade tarifária e
- **Ambiente de Contratação Livre** – ACL: compreende a contratação de energia para o atendimento aos consumidores livres, por intermédio de contratos livremente negociados.

¹ Caso contrário, nova hidrelétrica de grande porte teria que vencer várias licitações separadas de distribuidoras menores para ter quantidade de energia contratada que permitisse um *project finance*.

Os contratos bilaterais em vigência, que envolvam distribuidores, serão integralmente respeitados e tratados no ACL até sua expiração.

1.5.1 Participação dos geradores no ACR e no ACL

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

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

1.5.2 Coexistência dos ambientes

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

1.6 Contratação de nova energia no ACR

As características básicas da contratação de energia de novas plantas geradoras são licitação em duas fases; oferta de projetos para licitação; seleção dos projetos vencedores; assinatura dos contratos bilaterais e incentivos às distribuidoras para contratação eficiente.

1.6.1 Licitação em duas fases

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

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

1. **licitação inicial**, realizada com cinco anos de antecedência ("hoje"), pela qual seria contratada energia para atender a uma parte do crescimento previsto da demanda (por exemplo, o correspondente a um cenário situado entre o "provável" e o "baixo" de crescimento da economia acarretando menor consumo de energia elétrica) e
2. **licitação complementar**, realizada com três anos de antecedência (dois anos após a licitação inicial), para contratação do restante. Como mencionado, nesta

época já haverá condições para melhor previsão da evolução da demanda, referente ao ano em que a energia contratada será entregue.

1.6.2 Oferta de projetos para a licitação

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

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

1.6.2 Oferta de projetos para a licitação

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

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

1.6.3 Seleção do conjunto de projetos vencedores

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

1. os contratos serão, a princípio, nas licitações para energia nova, de “energia disponível”, em que toda a energia produzida pela usina, de acordo com as instruções de despacho do ONS, será posta à disposição do ACR. Isso significa que os ganhos e os riscos do gerador são transferidos aos consumidores do ACR.
2. os licitantes proporão tarifas (R\$/MWh de energia assegurada²) pela energia disponível do projeto (hidrelétrico ou térmico). Se houver mais de um licitante para uma mesma usina, será escolhido o de menor tarifa;

² A energia assegurada das hidrelétricas será dada pelo certificado emitido pela Aneel. A energia assegurada das térmicas será calculada por um procedimento que levará em conta os custos variáveis e a inflexibilidade operativa da usina. Esse procedimento será publicado com antecedência. A tarifa deverá considerar, além da remuneração pela construção da usina, os demais encargos de responsabilidade do gerador, tais como o pagamento da tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST) e o custo fixo de operação e manutenção (O&M). A parcela fixa para os proponentes de usinas térmicas deverá incluir, além dos encargos mencionados, o custo fixo dos contratos de combustível (por exemplo, *take or pay*). Além disso, os proponentes apresentarão informações sobre potência média disponível, geração mínima devido a contratos de combustível e custo variável de operação, incluindo o custo variável de O&M.

3. a geração hidrelétrica é atualmente a fonte mais competitiva; logo, deverá predominar na expansão de menor custo. Entretanto, a experiência do planejamento mostra que a expansão de menor custo global pode incluir uma parcela de geração térmica.³ Devido a essa possibilidade, será estabelecido, se necessário, uma proporção desejável de geração térmica que, em complementação à geração hidrelétrica, leve ao menor custo global para o consumidor, com maior segurança de suprimento;⁴

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

1.6.3 Assinatura de contratos bilaterais

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

1.6.4 Incentivos e instrumentos de gestão de risco para as distribuidoras

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

Além desses mecanismos de incentivo à contratação mais eficiente, as distribuidoras disporão de instrumentos de gestão de riscos e incertezas, tais como a contratação de ajustes no ACL com um e dois anos de antecedência, a recontração de energia existente nos leilões anuais e o recebimento, ou a transferência, sem custos, de excedentes de contratos de energia de outras distribuidoras.

³ Isso pode ocorrer mesmo quando as tarifas de algumas das térmicas forem maiores do que as das hidrelétricas. A razão é a contribuição das termelétricas para o alívio das interrupções mais severas quando ocorrerem condições hidrológicas extremamente desfavoráveis. Critérios de segurança de suprimento mais severos, que levem em conta a profundidade dos déficits, valorizarão este tipo de contribuição.

⁴ Dentre outros aspectos, o cálculo desta proporção levará em conta a capacidade hidrelétrica e térmica existentes, a energia contratada nas licitações anteriores e as perspectivas de contratação de usinas térmicas nas licitações complementares (com três anos de antecedência). Além disso, deverá ser considerada limitação do impacto tarifário como condicionante na definição da proporção térmica.

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

1.7 Contratação de energia existente no ACR

Serão realizadas anualmente licitações para contratação de energia existente. Os contratos serão do tipo bilateral de energia (iguais aos contratos atuais), com diferentes prazos de duração, entre cinco e dez anos.

1.8 Consumidores livres

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

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

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

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

1.9 Acesso à nova geração hidrelétrica para o ACL

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

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

A compensação a ser paga anualmente, durante todo o período de concessão do empreendimento, se destinará à modicidade tarifária e será calculada levando em consideração a seguinte expressão:

$$(TL - T_0) \times EA \times x$$

em que

- TL Mínimo entre a tarifa marginal de referência dos projetos integrantes da licitação e a tarifa marginal obtida na licitação para atendimento, em R\$/MWh
- T₀ Tarifa de energia assegurada ofertada pelo projeto na licitação, em R\$/MWh
- EA Energia assegurada do empreendimento em MWh / ano

- x Proporção da energia assegurada do projeto destinada ao ACL (a diferença seria contratada com o ACR)

1.10 Novos agentes institucionais

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

- **Empresa de Pesquisa Energética – EPE:** instituição técnica especializada, com o objetivo principal de desenvolver os estudos necessários ao exercício, pelo MME, da função de efetuar o planejamento energético;
- **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE:** instituição que sucederá ao Mercado Atacadista de Energia – MAE, incorporando as estruturas organizacionais e operacionais relevantes, em particular a contabilização e a liquidação de diferenças contratuais no curto prazo, além de assumir o papel de administrar os contratos de compra de energia para atendimento aos consumidores regulados e
- **Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE:** instituído no âmbito do MME, com a função de avaliar permanentemente a segurança de suprimento. No caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda, causados, por exemplo, por atrasos no cronograma de construção de geradores, o CMSE poderá propor medidas preventivas, inclusive de preço, para restaurar os níveis adequados de segurança, ao menor custo para o consumidor.

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

2 Principais Funções dos Agentes Institucionais

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

2.1 Conselho Nacional de Política Energética – CNPE

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

2.2 Ministério de Minas e Energia – MME

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

2.3 Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

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

2.4 Empresa de Pesquisa Energética – EPE⁵

2.4.1 Motivação

O exercício da função de executor do planejamento energético, e em particular do Setor Elétrico, é atribuição do Estado, como agente normativo e regulador da atividade econômica (art. 174 da Constituição Federal).

O desempenho de tal função requer o desenvolvimento de estudos complexos e multidisciplinares, que demandam elevado grau de qualificação e especialização profissional.

