

	Processamento de contribuições à Consulta Pública nº 33/2017 e recomendações de alterações para a elaboração de instrumento legal	04/12/2017
		Nota Técnica EPE-PR-003/2017

PROCESSAMENTO DE CONTRIBUIÇÕES À CONSULTA PÚBLICA Nº 33/2017 E RECOMENDAÇÕES DE ALTERAÇÕES PARA A ELABORAÇÃO DE INSTRUMENTO LEGAL

1. Introdução e objetivos	1
2. Cronologia de aprimoramentos	2
A. Aprimoramentos na formação de preços de curto prazo como precedente relevante	3
B. Concomitância ideal na implantação de separação de lastro e energia e de internalização de externalidades ambientais associadas a emissões	4
C. Precedentes à redução dos limites para acesso ao mercado livre (a um limite que implique potencial de migração de carga significativo)	5
3. Aprimoramentos à formação de preços e funcionamento do mercado	6
A. Aprimoramentos à formação de preços	6
B. Funcionamento do mercado: mecanismos de solvabilidade e facilitadores de liquidez	8
4. Internalização de externalidades ambientais associadas a emissões	9
5. Separação de lastro e energia e temas associados	11
A. Obrigação de contratação de lastro e fixação de prazos	11
B. Alocação de custos e tratamento de direitos e obrigações legadas	12
C. Valoração de atributos alinhados a necessidades sistêmicas e composição tecnológica da expansão contratada	13
D. Financiabilidade da expansão do sistema de geração	15
6. Ampliação do mercado livre	17
A. Cronograma de redução de limite para acesso o mercado livre	17
B. Gestão da sobrecontratação das distribuidoras e alocação de custos de migração	20
C. Representação de consumidores varejistas	21
7. Outros itens	21
A. Padrão preferencial de alocação de riscos de decisões de despacho na contratação regulada	21
B. Possibilidade de rescisão de contratos, quando vantajoso para economicidade, segurança e sustentabilidade do suprimento, e quando desejado pelo vendedor	23

1. INTRODUÇÃO E OBJETIVOS

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) participou da construção conceitual e elaboração da proposta de aprimoramento do marco legal do setor elétrico originalmente divulgada através da Nota Técnica (NT) nº 5/2017/AEREG/SE e dos documentos associados a esta NT disponibilizados como material de entrada à Consulta Pública (CP) nº 33/2017, no *website* do Ministério de Minas e Energia (MME).

Uma vez recebidas e tratadas as contribuições de diferentes instituições e agentes a esta CP, a EPE vem, através deste documento, novamente oferecer subsídios técnicos ao MME para a tomada de decisão necessária à elaboração do instrumento legal final através do qual será encaminhado o aprimoramento do marco legal do setor elétrico.

O enfoque deste documento está exclusivamente em *modificações* conceituais a itens da proposta de aprimoramento que já constava originalmente na Nota Técnica (NT) nº 5/2017/AEREG/SE, observando-

	Processamento de contribuições à Consulta Pública nº 33/2017 e recomendações de alterações para a elaboração de instrumento legal	04/12/2017
		Nota Técnica EPE-PR-003/2017

se as contribuições recebidas no âmbito da CP nº 33/2017. São abordados os seguintes temas que, no entendimento da EPE, guardam relação direta com a expansão do setor elétrico:

- Definição de cronologia para os aprimoramentos;
- Aprimoramentos à formação de preços e funcionamento do mercado;
- Internalização de externalidades ambientais associadas a emissões;
- Separação de lastro e energia e temas associados;
- Ampliação do mercado livre;
- Padrão preferencial de alocação de riscos de decisões de despacho na contratação regulada e possibilidade de rescisão de contratos (quando vantajosa), que foram agrupados em “outros itens”.

Cada dos itens acima listados é abordado em uma das seções seguintes deste documento.

2. CRONOLOGIA DE APRIMORAMENTOS

Foram diversas as contribuições recebidas no âmbito da CP nº 33/2017 que apontaram a necessidade da definição de uma sequência cronológica para a implementação dos aprimoramentos em pauta, de forma a garantir que uma implantação harmoniosa maximize os benefícios para o setor elétrico e à eficiência econômica, segurança de suprimento e sustentabilidade na expansão e operação do setor.

A EPE está de acordo com a proposição de que a cronologia dos aprimoramentos é essencial para uma implantação eficiente dos temas fundamentais propostos. Recomenda-se a ordem de precedência entre aprimoramentos indicada na Tabela 1 e abordada no corpo do texto desta seção.

Tabela 1: Recomendação de ordem de precedência entre aprimoramentos

Identificação	Aprimoramento	Ordem cronológica ideal deste aprimoramento em relação à implantação dos seguintes aprimoramentos
(1)	Formação de preços e funcionamento do mercado de curto prazo	-
(2)	Internalização de externalidades ambientais	> (1); = (3)
(3)	Separação de lastro e energia	> (1); = (2)
(4)	Redução dos limites para acesso ao mercado livre (com potencial de migração de carga significativo)	≥ (2); ≥ (3)

Para a interpretação da tabela anterior, são relevantes os seguintes comentários:

- Para cada aprimoramento, apresentam-se, na terceira coluna, os aprimoramentos cuja implantação deve preceder (ou ser concomitante a) a implantação do aprimoramento em questão.
- O símbolo “ > ” indica que o evento deve idealmente ocorrer *após* o evento precedente (determinação de regras ou implantação). O símbolo “ = ” indica que o evento deve idealmente

	Processamento de contribuições à Consulta Pública nº 33/2017 e recomendações de alterações para a elaboração de instrumento legal	04/12/2017
		Nota Técnica EPE-PR-003/2017

ocorrer concomitantemente ao evento precedente. O símbolo “≥” indica que o evento deve ocorrer idealmente após ou concomitantemente ao evento precedente.

Para efetivar a ordem de precedência estabelecida nesta tabela e, ao mesmo tempo, permitir o processo normativo necessário na implantação das medidas, recomenda-se empregar no texto do instrumento legal a ser publicado como resultado da CP nº 33/2017 a alternativa de especificar datas limites para a tomada de decisão das instituições governamentais ou para-governamentais sobre as medidas propostas, com tempo suficiente entre a publicação do instrumento legal e as datas limites para tomada de decisão para permitir, quando aplicável, a realização de estudos e amplo processo de consulta à sociedade.

A. Aprimoramentos na formação de preços de curto prazo como precedente relevante

Recomenda-se que os aprimoramentos na formação de preços do mercado de curto prazo, incluindo decisão sobre eventual mudança em seu processo de formação, precedam a implantação de temas que, no entendimento da EPE, guardam relação direta com a expansão do setor elétrico.

Primeiramente, recomenda-se que a implantação da internalização de externalidades ambientais seja precedida dos aprimoramentos na formação de preços do mercado de curto prazo. Isto porque:

- (i) Conforme indicado na seção 4 deste documento, alternativas baseadas em mecanismos competitivos configuram-se como alternativa viável para a internalização de externalidades ambientais associadas a emissões e devem ser objeto de investigação.
- (ii) Em se optando por alternativa baseada em mecanismo competitivo e fundamentado em ofertas de geradores pelo *nível* do componente de remuneração referente à internalização da externalidade ambiental, a habilidade destes geradores formarem tais ofertas depende da sua capacidade de prognosticar, por sua conta e risco, o *nível* de outros influxos de receita, incluindo as receitas de venda de energia.
- (iii) Para o prognóstico das receitas de venda de energia¹, é vantajoso que os geradores conheçam as regras aprimoradas de formação de preço de curto prazo e do funcionamento deste mercado. O desconhecimento das regras aprimoradas não implica estritamente a impossibilidade de prognosticar as receitas de venda de energia vindouras, dado que o gerador poderá sempre adotar suas premissas sobre a evolução futura destas regras e quantificar as receitas *sob risco* – mas isto poderia resultar na redução dos valores numéricos projetados para as receitas advindas de venda de energia e, conseqüentemente, em aumento potencial do *nível* valor ofertado para o componente de remuneração referente à internalização da externalidade ambiental. Este aumento corresponde a um prêmio de risco determinado pelo gerador. O conhecimento prévio das regras aprimoradas de formação de preço de curto prazo e do funcionamento deste mercado permite reduzir este prêmio de risco, o que é vantajoso para o setor.
- (iv) De fato, o prêmio de risco pode ser reduzido não apenas com o *conhecimento das regras* aprimoradas de formação de preço de curto prazo e funcionamento do mercado de curto prazo, mas também com a existência de um histórico de operação do mercado sob as regras aprimoradas, que sirva de referência para os geradores acessarem os níveis de preço de energia prevalentes, a estabilidade do mercado, etc.

¹ Incluindo receitas de venda no mercado de curto prazo ou advindas de contratos com liquidação contra os valores deste mercado.

	Processamento de contribuições à Consulta Pública nº 33/2017 e recomendações de alterações para a elaboração de instrumento legal	04/12/2017
		Nota Técnica EPE-PR-003/2017

Este é o motivo para especificar que a implantação da internalização de externalidades ambientais associadas a emissões deve ocorrer somente após que a implantação dos aprimoramentos aos preços de curto prazo – ou seja, “(2) > (1)”.

O mesmo se aplica no caso da implantação da separação de lastro e energia, que deve ser precedida dos aprimoramentos na formação de preços do mercado de curto prazo. Os argumentos são essencialmente análogos àqueles apresentados para a implantação da internalização de externalidades ambientais. Conforme indicado na seção 5, um dos grandes benefícios de separar lastro e energia é a possibilidade de utilizar mecanismos competitivos para a precificação “separada” do produto lastro, com ofertas dos geradores pelo nível do preço do lastro revelando informação relevante para o mercado. As receitas advindas da venda do lastro também têm caráter complementar às demais receitas, incluindo a de venda de energia (nos mercados de curto prazo e/ou contratos). Por mecanismo análogo àquele descrito acima, também neste caso o conhecimento das regras aprimoradas para o mercado de curto prazo de energia permitirá a redução de prêmios de risco embutidos no preço do lastro, o que embasa a recomendação de precedência indicada na Tabela 1 como “(3) > (1)”.

O enfoque primário desta seção está na precedência dos aprimoramentos aos preços de curto prazo (item 1 da tabela anterior) em relação à internalização de externalidades ambientais e separação de lastro e energia (itens 2 e 3 da tabela). Entretanto, cabe ressaltar que idealmente a implantação de mecanismo competitivo para a aquisição de serviços ancilares também deve preceder estes mesmos itens (2) e (3).

Desta forma, o gerador possuirá visão clara de *todos* os influxos monetários a que poderá ter acesso (energia, lastro, dispositivo para internalizar externalidades ambientais, e serviços ancilares), sendo esta mesma realidade aplicada ao consumidor de energia elétrica em termos de dispêndios.

