

ENTIDADE: CIGRÉ-Brasil

1. Contextualização do CIGRÉ-Brasil

O Comitê Nacional Brasileiro de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (CIGRÉ-Brasil) é uma sociedade civil, sem fins lucrativos, fundada em 1971. Tem por Missão promover a produção, o compartilhamento e a disseminação de conhecimentos técnicos aplicados ao setor elétrico, como indutor da qualidade de vida sustentável. Tem por Objetivo promover o intercâmbio e desenvolvimento técnico, tecnológico e da engenharia no Brasil, no campo da produção de energia elétrica, de sua transmissão em alta tensão e de sua distribuição, abrangendo basicamente:

- I. Concepção e viabilidade de projeto, construção, ensaios, operação e manutenção de usinas e sistemas de conversão, produção, armazenamento e comercialização de energia elétrica;
- II. Concepção e viabilidade de projeto, de construção, de ensaios, da operação e da manutenção de linhas aéreas e subterrâneas e de subestações de transmissão e distribuição de energia elétrica;
- III. Concepção e viabilidade de aplicações, de projetos de desenvolvimento, de fabricação e ensaios do comportamento operativo de materiais e equipamentos utilizados na produção, transmissão, distribuição e comercialização da energia elétrica;
- IV. Planejamento e técnicas de expansão, melhoria da efetividade, renovação, atualização, operação e manutenção de sistemas eletroenergéticos;
- V. Sistemas de proteção, controle, medição, monitoramento e supervisão, automação, informação, redes de telecomunicação e qualidade de serviço em sistemas de potência;
- VI. Sistemas e redes empresariais relativas ao planejamento, projeto, construção, operação e manutenção de sistemas de potência, à gestão dos sistemas de potência, aos empreendimentos de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica – fornecimento e logística, pessoal, estruturas, identidade e demais aspectos constituintes-, à gestão de empresas concessionárias de serviço público de energia elétrica, autoprodutores, produtores independentes, sistemas interligados e isolados, ao atendimento ao mercado (consumidores, acionistas, colaboradores, fornecedores e sociedade), e à educação, pesquisa e desenvolvimento cultural, científico e tecnológico associados ao setor de energia elétrica;
- VII. Regulação e regulamentação setorial, estruturas de financiamento, capitalização e constituição societária do negócio, mercados de energia elétrica;
- VIII. Regulação e regulamentação ambiental, avaliação de impacto ambiental, integração e adequação recíproca entre os ecossistemas e as instalações e sistemas de produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica;
- IX. Utilização da energia elétrica pelos consumidores, visando à efetividade dos processos e o gerenciamento pelo lado da demanda.
- X. Instalar e manter a atividade de desenvolvimento dos sistemas de educação, formação e capacitação/qualificação profissional nos seus campos de atuação;
- XI. Promover e oferecer serviços, pesquisas e desenvolvimentos nas suas áreas de competência, compatíveis com os objetivos da associação;
- XII. Divulgar e promover junto às empresas, pessoas e entidades interessadas e à comunidade, os resultados dos trabalhos técnico-científicos da associação e os realizados em regime de parceria na forma de livros e publicações.

O CIGRÉ-Brasil, alinhado aos princípios e orientações do CIGRÉ Internacional, tem proporcionado aos profissionais brasileiros, oportunidades de desenvolver trabalhos que gerem também melhorias para as empresas do país.

O Comitê Nacional brasileiro (CNB), ao longo de seus 46 anos de existência, completados em 2017, tem exercido um papel importante no nosso país, promovendo e desenvolvendo estudos, pesquisas e investigações, além de possibilitar o intercâmbio e a disseminação de conhecimentos, técnicas e tecnologias correlatos à geração, transmissão e comercialização de energia elétrica.

Assim como o Comitê internacional, o CNB conta também com um Comitê Técnico que tem como um dos principais objetivos estabelecer as estratégias de atuação, diretrizes e o Programa de Ação e Desenvolvimento Técnico, acompanhado do plano de receitas e proposta orçamentária para assegurar o funcionamento dos diversos comitês de estudo e manter o funcionamento da instituição de forma a continuar a prestar apoio relevante aos profissionais e empresas do setor elétrico nacional através de Seminários, publicações e elaboração de documentos técnicos.

O CIGRÉ-Brasil para desenvolver suas atividades, com o fim de cumprir sua Missão e atender seus Objetivos, está organizado em 16 Comitês de Estudos, que são espelhos dos 16 *Study Committees* do CIGRÉ internacional, conforme descrito abaixo.

GRUPO A – EQUIPAMENTOS

CE-A1 - Máquinas Rotativas

Escopo: Projeto e construção de turbogeradores, hidrogenadores, máquinas não-convencionais e grandes motores. Aspectos econômicos, testes, comportamentos e materiais.

CE-A2 - Transformadores

Escopo: Projeto, construção, fabricação e operação de todos os tipos de transformadores, incluindo transformadores conversores, de uso industrial e os chamados “phase-shifters”, além de todos os tipos de reatores e componentes de transformadores (buchas, comutadores, etc).

CE-A3 - Equipamentos de Alta Tensão

Escopo: Teoria, projeto, construção e operação para todos os dispositivos de manobra, interruptores e limitadores de corrente, pára-raios, capacitores, seccionadores isoladores de equipamentos e de barramentos e transformadores de instrumento.

GRUPO B – SUBSISTEMAS

CE-B1 - Cabos Isolados

Escopo: Base teórica, projeto, processos produtivos, instalação, serviços, manutenção e técnicas de diagnóstico para cabos isolados CA e CC e para aplicações terrestres e submarinas.

CE-B2 - Linhas Aéreas

Escopo: Projeto, construção, manutenção, análise de vida útil, reforma e de componentes de linhas aéreas: condutores, cabos para-raios, isoladores, torres, fundações, sistemas de aterramento e novas tecnologias associadas a melhoria do desempenho elétrico e mecânico.

CE-B3 - Subestações

Escopo: Projeto, construção e manutenção de subestações e instalações elétricas de usinas, excluindo os geradores.

CE-B4 - Elos de Corrente Contínua e Eletrônica de Potência

Escopo: Transmissão em corrente contínua (CCAT) e equipamentos de eletrônica de potência aplicados em

sistemas de transmissão CA (dispositivos FACTS), contemplando: especificação, aplicações, aspectos econômicos e qualidade de energia; planejamento, projeto, construção e testes; distribuição e transmissão; operação e desempenho; controle e proteção. Novas tecnologias associadas a conversores, semicondutores, configurações, controles e aplicações inovadoras, tais como as que utilizam conversores tipo fonte de tensão (VSC).

CE-B5 - Proteção e Automação

Escopo: Princípios, projeto, aspectos econômicos, aplicação, coordenação, desempenho operacional e manutenção de sistemas de proteção, controle e automação de subestações, sistemas e equipamentos de controle remoto, sistemas e equipamentos de medição.

GRUPO C – SISTEMAS

CE-C1 - Desenvolvimento de Sistemas Elétricos e Economia

Escopo: Métodos de análise para o desenvolvimento dos sistemas elétricos de potência e economia, métodos e ferramentas para análise estática e dinâmica, aspectos e métodos de planejamento nos vários contextos, estratégias de gerenciamento de ativos.

CE-C2 - Operação e Controle de Sistemas

Escopo: Estudos e análises das condições técnicas, logísticas e institucionais requeridas para operação segura e econômica de sistemas de potência, contemplando os seguintes aspectos: controle de sistemas e de equipamentos; controle geração-carga; planejamento da operação; avaliação de desempenho; centros de controle; treinamento de operadores; requisitos de segurança contra colapso de sistemas, danos em equipamentos e falhas humanas.

CE-C3 - Desempenho Ambiental de Sistemas

Escopo: Identificação e avaliação dos impactos ambientais de equipamentos e dos sistemas elétricos e os métodos usados para gerenciá-los.

CE-C4 - Desempenho de Sistemas Elétricos

Escopo: Métodos e ferramentas para análise de sistemas de potência, com ênfase nos regimes dinâmicos e transitórios e nas interações entre o sistema de potência com seus equipamentos e subsistemas, bem como com outras instalações. Os seguintes tópicos de interesse são definidos: Qualidade de energia, Compatibilidade e interferência eletromagnética, Coordenação de isolamento de linhas e subestações, Descargas atmosféricas e Modelos e ferramentas para análise numérica do desempenho de sistemas de potência.

CE-C5 - Mercados de Eletricidade e Regulação

Escopo: Estruturas de mercado e regulação na indústria de energia, formação de preços e tarifas de energia, economia de energia e do meio ambiente, comercialização de energia, gestão de riscos, gestão pelo lado da demanda, estruturas de financiamento, aspectos regulatórios e econômicos de energias renováveis e redes inteligentes ("smart grids").

CE-C6 - Sistemas de Distribuição e Geração Distribuída

Escopo: Avaliação do impacto técnico de novas características de distribuição sobre a estrutura e operação do sistema: desenvolvimento da geração distribuída, dispositivos para armazenamento de energia, gerenciamento pelo lado da demanda e eletrificação rural.

GRUPO D – TECNOLOGIAS DE APOIO

CE-D1 - Materiais e Tecnologias Emergentes

Escopo: Acompanhamento e caracterização de materiais novos e já existentes para a tecnologia de energia elétrica, diagnóstico, acervo técnico e conhecimentos correlatos, novas tecnologias com impacto esperado sobre os sistemas a médio e longo prazo.

CE-D2 - Sistemas de Informação e Telecomunicação para Sistemas Elétricos

Escopo: Princípios, investigações e estudos, especificações de projeto, engenharia, desempenho durante o comissionamento e aspectos de operação e manutenção nas áreas de telecomunicações e de serviços de informação para o setor elétrico, sistemas de informação para atividades operacionais e de negócios envolvendo serviços, meios de comunicação e redes.

Apesar de diversas mudanças ao longo de quase cinco décadas de existência do CIGRÉ-Brasil, a cada evento técnico realizado, é patente a importância da entidade na busca de soluções inovadoras e melhorias resultado das discussões e constatações dos técnicos brasileiros que participam de nossos encontros técnicos. Uma nova oportunidade se apresenta ao CIGRÉ-Brasil, com a possibilidade de contribuir para a consulta pública do MME “Reorganização do Setor Elétrico Brasileiro”. Esse é, com certeza, um grande desafio e isso só é possível graças a forma como os Comitês Nacionais se organizam para debater e discutir temas de grande importância, tanto no Brasil, como em outros países.

Desse modo, por proposta apresentada pelo diretor-presidente do CIGRÉ-Brasil, Josias Matos de Araujo, em sua reunião realizada no mês de julho de 2017, foi aprovada a apresentação de contribuições da organização na Consulta Pública CP-33, do Ministério das Minas e Energia, referente à Reorganização do Setor Elétrico Brasileiro. Essas contribuições foram elaboradas no âmbito dos Comitês de Estudos, do CIGRÉ-Brasil, e aprovadas pela diretoria no corrente mês, e serão apresentadas a seguir.

2. CONTRIBUIÇÕES DO CIGRÉ-Brasil

Autores das contribuições:

Autor: Márcio Rezende Siniscalchi e Vitor Pamplona

Entidade: CIGRÉ-Brasil – Comitê de Estudos A1 – Máquinas Rotativas

Emails: mrsinis@terra.com.br - mrezendesiniscalchi49@gmail.com – vitor@rennosonic.com

Autor: Nadia Helena Gama Ribeiro de Louredo

Entidade: CIGRÉ-Brasil – Comitê de Estudos B1 – Cabos Isolados

Email: prico10@uol.com.br

Autor: Carlos Alexandre M. do Nascimento

Entidade: CIGRÉ-Brasil – Comitê de Estudos B2 – Linhas Aéreas

Email: caxandre@cemig.com.br

Autor: Marco Antonio M. Rodrigues

Entidade: CIGRÉ-Brasil – Comitê de Estudos B5 – Proteção e Automação

Email: mamr@cepel.br

Autor: Valdson Simões de Jesus

Entidade: CIGRÉ-Brasil – Comitê de Estudos C1 – Desenvolvimento de Sistemas Elétricos e Economia

Email: valdson.jesus@eletrobras.com

Autores: Silvia Helena M. Pires e André Luiz Mustafá

Entidade: CIGRÉ-Brasil – Comitê de Estudos C3 – Desempenho Ambiental de Sistemas

Emails: silviahpires@gmail.com - andre.mustafa@cesp.com.br

Autor: João Carlos Mello

Entidade: CIGRÉ-Brasil – Comitê de Estudos C5 - Mercados de Eletricidade e Regulação

Email: jmello@thymosenergia.com.br

Autor: Saulo Cisneiros

Entidade: CIGRÉ-Brasil – Diretoria Técnica

Emails: saulo@ons.org.br - saulojnc@elogica.com.br

Contribuições CE-A1 Máquinas Rotativas

1. Introdução

O cenário atual da energia elétrica no Brasil apresenta os seguintes os seguintes destaques:

- 1.1 Atualmente o Brasil está em leve recessão e não está havendo crise energética.
- 1.2 Os reservatórios de água para geração hídrica não estão com níveis alarmantes como já ocorreu no passado.

Região	EAR	SITUAÇÃO DOS RESERVATÓRIOS Energia Armazenada por Região Data: 20/07/2017
SE/CO	40,07%	
S	78,47%	
NE	16,18%	
N	61,67%	

- 1.3 A geração distribuída (solar e eólica) está se tornando uma fonte com importância para o sistema elétrico nacional.
- 1.4 A construção de usinas hidroelétricas com capacidade de armazenamento está cada vez mais difícil de se construir face aos impactos ambientais e as novas legislações atuais.
- 1.5 Usinas termoeletricas também tem impacto ambiental na produção de gases que contribuem para o efeito estufa.
- 1.6 Usinas nucleares podem ser utilizadas num futuro próximo. Existem estudos cada vez mais apurados para aumentar a segurança destas usinas e melhorar o armazenamento dos rejeitos de alta atividade.
- 1.7 A vantagem de usinas com grandes máquinas rotativas é ter uma reserva de energia girante para manter a estabilidade do sistema em caso de grandes transientes. Um fato que as fontes de geração distribuída não possuem a não ser que se disponham de grandes armazenadores de energia como grandes baterias.
- 1.8 Num futuro próximo teremos circulando automóveis com motores elétricos que consumirão muita energia.

2. Constatações dos Eventos do Cigré

Observamos nos eventos do CIGRÉ relativos ao Comitê de Máquinas Rotativas (A1) de estudos sobre máquinas elétricas rotativas grande ênfase no monitoramento destas máquinas para reduzir custos de manutenção e aumentar a vida útil além de obter ganhos em rendimento.

O monitoramento **on line** tem uma vantagem de se obter dados instantâneos e com estes armazenados durante um tempo fazer previsões para um comportamento futuro desta máquina tanto nas partes mecânicas como nos componentes elétricos como o isolante e núcleo magnético.

