



Em consórcio com:

Latham & Watkins

Coopers & Lybrand Consultores Ltda

MAIN Engenharia S.A.

Engevix Engenharia S/C Ltda.

Ulhôa Canto, Rezende e Guerra - Advogados


Subconsultores:

Rust Kennedy & Donkin Limited

Power and Water Systems Consultants Limited

**Solutions
for Business**

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Eletrobrás 



Sumário Executivo

Introdução

1 Em meados de 1996 o Ministério de Minas e Energia e a Eletrobrás selecionaram nosso Consórcio para realizar um estudo abrangente sobre a reforma do setor elétrico, o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro. O objetivo desta reforma é, sobretudo, permitir ao Governo concentrar-se sobre suas funções de elaboração de políticas energéticas e de regulamentação do setor, propiciando a transferência da responsabilidade sobre operação e investimento ao setor privado.

2 O Edital (Termo de Referência) engloba quatro áreas genéricas:

- (a) o projeto dos novos arranjos comerciais para o setor, compreendendo a compra e venda de energia em grosso, o acesso às redes de transmissão e distribuição e os mecanismos para assegurar planejamento e expansão do setor, especialmente no que se refere ao aproveitamento ótimo de novos potenciais hidrelétricos;
- (b) as medidas legais e regulamentares necessárias para permitir a reforma do setor, inclusive os ajustes ao quadro jurídico e regulamentar existente referente a concessões, regulamentação econômica de monopólios naturais, regulamentação para facilitar a concorrência e padrões técnicos e de atendimento ao cliente;
- (c) mudanças institucionais necessárias no governo e no setor para complementar os arranjos comerciais e o quadro regulamentar propostos. Estas mudanças incluem uma revisão do foco de responsabilidades ao nível do Ministério, o estabelecimento de um Órgão Regulador independente (a ANEEL), revisões do papel da Eletrobrás e mudanças estruturais das empresas do setor; e
- (d) análise sobre mecanismos de financiamento do setor, alocação de riscos e nível de retorno das diversas atividades.

3 O núcleo do Edital é uma lista de 34 questões-chave para as quais nossos trabalhos propõem soluções.

4 Nosso Relatório da Etapa VII do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro reuniu e consolidou em um conjunto consistente de recomendações os trabalhos desenvolvidos até meados de 1997. No período compreendido entre agosto a outubro de 1996 realizamos uma avaliação conjuntural detalhada e analisamos trabalhos anteriores, desenvolvemos análise preliminar das 34 questões-chave e estabelecemos, genericamente, idéias preliminares sobre opções e possíveis soluções. De outubro de 1996 a abril de 1997 preparamos uma série de 24 Working Papers sobre tópicos específicos, exaustivamente discutidos com profissionais do setor, tanto em grupos reduzidos quanto em reuniões plenárias. Fomos, assim, beneficiados por uma gama significativa de idéias e sugestões de profissionais do setor, tanto a nível político quanto a nível técnico, e, em muitas áreas, ajustamos nossas visões iniciais para levar em consideração as opiniões apresentadas, sempre que elas nos parecessem consistentes com os objetivos da reestruturação.

5 Cremos que este processo levou a que nossas propostas se baseassem em um sólido entendimento tanto da situação atual do setor como da experiência e argumentos daqueles que nele trabalham com relação ao seu futuro. Nossas propostas de baseiam, ainda, em nossa experiência e nosso conhecimento sobre reformas do setor elétrico em outros países da América Latina, Europa e nos mercados emergentes asiáticos.

6 Este Relatório da Etapa VII é uma versão revisada do Relatório da Etapa IV. Ele incorpora muitos dos comentários que recebemos sobre a versão original do documento e leva em consideração os trabalhos desenvolvidos na segunda metade de 1997 sobre os documentos regulatórios, cooperativas de eletrificação rural e vários aspectos referentes aos arranjos comerciais.

7 O Sumário Executivo apresenta nossas principais recomendações de acordo com a seqüência abaixo:

- (a) o modelo comercial competitivo proposto para a compra e venda de energia elétrica em grosso e os mecanismos para o planejamento e desenvolvimento de nova capacidade de geração (Capítulo 2);
- (b) as implicações estruturais do modelo comercial proposto no que se refere aos agentes do setor responsáveis pelas atividades operacionais (Capítulo 3);
- (c) os arranjos comerciais propostos para as redes de transmissão e distribuição, inclusive para a eletrificação rural (Capítulo 4);
- (d) um delineamento dos principais ajustes legais e regulamentares atinentes a concessões, necessários para introduzir as alterações propostas quanto aos arranjos comerciais e estruturais (Capítulo 5);
- (e) a base proposta para a regulamentação econômica, técnica e de atendimento ao cliente para geração, transmissão, distribuição e comercialização (ou varejo) de energia elétrica ao consumidor final (Capítulo 6);
- (f) as mudanças institucionais propostas em relação ao governo e as bases para a organização da ANEEL como Órgão Regulador independente (Capítulo 7);
- (g) nossas propostas de mudanças em relação às responsabilidades da Eletrobrás (Capítulo 8);
- (h) uma discussão do financiamento do setor e do papel e organização propostos dos agentes financeiros setoriais (Capítulo 9); e
- (i) uma análise dos principais riscos de cada atividade, detalhes quanto a sua alocação proposta e implicações quanto aos retornos oferecidos (Capítulo 10).

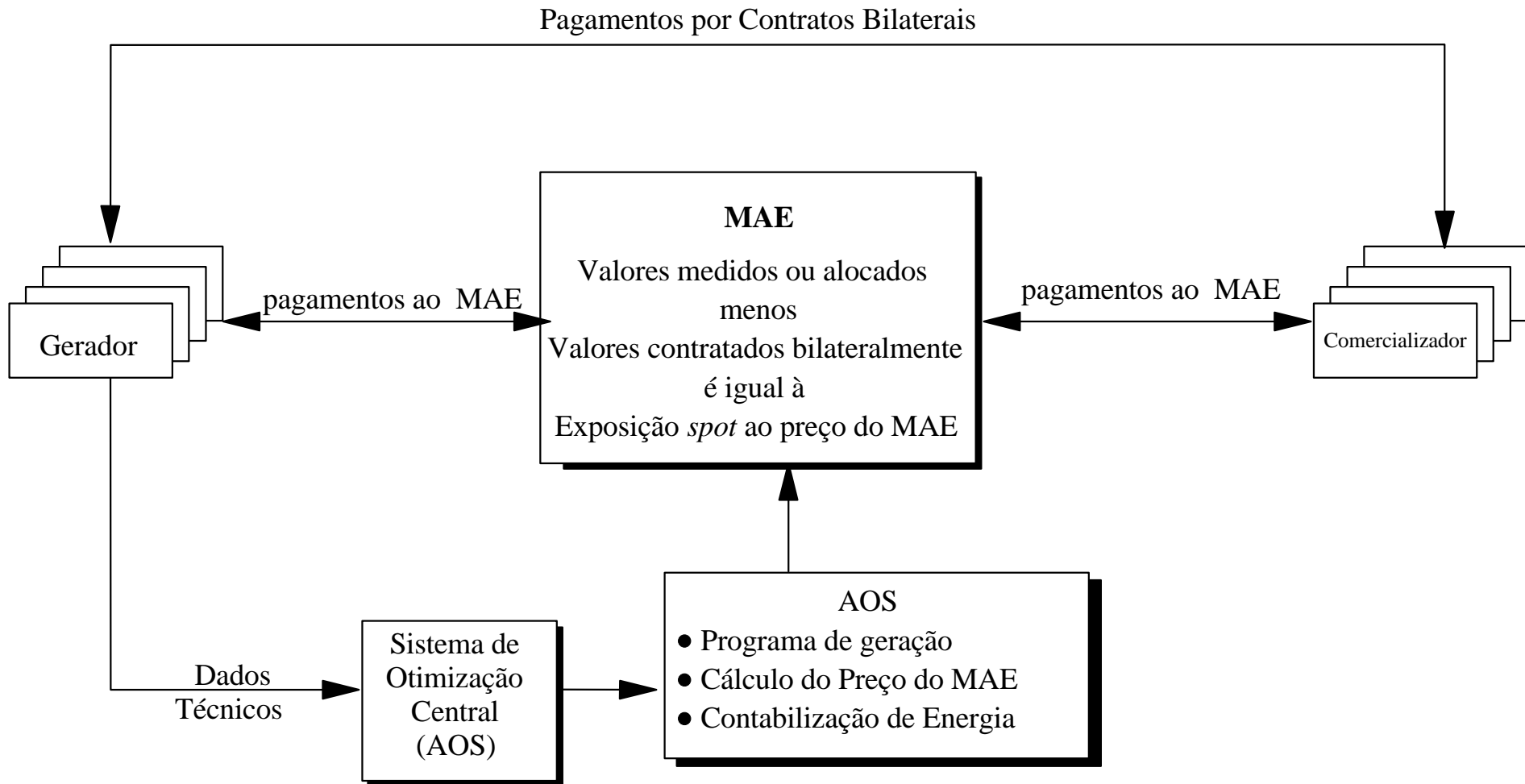
Modelo comercial de energia proposto

8 A característica central do novo modelo comercial que recomendamos é a criação de um mercado, o assim chamado Mercado de Atacado de Energia (MAE), que substituirá o atual sistema de preços regulamentados de geração e contratos renováveis de suprimento. As características fundamentais dos novos arranjos de mercado para a compra e venda de energia são resumidos abaixo. Nos concentramos inicialmente sobre a geração existente e avaliamos, em seguida a expansão do sistema:

- (a) uma nova entidade o Agente Operador do Sistema (AOS), de propriedade conjunta dos agentes do setor, o qual será responsável pelo planejamento operacional, programação e despacho. Para executar estas funções, receberá dados sobre afluências hídricas, níveis dos reservatórios, disponibilidade de usinas e custos de combustíveis. A partir destas informações, planejará a operação do sistema em períodos de tempo cada vez mais curtos, assegurando a otimização hidro-térmica através do emprego de procedimentos semelhantes àqueles atualmente em vigor;
- (b) Como parte do estágio final do planejamento operacional, o AOS calculará um preço que representará o custo marginal do sistema ou preço “spot”, em que oferta e demanda estarão equilibradas. Este preço deverá apresentar variação diária e provavelmente mesmo dentro do dia;
- (c) os geradores e as empresas de serviço público de distribuição e comercialização (Empresas de D/C) negociarão a maior parte de sua energia através de contratos bilaterais que especificarão o preço e os volumes contratados durante sua vigência. O objetivo destes contratos será o de proteger as partes contra a exposição ao risco representado pela potencial volatilidade do preço “spot” de energia do MAE, e não o de garantir a entrega física da energia - este é um direito dos membros do MAE; e
- (d) somente fluxos de energia não contratados serão negociados diretamente no MAE e liquidados ao preço deste. Mas todos os fluxos de energia serão levados em consideração na determinação da programação ideal, no tratamento de perdas e para outras funções relevantes. A contabilização de energia no MAE deverá envolver, portanto, os dados de medição para toda a energia do sistema.

9 A **Figura 1** apresenta uma visão geral do MAE. Ela mostra os pagamentos entre as áreas de comercialização das empresas de D/C (e outros possíveis comercializadores) e os geradores, dependendo dos volumes e preços contratados e dos pagamentos ao MAE e por parte deste no que se refere a fluxos não contratados.

10 Estes arranjos propostos têm implicações importantes no que se refere à concorrência e à regulamentação dos preços da energia.



Ref 9

- (a) o preço “spot” do MAE será estabelecido para cada período de liquidação, utilizando-se de modelos e procedimentos acordados por todos os membros do MAE e pela ANEEL e refletindo a oferta e demanda subjacentes de energia. Não haverá oferta competitiva de preços (“competitive bidding”) entre geradores no mercado “spot”. A decisão de não permitir oferta competitiva de preços tem como base a dificuldade em descentralizar o cálculo do valor da água em um sistema grande, predominantemente hidrelétrico e com um número limitado de plantas termelétricas; e
- (b) os preços contratuais da energia serão desregulamentados e acordados entre as partes nos termos de um mercado competitivo, a não ser no que se refere aos Contratos Iniciais descritos abaixo. Os preços do mercado de contratos refletirão expectativas quanto ao preço “spot” do MAE no decorrer do período em questão. Em situação de equilíbrio, a média de preços deveria ser suficiente para proporcionar retorno comercial ao mais competitivo dos novos participantes do mercado.

11 Analisaremos, agora:

- organização e funções do mercado;
- planejamento operacional, programação e despacho;
- regras de negociação de intercâmbios de energia;
- Contratos Iniciais entre geração e empresas de D/C;
- concorrência na comercialização; e
- planejamento do sistema e novos investimentos.

