

Contribuição à Consulta Pública MME nº 33/2017

Proposta de aprimoramento do marco legal do setor elétrico.

A Associação das Empresas Transmissoras de Energia Elétrica – ABRATE, em representação de suas associadas, manifesta que a proposta se reveste de importante e salutar ambiente para apresentar propostas que visem à melhora do arcabouço legal-regulatório, necessárias para estimular os investimentos necessários na infraestrutura de energia elétrica.

Todavia, a CP nº 033/2017 deveria ser mais abrangente de forma a inserir no debate as questões que afetam diretamente a cadeia produtiva de energia elétrica, sejam elas a questão tributária e o licenciamento ambiental.

Para a questão ambiental, encontra-se em tramitação no Congresso Nacional projetos de Lei que necessitariam passar por uma visão setorial mais aprofundada. Há a necessidade de os empreendimentos de transmissão já virem com LP no leilão. Isto irá tanto proporcionar um bom planejamento quanto reduzir riscos e contribuir para a expansão.

Recomenda-se maior interação no planejamento energético: Incluir amplamente os concessionários no processo de planejamento do sistema, pois são os que possuem forte conhecimento das condições operativas regionais. Deve-se colocar em Audiência Pública a revisão dos relatórios de suporte aos leilões, assim como retomar os processos de grupos de trabalho e audiências públicas preliminares para definições no planejamento.

A seguir, é apresentada a contribuição com a busca de vinculação com os Princípios norteadores.

a) 1. Uma visão de futuro para o setor elétrico brasileiro

Grupo 1 – Compromissos de reforma e elementos de coesão

1. Contrato de Concessão:

(Princípio da Sustentabilidade do marco normativo e Princípio do Respeito aos Contratos)

Segurança Jurídica: Embora a proposta e a visão legislativa destaque a importância de se preservar a segurança jurídica dos contratos de concessão, importante notar que a conjuntura regulatória atual consiste em mudanças recorrentes dos normativos e regulamentos que afetam diretamente a segurança do cenário regulatório em que se havia contratado. Não obstante a possibilidade de dinamismo do cenário regulatório, tal dinâmica deve ser trazida em maior flexibilização da possibilidade de repactuação de condições contratuais também sob esta ótica.

Recomenda-se que o Contrato de Concessão tenha o exame de seu equilíbrio econômico-financeiro pelo poder concedente - a União, representada pelo MME, que teria a posição final sobre os atos de regulamentação e de fiscalização aprovados pela agência reguladora ANEEL.

Sustenta esta posição na observância da Lei Geral de Concessões nº 8.987/1995. No entanto, as Leis ordinárias passaram a tratar do assunto, em especial a Lei nº 10.848/2004), que alterou a Lei nº 9.427/1996 (criação da ANEEL) que que disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica.

2.Qualidade da prestação do serviço de Transmissão:

(Princípio da Sustentabilidade do marco normativo)

A Lei 8.987/1995 determina como obrigação do concessionário a prestação do serviço com qualidade e continuidade. Para o setor de transmissão, isso significa dizer que é contínuo e adequado o serviço cuja disponibilidade esteja próxima a cem por cento.

No entanto, por certo, essa disponibilidade é afetada por alguns fatores alheios ao gerenciamento dos concessionários. A Lei 8.987/1995 já elenca duas hipóteses em que não será considerada a descontinuidade do serviço, a saber, (i) razões de ordem técnica ou de segurança das instalações e (ii) por inadimplemento do usuário, considerado o interesse da coletividade. Contudo, a Lei não deixa claro que situações não gerenciáveis pelo concessionário também podem causar a descontinuidade do serviço público.

Assim sendo, se o concessionário não tem gerência sobre fatos que causam a descontinuidade da prestação do serviço, não é razoável que este seja penalizado quando da ocorrência desses fatos.

Diante do exposto, propõe-se a inclusão de um novo inciso no parágrafo 3º do Artigo 6º da Lei 8.987/1995, conforme destacado em negrito no texto a seguir.

