

Contribuição para a Consulta Pública MME nº 33/2017

Agosto de 2017

PSR

Sumário

1	Objetivo.....	3
2	Contribuição	4
2.1	Grupo 1 – Compromissos de reforma do setor e elementos de coesão	4
2.1.1	Autoprodução.....	4
2.1.2	Redução dos limites para acesso ao mercado livre	4
2.2	Grupo 2 – Medidas de destravamento.....	5
2.2.1	Destravamento da obrigação de contratação.....	5
2.2.2	Possibilidade de redução de custo de transação na transmissão	6
2.2.3	Regras comerciais para máximo acoplamento entre formação de preço e operação 6	
2.2.4	Possibilidade de redução de custos de transação na geração	7
2.2.5	Possibilidade de separação de lastro e energia	8
2.3	Grupo 3 – Alocação de custos e racionalização.....	9
2.3.1	Sobrecontratação involuntária decorrente da migração de consumidores para o mercado livre.....	9
2.3.2	Diretrizes e compromissos para fixação de tarifas	9
2.3.3	Subsídios às fontes incentivadas	9
2.3.4	Racionalização de descontos na CDE.....	10
2.3.5	Riscos e racionalização de custos dos contratos regulados	10
2.4	Grupo 4 – Medidas de sustentabilidade e desjudicialização.....	11
2.4.1	Reserva Global de Reversão para a transmissão	11
2.4.2	Descotização e privatização	11
2.4.3	Antecipação da convergência da CDE.....	11
2.4.4	Prorrogação de usinas hidroelétricas até 50MW	11
2.4.5	Desjudicialização do risco hidrológico	11
2.4.6	Parcelamento de débitos de ações pendentes de resolução.....	11
2.5	Comentários gerais	12

1 OBJETIVO

O objetivo deste documento é apresentar a contribuição da PSR Soluções e Consultoria Ltda (PSR) à Consulta Pública nº 33/2017 (CP 33), cujo tema é o aprimoramento do marco legal do Setor Elétrico Brasileiro.

Nos dias 2 e 9 de agosto, a PSR organizou um workshop sobre a CP 33 intitulado “Reforma do Setor Elétrico: entendendo a CP 33 e seus impactos para o setor”, que contou com a participação de diversos agentes do Setor Elétrico Brasileiro, o que possibilitou debater todos os temas abordados na Nota Técnica nº 5/2017/AEGE/SE (NT nº 5/2017). Este debate contribuiu para identificar os pontos que merecem maior detalhamento na proposta de alteração do marco legal e os pontos que carecem de aperfeiçoamento. No entanto, a presente contribuição corresponde única e exclusivamente à posição da PSR em relação a estes temas, não refletindo a posição particular de um agente ou associação.

2 CONTRIBUIÇÃO

A contribuição foi organizada de acordo com a estrutura da NT nº 5/2017.

2.1 Grupo 1 – Compromissos de reforma do setor e elementos de coesão

2.1.1 Autoprodução

Um marco legal claro e sólido para autoprodução é uma boa medida para incentivar a participação dos consumidores no investimento do segmento de geração. Este tema é cada vez mais importante, dado o aumento das restrições de financiamento para a expansão do parque gerador. Desta forma, consideramos adequada a proposta de maior estabilização dos incentivos para a autoprodução através da utilização da Garantia Física como valor de referência para o cálculo do benefício.

A nosso ver, um ponto negativo da proposta é a manutenção de subsídios cruzados para autoprodução, inclusive para novos autoprodutores, tais como a dispensa do pagamento de alguns encargos que cobrem custos de serviços que efetivamente beneficiam o autoprodutor com geração remota. Um exemplo é o Encargo de Energia de Reserva, que cobre os custos da contratação de energia que é utilizada para corrigir distorções no cálculo da garantia física dos empreendimentos de geração. Esta contratação aumenta a segurança de suprimento do sistema, beneficiando a todos os consumidores conectados à rede.

Por outro lado, entendemos que a limitação da qualificação de “autoprodutor” a consumidores com carga maior que 3 MW reduz esta distorção. Além disso, ela aloca o risco de construção e operação para os autoprodutores que possuem maior capacidade financeira para gerenciá-lo.

