



Niterói, 25 de outubro de 2019

## Contribuição da Enel Brasil à CP MME 83/2019 sobre Lastro e Energia

A Enel Brasil vem apresentar sua contribuição à CP MME 83/2019 sobre Lastro e Energia, tema amplamente discutido no âmbito do GT Modernização do Setor Elétrico Brasileiro, criado pelo Ministério de Minas e Energia. O tema contempla a necessidade de ajustes à forma de contratação de energia (e lastro), em especial para a expansão do sistema elétrico brasileiro, a fim de garantir sua confiabilidade, deixando explícito e transparente os serviços prestados pelas geradoras e a alocando com equidade os custos destes serviços entre os agentes.

Inicialmente, aproveita-se a oportunidade para parabenizar o Ministério de Minas e Energia, junto às demais instituições envolvidas no GT de Modernização, pelo contínuo esforço na busca por aprimoramentos na legislação do setor e por valorizar a transparência na condução dos debates, ao abrirem o diálogo com empresas, associações, consumidores e instituições em geral, sobre temas de tamanha relevância, como os que vêm sendo tratados nesse Grupo de Trabalho.

### Introdução

No desenho atual do mercado elétrico brasileiro, a expansão do parque gerador está essencialmente baseada nos leilões centralizados de energia nova para atendimento da demanda do ambiente regulado (ACR)<sup>1</sup>, sendo passível de venda no ambiente livre (ACL), a parcela remanescente da energia não comercializada nestes leilões. Nestes Leilões, na busca pela garantia do atendimento aos critérios de suprimento e confiabilidade do sistema, o MME adota uma série de medidas para estimular a maior participação de fontes que contribuam para o atendimento às necessidades identificadas do sistema, ainda que, eventualmente, isso implique em uma elevação dos custos de contratação.

Exemplo disso são os contratos com termelétricas celebrados pelas distribuidoras ao longo da última década que, inegavelmente, contribuíram, ainda que com custos elevados, para aumentar a segurança e confiabilidade do sistema. Ressalta-se que estes custos de operação e manutenção são, atualmente, arcados exclusivamente pelo ACR<sup>2</sup>. Neste sentido, é oportuno

---

<sup>1</sup> Recentemente tem-se observado a implantação de novos projetos voltados exclusivamente para a venda de energia no mercado livre. Estes projetos se viabilizam, em grande medida, em função dos subsídios dados as fontes renováveis.

<sup>2</sup> O leilão de A-6 de 2019 deixa evidente este fato, onde o preço médio das fontes solar e eólica vencedoras foi de 84 R\$/MWh e 99 R\$/MWh, respectivamente, enquanto o preço médio da fonte hidráulica e térmica foi de 206 R\$/MWh e 189 R\$/MWh, respectivamente. A parcela de demanda a ser atendida por cada fonte é definida pelo MME com base em outros critérios além do econômico.

destacar que a confiabilidade é um bem coletivo e, como tal, deve ter seus custos associados compartilhados por todos os seus beneficiários, ou seja, por consumidores livres e regulados.

É salutar, portanto, a abertura desta Consulta Pública com o intuito de receber contribuições dos agentes e da sociedade quanto à criação de mecanismos que garantam a expansão segura do sistema, ao mesmo tempo que possibilitem a correta alocação dos custos de confiabilidade entre todos os beneficiados. Entende-se que a manutenção dos atuais mecanismos, dentro de um contexto de aumento da participação do ACL, poderia:

- 1) Intensificar as distorções na alocação dos custos de confiabilidade, hoje em sua maioria alocados exclusivamente aos contratos regulados; e
- 2) Inviabilizar a contratação dos serviços de geração necessários para garantia de suprimento em função da redução da fatia de mercado do ACR, tendo em vista a contínua redução da participação do ACR no mercado.

Dessa forma, a Enel parte do diagnóstico apresentado no Relatório de apoio ao Workshop de Lastro e Energia para propor alternativas de solução, de forma a promover a expansão do sistema atendendo seus requisitos necessários, garantindo a confiabilidade, assegurando a financiabilidade dos projetos e corrigindo a distorção atual na alocação de custos.