12 Nossas recomendações detalhadas quanto ao MAE são:

- (a) **organização e funções do mercado (Questões 1 e 18):** todos os geradores com capacidade instalada acima de 50 MW e todas as empresas D/R com vendas anuais superiores a 100 GWh deverão pertencer ao MAE (ou serem nele representados). Consumidores livres poderão participar. O mercado será regido pelo Contrato do MAE (CMAE) que será firmado por todos os membros. Os principais pontos do CMAE serão:
 - (i) obrigação de levar em conta toda a energia comprada ou vendida através do MAE;
 - (ii) o direito de registrar contratos bilaterais firmados no Sistema de Contabilidade e Liquidação de Energia;
 - (iii) o obrigação, de todos os compradores, de oferecer garantias (sob a forma de depósito ou carta fiança bancária) para cobrir o custo de compras não contratadas a preços vigentes nos períodos de relativa escassez de energia - esta medida é necessária para evitar que empresas

- de D/C adquiram energia secundária barata sem contrato (“free-ride”) no mercado “spot” e se recuse a pagar ou não possa pagar a energia em épocas de preços “spot” mais elevados;
- (iv) como salvaguarda adicional, uma obrigação de que as empresas de D/C contratem grande parte de sua carga total com cinco anos de antecedência, devendo o valor exato ser acordado com a ANEEL durante a implementação; e
 - (v) indicação do AOS como Administrador do Sistema de Contabilidade e Liquidação de Energia.
- (b) **planejamento operacional, programação e despacho (Questão 12):** os arranjos comerciais basear-se-ão em uma abordagem restrita e centralizada à otimização do sistema em que geradores, empresas de D/C e outros comercializadores apresentarão dados técnicos ao AOS. Não haverá ofertas de preços. O AOS será responsável pelo planejamento operacional, programação e despacho de acordo com um conjunto de procedimentos expressamente acordados. Para tanto, deverão ser utilizados novos softwares ora em desenvolvimento ou comercialmente disponíveis.
- (c) **regras de negociação de intercâmbios de energia (Questão 2):** as principais regras de negociação serão:
- (i) arranjos para estabelecer preços de MAE diferentes em diversos sub-mercados definidos por grandes restrições à transmissão;
 - (ii) uso de fatores de perda de transmissão nodais para ajustar geração e demanda a um único ponto para fins de liquidação;
 - (iii) uso de uma função de custo de racionamento no software de otimização em que o valor da energia não suprida aumente como função do volume do déficit. Se, em casos extremos de hidrologia desfavorável for necessário o racionamento físico, a energia será alocada de acordo com regras técnicas, independentemente dos volumes de energia contratados bilateralmente;
 - (iv) um arranjo especial, o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), para proteger geradores hidrelétricos individuais do risco hidrológico. O efeito do MRE será o equivalente a um pool de risco hidrológico ao nível do sistema entre todos os geradores hidrelétricos despachados de maneira centralizada;
 - (v) O AOS será responsável pela otimização da comercialização através de interconexões internacionais, mas os benefícios decorrentes de tal comercialização serão alocados aos membros do MAE, ou a uma concessionária particular que obtenha o direito a estes benefícios, de acordo com regras pré-estabelecidas;

- (vi) os compradores de toda a energia recebida do MAE deverão pagar um Encargo de Serviços do Sistema para recuperar o custo de serviços ancilares, pequenas restrições à transmissão e outros custos comuns; e
 - (vii) um Sistema de Contabilidade e Liquidação de Energia em que somente os fluxos não contratados de energia serão liquidados através do sistema central. Toda a energia coberta pelos contratos será liquidada bilateralmente, podendo este processo se dar diretamente entre as agências bancárias designadas pelos agentes participantes do mercado.
- (d) **Contratos Iniciais (Questão 3):** para dar início ordenado ao MAE, haverá um conjunto de Contratos Iniciais. Nossa visão é que estes Contratos deveriam apresentar as características que seguem, embora tenhamos participado de discussões recentes com o BNDES sobre mudanças nestas características que podem ser desejáveis para a privatização de Eletrosul e de Furnas:
- (i) a maioria dos Contratos Iniciais será entre geradores e empresas de D/C. Cada contrato referir-se-á a um volume especificado de energia e será respaldado por toda a carteira de usinas do gerador. Os volumes no início dos Contratos Iniciais refletirão o nível de energia firme com base no atual critério de risco de déficit de 5%. Os volumes fixos estarão sujeitos à revisão em anos muito secos ou em caso de racionamento, para proteger os geradores contra riscos excessivos;
 - (ii) a maioria dos Contratos Iniciais conterà um único preço pela energia, expresso em R\$/MWh, que pode variar de acordo com a estação do ano ou o horário do dia (horo-sazonal). O preço médio será estabelecido na proximidade dos preços em vigor de contratos de suprimento, após a exclusão do efeito dos custos de transmissão, a serem pagos separadamente pelas empresas de D/C. Os preços manter-se-ão constantes durante a duração do contrato, sujeitos à indexação;
 - (iii) a duração dos Contratos Iniciais será de 15 anos. Os volumes contratados serão constantes nos anos de um a seis e passarão a ser reduzidos gradualmente a partir de então. Geradores e empresas de D/C estarão assim livres para negociar novos contratos aos preços de mercado para substituir os volumes não contratados e atender à demanda crescente. Cremos que este perfil proporciona equilíbrio razoável entre a proteção dos consumidores contra aumentos súbitos de preços, permitindo um ajuste gradual dos preços de geração ao custo marginal de longo prazo, de maneira a estimular investimentos e melhorar a eficiência alocativa;
 - (iv) o perfil de preço e volume que recomendamos para os Contratos Iniciais poderá deixar aos geradores considerável renda econômica uma vez que os novos contratos comecem a ser negociados a preços de mercado. Esta renda não pode ser extraída de maneira eficiente nos processos de privatização e para toda a duração do período de concessão devido às incertezas e ao efeito da taxa de desconto para os valores típicos usados pelo setor privado. Recomendamos que os proprietários de ativos implementem mecanismos alternativos, tais

como debêntures especiais, antes da privatização, para extrair a renda econômica, e que passariam a ter efeito a partir de um certo momento no tempo próximo ao final do período dos Contratos Iniciais;

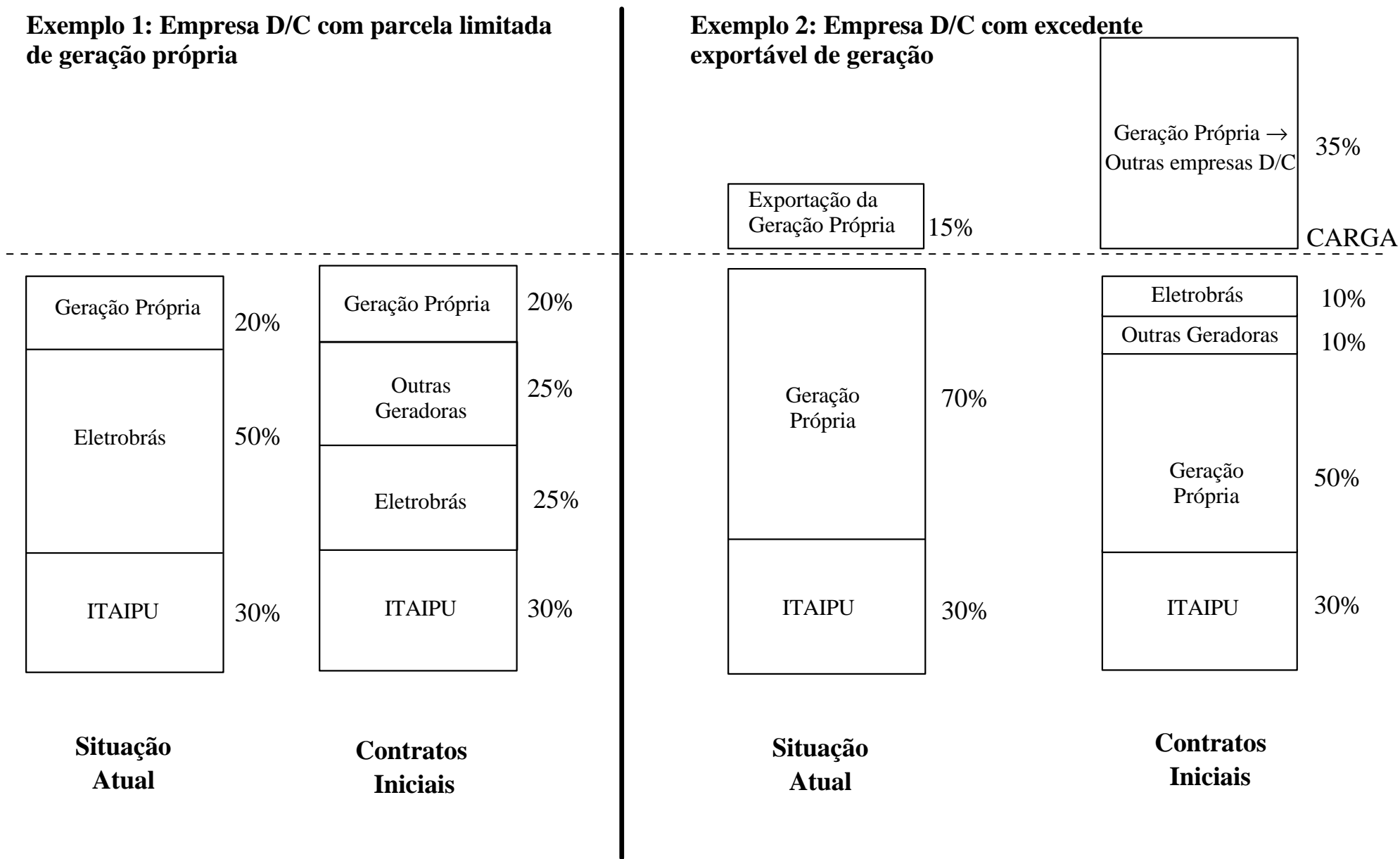
- (v) a não ser no caso de usinas nucleares, não propomos arranjos especiais para ativos cujo custo não possa ser recuperado a preços de mercado (“ativos encalhados”, ou “stranded”). A extensão da baixa de ativos (“write-off”), transferência de dívidas ou sua capitalização é uma questão a ser solucionada pelos atuais proprietários dos ativos, antes da privatização ou alienação do capital acionário;
- (vi) os Contratos Iniciais de energia nuclear devem reconhecer os problemas especiais a ela relativos. Recomendamos que estes contratos:
 - levem em consideração volumes adicionais advindos da ativação de Angra 2
 - tenham preços mais altos do que os demais Contratos Iniciais
 - sejam alocados somente ao mercado cativo, onde os custos adicionais podem ser repassados
 - sejam por capacidade e não por volumes fixos de energia
 - sejam de 15 anos, mas sem provisões para reduções dos volumes
 - sejam firmados diretamente entre a Nuclen e as empresas de D/C, sem Furnas como agente intermediário;
- (vii) os Contratos Iniciais de Itaipu serão semelhantes, em sua forma, aos contratos atuais, mas serão firmados por um novo intermediário — o “Agente para Comercialização da Energia de Itaipu” ou ACI. Por um prazo de cinco anos, o ACI venderá energia de Itaipu a seu custo de aquisição da Itaipu Binacional, mas a partir deste ponto o preço se ajustará gradualmente ao Custo Marginal de Longo Prazo. O superávit será disponibilizado para reinvestimento no setor através dos seus agentes financeiros setoriais;
- (viii) Os Contratos Iniciais serão alocados entre as empresas D/C com limite de 50% sobre o “auto-suprimento”, ou “self-dealing” (ver seção sobre regulamentação econômica). Na prática, isto significará que as empresas ou Estados que têm atualmente alto grau de integração vertical comprarão energia do sistema Eletrobrás e aqueles que atualmente compram principalmente do sistema Eletrobrás também comprarão, no futuro, de outros geradores. Isto é ilustrado na **Figura 2**. Apesar de os arranjos comerciais sofrerem alterações, a nova organização do MAE não ensejará mudanças quanto aos fluxos subjacentes de energia;

Alocação dos Contratos Iniciais

Figura 2

Exemplo 1: Empresa D/C com parcela limitada de geração própria

Exemplo 2: Empresa D/C com excedente exportável de geração



- (ix) as usinas termelétricas que operam principalmente de maneira flexível e complementar para firmar a geração hidrelétrica, estarão sujeitas a uma forma especial de Contrato Inicial entre geradores. Isto permitirá o aumento dos volumes de energia contratados com as empresas de D/C por geradores hidrelétricos com um portfólio de usinas. Estes contratos também permitirão a eliminação da parcela da CCC, que subsidia a geração termelétrica nos sistemas interligados existentes. A geração termelétrica inflexível (ou seja, aquela cuja energia é gerada em regime de base) será incluída em Contratos Iniciais com as empresas de D/C; e
 - (x) haverá algumas diferenças quanto aos Contratos Iniciais do N/NE em decorrência das menores possibilidades de concorrência e das Empresas de D/C apresentarem menor capacidade financeira. Os contratos terão prazo de 20 anos, os volumes não se reduzirão senão após o 11º ano e serão implementados mecanismos de compartilhamento de riscos;
- (e) **concorrência na comercialização:** os novos arranjos comerciais darão pleno apoio à concorrência na comercialização por consumidores livres que atendam aos critérios aplicáveis e por consumidores que se tornarem livres quando for reduzido o limite em MW atualmente em vigor. Os consumidores livres poderão comprar de qualquer Comercializador Autorizado do Mercado Livre (ver abaixo) ou através do MAE. A posição de consumidores de grande porte que já tenham contratos de longo prazo será mantida inalterada;
- (f) **planejamento do sistema e novos investimentos (Questões 10 e 30):** nossas recomendações na área de planejamento do sistema e novos investimentos têm por objetivo refletir a mudança para um sistema orientado pelo mercado, em que não mais exista um planejamento central determinístico e em que os compradores — ou seja: empresas de D/C e consumidores de grande porte — sejam responsáveis por adquirir energia ao menor custo possível. Contudo, a capacidade de desenvolvimento de planos de médio e longo prazos para orientar os agentes do setor e ilustrar o efeito de diferentes políticas energéticas deverá ser mantida. As recomendações também pretendem maximizar a participação do setor privado na construção de nova capacidade de geração, tanto hidrelétrica quanto termelétrica, e satisfazer a exigência constitucional de licitação como base para a outorga de novas concessões. Esta parte do Sumário Executivo focalizará principalmente sobre o investimento em geração, sendo que os investimentos em transmissão serão discutidos mais adiante. As principais propostas são:
- (i) **planejamento indicativo de longo prazo da expansão:** recomendamos que o planejamento indicativo de longo prazo da expansão para geração e transmissão seja realizado com horizontes de 25 anos (quinquenalmente) e de 12 anos por uma nova entidade, o responsável pelo planejamento indicativo, função abordada na seção sobre mudanças institucionais. Tais planos indicativos identificarão programas de investimento do sistema a custo mínimo, inclusive projetos hidrelétricos e termelétricos específicos necessários sob uma gama de premissas e cenários. Estes planos serão para fins de mera

orientação e não haverá obrigação de quem quer que seja de realizar os investimentos. As informações das necessidades de transmissão de curto prazo (ou seja, de até cinco anos) serão identificadas pelo AOS à luz de projetos em andamento e pedidos de novas conexões;