2.1.2 Redução dos limites para acesso ao mercado livre

Consideramos adequada a proposta de ampliar o mercado livre, por duas principais razões. A primeira é a existência hoje de fatias quase estanques de mercado, que, além de estimularem a arbitragem, provocam crises de falta de energia que na realidade são “crises de papel”: por exemplo, o mercado livre convencional pode estar sobre contratado ao mesmo tempo em que há falta de lastro de energia incentivada, sinalizando uma falsa necessidade de expansão do sistema. A segunda razão é que os consumidores devem ter direito de escolher os provedores de energia que possam melhor gerir os riscos de mercado. Esta necessidade de atender aos anseios do consumidor é ainda mais importante em um ambiente onde este possui a alternativa de prover a sua própria energia, através da geração distribuída.

Os itens mais importantes para uma abertura saudável do mercado são: (i) estabelecimento de um marco legal que incentive o consumidor a migrar para o mercado livre pelas razões corretas (a decisão de migração deve ocorrer pela escolha do provedor de energia que melhor gerencie os riscos do mercado, e não devido a subsídios explícitos ou subsídios cruzados); e (ii) o tratamento adequado dos contratos legados das distribuidoras. Neste sentido é muito importante que esta abertura de mercado venha acompanhada da efetiva adoção da proposta de separação lastro e energia (que consideramos necessária para viabilizar a expansão da geração em um ambiente com participação majoritária de consumidores livres), da possibilidade de recolocação

da energia excedente do ACR no mercado, e da alocação correta dos custos da migração entre os consumidores.

Nossas análises a respeito da evolução do portfólio atual de contratos das distribuidoras (Contratos Legados) indicam que o cronograma proposto na CP 33 é perfeitamente factível sob este aspecto, havendo espaço para ser acelerado. Entendemos que o cronograma da proposta é um cronograma mínimo, e que ela permite que a regulamentação acelere a redução dos limites à medida em que se constate haverem condições objetivas para tanto.

De uma forma geral, concordamos com a noção de que a redução dos limites para participação no mercado livre sem nenhuma providência adicional poderia resultar em um grande número de agentes no mercado, dificultando sobremaneira sua administração. No entanto, a forma proposta para resolver esta questão (obrigação da contratação de energia através do comercializador varejista, no caso de consumidores de menor porte) não considera, a nosso ver, alternativas potencialmente mais eficientes para gerenciamento dos custos de transação na CCEE. Por exemplo, uma regra que permita à CCEE cobrar de cada agente um valor que reflita o custo efetivo de sua participação direta na mesma, provavelmente resultaria em uma tarifa relativamente alta para os consumidores de menor porte que desejassem participar diretamente do mercado de curto prazo, estimulando-os a aderirem a um comercializador varejista através de um sinal econômico correto, ao invés de estabelecer um limite que necessariamente seria arbitrário.

Entendemos também que o menor limite de elegibilidade ao ACL acaba com a necessidade do atual mecanismo de união de interesse de fato e de direito, cuja eliminação está sendo proposta.

2.2 Grupo 2 – Medidas de destravamento

2.2.1 Destravamento da obrigação de contratação

A obrigação de contratação no Brasil existe principalmente devido aos contratos incluírem a comercialização conjunta dos produtos energia e lastro. Neste sentido, a redução da obrigação de contratação da energia deve ocorrer se, e somente se, houver a separação de lastro e energia. É importante, portanto, que a redação da lei tenha a separação destes dois produtos como condicionante para a redução da contratação.

Uma vez separados lastro e a energia, existem outros dois aspectos importantes que devem ser considerados para a definição do novo limite mínimo de contratação: (i) o impacto da exposição ao PLD na volatilidade das tarifas e (ii) o impacto na financiabilidade dos projetos de geração em um ambiente com maior volatilidade na venda do produto energia.

No caso das distribuidoras é essencial existir um mecanismo claro para incentivar a otimização dos seus portfólios. Na visão da PSR, este incentivo ocorreria se o modelo setorial migrasse para a criação de uma comercializadora regulada, que seria o resultado da separação das atividades de fio e de energia da distribuição.

No caso dos geradores, é fundamental a existência de mecanismos facilitadores para a venda do produto energia, reduzindo assim a pressão pela remuneração dos investimentos exclusivamente através da venda do produto lastro. Como exemplo, citamos a criação das bolsas de energia e a realização de leilões de energia onde os produtos lastro e energia são vendidos simultaneamente, apesar da precificação separada.