### **Premissas gerais para definição do modelo de contratação**

A seguir apresentamos as premissas gerais que, na opinião da Enel, devem nortear as mudanças no arcabouço regulatório do setor elétrico, no que diz respeito à evolução sustentável do mercado de energia elétrica brasileiro, considerando os diversos temas tratados no GT modernização:

- **Correta sinalização de preços da energia:**

Aperfeiçoamento do mercado elementar de energia elétrica (“energy-only”) com a implantação do preço horário, de forma a incentivar via preço o fornecimento de energia nos horários mais críticos;

- **Correta remuneração aos serviços prestados e fomento à inovação:**

Aprimoramento da regulamentação dos Serviços Ancilares, de forma a assegurar a correta remuneração das diversas fontes de energia pelos serviços prestados ao sistema, além de avançar na regulamentação de outros temas, como resposta da demanda, sistemas de armazenamento, usinas híbridas, entre outros, que já estão na agenda regulatória para discussão no setor;

- **Adequabilidade de suprimento:**

Necessidade de adequação do modelo de contratação, para garantia da segurança do suprimento e confiabilidade do sistema, assegurando a correta alocação dos custos entre os diversos agentes do setor;

- **Estabilidade regulatória:**

Respeito aos contratos legados e segurança jurídico-regulatória;

- **Abertura do mercado livre:**

Valorização da liberdade de negociação, garantindo a coordenada expansão do mercado livre em consonância à correta alocação de custos de contratação de energia;

- **Isonomia entre fontes e neutralidade tecnológica:**

Busca pela isonomia tecnológica, de forma a assegurar a plena competição entre as diversas fontes de energia, devendo os vendedores garantirem a entrega nas condições estabelecidas no Edital, **promovendo as inovações tecnológicas de forma eficiente;**

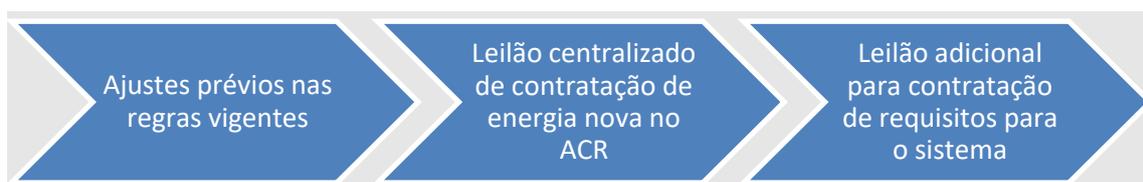
- **Custo de contratação e confiabilidade:**

Atenção ao risco de aumento do custo global da contratação de energia e atendimento aos requisitos de confiabilidade.

## Visão Geral da proposta Enel para adequação do Modelo de Contratação da expansão.

Tendo em vista as premissas supramencionadas e os modelos apresentados no Workshop de Lastro e Energia, a ENEL apresenta sua proposta de aprimoramento ao modelo de contratação e expansão da geração de forma a garantir a segurança e confiabilidade do sistema, mantendo a financiabilidade dos projetos, convergindo, em grande medida, com as propostas apresentadas pela EPE no Sumário Executivo – Lastro e Energia. No entanto, a proposta da Enel não resulta em ruptura ao modelo atual de contratação de expansão brasileiro, sendo uma alternativa à necessidade de separação de lastro e energia de forma centralizada para todas as fontes.

*Figura 1 - Esquema geral das etapas da proposta Enel para o redesenho do modelo de expansão da geração*

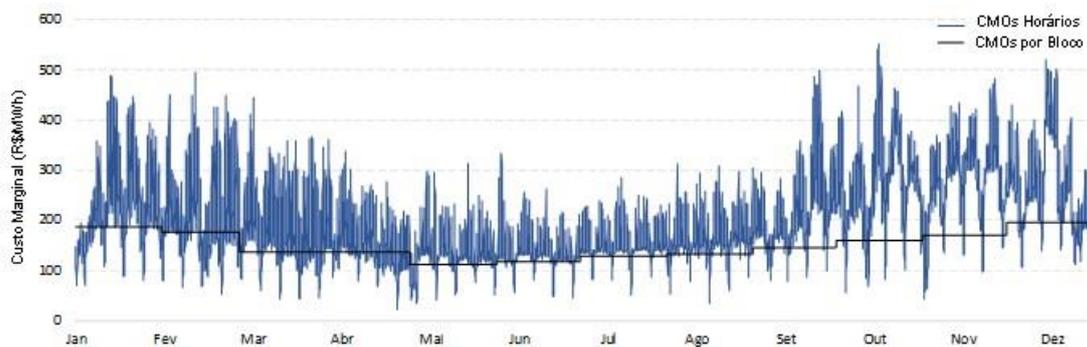


## 1) Ajustes prévios nas regras vigentes

Antes de implementar alterações no modelo de contratação de energia e expansão da geração, é imprescindível a realização de alguns ajustes e aprimoramentos nas regras de mercado vigentes, com o intuito de dar sinalização econômica adequada, dentre as quais citamos:

- a. **Implantação do Preço Horário** como aprimoramento imprescindível e pilar fundamental que estimule a implementação de soluções de mercado a partir de sinalização correta de preço. O Gráfico a seguir simula a diferença entre o preço horário e por patamar num cenário futuro, indicando diferenças significativas.