⁵ Estão listadas neste documento apenas as funções relacionadas a área de energia elétrica

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

2.4.2 Proposta

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

- responsabilidade pelos estudos para definição da Matriz Energética com indicação das estratégias a serem seguidas e das metas a serem alcançadas, dentro de uma perspectiva de longo prazo;
- responsabilidade pelos estudos de planejamento integrado dos recursos energéticos;
- responsabilidade pelos estudos do planejamento da expansão do Setor Elétrico (geração e transmissão);
- promoção dos estudos de potencial energético, incluindo inventário de bacias hidrográficas e
- promoção dos estudos de viabilidade técnico-econômica e socioambiental de usinas e obtenção da Licença Prévia para aproveitamentos hidrelétricos.

Os condicionantes para a formatação da EPE são

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

A instituição deverá ser constituída na forma de pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, de interesse coletivo e de utilidade pública, que atuará em cooperação com o Poder Público. A constituição do Órgão será feita na forma de fundação pública de direito privado.

A EPE, para desenvolver estudos setoriais, contará com Câmaras Técnicas, que funcionarão como canal de participação dos agentes setoriais no processo de planejamento, preservados os requisitos de isonomia, transparência, publicidade e inexistência de conflitos de interesse. Tais câmaras poderão ter estruturação temática.

2.5 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

2.5.1 Motivação

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

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

2.5.2 Proposta

Propõe-se criar uma instituição especializada – a CCEE - com os seguintes objetivos:

- administrar a contratação de compra e venda de energia dos concessionários do serviço público de distribuição e
- realizar leilões para compra de energia para os distribuidores, desde que autorizados pela Aneel;
- exercer as atuais funções de contabilização e liquidação do MAE, nos dois ambientes de contratação, o ACR e o ACL.

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

2.5.3 Características da Instituição

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

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

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

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

2.5.4 Aspectos jurídico-institucionais

A criação da CCEE demandará os seguintes atos:

- autorização legislativa nos mesmos moldes do MAE;
- alteração da Convenção de Mercado (Resolução ANEEL nº 102/00) e

- alteração do Estatuto Social do MAE.

2.6 Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE

2.6.1 Motivação

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

Dentre os eventos que podem afetar a segurança de suprimento e, portanto, devem ser monitorados, incluem-se, dentre outros,

- não-cumprimento do cronograma de construção de empreendimentos;
- condições hidrológicas excepcionalmente adversas e
- aumento imprevisto do consumo.

2.6.2 Proposta

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

2.6.3 Características do Comitê

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

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

2.6.4 Aspectos jurídico-institucionais

A criação do CMSE poderá ser feita por decreto do Presidente da República. Nesse decreto deverão constar

- as atribuições do Comitê;
- a coordenação do MME e a participação formal e permanente da EPE, do ONS, da ANEEL e da CCEE e
- a prerrogativa da coordenação para chamar à participação outras entidades da Administração Pública.

2.7 Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

2.7.1 Motivação

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

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

Nesse contexto, o ONS deve ser dotado de um sistema de governança com caráter independente. Essa condição é assegurada pela estabilidade do mandato de sua diretoria, que lhe confere autonomia perante os agentes, privados ou públicos. A relação do ONS com o Poder Concedente será efetuada por meio da ANEEL, que o regulará e fiscalizará, e do cumprimento de um contrato de gestão.

2.7.2 Proposta

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

- **Ampliação e reforços da rede básica**

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

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

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

2.7.3 Aspectos complementares

O ONS deverá divulgar, com frequência mensal, indicadores de desempenho do despacho realizado, os quais deverão ser auditados semestralmente pela ANEEL. Relacionam-se abaixo alguns desses indicadores:

- segurança operativa;
- níveis de perdas;
- nível de encargos de serviços de sistema e
- desvios nas previsões operativas.

A ANEEL deverá promover, anualmente, auditoria nos sistemas e nos procedimentos técnicos do ONS, visando verificar e propor melhorias para os seguintes aspectos, dentre outros,

- confiabilidade e integridade dos sistemas operacionais utilizados;
- aderência das práticas operativas aos Procedimentos de Rede e
- qualidade e atualidade técnica das metodologias, dos modelos computacionais, dos sistemas e dos processos.

2.7.4 Aspectos jurídico-institucionais

As proposições apresentadas demandam alterações em dispositivos da Lei nº 9.648/98, de forma a

- permitir a regulamentação do ONS pelo Poder Concedente;
- dotar o ONS de um sistema de governança com caráter independente e
- adequar suas atribuições ao modelo institucional do Setor Elétrico.

3 Planejamento da Expansão do Setor Elétrico

3.1 Processo geral

O planejamento da expansão do Setor Elétrico compreenderá três etapas:

- **Planejamento de longo prazo**, cobrindo horizonte não inferior a vinte anos, observando um ciclo de atividades quadrienal, em que se define o Plano de Expansão de Longo Prazo do Setor Elétrico - PELP, que estabelecerá as estratégias de expansão de longo prazo para o Setor, em termos de novas fontes de geração, de grandes troncos de transmissão e de desenvolvimento tecnológico e industrial para o País;
- **Planejamento de médio prazo**, cobrindo horizonte não inferior a dez anos, observando um ciclo de atividades anual, em que se definem o Plano Decenal de Expansão dos Sistemas Elétricos – PDE e o Programa Determinativo de Expansão da Transmissão - PDET e
- **Monitoramento** das condições de atendimento eletro-energético, cobrindo um horizonte de cinco anos, observando um ciclo permanente de atividades, em que se definem as providências para eventuais ajustes no programa de expansão em andamento.

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

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

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

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

- os critérios e os procedimentos básicos aplicados ao planejamento;
- os documentos concernentes aos estudos de viabilidades técnica, energética, econômica e ambiental dos empreendimentos;
- todos os modelos computacionais utilizados no planejamento e
- todas as informações utilizadas no planejamento.

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

3.2 Plano de Expansão de Longo Prazo do Setor Elétrico – PELP

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

Para compor o PELP, a EPE deverá realizar

- estudos de recursos energéticos e de prospecção tecnológica nas áreas de geração e transmissão, incluindo a possibilidade de importação de energia e/ou energéticos;
- estudos de mercado, com vistas a avaliar a evolução da demanda por energia elétrica, que justificará a expansão do Sistema;
- estudos ambientais, visando avaliar eventuais restrições à expansão da oferta e indicar possíveis soluções e
- estudos do Sistema Elétrico de Transmissão, com o objetivo de definir a estratégia de expansão da rede, especialmente dos grandes troncos de interligação e das eventuais interligações internacionais.

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

3.3 Plano Decenal de Expansão dos Sistemas Elétricos – PDE

O PDE será elaborado tendo como referência o PELP.

Apresentará ordenamento temporal, por mérito econômico, dos projetos de geração (hidrelétricas, termelétricas, fontes alternativas e importação de energia) e de transmissão (Rede Básica), considerando, dentre outros, blocos de co-geração e ofertas de gerenciamento de demanda e de eficiência energética.

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

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

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

O PDE

- consolidará a **projeção de mercado** total, abrangendo todos os consumidores (regulados e livres);
- definirá a **estratégia para a expansão** da geração e a da transmissão (composição do parque gerador e dos troncos de interconexão);
- indicará o **programa de expansão de referência**, incluindo os custos de referência das usinas, que orientarão as licitações pelo mercado (montante de energia) e o **custo marginal da expansão**;

- indicará as opções de novos projetos de geração (**lista de projetos**) que poderão ser escolhidas pelos participantes da licitação pelo mercado e
- proporá, quando for o caso, **projetos que, a critério do CNPE, serão licitados individualmente.**

3.4 Plano Determinativo da Expansão da Transmissão – PDET

O PDET será elaborado tendo como referência o PDE.