2.2.2 Possibilidade de redução de custo de transação na transmissão

Entendemos que a proposta resultaria na redução dos custos operacionais do sistema. Adicionalmente, a função de centralização dos contratos de transmissão não é típica de operadores do sistema.

2.2.3 Regras comerciais para máximo acoplamento entre formação de preço e operação

A maior aderência entre o preço da energia no mercado de curto prazo e os custos marginais de operação é essencial para maior eficiência do mercado. Com a redução da capacidade relativa de regularização (a capacidade de regularização se manteve praticamente constante frente a uma demanda crescente) e maior inserção de fontes intermitentes, a maior granularidade temporal para o cálculo do preço de energia é peça fundamental para esta maior aderência.

Outra consequência da redução da capacidade de regularização do sistema e maior inserção de fontes intermitências é o aumento da importância dos serviços auxiliares. Para a otimização e correta alocação de custos entre os agentes do sistema, é essencial a criação de um mercado para estes tipos de serviços, conforme proposto nesta consulta.

A decisão entre oferta de preços e cálculo centralizado dos preços deve ser tomada única e exclusivamente com base em uma decisão sobre a alocação do risco de mercado entre os agentes (oferta de preços) ou para o sistema (cálculo centralizado).

Entendemos que a eventual implementação de um mecanismo de oferta de preços deve ser realizada de maneira a não degradar a confiabilidade do suprimento. Neste sentido, existem formas de implementá-la que permitem preservar uma qualidade de suprimento igual ou superior àquela que seria obtida a partir do despacho com base em preços calculados de forma centralizada. Neste caso, cada agente assumiria riscos *comerciais* resultantes de suas ofertas (e também os respectivos ganhos, caso as suas decisões sejam mais acertadas que as dos demais agentes e as do operador do sistema).

Neste sentido, um ambiente de oferta de preços não convive com mecanismos de transferência do risco de mercado para o consumidor. É necessário, portanto, condicionar a implementação da oferta de preços a um ambiente onde os riscos de mercado estão alocados aos agentes ofertantes. Entendemos isto como um ponto positivo, uma vez que os riscos estariam sendo assumidos por aqueles que realmente têm condições de analisa-los e mitiga-los (os agentes de mercado), e não pelos consumidores através de encargos, bandeiras ou mesmo restrições compulsórias (racionamento).

Outro ponto positivo, a nosso ver, seria a mobilização da inteligência coletiva dos agentes, que hoje está dispersa devido à falta de estímulos para contribuir diretamente na análise dos fenômenos e parâmetros que condicionam a operação do sistema. Um mecanismo de oferta de preços certamente estimularia não só o aprofundamento das análises por parte de cada agente, como também a criatividade e a eficiência individual, e provavelmente levaria a inovações que resultariam em um sistema mais confiável e mais eficiente.

Com relação ao MRE, já tivemos ocasião, em duas oportunidades, de mostrar que o mecanismo pode ser perfeitamente adaptado à oferta de preços sem violar de forma alguma os direitos dos atuais participantes. Trata-se de uma adaptação conceitualmente simples, e que tem o benefício adicional de reduzir o risco de crises sistêmicas como as que temos enfrentado em virtude dos baixos valores de GSF.

Por estes motivos, nosso ponto de vista é que deve ser estabelecida uma data para a substituição dos atuais mecanismos de precificação no mercado de curto prazo por um mecanismo de oferta de preços, mantendo a responsabilidade pela operação física do sistema com o ONS e CMSE, e preservando o MRE com as devidas adaptações.

2.2.4 Possibilidade de redução de custos de transação na geração

Entendemos que a proposta de criação de um mecanismo centralizador do faturamento de contratos resultaria em redução dos custos de transação.

No entanto, entendemos também que existem algumas questões em relação às possíveis demais funções deste mecanismo citadas na Nota Técnica, como por exemplo a equalização automática das sobras e déficits contratuais das distribuidoras. Como na proposta da CP 33 as distribuidoras aparentemente continuam com a função de declaração das suas projeções de demanda, é necessário que exista um mecanismo que incentive a acurácia destas previsões.