Outro fato que se observa nos informes técnicos é em estudos de potenciação de usinas antigas que inclui a modernização de equipamentos onde se tem ganho de potência ativa ao se modificar também a turbina utilizando métodos computacionais de última geração.

Nesta proposta do MME onde se detalha na nota técnica 251 vê-se que a preocupação maior é com os custos operacionais, formas de se obter dinheiro com venda de ativos de usinas com baixo valor de MW e outros itens que podemos apresentar como a opinião de outros atores que estudaram esta Nota Técnica.

3. Contribuições para a Geração de Energia

- 3.1 Incorporar estudos de eficiência das Máquinas tanto geradoras como motoras de modo a obter ganhos e redução de perdas de energia.
- 3.2 Incorporar ferramentas de monitoramento de máquinas rotativas de modo a obter ganhos de rendimento e avaliação da vida útil.
- 3.3 Utilizar ferramentas computacionais para desenvolvimento de novas máquinas.
- 3.4 Melhorar os dispositivos de proteção tanto elétricos como mecânicos das máquinas rotativas.
- 3.5 Fazer levantamento de dados com testes reais a fim de verificar a real potência ativa e reativa que poderá ser fornecida em períodos diferentes em que a temperatura da água e nível do reservatório estejam diferentes.
- 3.6 Medir o fluxo de água turbinada com instrumentos de boa precisão das Usinas Hidroelétricas.

3.7 Avaliar a possibilidade de incluir estudos de Usinas Hidroelétricas Reversíveis (UHR) para ajudar a manter a frequência do sistema no caso de falta de geração de fontes renováveis (eólica e solar).

3.8 Avaliar a inclusão de máquinas rotativas em UHR que geram com frequência variável a fim de corrigir variações de frequência em momentos de transientes.

4. Contribuições para o MRE e a Geração de Energia

Em relação ao Item 3.56 da Nota Técnica NT Nº5/2017/AEREG/SE, gostaríamos de destacar que a aplicação sistêmica de um mecanismo igual ao MRE para mitigação do risco hidrológico acaba retirando o interesse que Usinas Hidrelétricas façam investimento ou tomem ações de aumento de eficiência na geração de energia elétrica. Consideramos muito importante que este mecanismo seja redesenhado para de fato atuar de forma excepcional e eventual.

Pela experiência de profissionais que participam dos Grupos Técnicos do CIGRÉ Brasil, em especial do CE-A1, 100% das Usinas Hidrelétricas com mais de 15 anos de atividade podem fazer investimento em equipamentos, como repotenciação, de forma a aumentar sua eficiência na geração. Contudo, por estarem no MRE, a baixa remuneração pela geração de energia incremental não estimula investimentos.

No mais, como já constatado pelo Grupo de Trabalho para aferição do cálculo de produtividade da ONS, as Usinas são mais ineficientes do que os modelos oficiais indicam e por isso se faz necessário um arcabouço legal que permita se determinar o real consumo de recursos hídricos pelas Usinas e, a partir daí, estimular ações de repotenciação de forma criteriosa e objetiva.

Também acreditamos ser essencial que as Usinas Hidrelétricas tenham o despacho de suas unidades geradoras feito de forma otimizada, considerando o ponto ideal de operação de cada UG para determinado despacho. Deve existir um arcabouço legal para regulamentar isso em Usinas despachadas centralizadamente ou não.

Em questão da avaliação da eficiência energética das unidades geradoras, em Aproveitamentos Hidrelétricos, é recomendável a implementação de alguns mecanismos certificadores como descritos a seguir:

4.1 Monitoramento das Vazões Turbinadas: Principal parâmetro necessário para a obtenção do rendimento global e segregado da unidade geradora. Permite, além da obtenção da melhor relação insumo (água) e produto (energia), a gestão ótima dos recursos hídricos presentes na bacia, trazendo assim benefícios ao gerador e a sociedade em geral.

- ✓ Como metodologia, baseada em exatidão e confiabilidade, destaca-se os Medidores Acústicos (ou Ultrassônicos), que pelas características de aplicação permitem a sua aplicação em todos os tipos de adutoras existentes. Atualmente é empregado no setor de Óleo e Gás como metodologia para Medição de Faturamento e Transferência de Custódia na produção.
- ✓ Referências Técnicas: Normas Técnicas IEC 60041 - Apêndice J e ASME PTC-18 - Seção 4C.

4.2 Monitoramento do Rendimento Hidroenergético das unidades geradoras: Com a obtenção do parâmetro Vazão Turbinada (descrito anteriormente) e correlação com outras grandezas hidráulicas (pressões e níveis d'água), elétricas e mecânicas, normalmente monitoradas pela operação das usinas, é possível obter de forma instantânea o rendimento das unidades geradoras.

- ✓ Como benefício direto, será possível, uma vez conhecida as curvas reais de rendimento das unidades geradoras, operar nos pontos ótimos operacionais.
- ✓ Em complemento, em processos de modernização e repotenciação das plantas já existentes, será possível avaliar os ganhos reais da troca de componentes eletromecânicos e validar estudos de ampliação de potência instalada.

Contribuições CE-B1 Cabos Isolados

1. Contextualização

O Comitê de Estudos B1 do CIGRÉ-Brasil tem como escopo a teoria, projetos, aplicações, fabricação, instalação, ensaios, operação, manutenção e técnicas de diagnóstico para sistemas de cabos de potência subterrâneos e submarinos em CA e CC. Tendo em vista o escopo deste Comitê, é comum o envolvimento em outros Comitês de Estudos, tais como: B2 – Linhas Aéreas, C1 – Desenvolvimento de Sistemas Elétricos e Economia, C4 – Desempenho de Sistemas Elétricos e D1 – Materiais e Tecnologias Emergentes.

2. Contribuições

1ª Contribuição:

Constatações quanto aos Princípios para Reorganização do Setor Elétrico:

Em 2013 registraram-se aproximadamente 1.676 km (*) de cabos de potência (Linhas de Transmissão Subterrâneas) em tensões iguais ou superiores a 69 kV.

Em 2014 o Sistema Interligado Nacional registrou 135.000 km de Linhas de Transmissão Aéreas em tensões iguais ou superiores a 230 kV.

As Linhas de Distribuição por sua vez apresentam predominantemente a tipologia de construção Aérea no Brasil (98%), apenas 2% do País possuem sua instalação subterrânea.

Esse tipo de construção (Aérea) oferece risco a população, tendo em vista a exposição que oferece, permitindo que ocorra o contato de pessoas comuns com a rede elétrica, o que todo ano provoca algumas centenas de mortes em nosso País.

Assim, a luz dos Princípios para Reorganização do Setor Elétrico, a contribuição é exatamente o fato de termos estranhado a omissão do tema: **Segurança da População em relação as Redes Elétricas dentre os 10 Princípios citados nos documentos do MME.**

Concluimos aqui citando uma frase constante da apresentação da ABRADEE (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica) no Seminário da ANEEL em agosto de 2014: “...*não há que se falar em universalização, qualidade, modicidade tarifária sem priorizar a Segurança, seja de empregados próprios, contratados e principalmente população...*”

2ª Contribuição

Reforça-se um dos itens da Contribuição do Comitê CE B5 – Proteção e Automação onde foi observada a questão do Incentivo à superação de requisitos mínimos (vide transcrição do texto abaixo):

“Incentivo à superação de requisitos mínimos

- *Deve haver incentivo à melhoria do desempenho, segurança e disponibilidade do sistema elétrico através da criação de benefícios bem definidos para as concessionárias que superarem os requisitos mínimos regulatórios aplicáveis em sistemas de proteção, controle e automação.*
- *Os requisitos regulatórios devem focar mais nos princípios de segurança operacional, controlabilidade e observabilidade do sistema de potência. Em contrapartida, a legislação deve manter e melhorar os processos de verificação dos sistemas de proteção, controle e automação das instalações que garantam o completo atendimento aos requisitos técnicos estabelecidos. ”*

Com relação ao item “d” da Contribuição do CE-B5, transcrito abaixo, faz-se a seguinte ponderação:

“Por exemplo, uma concessionária que adote um sistema de monitoramento em tempo real para aumentar a capacidade de transmissão de uma linha de transmissão deve ser remunerada também por oferecer uma maior capacidade de transmissão de energia. ”

O ONS elaborou os Requisitos Mínimos para Linhas de Transmissão Subterrâneas da Rede Básica fazendo constar entre outros a necessidade de instalação do sistema DTS / RTTR (Distributed Temperature Sensing /Real Time Thermal Rating) o qual fornece dados em tempo real que possibilitam operar o sistema de cabos de potência a maiores níveis de ampacidade uma vez que este sistema está constantemente verificando parâmetros de temperatura, tais como : temperatura do solo circundante , resistividade térmica do material circundante (condições sazonais pela migração da umidade).

Tal prática poderia ser estendida a todas as Linhas de Transmissão Subterrâneas independentemente de seu nível de tensão, pelas Distribuidoras em geral, tendo em vista que este tipo de sistema se presta também a monitorar eventuais condições de falha dos cabos de potência, reduzindo as possibilidades/duração de indisponibilidades destes sistemas.

3ª Contribuição

Quanto às citações no princípio da Eficiência estática e dinâmica

De acordo com o princípio:

“1.2. Eficiência estática e dinâmica

Deve-se garantir a eficiência no funcionamento do setor elétrico tendo em vista não apenas o momento atual, mas também as perspectivas de evolução no longo prazo. A eficiência deve ser observada tanto em condições estruturais quanto conjunturais.

Para tal, o sistema normativo não deve limitar as opções dos agentes quanto à inovação tecnológica e aos modelos de negócio, e sim, estimular a competitividade, o desenvolvimento e a aplicação de tecnologias que levem à redução do custo para a sociedade. A inovação em resposta a pressões competitivas em segmentos desregulados ou a incentivos regulatórios em segmentos de monopólio natural é um vetor importante de eficiência dinâmica.

Além disso, é importante que qualquer mecanismo legal ou regulatório seja avaliado tendo em vista não apenas os impactos imediatos no funcionamento do setor, mas também impactos futuros. Avaliações de impactos inter-geracionais podem ser requeridas para intervenções acerca de mecanismos como políticas de emissões ou similares. ”

Portanto sugere-se que sensíveis verificações sejam efetuadas por parte do órgão Regulador (ANEEL) no tocante ao dimensionamento do cabo de potência, constante nos Editais de Linhas de transmissão Subterrâneas do SIN.

Estas verificações devem ocorrer através do aprimoramento no conhecimento mais aprofundado quanto a ampacidade/dimensionamento de sistemas de cabos de potência, eminentemente na definição da seção do condutor, conforme a IEC 60287 – “Current rating equations (100% load factor) and calculation of Losses – section 1: General”.

Há que se fazer uma ponderação entre custos iniciais x perdas, uma vez que a vida útil dos cabos é sensivelmente longa (30 a 40 anos).

Contextualização:

O Comitê de Estudos B2 do CIGRÉ-Brasil tem a função de desenvolver e disseminar conhecimentos técnicos e tecnológicos nas áreas de engenharia de projeto, construção, manutenção, análise de vida útil, reforma e de componentes de linhas aéreas de transmissão de energia elétrica, divididos por meio de áreas específicas, tais como: condutores, cabos para-raios, isoladores, torres, fundações, sistemas de aterramento e novas tecnologias associadas a melhoria do desempenho elétrico e mecânico.

Os aspectos tecnológicos, técnicos, organizacionais, socioambientais e econômicos são amplamente considerados no escopo de trabalho do Comitê de Estudos B2 do CIGRÉ-Brasil, incluindo a formação e treinamento de recursos humanos nas diversas áreas de engenharia que atuam no setor de linhas aéreas de transmissão. As demandas tecnológicas ainda não implementadas pelo setor de linhas aéreas no Brasil são prioridades do B2, além das demais demandas das empresas e agentes do setor de linhas aéreas que não têm algum estudo específico ou projeto em curso no Brasil.

Nesse sentido, as contribuições do Comitê de Estudos B2 apresentam contribuições às propostas do MME que objetivam aumentar o desenvolvimento tecnológico, econômico e socioambiental do setor elétrico nacional na dimensão das linhas aéreas de transmissão. O contexto na elaboração das propostas aqui apresentadas é fruto de observações e constatações técnicas espontâneas dos integrantes do B2.

Contribuições:

Incentivo à superação de requisitos mínimos (convergência com o grupo CE-B5 e agregando valor ao uso compartilhado dos ativos com outros setores)

- Deve haver incentivo na futura regulação com retorno financeiro explícito às empresas que buscarem: (i) melhoria do desempenho, segurança e disponibilidade do sistema elétrico, (ii) melhorar aceitação dos empreendimentos pela sociedade por meio do uso compartilhado dos ativos, com uso de novos serviços e não somente restritos à transmissão de energia elétrica, e (iii) incentivo a modernização e revitalização do setor de linhas aéreas no Brasil com foco na eficiência energética, eficiência operacional dos ativos e compartilhamento da sua infraestrutura com outros setores.
- Os requisitos regulatórios devem focar nos princípios de eficiência energética que têm grande impacto na relação entre o CAPEX e OPEX dos projetos de linhas de aéreas de transmissão, agregando sempre as questões intrínsecas e multiobjetivo ao negócio de transmissão, tais como: (i) aumentar a segurança operacional, (ii) garantir a rentabilidade econômica e (iii) melhorar a performance técnica e tecnológica das diversas linhas aéreas de potência no Brasil. Para isso novos modelos de desenvolvimento de expansão e reforma das linhas aéreas são requeridos que levem em consideração esses ganhos intangíveis, tanto na dimensão empresarial como na socioambiental.

Comentários adicionais:

O modelo atual, na área de transmissão, não prevê de forma objetiva o retorno financeiro adicional às empresas de transmissão pelo uso na superação das capacidades nominais dos ativos em operação, o que de fato é tecnicamente viável com ganhos bem expressivos na otimização dos ativos existentes, e com isso levar aos investidores e consumidores um ganho real financeiro.

Incentivo à criação e/ou modernização de infraestruturas

- Remuneração incentivada na fase do desenvolvimento da infraestrutura requerida e robusta de telecomunicações para a criação das linhas aéreas inteligentes (smartgrid).
- Remuneração incentivada para criação e/ou modernização de infraestruturas de linhas aéreas que compartilhem seus ativos com outros setores da economia, como por exemplo, o uso de condutores com fibras óticas em seu núcleo, aumentando a oferta de banda larga pelo setor de telecomunicações por meio da infraestrutura de linhas aéreas no Brasil.
- Remuneração incentivada para linhas aéreas em operação e remuneração regulatória obrigatória para os novos projetos sobre o monitoramento dos parâmetros ambientais e de gestão de ativos, de forma contínua em todo o período de concessão, e ao longo de todos os trechos representativos das linhas aéreas.