Figura 2 - Impacto da evolução do mix nos custos marginais horários do sistema<sup>3</sup>



- b. **Regulamentação de temas que viabilizem a sinalização adequada para implantação de novas tecnologias** que podem entregar a energia nos períodos de preços mais elevados (vale registrar que muitos temas já estão na pauta da agenda regulatória da Aneel):
  - i. **Adequações regulatórias para inserção de sistemas de armazenamento**, incluindo usinas reversíveis, no Sistema Interligado Nacional (item 52 da NT GDG- 13/2019–GDG-SGT-SPE-SRD-SRG-SRM-SRT/ANEEL);
  - ii. **Análise do projeto piloto sobre resposta da demanda** (Agenda Regulatória da Aneel 2019/2020);
  - iii. **Adequações regulatórias para viabilização de usinas híbridas** (Agenda Regulatória da Aneel 2019/2020).

<sup>3</sup> Fonte: Relatório: Contribuição para a Modernização do Setor Elétrico Brasileiro, elaborado pela PSR para a Enel

- c. **Regulamentação dos custos de rampa de acionamento e desligamento de usinas termelétricas** de forma a incentivar o aumento da flexibilidade operativa dessas usinas para atendimento a picos de demanda, permitindo uma melhor adequação dos cronogramas de manutenção das unidades geradoras.
- d. **Revisão/aprimoramento da Resolução Normativa nº 697/2015**, que regulamenta a **prestação e remuneração de serviços ancilares no SIN**, incluindo sobretudo o “constrained off” de usinas hidrelétricas e sua função de reserva de sazonalização e modulação do sistema (item 22 da agenda regulatória).
- e. **Revisão/aprimoramento dos mecanismos de contratação e gestão de energia das distribuidoras e do Supridor de Última Instância**, dando maior flexibilidade para a descontratação de energia por parte das distribuidoras, frente as variações de mercado e migração de clientes para o ACL.
- f. Definição prévia de métricas claras e robustas para aferição dos requisitos do sistema necessários à adequação do suprimento para garantir a expansão sustentável, minimizando a sobrecontratação dos recursos e considerando a evolução do perfil de consumo, o crescimento populacional, a eficiência energética, a resposta da demanda e a evolução da micro e mini geração distribuída.

## **2) Proposta de Leilão centralizado de expansão de energia, com perfil de sazonalização e modulação pré-definidos.**

Os atuais leilões de expansão do ACR foram exitosos em garantir a expansão do sistema nos últimos 10 anos, agregando mais de 60 GW<sup>4</sup> de capacidade instalada com diversificação da matriz energética. Desta forma, a Enel entende ser interessante manter sua essência, trazendo, no entanto, alguns aprimoramentos.

Neste sentido, a ENEL propõe que sejam realizados leilões de energia com a realocação do risco de sazonalização e modulação aos geradores, independentemente da fonte. As distribuidoras (ou, futuramente, o Supridor Regulado ou de Última Instância), seguem informando apenas as demandas anuais de energia. Com base nas demandas anuais, o planejador centralizado irá calcular a curva de carga líquida (abatida dos demais contratos) demandada no leilão, para atendimento ao perfil de consumo agregado de todas as distribuidoras participantes do certame.

O compromisso de entrega de energia no perfil demandado seria refletido no preço de venda do leilão, de forma equitativa para todos os concorrentes, estimulando a expansão do sistema

---

<sup>4</sup>Fonte:ONS [http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/capacidade\\_instalada.aspx](http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/capacidade_instalada.aspx)

de forma a atender os requisitos de energia nos meses de maior consumo e nos horários de ponta e ou maior criticidade.

Os consumidores livres, por sua vez, seguindo o estímulo dado pelo preço horário, também deverão buscar contratos, no mercado livre, adequados ao perfil de suas cargas como forma de mitigar o risco de preços elevados em horários e períodos de maior criticidade para o sistema.

Os principais pontos deste leilão são:

- a. **Antecedência em relação ao início do suprimento** suficiente para permitir a construção dos novos projetos, porém levando em conta o aumento do risco de previsão de mercado no caso de muita antecedência.
- b. **Compromisso de entrega sazonal e por blocos horários (modulação)**, definido centralizadamente pelo planejador do sistema, para atendimento do perfil agregado da carga líquida (abatida dos demais contratos) das distribuidoras participantes do leilão, com o objetivo de promover a expansão, garantindo um perfil de geração suficiente para a manutenção da segurança no suprimento nos momentos de maior criticidade para o sistema, similar ao que ocorre em leilões centralizados em outros países, como na Colômbia, por exemplo.
- c. **Leilão sem definição de fonte específica**, de forma a garantir a neutralidade tecnológica. Neste sentido, os vendedores deverão garantir a entrega nas condições estabelecidas no Edital, com consequente desenvolvimento de soluções a partir de inovações tecnológicas eficientes ao menor preço;
- d. **Prazos dos contratos compatíveis com os financiamentos**, de 15 a 20 anos, garantindo a possibilidade da realização de projetos via *Project Finance*.