B. Concomitância ideal na implantação de separação de lastro e energia e de internalização de externalidades ambientais associadas a emissões

Conforme exposto acima, as receitas advindas da comercialização do lastro e do componente de receitas advindo da internalização de externalidades ambientais são complementares àquele da venda de energia, do ponto de vista dos geradores. Caberá ao gerador garantir que estes influxos de receitas, considerados em conjunto², garantam níveis adequados de remuneração.

Pelos motivos expostos nas seções 4 e 5, alternativas de aquisição de lastro e de internalização de externalidades ambientais baseadas em contratos e instrumentos financeiros (de curto, médio e longo prazo) estão entre as alternativas viáveis para a implantação destes mecanismos.

Considerando o cenário de contratação de longo prazo de contratos de energia, de lastro e do dispositivo para internalização de externalidades ambientais ligadas a emissões, fica claro que é vantajoso que a implantação da separação de lastro e energia e do mecanismo de internalização destas externalidades ocorra de maneira concomitante. Esta implantação concomitante permitirá que:

- (i) O vendedor conheça as regras aplicáveis para a comercialização de cada mecanismo e possa precificar os produtos em conjunto, reduzindo os prêmios de risco que seriam incluídos nas ofertas de um produto no caso do desconhecimento das regras aplicáveis à venda de outros (ou seja, reduzindo prêmios de risco devido à incerteza sobre a normativa aplicável).

² E em adição a outros influxos, como aqueles advindos da remuneração pela provisão de serviços ancilares.

	Processamento de contribuições à Consulta Pública nº 33/2017 e recomendações de alterações para a elaboração de instrumento legal	04/12/2017
		Nota Técnica EPE-PR-003/2017

- (ii) Sejam feitos processos de contratação *concomitante*³ dos três produtos (contratos de energia, lastro e dispositivo de internalização de externalidades ambientais associadas a emissões), permitindo a redução dos custos totais da contratação conjunta ao permitir que seja mitigado o *problema da exposição*. O problema da exposição ocorreria se o vendedor tivesse que fazer uma oferta pela contratação de longo prazo de produto/serviço sem ter certeza do preço que poderia obter pelos outros que pode suprir.

A redução destes prêmios de risco (quanto à incerteza sobre normativa aplicável e quanto ao problema da exposição) é particularmente vantajosa no caso de mecanismos de contratação no longo prazo, em que obrigações adquiridas (incluindo os prêmios de risco embutidos em ofertas) são percebidas por longos períodos de tempo. Cabe ressaltar que a existência destes riscos a rigor não inviabiliza a contratação dos serviços e produtos, apesar de impactar os preços percebidos pelos compradores devido aos prêmios de risco associados.

Este é o motivo para recomendar-se, na Tabela 1, que a implantação da separação de lastro e energia e do mecanismo de internalização destas externalidades ocorra de maneira concomitante – ou seja, “(2) = (3)” na tabela.

C. Precedentes à redução dos limites para acesso ao mercado livre (a um limite que implique potencial de migração de carga significativo)

Uma das principais motivações para a redução dos limites para acesso ao mercado livre é facultar a mais consumidores a expressão de suas preferências quanto à contratação do *hedge* de risco de mercado de energia, com as consequências positivas de dar mais liquidez a este mercado, facilitar a revelação de preços futuros de energia, evocar a inovação por parte de agentes de comercialização (por exemplo, com a criação de produtos *de nicho* como contratos de energia limpa e/ou local), dentre outros.

Naturalmente, a especificação de condições mínimas para contratos praticados no mercado livre, como durações mínimas dos contratos ou prazos entre a assinatura e a entrega do produto, iria de encontro aos objetivos acima indicados.

No entanto, existem preocupações de que, com uma parcela maior do conjunto de consumidores podendo escolher livremente os prazos de contratos e a antecedência entre a assinatura do contrato e a assinatura do produto, a expansão adequada do parque gerador fique comprometida.

De fato, parte significativa do mercado de financiamento no Brasil demanda contratos de longo prazo e com intervalos entre assinatura e tempo de entrega suficientemente largos para permitir a implantação do projeto como condição de financiamento (sendo estas condições de maneira geral atendidas pelos leilões para contratação de energia para o Ambiente de Comercialização Regulado).

No longo prazo, aprimoramentos na formação de preços de curto prazo e no mercado de curto prazo, além do próprio aumento da liquidez do mercado de contratos de energia no mercado livre e redução da percepção de risco normativo, podem permitir que o mercado de financiamento para investimentos em infraestrutura de energia no Brasil possa migrar em direção à prática de avaliar a financiabilidade de projetos de geração com base *também* em projeções (sob risco) de receitas capturáveis por vendas diretas ao mercado de curto prazo ou pela aquisição sucessiva de contratos de curto ou médio prazo.

³ Conforme exposto na seção 5, a contratação concomitante, em particular através de contratos de longo prazo, é item importante para conduzir à financiabilidade da expansão enquanto os mercados para a comercialização destes produtos não atinjam maturidade suficiente para que empreendedores e financiadores possam formar prognósticos críveis de níveis futuros de preço que subsidiem a criação de expectativas racionais para análises da financiabilidade de projetos.

	Processamento de contribuições à Consulta Pública nº 33/2017 e recomendações de alterações para a elaboração de instrumento legal	04/12/2017
		Nota Técnica EPE-PR-003/2017

Esta prática é encontrada em diversas jurisdições internacionais, incluindo alguns países latino-americanos. Mas a EPE entende que seria imprudente, na ausência de evidências claras neste sentido, considerar que esta prática seria alcançada no Brasil em um horizonte de tempo curto.

Sendo assim, recomenda-se que a abertura do mercado livre no Brasil se aprofunde apenas após (ou concomitantemente a) a implantação da separação de lastro e energia. Sob esta separação, considerando as diretivas brevemente descritas na seção 5, a contratação do *lastro* é feita de maneira compulsória por todo o segmento de consumo (consumidores livres e cativos) e com uma participação de contratos de longo prazo de energia que facilite a aquisição de financiamento por geradores. A separação de lastro e energia é, portanto, elemento importante para facilitar a financiabilidade da expansão do parque gerador em um contexto de abertura do mercado livre, embora individualmente não a garanta.

Este é o motivo para se recomendar, na Tabela 1, que a redução dos limites para acesso ao mercado livre a um nível baixo o suficiente para permitir a migração de grande número de agentes ocorre em instante de tempo igual ou posterior à implantação da separação de lastro e energia (ou seja, “(4) ≥ (3)”).

Conforme se verá na seção 4, dentre as alternativas a serem investigadas para a internalização de externalidades ambientais de projetos de geração está a contratação por consumidores de dispositivos de internalização, para a cobertura de obrigações de compra de certificados determinadas de forma central. Sob este arranjo, também é viável fazer a contratação dos dispositivos no longo prazo, o que também contribui para a financiabilidade de projetos.

Devido à necessidade de investigar tal alternativa e ao impacto das receitas da comercialização do dispositivo de internalização sobre a financiabilidade de projetos, recomenda-se também que a efetivação da redução dos limites para acesso ao mercado livre a um nível baixo o suficiente para permitir a migração de grande número de agentes seja precedida ou concomitante à implantação da internalização de externalidades ambientais associadas a emissões (“(4) ≥ (2)”).

Resta aqui caracterizar o que se entende por redução dos limites para acesso ao mercado livre a *nível baixo o suficiente* para permitir a migração de grande número de agentes. Dentre os *passos* para a redução gradual apresentados na NT nº 5/2017/AEREG/SE, destaca-se a redução do limite de acesso a 1 MW de demanda como aquele que permitirá a potencial migração de significativa parcela dos consumidores.

Desta forma, recomenda-se que a implantação da separação de lastro e energia (principalmente) e da internalização de externalidades ambientais associadas a emissões (secundariamente) sejam realizadas anteriormente ou concomitantemente à redução dos limites de acesso ao mercado livre a 1 MW.

3. APRIMORAMENTOS À FORMAÇÃO DE PREÇOS E FUNCIONAMENTO DO MERCADO

A. Aprimoramentos à formação de preços

Com relação aos aprimoramentos à formação de preços de energia, merecem destaque as contribuições recebidas no âmbito da CP nº 33/2017 sobre o item da NT nº 5/2017/AEREG/SE que introduz a possibilidade de que os preços possam ser formados não apenas por regra de cálculo explícita que

	Processamento de contribuições à Consulta Pública nº 33/2017 e recomendações de alterações para a elaboração de instrumento legal	04/12/2017
		Nota Técnica EPE-PR-003/2017

minimize o custo da operação de forma centralizada e com custos auditados, mas também por ofertas de preços feitas pelos agentes.

Mesmo percebendo-se que o dispositivo originalmente incluído na NT nº 5/2017/AEREG/SE abria a *possibilidade*, mas não a *obrigação*, da formação de preços por ofertas, houve contribuições quanto a este item que: (i) requeriam a realização tanto de estudo detalhado antes de qualquer tomada de decisão e quanto de período de testes; e (ii) apontavam para a necessidade de modernizar modelos matemáticos utilizados para o despacho de geração, partindo dos modelos atuais (com custos auditados) e chegando aos modelos necessários para o funcionamento do sistema em ambiente de ofertas de preços⁴.

No que diz respeito ao mecanismo de despacho, a EPE apresenta sua preferência pelo despacho por ofertas de preços. A EPE ressalta que já foram feitos, no passado, estudos detalhados sobre o tema, incluindo proposta de desenho conceitual com simulações e análises de sua implementação. Referência é feita aqui à proposta conceitual para a implementação deste mecanismo no Brasil, já mencionada no terceiro documento de perguntas e respostas disponibilizado ao público no âmbito da CP nº 33/2017, que consta da seguinte referência:

Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, *“Relatório de Progresso nº 2 – Documento de Apoio F – Formação de Preço por Oferta”*, Janeiro de 2002.

Esta proposta descreve a base conceitual para um modelo de oferta de preços no país que preserve a coordenação hidrotérmica (incluindo coordenação entre as cascatas na operação física), permite aos agentes a própria tomada de decisão de sua produção para fins comerciais e torna a gestão de riscos mais descentralizada, incorporando a implantação de um modelo de compartilhamento de riscos hidrológicos, funcionalmente análogo ao Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) em um ambiente de formação de preços por ofertas.