Licença Prévia (LP) dos leilões no segmento de transmissão

O texto abaixo é de autoria do Comitê C3, e que para o B2 têm forte convergência e apelo por mudanças regulatórias em relação a não obrigatoriedade do modelo atual da existência da Licença Prévia – LP dos leilões no segmento de transmissão em curso. A unificação do procedimento de licenças ambientais deve ser reformulada para mitigar o risco dos projetos de linhas aéreas, que têm grande impacto nessa dimensão ambiental. Abaixo o texto redigido pelo C3.

“2.2 Incremento da Segurança Regulatória dos Leilões de Novos Empreendimentos de Transmissão

No modelo vigente, existe a obrigação de obtenção da LP antes dos leilões das concessões de empreendimentos do setor elétrico no segmento de geração. A mesma exigência não ocorre no segmento da transmissão, onde os empreendimentos são leiloados apenas com o Relatório R3 aprovado que, conforme pode ser observado na Figura 1, estaria cumprindo, para este segmento, papel análogo ao dos Estudos de Inventário para os empreendimentos hidrelétricos. Observa-se a necessidade de aprimoramento da elaboração dos Relatórios R3 para que possam cumprir este papel.

A assimetria de tratamento entre o segmento de geração e transmissão no modelo atual, tem causado sérios prejuízos ao setor elétrico e aos consumidores de energia, tendo em vista que, diversas vezes, os empreendimentos de geração alcançam a condição de plena operação comercial sem que haja conexão disponível no segmento de transmissão, devido ao prazo estabelecido para obtenção da LP e da LI, muitas vezes não compatível com as exigências decorrentes do licenciamento ambiental desses empreendimentos.

Esta proposição consiste na obrigatoriedade da existência da Licença Prévia – LP para que se possa efetuar os leilões no segmento de transmissão, a qual deverá ser viabilizada pelo Poder Concedente, devendo, neste caso, ser avaliada a possibilidade da obtenção da LP ficar sob a responsabilidade da Empresa de Pesquisa Energética – EPE.”

Incentivo a Universalização da energia elétrica

A dimensão da universalização de energia elétrica poderia estar regulado compulsoriamente ao desenvolvimento de outros serviços básicos à sociedade, que em geral está desprovida desses serviços mínimos requeridos. Assim, por meio de uma política de sinergia entre os diversos setores da economia a nova regulação do setor elétrico poderia incentivar a universalização da energia elétrica em conjunto com a universalização da banda larga no Brasil, assim, a expansão do setor de energia teria agentes externos para agregar e impulsionar investimentos adicionais e compartilhados em sinergia, e assim desenvolver de forma sustentável os setores envolvidos em conjunto. Por exemplo, não faz sentido ter a universalização de energia elétrica sem termos uma universalização da banda larga em conjunto.

Contextualização:

O Comitê de Estudos B5 do CIGRÉ-Brasil dedica-se à pesquisa, estudos e discussão de temas relacionados à automação, proteção, controle e medição de sistemas elétricos de potência. Ele cobre os princípios, projetos, aplicações, coordenação, desempenho e gerenciamento de:

- Sistemas de proteção
- Controle e automação de subestações
- Equipamentos e sistemas para controle remoto
- Equipamentos e sistemas de medição

Todos os aspectos técnicos, organizacionais e econômicos são considerados, incluindo a formação e treinamento de pessoal. É dada ênfase ao projeto e aplicações de tecnologias digitais e a uma abordagem moderna para sistemas integrados, incluindo o hardware e software para a aquisição de informações de estado do sistema, comunicação de dados locais e remotos e execução de comandos de controle.

Nesse sentido, as contribuições desse Comitê de Estudos apresentam foco mais direcionado aos desdobramentos que as propostas do MME podem trazer para a áreas de automação, controle, proteção e medição. O principal objetivo buscado na elaboração das propostas aqui apresentadas foi garantir que a legislação regulatória do setor não deixe de considerar também aspectos importantes, que possam contribuir para maior eficiência e segurança operacional do Sistema Elétrico Brasileiro, corroborando assim com as metas buscadas de modicidade tarifária, segurança de suprimento e sustentabilidade socioambiental (item 3.8 da Nota Técnica Nº 5/2017/AEREG/SE).

Contribuições:

Incentivo à superação de requisitos mínimos

- Deve haver incentivo à melhoria do desempenho, segurança e disponibilidade do sistema elétrico através da criação de benefícios bem definidos para as concessionárias que superarem os requisitos mínimos regulatórios aplicáveis em sistemas de proteção, controle e automação.
- Os requisitos regulatórios devem focar mais nos princípios de segurança operacional, controlabilidade e observabilidade do sistema de potência. Em contrapartida, a legislação deve manter e melhorar os processos de verificação dos sistemas de proteção, controle e automação das instalações que garantam o completo atendimento aos requisitos técnicos estabelecidos.

Comentários adicionais:

- a. Hoje, em muitas situações, as empresas são remuneradas apenas pela disponibilidade de seus ativos, fazendo com que as mesmas tenham pouco interesse em melhorar o seu desempenho além dos requisitos mínimos definidos pelos órgãos reguladores.
- b. A proposta visa criar um círculo virtuoso, ampliando a segurança e eficiência do sistema elétrico de potência, com a utilização de novas tecnologias, sem, contudo, deixar de penalizar o agente pela eventual indisponibilidade de um ativo.
- c. A proposta amplia o espaço para a engenharia das concessionárias, permitindo mais liberdade para inovações tecnológicas.
- d. Por exemplo, uma concessionária que adote um sistema de monitoramento em tempo real para aumentar a capacidade de transmissão de uma linha de transmissão deve ser remunerada também por oferecer uma maior capacidade de transmissão de energia.
- e. Outro exemplo seria uma concessionária que optou por modernizar seu sistema de PAC (Proteção, Automação & Controle), aumentando a confiabilidade do sistema.

Incentivo à criação e/ou modernização de infraestruturas

- Remuneração adequada para cobertura dos custos do ciclo de vida dos dispositivos envolvidos (dispositivos eletrônicos inteligentes - IEDs, dispositivos de rede de comunicação etc.) de PAC (Proteção, Automação & Controle), consistindo desde os estudos elétricos para definição dos esquemas

e funções de proteção, projetos lógico e físico dos sistemas de automação, documentação (incluindo aspectos de manutenção e extensão desses sistemas quando da ampliação de instalações elétricas em subestações e usinas de energia elétrica), testes, validações e planejamento de atualização tecnológica frente à obsolescência e final de vida útil desses dispositivos.

- Em função da necessidade de melhor observabilidade do sistema de potência, é importante prever incentivos para incorporação de novas tecnologias de medição como os transformadores de instrumentação não convencionais, sistemas sincrofasoriais, medidores inteligentes etc., incluindo os canais de comunicação mais adequados.

Comentários adicionais:

- a. Em geral, as novas tecnologias têm um custo muito elevado para implantação, porém seus benefícios têm repercussão não somente para o agente envolvido, mas também de caráter sistêmico, ou seja, beneficiando todo o setor.
- Criar as condições para desenvolvimento de uma infraestrutura nacional para certificação de produtos de proteção e automação, em especial com relação a normas internacionais tais como a IEC 61850.

Comentários adicionais:

- a. A proposta visa reduzir a dependência atual de laboratórios estrangeiros, contribuindo para o desenvolvimento da indústria nacional.
- b. A proposta amplia o fomento atividades econômicas relacionadas ao setor.
- A questão da capacitação dos profissionais frente às novas tecnologias e desafios precisa ser considerada de forma a permitir às concessionárias encontrar e/ou formar profissionais para o setor.

Comentários adicionais:

- a. Com a rápida evolução tecnológica das soluções oferecidas em Proteção, Automação e Controle, assim como o alto grau de complexidade e responsabilidade envolvidos, as empresas têm tido dificuldade para destacar um conjunto de profissionais com perfil adequado ao acompanhamento do ciclo de vida desses projetos.
- b. Por exemplo, uma ação seria tornar obrigatório a certificação das equipes de manutenção de PAC, de forma similar ao que é feito para os operadores do sistema.
- Em função da extensão geográfica do sistema interligado de potência, deve-se incentivar a sinergia entre os setores de energia e telecomunicações que permitam atender aos requisitos de controlabilidade e observabilidade em tempo real do sistema elétrico.
- a. A proposta decorre da necessidade de uma rede de comunicações confiáveis para adequada observabilidade e controlabilidade dos ativos operacionais e também da disponibilidade pelas empresas de transmissão de redes elétricas capazes de prover o serviço de telecomunicações.

Contextualização

O Comitê de Estudos de Desenvolvimento de Sistemas Elétricos e de Energia - CE C1, tem a missão de contemplar métodos de análise para o desenvolvimento dos sistemas elétricos de potência e economia, métodos e ferramentas para análise estática e dinâmica, aspectos e métodos de planejamento nos vários contextos, estratégias de gerenciamento de ativos.

Nesse sentido, estamos apresentando nossas considerações para a Consulta Pública MME nº 33 de 04 de julho de 2017, que se propõe a discutir um conjunto de 18 medidas para aprimoramento do marco regulatório relativo ao Setor Elétrico Brasileiro.

1. Redução de Custos de Transação na Transmissão

Proposta

No Art. 17, propõe-se no §9 ficar estabelecida a possibilidade de centralizar os contratos de transmissão, desde que resulte em redução de custos sistêmicos. No §10 define-se a alocação dos custos associados a essa centralização. O §12 estabelece a possibilidade de os titulares das instalações de transmissão contratadas antes da criação da centralizadora aderirem ao fluxo de pagamentos e recebimentos centralizados.

Contribuição

- Qual o órgão setorial que terá a atribuição de aplicar penalidades às transmissoras que aderirem à centralização de contratos?
- Como será quantificada a redução do custo sistêmico e em qual base. Esta quantificação será definida a priori ou após as mudanças sugeridas?
- Como serão tratados os déficits/superávits da RAP entre ciclos tarifários diferentes, e no novo ambiente em que nem todos os contratos de transmissão migrem para o novo ambiente de contratação?
- O ONS centraliza a apuração e o andamento das obras. Neste novo ambiente, como fica a interação entre a apuração e o andamento/fiscalização/penalidades de eventuais violações contratuais?
- Qual o custo atual na administração dos contratos de transmissão. Estes custos são só devidos ao processo de contratação, ou abrange outras atividades do ONS que continuarão sendo atribuições do ONS?

2. Regras Comerciais para Máximo Acoplamento Entre Formação de Preço e Operação

Proposta

No Art. 1, propõe-se no §5º-C ser estabelecida a transparência dos códigos e algoritmos dos modelos computacionais na formação de preço, operação e planejamento.

Contribuição

- A publicidade dos códigos fonte também seria estendida a programas computacionais utilizados no planejamento, mas de fonte externa ao Cepel? É possível ter essa obrigatoriedade? Quais seriam as vantagens de publicidade de código fonte que não tenha um viés comercial, mas seja estritamente técnico? Qual seria o benefício para a sociedade desta transparência.

3. Redução de Custos de Transação na Geração

Proposta

No Art. 2, propõe-se no §2º-F que os custos de aquisição da energia para a qual a centralizadora exerça representação sejam repassados às tarifas de energia dos consumidores das concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição pelo preço médio ponderado dessa energia.

Contribuição

- Uma vez que se pretende aprimorar o marco legal do setor elétrico, sem se abster de buscar a modicidade tarifária, seria apropriado buscar outras regras de mercado que levem em consideração o gerenciamento da demanda, assim como a redução das perdas comerciais e técnicas no sistema

elétrico. Além disso, poderia se buscar realizar planejamento de expansão integrado G&T, de modo a se obter um menor custo total de expansão.

4. Sobrecontratação Involuntária Decorrente da Migração de Consumidores para o Mercado Livre

Proposta

No Art.4, propõe-se no §14 que a parcela da venda de excedentes que possa ser atribuída à sobrecontratação por migração de consumidores ao mercado livre, que não tenha conseguido alívio nos demais mecanismos de adequação do nível contratual, não deve ser ônus nem bônus da concessionária de distribuição, assegurado o repasse às tarifas.

Contribuição

- Os consumidores do Ambiente de Contratação Regulada deverão pagar, mediante encargo tarifário cobrado nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição, na proporção do consumo de energia elétrica, os custos remanescentes das operações financeiras contratadas para atender à finalidade de modicidade tarifária. Com fica a quantificação monetária por unidade de energia em tarifas de potência que são quantificadas por unidade de potência? E em relação à questão temporal, quando as tarifas de transmissão são fixadas e com periodicidade anual?

5. Diretrizes e Compromissos para Fixação de Tarifas

Proposta

No Art.3, propõe-se no inciso XVIII utilizar sinal locacional visando a assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão, além de, quando viável técnica e economicamente, utilizar o sinal locacional no sistema de distribuição.

Contribuição

- A modelagem matemática para o cálculo de sinal locacional não se mostra tecnicamente viável para níveis de tensão abaixo de 88kV.
- A geração pode estar localizada próxima à carga, mas não necessariamente sendo despachada centralizadamente (PCH, eólica e solar) podendo ser uma geração intermitente, não resultando necessariamente em redução de investimentos em sistemas de transmissão/distribuição (haja visto a grande quantidade de linhas para escoamento da geração eólica no Nordeste).
- A metodologia atual já contempla sinal locacional que leva em consideração à proximidade da geração em relação ao consumo, além do grau de carregamento das linhas de transmissão próximos aos agentes de geração e de consumo.
- Os eventuais benefícios da geração de energia elétrica próxima da carga só são efetivos quando a ordem de grandeza da geração for inferior à ordem de grandeza da carga, tendo em vista o aspecto de impacto no custo da expansão do sistema de transmissão.

6. Subsídios às Fontes Incentivadas

Proposta

No Art.26, propõe-se no §1º-D a criação de prêmio de incentivo, estabelecem seu prazo, método de apuração e caracteriza os beneficiários. Em vez de descontos nas tarifas de rede incidentes na produção e no consumo, prevê-se o pagamento de um prêmio de incentivo associado à energia fisicamente produzida por cada empreendimento incentivado. A vinculação à quantidade fisicamente produzida, ainda que não observe o benefício temporal ou espacial da geração, é ao menos um incentivo à produtividade e à eficiência dos equipamentos. Com a implantação das medidas de valoração de atributos e externalidades e a melhor representação do preço, essa disfuncionalidade ainda presente no prêmio seria superada.

Contribuição

- O desconto atualmente aplicado nas TUST (no mínimo 50%), mantém o sinal locacional quando não for desconto de 100%, além de ser aplicado a aproveitamentos de até 30MW. Com a proposta, acaba-se o desconto mas introduz-se um prêmio para aproveitamentos hidráulicos de até 5MW e sem restrição para eólica, solar, biomassa e cogeração qualificada, idêntico entre as fontes, independentemente de sua localização.