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

O ONS proporá ampliações e reforços da Rede Básica, para eventual incorporação ao PDET.

A EPE elaborará o PDET levando em conta a contribuição do ONS de forma a indicar os projetos de transmissão (expansão da rede básica) que, após aprovação do MME, serão encaminhados à ANEEL para licitação.

A EPE consolidará, ainda, o **Programa Determinativo das Demais Instalações de Transmissão**, a ser aprovado pelo MME, licitado, quando for o caso, pela ANEEL e implementado pelas empresas transmissoras.

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

3.5 Contestação pública do planejamento

O processo de contestação pública se dará em dois momentos:

- durante a elaboração dos planos, quando ocorre a **contestação técnica** e
- durante a implementação do PDE, quando ocorre a **contestação por preço.**

3.5.1 Contestação técnica

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

- as premissas utilizadas nos estudos (por exemplo, crescimento da economia, previsão da demanda por energia);
- a estratégia escolhida para a expansão do Sistema e
- o plano de expansão propriamente dito (por exemplo, possibilidades de expansão da oferta não consideradas ou descartadas).

A contestação técnica será conduzida pela EPE e se dará, basicamente, por meio de mecanismos previstos para assegurar a participação dos interessados, como segue:

- agentes setoriais, por intermédio de, por exemplo, câmaras técnicas temáticas e
- demais agentes da sociedade, por meio de eventos públicos (por exemplo: audiências públicas, seminários, *workshops*) organizados para contestação técnica ou audiências públicas.

No processo de contestação, deverá ser garantido o acesso público às informações utilizadas na elaboração dos planos, sendo o custo de participação assumido pelos interessados.

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

3.5.2 Contestação por preço

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

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

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

4 Licitações

4.1 Licitação para nova geração

4.1.1 Formação da lista de projetos candidatos e preços-teto

A EPE

- (i) consolida o mercado informado pelas concessionárias de distribuição em cada área e pelos consumidores livres;
- (ii) estima para todos os projetos, hidrelétricos e térmicos, um preço unitário de energia assegurada, em R\$/MWh. No caso das usinas hidrelétricas, este preço será considerando a razão:

$$PU_H = PF / (CEA * AJP)$$

em que:

PU_H – preço unitário da usina hidrelétrica, em R\$/MWh

PF – parcela fixa dos custos, incluindo investimento anualizado referente à usina e à sua conexão à rede básica além da estimativa da tarifa por uso do sistema de transmissão e de distribuição quando for o caso, em R\$/ano

CEA – certificado de energia assegurada da usina, emitido pela ANEEL, em MWh/ano

AJP – fator estimado de ajuste para perdas até o “centro de gravidade” do submercado, em p.u.⁶

No caso das usinas térmicas, o preço unitário, também em R\$/MWh, será calculado como

$$PU_T = (PF + CO_T) / EA_T$$

em que:

PU_T – preço unitário da usina térmica, em R\$/MWh

PF – componente fixo dos custos, em R\$/ano, incluindo anualização do investimento, custos fixos de O&M e custo fixo do contrato de *take or pay*, se for o caso.

CO_T – valor esperado do custo operativo, em R\$/ano, que depende da potência disponível da usina, da geração mínima e do custo variável de operação.

EA – energia assegurada da térmica⁷ em MWh por ano;

- (iii) propõe uma lista de projetos, por ordem crescente de mérito econômico, para o atendimento à expansão do consumo. Com o objetivo de aumentar a efetividade do processo de licitação, o montante total da energia assegurada da lista de projetos deverá exceder substancialmente a demanda prevista. Se justificado para obter a melhor relação entre custo e segurança, será estimada uma parcela de geração termelétrica que deverá ser contratada em complementação às hidrelétricas. Além disso, deverá ser considerada limitação de impacto tarifário como condicionante na definição da proporção térmica;

⁶ Caso a nova metodologia de revisão da energia assegurada incorpore o ajuste por perdas no certificado, este fator se tornará desnecessário.

⁷ Como mencionado na seção 1.6.3, a energia assegurada das térmicas será calculada por um procedimento que leva em conta os custos variáveis, a inflexibilidade operativa da usina e os fatores de perda.

- (iv) fornece um elenco de projetos a licitar que, além de compreender hidrelétricas e termelétricas (incluindo co-geração), poderá também contemplar fontes alternativas⁸ (PCH's, biomassa, eólica e outras) e importação de energia. Esse elenco deverá ser substancialmente maior do que a demanda homologada .
- (v) dá o suporte para o processo licitatório dos novos aproveitamentos de geração:
- ordenamento das usinas por preço crescente, até que a energia assegurada total atenda à demanda total projetada⁹;
 - cálculo do custo marginal de referência (custo da energia da última usina colocada), que será usado como "teto" para o cálculo da compensação que um gerador¹⁰ deve pagar, caso deseje usar uma parcela ou a totalidade da energia de uma usina hidrelétrica para uso próprio ou para comercialização no ACL, na condição de PIE.
- (vi) sugere ao MME o tipo de contratação da energia no ACR (contrato de quantidade de energia e contrato de energia disponível).

O MME

- (i) aprova a lista de usinas candidatas com as respectivas tarifas-teto¹¹, e a eventual parcela mínima obrigatória da energia destinada ao ACR, subdividida em listas diferenciadas pela tecnologia, sendo uma para geração hidrelétrica e outra para geração termelétrica;
- (ii) aprova o preço marginal da energia;
- (iii) determina valor da UBP (uso de bem público) a ser considerado no caso de concessão de hidrelétricas, mesmo na hipótese de concessão de prestação de serviço público;
- (iv) especifica tipo de contrato: contrato de quantidade de energia e contrato de disponibilidade de energia (ver definições no item 5.2.1 - Contratação de nova geração);
- (v) determina à ANEEL promover a licitação para atendimento ao mercado.

4.1.2 Licitação propriamente dita

A ANEEL promove a licitação, caracterizada como segue:

- critério de julgamento - menor preço global da energia assegurada ofertada ao ACR;
- contrato de concessão ou autorização;
- contrato de longo prazo para venda de energia ao *pool* (15 a 35 anos) e
- modalidade contratual: contrato de disponibilidade de energia ou contrato de quantidade de energia.

⁸ Como parte da política de incentivo às energias renováveis, o item 13 descreve as condições para licitação em separado destas. Entretanto, à medida que as energias renováveis se tornam economicamente competitivas, não haverá restrições à sua participação nas licitações regulares.

⁹ Se os estudos de planejamento realizados pela EPE indicarem que é necessária a discriminação de áreas ge-elétricas para a expansão eficiente do Sistema, serão propostos critérios para a definição destas áreas, a serem incorporados nos Procedimentos de Planejamento homologados pela ANEEL.

¹⁰ PIE ou concessionária de serviço público.

¹¹ Valor acima do qual não são aceitas ofertas.