Em uma explicação simplificada, conforme indicado na referência supracitada, este mecanismo teria como elementos conceituais básicos:

- (i) O compartilhamento da energia afluyente total às usinas hidrelétricas participantes (em substituição à produção efetiva de energia, como no MRE atual) e a consequente definição de quotas de energia afluyente individuais para cada usina;
- (ii) A possibilidade de que cada usina ofereça (no máximo) sua quota (armazenada ou afluyente), pelo preço que entender ser adequado, no processo de despacho e formação de preços;
- (iii) A determinação do despacho físico (real) com base nestes preços ofertados (assim como nas ofertas dos outros agentes) e a consequente determinação do montante de geração hidrelétrica total (por submercado ou outro agrupamento espacial);
- (iv) O despacho físico ótimo do montante de geração hidrelétrica total, com a alocação ótima da produção física entre usinas hidrelétricas, preservando a coordenação da produção hidroelétrica nas cascatas; e

⁴ Mesmo em ambiente de em que ofertas de preços de geradores são a informação de entrada para o despacho e formação de preços, modelos de otimização podem ser requeridos para a determinação do despacho ótimo – por exemplo, para garantir-se que o despacho de geração é viável sob observação de fenômenos associados a restrições da rede de transmissão ou *unit commitment* (programação de partidas, sincronia e paradas de unidades geradoras). Modelos de otimização também podem ser utilizados para a tarefa de monitoramento de mercado, quando uma das estratégias eleitas para tal é comparar a performance de um despacho “por ofertas” com um “por custos”.

	Processamento de contribuições à Consulta Pública nº 33/2017 e recomendações de alterações para a elaboração de instrumento legal	04/12/2017
		Nota Técnica EPE-PR-003/2017

- (v) A alocação contábil deste montante de geração hidrelétrica total às usinas que tiveram suas ofertas aceitas. Estes créditos contábeis serão considerados para os processos comerciais cabíveis, sendo a energia que não foi produzida (e que, portanto, ficou armazenada) é alocada entre os geradores hidrelétricos que não tiveram suas ofertas aceitas naquele intervalo de despacho.

Este modelo foi amplamente estudado na época – por instituições, agentes e academia –, incluindo o desenvolvimento de simulações numéricas para o sistema brasileiro e desenho de regras de mercado. Existem inúmeros estudos publicamente disponíveis sobre o tema. Dentre os temas analisados nestes estudos, estavam a habilidade de tal mecanismo conduzir a um despacho que garanta a segurança de suprimento, a possibilidade de exercício de poder de mercado e medidas mitigatórias respectivas. Em particular a EPE destaca a importância da criação de um comitê de monitoramento de poder de mercado com governança própria, membros independentes, com independência e critérios técnicos de atuação bem definidos tal como o atualmente presente em jurisdições americanas com este mesmo propósito.

Não obstante a existência destes estudos anteriores, a EPE entende serem legítimas as contribuições dos agentes, no âmbito da CP nº 33/2017, que enfatizam a necessidade de atualizar as análises sobre o tema de formação de preços por ofertas e dar mais publicidade aos resultados. Também são legítimas as contribuições no sentido de realização de período de testes antes de eventual adoção desta modalidade de formação de preços, e de requerimentos de tempo para atualização de modelos matemáticos que subsidiem os processos necessários.

Apesar de o texto original da NT nº 5/2017/AEREG/SE não afastar a possibilidade de realização de estudos adicionais ou de período de testes, recomenda-se alterar o texto deste dispositivo para estabelecer no instrumento legal a *obrigação* de realizar tais estudos e tal período de testes. Para assegurar que haja tempo hábil para isto, uma alternativa viável é definir uma data limite para a execução dos estudos e uma data para a decisão pela adoção da formação de preços por oferta somente pelo órgão competente, que será efetivada após a conclusão de tais estudos, de forma a viabilizar o período de testes e o processo de modificação de modelos matemáticos.

Idealmente, a decisão final sobre a eventual adoção da formação de preços por ofertas deve ocorrer com antecedência em relação à implantação da separação entre lastro e energia e da implantação de mecanismos de internalização de externalidades ambientais associadas a emissões pelos motivos expostos na seção 2.A.

Ainda que não se recomendem mudanças conceituais em relação ao que foi especificado no texto original da NT nº 5/2017/AEREG/SE sobre a introdução de preços horários e de mecanismo competitivo para a aquisição de serviços ancilares, a EPE enfatiza aqui sua recomendação de manter diretrizes para que estes mecanismos sejam efetivados.

B. Funcionamento do mercado: mecanismos de solvabilidade e facilitadores de liquidez

A criação de ambientes facilitadores de liquidez e solvabilidade para a negociação de contratos (e outros derivativos) de venda de energia é fundamental para que empreendedores e credores possam perceber projeções de influxos de receitas futuros como críveis, ao avaliar a viabilidade e financiabilidade de projetos de geração. Assim, conforme discutido na seção 5.D, estes são elementos importantes para a expansão do setor.

	Processamento de contribuições à Consulta Pública nº 33/2017 e recomendações de alterações para a elaboração de instrumento legal	04/12/2017
		Nota Técnica EPE-PR-003/2017

Contribuições relevantes quanto a este tema foram recebidas na CP nº 33/2017. Em atenção a estas contribuições, a EPE sugere adotar dispositivo para robustecimento do mercado e estímulo à formação de ambiente bursátil. Em particular, sugere-se acatar a sugestão de que seja requerida da instituição competente (ANEEL) a proposição, com antecedência à redução do limite de acesso ao mercado livre a 1 MW, de medidas para fomento ao desenvolvimento e a sustentabilidade de bolsas de energia elétrica nacionais – idealmente, sendo ouvidas neste processo as instituições reguladoras do Sistema de Pagamentos Brasileiro nos termos da Lei nº 10.214, de 27 de março de 2001 visando maximizar a coordenação de atividades.

4. INTERNALIZAÇÃO DE EXTERNALIDADES AMBIENTAIS ASSOCIADAS A EMISSÕES

O item da NT nº 5/2017/AEREG/SE que tratava da modificação do Art. 26 da Lei nº 9.427/1996 também foi objeto de diversas contribuições na CP nº 33/2017. Dentre estas contribuições, destacam-se aquelas que:

- (i) questionavam o valor do prêmio volumétrico (i.e., por unidade de energia produzida) introduzido pelo texto original da NT nº 5/2017/AEREG/SE e sua habilidade de internalizar as externalidades ambientais associadas a emissões, por exemplo apontando a necessidade de clareza nos parâmetros para definir o prêmio de incentivo ou indicando a necessidade de contemplar tal prêmio juntamente com outros incentivos implicitamente concedidos a determinadas classes de geradores; e
- (ii) apontavam para a necessidade de determinar cuidadosamente os prazos de eventual mudança, analisando-se, por exemplo, o caso de empreendedores que já realizaram investimentos para constituição de capacidade, mas ainda não possuem outorga.

A EPE concorda que há possibilidades de aprimorar o mecanismo originalmente especificado na NT nº 5/2017/AEREG/SE, que envolvia um prêmio volumétrico cujo valor seria fixado para corresponder ao valor médio, em Reais por unidade de energia produzida, pago ao conjunto das fontes alcançadas pelo Art. 26 da Lei nº 9.427/1996. Do ponto de vista do planejamento da expansão do parque gerador, são características indesejadas deste mecanismo originalmente indicado: (a) a determinação meramente com base em uma referência de valores pagos em um determinado horizonte de tempo passado, que não necessariamente resulta em internalização de externalidades ambientais associadas a emissões; e (ii) a determinação com base em cálculo *administrativo* do valor do prêmio, que não permite ajuste dinâmico à habilidade do mercado entregar soluções de geração com baixas emissões específicas.

De forma a mitigar os problemas acima mencionados, a EPE recomenda a adoção de um mecanismo de internalização de externalidades ambientais associadas a emissões (notadamente de gases de efeito estufa) que busque extrair, da competição entre agentes no mercado, informação sobre o diferencial de receitas requeridas para a viabilização das tecnologias que contribuem à mitigação de tais emissões.

Devido à amplitude dos mecanismos com as características acima indicadas e à necessidade de realizar estudos extensivos que indiquem o mecanismo que melhor se adapta à realidade brasileira, seria suficiente especificar no corpo do texto legal que um mecanismo de mercado, preferencialmente que permita extrair da competição entre agentes para determinar o valor do diferencial de receitas específicas requeridas para a viabilização de fontes que contribuam para a redução de emissões, seja implantado com atenção às recomendações sobre a cronologia de eventos indicada na seção 2.

	Processamento de contribuições à Consulta Pública nº 33/2017 e recomendações de alterações para a elaboração de instrumento legal	04/12/2017
		Nota Técnica EPE-PR-003/2017

No entanto, cabe neste documento apresentar brevemente, e apenas a título ilustrativo, possíveis formatos para tal mecanismo de mercado.

Um formato *possível* é aquele de *obrigação de compra de certificados de energia não-poluente por consumidores associada à possibilidade de transacionar tais certificados*. As bases de uma implantação possível deste mecanismo são apresentadas na exposição a seguir, que faz uso de elementos comuns de mecanismos utilizados no México e em determinadas jurisdições dos Estados Unidos da América:

- Impõe-se aos consumidores uma obrigação de comprar certificados de energia não-poluente. Naturalmente, existe complexidade na definição do montante correspondente à obrigação dos consumidores. No entanto, este montante está diretamente associado a uma meta final que se quer obter para o sistema (a redução das emissões). Via de regra, isto torna a sua definição menos complexa que a de um valor monetário (por exemplo, um imposto sobre emissões⁵), que se relaciona com a meta final indiretamente, através de funções de custo de geradores.
- A geradores que cumpram determinados requisitos quanto a emissões (durante o ciclo completo de vida ou durante a operação, conforme o caso) são alocados certificados de energia não-poluente, de acordo com regras pré-estabelecidas. Pode haver complexidade em relação às regras de alocação de tais certificados, mas a relação direta com o fenômeno físico que se deseja regular (as emissões) resulta frequentemente em complexidade normalmente menor que aquela obtida através da definição de valores monetários. Em alguns mecanismos de quantidade, há preocupações quanto à alocação inicial dos direitos de propriedade sobre o dispositivo de internalização (neste caso, os certificados de energia não-poluente) – no entanto, a experiência internacional com mecanismos como este revela que, no caso de certificados de energia não-poluente, esta não é um item crítico para a viabilidade de implantação do mecanismo.
- A demanda de compra imposta aos consumidores implica a formação de um mercado para os certificados, cabendo aos geradores determinar o preço de sua venda de forma a buscar otimizar suas posições. O mecanismo de mercado para formação de preços dos certificados afasta ineficiências que poderiam existir no caso de determinação administrativa do preço de um prêmio volumétrico (ainda que introduza outras preocupações, como a de comportamento estratégico na precificação).
- Caso os certificados sejam negociados exclusivamente em mercados de curto prazo, podem surgir problemas de volatilidade de preços que resultem em previsibilidade dos influxos de receitas associados, com prejuízo à capacidade de contribuição para a financiabilidade da expansão das tecnologias de interesse. Para evitar tal volatilidade, pode-se criar instrumentos financeiros de negociação dos certificados, como contratos de longo prazo. Esta alternativa é utilizada, por exemplo, no México, onde a compra concomitante de contratos de energia, contratos de venda de certificados de energia não-poluente e de lastro (no caso do México, lastro de potência) em leilões de longo prazo é empregada em prol da capacidade de aquisição de financiamento por projetos de geração.