Por exemplo, a utilização do mecanismo centralizador para equalizar as sobras e déficits deve existir somente se houver a manutenção da obrigação de contratação de pelo menos 100% da energia. Uma vez que a distribuidora passe a poder definir a sua estratégia de contratação, podendo ser menos de 100%, a própria definição de sobras e déficits passa a ser tênue, já que os conceitos de incerteza de crescimento de mercado e otimização de portfólio para redução de risco de mercado passam a se confundir.

Entendemos, portanto, que a lei deve definir claramente qual é o papel da distribuidora na comercialização da energia para os consumidores regulados. Se for decidido que a distribuidora continuará a ter as funções de repassadora de custos na atividade de comercialização e de projeção de demanda, a lei deve conter os mecanismos necessários para incentivar a distribuidora a declarar a demanda de maneira eficiente, premiando as declarações corretas e penalizando declarações incorretas. Neste caso devem ser claramente estabelecidas ferramentas regulatórias adequadas para as distribuidoras gerenciarem este risco, como é o caso da possibilidade de venda de excedentes. Se, por outro lado, for decidido que a atividade de comercialização de energia deve ser separada da atividade fio (esta seria a nossa opção preferencial, por proporcionar maior clareza nas funções), a comercializadora regulada poderá otimizar o seu nível de con-

tratação com o objetivo de reduzir os riscos de mercado. Neste caso este novo agente deve assumir os riscos de mercado resultantes de suas decisões de contratação. Observe-se que no segundo caso os direitos resultantes dos atuais contratos de concessão deverão ser preservados.

Duas questões a nosso ver importantes, e que não foram abordadas diretamente na proposta, são as do possível retorno de consumidores livres ao ACR (a distribuidora local e/ou o agente centralizador teriam a obrigação de atendê-los? Em que montantes? Em que prazos?); e a do provedor de última instância.

Entendemos que de alguma forma deverá ser estabelecido um provedor de última instância (poderiam ser as próprias distribuidoras, o novo agente centralizador ou alguma outra entidade), cuja obrigação de prover energia, a nosso ver, poderia estar limitada ao padrão mínimo de consumo familiar. Isto poderia resolver tanto a questão da possibilidade de retorno ao suprimento regulado como questões relacionadas à consideração da energia elétrica como um bem essencial. Nossa proposta é que seja estabelecido um limite mínimo de consumo para o qual a energia elétrica seja considerada bem essencial, com obrigação de atendimento físico de qualquer consumidor, e possibilidade de não atendimento para consumo além deste limite.

2.2.5 Possibilidade de separação de lastro e energia

Entendemos que a separação entre lastro e energia é a melhor alternativa para viabilizar uma expansão eficiente e confiável da geração no Sistema Interligado Nacional.

Os principais motivos são: (i) a separação entre lastro e energia permite uma alocação mais eficiente dos custos de expansão do sistema (que atualmente são alocados majoritariamente para o ACR, o que leva a uma pressão para migração para o mercado livre); (ii) ela melhora a financiabilidade dos projetos de geração do ACL (renda complementar ao produto energia, que é vendido em contratos de menos prazo neste ambiente) e (iii) ela permite uma coordenação adequada da expansão da geração do sistema em um ambiente de maior participação do ACL (o lastro passa a ser contratado considerando a projeção de mercado total do SIN).

Vale ressaltar que a primeira razão já seria, a nosso ver, suficiente para a implementação da separação entre lastro e energia. No caso da ampliação do mercado livre, a separação entre lastro e energia passa a ser condição necessária para a garantia da expansão do sistema.

Entendemos que a valoração de diferentes atributos das fontes de energia nos leilões para a contratação de lastro para o sistema seria a forma mais adequada de se obter uma expansão que resultasse em um parque gerador eficiente e confiável. No entanto, dada a necessidade de estabelecer uma regra clara em prazo relativamente curto, a forma mais adequada no momento talvez seja estabelecer como “lastro” a atual garantia física das usinas, e paralelamente estabelecer um encargo por potência firme, uma vez que o atendimento à demanda máxima do sistema deve ser crítico nos próximos anos, conforme evidenciado na minuta de Plano Decenal que foi submetida a consulta pública (Consulta Pública MME nº 34).

Os encargos de “lastro” e “potência” seriam pagos por todos os consumidores, ressalvado, evidentemente, o consumo atendido por contratos vigentes, até o respectivo termo, caso em que

as usinas que respaldassem esses contratos também não fariam jus aos respectivos valores de encargo de lastro e potência.