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

O preço ofertado poderá ser calculado pelo ofertante como segue:

- **Contrato de disponibilidade de energia.** Os licitantes propõem tarifas (R\$¹²/MWh de energia assegurada¹³) pela energia disponível do projeto (hidrelétrico ou térmico). A partir das informações apresentadas, será calculado para cada usina um preço unitário de energia assegurada em R\$/MWh, de forma semelhante à descrita no item 4.1.1. As informações complementares para o cálculo desse preço unitário, tais como o fator de ajuste para perdas (AJP), o valor esperado do custo operativo (COT) e a energia assegurada das usinas térmicas (EA_T) serão extraídos de tabelas preparadas com antecedência pela EPE e publicadas com antecedência à licitação.
- **Contrato de quantidade de energia** - os proponentes oferecem uma tarifa (R\$/MWh) para cada projeto. O montante de energia (MWh/ano) a ser contratado, no caso de hidrelétricas, será igual ao certificado de energia assegurada emitido pela ANEEL.¹⁴ No caso das térmicas, o montante de energia a ser contratado será igual à energia assegurada EA_T, calculado e publicado com antecedência como descrito no item anterior.

Se houver mais de um licitante para uma mesma usina, será escolhido o de menor tarifa.

A contratação de usinas hidrelétricas ou térmicas será sempre realizada em ordem crescente dos respectivos preços unitários, até atender à demanda licitada. No caso de ser econômico incluir uma parcela térmica, a contratação será efetuada a partir de listas separadas. A modalidade, se "quantidade de energia" ou "disponibilidade de energia" de cada licitação será definida ex-ante.

A ANEEL, uma vez apurados os preços unitários,

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

O MME outorgará aos vencedores da licitação para novos empreendimentos

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

¹² A parte fixa das usinas hidrelétricas deverá incluir, além da remuneração pela construção da usina, os demais encargos de responsabilidade do gerador, tais como o pagamento da tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST) e o custo fixo de operação e manutenção (O&M). A parcela fixa para os proponentes de usinas térmicas deverá incluir, além dos encargos mencionados, o custo fixo dos contratos de combustível (por exemplo, *take or pay*).

¹³ A energia assegurada das hidrelétricas será a do certificado emitido pela Aneel. A energia assegurada das térmicas será calculada por um procedimento que leva em conta os custos variáveis, a inflexibilidade operativa da usina e os fatores de perda. Esse procedimento será publicado com antecedência.

¹⁴ Ajustado, se for o caso, pelo fator de perdas.

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

O edital de licitação deverá prever em que condições haverá obrigatoriedade (ou não) de criação de nova empresa, como, por exemplo, para o caso de vencedores que já detenham concessão de atividades excludentes.

4.1.3 Compensação pelo uso da energia hidráulica fora do *pool*

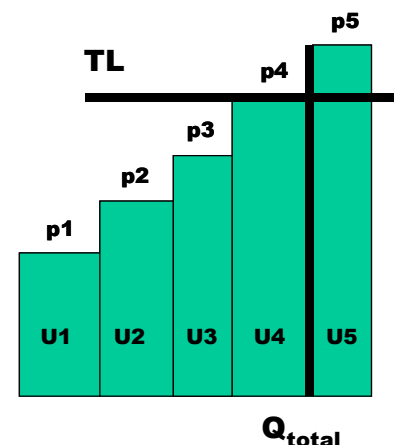
O vencedor de uma licitação poderá destinar parte da energia assegurada de uma hidrelétrica para uso próprio e/ou comercialização no ACL, obedecidas as seguintes condições:

- o agente declara, junto com a oferta de preço, a fração da energia assegurada da usina destinada para uso próprio e/ou venda no ACL;
- o agente ganha a licitação por menor oferta de preço para a usina desejada;
- o agente compensa os consumidores regulados por meio de pagamento anual pela fração da energia assegurada da usina que deseja usar para consumo próprio e/ou venda no ACL, em montante calculado considerando:
 $(TL - TO) \times EA \times PA$

em que:

- TL Mínimo entre a tarifa marginal de referência, publicada com antecedência, e a tarifa marginal obtida na licitação, em R\$/MWh de energia assegurada.
- TO Tarifa ofertada pelo projeto na licitação, em R\$/MWh de energia
- EA Energia assegurada do empreendimento, em MWh/ano
- PA Proporção da energia assegurada do projeto destinada ao ACL (a diferença seria contratada com o ACR)

A figura ao lado ilustra a determinação de TL. Nesta figura p_i é o valor de referência (*teto*), definido pela EPE, para o preço da energia da usina U_i , oferecida para licitação, e Q_{total} é a demanda de energia dos distribuidores e dos consumidores livres atendida por estas usinas. O cálculo da compensação procura considerar o custo marginal de expansão expresso em cada licitação e os diferentes riscos da oferta de "quantidade de energia" ou "disponibilidade de energia".



4.1.4 Formalização dos contratos

A CCEE

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

¹⁵ VL5 e VL3 denotam o preço médio de energia adquirida em cada um dos momentos de contratação regular do *pool*, ou seja, com 5 e 3 anos de antecedência, respectivamente (Vide Capítulo 5).

4.2 Licitação para geração existente

A quantidade de energia a ser licitada será consolidada pela CCEE, com apoio do órgão de planejamento, a partir de declarações das concessionárias.

Esses contratos se destinam a substituir aqueles que estejam chegando ao fim. Dessa forma, a quantidade de energia declarada como necessária pelas concessionárias para o mercado atual, individualmente consideradas, não poderá ser superior ao montante que será descontratado, levando em conta o balanço da movimentação de consumidores livres.

Os leilões serão promovidos pela Aneel.

Os contratos resultantes terão diferentes durações (entre cinco e dez anos), com início de entrega em janeiro do ano seguinte ao da realização do leilão.

4.3 Licitação de projetos aprovados pelo CNPE

Esta licitação será conduzida pela ANEEL, pelo menos cinco anos antes da realização do bloco da carga ao qual o projeto deverá atender (ou estar associado).

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

Ao vencedor da licitação será outorgada a concessão ou a autorização, juntamente com o contrato de venda de energia ao *pool* por prazo não inferior a 15 anos.

O vencedor da licitação poderá destinar parte da energia assegurada da usina para uso próprio ou para comercialização no ACL, na forma definida no item 4.1.3

4.4 (re)Licitação da concessão de usinas hidrelétricas em operação

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

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

O preço teto da licitação será definido pelo MME, considerando

- custos de operação e manutenção da planta (incluindo compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos);
- remuneração de investimentos em repotenciação e modernização a serem realizados;
- pagamento de UBP, pré definida no Edital.

Ao vencedor da licitação será outorgada a concessão por prazo não superior a 20 anos.

O vencedor assumirá os contratos de venda de energia vigentes na data da licitação.

O vencedor da licitação poderá destinar parte da energia assegurada da usina para uso próprio ou para comercialização no ACL, desde que compense o ACR, na forma definida no item 4.1.3.

5 Contratação da Energia

5.1 Aspectos gerais

As contratações no ACR e no ACL deverão observar as regras e os procedimentos específicos.

A princípio, as regras para registro de contratos e contabilização e liquidação de diferenças contratuais permanecem inalteradas.

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

Uma visão geral do Modelo de Contratação de Energia é apresentada na Figura 1, com indicação da coexistência dos dois ambientes de contratação e da caracterização da geração como atividade competitiva.