O exemplo acima tem apenas caráter ilustrativo, para exemplificar a viabilidade de um mecanismo de mercado, e não visa constituir uma sugestão de mecanismo a ser implantado no Brasil. De fato, há outros mecanismos de mercado possíveis para a internalização de externalidades ambientais

⁵ Impostos sobre emissões e, de maneira geral, mecanismos de preço tem suas próprias vantagens sobre a abordagem descrita como exemplo neste parágrafo. Não se discute aqui estas vantagens por não se ter como objetivo oferecer uma comparação de abordagens de internalização de externalidades ambientais. Deseja-se apenas fornecer exemplos de possíveis caminhos a seguir.

	Processamento de contribuições à Consulta Pública nº 33/2017 e recomendações de alterações para a elaboração de instrumento legal	04/12/2017
		Nota Técnica EPE-PR-003/2017

associadas a emissão. Outro exemplo é o mecanismo de *cap and trade* (limitar e comercializar) de certificados de emissão na Europa (*European Union Emissions Trading System*), em que são estabelecidos *limites* sobre as emissões de instalações e os agentes detentores destas instalações podem vender ou comprar certificados de permissões de emissões (*emissions allowances*) caso fiquem aquém ou além dos limites. Este mecanismo se estende para além do setor elétrico, aplicando-se limites sobre instalações de outros setores, e permitindo-se comercialização inter-setorial de certificados. Percebe-se facilmente que tal alternativa resulta em escolhas bastante distintas sobre a alocação inicial dos direitos de propriedade, sobre a abrangência do mecanismo da economia e sobre outros itens que, apesar de envolverem desenho conceitual mais abrangente, podem dificultar a implantação prática.

De toda forma, recomenda-se que seja especificado no corpo do instrumento legal que um mecanismo de mercado que permita a internalização das externalidades ambientais associadas a emissões, abrangendo no mínimo o setor elétrico, seja implantado. Recomenda-se estabelecer data limite para a execução de estudos e determinação do desenho e plano de implantação do instrumento, com antecedência em relação à sua implantação, com atenção às considerações sobre a cronologia da seção 2.

Finalmente, em atenção às contribuições que apontam a necessidade de avaliar os prazos desta mudança, recomenda-se estabelecer período mínimo de três anos para a implantação do mecanismo de mercado para a internalização das externalidades ambientais associadas a emissões, a partir da data de publicação do instrumento legal que traga esta disposição. O mecanismo atualmente especificado no Art. 26 da Lei nº 9.427/1996 e atualmente vigente seria aplicado apenas para empreendimentos outorgados antes do término deste prazo de três anos, até o fim do prazo da sua outorga.

5. SEPARAÇÃO DE LASTRO E ENERGIA E TEMAS ASSOCIADOS

O item da NT nº 5/2017/AEREG/SE que trata da separação de lastro e energia foi também objeto de diversas contribuições na CP nº 33/2017. Os principais tópicos abordados nestas contribuições são tratados nas subseções seguintes. Apontamos o leitor mais interessado em detalhes sobre as opções de desenho do mecanismo à apresentação realizada pela EPE no Fórum de Debates CCEE-EPE: Separação de Lastro e Energia, realizado em 26 de julho de 2017⁶.

A. Obrigação de contratação de lastro e fixação de prazos

Diversas contribuições trataram da necessidade de estabelecer diretrizes mais claras quanto à obrigação e o cronograma para separação de lastro e energia, e a consequente contratação de lastro.

A separação de lastro e energia e a contratação obrigatória do produto lastro são um instrumento importante (embora não o único, conforme se verá na seção 5.D) para apoiar a financiabilidade da expansão da geração em um contexto de ampliação do mercado livre. Por este motivo, a EPE entende que o instrumento legal deve ser claro em estabelecer a efetivação desta separação e o início da contratação de lastro como precedentes obrigatórios à redução dos limites para o acesso ao mercado livre a um nível baixo o suficiente para permitir uma elevada migração potencial a este mercado. Conforme exposto na seção 2.C, a redução a 1 MW é uma referência para este *nível suficientemente*

⁶ Disponível em: <http://antigo.epe.gov.br/Paginas/F%C3%B3rumdeDebatesCCEE%E2%80%93EPEabordaSepara%C3%A7%C3%A3odeLastroeEnergia.aspx>

	Processamento de contribuições à Consulta Pública nº 33/2017 e recomendações de alterações para a elaboração de instrumento legal	04/12/2017
		Nota Técnica EPE-PR-003/2017

baixo. O caráter de precedente obrigatório requer a determinação de um prazo para o início da contratação: uma vez que o cronograma contido no instrumento legal estabelece que o limite para o acesso ao mercado livre será reduzido a 1 MW em 2021, esta data configura-se também como limite para o início da contratação de lastro.

Recomenda-se que este enquadramento como precedente obrigatório venha substituir a mera *possibilidade* de separação de lastro e energia e início de contratação de lastro que constava do texto original publicado como material de suporte à CP nº 33/2017, estabelecendo-se uma data limite para o início da contratação de lastro.

B. Alocação de custos e tratamento de direitos e obrigações legadas

A alocação de custos da contratação de lastro também foi objeto de numerosas contribuições no âmbito da CP nº 33/2017. A proposta do texto original da NT nº 5/2017/AEREG/SE apontava alocação através de encargo a todos os consumidores e autoprodutores proporcionalmente à parcela de energia decorrente da interligação ao SIN.

Um primeiro item relevante quanto à alocação dos custos de contratação de lastro refere-se ao tratamento de direitos e obrigações *legadas*. Utiliza-se aqui o adjetivo “*legadas*” em referência a obrigações que surgem antes do marco inicial da separação de lastro e energia. Foram apresentadas contribuições defendendo que os direitos associados a contratos legados sejam deduzidos da base de cálculo para a definição do encargo aplicável a consumidores para a alocação dos custos de contratação de lastro.

A EPE concorda com a base conceitual destas contribuições. É fato que ativos existentes contribuem ao provimento da confiabilidade e adequabilidade sistêmica, e que os consumidores que adquiriram contratos contribuíram para a implantação destes ativos. Portanto, é adequada a dedução dos direitos associados a contratos legados da base de cálculo para a definição do encargo para a alocação do custo de contratação de lastro.

No entanto, a EPE enfatiza que *o tratamento de obrigações legadas excede apenas a questão de alocação de custos da contratação do lastro entre consumidores*. Por exemplo, independentemente da natureza e dos métodos de cálculo de lastro (veja seção 5.C), será necessário que, ao determinar a demanda de lastro a contratar para o sistema, seja abatido da demanda sistêmica total o lastro de ativos legados⁷. A questão do tratamento de obrigações legadas abrange também os direitos e obrigações de geradores, na condição de vendedores.

O princípio de respeito a contratos e, de forma geral, a direitos e obrigações legadas, deve ser observado na regulamentação da implantação da separação do lastro e energia. Abaixo, são listadas duas das alternativas conceituais básicas para o tratamento de direitos e obrigações legados:

- (a) Aplicar as regras associadas à separação de lastro e energia apenas ao *mercado incremental* (oferta e demanda) que passe a existir após a separação. Preservam-se fluxos monetários obtidos

⁷ Naturalmente, os ativos legados contribuem para a confiabilidade e adequabilidade de suprimento e, portanto, a eles deve ser atribuído lastro. O lastro atribuído a cada ativo existente deve ser determinado sob uso das mesmas regras de cálculo que forem empregadas para novos ativos. No entanto, como discutido a seguir, estes ativos existentes, na medida em que possuam direitos e obrigações legadas, devem perceber fluxos monetários compatíveis com as regras do ambiente normativo existente anteriormente à separação de lastro e energia. Isto resulta em que o lastro calculado de acordo com as novas regras a serem introduzidas após a separação de lastro e energia e atribuído aos ativos existentes é utilizado, enquanto permanecerem os direitos e obrigações legadas destes ativos, apenas para processos como a determinação da necessidade de lastro adicional a ser contratado para o sistema (em que um balanço da demanda de lastro e da oferta deste lastro, incluindo a de ativos existentes, é realizada).

	Processamento de contribuições à Consulta Pública nº 33/2017 e recomendações de alterações para a elaboração de instrumento legal	04/12/2017
		Nota Técnica EPE-PR-003/2017

da aplicação das regras do ambiente anterior à separação a consumidores e geradores com direitos e obrigações legados, sendo que estes fluxos ocorrem diretamente entre consumidores e geradores.

- (b) Introduzir *entidades de intermediação* (ou, equivalentemente, contas centralizadoras de lastro) que: (i) por um lado, são responsáveis por garantir que agentes com direitos e obrigações legadas (consumidores ou geradores) percebam fluxos monetários compatíveis com as regras do marco normativo anterior à separação; (ii) por outro lado, podem comercializar os produtos e serviços (lastro, energia e eventualmente outros produtos e serviços subjacentes) associados aos ativos de geração legados, e também adquirir produtos e serviços necessários à cobertura da demanda do consumo legados, no mercado que opera sob as novas regras. Também neste caso são preservadas as regras para os fluxos monetários obtidos da aplicação das regras do ambiente anterior à separação a consumidores e geradores com direitos e obrigações legados, mas os fluxos ocorrem agora *indiretamente* entre consumidores geradores, através de entidades de intermediação.

Cada alternativa tem suas vantagens e desvantagens⁸. O instrumento legal a ser introduzido não necessita fazer uma escolha direta entre as alternativas. Tampouco seria prudente fazer esta escolha sem avaliações detalhadas ou participação pública, o que motiva a recomendação de que a determinação do arcabouço detalhado para o tratamento de obrigações e contratos legados seja feita através de instrumento infralegal.

No entanto, é fácil perceber que, qualquer que seja a alternativa adotada, ocorre *de facto* a dedução dos direitos associados a contratos legados da base de cálculo para a definição do encargo para a alocação do custo de contratação de lastro. A EPE recomenda, portanto, que tal diretiva seja incluída no instrumento legal preparado, juntamente com a definição clara de qual seria a *data de corte* antes da qual um contrato é efetivamente considerado como legado, para fins desta dedução. A data de corte oferece a geradores e consumidores uma referência para a decisão de contratação sob o modelo atualmente vigente ou de opção pelo modelo com a contratação de lastro e energia como produtos separados.