Desta forma, entendemos que a proposta deve estabelecer uma data para a separação entre lastro e energia nos moldes descritos acima e com as respectivas ressalvas.

Uma vez separados lastro e energia, entendemos que os leilões de energia de reserva se tornariam desnecessários, pois sua realização resultaria apenas em contratação excessiva para o sistema.

2.3 Grupo 3 – Alocação de custos e racionalização

2.3.1 Sobrecontratação involuntária decorrente da migração de consumidores para o mercado livre

Entendemos que a medida é importante, uma vez que ela corrige parte das distorções atuais na alocação do custo da sobrecontratação entre os agentes, as quais aumentam as tarifas de energia do mercado regulado, incentivando a migração para o mercado livre por razões erradas. É importante que a decisão de migração seja realizada com base única e exclusivamente na expectativa de preço futuro da energia, e que as distribuidoras possuam mecanismos para reduzir os impactos desta decisão nos consumidores regulados.

2.3.2 Diretrizes e compromissos para fixação de tarifas

A medida induz uma maior aderência entre as tarifas e os custos reais do sistema, que consideramos importante. Uma correta estrutura tarifária permite um comportamento racional do consumidor com relação ao seu padrão de consumo e à migração para o ACL.

Concordamos com a necessidade de que a componente fio da tarifa seja cobrada em função da capacidade reservada (uso da rede), e não da energia consumida. Esta medida é essencial para evitar a possibilidade da chamada “espiral da morte”, fenômeno que ocorre quando a atratividade do investimento em geração distribuída é baseada no custo evitado com o pagamento da tarifa fio. Neste ambiente, quanto maior a inserção de geração distribuída, menor o conjunto de consumidores aos quais seria alocado o custo da rede, o que aumenta a tarifa fio e torna o investimento em geração distribuída ainda mais atrativo, criando uma retroalimentação no processo.

Cabe ressaltar que o sinal locacional (e horário) na tarifa é uma forma de incorporar corretamente externalidades positivas ou negativas da geração distribuída. A correta sinalização tarifária permite monitorar, por exemplo, a contribuição da geração distribuída para a redução das perdas e da demanda de ponta, o que contribui para uma coordenação mais eficiente entre a expansão da geração e os investimentos na rede de distribuição.

2.3.3 Subsídios às fontes incentivadas

Entendemos ser importante alterar o mecanismo de subsídio para as fontes incentivadas, substituindo-o pelo pagamento de um prêmio em função da energia produzida. A medida é de extrema importância para reduzir as distorções atuais do sinal locacional da transmissão e para

convergir o preço da energia no mercado livre para um valor único, sem distinção entre energia “convencional” e “incentivada”. Além destas distorções, a forma atual do subsídio às fontes incentivadas, através de reduções na TUST e TUSD, beneficia as fontes com menor fator de capacidade e localizadas longe dos centros de carga, o que claramente distorce os sinais para eficiência na expansão do sistema.

No entanto, existem duas preocupações com a proposta de permitir que geradores existentes migrem para o novo mecanismo. A primeira decorre do incentivo a que todos os geradores que possuem hoje incentivo menor que a média de mercado (que é a base do subsídio proposto) migrem para o novo modelo, e que os geradores cujo subsídio resulte menor do que o novo subsídio não migrem, o que por definição aumentará o custo dos subsídios para os consumidores finais. A segunda preocupação se refere à permissão para geradores contratados no mercado regulado migrem de modelo, o que geraria *windfall profit*, uma vez que estes geradores já estão contratados no longo prazo. Desta forma, propomos que o mecanismo de adesão para o novo modelo seja permitido somente para geradores que não possuem energia comercializada no ambiente regulado.

2.3.4 Racionalização de descontos na CDE

Concordamos com a medida, uma vez que a mesma pode aliviar parte dos potenciais impactos futuros na CDE, oriundos dos incentivos à autoprodução e da antecipação da convergência da CDE para os consumidores.

2.3.5 Riscos e racionalização de custos dos contratos regulados

Concordamos com a medida de resgatar o conceito de preferência para a contratação da energia por quantidade. A alocação dos riscos hidrológicos através dos contratos por disponibilidade deve ter como pressuposto que os consumidores possuem um portfólio com predominância de contratos por quantidade para absorver este risco.