A ENEL propõe que os leilões acima descritos sejam voltados exclusivamente para a contratação de energia do ACR. O ACL continuaria contratando energia bilateralmente, mas com estímulo extra dado pelo preço horário de suprir de perto sua curva de carga real. A preocupação em manter o leilão centralizado ainda restrito ao ACR recai principalmente na necessidade de se resguardar o risco de crédito dos recebíveis dos contratos nos níveis necessários ao *Project finance*.

### **3) Proposta de Leilão adicional, para contratação dos requisitos deficitários necessários para garantir a segurança do suprimento e a confiabilidade do sistema.**

Ao se realizar o Leilão centralizado mencionado no item 2, e expandir o SIN com diversas tecnologias entregando energia no perfil de carga solicitado, mitiga-se uma parcela das necessidades de requisitos relativos à garantia de suprimento e confiabilidade do sistema. Desta forma, pode-se resolver parte das necessidades de entrega de potência, flexibilidade, etc, através da entrega de energia pelas fontes vencedoras. No entanto, a ENEL propõe que seja

realizado um leilão adicional, posterior ao Leilão de contratação de Energia Nova mencionado no item anterior, para contratação dos **requisitos incrementais necessários para garantir a segurança do suprimento e a confiabilidade do sistema**. Em síntese, este leilão, seguiria as seguintes premissas:

- a. Necessidade de **contratação de requisitos adicionais** indicada por estudos robustos da EPE/ ONS, considerando o ambiente livre e regulado, apreciados em consulta pública, de forma a garantir a ampla participação dos agentes do setor e da sociedade em geral e a adequação do suprimento;
- b. **Leilão sem a limitação das fontes de energia**, devendo o vendedor atender os requisitos estabelecidos no Edital, com possibilidade de habilitação de projetos híbridos, resposta da demanda, entre outros. Regras claras e únicas para todas as fontes, relativas à entrega, apuração, datas e formas de revisão de quantidades, penalidades;
- c. **Custo do leilão rateado de forma proporcional à carga**, por todos os agentes do setor (ACR+ACL);
- d. Contribuição de cada projeto para atendimento dos requisitos demandados calculados centralizadamente com base em metodologia de cálculo estabelecida através de consultas públicas, com amplo debate com a sociedade, e com divulgação de dados e simulações.

O cálculo centralizado da contribuição de cada tecnologia no atendimento dos requisitos permite que se consagre vencedor do leilão aquele mais eficiente e não aquele que possua menor aversão a risco e que posteriormente possa frustrar a entrega contratada.

#### **4) Expansão do Mercado Livre e Supridor de Última Instancia**

Finalmente, considerando a forte correlação dos mecanismos de expansão da geração com a expansão do ambiente de livre contratação de energia, apresentamos a seguir, os principais pontos a serem observados para a abertura do mercado de forma sustentável.

- a. **Redução gradual e coordenada dos subsídios às fontes incentivadas**, de forma acoplada à ampliação da elegibilidade para a opção de compra de energia pelos consumidores de usinas renováveis, diluindo o impacto da redução do subsídio num primeiro momento;
- b. **Segregação das atividades de distribuição e comercialização regulada de energia, mesmo que permaneçam ambas prestadas pelas distribuidoras**, garantindo a viabilidade econômica e financeira de cada atividade de forma independente;
- c. **Regulamentação da Figura do Supridor de Última Instância**, de forma a dar tratamento adequado aos consumidores que não sejam atendidos por

comercializadoras livres ou comercializadoras varejistas, por diversos motivos, como inadimplência, falta de interesse na migração ou dificuldade de contratação junto a comercializadora;

- d. **Definição de uma tarifa de energia elétrica que busque a neutralidade dos custos de aquisição de energia**, assegurando o repasse das variações mensais dos custos, reduzindo o impacto no caixa do Supridor de Última Instância. Essa tarifa também deverá contemplar um adicional tarifário que permita o Supridor de Último Recurso fazer frente a inadimplência, assim como o estabelecimento de uma margem pela prestação do serviço (“taxa de atendimento de última instância”);
- e. **Prioridade para distribuidora local assumir atividade de Supridor de Última Instância**. Não havendo interesse, processo concorrencial com requisitos claros e isonômicos para participação;
- f. **Maior flexibilidade na gestão da energia** por parte das distribuidoras e/ou do Supridor de Última Instância;
- g. Repasse dos resultados de sobrecontratação involuntária no ACR (positivo ou negativo), provocada pela migração de cliente entre os ambientes, como encargo para todos os consumidores do ACL e ACR, observada a diligência do Supridor de Última Instância (no caso a distribuidora) em gerir estas sobras ou déficits contratuais;
- h. Desenvolvimento de Garantias Financeiras capazes de prover segurança aos geradores, sem comprometer o caixa da atividade de distribuição como garantia para o serviço de comercializador ou Supridor de Última Instância;
- i. Repasse dos custos decorrentes das perdas totais de energia elétrica aos consumidores da área de concessão, através da tarifa de Distribuição, mantendo-se o incentivo econômico para a redução das perdas por parte distribuidora local;
- j. O incentivo econômico ao combate às perdas de energia permanece na atividade de distribuição, com penalidades ou bônus pelo mau ou bom desempenho, respectivamente;
- k. Ajuste na regulamentação de forma a evitar migração por decisões conjunturais e variação excessiva de mercado: (*Evitar judicialização*). Antecedência mínima de 6 meses do pedido para retorno ao Mercado Regulado, ou em período inferior por opção do SUI.