Naturalmente, esta data de corte deve ser posterior à data de publicação dos instrumentos infralegais que estabelecem e detalham as regras para a separação de lastro e energia, de forma a que os agentes possam tomar decisões informadas. Assim, recomenda-se estabelecer no instrumento legal dispositivo que garanta a publicação dos instrumentos com o detalhamento das regras para a separação do lastro e energia com anterioridade à data de corte antes da qual um contrato é efetivamente considerado como legado, para fins da dedução para a determinação de encargos da alocação do custo de contratação do lastro.

C. Valoração de atributos alinhados a necessidades sistêmicas e composição tecnológica da expansão contratada

Diversas contribuições recebidas na CP nº 33/2017 trataram da valoração de atributos na contratação de lastro.

⁸ Por exemplo, a alternativa (a) tem a vantagem de não requerer os arranjos institucionais e regulatórios para a criação de entidades de intermediação (ou para a gestão de contas), o que é positivo pois tais arranjos são complexos; enquanto a alternativa (b) tem a vantagem de resultar, desde o início, nas novas regras serem aplicadas a maior volume de transações (em comparação à alternativa incremental), o que confere maior liquidez ao mercado e pode facilitar descoberta de preços e outros itens.

	Processamento de contribuições à Consulta Pública nº 33/2017 e recomendações de alterações para a elaboração de instrumento legal	04/12/2017
		Nota Técnica EPE-PR-003/2017

Para se posicionar quanto a estas contribuições, a EPE entende ser prudente primeiramente fazer breve introdução sobre diferentes formas de valorar atributos de projetos de geração:

- (i) Mercado para produto ou serviço que capture necessidade sistêmica:

Uma primeira alternativa para valorar atributos de projetos de geração é identificar uma *necessidade sistêmica*, definir um *produto ou serviço* cuja provisão atenda a esta necessidade, e criar um *mercado (competitivo)* para a comercialização deste produto. Neste caso, é a competição no mercado que determina o preço do produto ou serviço, e os vendedores percebem receitas oriundas da sua comercialização e obrigações de entrega do que é comercializado.

Este é a abordagem que está na base, por exemplo, da aquisição competitiva de serviços ancilares, possibilitada já no texto original da NT nº 5/2017/AEREG/SE. Também é a abordagem conceitual subjacente à recomendação de implantar um mecanismo de mercado para a internalização de externalidades ambientais associada a emissões, conforme discussão da seção 4.

Outra forma de implantação seria definir diferentes modalidades de lastro, e mercados para a contratação destas diferentes modalidades. Por exemplo, poder-se-ia definir não apenas um lastro de energia (funcionalmente análogo ao que existe hoje com a *garantia física*), mas também um lastro de capacidade ou de flexibilidade (naturalmente, com definição detalhada que não é necessária à compreensão deste exemplo).

- (ii) Valoração de atributos para seleção de vencedores em processos de contratação de outro produto:

Esta alternativa também envolve, como primeiro passo, identificar uma *necessidade sistêmica*, a partir de estudos de planejamento. No entanto, uma vez identificada esta necessidade, faz-se a *valoração* da habilidade de um determinado ativo atender a esta necessidade para o simples fim de selecionar vencedores *dentro de um processo competitivo de aquisição de outro produto*. A valoração desta habilidade de atender à necessidade sistêmica (um *atributo* do projeto) é feita de forma administrativa, e não com base em uma relação comercial oriunda de uma oferta direta do vendedor e que gere um fluxo monetário devido à comercialização deste atributo.

Pode-se pensar, como exemplo desta alternativa, em uma implantação em que, no contexto de leilões para a contratação de *energia*, valore-se a capacidade de diferentes competidores de atender de forma confiável às necessidades de *flexibilidade* do sistema (o atributo) e se utilize a valoração para classificar projetos e selecionar os vencedores.

A valoração do atributo pode ser feita diretamente, com a entidade que seleciona os vencedores considerando diferenciais numéricos (e.g., um valor em R\$/MWh) calculados administrativamente enquanto estabelece a ordem de classificação dos projetos; ou *indiretamente*, determinando-se a demanda por diferentes classes (tecnologias) de projetos com base não apenas na sua competitividade em suprir o produto que é objeto primário da competição, mas também em atender as necessidades sistêmicas a que correspondem os atributos.

A EPE entende que a abordagem (i), a de criação de um mercado para um produto ou serviço que capture necessidade sistêmica, apresenta vantagens suficientemente relevantes para ser a preferida no longo prazo. Entre outras vantagens, está o fato de que a aquisição através de competição no mercado independe da necessidade de cálculo administrativo do valor de atributos. Isto dota esta abordagem de menor exposição à captura por agentes e a erros devido a assimetria de informações.

	Processamento de contribuições à Consulta Pública nº 33/2017 e recomendações de alterações para a elaboração de instrumento legal	04/12/2017
		Nota Técnica EPE-PR-003/2017

No entanto, reconhece-se que a implantação da abordagem (i) requer esforço normativo e tempo para o desenho de mercados funcionais. Este foi o motivo para, apesar da preferência pela abordagem (i), abrir-se a possibilidade da valoração direta de atributos, correspondente à abordagem (ii), como mecanismo para guiar a expansão a uma composição tecnológica adequada, no contexto da contratação do lastro. A EPE vê esta segunda abordagem essencialmente como um mecanismo transitório, até que se possa adotar a abordagem (i).

Entretanto, conforme indicado no texto acima, a valoração de atributos correspondente à abordagem (ii) pode ser feita de forma direta (com a valoração direta para classificação de projetos) ou indireta (com a segmentação da demanda por tecnologia). A EPE recomenda, portanto, que ambas as possibilidades sejam previstas no instrumento legal.

Além disso, a EPE entende que não é necessário ou prudente incluir uma lista de atributos no instrumento legal. A necessidade de considerar diferentes atributos depende de fatores dinâmicos, que podem mudar ao longo do tempo, como: necessidades sistêmicas que evoluem devido a condições externas como comportamento da demanda; ou mesmo o fato de que algum mercado que resulte na valoração de algum serviço pode tornar-se operacional e, com isto, tornar desnecessária a valoração de um atributo específico. A EPE entende que o dinamismo na definição dos atributos relevantes impede a inclusão de uma lista como parte de um instrumento legal, devendo-se abordar o tema em instrumentos infralegais (regulamentação ou regulação).

D. Financiabilidade da expansão do sistema de geração

O tema de financiabilidade da expansão do sistema de geração em um contexto em que lastro e energia são comercializados de forma separada também foi objeto de contribuições na CP nº 33/2017. Os agentes externaram suas preocupações com a financiabilidade, principalmente considerando o dispositivo do texto da NT nº 5/2017/AEREG/SE que faculta ao poder concedente fazer a redução da obrigação de cobertura contratual do consumo. Subjazem estas preocupações itens como a imaturidade do mercado de curto prazo brasileiro e o fato que a negociação de contratos de energia é realizada majoritariamente fora de ambientes facilitadores de liquidez e solvabilidade (*bolsas e clearing houses*).

Ao passo em que percebe como legítimas as preocupações dos agentes, a EPE entende que os dispositivos da proposta permitem preservar a financiabilidade da expansão. Os mecanismos para tal são expostos a seguir.

Primeiramente, espera-se que a entidade com a faculdade de diminuir a obrigação de contratação a percentual inferior à totalidade da carga *não* efetue tal redução imediatamente após a separação de lastro e energia. Isto permitiria que, após a separação, lastro e energia fossem contratados como produtos separados, mas *concomitantemente*. Neste caso:

- (i) A contratação concomitante, sob preservação de obrigação de cobertura contratual do consumo de energia, significa que seria contratado através de processo centralizado: (a) não apenas volume de energia para atendimento ao segmento regulado; (b) mas também o volume de lastro requerido para atendimento à totalidade dos consumidores. Quando se compara esta situação com aquela vigente atualmente, em que lastro e energia são contratados *conjuntamente* (sob um mesmo contrato) através de processo centralizado, mas apenas para o segmento regulado, percebe-se facilmente que os volumes monetários totais associados a esta contratação através de processo centralizado podem aumentar. Isto permite não apenas reter, mas ampliar, o suporte ao financiamento da expansão da geração.

	Processamento de contribuições à Consulta Pública nº 33/2017 e recomendações de alterações para a elaboração de instrumento legal	04/12/2017
		Nota Técnica EPE-PR-003/2017

- (ii) A contratação separada, mas concomitante, de lastro e de energia ainda pode ser feita mediante contratos de longo prazo e com antecedência suficiente entre a assinatura do contrato e a data de entrega, para ambos os produtos. Tais condições facilitam a obtenção de financiamento e podem, portanto, ser retidas.

Cabe aqui tecer breves considerações sobre alternativas para viabilizar a contratação *concomitante* de lastro e energia, descrita acima. Uma alternativa para implementar tal contratação concomitante e através de leilão centralizado envolve os seguintes elementos:

- Determinam-se, antes do certame, as demandas de contratos de energia e de lastro. A demanda de contratos de energia pode permanecer sendo oriunda de declaração de distribuidoras⁹. A demanda de lastro é determinada por instituições setoriais com base na projeção de necessidades sistêmicas.
- Cada projeto pode apresentar *ofertas de pacotes* de lastro e energia. Por exemplo, um agente pode apresentar uma oferta $O_1 = \{(q_{L,1}, \pi_{L,1}), (q_{E,1}, \pi_{E,1})\}$ e uma oferta $O_2 = \{(q_{L,2}, \pi_{L,2}), (q_{E,2}, \pi_{E,2})\}$, em que q e π indicam quantidades e preços, L e E denotam lastro e energia. Cada agente teria a garantia de que uma oferta seria integralmente aceita ou integralmente rejeitada, o que lhe daria segurança para formar suas ofertas de preço e quantidade de forma a garantir que, em conjunto, as receitas associadas garantam a financiabilidade do projeto, caso se sagre vencedor.
- De posse das demandas por lastro e energia e das ofertas de pacotes de todos os agentes, a entidade a cargo do leilão seleciona as ofertas aceitas de forma a atender ao menor custo global concomitantemente a oferta de lastro e energia, e os agentes vencedores recebem contratos para a comercialização dos dois produtos também de forma concomitante.

Vale a pena mencionar que o exemplo acima refere-se à contratação concomitante dos produtos lastro e energia, mas mecanismo análogo permite fazer concomitantemente a contratação dos produtos lastro, energia e certificados de energia não-poluente¹⁰.