- Seria um prêmio por gerar uma energia já contratada? E seria linear entre as fontes, independentemente de sua localização, e premiação idêntica entre as fontes, independente da sua localização e montante.
- Ao invés de utilizar mudanças nas regras de quantificação dos encargos de uso do sistema de transmissão para as fontes incentivadas, é possível vislumbrar que uma abertura mais acelerada do acesso à energia aos consumidores livres permitiria uma redução mais acelerada dos subsídios das fontes incentivadas, criando um ambiente mais competitivo.
- Assim, a extinção do desconto pode ser um avanço, mas a introdução de um bônus pela geração que já foi contratada pode ser um subsídio cruzado, com maior circulação de dinheiro e os tributos devidos, resultando num maior custo total.

7. Proposta Compilada de Aprimoramento Legislativo do Marco Legal do Setor Elétrico

Proposta

No Art. 28, o §8º trata da bonificação de outorga mínima, quando da privatização de pessoas jurídicas controladas direta ou indiretamente pela União.

Contribuição

- Como o texto prevê a privatização de ativos de transmissão, como seria tratada a questão do envelhecimento (fim da vida útil) dos equipamentos de transmissão?

8. Sugestão para Compatibilizar a Expansão da Geração e da Transmissão

- O planejamento da expansão poderia definir as necessidades regionais de demanda por energia elétrica: Empreendimentos determinativos de geração necessários para atender as cargas regionais e os empreendimentos determinativos de transmissão necessários para atender as cargas e interligações para atender intercâmbios entre regiões, mas de uma maneira integrada.
- Programas de expansão flexíveis que levem em consideração possíveis atrasos de entrada em operação de obras ou crescimento da carga acima do esperado. Isto poderia ser considerado adotando-se um cronograma que antecipe a entrada em operação, resultando numa margem de segurança em termos de descompasso entre os programas de geração e o de transmissão.

1. Introdução

Os documentos colocados em Consulta Pública foram analisados pelo Comitê de Estudos de Desempenho Ambiental de Sistemas (CE-C3) do CIGRÉ-Brasil sob a ótica das questões socioambientais que estão presentes e afetam significativamente o desenvolvimento e a segurança regulatória do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), considerando a relevância e complexidade de tais questões para os segmentos de geração, transmissão e distribuição, durante as fases de planejamento, implantação e operação dos empreendimentos do setor.

A Portaria nº 251, de 29/06/2017, “Princípios para a Reorganização do Setor Elétrico”, contém algumas citações à questão socioambiental, conforme destacado a seguir:

- a. Pág.1, 1º parágrafo: “... *tem havido mudanças associadas à evolução tecnológica, à maior exigência da sociedade por qualidade e à sustentabilidade socioambiental*”;
- b. Pág.1, 3º parágrafo: “... *na direção de objetivos que contemplem critérios técnicos, econômicos e de sustentabilidade socioambiental*”;
- c. Pág. 1, 7º parágrafo: Sobre a eficiência produtiva e alocativa, referindo-se a mecanismos eficientes de formulação de preços, o documento assinala que “*Esses mecanismos devem considerar as externalidades dessas fontes (de energia), tanto com relação aos aspectos socioambientais, quanto aos dos sistemas elétricos*”;
- d. Pág. 2, 8º parágrafo: Sobre o princípio de equidade, sugerindo a competição justa e equitativa das diferentes fontes de energia avaliadas numa mesma base, o documento conclui que: “*Esta base deve considerar o custo da cadeia de suprimentos, bem como as externalidades elétricas e socioambientais*”;
- e. Pág.3, 4º parágrafo: “... *De fato, mecanismos de participação pública devem ser extensivamente utilizados no processo normativo... para a apresentação de contribuições e obrigação de fundamentação de respostas, ainda que negativas, por parte das autoridades*”.

Na Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE, de 30.06.2017, que contém a “Proposta de Aprimoramento de Marco Legal do Setor Elétrico”, também são encontradas referências à questão socioambiental, quais sejam:

- a. No item 3.1 (Preâmbulo) há uma vaga referência “*a pressões exercidas por fenômenos (sic) tecnológicos e socioambientais, que representam condições de contorno para o funcionamento da indústria elétrica, e por fricções nos modelos de negócios hoje prevalentes*”;
- b. No item 3.4, o documento complementa que: “*Estas pressões afetam o Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Entre as condições de contorno socioambientais para o desenvolvimento do SEB, destacam-se as restrições para o desenvolvimento de grandes projetos hidrelétricos com reservatórios de acumulação, que por sua preponderância histórica no setor influenciaram diversos elementos do quadro regulatório e comercial legado*”, e segue com a citação de alguns desses elementos;
- c. No item 3.8 (3º parágrafo, pág.3/55), dentre os elementos apontados, como indicadores básicos do futuro desejado é citado: “*incentivos à eficiência nas decisões empresariais de agentes individuais, como vetor de modicidade tarifária, segurança de suprimento e sustentabilidade socioambiental.* ”
- d. No item 3.131, que trata da proposta de alteração da Lei nº 9.074, de 1995, em seu § 9º, está estabelecido que, no caso de privatização de empresas controladas direta ou indiretamente pelo Governo Federal, e localizadas na bacia do rio São Francisco, a União deverá destinar parte do valor auferido para projetos de revitalização da referida bacia. Esse tema é recorrente no item 3.141, quando o documento destaca que a recuperação do rio, a longo prazo, irá beneficiar o setor elétrico, pois ampliará o potencial gerador de energia das usinas instaladas na bacia.

Entretanto, no corpo da Proposta de Aprimoramento não existem proposições relacionadas ao equacionamento de algumas questões socioambientais que poderiam contribuir para a segurança regulatória e atratividade dos segmentos de geração, transmissão e distribuição do setor para novos investimentos e que já há algum tempo vêm sendo discutidas e trabalhadas em trabalhos desenvolvidos pelos membros do CE-C3, bem como nos seminários e Workshops organizados pelo CIGRÉ-Brasil, e também no âmbito de outras associações representativas do setor.

Ressaltamos, ainda, a eficácia da incorporação dos aspectos socioambientais como elementos de decisão, lado a lado aos demais aspectos técnicos e econômicos, ao processo de planejamento, execução e operação dos empreendimentos do SEB, que contribui para redução dos riscos associados a custos e prazos e, conseqüentemente, para a sustentabilidade do sistema como um todo.

No item a seguir são destacadas as questões consideradas mais urgentes e que deveriam necessariamente ser consideradas nesse momento de aprimoramento do marco legal setorial.

2. Proposições do CE-C3 do CIGRÉ-Brasil

2.1 Imediata Normatização Visando a Efetiva Remuneração dos Custos Associados às Demandas da Administração Pública

A questão da incorporação dos custos socioambientais na remuneração das geradoras, por meio da adequada regulamentação do §6º do artigo 1º da Lei 12.783/2013 vem sendo discutida intensamente junto ao Poder Concedente há algum tempo, tendo se intensificado desde a edição da Medida Provisória 579/2012, em 11/09/2012.

Apresentamos, inicialmente, uma breve contextualização do problema, tendo em vista a evolução do entendimento da ANEEL sobre o tema e a mudança significativa de postura do Poder Concedente evidenciada pelas consultas públicas objeto deste documento.

As primeiras discussões tiveram início por ocasião da Audiência Pública ANEEL 026/2013, com vistas à revisão do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE, instituído pela Resolução Normativa nº 444, de 26/10/2001, quando foram reconhecidas as sugestões para incorporação dos custos dos empreendimentos em operação, que abrangem boa parte das situações nas quais as empresas realizam suas atividades ambientais, com vistas ao desenvolvimento sustentável. Nesta ocasião, foi sugerida a incorporação dos seguintes custos:

- a. Os custos advindos do processo de licenciamento ambiental (implantação e monitoramento de programas, trâmites burocráticos, pagamento de taxas para obtenção e renovação de licenças, etc.);
- b. Os custos advindos do cumprimento de legislação ambiental específica em âmbito nacional, estadual ou municipal;
- c. Os custos oriundos de condicionantes exigidos por agentes de financiamento;
- d. Os custos associados às atividades que contribuem para a sustentabilidade dos empreendimentos e para a otimização dos processos que utilizam recursos naturais; e
- e. Os custos associados às atividades que contribuem para o cumprimento da Política Nacional de Meio Ambiente e para os Acordos Ambientais Internacionais dos quais o Brasil seja signatário.

O cenário começou a se alterar quando da Audiência Pública ANEEL 031/2014, ao tratar do regramento que disciplinaria a remuneração dos investimentos em usinas hidrelétricas cotistas, visando manter a qualidade e continuidade da prestação do serviço, que possibilitou a introdução de importantes avanços no regramento desta modalidade de geração de energia elétrica.

Os avanços se confirmaram por meio de algumas proposições presentes na minuta do Submódulo 12.3 do documento, onde foi possível perceber a preocupação da Agência em preencher lacunas regulatórias deixadas durante a edição da Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013. Como defendido pelos agentes nessa época, o reconhecimento na remuneração dos investimentos em melhorias e ampliações realizadas nas usinas configurava-se em condição fundamental para garantir a qualidade e a continuidade desses empreendimentos nos próximos anos, garantindo sustentabilidade empresarial mínima aos concessionários.

Em que pese os avanços observados na proposta de regulação, um ponto imprescindível não foi abordado na Audiência Pública 031/2014, qual seja, o reconhecimento das despesas relacionadas às “**demandas ambientais**”.

A regulamentação tem exigido dos empreendimentos hidrelétricos compensações ambientais cada vez maiores, produzindo um ônus que não foi reconhecido nas receitas das usinas que operam dentro do regime de cotas. Na Nota Técnica nº032/2014-SRG-SRE/ANEEL, documento que subsidiou os encaminhamentos da Audiência Pública ANEEL 031/2014, o problema é tangenciado, contudo sem oferecer solução:

“53. Pelos aditivos contratuais das usinas alcançadas pela Lei nº 12.783/13, existem três fontes de recursos para as novas concessões: (i) custos de operação e manutenção; (ii) melhorias; e (iii) ampliações. Porém, há outros gastos que precisam ser equacionados, com destaque para investimentos associados a demandas da administração pública, tais como licenciamento ambiental, outorga pelo uso da água, etc. e investimentos em bens não reversíveis, como hardware, veículos, infraestrutura administrativa, etc.”

54. Dessa forma, para investimentos em bens não reversíveis, prever-se-á remuneração para investimentos que somem até 5% da GAGO&M. Já para aqueles decorrentes de demandas da administração pública, ainda não há convergência das áreas técnicas para o encaminhamento a ser dado. Avalia-se trata-los em O&M ou como investimento, sem remuneração. Por enquanto, não foi incorporado à minuta do normativo texto referente a demandas da administração pública.” (grifo nosso)

Entretanto, a despeito do exposto na Nota Técnica ANEEL 032/2014, a Resolução Normativa 605/2014, de 19/03/2014, aprovou o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE, cuja revisão incorporou integralmente as sugestões apresentadas na Audiência Pública ANEEL 026/2013, citada anteriormente.

Nesse contexto, os agentes do setor defendiam fortemente que os custos socioambientais relacionados no MCSE, e que são divulgados no Balanço Social das empresas a partir de 2015, deveriam ser considerados no cálculo da receita regulada das referidas concessionárias de geração e classificadas como “Demandas da Administração Pública”, conforme brevemente exposto na Nota Técnica 032/2014.

Restava então, inconteste, na visão dos agentes, que o não reconhecimento desses valores inviabilizaria a execução das atividades socioambientais dos empreendimentos de geração de energia elétrica, causando relevante prejuízo no cumprimento da legislação, comprometendo, inclusive, seu desempenho econômico.

No processo de evolução do entendimento da ANEEL sobre o tema, existem divergências de entendimento nas Superintendências da ANEEL (SRG e SRE), que pode ser constatado na Nota Técnica nº 078/2014-SRG-SRE/ANEEL.

Pelo entendimento da SRG existe a necessidade de reconhecimento de adicional de receita para ressarcir as despesas com demandas da Administração Pública.

Para a SRE, o entendimento é que se as referidas demandas culminarem em investimentos a serem realizados pelos concessionários, os custos serão tratados nos termos da regulação existente, enquanto que se as referidas demandas culminarem em despesas operacionais, estas devem ser geridas com os recursos da GAGo&m, pois nos Aditivos aos Contratos de Concessão, as concessionárias reconheceram que a GAG definida no referido Contrato era suficiente, em 1º de janeiro de 2013, para manter o equilíbrio econômico e financeiro da concessão, porém esse equilíbrio econômico não contempla arcar com novas demandas de investimentos e despesas operacionais, associados a possíveis exigências por parte da ANEEL, ANA, IBAMA, IPHAN, ONS, etc. (grifo nosso)

Apesar desses entendimentos terem sido considerados divergentes pelas Superintendências envolvidas e pela Relatoria do processo, avaliamos que ambos são pertinentes e, principalmente, não são mutuamente excludentes.

Neste contexto, reafirmamos nossa convicção de que, para as novas demandas da Administração Pública, cujos custos se materializaram após 1º de janeiro de 2013, existe a imperiosa necessidade de ressarcimento dos custos envolvidos, mediante estabelecimento de Resoluções Normativas ou Autorizativas.

Cabe ainda registrar que os empreendimentos de geração objeto desta proposição, quais sejam aqueles alcançados pela Lei 12.783/2013, possuem tratamento idêntico no quesito da regulação tarifária dos segmentos de transmissão e distribuição sendo que estes então, por isonomia, devem ser considerados no pugnado ressarcimento dos custos aqui discutido.

Esta proposição considera fundamental a edição de Norma Específica que discipline o reconhecimento e estabeleça, de forma clara, o ressarcimento dos custos socioambientais (diretos), oriundos de demandas da administração pública, dos empreendimentos em operação dos segmentos de geração, transmissão e distribuição, quais sejam:

1. Os custos advindos do processo de licenciamento ambiental (implantação e monitoramento de programas, tramites burocráticos, pagamento de taxas para obtenção e renovação de licenças, etc.);

2. Os custos advindos do cumprimento de legislação ambiental específica em âmbito nacional, estadual ou municipal;
3. Os custos decorrentes de regulamentações específicas de Agências e Órgãos Reguladores (ANEEL, ANA, ONS) que, por sua natureza se caracterizam como mais uma das demandas da administração pública (iniciativas de segurança, riscos socioambientais, melhoria da base de dados, controle de cheias, etc.);
4. Os custos oriundos de condicionantes exigidos por agentes de financiamento;
5. Os custos associados às atividades que contribuem para a sustentabilidade dos empreendimentos e para a otimização dos processos que utilizam recursos naturais;
6. Os custos associados às atividades que contribuem para o cumprimento da Política Nacional de Meio Ambiente e para os Acordos Ambientais Internacionais dos quais o Brasil seja signatário.