Entendemos que a proposta ora apresentada, nos 4 itens acima, mantém as virtudes do modelo atual, principalmente no que diz respeito à antecipação dos leilões de expansão, e ao financiamento dos projetos, porém, corrigindo suas principais distorções, em geral associadas

aos mercados “energy only”. Adicionalmente, na medida que não é uma ruptura completa com o desenho atual do setor elétrico brasileiro, sua implementação deve demandar menor esforço nas alterações legislativas, sendo ainda uma alternativa interessante para um período de transição.

A ENEL entende que a proposta apresentada pela EPE, sobre separação de Lastro e Energia, carece de maior detalhamento e requer etapas preliminares complexas para a definição de forma robusta das métricas de cálculo dos lastros de energia e de potência, assim como para o desenvolvimento da sistemática dos leilões combinatórios.

Adicionalmente, é importante uma avaliação criteriosa e elaboração de testes para sua efetiva implementação, necessitando um período maior de maturação. No entanto, durante este período, pode-se comprometer a contratação dos recursos adequados para atendimento aos requisitos do sistema, perpetuando os efeitos dos contratos legados, onerando os consumidores do ACR e incentivando a migração para o ACL de forma insustentável para os consumidores remanescentes.

Feita esta apresentação da visão geral da Enel para o redesenho do mecanismo de expansão da geração e temas correlatos, a seguir apresentamos as respostas às perguntas formuladas no âmbito da CP MME 83/2019.

## Respostas às Perguntas Propostas no Sumário Executivo

### Subtema 1 - Planejamento

*1.1) Tendo como base os Novos Critérios de Suprimento propostos, como deveria ser definida a metodologia de cálculo de requisito e recurso de lastro de capacidade? (ex: período de maior criticidade/restrrição, menor reserva operativa, quantas horas por ano, Potência Disponível p/ UTE, Declaração do agente ou calculado por um órgão central).*

Resposta:

Primeiramente, antes de se discutir e implementar a separação de lastro e energia é fundamental promover aprimoramentos em algumas regras vigentes que permitirão corrigir, ou ao menos diminuir, alguns dos problemas presentes hoje no modelo. Nesse sentido, é imprescindível a implementação do Preço Horário para que se estimule a adoção de soluções de mercado a partir da sinalização correta de preço. Adicionalmente, também deve-se aprimorar a regulamentação de temas que viabilizem a implantação de novas tecnologias que deem mais flexibilidade para a operação do sistema, como serviços ancilares, resposta da demanda, sistemas de armazenamento, usinas híbridas, usinas reversíveis, etc.

Feito o registro acima, a necessidade de contratação de requisitos adicionais para o sistema para atender os critérios de suprimento e garantir a confiabilidade do sistema, deve ser sempre

precedida de estudos robustos com a participação da EPE e do ONS, com a divulgação de dados e simulações, e passando ainda por amplo debate com a sociedade através de consultas públicas. É importante explicitar a política energética adotada para a expansão sustentável da matriz, com a incorporação de novas tecnologias, considerando critérios de confiabilidade, em fases subsequentes, inicialmente de forma determinística, e em seguida de forma probabilística e composta, com a integração dos critérios energéticos e elétricos de garantia suprimento<sup>5</sup>.

A definição da metodologia de cálculo da contribuição de cada fonte/tecnologia para o atendimento aos requisitos demandados pelo sistema também deve ser feita com amplo debate com a sociedade e através de uma consulta pública posterior específica sobre o tema. De todo modo, algumas diretrizes gerais já podem ser definidas, como a necessidade do cálculo de forma centralizada por uma entidade específica (preferencialmente a EPE).

*1.2) E quanto à metodologia do lastro de produção? (ex: manter regras similares à garantia física atual, declaração do agente, etc.).*

Conforme apresentado no capítulo inicial deste documento, no entendimento da Enel, é possível manter a contratação de energia nos moldes atuais, porém, sem diferenciar fontes, e considerando um perfil de sazonalização e modulação definidos como necessidade do sistema. Como complemento, sugeriu-se a realização de leilão específico posteriormente, para contratação dos requisitos adicionais identificados como escassos e, ao mesmo tempo, relevantes para a segurança do sistema.