Ao passo em que a alternativa descrita acima deixa clara a viabilidade de preservar a financiabilidade da expansão da geração, através da manutenção de certos níveis de obrigação de cobertura contratual do consumo e da contratação concomitante de lastro e energia, ela pode levar o leitor a se perguntar se, sob tal contratação simultânea, os benefícios da separação de lastro e energia são alcançados. A resposta a esta pergunta é afirmativa, pelas seguintes razões principais:

- A contratação de lastro e energia em separado, embora concomitantemente, permite revelar o preço dos dois produtos. Esta revelação de preços consiste em informação relevante tanto para o planejamento centralizado da expansão, quanto para agentes no mercado. Considere o exemplo de um agente que pode escolher, como o próximo projeto em que vai investir, duas tecnologias: (i) uma que tenha maior produção média de energia, mas menor contribuição à confiabilidade sistêmica (por exemplo, por ser capaz de produzir pouco em períodos de escassez); e (ii) outra com condições opostas. A existência de preços separados para lastro e energia facilita a tomada

⁹ Pode-se estudar a possibilidade de que comercializadores e consumidores livres optem por participar também do certame na condição de compradores, contribuindo para ampliar a demanda do leilão. A viabilidade e atratividade alternativa depende de estudos sobre os efeitos que a participação destes agentes podem ter sobre a percepção dos vendedores sobre risco de solvência do *mix* de compradores, podendo-se analisar alternativas de habilitação de comercializadores e consumidores livres condicionada ao atendimento de requisitos financeiros.

¹⁰ Ou outro dispositivo funcionalmente similar para internalização de externalidades ambientais associadas a emissão, conforme descrição na seção 4.

	Processamento de contribuições à Consulta Pública nº 33/2017 e recomendações de alterações para a elaboração de instrumento legal	04/12/2017
		Nota Técnica EPE-PR-003/2017

de decisão do empreendedor e permite que a tomada de decisão descentralizada de agentes do mercado possa se fortalecer como mecanismo de suporte à expansão.

- A contratação de lastro e energia nos moldes apontados acima permite que os consumidores livres também contribuam para o financiamento da expansão, através do produto lastro, conforme já indicado.

No entanto, há uma terceira motivação principal para a separação de lastro e energia: permitir-se que, com o tempo, a obrigação de cobertura contratual do consumo de energia se reduza e, com isso, aumentar a capacidade dos agentes de expressar livremente suas preferências e contribuir para o aumento de liquidez do mercado. Esta terceira vantagem de fato não se materializa enquanto for mantida a obrigação de cobertura contratual.

A EPE entende que a necessidade de ser prudente em manter a financiabilidade da expansão da geração justifique a manutenção, inicialmente, de percentuais elevados de obrigação de cobertura contratual do consumo, para permitir a implantação do modelo descrito até agora nesta subseção. Cabe, no entanto, a pergunta de quando e sob quais condições esta obrigação poderá ser reduzida.

Na visão da EPE, a principal pré-condição para a redução da obrigação de contratação é a verificação de que o mercado de curto prazo e o mercado de contratos espontaneamente firmados entre vendedores e consumidores tenha se tornado suficientemente maduro para que empreendedores e financiadores possam formar prognósticos críveis de níveis futuros de preço que subsidiem análises da financiabilidade de projetos. Em algumas jurisdições internacionais, o mercado de curto prazo e o de contratos firmados espontaneamente têm estas características, o que permite que o capital de investidores e credores seja investido mesmo sem um mecanismo de contratação compulsória *de energia* no longo prazo. Não é possível neste momento determinar quando isso ocorrerá no Brasil e, por isso, sugere-se a monitoração contínua do atendimento a esta condição, somente se reduzindo significativamente a obrigação de cobertura contratual do consumo quando ela for verificada.

Este mesmo monitoramento da capacidade de formação de expectativas razoáveis e projeções de preços que subsidiem o financiamento deve ser feito como condição para determinar as condições dos contratos de lastro e energia oferecidos em leilões centralizados – por exemplo, os prazos de tais contratos.

Conforme já apontado, a EPE entende que as diretivas atualmente contidas no texto propositivo da NT nº 5/2017/AEREG/SE permitem a implantação dos mecanismos descritos nesta seção, não sendo necessário sua revisão.

6. AMPLIAÇÃO DO MERCADO LIVRE

Foram numerosas as contribuições recebidas na CP nº 33/2017 sobre a ampliação do mercado livre. As seções seguintes tratam dos principais tópicos abordados nestas contribuições que guardam relação direta com a função planejamento da expansão do sistema elétrico.

A. Cronograma de redução do limite para acesso ao mercado livre

As contribuições que versaram sobre o cronograma de redução do limite para o acesso de consumidores ao mercado livre tiveram teor bastante diverso: houve observações em prol da aceleração,

	Processamento de contribuições à Consulta Pública nº 33/2017 e recomendações de alterações para a elaboração de instrumento legal	04/12/2017
		Nota Técnica EPE-PR-003/2017

desaceleração ou manutenção da velocidade do cronograma originalmente especificado na NT nº 5/2017/AEREG/SE.

Antes de apresentar o posicionamento da EPE quanto a estas contribuições, é importante expor ao leitor os motivos pelos quais a EPE percebe a ampliação do mercado livre como elemento vantajoso para a expansão do Sistema Elétrico Brasileiro, com enfoque em temas relevantes para a função planejamento:

- (i) A ampliação do número de consumidores que tomam suas próprias decisões quanto à aquisição de energia facilita a *revelação de preferências de consumidores*.

Entre os diversos mecanismos através dos quais esta informação pode ser revelada, estão: (a) oferecimento de *contratos de nicho* por comercializadores a consumidores, por exemplo aqueles baseados em contratação de energia não-poluente ou geração local (distribuída), que permitam a revelação de preferências de consumidores quanto a estes produtos de nicho; e (b) oferecimento de contratos com diferentes estruturas de cobrança e exposição a risco de mercado, que permitam revelar a diversidade de perfis de aversão a risco de mercado na aquisição de energia.

A informação quanto às preferências de consumidores revelada através destes produtos, além de outros que podem surgir da inovação em resposta à competição pela provisão da atividade de comercialização da energia, é um dos vetores¹¹ que afeta a própria expansão do setor elétrico. Por exemplo, a alternativa de aquisição de contratos de nicho implica a possibilidade de participação do consumidor na determinação até mesmo da composição tecnológica (tecnologias não-poluentes, geração local) desta expansão através das suas opções de contratação, que impactarão na demanda por projetos de geração cuja energia os comercializadores terão de contratar para subjazer aos contratos de nicho.

- (ii) A ampliação do mercado livre tem o potencial de permitir o *aumento da liquidez do mercado de contratos e instrumentos financeiros para gestão de risco de mercado*.

Com o aumento do número de transações no mercado livre, o mercado de contratos de energia torna-se mais líquido. As vantagens potenciais deste aumento de liquidez incluem a facilitação da obtenção de referências mais críveis para preços futuros, e a redução de *prêmios de liquidez* embutidos em custos de capital de agentes vendedores (incluindo projetos de geração) que se orientem ao mercado livre, dentre outros. Com o tempo, o aumento do número de transações no mercado também pode facilitar a ampliação do rol de instrumentos financeiros para a gestão de riscos (e.g., derivativos) e a participação de agentes financeiros neste mercado.

Dentre estes benefícios potenciais, são particularmente relevantes para a expansão do sistema a facilitação de obtenção de referências mais críveis para preços futuros oriundas do mercado, que podem representar informação relevante para a própria tomada de decisão do planejamento.

Além das vantagens acima mencionadas, cabe ressaltar que a ampliação do mercado livre pode facilitar o surgimento de novos tipos de agentes, tais como *agregadores de recursos energéticos distribuídos, facilitadores de resposta da demanda para consumidores de menor porte, ou outros tipos de prestadores de serviço*, uma vez que: (i) os canais e a infraestrutura de comunicação e relacionamento comercial desenvolvida para prover a comercialização aos novos consumidores livres guarda sinergias com os novos tipos de serviços listados acima, sendo esta sinergia um fator facilitador para o surgimento dos novos agentes; e (ii) a competição pela provisão do serviço de comercialização a consumidores finais

¹¹ Naturalmente, outro vetor importante para a expansão é a gestão da garantia de segurança de suprimento, viabilizada através do processo centralizado de determinação de demanda e contratação do lastro. Outros também existem.

	Processamento de contribuições à Consulta Pública nº 33/2017 e recomendações de alterações para a elaboração de instrumento legal	04/12/2017
		Nota Técnica EPE-PR-003/2017

pode levar à busca do oferecimento de *pacotes de serviços*, que incluam nos novos serviços mencionados acima em adição ao serviço de comercialização, como diferencial competitivo. A EPE vê o surgimento destes novos tipos de agentes prestadores de serviço como um possível vetor de criação de valor – não apenas para os consumidores que contratarem estes serviços, mas também para o sistema como um todo, já que a resposta da demanda e os recursos distribuídos trazem benefícios potenciais à segurança e economicidade de suprimento, principalmente quando sua agregação permite a visibilidade e algum nível de controle dos recursos físicos face às demandas sistêmicas.

Por todos os mecanismos acima indicados, a ampliação do mercado livre traz valor ao sistema elétrico, inclusive para a função planejamento da expansão.

Mas, mais que isso, entende-se que tanto a evolução tecnológica (por exemplo, em tecnologias de medição e comunicação) como o desejo de consumidores de participar mais ativamente da tomada de decisão no setor vêm ao encontro da aceleração da redução dos limites de acesso ao mercado livre. De fato, a evolução tecnológica e o desejo de participação são fatores que se impõe ao setor. Acomodá-los de forma ordenada e planejada, com a previsão legal da redução de limites de acesso ao mercado livre e a determinação de condições ordenadas para tal (como a gestão dos custos de migração ao mercado livre, abordada na seção 6.B), permitirá uma adaptação do setor a esta realidade externa sem prejuízos à segurança, economicidade e sustentabilidade do suprimento de energia elétrica.

Estes são alguns dos principais motivos pelos quais a EPE entende ser vantajoso acelerar o cronograma de redução dos limites para o acesso de consumidores ao mercado livre, em relação a *algumas das datas* originalmente especificadas na NT nº 5/2017/AEREG/SE.

A referência ao adiantamento de *algumas* das datas do cronograma (com ênfase no adjetivo *algumas*) é proposital. A EPE enfatiza que o marco de redução do limite de acesso ao mercado livre a 1 MW não deve ser adiantado, já que alcançar este limite de 1 MW resulta em potencial de migração significativo de carga ao mercado livre e, conforme indicado na seção 2.C, esta migração significativa só deve ser possibilitada após a implantação de ações que facilitem o financiamento da expansão do parque gerador pelo Ambiente de Contratação Livre – particularmente, a separação de lastro e energia. Dado que o desenho destas ações requer algum tempo, recomenda-se que a data de redução do limite de acesso ao mercado livre a 1 MW não seja adiantada, permanecendo em 2021. Por motivo análogo, recomenda-se prudência na determinação da data do marco subsequente, de redução do limite a 500 kW.

Tendo em vista o que foi exposto até aqui, apresenta-se na Tabela 2 uma sugestão de referência para o cronograma revisado de redução de limites de acesso ao mercado livre.