- (ii) **desenvolvimento de novos projetos hidrelétricos (Questão 16):** o agente responsável por desenvolver o planejamento indicativo teria responsabilidades adicionais sobre a preparação das bases para o desenvolvimento de novos projetos hidrelétricos. Sob responsabilidade delegada pela ANEEL, poderá contratar e supervisionar estudos de inventário de bacias hidrográficas e identificar aquilo que constituir o programa de expansão ótima, levando em consideração a necessidade de atrair investidores para o setor privado. Dependendo do método de licitação adotado, o responsável pelo Planejamento Indicativo poderá ser também incumbido, sob a coordenação da ANEEL, da contratação de estudos de viabilidade e de Avaliações de Impacto Ambiental previamente à licitação de concessões;
- (iii) **priorização de projetos hidrelétricos (Questão 34):** todos os novos projetos hidrelétricos serão classificados como equivalentes a Produtores Independentes (PIE) com base no fato de ser a própria geração uma atividade industrial, ainda que faça uso de um bem público sob a forma de recursos hídricos. Não haverá, assim, necessidade de classificar os projetos como sendo de serviço público, geração independente ou auto-geração no futuro. O Poder Concedente, agindo através da ANEEL continuará a oferecer normalmente os projetos na sequência sugerida no plano indicativo, mas investidores em potencial poderiam solicitar a licitação de concessões para outros potenciais ou aqueles em sequência diferente do programa indicativo. A meta seria alocar as concessões de maneira justa e, acima de tudo, assegurar novos investimentos por parte do setor privado, e não impor um plano específico;
- (iv) **outorga de concessões e autorizações (Questões 8 e 9):** recomendamos que o limite aplicável a licitações de concessões para o uso de recursos hídricos para geração de energia elétrica seja elevado, quando oportuno, para 30 MW. Projetos inferiores a este limite estariam sujeitos à autorização, de maneira semelhante à aplicada no caso de usinas termelétricas. Usinas hidrelétricas acima deste porte estariam sujeitas à licitação. Propusemos dois processos possíveis de licitação que serão escolhidos pela ANEEL caso a caso. O primeiro envolve uma licitação simples aberta a todos os licitantes qualificados, deixando a identificação de um mercado e a negociação de preços a cargo dos participantes. A segunda, mais adequada para projetos de maior porte, envolve a solicitação pela ANEEL de ofertas de compra para criar demanda antes da licitação da concessão. Recomendamos, ainda, diversas medidas para mitigar os riscos de realocação de populações e riscos ambientais que serão especificados na documentação de licitação; e

- (v) **comprador de última instância:** como medida adicional para incentivar o desenvolvimento de projetos hidrelétricos, recomendamos que o governo tenha a opção de atuar como comprador de última instância no que se refere a projetos hidrelétricos considerados de importância nacional. Para evitar distorções do mercado, sugerimos que este mecanismo somente seja empregado quando não existir um número suficiente de empresas de D/C dispostas a celebrar contratos de longo prazo para a produção do projeto. Nestes casos, pontuais e pouco numerosos, o governo poderia se comprometer a comprar no máximo 50% da produção a preço equivalente ao pago pelas empresas de D/C ou por consumidores livres que estejam contratando o restante da produção. Os direitos e obrigações que derivarem do exercício desta opção deveriam ser vendidos às empresas do setor tão logo isto se mostre possível.

Implicações estruturais do modelo comercial

13 Nossas recomendações quanto à estrutura são balizadas pelas propostas descritas anteriormente quanto ao modelo comercial. Para ser eficaz, o modelo comercial exige:

- (a) total neutralidade em planejamento operacional, programação e despacho, atividades estas que devem ser realizados de acordo com procedimentos acordados;
- (b) política de livre acesso de todos os agentes do mercado ao sistema de transmissão o que, cremos, exige a segregação vertical de geração e transmissão, como descrevemos abaixo;
- (c) um número adequado de geradores e empresas de D/C de portes semelhantes para estabelecer um mercado atacadista competitivo, sem cartéis ou participantes dominantes;
- (d) separação limitada da geração em empresas verticalmente integradas para garantir o acesso ao mercado por parte de outras empresas; e
- (e) reconhecimento da separação das funções de operação e desenvolvimento da rede de distribuição, de um lado, e de outro, da comercialização da energia, nas empresas de D/C, com o objetivo de facilitar o desenvolvimento da concorrência na comercialização.

14 Examinaremos, agora:

- a necessidade do AOS e seu papel;
- desagregação vertical da transmissão;
- desagregação vertical e horizontal da geração;
- separação vertical de distribuição e comercialização; e

- outros agentes complementares participantes do setor.

15 Como já foi mencionado na discussão do modelo comercial, recomendamos o estabelecimento de um AOS que será um órgão de propriedade conjunta dos agentes do setor, sob a supervisão do MME e regulamentação da ANEEL. O AOS seria responsável, entre outras coisas, pela rede de transmissão (**Questão 11**). Será uma entidade sem fins lucrativos e não será proprietário dos ativos de transmissão. O AOS executaria as seguintes funções:

- (a) planejamento operacional de geração e transmissão em horizontes de tempo de até cinco anos;
- (b) programação e despacho da geração;
- (c) cobrança de encargos pelo uso da rede de transmissão e remuneração dos prestadores dos serviços de transmissão;
- (d) planejamento dos investimentos em transmissão em horizontes de tempo de até cinco anos;
- (e) contratar novos investimentos em transmissão das concessionárias atuais e futuras; e
- (f) executar funções de contabilização e liquidação de energia em nome do MAE.

16 Propomos que um órgão novo e independente realize estas funções porque isto permite que:

- (a) os ativos de transmissão se mantenham sob propriedade de diversas entidades ao mesmo tempo em que institui um único conjunto de encargos nacionais de transmissão;
- (b) novos projetos de transmissão de grande porte sejam licitados;
- (c) seja preservada a otimização global do sistema, ainda que aumente o número de participantes envolvidos;
- (d) eventual privatização subsequente dos ativos de transmissão, se assim for desejada no futuro, sem transferência da responsabilidade sobre a operação do sistema; e
- (e) sejam projetados arranjos de regência (“governance”) da operação do sistema indo ao encontro das preocupações quanto à justa representação e combinação adequada de interesses públicos e privados, ao mesmo tempo em que se estabelece uma entidade com autoridade real.

17 Os arranjos quanto à constituição e regência do AOS são discutidos abaixo, juntamente com as mudanças institucionais.

Transmissão

18 Recomendamos a separação vertical de todos os ativos de transmissão, que definimos como ativos em tensão de 230 kV ou superiores, sejam eles de propriedade da Eletrobrás ou das empresas estaduais de D/C. No que se refere ao sistema Eletrobrás, isto implica em separação da propriedade de transmissão e geração nas quatro principais subsidiárias operacionais e na criação de novas empresas de transmissão (“transcos”) como subsidiárias da Eletrobrás. As hipóteses de se ter duas transcos (uma para cada sistema interligado) ou quatro (para proporcionar continuidade das empresas regionais existentes) estão muito equilibradas em termos de atratividade. Deve haver, contudo, pelo menos duas delas para evitar que uma única transco nacional possa contestar a autoridade do AOS.

19 Empresas estaduais verticalmente integradas poderiam escolher entre:

- (a) criar subsidiárias integrais separadas para seus ativos de transmissão; ou
- (b) trocar seus ativos de transmissão por participação em uma das transcos federais.

20 Cada transco firmará um Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST) com o AOS, dando o controle operacional de seus ativos ao operador do sistema em troca de pagamentos periódicos relacionados à disponibilidade dos ativos. As transcos continuariam a ser responsáveis pela manutenção dos seus ativos.

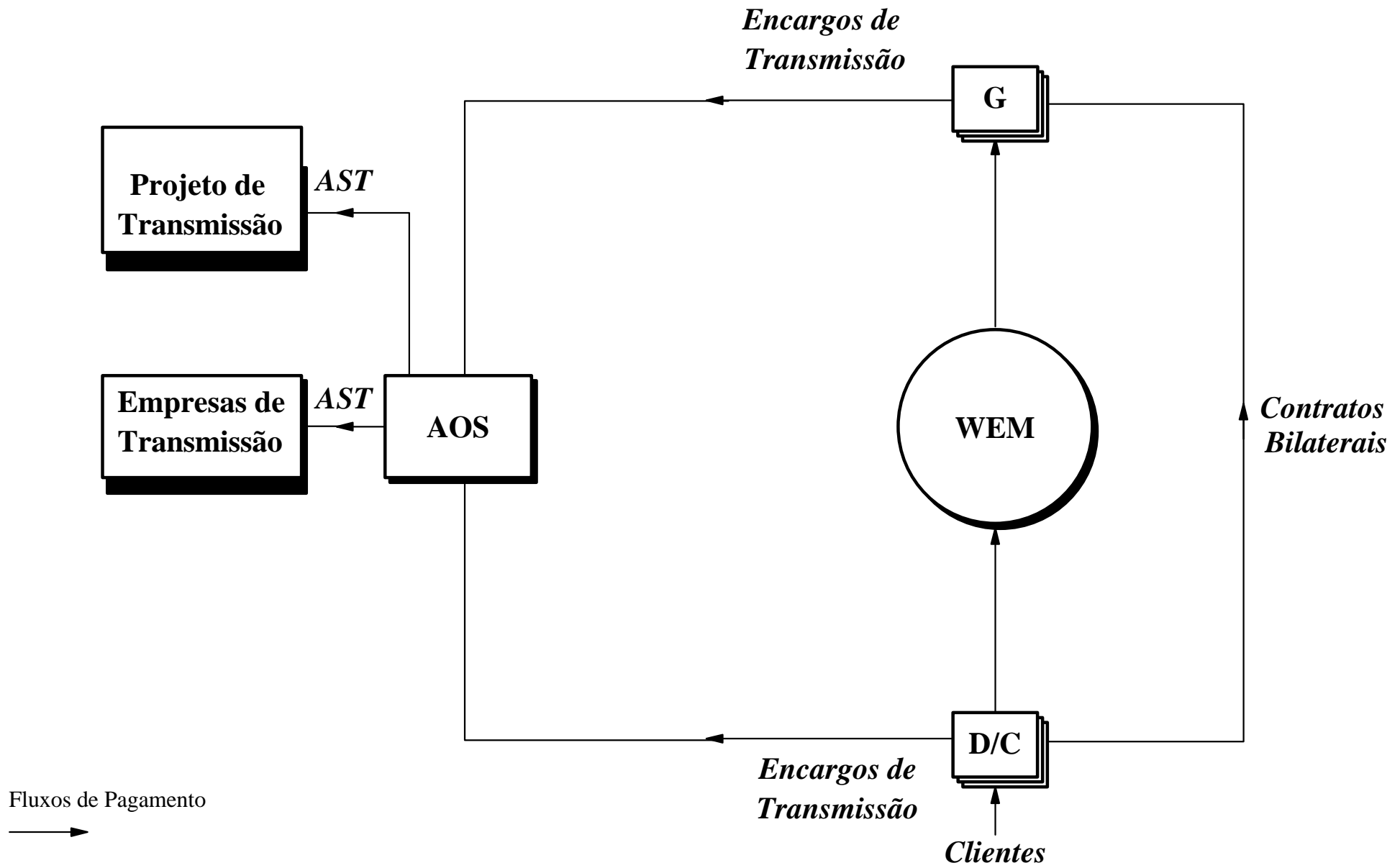
21 A **Figura 3** ilustra o relacionamento entre as transcos bem como o de uma concessionária independente de transmissão com o AOS e com os membros do MAE.

Geração

22 Na atividade de *geração*, propomos diversas mudanças estruturais para estabelecer as bases para um mercado competitivo bem sucedido de energia em grosso. Estas se referem à transparência, acesso ao mercado e divisão de participantes potencialmente dominantes. Recomendamos:

- (a) desverticalização da geração no que se refere aos ativos tanto federais quanto estaduais através do estabelecimento de empresas separadas de geração ou subsidiárias de geração (“gencos”). Propomos, ainda, restrições à verticalização em contrato, sob a forma de um limite ao nível de vendas de qualquer genco a suas coligadas (auto distribuição ou self-dealing) para garantir que o acesso ao mercado de atacado não seja indevidamente restrito e para proteger os interesses dos consumidores cativos; e
- (b) separação horizontal das duas maiores gencos federais, Furnas e Chesf, para criar duas empresas menores a partir de cada uma delas. Esta divisão permitirá, em nossa opinião, a obtenção do equilíbrio correto entre o desejo de criar mais participantes no mercado para dar impulso à concorrência, e de ainda se dispor de empresas com capacidade financeira suficiente para realizar investimentos de grande porte.

23 Tanto para Furnas quanto para Chesf nós recomendamos uma divisão específica dos ativos para formar a base das novas empresas geradoras (gencos).



24 Recomendamos que não sejam feitas quaisquer alterações à Eletrosul, além da separação dos ativos de transmissão. Nos casos de Furnas e Eletrosul, recomendamos que deixem de agir como *repassadoras* da energia de Itaipu, o que traz consigo consideráveis riscos de crédito. Ao invés, recomendamos que este papel se torne responsabilidade do Agente para Comercialização da Energia de Itaipu (ACI) que será, inicialmente, a Eletrobrás. Como Itaipu responde por grande parcela do mercado, o ACI não será capaz de concorrer no mercado e a energia deverá ser vendida nos termos de contratos de longo prazo com opção de prorrogação, sujeitos ao protocolo internacional. Finalmente, recomendamos que os ativos de geração da Eletronorte sejam divididos em duas empresas, uma detendo os ativos do sistema interligado (Tucuruí e São Luis) e a outra os ativos dos sistemas isolados.

Distribuição e Comercialização

25 Na atividade de distribuição/comercialização já existe um grande número de empresas e outras serão criadas pela divisão planejada de algumas empresas de D/C. Propomos, portanto, que não sejam tomadas ações imediatas nesta área, mas recomendamos que, nos Estados com maior número de consumidores, em que uma empresa de D/C possa, com o tempo, se tornar dominante, sejam mantidas duas ou três concessões juridicamente distintas. Uma empresa seria responsável por todas as concessões a curto prazo, mas haverá possibilidade de divisão posterior, caso isto venha a ser necessário.

26 Recomendamos, ainda, a desverticalização das funções de distribuição e comercialização de todas as empresas de D/C (exceto às de pequenos sistemas isolados) através de separação contábil. Esta recomendação seria em adição à proposta feita acima quanto à criação formal de subsidiárias para deter os ativos de geração e transmissão. As funções de distribuição e comercialização podem ser mantidas na mesma empresa, mas a contabilidade separada mostrará claramente o encargo pelo uso das redes de distribuição. A mesma tarifa pelo uso do sistema de distribuição aplicar-se-á também a transações com comercializadores concorrentes de outras empresas, que se tornarão mais numerosos à medida que o limite do mercado livre for gradualmente reduzido. Isto garante que a empresa existente atue de maneira não discriminatória e proporcione acesso à rede em igualdade de condições para todas as partes.

27 Os agentes que poderiam ser autorizados a competir no mercado livre (Comercializadores Autorizados do Mercado Livre) incluiriam:

- gencos que desejassem vender energia diretamente a consumidores finais;
- concessionárias de D/C agindo fora de suas áreas; e
- comercializadores ou corretores independentes.