2.2 Incremento da Segurança Regulatória dos Leilões de Novos Empreendimentos de Transmissão

No contexto do setor elétrico brasileiro, o processo de licenciamento ambiental foi definido e estruturado a partir do ano de 1986, com a edição da Resolução do Conselho Nacional de Meio Ambiente – CONAMA nº. 001/86, tendo sido devidamente elucidado e normatizado pelas Resoluções CONAMA nº 06/87 e nº 237/97. Tais resoluções definiram e tornaram obrigatória a obtenção da Licença Prévia – LP, Licença de Instalação – LI e Licença de Operação – LO.

Esses diplomas devem ser precedidos da apresentação e aprovação de documentos técnicos específicos, consubstanciados respectivamente no Estudo de Viabilidade Técnico e Socioambiental – EVTA, Estudo de Impacto Ambiental – EIA e Relatório de Impacto Ambiental – RIMA e Projeto Básico Ambiental – PBA.

No modelo vigente, existe a obrigação de obtenção da LP antes dos leilões das concessões de empreendimentos do setor elétrico no segmento de geração. A mesma exigência não ocorre no segmento da transmissão, onde os empreendimentos são leiloados apenas com o Relatório R3 aprovado que, conforme pode ser observado na Figura 1, estaria cumprindo, para este segmento, papel análogo ao dos Estudos de Inventário para os empreendimentos hidrelétricos. Observa-se a necessidade de aprimoramento da elaboração dos Relatórios R3 para que possam cumprir este papel.

A assimetria de tratamento entre o segmento de geração e transmissão no modelo atual, tem causado sérios prejuízos ao setor elétrico e aos consumidores de energia, tendo em vista que, diversas vezes, os empreendimentos de geração alcançam a condição de plena operação comercial sem que haja conexão disponível no segmento de transmissão, devido ao prazo estabelecido para obtenção da LP e da LI, muitas vezes não compatível com as exigências decorrentes do licenciamento ambiental desses empreendimentos.

Esta proposição consiste na obrigatoriedade da existência da Licença Prévia – LP para que se possa efetuar os leilões no segmento de transmissão, a qual deverá ser viabilizada pelo Poder Concedente, devendo, neste caso, ser avaliada a possibilidade da obtenção da LP ficar sob a responsabilidade da Empresa de Pesquisa Energética – EPE.

A definição dos procedimentos para a realização dos estudos necessários para a obtenção da LP no contexto do segmento de transmissão, após a implantação desta proposição, certamente passará por uma interlocução entre os diversos atores envolvidos com a questão não se privando, certamente, da participação dos empreendedores interessados, nos mesmos moldes hoje praticados pelo segmento de geração.

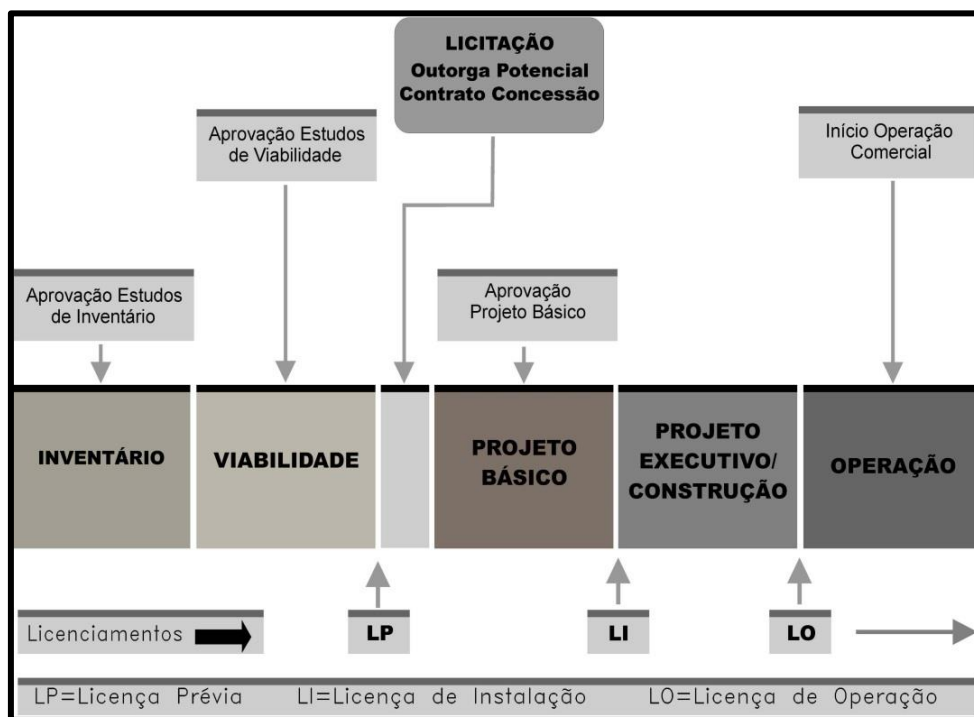


Figura 1 - Licenciamento ambiental no processo de concessão das hidrelétricas no setor elétrico brasileiro

3 – Considerações Finais

Para que qualquer esforço de se estabelecer, de forma profícua, os “princípios para a reorganização do Setor Elétrico Brasileiro”, e de se elaborar um conjunto consistente de “propostas de aprimoramento do marco legal do setor elétrico”, partimos da premissa de que o Poder Concedente deve estabelecer as condições necessárias para que os empreendimentos do setor elétrico sejam observados na sua real condição, de interesse público mais que comprovado, isto é, sem medir esforços na articulação entre os entes do Estado para definição de prioridades ambientais e energéticas, entendidas aqui como a ação institucional desse Poder para viabilizar as prioridades definidas junto a toda a sociedade diretamente envolvida.

Assim, entendemos que, tendo em vista os aperfeiçoamentos e mudanças no sentido de uma segurança regulatória adequada e aderente às necessidades do setor em todas as esferas, a efetividade das proposições aqui apresentadas dependerá ainda da sua articulação com duas outras regulamentações, cujas discussões necessitam ser retomadas:

1) Disciplinamento do aproveitamento energético dos cursos de água:

Trata-se da proposição para que o Poder Concedente, por meio de Decreto Presidencial, disponha sobre o aproveitamento energético dos cursos de água, com as necessárias outras providências. Esta proposição foi exaustivamente discutida em passado recente com o Poder Concedente, e encontra respaldo no art. 84, caput, inciso IV, da Constituição Federal, e tendo em vista o disposto no artigo 21, inciso XII, alínea (b) dessa mesma Constituição, e na Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997, e, em síntese, carrega em suas premissas a simplicidade e abrangência necessárias à estruturação definitiva da etapa do planejamento setorial de bem comum estratégico para o país.

Tal proposição considera a necessidade de garantir o suprimento de energia brasileira no médio e longo prazo, de modo a assegurar a qualidade de vida das gerações presente e futuras, bem como a competitividade do país vis a vis às exigências dos compromissos globais.

2) Criação e estruturação de Autarquia Federal de Licenciamento Ambiental:

É fundamental que o Estado volte a analisar a questão da consolidação definitiva da Autarquia de Licenciamento Ambiental na esfera federal, a exemplo do que foi executado no passado com a criação das diversas Agências Reguladoras, dado que o licenciamento ambiental é uma função do Executivo, sendo capital para propiciar o adequado funcionamento dos setores produtivos, quando o país almeja o desenvolvimento sustentável.

Contextualização

O Comitê de Estudos de Mercados de Eletricidade e Regulação (CE C5) foi criado em 2002 como comitê espelho do *Study Committee C5* internacional (*Electricity Markets and Regulation*), com a missão de facilitar e promover o progresso da engenharia e o intercâmbio de informações e conhecimento em mercados de eletricidade e regulação, agregando valor por meio do compartilhamento de práticas, elaboração de estados da arte e desenvolvimento de recomendações.

As atividades do Comitê C5 Brasil têm como objetivo o acompanhamento das principais tendências para o setor de energia elétrica, a avaliação das melhores práticas de desenho de mercado considerando a experiência dos mercados internacionais, bem como a busca de oportunidades de aprimoramento e evolução do mercado brasileiro.

Nesse sentido, vimos apresentar conforme a seguir, nossas considerações para a Consulta Pública MME nº 33 de 04 de julho de 2017 que se propõe a discutir um conjunto de 18 medidas para aprimoramento do marco regulatório e comercial relativo ao Setor Elétrico Brasileiro.

Visão Geral

A Consulta Pública (CP) MME nº 33 se encerra em 17 de agosto de 2017. A proposta contida na Consulta Pública é audaciosa, progressista e desafiadora, dado que enfrenta as necessárias mudanças para o setor elétrico brasileiro (SEB).

Cabe ressaltar que, o novo desenho do mercado pode criar mais custos do que benefícios para os consumidores no começo, porém é bem mais racional do que o que hoje existe, e prevê uma solução de médio e longo prazo para a sustentabilidade econômica do consumo.

Um ponto de aprimoramento a ser mais bem avaliado é que existe uma centralização excessiva de algumas funções, que é um risco muito grande para futuras intervenções desnecessárias do governo.

Em relação ao ACL a proposta impõe algumas barreiras no primeiro momento para flexibilizar melhor no futuro, desta forma acreditamos que alguns ajustes são necessários para tornar a proposta ainda mais equilibrada. Os elementos básicos da proposta podem ser elencados como segue:

- Incentivos à eficiência nas decisões empresariais de agentes individuais como vetor de modicidade tarifária, segurança de suprimento e sustentabilidade socioambiental – redução da intervenção do governo;
- Sinalização econômica como vetor de alinhamento entre interesses individuais e sistêmicos;
- Alocação adequada de riscos para permitir sua gestão individual, com responsabilidades bem definidas;
- Remoção de barreiras para participação de agentes no mercado;
- Respeito aos contratos vigentes e observância dos requisitos formais e dos papéis de cada instituição.

A proposta contida na CP MME 33 é ampla o suficiente para abordar todos os pontos necessários de aprimoramento, entretanto existe uma combinação de assuntos muito urgentes com outros não tão prementes, que necessitam um debate mais aprofundado. Sugere-se para efeito de submissão de uma medida provisória (MP) a seleção dos tópicos em camadas para alcançar a aprovação dos mais urgentes no tempo adequado.

A visão de futuro com a incorporação de novas metodologias é um tema muito tímido no documento, e serve apenas como uma motivação para ajustar o modelo para novos tempos.

Neste sentido uma medida saudável é a tentativa de prover mais flexibilidade para as distribuidoras na compra e venda de energia. Com o crescimento do mercado livre, da geração distribuída, da resposta da demanda num ambiente de redes inteligentes o papel da distribuidora deve ser dinâmico o suficiente para acompanhar os avanços na sua área de concessão. A proposta busca ajustar alguns passivos do modelo atual e propõe avanços consistentes.

Finalmente é louvável o processo público transparente que foi selecionado para submeter à sociedade as propostas de mudanças no setor elétrico. Nunca antes no setor se adotou esta prática aberta à sociedade para o debate, e o mais próximo desta formatação foi o projeto RE-SEB na década de 90, com ampla participação dos apenas dos agentes setoriais.

Cada uma das 18 medidas propostas na Consulta Pública MME nº 33 é analisada com detalhe a seguir:

1- Autoprodução

Proposta

A proposta do MME caracteriza do ponto de vista legal a figura do Autoprodutor de energia como gênero do consumidor livre, com livre acesso à rede, e amplia o regime de autoprodução nas cadeias societárias conforme participações no capital investido com direito a voto, o que representa um aspecto positivo, pois torna mais claros os limites de atuação para este tipo de agente.

A nova regulamentação define também que os benefícios atuais para o pequeno autoprodutor (< 3 MW) com relação ao desconto no pagamento de encargos setoriais e de energia de reserva são encerrados, e estes consumidores devem buscar respaldo na mini e micro geração distribuída.

A nova regulamentação prevê a incidência de encargos e o pagamento da energia de reserva sobre o consumo líquido, ou seja, permite que seja descontada a parcela referente à energia autoproduzida.

Contribuição

Ainda que exista uma preocupação com a eficiência na alocação dos benefícios e subsídios, no nosso entendimento este limite de 3 MW é muito restritivo, sendo que investimentos em autoprodução devem sempre ser vistos pelo governo como meio de promover a eficiência do setor e da indústria nacional.

Além disso, existem algumas lacunas regulatórias e tributárias para a micro e mini geração que precisam ser equacionadas para sua consolidação, sendo que muito dos benefícios são dados por meio de convênios tributários não atualizados com a regulamentação, e de forma não isonômica. A sugestão é manter os limites atuais para atuação no mercado até 500 kW.

Deve se considerar no âmbito da autoprodução a criação do marco regulatório da GD definitivo, que com os avanços tecnológicos a nível mundial seria muito importante uma definição mais clara.

2- Redução dos Limites para acesso ao Ambiente de Contratação Livre (ACL)

Proposta

A proposta do MME apresenta aspectos relevantes quanto à abertura do mercado que inclusive está em linha com a tendência de busca crescente de maior competitividade e eficiência nos mercados de energia elétrica em todo o mundo. Entretanto o ritmo de abertura gradual proposto nos parece ser muito restritivo, acabando com a reserva de mercado das fontes incentivadas apenas em 2022 e todo o grupo A (> 75 kW) em 2028. Da forma proposta, a liberação do mercado é muito tímida, chegando a elegibilidade em algo em torno de 50% do mercado em 2028, ou seja, 33 anos após a Lei 9.074/95, que definiu o consumidor livre.

A contrapartida é a possibilidade de antecipar para 2018 a abertura do mercado e acesso a compra de energia convencional aos consumidores especiais com demanda contratada maior ou igual a 3MW, conectados até 7 de julho de 1995, em tensão menor do que 69 kV, o que atualmente está previsto para ocorrer em 2019 pela legislação atual.

Adicionalmente, a proposta do MME apresenta imposição de barreiras rigorosas de atuação no mercado livre a partir de 2018, como a exigência de representação na CCEE por agente comercializador de novos consumidores com demanda contratada menor que 1000 kW, e a restrição da comunhão de fato e de direito para compor o limite mínimo de 500 kW às migrações que se concretizarem até o fim de 2017. A partir de 2018 só será possível a atuação no mercado livre de cargas individuais maiores que 500 kW.

Embora verdadeira a argumentação do MME para imposição de barreira para migração de: *“necessidade de ter o ambiente de atacado com garantias financeiras robustas e liquidação menos arriscada, e a ampliação do mercado livre exigirá responsabilidades do segmento de comercialização”*, no nosso entendimento a separação entre atacado e varejo é muito rígida em termos de limites considerados. Além disso, é necessário aprimorar a figura do comercializador e do gerador varejista de forma a mitigar os problemas existentes para sua viabilização efetiva no mercado, especialmente quanto ao gerenciamento de riscos em situações de ações judiciais que impeçam o corte de fornecimento do consumidor.