Neste caso, o lastro de produção e a produção de energia (usando a nomenclatura proposta pela EPE) seguiriam contratadas em conjunto, seja via leilões regulados ou através das negociações bilaterais no ACL. Dessa forma, estaria mantida a obrigação de atendimento da carga por meio de contratos 100% lastreados por garantia física própria ou de terceiros. Por fim, a garantia física das novas usinas deve ser calculada considerando os novos critérios de suprimento e as condições e parâmetros mais atuais do sistema, enquanto a garantia física dos projetos existentes segue respeitando as revisões ordinárias previstas e os limites de variação pré-estabelecidos até o fim das suas concessões (Decreto 2.655/1998).

*1.3) Como deve ser feita a aferição dos lastros? E com qual periodicidade?*

Resposta:

---

<sup>5</sup> A implantação do modelo dessem é um passo importante na integração dessas duas dimensões do gerenciamento dos recursos do sistema na medida em que permite a consideração conjunta e simultânea das restrições da rede, operação dos reservatórios, balanço de carga por intervalos semi-horários, e detalhamento da representação das fontes não otimizadas. Destaca-se que o cálculo do PLD horário também permitirá a explicitação dos custos incorridos pelo deslocamento entre a operação e o cálculo do preço, ressarcidos pelos Encargos de Serviço de Sistema.

A forma e periodicidade de apuração dos lastros só deve ser estabelecida após a definição do novo modelo de contratação, assim como da metodologia do cálculo de cada lastro (ou requisito do sistema). De todo modo, como diretriz geral, é ideal que a aferição dos requisitos contratados (lastros, na nomenclatura da EPE) seja realizada considerando o equilíbrio entre:

- Intervalo de tempo suficientemente *longo* para diluir eventuais volatilidades fruto de efeitos conjunturais e de curto prazo do cálculo, de forma a reduzir excessivas variações nas receitas dos geradores;
- Período suficientemente *breve* que permita redimensionar adequadamente o sistema e suas carências a tempo da tomada de ações corretivas. Um período de carência, para contemplar o tempo de maturação dos projetos de geração, também é interessante.

Por fim, vale destacar que para cada tipo de requisito contratado pode haver uma forma e periodicidade de apuração diferentes.

*1.4) Se constatado desvio em relação aos lastros, quais penalidades deveriam ser estabelecidas?  
Qual profundidade da penalidade?*

Resposta:

Assim como explicitado no item anterior, para definir a penalidade por não entrega integral do requisito contratado (ou lastro) é preciso, primeiro, que a metodologia de cálculo destes lastros esteja bem definida. Contudo, algumas diretrizes gerais devem ser observadas na definição das penalidades por não cumprimento/entrega do lastro vendido.

A penalidade deve ser proporcional ao percentual não atendido, de forma a remunerar o custo incorrido para acionar o recurso que o substituiu. Adicionalmente, pode haver a previsão de intensificação de penalidade em caso de reincidência, num período pré-estabelecido. Dessa forma, evita-se penalização excessiva em caso de descumprimento pontual, mas incentiva-se a prudência na venda do lastro e diligência na manutenção dos empreendimentos.

*1.5) Qual frequência deve ser feita revisão dos lastros? A cada alteração da configuração?  
Periodicamente e, nesse caso, com que periodicidade?*

Resposta:

Conforme mencionado no item 1.3, a revisão dos requisitos contratados deve ser feita com a mesma periodicidade da aferição, devendo ser, por um lado, em tempo suficiente longo para evitar uma volatilidade excessiva da quantidade contratada - que pode estar contaminada por eventos pontuais de curto prazo -, e por outro, com a frequência necessária que permita redimensionar adequadamente o sistema e suas carências a tempo da tomada de ações corretivas e contratações adicionais.

Importante ainda, observar um período de carência, para contemplar o tempo de maturação dos projetos de geração, e a aplicação da redução ou aumento deve se dar no ano seguinte, de forma a permitir o reequilíbrio do sistema no próximo leilão, conforme mencionado acima.

Pode-se ainda, estudar a criação de mecanismo de ajuste dos requisitos contratados, onde, caso seja identificada a ocorrência de sobrecontratação, o planejador possa recomprar o requisito dos geradores que não tiverem mais interesse na prestação daquele serviço / oferta daquele produto.

*1.6) Caso em algum processo de revisão, se constate uma variação do lastro contratado com algum gerador, isso implicaria em variação do valor do contrato? Nesse caso, haveria um período mínimo de estabilidade do valor do contrato, para garantia da viabilidade financeira?*

Resposta:

Considerando não haver mercado bilateral de requisitos do sistema (lastro), o não atendimento aos limites de entrega compromissados deve implicar redução contratual, e aplicação de penalidade, dimensionada de forma a incentivar cautela na assunção dos compromissos contratuais por parte dos vendedores nos leilões.