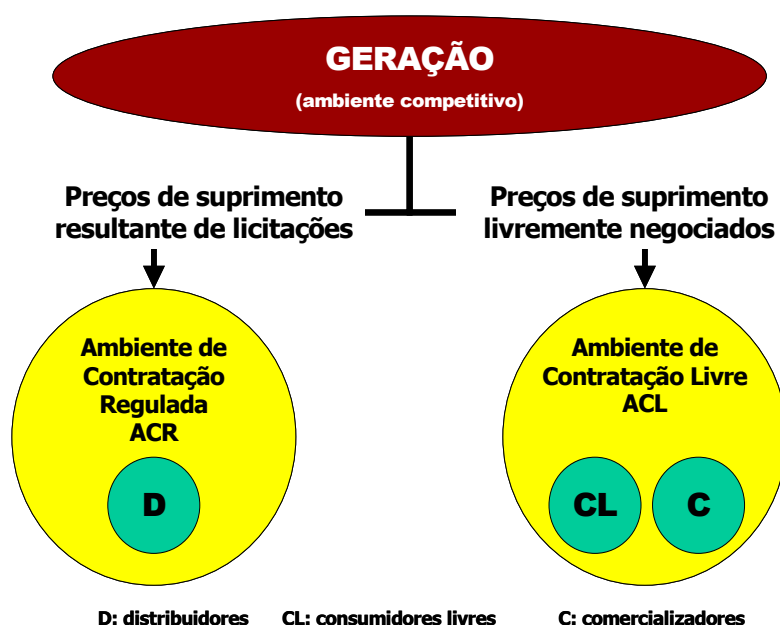


Figura 1. Visão Geral do Modelo de Contratação

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

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

O suprimento contratado no ACR implica, conseqüentemente, uma tarifa de referência (média) única para o *pool*.¹⁶ Contudo, as tarifas de aplicação para cada distribuidora poderão ser diferentes em função das características específicas da demanda de cada concessionária.

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

5.2 Contratação no ACR

Estão previstos três tipos básicos de contratação no *pool*:

- **contratação de nova geração;**
- **contratação de geração existente;**
- **contratação de ajuste.**

A Figura 2 representa a contratação regular de energia no *pool*. Ilustra também as relações contratuais no ACL, evidenciando a coexistência dos dois ambientes.

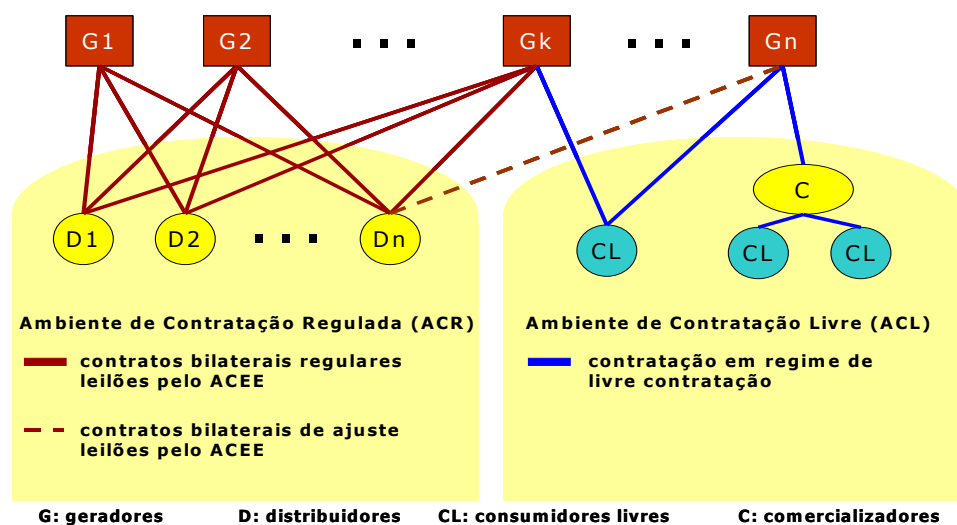


Figura 2. Visão Geral das Relações Contratuais

¹⁶ Observa-se que as tarifas médias de suprimento das distribuidores serão diferentes em decorrência de contratos bilaterais não firmados por meio da CCEE e dos contratos com Itaipu.

A Figura 3 indica os diferentes tipos de contratação dos distribuidores no ACR, assinalando a seqüência temporal dessas contratações, detalhadas a seguir.

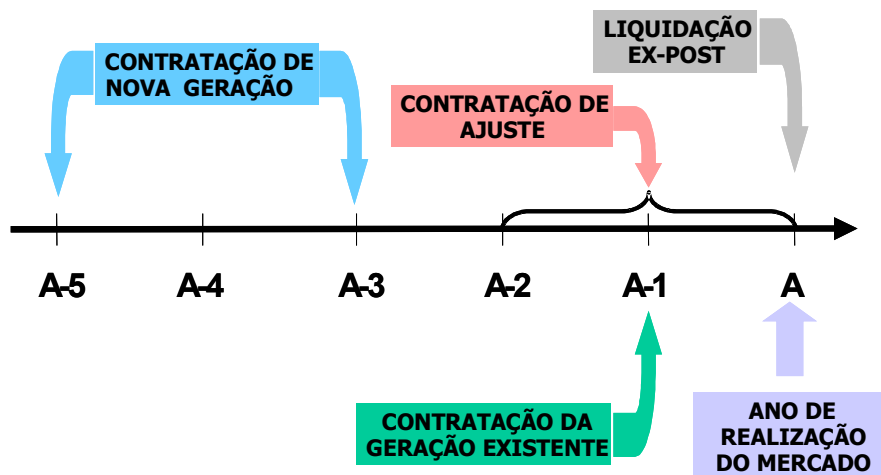


Figura 3. Contratação Regular das Distribuidoras (no ACR)

5.2.1 Contratação de nova geração

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

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

- **contratos de quantidade de energia** – iguais aos atualmente chamados contratos bilaterais de energia e aos contratos Iniciais, nos quais os riscos (ônus e bônus) da operação energética integrada são assumidos totalmente pelos geradores, arcando eles com todos os custos referentes ao fornecimento da energia contratada;
- **contratos de disponibilidade de energia** – nos quais tanto os riscos, como os ônus¹⁷ e os benefícios da variação de produção em relação à energia assegurada ("placa"), são alocados ao *pool* e repassados aos consumidores regulados.

A contratação de energia de usinas existentes será tratada no item 5.2.3.

5.2.1.1 Contratação com cinco anos de antecedência (A-5)

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

¹⁷ Como por exemplo exposição no mercado de liquidação de diferenças contratuais (curto prazo) por conta de risco hidrológico ou de uso dos reservatórios para compensar atraso de obras, variação na carga etc.

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

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

O repasse de preço às tarifas será integral em todo o prazo contratual para os volumes contratados em A-5. No entanto, prevê-se a aplicação de mecanismo de incentivo nos três primeiros anos de suprimento de energia, conforme detalhado no item 5.2.1.3.

5.2.1.2 Contratação com três anos de antecedência (A-3)

O processo de contratação de energia, o de outorga de contratos de concessão, o mecanismo de repasse de preço (com incentivo) à tarifa e o elenco de projetos a licitar para contratação em A-3 são os mesmos da contratação anterior.¹⁸

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

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

5.2.1.3 Incentivo à contratação em A-5

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

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

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

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

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

¹⁸ Dado o prazo mais reduzido para a entrada em operação (três anos), espera-se que esta licitação tenha maior participação de termelétricas, pequenas e médias hidrelétricas, fontes renováveis mais competitivas e importação de energia.

- se a tarifa média ponderada de uma distribuidora for **inferior** ao VR, a diferença entre VR e sua tarifa média constituirá um ganho, por três anos;
- se a tarifa média ponderada da distribuidora for **superior** a VR, a diferença entre sua tarifa média e o VR não poderá ser repassada por três anos.