Lei 8987/1995

DO SERVIÇO ADEQUADO

Art. 6º Toda concessão ou permissão pressupõe a prestação de serviço adequado ao pleno atendimento dos usuários, conforme estabelecido nesta Lei, nas normas pertinentes e no respectivo contrato.

§ 1º Serviço adequado é o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas.

§ 2º A atualidade compreende a modernidade das técnicas, do equipamento e das instalações e a sua conservação, bem como a melhoria e expansão do serviço.

§ 3º Não se caracteriza como descontinuidade do serviço a sua interrupção em situação de emergência ou após prévio aviso, quando:

I - motivada por razões de ordem técnica ou de segurança das instalações; e,

II - por inadimplemento do usuário, considerado o interesse da coletividade;

III – por situações não gerenciáveis pelo concessionário.

Para além da melhoria ora proposta, há necessidade de revisão do modelo para aferir a qualidade do serviço público de transmissão. É que, em muitas ocasiões, ainda que os equipamentos estejam indisponíveis, não há qualquer redução de confiabilidade ou mesmo interrupção da energia suprida para os consumidores finais, e, ainda assim, o concessionário é penalizado.

Nesse contexto, se faz necessário estudo detalhado para que a perda de receita pelo concessionário seja balizada não apenas pela indisponibilidade dos equipamentos, mas também pela quantidade de energia não suprida em razão da indisponibilidade dessas instalações.

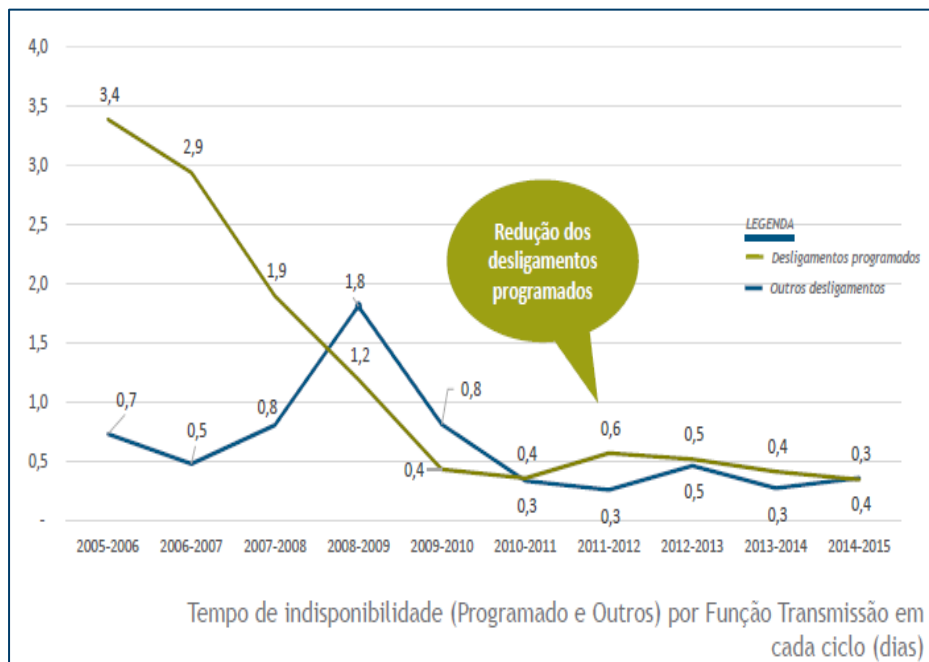
Ademais, há que se ressaltar que falta certa razoabilidade no critério atualmente adotado. É que, em pese o alto índice de disponibilidade dos ativos de transmissão (mais de 99,7 %), a regulação sobre qualidade vem se tornando cada vez mais restritiva e descolada da realidade técnica da operação desses ativos. Há assim, um verdadeiro desincentivo para a manutenção desse índice de qualidade, visto que o sinal dado é contrário ao esperado: o aumento de qualidade e disponibilidade foi atrelado ao enrijecimento das regras.