É importante que haja um período de carência antes da apuração e eventual redução contratual, a fim de proteger o financiamento do projeto e contemplar a curva de maturação da operação.

Finalmente, deve-se estudar a possibilidade de haver um mecanismo para o Gerador recompor o montante não entregue do requisito vendido, com a implantação de um projeto auxiliar.

Subtema 2 - Financiabilidade

*2.1) Quais as condições para eleger um Consumidor ou Comercializador para ser “qualificado” (rating mínimo – quantas agências, PL mínimo)?*

Resposta:

Em um modelo equilibrado, a participação no leilão de energia estaria restrita às distribuidoras no ACR (como Supridor de Última Instância - SUI), ou seja, a ENEL propõe que os leilões de energia (ou de produção de energia na proposta da EPE) sejam voltados exclusivamente para a contratação de energia do ACR.

O ACL continuaria a participar da expansão, firmando contratos bilaterais com vários prazos distintos (não necessariamente os 15 ou 20 anos equivalentes ao compromisso de leilão). O incentivo para o ACL contratar sua demanda sazonalizada e modulada viria do sinal oferecido pelo preço horário.

*2.2) Quais os prazos para os contratos de lastros e de produção de eletricidade resultante dos leilões centralizados?*

Resposta:

Conforme mencionado na sessão inicial, no entendimento da Enel, deve-se manter a lógica dos leilões atuais de energia nova, voltados para a expansão do sistema, e após estes leilões seriam realizados leilões adicionais para contratação de requisitos deficitários para o sistema. Dentro desta lógica, os prazos dos contratos, tanto de produção de eletricidade (energia) quanto de lastro (requisitos), devem ser compatíveis com os prazos de financiamento dos projetos, variando em torno de 15 a 20 anos.

*2.3) A financiabilidade deverá considerar a renda dos contratos de energia, ou a financiabilidade dos custos fixos deverá ser suportada somente pela contratação de lastro e os contratos de energia devem ser considerados como meros instrumentos de gerenciamento de risco?*

Resposta:

A financiabilidade deve considerar a combinação da receita de todos os produtos, por esta razão é tão importante os contratos serem de longo prazo, aderentes aos prazos do financiamento.

*2.4) Deve ser permitida a contratação bilateral de lastro?*

Resposta:

Não, a contratação de lastro deve ser centralizada, permitindo o planejamento adequado do sistema de forma a garantir a manutenção do suprimento energético, e dividindo de maneira equânime o seu custo por todos os consumidores.

No entanto, uma possibilidade a ser estudada é dar a opção ao empreendedor, que tenha viabilizado sua implantação com a venda de energia exclusivamente no ACL e que não tenha participado do leilão centralizado de lastro, de receber pagamento de lastro proporcional à sua contribuição à confiabilidade do sistema, dimensionada conforme as métricas vigentes. O preço deste lastro deve ser equivalente ao preço do lastro resultante dos leilões centralizados com um deságio. Dessa forma, o lastro adicionado por projetos voltados integralmente ao atendimento do ACL também pode ser considerado no planejamento, caso necessário, e ainda, a um preço menor do que do leilão, reduzindo o gasto com a contratação de lastro.

### *Subtema 3 – Novo Mercado*

*3.1) Em caso de empreendimento parcialmente contratado, como seria o tratamento de aferição de lastro?*

Resposta:

Conforme mencionado nos itens 1.3 e 1.4, a forma e periodicidade de apuração dos lastros só pode ser adequadamente discutida e estabelecida após a definição da metodologia de cálculo



de cada lastro (ou requisito do sistema), inclusive para os empreendimentos parcialmente contratados.

No entanto, de forma geral, empreendimentos comprometidos com contratos legados só poderiam participar dos leilões de lastro e energia proporcionalmente a parcela descontratada do empreendimento.

*3.2) Quais indicadores devem ser criados para monitoramento do poder de mercado?*

Resposta:

No caso da contratação de requisitos (ou lastro no caso da EPE), a depender da forma como a demanda será definida, por exemplo, se for locacional e/ou dependendo do tipo de serviço a ser contratado, o número de ofertantes pode ficar bastante limitado, podendo afetar o preço do leilão. Dessa forma, a definição da necessidade de contratação de cada requisito deve ser tecnologicamente neutra, e de forma mais abrangente possível, para aumentar o número de ofertantes.

Finalmente, para evitar eventual exercício abusivo do poder de mercado, pode-se criar uma comissão de monitoramento de poder de mercado, com a finalidade acompanhar desvios de preços etc. Outra forma é definindo um número mínimo de empreendedores de diferentes grupos econômicos participantes dos leilões, para cada produto, buscando a efetividade da competição. A definição do preço teto e a sistemática dos leilões também são importantes ferramentas que podem ajudar a mitigar este problema.