28 No que se refere aos sistemas isolados, recomendamos uma abordagem flexível em que o grau de segregação ou desverticalização exigido aumentasse de acordo com o tamanho do sistema. Não haveria exigência de segregação dos sistemas menores, mas os sistemas de porte médio teriam que dispor de contabilidade de geração separada, e os sistemas maiores teriam que formar subsidiárias de geração separadas. A médio prazo, os ativos federais remanescentes dos sistemas isolados poderiam ser transferidos ou vendidos para as empresas estaduais (possivelmente sendo combinados com a privatização daqueles ativos) ou mantidos como ativos de uma subsidiária federal independente.

29 Para completar a descrição das propostas quanto a alterações estruturais, listamos diversos agentes complementares que avaliamos de forma mais detalhada nas seções sobre mudanças institucionais e revisão das funções da Eletrobrás. São eles:

- o Órgão Regulador, a ANEEL;
- a entidade responsável pelo planejamento indicativo;
- os agentes financeiros setoriais.

30 A **Figura 4** resume a estrutura proposta para o setor e os principais tipos de agentes.

Arranjos comerciais para as redes de transmissão e distribuição

31 Como indicado na discussão de nossas recomendações sobre o mercado competitivo de energia e mudanças estruturais, a implementação do livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição (**Questão 6**) é um pré-requisito para o desenvolvimento exitoso da concorrência. O Brasil já legislou sobre livre acesso, mas a aplicação prática desta lei ainda não ocorreu. Tão importante quanto o livre acesso é que as tarifas pelo uso dos sistemas de transmissão e distribuição, que são monopólios naturais (**Questões 19 e 21**), sejam estruturadas de maneira a dar os sinais econômicos apropriados, especialmente em relação ao impacto dos custos de transmissão para a conexão de novos geradores em diferentes pontos da rede.

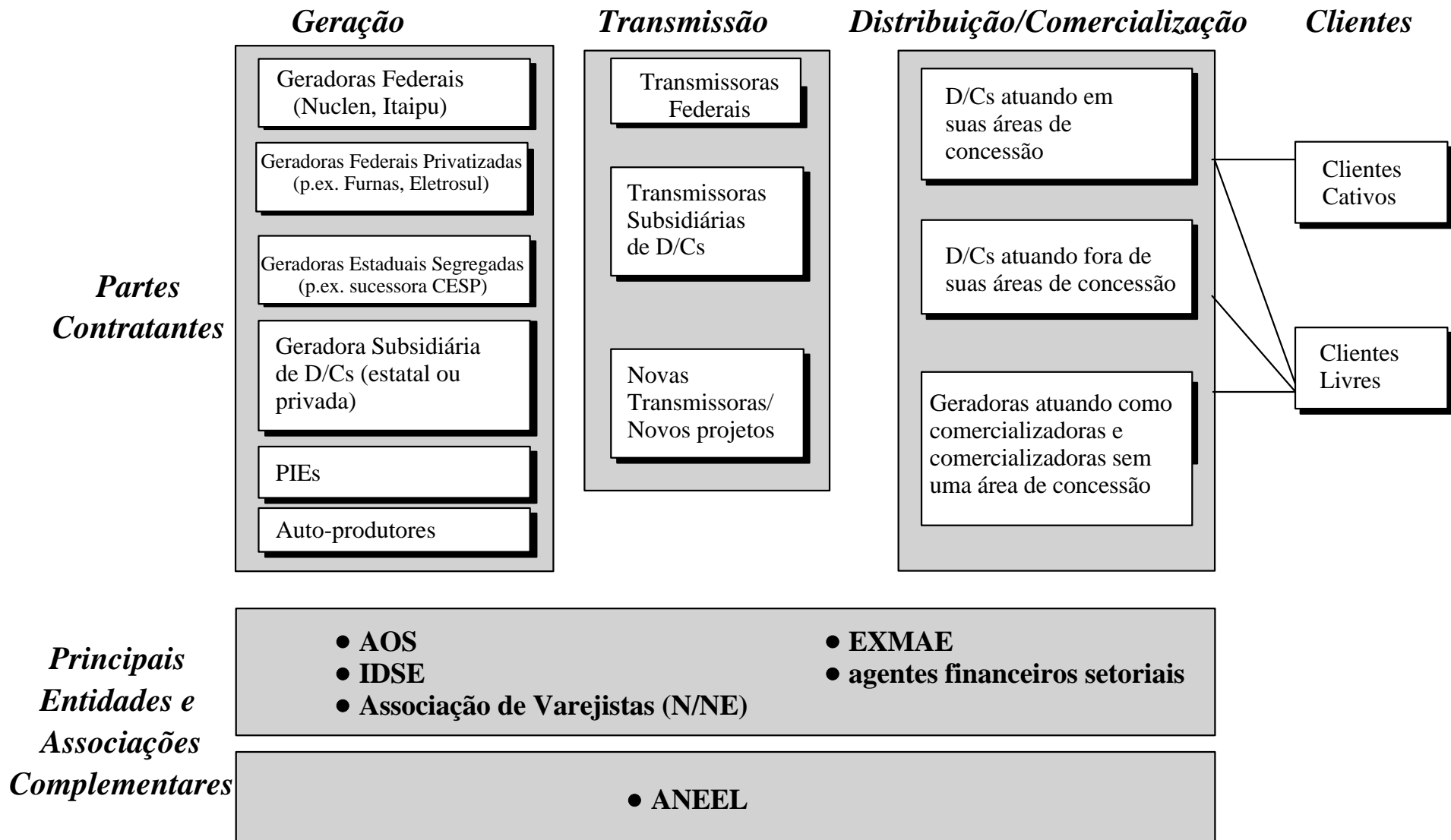
32 Passamos, agora, a apresentar nossas recomendações sobre:

- definição de transmissão e distribuição;
- encargos de transmissão;
- planejamento da transmissão;
- encargos de distribuição;
- procedimentos de conexão; e
- eletrificação rural.

Definição de transmissão e distribuição

33 Recomendamos uma definição para transmissão e distribuição baseada em nível de tensão e não em papel exercido. Todos os ativos em tensões de 230 kV ou superiores devem ser tratados como ativos de transmissão, ao passo que os com tensões inferiores a esta devem ser tratados como ativos de distribuição para fins de formulação e regulamentação tarifárias. Recomendamos, ainda, que esta definição de transmissão seja usada também para fixar:

- (a) o ponto em que a energia elétrica é entregue ao MAE ou dele retirada;



- (b) os ativos de rede sobre os quais o AOS tem controle operacional direto (apesar de o AOS também ter responsabilidade sobre a programação e despacho de usinas acima de 50 MW conectadas à distribuição);
- (c) os ativos de rede para os quais o AOS estabelece e administra encargos e firma Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão com proprietários dos ativos; e
- (d) os ativos de transmissão aos quais é garantido acesso sob encargos fixados pela ANEEL, substituindo a atual definição da Rede Básica.

Encargos de Transmissão

34 Em suma, os arranjos que propomos para os encargos de transmissão são os seguintes:

- (a) o AOS definirá um conjunto de encargos publicados para uso da rede de transmissão em cada sistema interligado;
- (b) encargos separados serão aplicados à geração e à carga e refletirão o custo imposto ao sistema de transmissão pelo uso incremental em diferentes localidades;
- (c) os proprietários de cada uma das partes da rede de transmissão firmarão Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPSTs) com o AOS, transferindo a responsabilidade sobre o controle operacional e comercialização da capacidade de transmissão a este, em troca de pagamentos regulamentados relacionados à disponibilidade;
- (d) os usuários da rede — geradores, empresas de D/C e grandes clientes — firmarão um Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) com o AOS que lhes dará direito a usar a rede em troca do pagamento da tarifa publicada. Firmarão, ainda, um Contrato de Conexão à Transmissão (CCT) com o proprietário da rede em questão, tendo o AOS como parte interveniente; e
- (e) o AOS arrecadará a receita dos encargos pelo uso do sistema e pagará a cada proprietário da rede de transmissão a quantia acordada.

35 No contexto deste quadro amplo, as mais importantes dentre nossas recomendações detalhadas são:

- (a) o custo de todos os ativos de transmissão será recuperado através de encargos pelo uso do sistema, a não ser no que se refere a ativos de conexão que beneficiem exclusivamente um usuário específico (quando não tiverem sido financiados diretamente pelo usuário) e a conexões internacionais sobre as quais partes específicas tenham adquirido os direitos sobre os benefícios da comercialização;

- (b) a metodologia proposta para o estabelecimento dos encargos de transmissão é uma versão do custo marginal de longo prazo em que os encargos são baseados nos custos dos novos investimentos necessários para atender ao uso incremental da rede. Os encargos derivados desta maneira enviarão importantes sinais de localização referentes aos custos de conexão em diferentes pontos da rede — o que é essencial se o planejamento da expansão deixar de ser determinístico. Assim, a geração conectada ou que deseje se conectar em pontos da rede que sofrem restrições à exportação pagarão mais do que geradores conectados ou que desejem se conectar em pontos com restrições à importação (e vice-versa no que se refere à carga);
- (c) os geradores pagarão encargos CUST com base na capacidade instalada. A carga pagará CUST com base no uso máximo durante períodos de pico do sistema de transmissão;
- (d) os encargos serão derivados para cada um dos cerca de 200 nós, mas estes serão agrupados em 15 a 20 zonas com encargos semelhantes para fins da estabelecimento e publicação de tarifa;
- (e) a recuperação de receitas seria obtida, aproximadamente, 50% a partir da geração e 50% a partir da carga;
- (f) as receitas de transmissão de ativos existentes seriam estabelecidas de maneira a recuperar os custos operacionais e de manutenção, regulados e aprovados, mais uma contribuição para a remuneração dos ativos, dependendo da alocação geral de receitas do setor. As receitas de novos investimentos seriam estabelecidas de maneira a recuperar plenamente o custo dos investimentos futuros mais uma taxa de retorno em bases comerciais de mercado. (**Questão 22**); e
- (g) as interligações internacionais não serão incluídas entre os ativos do sistema principal. Seus custos serão identificados separadamente e recuperados das partes que tenham obtido o direito de usufruir os benefícios da comercialização de energia nas interligações.

Planejamento de transmissão e investimento

36 As responsabilidades sobre o planejamento da transmissão e novos investimentos (**Questão 10**) são parte vital dos novos arranjos propostos. Como explicado na descrição do modelo comercial, prevemos que se atribua ao responsável pela função de planejamento indicativo o planejamento a mais longo prazo da expansão, mas que o AOS seja responsável pelas decisões sobre novos investimentos em transmissão em um horizonte de até cinco anos.

37 Os motivos para a atribuição desta responsabilidade ao AOS são:

- (a) o AOS pode ser neutro no que se refere a todos os projetos de geração, constantes ou não do plano indicativo, bem como é neutro para garantir o acesso aberto da rede;
- (b) o AOS terá conhecimento detalhado da natureza e custo das restrições à transmissão que pode ser econômico aliviar; e

- (c) os arranjos de regência do AOS lhe permitirão subsidiar decisões sobre novos investimentos que deverão ter o apoio de todas as partes que incorram em encargos de uso do sistema de transmissão.

38 O AOS procurará garantir que investimentos em transmissão sejam realizados por meio de uma das duas formas que seguem:

- (a) realizando uma licitação pela nova concessão de transmissão, sob delegação da ANEEL; ou
- (b) contratando com as concessionárias existentes de transmissão para realizarem o projeto como uma “melhoria”, em troca de uma remuneração adicional garantida sob os termos do Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão.

39 Propomos que os projetos com custos acima de R\$ 75 milhões sejam tratados genericamente como em (a) do parágrafo anterior e que os com custo inferior a este montante de acordo com o método descrito em (b). Contudo, recomendamos também que a ANEEL tenha liberdade para adotar o método alternativo acima mesmo se abaixo do limite, quando isto puder ser justificado em termos de eficiência geral do setor ou quando os agentes existentes não se mostrarem interessados em realizar tais investimentos. Recomendamos, ainda, que o limite esteja sujeito a revisões periódicas.

Encargos de Distribuição

40 O acesso livre e não discriminatório às redes é tão importante para a distribuição quanto para a transmissão (**Questão 21**), mas uma diferença fundamental é o fato de não haver necessidade real de proporcionar sinais de localização ou preço para orientar àqueles que desejem usar a rede. A preocupação principal é a de que as relatividades de preço entre níveis de tensão reflitam os custos subjacentes. Em decorrência, a metodologia que propomos para os encargos de distribuição é mais simples do que a recomendada para a transmissão, para a qual os sinais de localização são cruciais.

41 Nossas principais recomendações quanto à metodologia são:

- (a) a abordagem básica para a derivação de encargos de uso do sistema para cada nível de tensão de distribuição deve ser a de atribuir um custo incremental de longo prazo, com base em um modelo de rede projetado para refletir as características do sistema de cada uma das concessionárias de distribuição;
- (b) os encargos devem ser ajustados para recuperar a receita permitida dada pelas fórmulas de controle de preços e identificadas na seção sobre regulamentação econômica;
- (c) os encargos de distribuição devem ser publicados e aplicados ao uso do sistema em períodos de sobrecarga máxima;
- (d) somente a carga, e não a geração conectada à distribuição, deverá pagar encargos pelo uso do sistema de distribuição;

- (e) encargos separados serão criados para ativos de conexão que são os de uso específico de cargas individuais ou geradores ligados à distribuição, a menos que tenham sido financiados pelo usuário em questão; e
- (f) os encargos serão aplicados de maneira idêntica a todos os comercializadores, inclusive à área de comercialização da empresa de D/C detentora da concessão geográfica.

42 Tendo os encargos sido derivados com base nestes princípios, as atuais tarifas de comercialização devem ser revisadas para verificar que a estrutura e as relatividades entre níveis de tensão e tipos de consumidores reflitam corretamente os custos subjacentes. Sugerimos que a ANEEL seja responsável por esta revisão.

43 Comercializadores concorrentes que desejem utilizar a rede de distribuição deverão firmar um Contrato de Uso do Sistema de Distribuição com a concessionária local (hospedeira).

Pedidos de novas conexões

44 Para garantir livre acesso às redes é importante não apenas que se tenham os encargos publicados, mas também procedimentos claros e transparentes para aprovação de novas conexões. Isto se aplica particularmente ao caso de um sistema de transmissão em que pode haver concorrência pelo uso de determinados pontos de conexão e onde estão envolvidas diversas partes, inclusive o AOS e o proprietário do ativo de transmissão. Apresentamos procedimentos e modelos de documentos que reconhecem os interesses legítimos nas diferentes partes e esclarecem quem é responsável por quê em cada estágio.