O cronograma de abertura do mercado livre era algo desejado pelo mercado desde a abertura do mercado, e mal ou bem a proposta incorporar este sinal de abertura. Cabe-nos uma dúvida se é necessário à inclusão

do cronograma em lei, como previsto na proposta, já que a Lei 9.074/95, que definiu o consumidor livre, deixa para a regulamentação do MME esta tarefa. O certo é que o desenho da abertura proposto é o que impõe a necessidade de várias das medidas propostas no documento.

Contribuição

Como forma de ampliar a relevância ao mercado livre, promover a eficiência e incentivar a indústria nacional, recomenda-se a liberalização imediata do consumidor especial até 500 kW se tornar livre e ter acesso à energia convencional, inclusive proveniente das sobras contratuais das distribuidoras.

Também se recomenda a não limitação da possibilidade de comunhão de fato ou de direito para compor os 500 kW. Isto poderia contrabalancear um pouco o impacto dos pesados encargos ao consumidor do ACL previstos para as novas migrações e dos “custos de transição” decorrentes da exposição involuntária das distribuidoras, previstos para serem arcados todos os consumidores do Sistema Interligado Nacional (SIN), o que pode inviabilizar ainda mais o acesso ao mercado livre.

Ao invés de restringir o acesso do consumidor especial ao lastro de energia incentivada via criação de barreiras, permitir o acesso à energia convencional desses consumidores poderá ter um efeito positivo para crescimento da indústria e do país, além de diminuir os subsídios cruzados relativos aos descontos nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

Cabe ressaltar que a atuação direta no mercado e a compra de energia convencional por consumidores até 500 kW, além da permissão da comunhão de fato e de direito para composição deste limite mínimo, tem impacto direto na gestão destes consumidores pela CCEE, motivo pelo qual recomenda-se um estudo mais aprofundado para a definição desses limites como forma de permitir uma atuação sustentável da CCEE no exercício de sua atividade fim que é a viabilização da comercialização de energia, sem entretanto restringir demasiadamente a migração dos consumidores para o ACL com impactos na competitividade e eficiência.

Outro aspecto que deve ser esclarecido na proposta é como se dará o retorno de consumidores que atuam no ACL para o ACR. Com relação ao prazo de janeiro de 2018 na consideração de novas restrições à migração, não está claro se a restrição de data limite para comunhão das cargas até 31 de dezembro de 2017 para novas migrações se refere à denúncia do consumidor às distribuidoras ou sua efetivação na CCEE. Caso fosse considerado o prazo para efetiva migração, tal dispositivo seria inócuo, uma vez que os processos de migração podem durar até mais de 6 meses.

A limitação do comercializador e gerador varejista deve ser mitigada para que seja objetiva a nova restrição sugerida de representação para os menores que 1000 kW. Nesse sentido recomenda-se que seja avaliada a inclusão das cargas inadimplentes dentro do fornecedor de última instância, que poderia assumir este risco em troca de um prêmio.

3- Obrigação de Contratação

Proposta

Desde a revisão do modelo do Setor Elétrico Brasileiro em 2004, o modelo de expansão da geração e da transmissão tem como base os contratos de longo prazo. Os contratos de geração são comercializados nos leilões regulados, tendo como principal agente financiador o BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social). O modelo de expansão se baseou na comercialização de contratos de longo prazo (15 a 30 anos) no Ambiente de Contratação Regulado (ACR), seguindo a experiência que já existia no segmento da transmissão. Além disso, todo o consumo deve estar 100% contratado

Atualmente, considerando a redução da capacidade de crédito do BNDES e o crescimento do mercado livre, que vem ocorrendo significativamente desde 2015, estima-se que a dificuldade de financiamento será uma das principais barreiras para a expansão do setor elétrico. Nesse sentido, a busca de estratégias e ferramentas para financiar a expansão do setor com base em experiências nacionais existentes, em outros setores industriais, assim como em experiências internacionais, pode ser uma grande contribuição nesta proposta.

A incorporação mais presente de mercado de futuros e gestão de risco descentralizada poderá ser aventada, associada a mecanismos de interferência governamental só quando o mercado não for suficiente para a garantia de suprimento.

A proposta do MME caminha nesta direção, com a alteração do modelo atual definido para incentivar a expansão do SEB, por meio da separação do produto atual energia em dois produtos distintos: lastro (para confiabilidade de suprimento) e a *commodity* energia (para gerenciamento de riscos no mercado de curto prazo). Estes são comercializados historicamente no Brasil de maneira integrada.

A redução da obrigação de contratação de energia em percentual não definido para distribuidoras e consumidores do ACL deixa uma lacuna para as bases de financiamento da expansão.

A separação dos produtos confiabilidade e energia é uma prática comum em outros mercados de energia e é positiva no sentido de minimizar a obrigação de contratação de energia como ferramenta de segurança, de oferecer novas estratégias e produtos mais flexíveis na comercialização da energia permitir participação do ACL na expansão do setor, além de simplificar ação da regra de apuração de lastro comercial e penalidades.

Contribuição

Como recomendação para a consulta pública, sugere-se que seja estabelecido um período de transição claro para a separação do lastro e da energia, com base na representatividade e necessidade de contratação de cada produto, com o objetivo também de delimitar a atuação da distribuidora no fornecimento de energia e mitigar a compra de contratos de prazos muito longos. Em conjunto é possível desenhar a liberação da contratação, reduzindo a obrigação atual de 100% de contratação de forma paulatina.

Adicionalmente devem ser incorporados mecanismos claros que permitam a financiabilidade pelo ACL por meios de novas estruturas de financiamento pelo BNDES e pela iniciativa privada.

4- Redução de Custos de Transação na Transmissão

Proposta

A nova regulamentação propõe a liquidação centralizada dos contratos da transmissão, provavelmente pela CCEE, apenas em caso de comprovação da redução de custos sistêmicos, considerando inclusive os eventuais custos tributários em função da intermediação. A liquidação centralizada seria facultada aos titulares das instalações de transmissão contratadas antes da criação da centralizadora e obrigatória às novas instalações de transmissão contratadas.

A proposta é positiva, pois prevê ganhos de escala na centralização dos pagamentos, e uma possível redução de custos financeiros e operacionais dos agentes.

Contribuição

Na proposta Liquidação centralizada dos contratos da transmissão, que hoje é pulverizada pelos agentes pagadores, deve-se adotar medidas com o objetivo de mitigar risco de inadimplência, protegendo os agentes para o recebimento dos montantes cabíveis, atenuando um possível risco sistêmico para as transmissoras.

Como sugestão, recomenda-se que caso seja comprovada a redução de custo sistêmica a participação dos envolvidos deve ser obrigatória inclusive para contratos existentes.

5- Acoplamento Máximo entre Preço e operação

Proposta

Os preços do mercado são essenciais para dar os sinais de econômicos adequados aos investidores e apoiar os agentes na comercialização na gestão de seus riscos, contribuindo para o funcionamento eficiente do mercado e para a modicidade tarifária. As referências de preços que subsidiam a tomada de decisão dos investidores e agentes do mercado dependem da confiança na estrutura de mercado e na formação de preços, daí a importância do aprimoramento contínuo do processo de formação dos preços do longo prazo até o curto prazo, bem como dos respectivos impactos no preço da energia ao consumidor final.

A atual estrutura de formação de preços tem gerado incertezas que dificultam investimentos e a real precificação dos riscos envolvidos. A discussão sobre a representatividade e utilidade das diversas referências de preço pode alavancar o desenvolvimento de novos produtos financeiros para o mercado e facilitar o financiamento do setor aumentando a liquidez.

O processo de formação do preço de curto prazo deve ser, na medida do possível, coerente com as decisões operativas, e com os critérios utilizados no planejamento da expansão, no sentido de oferecer a correta sinalização para o uso eficiente dos recursos, em toda a cadeia de energia elétrica. Nesse sentido aprimorar o despacho e a formação de preços é fundamental para atrair investimentos em nível e custo adequados para a expansão do setor.

A proposta do MME amplia a possibilidade do despacho e a prestação de serviços ancilares serem realizados por oferta de preço dos agentes, considerando tanto usinas como cargas interruptíveis, o que já é praticado em muitos mercados maduros como forma de ampliar a segurança operativa e a eficiência econômica.

A utilização de preços com intervalo máximo horário até 2020, mesmo que com a metodologia de preços por custo, permite uma melhor representatividade e valoração das fontes de energia para atendimento à demanda máxima do sistema, além de redução dos pagamentos de encargos de serviços do sistema e deve ser perseguida. Entretanto ressalta-se que esta alteração demandará uma mudança significativa nas atividades relacionadas à comercialização e operação tanto do mercado quanto do sistema.

A formação de preço robusta abre espaço para criação de uma bolsa, com negociações padronizadas e funções de liquidação por meio de câmaras de compensação e liquidação, o que poderá ampliar a liquidez, transparência e segurança do mercado além de possibilitar a criação de novos produtos físicos e financeiros de diversos prazos, e apoiar a expansão do SEB.

Os aportes de garantias financeiras e fechamentos diários de posições no mercado de curto prazo possibilitam a redução da inadimplência na CCEE, bem como o desligamento mais célere dos agentes em caso de inadimplência. Outro aspecto positivo é a abertura de códigos/algoritmos de ferramentas computacionais utilizados no planejamento/operação/formação de preços.

Contribuição

A adoção do modelo horário na cadeia atual de modelos de formação de preços até 2020 é muito positiva, tendo em vista que a matriz atual está bem diferente daquela do passado, onde as grandes hidrelétricas com reservatório impunham uma inércia muito maior na mudança de preços ao longo do dia e da semana.

Adicionalmente a proposta do MME abre a possibilidade de excluir o mecanismo de compartilhamento do risco hidrológico na contabilização do mercado de curto prazo, caso seja adotada a oferta de preços, entretanto não está claro como será a operação e compartilhamento dos riscos entre geradores hidrelétricos localizados na mesma região, devendo ser este ponto ser mais bem explicitado.

A oferta de preços é um tema discutido desde o programa de revitalização em 2002, e não houve avanços significativos na metodologia. Sendo assim é prudente uma discussão metodológica ampla na definição da forma de aplicação dos conceitos da oferta de preços, e desta forma se busque alcançar uma proposta robusta, mesmo que o prazo seja mais longo. Outra sugestão é buscar referências Internacionais para monitoramento de mercado em caso de implantação de preço por oferta.

Também devem ser reavaliados critérios relativos aos limites dos preços do mercado de curto prazo, levando-se em consideração dentre outros aspectos a capacidade de resposta da demanda e a nova base de preços horários, que poderá inclusive sinalizar o preço em sincronia com a curva de carga.

6- Redução de Custos de Transação na Geração

Proposta

Considerando o grau de abertura à competição, o modelo brasileiro melhor se define como um misto de “comprador único” e competição no atacado.

Nessa forma de estruturação, além da competição na atividade de geração, é introduzida a opção de escolha de suprimento no atacado do segmento consumo. A função de operação do sistema fica definida como independente da função comercial. O ambiente regulado (ACR) e o ambiente livre (ACL) são conhecidos como “mercados paralelos”, sendo que o ACR possui regras de compras para as concessionárias de distribuição parecidas com a de uma agência central de comercialização (“comprador único”) e no ACL a comercialização da energia é totalmente liberada.

A proposta do MME para reduzir os custos de transação na geração e lidar com as sobras involuntárias das distribuidoras decorrentes da ampliação do mercado livre prevê a gestão centralizada dos contratos regulados (CCEAR, cotas, energia de Itaipu, Angra 1 e 2) – tipo “comprador único”, por meio de uma entidade centralizadora (talvez a própria CCEE). Além disso, possibilita a realização de compensações de posições contratuais entre as distribuidoras desde que a adoção de tal medida não incorra em custos tributários adicionais, mantendo as distribuidoras como responsáveis pelas declarações da quantidade para atendimento de seu mercado. Não está claro, entretanto se as compensações centralizadas pela CCEE serão compulsórias ou voluntárias.

Contribuição

Apesar de se propor uma melhor eficiência na mitigação dos riscos individuais das distribuidoras, este modelo reforça a figura do “comprador único”, onde existe uma compensação de compras menos eficientes por compras mais eficientes entre as distribuidoras. No novo modelo decorrente da proposta recomenda-se a minimização de mecanismos que favoreçam a ineficiência na contratação de energia, criando-se regras de penalização dos menos eficientes.

Como a proposta também prevê a possibilidade de venda da energia excedente pelas Distribuidoras, não está claro como será a prioridade e dinâmica de aplicação dos mecanismos de compensação de posições contratuais pela centralizadora com relação à comercialização da energia da Distribuidora com o mercado via leilões. A coordenação desses mecanismos também deve ser melhor explicitada.

7- Separação de Lastro e Energia

Proposta

A proposta do MME prevê a separação da energia em dois produtos lastro (adequabilidade ou confiabilidade sistêmica) e energia (*hedge* MCP), sendo que a contratação centralizada de lastro será realizada pelo poder concedente para atendimento à expansão do sistema, com custos pagos por todos os consumidores na forma de encargo, de forma análoga à Energia de Reserva.

O poder concedente determinará o lastro, quantidade, fonte, lista de novos empreendimentos e processos licitatórios para aquisição da confiabilidade sistêmica e, após a implantação de leilão de lastro, fica vedada a contratação de Energia de Reserva. Com esta separação lastro e energia se pretende que a expansão seja alavancada por ambos os mercados - ACR e ACL – com base nos leilões de lastro que trarão contratos de longo prazo. O produto energia será uma cobertura contra os preços no mercado de curto prazo, e não serão necessariamente de prazo muito longo.

A contratação de lastro pode considerar diferentes fontes de energia, permitindo a valoração adequada da contribuição de cada empreendimento ao sistema e a consequente redução de subsídios. Serão considerados os seguintes atributos técnicos e físicos: confiabilidade, velocidade de respostas, redução das perdas, economicidade no escoamento da energia elétrica gerada; atendimento à ponta, capacidade de regulação de tensão e de frequência.

Contribuição

A nota técnica não explicita o tratamento dado aos empreendimentos existentes, o que é importante para dar visibilidade aos agentes dos respectivos impactos no modelo de transição. Ou seja, por um período devem conviver o preço do lastro e o preço do produto energia junto com a tradicional precificação de contratos com tudo incluso no preço “energia”.

A contratação de lastro tem foco exclusivo em confiabilidade e pode considerar diferentes fontes de energia, permitindo a valoração adequada da contribuição de cada empreendimento ao sistema e a consequente redução de subsídios, entretanto não está claro na nota técnica como se dará o estímulo à contratação de fontes renováveis.

Uma forma seria a consideração de outros atributos além dos técnicos e físicos, tais como cumprimento de metas referentes à sustentabilidade ambiental. Tais atributos poderiam ser considerados na determinação de uma matriz elétrica diversificada e sustentável. Outra possibilidade seria segregar a componente “incentivada” do produto energia, viabilizando a comercialização separada de certificados de “energia verde”.