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

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

5.2.2 Contratação de ajuste

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

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

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

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

5.2.3 Contratação da geração existente

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

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

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

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

5.2.4 Gerenciamento do risco de mercado pelos distribuidores

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

- estratégia de contratação de energia (A-5 e A-3);
- contratação de ajuste a partir de A-2;
- ajuste nos contratos com geradores existentes a cada licitação anual.

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

5.2.5 Cláusula de risco nos contratos

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

5.2.6 Contratação no ACL

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

6 Administração dos Contratos no ACR

6.1 Aspectos gerais

A comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de distribuição e de geração será realizada por meio de relações bilaterais, que tratarão da contratação de energia, sob a administração da CCEE.

A contratação de energia por parte dos distribuidores será feita compulsoriamente no ambiente de contratação regulada. As exceções a essa regra serão a Usina de Itaipu, cuja energia permanecerá sendo comercializada pela ELETROBRÁS, aos distribuidores das regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul, a geração distribuída e o PROINFA em sua primeira fase.

Toda contratação administrada pela CCEE será precedida de processo de licitação pública, conduzido pela ANEEL, 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 partes sem a interferência da CCEE, cuja função será administrar a contratação e proceder à contabilização e à liquidação.

Serão utilizados contratos padronizados, de conhecimento público, os quais serão parte integrante dos respectivos editais de licitação.

A tarifa de suprimento resultante da contratação administrada pelo CCEE será, a princípio, única para todo o Sistema Interligado Nacional, podendo-se vir a admitir mecanismos de incentivo à modicidade tarifária associados às licitações promovidas para compra de "quantidade de energia" ou "disponibilidade de energia" pelo *pool*. As tarifas de aplicação de suprimento, no entanto, poderão ser diferenciadas por região ou concessionária.¹⁹

A CCEE deverá operar de acordo com Procedimentos de Contratação de Energia homologados pela ANEEL.

Cada distribuidor estará obrigado a firmar um **Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado** (CCEAR) com cada gerador que estiver fazendo o suprimento de energia para o *pool*, tendo a CCEE como interveniente.

Estes contratos, juntamente com os contratos iniciais, bilaterais vigentes e os de ajuste, deverão garantir o atendimento a 100% do mercado previsto pelos distribuidores, individualmente considerados.

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

¹⁹ Por exemplo, a energia de Itaipu é paga somente pelos consumidores localizados nas regiões Sul, Sudeste e Centro-oeste.

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

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

- quantidades contratadas;
- tarifas praticadas para cada distribuidor;
- prazos dos contratos;
- inadimplências e
- desvios de mercado.

6.2 Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR)

Este contrato está pautado nos seguintes termos:

- partes: será celebrado por gerador que fizer suprimento de energia ao ACR com cada um dos distribuidores, tendo a CCEE como interveniente;
- objeto: este contrato definirá, dentre outros aspectos,
 - a modalidade de contratação da energia dos geradores;
 - a receita anual do gerador e
 - as condições de administração dos contratos, de cobrança e liquidação dos valores a serem pagos ou recebidos;
- pagamento:
 - o gerador terá direito de receber mensalmente, a partir do início de vigência do contrato, um duodécimo da parcela de sua receita anual que couber à distribuidora signatária;
 - a receita anual será a resultante dos processos licitatórios que o gerador tenha vencido para venda de energia no âmbito do ACR;
 - a CCEE apurará anualmente a parcela da receita atribuída a cada uma das distribuidoras do ACR;
- vigência:
 - para as usinas existentes: 5 a 10 anos
 - para as novas usinas: 15 a 35 anos
- direitos e deveres das partes:²⁰
 - no caso de contratos por quantidade de energia, o comprador terá direito a determinado montante de energia, a ser abatido da energia alocada ao gerador no CCEE em cada período de apuração, de acordo

²⁰ A submissão às regras e aos procedimentos de mercado, de comercialização no CCEE e de rede, bem como a proteção, a segurança e o controle das instalações e a manutenção de índices mínimos de desempenho e disponibilidade são elementos do contrato de concessão e/ou da autorização e deverão constar dos respectivos instrumentos.

com as regras e os procedimentos do CCEE e as cláusulas específicas do contrato;

- no caso de contratos por disponibilidade de energia, o comprador terá direito à parcela da energia alocada ao gerador, proporcional ao montante contratado, de acordo com as regras e os procedimentos do CCEE e as cláusulas específicas do contrato;

- penalidades:

- penalidades por indisponibilidade e desvio de geração em relação aos índices de desempenho estabelecidos pela ANEEL;

- penalidades por eventual inadimplência do distribuidor;

- garantias:

- serão bilaterais e constituídas fundamentalmente por recebíveis da distribuidora, convencionados pelo CCG.

- solução de controvérsias:

- haverá instância de conciliação mediada pela CCEE;

- os recursos de decisões administrativas da CCEE deverão ser solucionados pela ANEEL;

- será constituída Câmara de Arbitragem para solução de conflitos de comercialização;

- caberá à esfera judicial o exame de matéria regulatória e conflitos sobre direitos indisponíveis.

6.3 Contrato de Constituição de Garantias (CCG)

Este contrato está pautado nos seguintes termos:

- partes: será firmado entre cada agente de distribuição e agentes de geração, com interveniência da CCEE, e uma ou mais instituições financeiras, sendo uma delas o banco gestor das garantias;

- objeto: estabelecer garantias e seu mecanismo de acionamento, visando ao fiel cumprimento dos pagamentos avençados no CEAR;

- mecanismos de garantia:

- liquidação bilateral, podendo ser centralizada;

- cada distribuidor indica seu banco gestor;

- a adimplência e as eventuais inadimplências serão bilaterais;

- o gerador informará à CCEE a inadimplência do distribuidor;

- a CCEE dará o comando ao banco gestor para acionar o Mecanismo de Garantias;

- o banco gestor bloqueará os recursos na conta vinculada e as demais contas arrecadoras do distribuidor inadimplente;

- os valores ingressados pelo Mecanismo de Garantias serão depositados na conta do gerador credor;

- o mecanismo somente cessará quando for quitada a inadimplência.

6.4 Garantias Complementares

Serão constituídas por ativos financeiros a serem aportados pelo Distribuidor no Banco Gestor.

Estas garantias serão acionadas depois de decorridos alguns dias (p.ex. 5) da data prevista para o pagamento da fatura, caso os recursos canalizados para a conta especial sejam insuficientes para a liquidação integral do débito. Somente neste caso, o banco gestor acionará as garantias complementares.

6.5 Garantias alternativas

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

7 Contabilização e Liquidação de Diferenças Contratuais

7.1 Aspectos gerais

Todas as diferenças contratuais serão contabilizadas e liquidadas na CCEE.

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

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

7.2 Preço de Liquidação de Diferenças (PLD)

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

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

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

O valor mínimo do PLD (“pisso”) será estabelecido pela ANEEL, contemplando os custos da operação e a manutenção das usinas hidrelétricas e as compensações financeiras pelo uso dos recursos hídricos.²¹

7.3 Desvios na contratação dos distribuidores

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

A despeito da contabilização e da liquidação serem realizadas em base mensal, os ganhos, as perdas e as penalidades decorrentes dos desvios contratuais dos distribuidores serão objeto de conciliação anual, de modo a levar em conta os efeitos da sazonalidade do consumo, bem como as variações intra-anuais atípicas que possam se compensar. Esta conciliação será de responsabilidade da CCEE.