*3.3) Quais instrumentos de proteção de risco seriam mais robustos para o novo mercado de energia? (ex., exigir rating de investidores para novos empreendimentos?)*

Resposta:

No entendimento da Enel, é importante um tratamento isonômico para todas as fontes de geração e agentes. Nesse sentido, deve-se expandir a exigência de garantia de performance bond para projetos no Mercado Livre, que hoje é exigida apenas para projetos eólicos, também para projetos com outras fontes geradoras renováveis.

Adicionalmente, eventuais análises de critérios e requisitos econômico financeiros exigidos para a habilitação de projetos nos leilões deve incluir também a avaliação dos grupos econômicos que constituem as SPEs

*3.4) Quais medidas estimulariam o surgimento de serviços financeiros que suportem uma dinâmica de mercado para a comercialização de energia, como commodity?*

Resposta:

Para obter-se maior dinâmica de mercado para comercialização de energia, deve-se investir esforços nos ajustes para conferir maior credibilidade ao preço de energia no Mercado de Curto Prazo, em conjunto com aprimoramentos que vem sendo propostos. Em Workshop específico, realizado em 22.05.2019, Aneel e CCEE apresentaram sugestões para aumento da Segurança do Mercado, as quais, sob o ponto de vista da Enel, carecem, ainda, de aprimoramento, que envolvem a análise e acompanhamento das Demonstrações financeiras auditadas, Patrimônio Líquido, Capital integralizado, Rating, certidões negativas, composição acionária e o acompanhamento dos montantes negociados.

Além disso, outra medida que impulsionaria a liquidez do mercado seria a criação de uma bolsa de energia como uma “clearing house”. A padronização dos produtos e a centralização das negociações em um ambiente de bolsa com uma “clearing house” têm outras vantagens, tais como o aumento da transparência, o acesso a histórico de preços e a eliminação do risco de contraparte.

*3.5)Agentes externos ao mercado de energia, como, por exemplo, agentes financeiros, poderão comprar e vender contratos de energia?*

Resposta:

No nosso entendimento, esta discussão não está diretamente relacionada ao tema da separação de lastro e energia podendo ficar para um momento posterior, após a definição do novo mecanismo de expansão do parque gerador.

Subtema 4 – Transição e Contratos Legados

*4.1)Quais seriam os mecanismos para acelerar o processo de transição? Compra dos lastros das usinas existentes? Nesse caso, como valorar separadamente o lastro e a energia e os lastros de produção e de capacidade?*

Resposta:

Conforme apresentado na seção inicial deste documento, no entendimento da Enel é possível manter a lógica dos leilões atuais de energia, com pequenos aprimoramentos, e adicionalmente, fazendo um leilão específico para contratação de requisitos deficitários demandados pelo sistema. Neste caso, não há diferença entre os contratos legados e os novos contratos de energia. Já os custos dos contratos do leilão de requisito, por serem indubitavelmente, em prol da confiabilidade e benefício sistêmico, são rateados por toda a carga, cujo critério de rateio pode ser similar ao aplicado hoje à energia de reserva, sendo proporcional a uma média móvel do consumo medido na CCEE.

No caso da proposta da EPE, para simplificar, pode-se considerar que os contratos legados possuem a combinação de produção de energia e lastro de produção. Dessa forma, o custo dos novos contratos de lastro de produção adicionados no sistema seria rateado pela carga líquida de contratos legados. Já o lastro de capacidade e, posteriormente, o lastro de flexibilidade e outros que sejam criados, podem ser rateados por toda a carga.



*4.2) Como caracterizar e mitigar um excesso de renda durante o período de transição?*

Resposta:

Não é evidente que haverá excesso de renda no período de transição. Na proposta da Enel, apresentada anteriormente, isso não ocorre, uma vez que o leilão de requisitos é para contratação de serviços adicionais, que envolvem compromissos de entrega pelo vendedor e, conseqüentemente, custos de operação e investimentos associados a oferta daquele requisito e/ou prestação daquele serviço.

De todo modo, antes de alterar o modelo atual é fundamental a realização de simulações do custo total (investimento somado à operação), de acordo com as necessidades identificadas do sistema e as premissas do novo desenho de contratação, de forma a analisar sua consistência global e inferir eventuais aumentos de custo para os consumidores finais.

Para o caso de venda combinada de múltiplos produtos em um mesmo leilão centralizado, como proposto pela EPE, é interessante a definição de preços teto por produto e global, a fim de limitar/controlar acréscimo excessivo no custo final para os consumidores. No entanto, nesta análise, é preciso levar em conta que atualmente, alguns custos não são explícitos no preço, mas que acabam majorando o custo final para o consumidor.