O MME também não deixou claro se está prevista alguma alteração na forma de *funding* do BNDES, especialmente na transição, enquanto não há um mercado de contratos maduro de lastro e energia, que certamente levará a implantação de uma bolsa de energia para a formação de preços futuros confiáveis.

A grande preocupação do mercado com a separação é com a expansão estar baseada principalmente na receita previsível do produto lastro do gerador. O posicionamento dos financiadores e agentes de mercado é uma componente importante para se alcançar uma convergência nesta medida, sendo assim recomendada-se não adotá-la antes de um prazo maior de maturação dos conceitos.

8- Sobrecontratação Involuntária em Caso de Migração para o ACL

Proposta

A proposta do MME prevê que as distribuidoras poderão vender, em mecanismo centralizado o excesso de energia contratada para atendimento à totalidade do mercado, tendo como contraparte os consumidores livres, comercializadores, agentes de geração e autoprodutores, em caso de sobrecontratação involuntária decorrente da migração de consumidores livres e especiais para o mercado livre.

Os excessos involuntários de energia contratada serão pagos por todos os consumidores (do SIN) mediante encargo tarifário cobrado na TUST/TUSD na proporção do consumo de energia elétrica, desde que tenham sido utilizados todos os mecanismos de ajustes pelas Distribuidoras. O resultado da venda (positivo ou negativo) serão considerados na apuração do encargo.

Adicionalmente, os consumidores que migrarem para o ACL (após a edição da MP) deverão pagar, mediante encargo tarifário cobrado na TUST/TUSD na proporção do consumo de energia elétrica, os custos remanescentes das operações financeiras contratadas para atender à finalidade de modicidade tarifária (Conta ACR).

Contribuição

Apesar das medidas se proporem a equacionar a sobrecontratação no ACR decorrente de ampliação do ACL, a criação desses novos encargos representa uma grande barreira à migração para o mercado livre, podendo até inviabilizar sua ampliação, especialmente em um momento que o país deveria permitir o acesso à energia com preços mais competitivos e o estímulo à maior eficiência na contratação.

Desta forma, visto que se está rateando o ônus das distribuidoras entre conjuntos de consumidores, como contribuição para a Consulta Pública recomenda-se o rateio também dos benefícios, permitindo o acesso a uma energia convencional mais barata decorrente das sobras involuntárias também pelos consumidores especiais, ou pelo menos, às fontes incentivadas das distribuidoras.

Além disso, a criação do encargo referente aos custos de transição implica num risco adicional não previsto pelos consumidores de energia. Nesse sentido avaliar a possibilidade de considerar outros recursos para minimizar os custos dos contratos legados e das decisões políticas impostas ao setor, como por exemplo a destinação de parcela de recursos decorrentes das privatizações no setor. Não tendo outra solução, recomenda-se postergar a aplicação destes novos encargos num período ainda maior que janeiro de 2018 para início da cobrança. Sugerimos que seja postergado ao menos até 2019.

O repasse ao encargo do valor da conta-ACR é também pouco equilibrado, pois se ao mesmo tempo não onera os demais consumidores cativos, criar uma barreira econômica para o exercício do direito de migrar dos consumidores elegíveis não parece estar livre de contestação, pois os consumidores que estavam prontos para migração devem alegar que não foram eles que contrataram os empréstimos no mercado, e sim as distribuidoras sem que houvesse nenhuma possibilidade de negação. Recomenda-se não repassar a conta-ACR aos que migram, dado que a mesma tem um horizonte de médio prazo para acabar, e o tema é muito contestável.

Não está claro também como se dará a venda pelas Distribuidoras (em montantes parciais ou totais), no que se refere aos contratos legados. A estratégia de venda influencia em muito o cálculo do novo encargo de mitigação das migrações nas distribuidoras. É certo que se houver uma regra ponderada para ACR e ACL, a questão do encargo fica mais equilibrada. Por outro lado, se não for possível estabelecer uma regra de venda ponderada, é certo que os contratos legados mais caros serão aqueles selecionados para repasse ao novo encargo e a oneração pode ser substancial.

Devem ser mais bem explicados como serão tratados os aspectos legais/operacionais junto ao BNDES nos contratos de energia nova, inclusive em caso de *default* do agente comprador dessa energia. A recomendação é que seja uma venda de energia com base no portfólio das distribuidoras, e estas assumam todos os riscos, ao invés da cessão do contrato a terceiros como é feito hoje.

Estes temas, entre outros, deverão ser explicitados e tratados na construção do modelo de transição.

Outro aspecto que merece esclarecimento refere-se a forma de cobrança dos encargos na TUSD/TUST em R\$/MWh e como será a realizada a respectiva conversão.

9- Diretrizes para Fixação de Tarifas

Proposta

As diretrizes propostas pelo MME consistem na utilização de sinal locacional pelas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, visando assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão e valorizar eventuais benefícios da geração de energia elétrica próxima da carga.

Também é estabelecida a implantação até 2021 de tarifas binômias para grande parte dos consumidores, com abertura das tarifas de fornecimento em tarifas de energia, tarifas de uso dos sistemas de transporte e encargos, independentemente do nível de tensão, e discretização horária.

Tais medidas são positivas para o mercado, pois permitem a captura de ganhos estruturais para as redes de distribuição e transmissão, ao incentivar o comportamento adequado dos consumidores frente aos sinais de preços e a liberdade de escolha. Também permitem maior acoplamento com o sinal de preço e com a operação, agregando maior valor à geração capaz de atender as horas críticas do sistema e o consumo mais eficiente por meio de resposta da demanda.

A tarifa binômica explicita melhor os custos das distribuidoras relativos à prestação de serviços de rede e de fornecimento de energia, permitindo a alocação mais justa desses custos aos usuários da rede, especialmente para a micro e mini geração que atualmente paga a tarifa definida em R\$/MWh em função de seu consumo líquido.

Contribuição

Como sugestão para a Consulta pública recomenda-se a definição de prazo para avaliação e consideração do sinal locacional para as tarifas de transmissão e distribuição. Adicionalmente recomenda-se o aprimoramento do sinal locacional nas tarifas do sistema de transmissão visto que a metodologia nodal não captura, por exemplo, o melhor uso da rede pela geração próxima ao centro de consumo.

Outro aspecto que deve ser futuramente explorado é o aprimoramento do acoplamento do sinal de preço de curto prazo com as tarifas horárias, a exemplo do que é feito em mercados de energia mais maduros.

10- Subsídios às Fontes Incentivadas

Proposta

A proposta do MME estabelece que para novas outorgas concedidas a partir de 2017 para as fontes incentivadas, seja alterada a sistemática atual de incentivo baseada no desconto nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, que abrange tanto do lado da geração quanto do consumo, para uma nova sistemática de prêmio de incentivo ao gerador. Estes prêmios serão limitados aos gastos com estes subsídios incluídos na CDE em 2016 para essa finalidade, corrigidos pelo IPCA. O prêmio de incentivo será pago por unidade de energia produzida, em valor unitário igual para todas as fontes de geração e será concedido apenas até 2030.

Para as outorgas vigentes até o momento, é mantido o direito ao subsídio por meio do desconto do fio até o fim da outorga, mas é permitida a adesão à nova modalidade de incentivo com prêmio.

Contribuição

Há uma redução das fontes consideradas incentivadas e consequentemente redução da oferta de energia incentivada para o segmento especial atual, que estará livre para contratar convencional somente a partir de 2020. Como contribuição à consulta pública sugere-se explicitar o tratamento que será dado à aquisição da

energia incentivada concedida a novas outorgas pelos consumidores especiais, ou seja, servirá como lastro/energia sem a concessão de desconto.

Outro aspecto a ser considerado refere-se à utilização de métricas relacionadas à sustentabilidade da fonte e não apenas aos atributos confiabilidade que acabariam inviabilizando o desenvolvimento dessas fontes renováveis.

Em adição, é possível imaginar que uma abertura mais acelerada do acesso à energia convencional aos consumidores livres especiais permitiria uma redução mais acelerada dos subsídios das fontes incentivadas. Sendo assim, é recomendável que seja aberto desde já o mercado de energia convencional a todos os consumidores especiais.

11- Racionalização de Descontos na CDE

Proposta

De acordo com a proposta em consulta pública, a partir de 2019 todas as rubricas com desconto na CDE serão convertidos em R\$/MWh, permitindo a comparação dos diversos descontos provenientes de políticas públicas (ex. irrigação, rural, etc.) que incidem sobre a conta de energia, limitados aos respectivos dispêndios ocorrido em 2016, corrigido pelo reajuste médio das distribuidoras (não se aplica aos descontos e prêmios concedidos para as fontes renováveis). A proposta estabelece condicionantes para a concessão dos descontos, como a exigência de contrapartidas dos beneficiários, condizentes com a finalidade do subsídio e critérios que considerem, inclusive, as condições sociais e econômicas do público alvo.

A proposta do MME é positiva para o mercado, permitindo que seja atribuída maior transparência na concessão de descontos oriundos de políticas públicas e com possibilidade de redução da conta CDE com relação a este conjunto de subsídios.

Contribuição

Esta medida é positiva para racionalização da CDE e como contribuição é possível imaginar um cronograma bem acelerado para os novos ajustes.

12- Riscos e Racionalização de Custos dos Contratos Legados

Proposta

A nova regulamentação define como preferencial a modalidade de contratação por quantidade de energia, dada a nova dinâmica de comercialização que está sendo proposta para o SEB de abertura de mercado e separação de lastro e energia.

A proposta prevê a possibilidade de descontratação voluntária das usinas com custo variável unitário (CVU) maior que o preço teto estabelecido para o preço do mercado de curto prazo, via solicitação à ANEEL.

O volume máximo a ser rescindido será definido pelo MME, a partir de estudos da EPE, observada a segurança do abastecimento e a ordem de descontratação de empreendimentos de CVUs mais altos, caso haja montante superior ao volume máximo permitido. É assegurado o repasse às tarifas das concessionárias de distribuição de eventual exposição ao MCP decorrente da rescisão, observada o máximo esforço na recompra para atendimento de seus mercados.

A mudança proposta é positiva para o mercado visto que pode ser vantajoso para a Distribuidora aceitar a descontratação de CCEARs, pois os efeitos tarifários de eventual exposição decorrentes dessa descontratação tendem a ser menores do que o custo de execução do contrato. Com isso pode haver uma redução das tarifas das Distribuidoras, além de viabilizar a redução dos contratos de prazos muito longos.

De maneira análoga, existem casos em que para o gerador a descontratação de usinas comprometidas com CCEARs também pode ser vantajosa, como exemplo cita-se o caso de usinas existentes que contrataram energia em um cenário onde parâmetros utilizados no cálculo do preço como por exemplo a despachabilidade eram diferentes do cenário atual, sendo que os preços de venda não refletem os seus reais custos de geração, abrindo espaço para recontratação de energia em condições mais realistas.

Contribuição

Como contribuição para a consulta pública avaliar a participação em leilões de novos empreendimentos no caso de geradoras que rescindiram o CCEAR e irão passar pela modernização/troca de combustível mais eficientes.

13- RGR para Transmissão

Proposta

Na proposta do MME o poder concedente poderá destinar recursos da RGR para pagamento do componente tarifário dos ativos do sistema de transmissão não amortizados e não indenizados na prorrogação das concessões decorrentes da Lei 12.783/13. Tal componente não pode estar judicializado para que o mecanismo possa ser operacionalizado.

Contribuição

Há uma incerteza quanto aos recursos para pagamento das concessões se a RGR terá caixa para o pagamento das indenizações futuras. Estima-se que a RGR terá um fluxo anual médio de R\$1,5 bilhão, o que está longe da cobertura para pagamento das indenizações para as transmissoras como definido na Lei 12.783/13. A Nota Técnica deve deixar claro como será a cobertura da RGR para a indenização das transmissoras, caso contrário provavelmente a judicialização deste tema ainda persistirá.

Em adição, existem recursos da RGR que estão comprometidos em financiamentos de diversos projetos. Como sugestão, recomenda-se a substituição de tais financiamentos por empréstimos novos junto ao BNDES, de forma que recursos estejam disponíveis para honrar as indenizações de ativos de transmissão.

14- Descotização e Privatização

Proposta

De acordo com a proposta do MME em consulta pública, na privatização, o poder concedente poderá outorgar novas concessões pelo prazo de 30 anos, sem a reversão prévia dos bens vinculados, o que poderá ser feita pelo novo detentor.

Também está prevista pelo poder concedente a alteração do regime de exploração para produção independente de energia (PIE), inclusive às usinas hidrelétricas prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei 12.783/13 (usinas cotizadas) permitindo a comercialização da energia a preços de mercado.

A própria energia descotizada, comercializada pelo PIE, poderá refluir para o portfólio das distribuidoras via contratos de menores prazos a preços fixos, sem a transferência do risco hidrológico. Tal medida permitiria uma contratação fracionada e antecipada da energia existente necessária para recomposição do nível contratual das distribuidoras, reduzindo o risco de o preço recontratado ser excessivamente elevado e as exposições involuntárias futuras decorrentes da migração.

Caso ocorra a privatização até o final de 2019, está prevista a destinação de parcelas iguais (1/3) dos benefícios econômicos a serem pagos pelo novo concessionário para as empresas geradoras controladas pela União, ao encargo CDE e ao Tesouro da União como bonificação, caso contrário após 2019, as empresas geradoras em privatização não farão jus a esta parcela, que seria destinada também para o Tesouro.

Existem Implicações tarifárias para os consumidores cativos regulados visto que parte da compra de energia poderá ser substituída por contratos de energia mais caros e parte dos benefícios da venda poderão ser destinados à CDE.

Como exemplo, a NT da consulta pública faz o seguinte exercício, se todo o volume de cotas das usinas prorrogadas fosse descontratado de uma única vez e substituído por contratos com preço de R\$ 200/MWh, o impacto nas tarifas dos consumidores regulados seria de no máximo 7% (tarifa final). Na tarifa energia (TE) o valor chegaria a 20%.

Entretanto, estes números não consideram a vantagem de transferir o risco hidrológico das cotas do comprador para o vendedor. Atualmente, esta parcela é um ônus imenso para os consumidores cativos e o aumento no preço de compras dos geradores privatizados pode ser compensado por esta transferência do risco hidrológico do MRE.

Contribuição

Recomenda-se uma melhor avaliação do direcionamento do benefício da venda dos ativos à União e até mesmo à CDE visto que a Eletrobrás, empresa com maioria dos ativos a serem privatizados, por exemplo, é uma empresa de capital aberto com acionistas privados. A contribuição da CDE é aceitável, entretanto destinar direto ao Tesouro, que ao final o acionista principal, nos parece pouco prudente, e além disto retira uma receita que ficaria no setor.

Como contribuição adicional à consulta pública, recomenda-se a avaliação da descotização para usinas que já foram licitadas, como por exemplo, da usina Três Irmãos pertencente à CESP. Outro aspecto relevante é a possibilidade de repensar o tratamento das cotas para as outras usinas que não estão sendo privatizadas.