Recomenda-se promover aprimoramento na fiscalização da prestação do serviço de transmissão de energia elétrica, com efetivo mecanismo de regulamentação por incentivo à prestação de serviço. Pois, há um claro sinal econômico inverso entre o indicador de qualidade (disponibilidade de ativos) na prestação do serviço – continuamente ascendente - e o crescimento dos valores devido à aplicação da penalidade financeira por indisponibilidade.

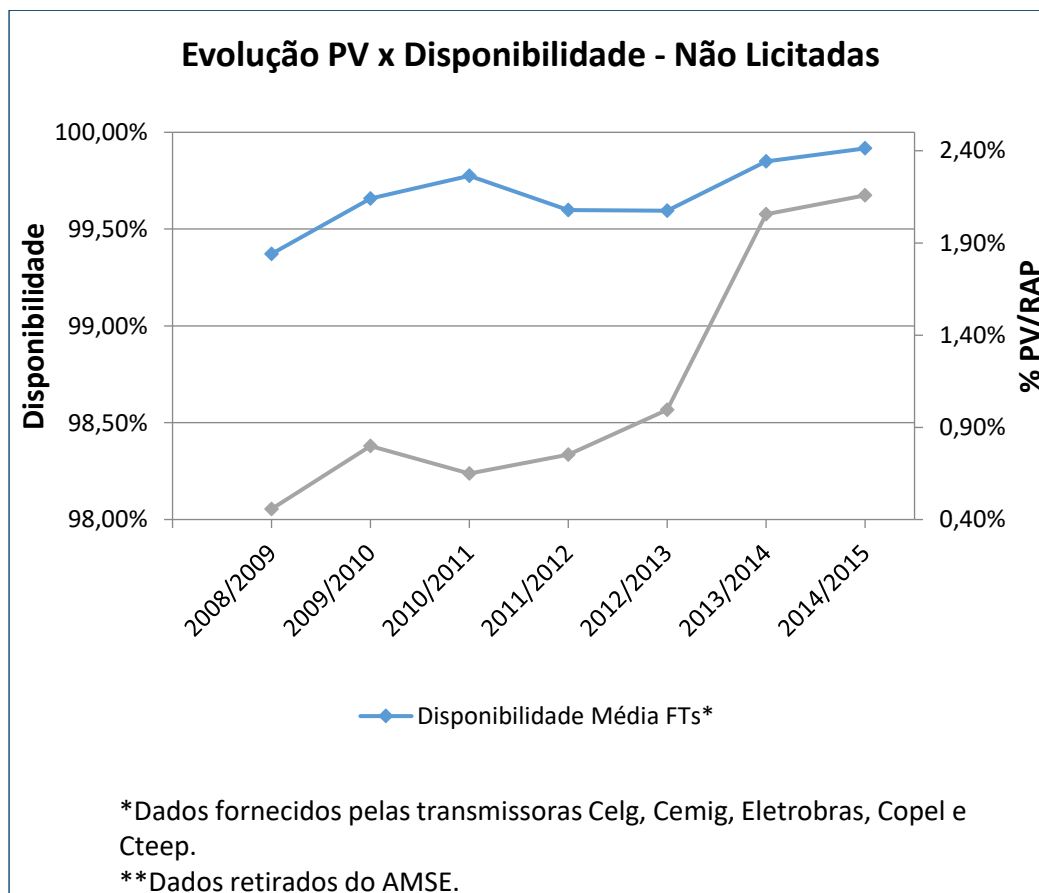
A situação paradoxal mencionada pode ser elucidada por meio do gráfico abaixo¹:

¹ Fonte ABRATE

Redução da indisponibilidade:



Aumento da penalidade



Destaca-se, assim, a necessidade também de se considerar como incentivo à eficiência os custos e benefícios das intervenções regulatórias sob a ótica de imposição de penalidades e no exercício de ações fiscalizatórias.