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

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

²¹ Este piso poderá inclusive ser suprimido, se estes custos forem incorporados como parâmetros do modelo de despacho hidrotérmico.

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

Para efeito de conciliação anual, deve-se considerar,

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

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

em que Q_d é a quantidade descontratada em base anual.²²

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

7.4 Desvios na contratação dos comercializadores e dos consumidores livres

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

A aplicação de penalidade incidirá quando os comercializadores e os consumidores livres não comprovarem contratação de 100% de seu consumo medido, em base anual.²³

Quando houver - subcontratação, o agente pagará uma penalidade baseada no máximo entre PLD e a tarifa VR vigente no ACR, similarmente ao detalhado no item 7.3.

Quando houver - sobrecontratação, a diferença será valorada pelo PLD.

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

7.5 Desvios na contratação dos geradores

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

²² Na verificação de valores para repasse e aplicação de penalidade, define-se $PLD_{mín}$ = média ponderada, pelo montante de exposição dos PLD's nos períodos de apuração em que a distribuidora esteve exposta e o PLD se verificou inferior ao valor de VR.

²³ Isto é, a verificação é feita mensalmente, com base nos resultados dos últimos doze meses (média móvel).

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

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

7.6 Exposição por insuficiência de contratação do *pool*

Eventualmente, pode haver necessidade de contratação de distribuidores que não seja atendida nos leilões promovidos pela CCEE (contratação regular da carga consolidada – geração existente), porque os geradores não manifestaram interesse em vender a energia a preço inferior ao de reserva do leilão.

Nesse caso, haverá exposição conjunta de todos os distribuidores do *pool*, os quais se submeterem às regras normais de contabilização e penalização. No entanto, como a exposição não decorreu de desvio da previsão de mercado, admite-se o repasse da penalização à tarifa.

7.7 Garantia de atendimento a ponta de carga

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

8 Desverticalização

8.1 Motivação

A desverticalização das atividades setoriais apresenta os seguintes convenientes:

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

A atividade de geração constitui-se como atividade competitiva.

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

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

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

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

8.2 Proposta

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

Concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição não poderão exercer atividades de geração, transmissão e comercialização a consumidores livres. A única exceção a essa regra será a atividade de geração por

meio de geração distribuída, na modalidade de serviço público, para destinação exclusiva ao mercado consumidor próprio.

Ao se considerarem as situações peculiares de cada estado que compõe o Sistema Isolado (Acre, Rondônia, Amazonas, Roraima e Amapá), as regras de desverticalização das concessionárias de serviço público de energia elétrica, nestes Estados, serão regulamentadas por meio de decreto do Poder Executivo, observadas as características individuais de cada concessionária.

9 Geradores

9.1 Aspectos gerais

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

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

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

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

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

9.2 Caracterização dos geradores

Geradores podem ser

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

Empresas Estatais somente poderão vender sua energia por processos, transparentes, isonômicos ou impessoais como, por exemplo, licitações públicas (leilões de venda ou lances em leilões de compra das distribuidoras). PIE comercializam energia por sua conta e risco.

Geradores (CSPG e PIE) poderão vender energia para

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

- exportação, dependendo de autorização do Poder Concedente e de registro das operações na CCEE.

9.3 Geradores hidrelétricos

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

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

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

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

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

9.4 Geradores termelétricos

9.4.1 Contratação na modalidade de Quantidade de Energia

O gerador termelétrico adquirirá o combustível necessário à sua operação e arcará com todos os custos variáveis de sua operação.²⁴ Por sua vez, os ganhos decorrentes da operação em complementação térmica serão apropriados pelo gerador.

O gerador termelétrico deverá declarar mensalmente

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

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

9.4.2 Contratação na modalidade de Disponibilidade de Energia

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

²⁴ Quando contratada para reserva conjuntural de energia, o gasto com combustível será coberto diretamente pelo resultado da liquidação do mercado de curto prazo (ver capítulo 12).

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

9.5 Outros geradores

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

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

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

9.6 Contratação entre geradores

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

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

O total dos contratos realizados pelos geradores deve ter correspondência com o total da energia assegurada destes.

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

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

9.7 Limitação do risco dos geradores hidrelétricos

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

Além disso, como explicitado no item 5.2.5, quando decretado racionamento, todos os contratos de compra e venda de energia, registrados na CCEE, deverão ter seus volumes ajustados na mesma proporção da redução de consumo decretada pelo Poder Concedente, ou ajustados aos valores efetivamente medidos, com a competente regulação a ser elaborada.

10 Distribuidores

10.1 Aspectos gerais

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

Os distribuidores não poderão comercializar energia para consumidores livres. Para esses, terão apenas a função de provedores de rede e, por esse serviço, receberão valores definidos nas Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

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

10.2 Self-dealing

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

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

10.3 Geração distribuída

Será admitida a aquisição de geração descentralizada de pequeno porte²⁵ diretamente pelos distribuidores, desde que a unidade geradora esteja integrada à sua rede, podendo esta ser própria (distribuidores de até 300GWh) ou pertencente a terceiros. A ANEEL definirá parâmetros e limites para esses casos.

A compra de geração distribuída será prerrogativa da distribuidora.

Para efeito de composição tarifária, o limite de repasse terá que ser igual ou menor que a tarifa da última licitação de geração nova ocorrida no âmbito do ACR.

Os custos evitados na distribuição, incluindo redução de perdas, deverão ser suficientes para compensar eventuais diferenças na tarifa de suprimento do distribuído.

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

²⁵ Pequenas centrais hidrelétricas, pequenas centrais termelétricas, geração a partir de fontes renováveis e cogeração.

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

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

10.4 Tarifas

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

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

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

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

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

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

Pode-se dizer, então, que existirá

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

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

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

- o reajuste previsto para a receita anual relativa aos contratos da CCEE;

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

10.5 Exposição do *pool*

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

11 Consumidores Livres e Comercializadores

11.1 Consumidores Livres

Consumidores com carga igual ou superior a 3.000 kW, atendidos em qualquer nível de tensão, poderão optar entre

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

O exercício das duas últimas opções caracteriza a condição de “consumidor livre”.

A opção pela condição de consumidor livre pode abranger toda ou parte da carga do consumidor, vedada a possibilidade de transferência de carga entre as instalações de medição correspondentes aos contratos regulados e livremente negociados. A regulação específica deverá ser editada pela ANEEL.

Os prazos de opção de consumidores potencialmente livres para migrar para o ACL são os seguintes:

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

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

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

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

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

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

impostos associados. Já a penalização prevista por exposição ao mercado de curto prazo deverá ser paga diretamente pelo próprio consumidor livre.

11.2 Comercializadores

Os comercializadores poderão desempenhar as seguintes atividades:

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

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

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

12 Reserva Conjuntural de Energia

O Modelo prevê a possibilidade de se constituir uma reserva de energia ao se declararem **desequilíbrios conjunturais** entre oferta e demanda.

A partir de indicação do CMSE, quando de necessidade no curto prazo, o MME estabelecerá a quantidade de energia a ser contratada provisoriamente como reserva de energia para o Sistema.

O custo dessa reserva não será de responsabilidade das empresas distribuidoras. Será encargo do consumidor, devido por todos os consumidores (cativos e livres) e ainda pelos autoprodutores, de forma proporcional aos seus respectivos consumos.