Eletrificação rural

45 As questões atinentes à eletrificação rural (**Questão 32**) se dividem em dois grupos, referentes:

- (a) à operação das Cooperativas de Eletrificação Rural existentes; e
- (b) à futura expansão da eletrificação rural para aumentar a baixa taxa de penetração de energia elétrica em alguns Estados.

46 No que se refere ao primeiro conjunto de questões, recomendamos que a todas as cooperativas de eletrificação rural atuais sejam concedidas permissões para serviço público, e que qualquer nova cooperativa deva solicitar esta permissão para poder atuar. Recomendamos que a ANEEL defina áreas específicas tanto para as permissionárias de eletrificação rural quanto para as concessionárias de distribuição e comercialização, não somente para reduzir os conflitos mas também para determinar, de forma não ambígua, as partes responsáveis pelo atendimento dos consumidores cativos em cada área. Nós também recomendamos que as permissionárias com mais de [10.000] consumidores estejam sujeitas às mesmas regulamentações que as concessionárias de D/C. O suprimento subsidiado de energia em grosso às cooperativas pelas concessionárias deve ser restringido de maneira que somente os mercados mais necessitados recebam integralmente desconto sobre as tarifas normais para seu nível de tensão de suprimento. Quando se puder demonstrar que haverá um aumento na eficiência geral da operação da concessão e que os clientes cooperados não serão prejudicados, recomendamos que as concessionárias tenham o direito de adquirir os ativos da cooperativa contra pagamento de valor adequado.

47 No que se refere ao segundo conjunto de questões atinentes à nova eletrificação rural, reconhecemos que a expansão de eletrificação em áreas rurais pode ser realizada de forma eficaz por múltiplos agentes, incluindo aqui tanto as concessionárias de D/C quanto as cooperativas permissionárias de eletrificação. Nós propomos um número de ações específicas para facilitar a expansão:

- (a) o estabelecimento de obrigações específicas e explícitas de serviço como uma condição para a outorga de permissões ou concessões;
- (b) uma fórmula de regulamentação econômica para as receitas permitidas de distribuição, a qual contenha um incentivo explícito à penetração de energia no meio rural; e
- (c) um mecanismo efetivo de subsídios cruzados originários de:
 - (i) outros consumidores da mesma área de concessão/permissão; ou
 - (ii) outras concessionárias de D/C onde a opção anterior resultaria em preços excessivos aos demais consumidores.

Quadro jurídico e regulamentar

48 Passamos, agora, a delinear o quadro jurídico que recomendamos seja utilizado para implementar a reforma proposta. Como indicado na **Figura 5**, propomos um quadro que abrange:

- (a) uma concisa Lei ou Medida Provisória estabelecendo as mudanças legais essenciais para permitir a implementação da reestruturação do setor elétrico;
- (b) contratos administrativos ou autorizações, outorgando as atividades de geração, transmissão, distribuição ou comercialização na forma da lei;
- (c) um número de regulamentações específicas, as quais podem ser decretos ou portarias, na forma da lei;

<i>Lei</i>
Lei concisa ou Medida Provisória (hoje) Código de Eletricidade Consolidado (no futuro)

<i>Contratos/Autorizações Administrativos</i>		
Concessão hidro transmissão distribuição/comercialização distribuição	Permissão Cooperativas de Eletrificação Rural	Autorização térmica pequena hidro comercialização no mercado livre

<i>Regulamentações</i>
Serviço Público de Transmissão Serviço Público de Distribuição/ Comercialização

<i>Contrato do</i>
Mercado Atacado de Energia Serviços Ancilares Serviços de Transmissão Conexão à Transmissão Uso do Sistema de Transmissão Conexão à Distribuição Uso do Sistema de Distribuição Conexão a Comercialização Comercialização no Mercado Livre Bilateral de Geração/Comercialização

<i>Procedimentos</i>
Rede Distribuição Comercialização Competitiva

<i>Padrões Técnicos</i>

<i>Recomendações Técnicas</i>

- (d) procedimentos regulamentares, que podem ser decretos ou portarias, na forma da lei;
- (e) contratos comerciais, inclusive os Contratos Iniciais;
- (f) padrões técnicos obrigatórios; e
- (g) recomendações técnicas.

49 Nossa preferência inicial era a de uma nova Lei Federal de Eletricidade que abrangesse todas as mudanças legais desejadas, similar às utilizadas nos setores de Telecomunicações e Petróleo. Entretanto, reconhecemos que tal Lei não seria factível no contexto atual, e portanto estamos propondo uma implementação mais gradual das mudanças legais e regulatórias. Isto seria alcançado da seguinte maneira:

- (a) um Projeto de Lei ou Medida Provisória permitindo um número de mudanças legais necessárias, de forma imediata;
- (b) aditamentos às regulamentações existentes suportadas por Leis que estão vigentes;
- (c) mudanças de política energética que não requeiram alterações de natureza legal e regulatória; e
- (d) a médio prazo, um abrangente Código de Energia Elétrica a ser submetido ao Congresso como um Projeto de Lei que consolide e racionalize toda a legislação setorial existente e implemente as demais mudanças menos urgentes.

50 As mudanças legais necessárias a serem efetuadas de imediato incluem:

- (a) a separação vertical da geração, transmissão e distribuição/comercialização das atividades, bem como a reestruturação das subsidiárias de geração da Eletrobrás;
- (b) ações para possibilitar a criação do AOS e a transferência de responsabilidades relativas à operação do sistema hoje exercidas pelo GCOI;
- (c) medidas para possibilitar o estabelecimento do MAE e exigir que os agentes setoriais celebrem um Contrato de Mercado Atacado de Energia (CMAE);
- (d) limitações na propriedade cruzada, auto-suprimento, participação de mercado e subsídios cruzados;
- (e) mudanças na legislação dos Contratos de Suprimento para torná-los compatíveis com os Contratos Iniciais tal como propostos, bem como com os futuros contratos bilaterais a serem livremente negociados entre as partes e que deverão ser usados como mecanismos de proteção (hedge) contra variações nos preços do MAE; e
- (f) certas mudanças na autoridade e papéis da ANEEL.

51 Uma das novas provisões legais do Código de Eletricidade seria uma exigência para que os acionistas controladores de uma empresa concessionária disponibilizem suas ações para relicitação. O fim da renovação automática de uma concessão deverá incentivar a eficiência. Os acionistas atuais poderiam realizar suas ofertas para continuar a operar a concessão.

Regulamentação econômica, técnica e de atendimento ao cliente

52 Delineamos, agora, as principais recomendações elaboradas em três áreas:

- (a) **regulamentação econômica:** apresentamos as bases propostas para determinação de preços e receitas para monopólios naturais, atividades de transmissão e distribuição (**Questão 19**) e outras áreas onde será mantido, por enquanto, o poder de monopólio. Nossa proposta foi criada para assegurar o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias em questão (**Questões 22 e 24**). Consideramos, também, as medidas propostas para limitar os subsídios às tarifas (**Questão 28**) e promover eficiência energética e Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) (**Questão 17**);
- (b) **regulamentação técnica e de atendimento ao cliente:** apresentamos as medidas propostas para manter a qualidade do serviço (**Questão 25**) e garantir que os clientes sejam tratados adequadamente e com atenção a detalhes, especialmente quando não tiverem a opção de escolher a entidade de quem compram energia elétrica; e
- (c) **incentivos à concorrência:** resumimos as medidas propostas para facilitar a concorrência através da criação de um mercado isonômico para os agentes existentes e novos concorrentes, assegurando a disponibilidade de informações adequadas para que as autoridades reguladoras possam supervisionar o mercado e impedir comportamentos anti-competitivos.

53 Os princípios-chave em que cremos que a regulamentação deva se fundamentar são:

- (a) uma abordagem baseada predominantemente em regras e procedimentos por escrito, com discricionariedade limitada para o Órgão Regulador no tratamento de situações específicas;
- (b) minimização da abrangência da regulamentação e aumento da concorrência para proteger os interesses dos clientes sempre que possível;
- (c) uso de “controle de preços” ao invés de “controle de lucros” como a melhor alternativa à concorrência quando tiverem que ser mantidos os monopólios, e na medida que existe a necessidade de proporcionar incentivos à eficiência; e
- (d) estabelecimento de padrões de regulamentação técnica e de atendimento ao cliente e imposição de penalidades quando estes padrões não forem respeitados.

54 Para implementar estes princípios, recomendamos que a regulamentação reconheça quatro atividades distintas — (**Questão 5**):

- (a) **geração:** recomendamos que a geração, ou a produção em grosso de energia elétrica, seja tratada como uma atividade industrial, ainda que empregue um bem público como são os recursos hídricos. A geração inclui auto-produção e co-geração;
- (b) **transmissão:** o transporte em grosso a níveis de tensão de 230 kV ou superiores, dos geradores para os sistemas de distribuição de tensão inferior;
- (c) **distribuição:** o transporte local de energia elétrica em redes com tensões inferiores a 230 kV (inclusive o que é por vezes chamado de sub-transmissão) do ponto de saída do sistema de transmissão aos consumidores finais; e
- (d) **comercialização:** a compra no atacado de energia gerada e serviços de transmissão e distribuição, bem como sua revenda aos consumidores finais, incluindo as atividades correlatas de faturamento, cobrança e gerenciamento de reclamações.

55 Recomendamos que as atividades de transmissão, **distribuição e comercialização** no mercado cativo estejam sujeitas a controle detalhado de preços. Todas as atividades de geração e comercialização no mercado livre devem ter seus preços estabelecidos pela concorrência, exceto no que tange à celebração dos Contratos Iniciais conforme definidos acima.

Regulamentação econômica

56 As novas fórmulas de regulamentação que propomos tem como objetivo aprimorar a fórmula usada até o momento nas privatizações da LIGHT e de outras empresas de D/C. Tomando como base a experiência internacional, nós propomos que o contrato de concessão reconheça explicitamente as quatro atividades separadas descritas acima na cadeia de fornecimento de energia elétrica. As fórmulas proporcionariam incentivos à eficiência determinando a receita permitida com base em uma série de parâmetros que podem ser ajustados automaticamente a partir de seus níveis iniciais durante o período de controle de preços, sem referência aos custos subjacentes. Dependendo do compromisso entre o preço de venda na privatização e os benefícios ao consumidor, a fórmula de controle de preços pode incorporar um nível esperado de aumento de eficiência ou redução de custos para serem repassados aos consumidores; ganhos superiores a este seriam retidos pelos acionistas.

57 Ao final do período de controle de preços, a ANEEL analisará o desempenho da concessionária em relação ao de outras empresas e fará alterações à fórmula e aos valores dos parâmetros para o período seguinte, com base em expectativas quanto a como devem evoluir os custos de capital e operacionais. Os benefícios de ganhos de eficiência adicionais podem, então, ser repassados aos consumidores, na fixação das tarifas futuras (**Questão 27**).

58 Os períodos de controle de preços devem ser longos o suficiente para proporcionar incentivos — o prazo mínimo é, provavelmente, de três anos — mas não longos o bastante para fazer com que seja difícil a previsão de como irão evoluir o fluxo de caixa e a lucratividade. O período de oito anos usado no caso da LIGHT está no extremo superior desta faixa.

59 As fórmulas para cada atividade são descritas em maiores detalhes no corpo do relatório. Neste Sumário indicamos apenas as principais alterações comparadas à experiência brasileira anterior:

- (a) **as fórmulas regem as receitas e não as tarifas:** pelos motivos que serão discutidos em maiores detalhes adiante neste Sumário, propomos que o controle primário seja sobre a receita total e não sobre o nível de tarifas específicas. As empresas de D/C terão certa liberdade para determinar as estruturas e relatividades das tarifas utilizadas para obter a receita permitida, sujeito a certas salvaguardas;
- (b) **fórmulas separadas para cada atividade:** fórmulas separadas seriam aplicáveis a transmissão, distribuição e comercialização. A receita tarifária final seria dada pela soma destes elementos regulamentados separadamente, somados à recuperação de custos de energia em grosso através de contrato ou diretamente do MAE;
- (c) **as fórmulas refletem os vetores de custos subjacentes:** para minimizar o risco existente para ambas as partes, de que as fórmulas não acompanhem ou “rastreiem” os custos de maneira razoável em caso de inexistência de alteração dos níveis de desempenho, as fórmulas conterão componentes fixos e variáveis para refletir os vetores de custos subjacentes. Por exemplo, somente uma parte da receita permitida para a atividade de distribuição estará ligada diretamente ao volume de energia distribuída uma vez que alguns custos não se alteram com as alterações de volume ao longo dos períodos em questão;
- (d) **uso de custos padrão e preços de referência:** para proporcionar incentivos em certas áreas, propomos o uso de custos padrão como base para a recuperação de custos. Mais especificamente, para incentivar a compra de energia no atacado ao menor custo, propomos que o custo da geração (salvo as compras nos termos dos Contratos Iniciais e compras compulsórias de cogeneradores) sejam recuperados com base em um fórmula de repasse parcial usando uma combinação ponderada de um preço de referência de geração e de custos de aquisição realizados;
- (e) **outros elementos de incentivo:** a fórmula pode, ainda, conter outros elementos de incentivo para recompensar ou desincentivar o bom ou mau desempenho. Estes elementos são propostos em relação à disponibilidade do sistema de transmissão, às perdas de distribuição e ao volume de energia não suprida devido a falhas do sistema de distribuição; e
- (f) **fatores de correção:** cada fórmula contém fatores de correção para que, quando forem usados valores dos parâmetros para estabelecer as tarifas do ano seguinte, seja possível calcular a receita permitida através do uso de valores efetivos e proceder ajustes em relação à diferença ente a receita efetiva e a que teria ocorrido se a previsão tivesse sido perfeitamente precisa.

60 Alguns detalhes a respeito das fórmulas regulamentares para atividades específicas são:

- (a) **transmissão:** o AOS poderia recuperar todos os encargos através dos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão. Seria feita uma distinção entre o sistema de transmissão existente, com um nível fixo de receitas e o investimento incremental, seja este realizado pelas concessionárias existentes como ampliações (reforços) ou sob a forma de novas concessões. O AOS seria uma organização sem fins lucrativos;
- (b) **distribuição:** as concessionárias com obrigações consideráveis de eletrificação rural poderiam recuperar uma quantia adicional referente a programas acordados de eletrificação rural a serem financiados com geração interna de caixa; e
- (c) **comercialização:** todas as concessionárias de serviço público poderiam recuperar certos valores alocados especificamente a gastos em projetos aprovados de eficiência energética e conservação de energia no mercado cativo.