15- Antecipação da Convergência da CDE

Proposta

A proposta do MME prevê a incorporação de novo recurso para a CDE proveniente de cotas associada a novas outorgas de geração nos processos de privatização e o pagamento de prêmio de incentivo das fontes renováveis, em substituição ao desconto.

Também está prevista a antecipação da chamada “convergência da CDE” com a definição das condições e prazos para a inclusão dos encargos setoriais no cálculo das tarifas dos sistemas recém-interligados de forma gradativa a partir de 2017 a 2023 (1/5 a cada ano), promovendo uma equalização do rateio entre as regiões do país, com diminuição dos valores a serem pagos nas regiões S/SE-CO, e aumento na região N/NE, incluindo os sistemas recém-interligados.

Dessa forma, a partir de 2023, o rateio das cotas da CDE será conforme o consumo de cada mercado consumidor e por nível de tensão, sendo que os consumidores atendidos em alta tensão, maior ou igual a 69 kV, pagarão 1/3 do valor pago por aqueles atendidos em baixa tensão, menor que a 2,3 kV, enquanto os consumidores atendidos em média tensão, entre 2,3 e 69 kV, pagarão 2/3 deste valor.

Contribuição

A antecipação da convergência da CDE poderia ser mais acelerada na medida que é uma mudança que atinge todos os consumidores no ACR e ACL, alguns com redução e outros com aumento tarifário.

16- Desjudicialização do Risco Hidrológico

Proposta

A proposta do MME para a desjudicialização do risco hidrológico prevê a compensação pelo deslocamento hidrelétrico no MRE causado pela geração fora da ordem de mérito (GFOM) às usinas participantes do MRE, cujo risco hidrológico que ainda não tenham sido repactuadas (ACL). A compensação será feita via extensão do prazo de outorga e mediante cálculo do montante a ser compensado, limitado a quinze anos.

Estendida a possibilidade da retroatividade do GFOM a 2013, para o agente que repactuou no ACR, entretanto referente à parcela da usina no ACL que não foi repactuada.

Após definição dos parâmetros pela ANEEL desta compensação proposta, fica vedada a repactuação do risco hidrológico no formato da lei 13.202/ 2015.

A proposta é positiva para o mercado, pois possibilita a redução da inadimplência da CCEE devido as liminares, que atualmente é de R\$ 2 bilhões, e a normalização do mercado de curto prazo. As empresas interessadas devem retirar suas liminares e conviver no futuro com o risco hidrológico, na sua real dimensão.

Contribuição

Como sugestão para a consulta pública, explicitar que a prorrogação da concessão irá considerar a mesma regulamentação para o desconto na TUST/TUSD, ou seja até o final da concessão estendida. Adicionalmente deixar claro se o cálculo do GFOM irá contemplar além do despacho por segurança energética o despacho fora da ordem de mérito por razões elétricas *constrained-on*.

Nesta medida também deveria estar incluída uma alteração no cálculo do risco hidrológico com é feito atualmente nas regras de mercado da CCEE. O cálculo atual do risco hidrológico incorpora fatores

exógenos ao que realmente é o risco hidrológico na sua dimensão mais realista. Evidentemente, esta contribuição pode ser prevista no decreto oriundo da promulgação da nova lei.

17- Prorrogação de UHE até 50 MW

Proposta

O arranjo atual prevê que usinas hidrelétricas com capacidade instalada de até 50 MW devem ser outorgadas por autorização, entretanto há algumas usinas que possuem outorgas de concessões, inclusive de serviço público. A alteração da Lei 9.074 propõe uniformizar as diversas figuras legais que envolvem a prorrogação dessas usinas na forma de autorização.

A prerrogativa de prorrogação que era antes do outorgado passa a ser facultado ao poder concedente. As autorizações para exploração de aproveitamento hidráulico de potência maior que 3 MW e inferior ou igual a 50 MW terão prazo de até 35 anos. As autorizações poderão ser prorrogadas a critério do Poder Concedente por até 30 anos, desde que atendida alguns condicionantes, tais como pagamento pelo UBP, recolhimento da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH), e que estejam em plena operação comercial. O prazo para divulgação do critério de cálculo do UBP pelo poder concedente que antes era de 2 anos passa a ser de 180 dias antes da data de outorga.

Contribuição

Como sugestão para a consulta pública, recomenda-se a divulgação das premissas da metodologia de cálculo da UBP com maior antecedência (pelo menos 1 ano) de forma a facilitar a simulação e tomada de decisão pelo Agente.

18- Parcelamento de Débitos de Ações Pendentes de Resolução

Proposta

A proposta do MME prevê a desjudicialização do pagamento das cotas de CDE e dos encargos de serviços de sistema (ESS) referente à Resolução CNPE nº 03/2013, com a possibilidade de parcelamento de débitos pendentes, sem aplicação de multa, mediante desistência de ações judiciais. Os débitos serão parcelados em até 120 vezes em prestações mensais fixas corrigidos pela SELIC. A adesão ao parcelamento está limitada até 31 de dezembro de 2017

Contribuição

Como o parcelamento da CNPE 03 implica na desistência das ações e não na alteração retroativa das regras, reavaliar a possibilidade do MME anular os efeitos das regras referente ao pagamento de encargos de forma a não onerar os agentes geradores por uma regra que reconhecidamente não deveria ter sido implementada.

Conclusões

De uma forma geral as proposições do MME são ao mesmo tempo progressistas e desafiadoras, pois busca enfrentar todas as mudanças necessárias para o setor elétrico brasileiro (SEB). Alguns ajustes são necessários para tornar a proposta um pouco mais equilibrada, especialmente no que concerne à comercialização no mercado livre.

Estrategicamente, a submissão ao congresso através de uma MP deveria conter somente os pontos conjunturais de curto prazo, e deixar aqueles estruturais para uma segunda oportunidade, aproveitando o debate como um todo já organizado pela consulta pública. A Tabela abaixo indica os pontos conjunturais e estruturais para proposição em lei em duas etapas. Das 18 medidas propostas, apenas 5 ficariam para uma etapa posterior.

Medida		Descrição	Foco Imediato
1	1.1	Autoprodução	Sim
2	1.2	Redução dos Limites para acesso ao ACL	Sim
3	2.1	Obrigações de Contratação	Sim
4	2.2	Redução de Custos de Transação na Transmissão	Sim
5	2.3	Acoplamento Máximo entre Preço e operação	Sim
6	2.4	Redução de Custos de Transação na Geração	Não
7	2.5	Separação de Lastro e Energia	Não
8	3.1	Sobrecontratação involuntária em caso de migração para o ACL	Não
9	3.2	Diretrizes para fixação de tarifas	Não
10	3.3	Subsídios às fontes incentivadas	Não
11	3.4	Racionalização de Descontos na CDE	Sim
12	3.5	Riscos e Racionalização de custos dos Contratos Legados	Sim
13	4.1	RGR para Transmissão	Sim
14	4.2	Descotização e Privatização	Sim
15	4.3	Antecipação da convergência da CDE	Sim
16	4.4	Desjudicialização do Risco Hidrológico	Sim
17	4.5	Prorrogação de UHE até 50 MW	Sim
18	4.6	Parcelamento de Débitos de Ações Pendentes de Resolução	Sim

Também é necessário maior detalhamento do modelo de transição, contemplando todos os prazos e requisitos necessários para a sustentabilidade do modelo, como por exemplo, o equacionamento dos mecanismos relativos à financiabilidade da expansão, separação do lastro da energia com definição de abrangência, forma de cálculo e precificação.

Uma das contribuições importantes para a consulta pública, é a recomendação de avaliar alternativas para ampliação imediata do mercado livre até 500 kW, com acesso à energia convencional mais acessível como forma de aquecer a economia e minimizar os custos da transição. Em adição, o limite para o varejista atuar no mercado poderia ser 500 kW com liberação da obrigação de contratação de energia incentivada.

Um ponto faltante notado foi a separação real dos negócios da distribuidora em duas empresas: (i) empresa regulada com os ativos de distribuição (“fio”) e (ii) nova empresa não regulada responsável pela comercialização das compras no atacado com repasse para o varejo. Os contratos legados estariam nesta nova empresa, neutralizando de forma explícita os efeitos da “parcela A” na empresa de distribuição, mesmo que o controle ainda permaneça nos acionistas atuais.

Finalmente, a consulta pública necessita apresentar uma “Avaliação de Impacto Regulatório” (AIR) das propostas e das formas de alocação dos custos, contemplando adicionalmente os impactos e benefícios para o setor e para o Brasil de cada possibilidade/escolha. Certamente a AIR é uma contribuição que poderá ser oferecida após a consulta pública.

CONTEXTUALIZAÇÃO

A primeira e grande contribuição é que as mudanças para aprimoramento do marco legal do setor elétrico sejam feitas em dois movimentos: o 1º para realizar correções imprescindíveis na legislação e regulamentos do setor, sobretudo para resolver as elevadas questões judiciais pendentes que inviabilizam o seu funcionamento adequado; o 2º para realizar de fato as evoluções requeridas sobretudo nas regras de expansão e do mercado de energia elétrica. Dentro deste contexto são feitas as seguintes propostas.

1. Matriz Energética e Expansão da Geração

1.1. Matriz de Energia Elétrica

Para efetivação de uma proposta concreta de uma Matriz de Energia Elétrica, especialmente, para a Região Nordeste, faz-se, inicialmente, as seguintes considerações:

- A geração hidráulica é um recurso variável, cuja disponibilidade depende da ocorrência de chuvas nas bacias aonde estão os reservatórios de acumulação;
- As novas usinas hidráulicas estão distantes dos centros de carga, o que requer a implantação de extensos sistemas de transmissão;
- A geração térmica é um recurso fixo, cuja disponibilidade depende apenas da existência de combustível;
- A implantação de térmicas próximas aos centros de carga pode aumentar a segurança, a confiabilidade e a qualidade do atendimento a esses centros;
- As fontes renováveis não convencionais, como eólica e solar, são fontes variáveis e não despacháveis, seu volume depende da magnitude de vento e sol;
- As usinas hidráulicas com reservatório são o melhor meio para armazenar a geração das fontes variáveis, reduzindo a necessidade de instalação massiva de outros meios de armazenamento;
- A associação das hidráulicas com reservatório mais a geração renovável variável maximiza os benefícios técnicos e econômicos que podem ser obtidos considerando as características de todas as fontes disponíveis;
- Com as restrições à implantação de reservatórios, há necessidade de implantação de usinas térmicas, especialmente, as modernas térmicas aeroderivadas, de partida e variação rápida de geração;
- As fontes renováveis variáveis, como eólica e solar, são muito importantes para suprir a demanda de energia elétrica; porém essas fontes devem ser consideradas como complementares e não como básicas, porque elas podem variar de forma abrupta e significativa em certos momentos e por períodos de tempo;
- Definitivamente, a demanda de energia elétrica não pode ser suprida apenas por fontes renováveis variáveis;
- Postas essas considerações, pergunta-se: qual é o mix adequado de fontes para suprir a demanda de energia elétrica considerando conceitos de segurança, eficiência e ambientais?

Diante das considerações feitas acima, faz-se a seguinte proposta para uma Matriz de Energia Elétrica:

- A Matriz de Energia Elétrica deve ter um mix adequado de fontes com o objetivo de maximizar os benefícios técnicos, econômicos e ambientais considerando as características de todas as fontes disponíveis;
- A definição dessa proposta deve considerar, em princípio, as seguintes fontes disponíveis:
 - Hidráulicas com e sem reservatório;
 - Térmicas (gás + carvão + nuclear);
 - Renováveis (eólica + solar + biomassa);
- Nessa proposta de matriz energética devem ser destacados os seguintes pontos:
 - As hidráulicas com reservatório mais as fontes renováveis constituem uma vantagem estratégica do sistema eletroenergético brasileiro que não pode ser perdida;
 - Não haveria mais espaço para novas térmicas a combustível líquido.

Para o caso particular da região Nordeste, faz-se a seguinte proposta adicional:

Implantar geração térmica de base a gás natural altamente eficiente, através de leilões específicos de formar a permitir preços competitivos em relação às demais fontes.

Esta geração seria despachada na base, deslocando para cima a geração hidráulica, permitindo a recuperação e controle do nível dos reservatórios dessa região, o que possibilita a operação associada das hidráulicas com a geração renovável variável existente na região.

1.2. Realização de “Leilões Híbridos”

Realizar “Leilões Híbridos” para implantação de parques de energia eólica e solar de forma integrada em um mesmo site, visando aproveitar a riqueza de vento e sol da região semiárida do Brasil, agregando recursos de “storage”, como baterias, de pelo menos 20% do montante da potência total do parque, visando obter os seguintes benefícios:

- Compartilhar a rede de conexão e de transmissão e a infraestrutura e recursos para operação dos parques;
- Obter ganhos de eficiência do parque gerador, tornando estes projetos mais competitivos;
- Reduzir o uso da rede elétrica e de seus investimentos;
- Reduzir as perdas de energia não gerada;
- Reduzir a variabilidade da geração, que é intrínseca às fontes solar e eólica;
- Controlar a potência liberada pelo parque gerador.

2. Redução de Custos na Expansão da Transmissão

2.1. Inserção de Recursos de “Storage” na Expansão do Sistema Interligado Nacional

Os sistemas de armazenamento de energia têm um papel essencial na operação dos sistemas elétricos, devido ao fato de que a energia deve ser consumida quando produzida. Dessa forma, todo o sistema de energia precisa de flexibilidade das fontes de geração de energia a fim de possibilitar a efetivação do balanço entre geração e carga. Com a expansão das usinas hidráulicas sem reservatório e das fontes renováveis variáveis, como eólica e solar, aumenta sobremaneira a importância de se prover meios de armazenamento dos excedentes de geração dessas fontes, a fim de que ela possa ser aproveitada em outro momento quando este excedente desaparecer.

Portanto, agregar recursos de “storage” para controle da potência liberada pelas fontes intermitentes e do fluxo de potência na rede de transmissão é de vital importância para atendimento energético aos sistemas elétricos, em especial à Região Nordeste, devido ao seu elevado potencial eólico.

Com este objetivo, são feitas as seguintes propostas para inserção de recursos de “Storage” na expansão do Sistema Interligado Nacional:

- Em parques eólicos e solares para controle da potência liberada por essas fontes em um mesmo site;
- Nas redes de distribuição para controle do fluxo de potência, reduzindo o investimento necessário para expansão dessas redes;
- Nas redes de transmissão para controle do fluxo de potência, reduzindo o investimento para expansão da rede de transmissão nos seguintes níveis:
 - No nível de 230 kV para controle do fluxo em áreas;
 - No nível de 500 kV para controle do fluxo em subsistemas regionais e nas interligações inter-regionais;
- Nos reservatórios das usinas hidroelétricas para armazenar a energia excedente em nível sistêmico.

Brasília, 16 de agosto de 2017