Penalidades veem sendo aplicadas de forma extensiva sem considerar o caráter, o propósito e os benefícios desta aplicação. O incentivo à eficiência não deve ser exercido de forma que se retire algo em troca de um “bom comportamento”, como acontece no setor de transmissão, por exemplo, na aplicação de parcela variável por atraso. Mecanismos de incentivo devem ser traduzidos em bônus e não ônus.

Ademais, importante salientar que além das condições dos padrões da qualidade dos serviços de transmissão, é necessário também se levar em consideração as diferenças regionais, geográficas, socioambientais e econômicas de cada região.

Empreendimentos, por exemplo, operados na região amazônica possuem condições geográficas e socioambientais muito diferentes de outras regiões. Assim, padrões distintos para ocorrências tanto operativas quanto construtivas devem ser considerados levando-se em conta as condições peculiares de determinadas regiões.

A tipologia da rede e a região geográfica – com sua particularidade logística - deveriam ser considerados.

3. Contratos Comerciais:

Princípio da Eficiência (redução de custo para a sociedade, não limitação ao modelo de negócio)

Recomenda-se a possibilidade de os concessionários de transmissão poderem estabelecer contratos particulares de prestação de serviços, fora do objeto da concessão, sem a captura do resultado econômico pela agência reguladora para efeito de modicidade tarifária. Isto propiciaria valor agregado que reduziria o custo Brasil, por permitir possibilidades de negócios sinérgicos incentivados. Atualmente, não há incentivo efetivo devido à forte regulação desestimuladora, que aloca à modicidade todo o ganho no negócio de risco único do empreendedor, sendo que os prejuízos não são considerados.

4. REEMBOLSO DE ESTUDOS DE PLANEJAMENTO EM APOIO AO MME:

Princípio da Eficiência (Direito de propriedade)

As concessionárias de transmissão prestam serviços de estudos de planejamento da expansão, em apoio aos MME/EPE. A ANEEL regulamentou que o reembolso às transmissoras por estes serviços deve ser feito diretamente pelo vencedor do leilão.

No entanto, os lotes de leilão podem se apresentar sem proponentes. Assim, aqueles estudos desenvolvidos, contando com o apoio das Transmissoras, podem ser refeitos ou ajustados para permitir a adequação para a nova condição de atratividade ao leilão. Deste modo, o vencedor do certame somente reembolsará pelo estudo que lhe deu provimento ao leilão. E, aqueles estudos anteriormente desenvolvidos perderão sua

eficácia e, conseqüentemente, as transmissoras deixarão de ser diretamente reembolsadas, causando-lhes prejuízo financeiro.

Assim, é proposto que as transmissoras recebam diretamente por todos os serviços prestados aos MME/EPE, mediante inserção em sua Parcela de Ajuste componente da Receita Anual Permitida. As vencedoras de leilão deverão cumprir normalmente os termos da Lei mediante recolhimento direto a ser definido.

A Lei nº 8987, de 13/02/1995, estabelece:

Artigo 21. Os estudos, investigações, levantamentos, projetos, obras e despesas ou investimentos já efetuados, vinculados à concessão, de utilidade para a licitação, realizados pelo poder concedente ou com a sua autorização, estarão à disposição dos interessados, devendo o vencedor da licitação ressarcir os dispêndios correspondentes, especificados no edital.

Assim, propõe-se complementar com a regulamentação do artigo 21, conforme a seguir:

Artigo x - As concessionárias de transmissão que participarem das atividades citadas no artigo 21, em apoio ao poder concedente ou com a sua autorização, serão ressarcidas dos custos reconhecidos em seu reajuste anual de sua receita.

5.POSSIBILIDADE DE REDUÇÃO DE CUSTOS DE TRANSAÇÃO NA TRANSMISSÃO

(Princípio da eficiência)

3.47. A segunda proposta de destravamento (sic) é associada à redução de custos sistêmicos no gerenciamento de pagamentos e recebimentos das instalações de transmissão. A proposta traz a possibilidade de criação de uma liquidação centralizada da transmissão, desde que essa centralização resulte em redução de custos sistêmicos.