	Processamento de contribuições à Consulta Pública nº 33/2017 e recomendações de alterações para a elaboração de instrumento legal	04/12/2017
		Nota Técnica EPE-PR-003/2017

Tabela 2: Sugestão de referência para cronograma de redução de limites de acesso ao mercado livre

Marco	Início da vigência do instrumento legal	2020	2021	2022	2024	2026
Evento	Retirado requisito de tensão para consumidores com carga superior a 3 MW	Redução do limite a 2 MW	Redução do limite a 1 MW	Redução do limite a 500 kW	Redução do limite a 300 kW	Sem requisito mínimo de carga para consumidores atendidos em tensão igual ou superior a 2,3 kV

O cronograma da Tabela 2 é mais célere que aquele originalmente indicado na NT nº 5/2017/AEREG/SE quanto aos eventos e datas das duas últimas colunas.

Na Tabela 2, a ampliação do acesso optativo ao mercado livre é restrita aos consumidores atendidos em tensão igual ou superior a 2,3 kV devido à constatação, suportada por contribuições à CP nº 33/2017, de que uma ampliação a consumidores de menor porte e supridos em nível de tensão inferior poderá requerer medidas adicionais para sua efetivação – como a determinação de diretrizes e regras para a implantação de medição avançada, ações de conscientização de consumidores e, o que é muito importante, a separação das atividades de provisão de serviços de disponibilização e gestão da rede de distribuição e de comercialização de energia a consumidores regulados (separação de “fio” e “energia” na distribuição).

Desta forma, recomenda-se que seja incluída no instrumento legal final uma diretriz para que seja elaborado um plano para permitir o acesso ao mercado livre a consumidores atendidos em tensão inferior a 2,3 kV após o marco de 2026 – mas que este plano seja publicado com suficiente antecedência e que trate, no mínimo, dos fatores mencionados no parágrafo anterior.

Cabe ressaltar que a EPE percebe outras motivações para a separação de “fio” e “energia”, além da ampliação do mercado livre. Esta separação também é importante para preservar uma estrutura de incentivos correta às distribuidoras e manter a possibilidade de atração de capital para atividade, em um contexto¹² em que recursos energéticos distribuídos implantados pelo consumidor final (notadamente, geração distribuída e, no futuro, armazenamento distribuído) se tornam cada vez mais comuns e alteram padrões de importação de energia do sistema.

B. Gestão da sobrecontratação das distribuidoras e alocação de custos da migração

O tema de gestão da sobrecontratação das distribuidoras face à ampliação do mercado livre também recebeu número significativo de contribuições. Estas tiveram teores bastantes distintos: houve aquelas que apontaram que a abertura do mercado deveria ocorrer na medida da flexibilidade das distribuidoras; outras criticaram a criação de encargo para a alocação dos custos de sobrecontratação oriundos da migração ao mercado livre a todos os consumidores; e outra classe defendeu que a alocação do encargo

¹² De fato, neste contexto são importantes também outras classes de medidas, como algumas das diretrizes para fixação de tarifas originalmente incluídas na NT nº 5/2017/AEREG/SE, incluindo, mas não se limitando a, a introdução de tarifas binômias e com granularidade temporal e locacional para fornecer os sinais econômicos corretos aos agentes (geradores e consumidores). A EPE reconhece, no entanto, que a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) detém a competência sobre estes temas, podendo conduzir e implementar estas ações.

	Processamento de contribuições à Consulta Pública nº 33/2017 e recomendações de alterações para a elaboração de instrumento legal	04/12/2017
		Nota Técnica EPE-PR-003/2017

para a alocação destes custos deve considerar a contratação já realizada, com regra de abatimento, especialmente para quem tem contratos no ACL a longo prazo.

A EPE recomenda manter dispositivo que aloque os custos de sobrecontratação involuntária de energia, resultante da migração de consumidores possibilitada pela redução dos limites de abertura do mercado livre, a todos os consumidores, mediante encargo na proporção do consumo de energia. Todavia, faz-se a ressalva de que esse encargo só deve absorver custos que vão além dos limites de repasse tarifário da sobrecontratação previstos em decreto.

A EPE sugere também introduzir a possibilidade de as distribuidoras trocarem contratos bilateralmente como mais uma ferramenta capaz de mitigar a sobrecontratação, mediante seus melhores esforços. Tal negociação bilateral poderia ocorrer dentro de um calendário pré-estabelecido pela ANEEL, para que se organizem os cálculos tarifários. A troca seria limitada a CCEARs, que são contratos resultantes de leilões regulados. As distribuidoras teriam incentivo para utilizar esse mecanismo principalmente dentro do mesmo grupo, como forma de gestão flexível de portfólio, mas eventualmente é possível que se encontrem arranjos vantajosos com terceiros. Esse mecanismo potencializa as trocas além do MCSD. Essa proposta está em linha com diversas contribuições que pedem maior flexibilidade para as distribuidoras responderem à ampliação do mercado livre.

Sugere-se também a manutenção do carregamento do encargo “Conta-ACR” para aqueles consumidores que efetuarem a migração para o mercado livre.

C. Representação de consumidores varejistas

A EPE mantém sua posição de que a representação de consumidores na CCEE é fundamental para definir a fronteira entre atacado e varejo, com impactos relevantes em financiabilidade e, portanto, expansão. Foram observadas contribuições para ampliar ou reduzir a fronteira entre atacado e varejo e contribuições para restringir e não restringir representação aos comercializadores.

Tendo isso em vista, a EPE sugere manter a necessidade de representação na CCEE, por meio de agente que atenda requisitos mínimos definidos pela ANEEL, para consumidores abaixo de 1000 kW, que seriam denominados consumidores varejistas. Qualquer agente da CCEE pode representar esses consumidores, desde que atenda aos requisitos mínimos definidos pela ANEEL. Entre esses requisitos deveria estar a exigência de um coeficiente de capital compatível com o volume transacionado, para redução do risco financeiro sistêmico – a exemplo do que ocorre no mercado financeiro.

Sugere-se também a divulgação de um preço de referência para um produto padrão, para formar referência para negociação da energia nesse ambiente, favorecendo a escolha dos consumidores.

7. OUTROS ITENS

A. Padrão preferencial de alocação de riscos de decisões de despacho na contratação regulada

A EPE mantém sua posição de que a modalidade *preferencial* de contratação regulada deve ser aquela em que o risco das decisões de despacho é alocado aos agentes vendedores, com Contratos de Quantidade.

Dentre as principais vantagens da alocação do risco das decisões de despacho ao vendedor, estão:

	Processamento de contribuições à Consulta Pública nº 33/2017 e recomendações de alterações para a elaboração de instrumento legal	04/12/2017
		Nota Técnica EPE-PR-003/2017

- (i) Aliada à maior homogeneização das regras de liquidação de contratos (por exemplo, prazos dos períodos de liquidação), a alocação do risco de quantidade ao vendedor serve como mecanismo para alinhar interesses individuais e sistêmicos. Isto se reflete até mesmo na escolha de projetos prioritários para empreendedores e, portanto, na expansão do setor.

Os empreendedores, ao selecionar os projetos que buscarão desenvolver, têm maiores incentivos para priorizar aqueles que resultem em melhor desempenho para o sistema. Isto contribui para que a competição de projetos em leilões de energia leve à economicidade e segurança de suprimento.

Por exemplo, os empreendedores podem ter maiores incentivos para buscar *portfolios* de projetos, diversificando o destino de seus investimentos (em termos de tecnologias), para administrarem os riscos das decisões de despacho. Esta diversificação do destino de investimento traz vantagens para o sistema, incluindo a redução de barreiras para acesso a capital para determinadas tecnologias – os melhores projetos, independente da tecnologia, passam a ser aqueles com maior capacidade de atrair capital para sua viabilização.

- (ii) A precificação de riscos por empreendedores, sob este padrão prioritário de alocação de riscos de decisão de despacho e sob regras de contabilização homogeneizadas, se reflete em diferenciais entre os preços ofertados por projetos, em leilões de energia nova, que se aproxima mais dos reais benefícios de benefício para o sistema.

Esta informação é relevante para a função planejamento da expansão e até mesmo para guiar as decisões de investimento de agentes. Além disso, ela facilita a consolidação do papel da competição direta entre tecnologias como forma de determinar a composição ótima da expansão, num arcabouço de leilões com seleção de vencedores pelo mínimo preço ofertado (com a possibilidade de reduzir a intervenção direta de instituições governamentais na segmentação da demanda de leilões por tecnologia).

- (iii) Além disso, os Contratos de Quantidade trazem, em muitas ocasiões, incentivos mais fortes à eficiência de decisões de curto prazo dos agentes (por exemplo, quanto à programação de ações de manutenção preventiva, uma vez que investimentos já tiverem sido realizados e os ativos já estejam operacionais). Isto traz benefícios à operação do sistema.

É importante enfatizar, entretanto, que o apontamento de uma modalidade de alocação de risco como *preferencial* não significa a *proibição* de outras modalidades. Desta forma, o dispositivo que aponta a modalidade de Contratos de Quantidade como preferencial *não deve proibir*, de maneira alguma, a existência de Contratos de Disponibilidade.

De fato, há situações em que, devido à diferença entre os perfis de aversão de agentes de geração e de consumidores a riscos de mercado, a alocação total ou parcial destes riscos ao comprador representa a melhor alternativa de alocação de risco. Por exemplo, isto pode ocorrer quando o prêmio de risco que o agente de geração incorporaria em suas ofertas de preço, para gerenciar o risco de decisões de despacho, seria elevado o suficiente para fazer com que o consumidor prefira absorver o risco do despacho, mesmo que isto resulte em abrir mão das vantagens (i) a (iii) listadas acima. Nestes casos, há justificativa para a alocação de riscos de decisões de despacho ao consumidor.

A EPE entende que a redação do dispositivo em questão é suficientemente clara para indicar que: (i) *prefere-se* a alocação de risco de decisões de despacho ao vendedor; (ii) mas a alocação total *ou parcial* deste risco ao comprador não é proibida, *podendo ser utilizada quando haja justificativas* para tal.

	Processamento de contribuições à Consulta Pública nº 33/2017 e recomendações de alterações para a elaboração de instrumento legal	04/12/2017
		Nota Técnica EPE-PR-003/2017

B. Possibilidade de rescisão de contratos, quando vantajoso para economicidade, segurança e sustentabilidade do suprimento, e quando desejado pelo vendedor

Merece atenção o item do texto original da NT nº 5/2017/AEREG/SE que possibilitava a rescisão de contratos. Mais especificamente, o texto original desta NT possibilitava que vendedores com Contrato de Disponibilidade e com custo variável unitário de operação superior ao preço máximo do mercado de curto prazo pudessem requerer à Aneel a rescisão de CCEAR. Tal requerimento seria analisado e, dentre as informações relevantes para aceitá-lo ou negá-lo, estaria a indicação de volume máximo possível de desconstratação por submercado ou área definida por restrição de transmissão.