61 Um único órgão, a ANEEL, deve ser responsável pela implementação das fórmulas originais para todas as concessionárias para garantir uma abordagem consistente. Contudo, as análises necessárias ao final de cada período de controle de preços poderão ser delegadas aos órgãos reguladores estaduais usando uma metodologia consensada. (**Questão 26**).

62 Recomendamos que, nos termos dos controles sobre preços médios descritos acima, as concessionárias devam estar livres para estabelecer a estrutura e o nível relativo das tarifas para diferentes categorias, mas devem assegurar-se de que as tarifas sejam proporcionais aos custos subjacentes, salvo sob concordância da ANEEL. Isto atribui à concessionária a responsabilidade sobre a proposta da estrutura tarifária, com base nas características do seu mercado local. Quaisquer alterações contestadas pelos clientes serão investigadas pela ANEEL para verificar se podem se justificar com base no perfil dos custos subjacentes.

63 A ANEEL deve exigir que as concessionárias não se atenham ao princípio acima em três áreas, de maneira a proporcionar subsídios cruzados entre consumidores do mercado. Estas áreas são:

- (a) tarifas especiais com desconto para consumidores residenciais de baixa renda;
- (b) tarifas com desconto para cooperativas de eletrificação rural, mas de aplicação restrita de maneira a beneficiar àquelas cooperativas com real necessidade devido às características do mercado, conforme discutido anteriormente; e
- (c) subsídios cruzados geográficos na área de concessão para equalizar as tarifas nas áreas urbanas e rurais, incluindo quaisquer sistemas isolados operados pela mesma concessionária.

64 Recomendamos, ainda que o atual sistema de subsídio ao custo excedente de geração em sistemas isolados (superiores aos custos de referência para a geração hidrelétrica) sejam substituídos por um novo mecanismo, o Subsídio Nacional para Sistemas Isolados, que ofereceria recursos para ajudar a manter as tarifas em níveis baixos nos Estados, localizados principalmente na Região Norte do País, em que predominam os sistemas isolados. O subsídio seria oferecido sob a forma de suporte geral à receita, não apenas em termos de diesel subsidiado, e seria calculado como a diferença entre as tarifas com base nos custos totais apurados e em um nível tarifário razoável para a área em questão. Não haveria grandes alterações no montante geral de subsídios, mas os incentivos à administração dos sistemas isolados para reduzir custos e para fomentar decisões corretas sobre novos investimentos seriam fortemente aprimorados.

Regulamentação técnica e de atendimento ao cliente

65 Consideramos que:

- (a) a regulamentação técnica deve abranger:
 - (i) os critérios a serem usados para planejamento indicativo da geração;
 - (ii) operação da geração para assegurar otimização do sistema e, na medida do necessário, assegurar compatibilidade técnica com o sistema;
 - (iii) planejamento e operação de transmissão e distribuição, inclusive confiabilidade da rede;
- (b) A regulamentação de atendimento ao cliente deve abranger:
 - (i) atividades de comercialização no mercado cativo; e
 - (ii) atividades de comercialização no mercado livre somente na medida do necessário para proporcionar dados para fins de planejamento e operações.

66 Neste contexto, nossas recomendações sobre os padrões técnicos e de serviço ao consumidor podem ser assim resumidas:

- (a) A ANEEL estabelecerá padrões nacionais mínimos em áreas em que os reguladores estaduais poderiam futuramente estabelecer padrões específicos para seus Estados, e padrões nacionais em áreas em que seja necessária uniformidade do sistema;
- (b) deve ser feita uma distinção entre padrões genéricos, tipicamente mensuráveis como médias entre todos os consumidores, e padrões específicos para clientes, quando o desempenho for mensurável em relação a cada cliente;
- (c) sempre que praticável, a fiscalização deverá se concentrar em resultados mensuráveis, e não nos insumos ou recursos para sua realização;

- (d) deve haver penalidades financeiras no caso de não atendimento aos padrões específicos de clientes, devidas ao cliente afetado, e penalidades pelo não atendimento a padrões genéricos que serão incluídas nas fórmulas regulamentares; e
- (e) os padrões existentes devem ser revistos, as lacunas preenchidas e critérios confirmados ou revistos – faremos recomendações específicas no corpo do relatório.

67 Para complementar os padrões técnicos é necessário que haja procedimentos obrigatórios em muitas áreas para reger as atividades dos diversos agentes ligados a uma atividade específica. Cremos serem particularmente necessários os seguintes instrumentos de regulamentação técnica:

- (a) Procedimentos da Rede para reger os arranjos para planejamento e operação do sistema principal de geração/transmissão. Este estabeleceria, por exemplo, procedimentos e exigências para conexão ao sistema de transmissão, os arranjos para determinação do plano de desligamento para manutenção e os procedimentos de planejamento operacional, programação e despacho do sistema hidro-térmico.
- (b) Procedimentos de Distribuição para desempenhar um papel semelhante ao dos Procedimentos da Rede em relação ao sistema de distribuição; e
- (c) Procedimentos de Concorrência na Comercialização, que determinariam procedimentos relativos aos clientes do mercado livre. Isto abrangeria, por exemplo, os procedimentos de registro de dados e para a transferência de um Comercializador Autorizado do Mercado Livre para outro.

68 Estes procedimentos farão referência aos padrões discutidos anteriormente.

Incentivo à concorrência

69 Recomendamos que a ANEEL assuma atitude pró-ativa no incentivo e desenvolvimento da concorrência sempre que isto for viável. As áreas envolvidas são:

- outorga de concessões para geração hidrelétrica;
- concorrência no mercado de atacado de contratos de energia;
- outorga de novas concessões de transmissão;
- licitação competitiva para novos projetos de transmissão de grande porte; e
- comercialização no mercado livre.

70 Nossas principais recomendações para promover a concorrência são:

- (a) na área de concessões para geração:

- (i) o desenvolvimento ideal de potenciais hidrelétricos deve ser definido com base no inventário hídrico, tendo-se em mente as necessidades do empreendimento do capital privado;
 - (ii) todas as concessões devem ser definidas como equivalentes à Produção Independente e licitadas;
 - (iii) as licitações por concessões devem ser realizadas na ordem constante do plano indicativo, o que poderá variar se existir interesse de um investidor em ter uma concessão específica sendo licitada mais cedo que o planejado;
 - (iv) as concessões serão relicitadas quando de seu vencimento, sendo o preço pago pela concessão em parte alocado à empresa original como compensação por ativos não amortizados e em parte para o Poder Concedente (**Questão 20**);
 - (v) o limite de isenção de licitação deve ser elevado para 30 MW para permitir à ANEEL concentrar seus recursos nas concessões de maior importância;
- (b) na área de concessões para transmissão:
- (i) utilizar o critério de custo de projeto de R\$ 75 milhões como limite para a licitação de novas concessões, com certo grau de discricionariedade da ANEEL;
 - (ii) fomentar a licitação competitiva para investimentos por parte de concessionárias existentes (mesmo quando isto não for exigido pela Lei 8666);
- (c) exigir que as atividades de geração, transmissão e D/C sejam executadas por entidades separadas que, sujeitas aos limites de participação cruzada, podem ser coligadas (**Questão 5**);
- (d) impor limites à participação cruzada para manter a concorrência, sendo a primeira atividade indicada a principal:
- (i) os geradores estarão limitados à uma participação não superior a determinado percentual das ações de qualquer empresas de transmissão ou D/C;
 - (ii) as empresas de transmissão não poderão participar de quaisquer atividades de geração ou comercialização;
 - (iii) as empresas de D/C estarão limitadas à participação na geração equivalente a não mais do que um percentual a ser delimitado de seu faturamento anual de energia;

Haverá um período de 10 anos para atendimento a estes limites no que se refere às empresas verticalmente integradas que atualmente a eles excedem, aplicando-se contudo, os limites quanto ao “self-dealing”. Uma empresa de

D/C poderia contratar com as empresas de geração a ela associadas, mas apenas até o limite de 25% de seus requisitos de energia, sujeito a algum tipo de derrogação transitória.

- (e) exigir que sejam preparadas contas separadas para geração, transmissão, distribuição e comercialização, de acordo com diretrizes a serem emitidas pela ANEEL (**Questão 7**). Propomos um quadro de tais diretrizes e sugestões quanto a alterações dos livros contábeis;
- (f) na área de concorrência na comercialização:
 - (i) exigir que geradores, concessionárias de D/C interessadas em suprir clientes livres fora de sua área e partes independentes se tornem Comercializadores Autorizados do Mercado Livre. A ANEEL outorgaria tais concessões de 1998 em diante;
 - (ii) exigir aprovação da ANEEL para todas as condições e padrões que regem o acesso de terceiros às redes de transmissão e distribuição;
 - (iii) anunciar a intenção de reduzir o limite mínimo do mercado livre de 3 MW por ponto de consumo para 300 kW por ponto de consumo em 2003; e
- (g) impor às empresas de D/C a obrigação de publicarem uma tarifa padrão de compra da energia excedente de usinas de co-geração habilitadas, com capacidade instalada inferior a 30 MW e exigir que as empresas de D/C comprem todo este excedente, com garantia de plena recuperação de custos no mercado cativo.

Mudanças institucionais

71 Analisamos as mudanças institucionais que deverão ocorrer em suporte à reestruturação e à privatização do setor elétrico. Estas mudanças dizem respeito a:

- (a) papéis e responsabilidades institucionais do governo, especialmente nas áreas com responsabilidade direta sobre o setor; e
- (b) a organização do novo órgão regulador setorial, ANEEL, para que esta possa assumir a gama de suas responsabilidades (**Questão 13**).

72 Nossas recomendações sobre os papéis e responsabilidades institucionais do governo podem ser assim resumidas:

- (a) **MME/SEN:** a privatização do setor e a importância da distinção entre os papéis do governo como definidor de políticas energéticas, regulador e proprietário dos elementos do setor que não serão privatizados (pelo menos imediatamente), significam que a capacidade do MME/SEN como criador de políticas deve ser reforçada através de mais pessoal e capacitação. O estabelecimento do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), presidido pelo MME, ajudará a atingir este objetivo;

- (b) **licenciamento ambiental:** a recente Lei de Recursos Hídricos e o fato de que, no futuro, as concessões serão detidas principalmente por empresas do setor privado, exigirão cooperação mais íntima entre o Ministério do Meio Ambiente e o MME/SEN em questões tais como padrões ambientais, desenvolvimento ideal de potenciais hidrelétricos e interações com outros usuários em potencial. O procedimento de licenciamento ambiental também deverá sofrer ajustes para atender às necessidades do setor privado, principalmente fazendo com que o enchimento de reservatórios ou a ativação de usinas deixe de depender da emissão de uma Licença Operacional após realizado o investimento;
- (c) **coibindo o comportamento anti-competitivo:** o CADE, a SDE, a SEAE e a ANEEL deverão chegar a um acordo a respeito de seus respectivos papéis na área de monitoração e prevenção de comportamento anti-competitivo. O acordo deve reconhecer o conhecimento especial que a ANEEL tem do setor e o importante papel que pode desempenhar na investigação de problemas potenciais, deixando o CADE a cargo de examinar as provas e decidir as medidas a serem tomadas; e
- (d) **implicações quanto ao financiamento privado:** o uso de recursos do setor privado em novos aproveitamentos hidrelétricos significa que os riscos e responsabilidades deverão ser alocados de maneira muito mais clara entre os setores público e privado. Os elementos públicos de projetos, (como por exemplo necessidades de irrigação e implicações de certos riscos, como um maior número de pessoas a serem reassentadas do que o originalmente previsto), poderão em certos casos ser absorvidos pelo orçamento federal.

73 Somos favoráveis às propostas de delegação pela ANEEL aos Estados das responsabilidades sobre a regulamentação de muitas questões ligadas à distribuição e comercialização, uma vez que tenham sido privatizadas as empresas estaduais destes segmentos. Recomendamos que isto se faça em um processo de dois estágios. Reguladores estaduais que detenham os recursos necessários se concentrarão inicialmente na fiscalização, no estabelecimento de padrões técnicos e de atendimento ao cliente (dentro de faixas determinadas pela ANEEL) e no atendimento a reclamações de consumidores. Em uma etapa posterior, ao Regulador Estadual lhe será dada responsabilidade sobre o estabelecimento de controle de preços de distribuição e comercialização (**Questão 26**), regulamentação da eletrificação rural no Estado e algumas outras funções. Propomos esta abordagem principalmente por crermos que a implementação inicial dos novos arranjos deva ser centralizada em uma única entidade, a ANEEL.

74 No que se refere à proteção ao consumidor, recomendamos que a ANEEL estabeleça um quadro claro definindo os papéis da concessionária, do PROCON estadual, do órgão regulador estadual (caso exista) e seus próprios papéis. Reclamações devem ser tratadas de maneira seqüenciada por estes órgãos, cabendo à ANEEL lidar somente com os casos mais graves e monitorar o processo. Os Conselhos de Consumidores estabelecidos por cada uma das concessionárias devem receber maior apoio das autoridades reguladoras.

Papel e organização da ANEEL

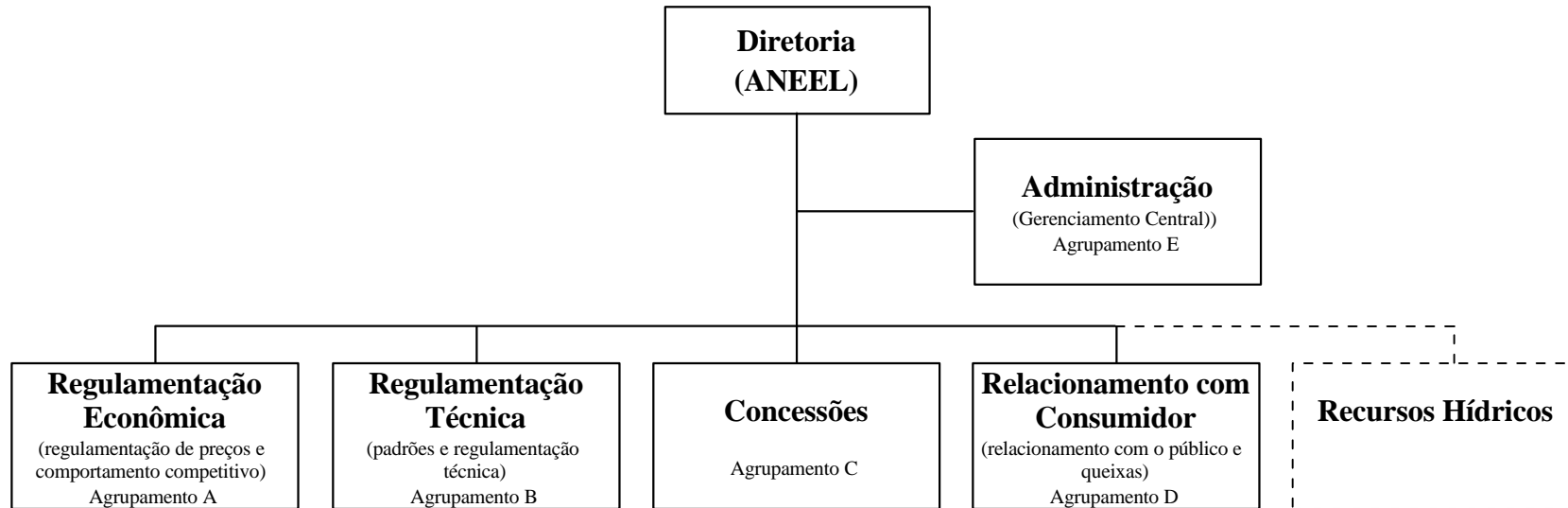
75 A ANEEL deve ser estabelecida de maneira que assegure ser ela vista como autoridade reguladora imparcial e independente, capaz de lidar de maneira eficaz com as novas questões decorrentes da participação privada e da concorrência. Deverá, também, concentrar-se em seus papéis centrais de regulamentação e fiscalização e delegar responsabilidades operacionais ou dela retirar-se.