3.48. A proposta também exige alteração da Lei nº 9.074, de 1995, desta vez no art. 17:

“Art. 17 [...]

[...]

§9º A contratação das instalações de transmissão poderá se dar por meio de centralizadora de contratos, destinada a atuar como contraparte dos titulares das instalações e dos usuários da rede, desde que resulte em redução de custos sistêmicos.

§10. Os custos de contratação, representação e gestão incorridos pela centralizadora serão alocados entre os usuários da rede, na proporção das tarifas definidas pela ANEEL.

§11. A centralizadora de contratos deve prever a aplicação de instrumentos cabíveis para a mitigação do risco de inadimplência,

controle e execução de garantias e para permitir a financiabilidade das transmissoras, inclusive no que diz respeito à cessão de recebíveis.

§12. A CCEE poderá ser designada centralizadora de contratos pelo poder concedente, **devendo esta ser isenta tributariamente, evitando-se a bitributação.**

§13. Após instituição da centralizadora de contratos:

I - Os titulares das instalações de transmissão já contratadas poderão solicitar à ANEEL o aditamento dos contratos vigentes para atendimento enquadramento no §9º;

II – **As contratações de novas instalações de transmissão serão realizadas diretamente com a centralizadora de contratos. ” (NR)**

II – o gerenciamento financeiro das contratações de novas instalações de transmissão será realizado diretamente com a centralizadora de contratos.”

3.49. O §12 estabelece a faculdade de os titulares das instalações de transmissão contratadas antes da criação da centralizadora aderirem ao fluxo de pagamentos e recebimentos centralizados. Já em relação às instalações de transmissão contratadas após instauração de centralizadora, a contratação centralizada seria obrigatória.

Comentários ABRATE:

- a) Há necessidade de criar mecanismos de redução da burocracia de expedição de Avisos de Débitos/Créditos entre os usuários da Rede Básica e as transmissoras. Não é crível que cerca de 70% destes avisos envolvam valores de até R\$ 1.000,00, ou seja 73.000 diante de montante total de 103.000 avisos, onde há emissão de fatura mínima de R\$ 0,20.
- b) Entendemos que a gestão dos Contratos de Conexão à Transmissão – CCT e Contratos de Uso do Sistema de Transmissão – CUST devam permanecer no ONS, face ao grau de sinergia no relacionamento interno, que tem a possibilidade de formar consensos sobre o aprimoramento de administração de contratos de transmissão, além das atribuições de promover as apurações devidas às ocorrências, e o controle dos Termos de Liberação de novas obras autorizadas de Reforços e de Melhorias.
- c) No entanto, há um grupo de trabalho, coordenado pelo ONS, participação dos agentes para exame da possibilidade de liquidação centralizada de pagamentos de EUST, a ser feita por entidade financeira de 1ª linha, livre de riscos próprios.
- d) Para que ocorra a transferência para entidade que promova a gestão da liquidação centralizada, deve ser assegurado que:
 - o processo não implique a percepção de riscos para o agente financiador de investimentos setoriais,
 - Comprove que não haverá incremento de custos setoriais para a transmissora para adequação a esta nova regra; e
 - O pagamento às transmissoras se dê no dia financeiro “D+ZERO”.