A EPE entende que há vantagens em se possibilitar, através de lei, que centrais de geração busquem a rescisão de contratos existentes – desde que a rescisão somente seja efetivada caso se verifique que isto traz benefícios para a economicidade, segurança e sustentabilidade do suprimento. O dispositivo exato a ser introduzido para tal pode, no entanto, contar com aprimoramentos em relação àquele originalmente proposto na NT nº 5/2017/AEREG/SE. Estes aprimoramentos são descritos mais adiante nesta seção.

Antes de proceder aos aprimoramentos recomendados, cabe revisar os requisitos conceituais para se possibilitar a rescisão de CCEAR através de mecanismo estruturado previsto em lei:

(i) Verificação da atratividade da desconstratação para o vendedor:

A desconstratação deve ser efetivada apenas se o vendedor a julgar atrativa e manifestar-se em seu favor. Isto é necessário para preservar o respeito a direitos contratuais, como condição para atrair capital à atividade de geração.

(ii) Verificação de benefícios líquidos para o sistema:

Devido à evolução temporal de variáveis relevantes para o setor elétrico, tais como preços de equipamentos de geração ou de combustíveis, pode ser vantajoso para compradores encerrar contratos de compra de energia de plantas de geração existentes e adquirir novos contratos.

Naturalmente, não se deve avaliar benefícios da eventual desconstratação apenas do ponto de vista das relações contratuais e comerciais (incluindo quaisquer custos da rescisão para compradores), mas também dos seus impactos físico-econômicos amplos sobre o sistema. Por exemplo, embora a desconstratação não necessariamente implique o descomissionamento da planta que subjaz o contrato, em diversas ocasiões o descomissionamento será decisão subsequente do gerador, e há que se avaliar os impactos da retirada de operação desta planta sobre a economicidade, segurança e sustentabilidade do suprimento.

Somente no caso em que são positivos os efeitos da desconstratação e dos eventos subsequentes, que podem incluir o descomissionamento, é que a desconstratação deve ser facultada. Em particular, caso haja mais de um projeto que deseje se desconstratar, devem ser avaliadas eventuais interações entre projetos e determinar restrições para a desconstratação total, de forma a que esta resulte em benefícios líquidos para o sistema (técnicos, econômicos e socioambientais).

A menção a benefícios ambientais merece comentários. Dentre os benefícios alcançáveis através da rescisão de contratos nos termos aqui apresentados está a redução de emissões de poluentes do parque gerador. Isto poderá ocorrer, por exemplo, se centrais térmicas a combustíveis fósseis com elevados fatores de emissão se interessem por participar do mecanismo.

	Processamento de contribuições à Consulta Pública nº 33/2017 e recomendações de alterações para a elaboração de instrumento legal	04/12/2017
		Nota Técnica EPE-PR-003/2017

Tendo exposto isto, cabe discutir a restrição da possibilidade de rescisão, que consta do texto original da NT nº 5/2017/AEREG/SE, apenas a geradores com CCEAR por Disponibilidade e que possuem custo variável unitário de operação acima do preço máximo de mercado de curto prazo. O leitor notará que o texto anterior menciona apenas *benefícios líquidos* para o sistema, sem particularizar a tecnologia de geração, a modalidade de contrato ou os custos variáveis unitários para os quais podem ser verificados. Há motivos para isso:

- Pode haver benefícios líquidos para os consumidores em rescindir contratos independentemente de sua modalidade ou do custo variável unitário neles especificados. Por exemplo, a rescisão de um Contrato de Disponibilidade com uma componente de Receita Fixa muito elevada mesmo se o custo variável de operação for baixo. Também pode ser vantajosa a rescisão de um Contrato de Quantidade com preço de venda muito elevado.
- Por outro lado, um Contrato de Disponibilidade com custo variável unitário superior ao preço máximo do mercado de curto prazo não deve necessariamente ser rescindido. Por exemplo, considere a situação em que a este contrato está associada uma Receita Fixa bastante baixa, e em que o ativo físico de geração que subjaz o contrato é despachado muito infreqüentemente. Esta característica – custos fixos baixos, a despeito de custos variáveis altos – não é necessariamente indesejada para ativos com baixo fator de despacho, podendo ser atrativa a manutenção deste ativo no sistema como solução técnico-econômica ótima.

Estas considerações indicam que a restrição da possibilidade de rescisão contratual apenas a ativos com Contratos de Disponibilidade e com custo variável unitário superior ao preço máximo do mercado de curto prazo, que está contida no texto original da NT nº 5/2017/AEREG/SE, não se justifica do ponto de vista de fatores técnico-econômicos relacionados *estritamente* à expansão e operação do sistema elétrico. Este ponto foi também assinalado em diversas contribuições recebidas no âmbito da CP Nº 33.

No entanto, a EPE entende que o objetivo de incluir esta restrição no texto original da NT nº 5/2017/AEREG/SE foi evitar que um grande número de geradores pudesse optar pelo mecanismo novo, o que requereria grande emprego de recursos pela ANEEL para receber os requerimentos e a levar a cabo a análise de cada um deles, para subsidiar a decisão de autorizar ou não a rescisão do contrato. Objetivava-se, segundo este entendimento, evitar uma sobrecarga da instituição responsável pela análise e decisão relativa ao requerimento, dada a incerteza sobre o número de geradores que eventualmente adeririam ao mecanismo. A EPE entende que, em face destas considerações, esta restrição poderia ser adequada caso fosse mantido o *procedimento* indicado na NT nº 5/2017/AEREG/SE para a desconstrução. No entanto, como se verá a seguir, a EPE entende que o próprio procedimento para possibilitar a rescisão de contratos pode ser objeto de aprimoramentos. Em se acatando as sugestões seguintes quanto a aprimoramentos ao procedimento, seria possível remover a restrição, originalmente constante da NT nº 5/2017/AEREG/SE, da possibilidade de rescisão contratual apenas a ativos com Contratos de Disponibilidade com custo variável unitário superior ao preço máximo do mercado de curto prazo.

Dito isto, são recomendados a seguir aprimoramentos ao procedimento proposto para tornar possível a rescisão de contratos. Basicamente, propõe-se que o procedimento a ser empregado seja iniciado por instituição setorial, através da abertura *periódica* de processo competitivo estruturado para possibilitar a desconstrução. A motivação para estas recomendações é apresentada a seguir:

- (i) Processo periódico iniciado por instituições setoriais:

	Processamento de contribuições à Consulta Pública nº 33/2017 e recomendações de alterações para a elaboração de instrumento legal	04/12/2017
		Nota Técnica EPE-PR-003/2017

O processo originalmente especificado na NT nº 5/2017/AEREG/SE é *iniciado pelo agente vendedor* que deseja se descontratar, através de apresentação de requerimento ao regulador *a qualquer tempo*. O regulador responde a este requerimento anuindo ou não ao pedido de rescisão do contrato, após avaliada a sua atratividade para os consumidores e para o sistema, do ponto de vista de economicidade, segurança e sustentabilidade.

A EPE sugere que o processo para possibilitar a rescisão seja *iniciado por instituições setoriais*, através da abertura *periódica* de processo estruturado para descontração.

Isto traria as seguintes vantagens:

- (a) Permite concentrar as análises de viabilidade e atratividade econômica de descontração em um único período de tempo, facilitando considerar interações cruzadas entre projetos ao avaliar benefícios da (des)contratação para o sistema.
- (b) Evita pressões para desenhar regras para tratar requerimentos de descontração com base na ordem temporal em que estes foram protocolados, sendo que tais regras poderiam levar a resultados sub-ótimos quanto à seleção de projetos para a descontração.

(ii) Processo com seleção de agentes a descontratar com base em competição:

O processo originalmente especificado na NT nº 5/2017/AEREG/SE consiste em *procedimento administrativo*, em que o regulador responde a requerimento apresentado pelo agente vendedor que deseja se descontratar, anuindo ou não ao pedido de rescisão do contrato, após avaliada a atratividade deste pedido para os consumidores e para o sistema, quanto à economicidade, segurança e sustentabilidade.

A EPE sugere que o processo para possibilitação da rescisão seja feita através de *processo competitivo estruturado* para seleção dos projetos a descontratar – por exemplo, com formato de leilão.

O uso de processo competitivo estruturado traz as seguintes vantagens:

- (a) Isso permite garantir que poderão participar da competição apenas aqueles projetos cuja descontração traz benefícios líquidos para os consumidores e para o sistema, através da determinação de requisitos de elegibilidade e habilitação de projetos à competição.
- (b) Isto também permite assegurar que, caso a demanda por descontração por parte dos projetos for superior à máxima disposição do sistema a descontratar de forma a garantir benefícios líquidos, sejam selecionados ao final da competição aqueles projetos cuja descontração é mais vantajosa para o sistema.
- (c) O uso de processo competitivo estruturado facilita o desenho e emprego de regras transparentes, padronizadas e com ampla divulgação para a determinação da elegibilidade de projetos e para a seleção dos projetos a descontratar, em ambiente de competição. Com isto, espera-se reduzir o risco de judicialização do processo por parte de agentes que eventualmente não consigam se descontratar.
- (d) Há elevada probabilidade de que, ao introduzir regras padronizadas para a determinação de elegibilidade e para a seleção de projetos a descontratar, e ao concentrar estas tarefas no período de tempo adjacente à ocorrência do leilão (e não a qualquer momento em que um agente apresente um requerimento de rescisão), possa ser reduzida a carga de trabalho da

	Processamento de contribuições à Consulta Pública nº 33/2017 e recomendações de alterações para a elaboração de instrumento legal	04/12/2017
		Nota Técnica EPE-PR-003/2017

instituição responsável pelo processo de rescisão. Isto permite remover a restrição, que consta do texto original da NT nº 5/2017/AEREG/SE, da possibilidade de rescisão contratual apenas a ativos com Contratos de Disponibilidade com custo variável unitário superior ao preço máximo do mercado de curto prazo.

Tendo tudo isto em vista, a EPE recomenda aprimorar o processo através do qual é possibilitada a rescisão dos contratos. Recomenda-se que alguma instituição setorial realize periodicamente processo competitivo estruturado para desconstratação. Caso esta recomendação seja acatada, recomenda-se também remover a restrição da possibilidade de rescisão contratual apenas a ativos com Contratos de Disponibilidade com custo variável unitário superior ao preço máximo do mercado de curto prazo – ou seja, todas as classes de ativos poderiam participar do processo competitivo supracitado.

Elaboração:

Luiz Augusto Nóbrega Barroso

Presidente da EPE

Rafael de Sá Ferreira

Assessor da Presidência da EPE