76 Recomendamos, portanto, que as responsabilidades da ANEEL no que se refere às atividades abaixo sejam delegadas à entidade responsável pelo planejamento indicativo:

- (a) gestão da rede nacional de dados hidrológicos; e
- (b) identificação do desenvolvimento ótimo de potenciais hidrelétricos e manutenção de inventários hídricos.

77 Nossas recomendações quanto à organização e trabalho da ANEEL (**Questão 13**) são:

- (a) recomendamos que a missão da ANEEL seja “assegurar o suprimento adequado de energia elétrica, confiável e a preço razoável a consumidores existentes e novos, através da regulamentação de preços, quando houver monopólios, em níveis condizentes com concessionárias eficientes e financeiramente viáveis, e através do incentivo à concorrência, sempre que este for um mecanismo prático e eficiente”;
- (b) a abrangência, estilo e forma do trabalho de regulamentação da ANEEL devem se basear nos princípios de eficiência, equidade, praticidade, transparência e redução do risco regulatório;
- (c) a organização da ANEEL deve refletir suas funções, baseada nos cinco agrupamentos indicados abaixo e ilustrados na **Figura 6**:
 - regulamentação econômica;
 - regulamentação técnica;
 - concessões;
 - questões ligadas ao consumidor;
 - administração.
- (d) a atividade de recursos hídricos deve ser incluída em um sexto agrupamento, mas transferida à entidade responsável pelo planejamento indicativo no momento adequado;
- (e) a Diretoria da ANEEL deve funcionar como órgão colegiado, mas cada Diretor deve ser responsável por uma área a ser definida;



- (f) deve ser desenvolvido um plano de treinamento para o pessoal da ANEEL utilizando a metodologia que delineamos; as opções de treinamento devem incluir cursos formais no Brasil e no exterior, seminários e estágios; e
- (g) os procedimentos de recrutamento e critérios de seleção devem garantir um adequado recrutamento de pessoal qualificado para operar no setor reestruturado.

Análise das funções da Eletrobrás

78 Uma parte fundamental do Termo de Referência é a análise das funções executadas pela Eletrobrás e a avaliação de como estas funções e a responsabilidade sobre elas podem ser alteradas, dado o novo modelo comercial e o quadro regulamentar propostos (**Questão 14**). Ao desenvolvermos esta análise, nos preocupamos em distinguir entre os papéis de natureza comercial, incluindo propriedade de empresas operacionais, e papéis de natureza integradora, envolvendo a prestação de serviços ao setor como um todo ou ao governo de maneira neutra e imparcial. Também procuramos mitigar possíveis conflitos de interesse que pudessem surgir entre as diversas funções.

79 Nossa abordagem inicial foi, portanto, agrupar as diferentes funções em papéis amplos e questionar se estes poderiam ser desempenhados, no futuro, por uma mesma entidade ou por entidades separadas. Este exercício foi desenvolvido utilizando as considerações feitas acima e nosso entendimento de quem seria responsável pelo direcionamento e orientação dos diferentes papéis.

80 Os resultados de nossa análise foram a identificação dos cinco papéis ilustrados na **Figura 7**, sob os quais listamos as principais atividades associadas a cada papel.

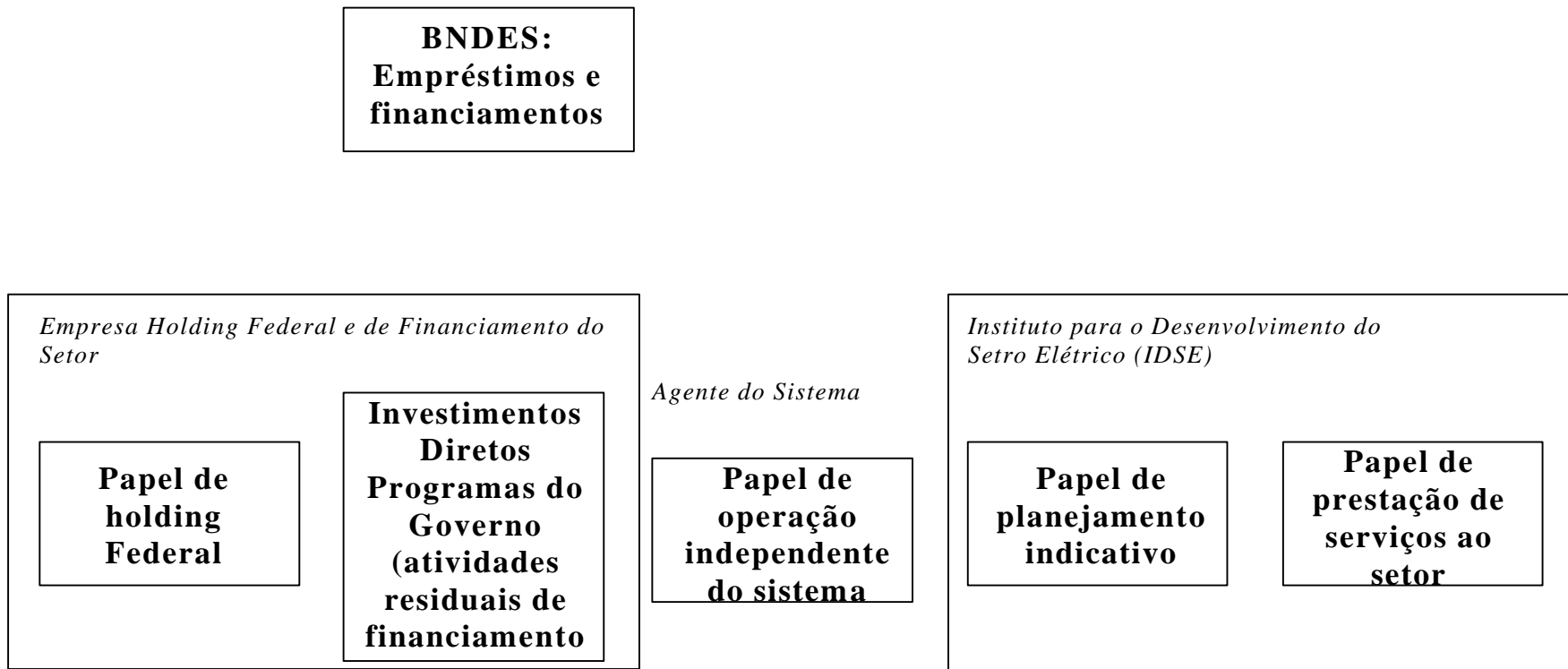
81 Recomendamos que estes papéis sejam combinados em três entidades, duas das quais sendo novas instituições. Os aspectos de “banco” do papel financeiro setorial deveriam ser transferidos ao BNDES após um período de transição. Estas combinações ilustradas na **Figura 8**. Os motivos para estas propostas são:

- (a) a combinação de papéis e a redução do número de entidades minimizará os conflitos e permitirá a manutenção de economias de escala;
- (b) tendo em vista as fontes privadas muito limitadas de empréstimos de longo prazo no Brasil, o setor elétrico continuará a requerer acesso a fundos de longo prazo de agentes financeiros públicos. Após discussões com o Governo sobre este assunto, nós agora estamos propondo dividir o papel de agente financeiro setorial. Todos os aspectos de “banco” seriam assumidos pelo BNDES, como mencionado acima, mas a Eletrobrás continuaria a atuar como uma empresa holding e investiria capital próprio em novos projetos que fossem importantes sob um ponto de vista político-social, para os quais seria pouco provável que o setor privado viesse a se interessar isoladamente. A Eletrobrás também administraria a RGR.
- (c) o papel do AOS será fundamental para a atração de investimentos do setor privado e para o desenvolvimento da concorrência. Para garantir sua posição como agente neutro, com propriedade regência pelas empresas do setor, recomendamos que o AOS seja separado das demais entidades desde o início;

<p>Papel de holding Federal</p>	<p>Papel de financiamento do setor</p>	<p>Papel de operador independente do sistema</p>	<p>Papel de planejamento indicativo</p>	<p>Papel de prestação de serviços ao setor</p>
<p>Atividades:</p> <ul style="list-style-type: none"> • participações federais: <ul style="list-style-type: none"> - Itaipu - Nuclen - CEPEL; • propriedade federal da transmissão (pendente de decisão política sobre privatização); e • qualquer outra iniciativa de investimento governamental (até que seja factível a participação do setor privado) • Centro da Memória da eletricidade no Brasil 	<p>Atividades:</p> <ul style="list-style-type: none"> • empréstimos de longo prazo para empresas públicas e privadas de G/T/D; • canal para fundos nacionais de serviço de Itaipu, RGR e receitas das taxas de concessão; • empréstimos internacionais de BID/BIRD e mercados de capitais ; • canal para recursos do governo em projetos hidrelétricos de interesse público; • participação acionária em projetos em troca do financiamento de estudos de viabilidade; e • garantias políticas e outras 	<p>Atividades:</p> <ul style="list-style-type: none"> • controle central independente dos sistemas interligados; • livre acesso à malha básica; • planejamento operacional, inclusive programação e despacho; e • medição e cálculos de liquidação em nome do MAE • identificação e contratação de novos investimentos em transmissão 	<p>Atividades:</p> <ul style="list-style-type: none"> • planejamento indicativo integrado de geração e transmissão; • manutenção de inventários hídricos, estudos de pré-viabilidade, etc; • coleta de dados hidrológicos em nome da ANEEL; • apoio ao Poder Concedente/ANEEL na licitação de concessões; • coordenação do COMASE; • manutenção de um banco de dados central • Prestar assistência a PIEs e auto-produtores • Suportar na implementação de projetos • Fomentar o desenvolvimento de pequenas usinas 	<p>Atividades:</p> <ul style="list-style-type: none"> • coordenação de relações técnicas internacionais em questões não operacionais e não comerciais; • apoio ao ‘Conselho Nacional de P&D’ • prestação de serviços contratados pela ANEEL em bases temporárias; • prestação de serviços de treinamento; • operação do PROCEL; • padrões técnicos, biblioteca, arquivos, etc; • Trabalhar em conjunto com fornecedores de equipamentos para melhorar a qualidade de produtos e processos

Agrupamento Recomendado de Papéis para Formar as Novas Entidades Setoriais

Figura 8



Ref 81

- (d) a entidade responsável pelo planejamento indicativo, que sucederá o GCPS, deve se manter como planejador *indicativo* e não *determinístico* se se pretende que a concorrência seja desenvolvida. Deve, portanto, ser mantido em separado do AOS e dos agentes financeiros setoriais, pois cada um deles envolve responsabilidades que poderiam dar ao planejador indicativo muito poder. Considerando-se (b), acima, isto significa, também, que não deve ser parte do papel da holding; e
- (e) finalmente, parece não haver desvantagem significativa em se combinar o papel de planejador indicativo - o qual é um serviço especializado prestado ao setor elétrico e ao CNPE - com a provisão de uma gama de outros serviços dentro e uma nova entidade, o Instituto para o Desenvolvimento do Setor Elétrico (IDSE).

82 Avaliaremos brevemente, agora, a constituição, propriedade, regência e financiamento de cada uma das três entidades discutidas acima:

- (a) a **holding federal** será a Eletrobrás, controlada pelo governo Federal, com participação acionária minoritária relevante de 25%. Ela será financiada por dividendos de suas subsidiárias remanescentes e das participações não vendidas na privatização, comissões e margens sobre suas atividades de crédito. A Eletrobrás continuaria como um agente através do qual o Governo poderia investir capital próprio para complementar os recursos do setor privado em projetos com um forte elemento de interesse público;
- (b) o **Agente Operador do Sistema (AOS)** seria uma nova entidade de direito privado sem fins lucrativos. Haverá cinco classes diferentes de ações com direito a voto, correspondendo aos principais interessados em suas atividades (geradores, empresas de D/C, transcos, e grandes clientes). Estas classes elegerão o Conselho que, por sua vez, indicará os Diretores Executivos, sujeito a limites regionais para o N/NE e S/SE/CO. O MME terá direitos de voto especiais que lhe darão poder de veto em certas áreas politicamente sensíveis tais como a aplicação de racionamento preventivo. O AOS será financiado por um componente especial dos encargos de transmissão; e
- (c) o **Instituto para Desenvolvimento do Setor Elétrico (IDSE)** seria uma organização híbrida com responsabilidades tanto públicas quanto privadas. Nós propomos que este Instituto seja estabelecido como uma organização não lucrativa de direito privado, e com uma estrutura de regência e de votação semelhantes à do AOS. O Instituto desenvolveria trabalhos técnicos de planejamento em suporte ao MME/SEN e ao recentemente criado CNPE, e teria um comitê consultivo formado por concessionárias de D/C, as principais compradoras de energia elétrica, para auxiliá-las nesta área. O custeio da entidade proviria dos serviços prestados, incluindo o pagamento da ANEEL pelas responsabilidades delegadas em relação às questões hídricas, além de uma Taxa de Desenvolvimento Setorial que deveria financiar as atividades de pesquisa básica como descritas a seguir.

Eficiência Energética e P&D

83 A continuidade e aprimoramento dos atuais esforços nas áreas de eficiência energética e P&D após a privatização exigirão alterações à maneira como estas atividades estão organizadas (**Questão 17**).