A contratação nas ocasiões de emergência se fará normalmente por capacidade e por meio de licitações públicas conduzidas pela CCEE, e em conjunção com as outras medidas—inclusive a sinalização da escassez através do preço—a serem determinadas pelo CMSE em condições de excepcionalidade.

A reserva conjuntural de energia será contratada pelos distribuidores e pelos consumidores que não tenham contrato de fornecimento ou de uso de rede com o distribuidor local. Os distribuidores repassarão o custo da contratação da reserva que lhes couber a seus consumidores.

13 Programas Setoriais do Governo

13.1 Energias renováveis

Visando promover a penetração das energias alternativas renováveis (energia eólica, solar, de biomassa e de pequenas centrais hidrelétricas), uma parcela dos montantes de energia a serem contratados nos processos de licitação a serem realizados pela CCEE será destinada a essas fontes alternativas.

Na primeira fase do Programa de Incentivo de Fontes Alternativas – PROINFA, a contratação far-se-á na forma da legislação.

Após a primeira fase do PROINFA, o montante de energia renovável a ser contratado será definido pelo MME, considerando que o impacto de contratação de fontes alternativas na formação da tarifa de suprimento do ACR não poderá exceder 0,5% dessa tarifa em qualquer ano, quando comparados com o crescimento baseado exclusivamente em fontes convencionais. Além disso, os acréscimos tarifários acumulados também não poderão superar 5%.

As fontes alternativas deverão competir entre si pela parcela do mercado que lhes for destinada. Dessa forma, não haverá necessidade de estabelecer qualquer tipo de definição de valor econômico para as fontes alternativas a ser repassado para a tarifa.

A partir de janeiro de 2005, só poderão participar dos processos licitatórios empresas que comprovem grau de nacionalização dos equipamentos e dos serviços de 60% em cada empreendimento de geração, sendo que, a partir de 2007, este percentual deve passar a ser de 90%.

13.2 Consumidores de baixa renda e universalização

Em virtude dos mecanismos estabelecidos para contratação de energia renovável pela CCEE, 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

- universalização do acesso e do uso do serviço de energia elétrica;
- subsídio para consumidores de baixa renda;
- modicidade tarifária nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste.

14 Transição

O período de transição caracterizar-se-á pela implantação dos novos agentes, como EPE e CCEE, bem como pelo início de contratação de energia, para os próximos anos, sob as novas regras estabelecidas.

Nesse sentido, os distribuidores deverão informar a CCEE, em até 10 dias úteis, da data de publicação da lei com as mudanças nas regras de comercialização, os montantes de energia que deverão contratar para cobrir toda a sua carga em 2004.

A CCEE publicará, em até 12 dias úteis da data de publicação dessa lei, edital para realização, no prazo regulamentar de 30 dias, de leilão público de compra de energia para os distribuidores.

Até agosto de 2004, os distribuidores deverão apresentar à CCEE suas projeções de compra de energia para os anos do período de 2005 a 2009.

A CCEE realizará, em setembro de 2004, leilão público para aquisição de energia das usinas existentes no ambiente do ACR, para os distribuidores, contemplando o período acima, em contratos de prazos de duração de cinco a dez anos, para início de fornecimento de 2005 a 2009, em meses a serem indicados no próprio edital.

As energias asseguradas das usinas deverão estar revisadas e homologadas até o final de agosto de 2004, já compatibilizadas com o critério de garantia de suprimento do Setor a ser proposto pelo MME à aprovação do CNPE.

Os concessionários das usinas existentes ou com concessão outorgadas terão prioridade de contratação de sua energia para atendimento ao crescimento do mercado. Assim, leilões para contratação de energia de novos empreendimentos só serão realizados quando houver real necessidade de aumento de oferta para equilíbrio do balanço energético do Sistema.

Em outubro de 2004, a partir de indicação da EPE da necessidade de aumento de oferta, a ANEEL poderá realizar o primeiro leilão para atender à expansão do parque gerador do Sistema.

Deste leilão poderão participar

- usinas hidrelétricas que ainda não tenham iniciado construção ou
- usinas já iniciadas que não tenham contratos de venda para toda a energia assegurada.

Para usinas com concessão obtidas a partir de licitação por máxima UBP, a ANEEL deverá definir um valor de UBP de referência, com as mesmas regras aplicáveis às próximas concessões a serem licitadas.

Nas parcelas a serem comercializadas com o *pool*, a diferença entre a UBP efetivamente paga e a de referência deverá ser incorporada à receita do gerador.

14.1 Contratação de energia existente

A primeira contratação (etapa de transição) terá prazo variável de 5 a 10 anos, com os objetivos a seguir:

- evitar a concentração de vencimentos em determinada data;
- permitir que geradoras e distribuidores gerenciem seus riscos por um "portfólio" de contratos.

14.2 Energia de obras em andamento

Empreendimentos em andamento poderão optar por leilões de geração existente, obtendo contratos de 5 a dez anos de duração a partir de sua entrada em operação, ou participar de licitações para contratação de energia nova, permitindo obter contratos de longo prazo com o *pool*.

Caso optem por licitações de geração nova, deverão comercializar energia no ACL, até que a necessidade de novos projetos seja estabelecida.

14.3 Concessões das hidrelétricas existentes

Fica mantido o disposto na Lei nº 9.074, de 1995, pelo que os contratos de concessão de usinas hidrelétricas existentes poderão ter renovação com prazo de no máximo 20 anos, sempre a critério do Poder Concedente.

14.4 Unificação dos submercados

Os submercados hoje vigentes poderão ser agrupados quando os encargos de serviço do sistema decorrentes de restrições de intercâmbio atinjam níveis desprezíveis.

14.5 Grandes consumidores atendidos por geradoras

Para os consumidores do Grupo "A" (supridos em tensão igual ou superior a 230 kV), hoje atendidos diretamente por geradoras, o preço do fornecimento no contrato de compra de energia elétrica observará:

- a livre negociação, nos contratos com produtores independentes de energia;
- as regras abaixo relacionadas, nos contratos com concessionários de geração de serviço público privados e sob controle federal ou estadual celebrados em substituição aos vigentes em 26 de agosto de 2002;
 - correção pelo IGP-M²⁶, até o ano de 2010;
 - a livre negociação, após 2010, observadas as disposições da legislação quanto a publicidade, transparência e igualdade de acesso.

²⁶ Ou na forma pactuada em contrato, no caso de o contrato de fornecimento anterior estabelecer outra forma de reajuste.

- os demais contratos vigentes terão todos os seus termos respeitados.

Para expansão dos consumidores existentes ou novos consumidores, que tenham, em ambos os casos, carga acima 100 MW por unidade consumidora, será permitida a qualquer gerador contratação direta, livremente negociada, para contratos de 10 anos, prorrogáveis, uma única vez, por igual período. Esta forma de comercialização somente poderá ser exercida até o primeiro leilão promovido pela CCEE para usinas novas, ou no prazo máximo de um ano. Após, as contratações permanecem livres, observado, contudo, no caso das concessionárias do serviço público sob controle federal, a necessidade de processo licitatório prévio, seja promovido pela concessionária, seja promovido pelo consumidor.

14.6 Ressarcimento de custos de projetos

Estudos de inventários em andamento ou já concluídos que tenham sido autorizados, referentes a usinas a serem licitadas, deverão ter seus custos, quando reconhecidos, indenizados ao executor no processo de licitação destas.

Os estudos de viabilidade de usinas já autorizados pela ANEEL terão assegurados o tratamento atualmente praticado quanto a ressarcimento de custo.