Entendemos que deve ser aprimorada a proposta de permitir que um gerador termelétrico com CVU acima do PLD teto (que é um parâmetro regulatório) opte por ser descomissionado antes do fim de seu CCEAR. A decisão de descomissionamento de uma usina termelétrica deve levar em consideração os custos fixos da contratação por disponibilidade e os benefícios da termelétrica para o sistema. O descomissionamento de uma termelétrica deve levar em consideração também a comparação do seu custo para o consumidor com o custo da contratação da energia nova. Neste sentido, sugerimos que a proposta de lei seja alterada para permitir que o sistema faça uma oferta para que o gerador seja descomissionado antes do término do CCEAR. Esta oferta para o gerador deve levar em consideração o trade-off entre a permanência daquela usina no sistema e a contratação de energia nova para substituí-la.

2.4 Grupo 4 – Medidas de sustentabilidade e desjudicialização

2.4.1 Reserva Global de Reversão para a transmissão

Concordamos com a proposta, uma vez que reduz a judicialização do Setor Elétrico Brasileiro. No entanto, há uma preocupação com relação aos recursos existentes na RGR para cobrir as indenizações.

2.4.2 Descotização e privatização

Concordamos com a medida de descotização, uma vez que ela permite: (i) maior eficiência do mercado; (ii) estabilidade das tarifas com a redução do risco hidrológico; (iii) flexibilidade contratual das distribuidoras e (iv) sinal correto de preços para o consumidor. Adicionalmente a medida permite equilibrar as contas das empresas públicas.

Também consideramos positiva a destinação de 1/3 do benefício econômico para as empresas públicas de geração, uma vez que as mesmas sofreram o impacto negativo da MP 579, com a antecipação da renovação das concessões. Na visão da PSR, o benefício econômico restante deveria ser destinado integralmente para o setor elétrico, através de redução da CDE. Esta medida é importante para reduzir o impacto tarifário da descotização.

2.4.3 Antecipação da convergência da CDE

Concordamos com a convergência da CDE, uma vez que o encargo basicamente cobre os custos de políticas de concessão de subsídios do governo. No entanto, a antecipação da convergência cria instabilidade regulatória, uma vez que o tema foi fruto de lei sancionada recentemente. Adicionalmente, a manutenção do rateio diferenciado por nível de tensão, vai na contramão da racionalização da alocação de custos e de medidas que buscam alocar aos agentes os custos imputados por eles à rede (como o sinal locacional na distribuição).

2.4.4 Prorrogação de usinas hidroelétricas até 50MW

Concordamos com a proposta, uma vez que traz sinais positivos quanto a simplificação e uniformização das regras.

2.4.5 Desjudicialização do risco hidrológico

A medida para o ACL é importante para desbloquear a liquidação do mercado de curto prazo e o reestabelecimento da gestão do risco.

A possibilidade de reversão da repactuação do risco hidrológico no ACL também é importante para que os agentes geradores possam voltar a gerenciar os riscos de mercados. Conforme comentado anteriormente, somente com a alocação dos riscos de mercado para o gerador é possível a implementação de oferta de preços no Brasil.

2.4.6 Parcelamento de débitos de ações pendentes de resolução

A medida é importante para desbloquear o mercado.

2.5 Comentários gerais

O Setor Elétrico Brasileiro tem enfrentado problemas de:

- Alocação inadequada de custos e riscos entre os agentes;
- Pressão para abertura do mercado livre, que deverá aumentar com a introdução de novas tecnologias;
- Sinalização inadequada de preços;
- Judicialização.

A proposta colocada em Consulta Pública busca atacar estes problemas, preparando o arcabouço legal para a inserção de novas tecnologias. No entanto, há preocupação com a flexibilização nas leis (e.g. possibilidade de separação entre lastro energia, possibilidade de oferta de preço, etc), o que poderia tornar o arcabouço regulatório muito volátil. Portanto, consideramos que é importante que, ao invés de possibilidade, a lei deve ser contenha uma data máxima para a implementação dos mecanismos propostos.

Por fim, diversas medidas propostas só fazem sentido técnico se forem implementadas de forma conjunta. Por exemplo, a possibilidade de redução do limite de contratação só é possível com a separação entre lastro e energia. Neste sentido, consideramos absolutamente essencial preservar uma visão integrada para o projeto de aperfeiçoamento de Setor Elétrico Brasileiro.