84 Nossas recomendações sobre eficiência energética são:

- (a) o PROCEL deve ser parte do IDSE e não estar ligado a uma organização com responsabilidades no segmento da oferta de energia;
- (b) o PROCEL deve se concentrar em seu papel de assessoria técnica, catalisador e órgão executivo, deixando a criação de políticas e a regulamentação a cargo dos órgãos governamentais competentes;
- (c) a definição dos preços de geração pelo mercado, implícito em nossas propostas, proporcionará fortes incentivos aos consumidores para investimento em eficiência energética de maneira a reduzir o consumo;
- (d) cada empresa de D/C deve acordar com a ANEEL uma meta específica de conservação de energia a ser monitorada pelo PROCEL;
- (e) um componente das fórmulas de controle de preços de comercialização gerará recursos destinados a investimentos em eficiência energética, a serem alocados pelas concessionárias a projetos aprovados pelo PROCEL; e
- (f) a estrutura dos controles de preço proposta como um todo minimizará os desincentivos ao desenvolvimento da eficiência energética.

85 Nossas recomendações quanto à P&D são:

- (a) o financiamento de pesquisa *básica* deve ser priorizado e alocado por um novo Conselho Nacional de Pesquisa e Desenvolvimento, dotado de secretaria provida pelo IDSE. O CEPEL seria um dentre diversos centros qualificados para fazer propostas de pesquisas;
- (b) P&D voltada para fins mais comerciais será financiada bilateralmente pela empresa que desejar que o serviço seja executado;
- (c) os recursos para pesquisa básica viriam de uma nova Taxa de Desenvolvimento Setorial, a ser cobrada sobre as vendas finais para o consumidor. Parte da arrecadação seria utilizada para financiar o PROCEL e outras atividades do IDSE. O custeio de pesquisa básica requeriria uma receita equivalente a cerca de 0,5% das vendas do setor elétrico; e
- (d) o CEPEL continuará a ser parte da Eletrobrás Holding. Após um período de transição, pelo menos 50% da receita do CEPEL deverá advir de trabalhos comerciais contratados diretamente.

Financiamento do Setor

86 Serão necessários investimentos substanciais em geração, transmissão e distribuição para atender ao crescimento da demanda e para melhorar a eficiência. Uma meta fundamental da reforma do setor elétrico é garantir que a maior parte possível deste investimento seja realizada pelo setor privado. Contudo, existirá ainda a necessidade de que o setor público:

- (a) para financiar os custos de investimento de empresas que se mantiverem, a médio e longo prazo, no setor público e os custos de investimentos sociais e de interesse público. As áreas abrangidas por estas categorias incluem grande parte do investimento em transmissão, esforços de eletrificação rural e certos elementos de novos esquemas hidrelétricos; e
- (b) para complementar ou financiar o setor privado através de empréstimos de longo prazo, aportes de capital próprio e através da provisão de certas garantias e arranjos de compartilhamento de riscos que tornem possível a mobilização de recursos privados. Esta será uma característica crucial do financiamento de novos investimentos em hidrelétricas e é um dos papéis mais importantes que os agentes financeiros setoriais podem desempenhar.

87 Ao fazermos nossas propostas sobre financiamento do setor, antevemos o uso de recursos públicos de financiamento para complementar e atrair — e não substituir — financiamentos do setor privado. Nós nos concentramos no financiamento da expansão do setor, ao invés do financiamento da sua desestatização.

88 Algumas características chave da situação atual são:

- (a) necessidade projetada de financiamento de US\$ 26 bilhões ao longo dos próximos quatro anos, comparada ao fluxo de caixa líquido de US\$ 12 bilhões no setor no mesmo período, incluindo serviço da dívida de Itaipu e RGR;
- (b) fontes de empréstimo de longo prazo em R\$ limitadas ao BNDES e presentemente à Eletrobrás, mas uma disposição, por parte de algumas grandes empresas industriais brasileiras, de realizar investimentos com recursos próprios, especialmente para auto-produção;
- (c) substanciais empréstimos de longo prazo por fontes estrangeiras, sujeitos à alguma espécie de garantia ou proteção contra riscos potenciais, através de Crédito à Exportação ou Órgãos Creditícios Internacionais; e
- (d) substanciais aportes de capital estrangeiro no Brasil por parte de investidores do setor (que são de número limitado) e alguns dos novos fundos de investimento em mercados emergentes.

89 Evidentemente, grande parte do financiamento potencial será empregado para adquirir muitos dos ativos existentes já privatizados ou cuja oferta para desestatização está programada para os próximos quatro anos e mesmo além deste período. A disponibilidade de recursos adequados para atender às necessidades futuras de investimento pode ser considerada mais arriscada do que a compra de ativos existentes. Algumas preocupações específicas estão ligadas às características dos novos investimentos em hidrelétricas, inclusive riscos de custo de construção, custos de reassentamento de populações, descompasso entre prazo de amortização da dívida e fluxo de caixa do projeto, bem como longos prazos de construção.

Papel dos agentes financeiros setoriais

90 Recomendamos um papel para os agentes financeiros setoriais que seja orientado para a complementação e incentivo do uso de financiamentos vindos do setor privado. Por crermos que os projetos de geração termelétrica e as empresas privatizadas de distribuição terão relativamente poucas dificuldades em levantar recursos para suas atividades, grande parte do papel do papel dos agentes financeiros setoriais será auxiliar o financiamento de novos projetos hidrelétricos e o apoio ao desenvolvimento dos sistemas elétricos em áreas menos favorecidas.

91 Os quatro elementos principais do papel dos agentes financeiro setoriais são:

- (a) **atividades creditícias:** o BNDES oferecerá empréstimos, linhas de crédito e garantias para projetos adequados. Isto incluirá empréstimos com prazos mais longos do que os disponíveis no mercado, garantias e linhas de crédito que permitam o refinanciamento de esquemas hidrelétricos;
- (b) **compartilhamento de risco:** o BNDES deve considerar um compartilhamento de riscos com o setor privado em um grande número de áreas. No caso de custos de construção de hidrelétricas, o BNDES deve emprestar recursos para financiar estudos de viabilidade de boa qualidade, a serem pagos durante o fechamento do contrato financeiro, caso o projeto continue. O BNDES também deveria disponibilizar facilidades de crédito subordinado para financiar gastos orçamentários além do previsto. Também deveria considerar proteção à taxa de risco caso não se mostre factível este mecanismo via a indexação tarifária. Finalmente, O BNDES deveria prover créditos parciais que suportem as vendas de PIEs a concessionárias de distribuição e comercialização do setor público e financeiramente menos sólidas;
- (c) **indenizações:** a Eletrobrás é o veículo com maior credibilidade para prestar indenizações contra alterações legislativas ou mudanças das condições ambientais que afetem os custos de projetos específicos, e não dos projetos em geral. A Eletrobrás poderia cobrar pela prestação destas indenizações, mas deverá estar financeiramente protegida pelo governo das conseqüências de pleitos que possam vir a ocorrer;
- (d) investimentos de capital próprio pelo setor público: como mencionado acima, a Eletrobrás deve continuar a atuar como um braço do governo onde, por razões político-sociais, investimentos do setor público ainda sejam considerados essenciais.

92 O BNDES deve também utilizar sua posição creditícia para alavancar empréstimos de outras fontes de financiamento de longo prazo, em nome do setor elétrico, inclusive agindo como intermediário de recursos de Órgãos Internacionais de Crédito, alguns dos quais não podem emprestar diretamente para o setor privado.

93 Avaliamos, também, se recursos adicionais poderiam ser mobilizados dentro do próprio setor. Uma opção seria a aplicação de um “royalty” adicional sobre a geração hidrelétrica existente (**Questão 29**). Contudo, este encargo estaria enquadrado dentro da Lei de Recursos Hídricos, e muito provavelmente ensejaria uma disputa por estes recursos de fora do setor elétrico. Dependendo de como fosse aplicado, um “royalty” mais elevado poderia também distorcer as decisões de despacho e investimento. Outra opção, indicada na discussão anterior sobre Contratos Iniciais, seria a de levantar recursos adicionais permitindo-se que o Agente para Comercialização da Energia de Itaipu cobrasse uma margem sobre o preço de aquisição da energia.

Organização dos AFS's

94 Como já mencionado anteriormente, os aspectos atinentes às funções de “banco” dos agentes financeiros setoriais deveriam ser de responsabilidade do BNDES. A importância do setor elétrico como um tomador de recursos e o volume destes pode ensejar o estabelecimento de um fundo separado administrado pelo BNDES. Isto precisa ser decidido durante a implementação.

95 Dentro da Eletrobrás as necessidades-chave são de aplicar uma contabilidade separada para aqueles elementos do papel de financiador do setor que a mesma continue a exercer. Desta forma, será possível ver claramente os resultados desta atividade, algumas das quais de natureza não comercial. O Governo deveria assumir qualquer excedente de custos originário da utilização da Eletrobrás como elemento que intervenha no setor, para proteger os interesses dos acionistas minoritários.

Avaliação de Riscos e Retornos

96 Finalmente, avaliamos os riscos que um investidor do setor privado no setor elétrico brasileiro terá que enfrentar, dados os arranjos regulamentares, de mercado e institucionais que propusemos. Discutiremos primeiramente os princípios gerais de alocação de riscos e a maneira como estes são alocados internacionalmente. Indicaremos, então, as maneiras como projetamos o quadro comercial e regulamentar para reduzir os riscos a que estão sujeitos os investidores em geração, transmissão e distribuição/comercialização no Brasil e para transferir estes riscos para quem esteja melhor habilitado para lidar com eles. Em seguida, apresentamos nossa opinião sobre os retornos que os investidores provavelmente buscarão, dados os riscos enfrentados nas diversas atividades.

97 Para promover a eficiência e reduzir custos:

- (a) devem ser alocados riscos controláveis à parte que melhor puder gerenciá-los;
e
- (b) riscos não controláveis devem ser alocados à parte que puder suportá-los ao menor custo.

98 Projetamos a estrutura comercial e regulamentar com estes princípios em mente para assegurar, na medida do possível, que:

- (a) o custo do risco para o setor seja minimizado; e
- (b) haja incentivos para que as empresas do setor:
 - (i) administrem os riscos que estão sob seu controle; e
 - (ii) busquem proteções ou “hedges” eficazes ou apólices de seguro contra riscos que sejam essencialmente não controláveis.

99 De maneira geral, propomos que o proprietário assuma todos os riscos associados à construção, operação e manutenção que estejam sob seu controle. Contudo, propusemos as seguintes medidas específicas que transferem riscos para quem possa melhor administrá-los ao menor custo:

- (a) geração:
 - (i) os agentes financeiros setoriais proporcionariam fundos a estudos de viabilidade, condições geotécnicas adversas, riscos de variações de custos expressivos no reassentamento de populações, indenizações contra impactos negativos de alterações de leis ou regulamentações;
 - (ii) os Contratos Iniciais são para volumes fixos mas são ajustados para oferecer “alívio de período seco” em caso de déficit de energia, passando o risco de demanda e parte do risco hidrológico para as empresas de D/C;
 - (iii) os custos dos contratos da Nuclen são repassados integralmente para o mercado cativo, transferindo a estes consumidores os riscos relevantes;
 - (iv) os custos contratuais de Itaipu são repassados a clientes tanto livres quanto cativos, transferindo riscos para as empresas de D/C (na medida em que estas forem incapazes de recuperar estes custos do mercado livre) e para os clientes cativos;
- (b) transmissão:
 - (i) os agentes financeiros setoriais ofereceriam indenizações contra impactos adversos de alterações de leis ou regulamentações;
 - (ii) o AOS contrata o serviço de transmissão, assumindo o risco de demanda (e, em última instância, aos clientes);
 - (iii) as fórmulas regulamentares permitem às empresas de transmissão recuperar parte de seus custos efetivos que resultem da licitação, alocando ao construtor os riscos de variação nos custos;
- (c) distribuição/comercialização:

- (i) as fórmulas regulamentares de distribuição e comercialização incluem elementos relacionados a volume que repassam aos clientes certos riscos de demanda;
- (ii) as fórmulas regulamentares para recuperação de custos no que se refere ao comercialização para o mercado cativo contêm repasse pleno aos clientes dos encargos de geração sob os Contratos Iniciais, encargos de transmissão e encargos de distribuição e repasse parcial dos demais custos de geração, alocando, com isso, o risco à empresa de D/C e aos clientes cativos.

100 Com base em nossa análise dos riscos residuais enfrentados pela geração, transmissão e distribuição e em nossa análise de taxas de retorno esperadas por investidores no setor elétrico brasileiro, cremos serem apropriadas taxas *reais*, após impostos, de retorno sobre o patrimônio investido no setor elétrico (**Questão 27**) identificamos as seguintes taxas de retorno desejáveis:

- (a) atividade de geração: 12-15%;
- (b) atividade de transmissão : 10-12%;
- (c) atividade de distribuição: 11-13%.

101 Estes níveis de retorno são algo mais altos do que os buscados nos EUA ou no Reino Unido, refletindo os riscos adicionais do país pelos quais os investidores costumam exigir prêmios de cerca de 4%. Todavia, dada a importância do mercado brasileiro, um adequado rearranjo do mercado e da estrutura institucional poderá, ao longo do tempo, diminuir este diferencial de risco.

102 Não sugerimos uma taxa de retorno sobre os ativos para a atividade de comercialização por ser esta uma atividade com poucos ativos. É mais comum permitir uma margem ligada às vendas para remunerar os riscos desta atividade.

103 Nossas sugestões reconhecem que:

- (a) a geração, como atividade competitiva, enfrenta riscos maiores do que a transmissão ou a distribuição. Particularmente, a nova geração se depara com riscos de construção e de demanda mais elevados, e a geração existente está exposta a maiores riscos de demanda à medida em que vencerem os Contratos Iniciais; e
- (b) a transmissão se depara com riscos inferiores aos da distribuição, porque:

- (i) uma parte de seus custos de novos investimentos será determinada por licitação e repassada em sua fórmula regulamentar; e
- (ii) está menos exposta ao risco de inadimplência do cliente (por receber do AOS, que capta receitas em todo o País, ao passo que uma empresa de distribuição percebe receitas de consumidores finais localizados em uma região específica).

104 Chamamos a atenção ao fato de que esta análise foi baseada em entrevistas com investidores e dados publicados previamente à recente e aguda desvalorização das moedas em mercados emergentes similares na Ásia. Caso investidores agora acreditem que uma desvalorização seja de ocorrência mais provável, as taxas de retorno esperadas pelos mesmos cresceriam substancialmente (expressas em termos das taxas cambiais vigentes)