- e) Adicionalmente, ressalta-se a necessidade de se evitar a bitributação entre o processo de recebimento dos clientes e pagamento às concessionárias. Para isso, a entidade que irá centralizar o processo, independente de qual seja, deve ser isenta tributariamente.
- f) Ressalta-se que é importante que a entidade intermediadora mantenha a flexibilidade à concessionária para a especificação das contas nas quais os pagamentos devem ser depositados. Essa flexibilidade é importante porque em casos de empréstimos e financiamentos, inclusive aqueles feitos junto ao BNDES, as concessionárias usualmente apresentam como garantia a cessão dos recebíveis. Nesses casos, é necessário garantir que os recursos possam ser direcionados a uma conta indicada pelo tomador da garantia, conforme condições contratualmente estabelecidas.
- g) Por fim, há necessidade de garantir que ficarão a cargo da instituição centralizadora apenas os aspectos financeiros das contratações de novas instalações, devendo continuar sob responsabilidade do ONS os demais aspectos da contratação.
- h) Importante também indicar que a responsabilidade pelos custos de contratação, representação e gestão incorridos pela centralizadora indicados no §10 do art. 17 devem ser alocados entre os usuários que façam de fato uso da centralizadora.
- i) A proposta deverá estar ajustada com o controle da inadimplência, visto que poderá haver dois ambientes de contratação, um no ambiente de licitadas e outro no ambiente das empresas que não fizeram a opção pelo novo formato.
- j) Ademais, o proposto §12 estabelece a obrigatoriedade da centralização para as instalações de transmissão contratadas após a instauração da centralizadora. No entanto, esta disposição pode criar uma duplicidade de sistemas de liquidação. Ao invés dessa obrigatoriedade ser de novas contratações de instalações de transmissão, esta deveria ser aplicada somente às novas concessões licitadas e não aos ativos de concessionárias já estabelecidas. Isto porque, ao indicar somente instalações de transmissão, qualquer nova contratação de instalações já em operação e que possuem outros contratos, deverá ser feito pela modalidade centralizada, mesmo que esta já tenha outras contratações anteriores, obrigando-a tacitamente a aderir a centralização para evitar duplicidade de sistemas. Isto também deve ser revisto para não abarcar instalações de concessionárias já estabelecidas autorizadas via reforço.

RACIONALIZAÇÃO DE DESCONTOS CDE

Riscos e racionalização de custos dos contratos regulados

(Princípio da Sustentabilidade do marco normativo)

6.Arrecadação da conta CDE

Propõe-se a mudança na responsabilidade de arrecadação do recurso da CDE junto aos consumidores especiais conectados na Rede Básica, que passaria dos atuais concessionários de transmissão para a CCEE, nova gestora de Fundo Setorial CDE.

Esclarece-se que a ANEEL faz uma estimativa na definição do orçamento anual e o recolhimento mensal pelas transmissoras com base no mercado faturado dos consumidores livres conectadas à Rede Básica, a partir de informações do ONS, e das tarifas TUST – CDE vigentes. As transmissoras não possuem a fixação de uma quota anual como nas Distribuidoras, que possuem os mecanismos da CVA e da neutralidade dos encargos setoriais, não podendo arcar com as diferenças de faturamento na arrecadação dos encargos setoriais.

A atribuição e responsabilidade de recolhimento da CDE pelas transmissoras, por sua vez, são reguladas especificamente pelo §1º, do artigo 45, da ReN ANEEL nº 427, de 22.02.2011, que efetivamente vincula a quota mensal de cada transmissora ao montante arrecadado do consumidor final, por meio da TUST.

Aliás, essa contrapartida necessária entre a arrecadação tarifária e a quota mensal da CDE atribuída às transmissoras, consubstancia-se também no inequívoco entendimento da ANEEL, consistente no repasse dos encargos para as unidades consumidoras, conforme Submódulo 15.10 dos Procedimentos de Rede do ONS, aprovado pela Resolução Normativa ANEEL nº 372/2009, conforme registrado pela ANEEL:

“A partir das Resoluções ANEEL nº 074, de 15/07/04 e nº 127, de 06/12/04, cabe ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS a apuração dos montantes financeiros de Encargos Setoriais – ES1, relativos à Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC, à Conta de Desenvolvimento Energético – CDE e à conta do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, atribuídos às concessionárias de transmissão e repassados para as unidades consumidoras (consumidor livre e/ou autoprodutor), conectadas às suas respectivas instalações de transmissão integrantes da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional – SIN”

No entanto, o ambiente destes consumidores é fortemente judicializado, o que afeta no recolhimento integral das parcelas

Propõe-se a alteração da Lei nº 10.438, de 2002, ou de sua regulamentação, que passaria a vigorar com a seguinte redação:

Art. 13. Fica criada a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE visando ao desenvolvimento energético dos Estados, além dos seguintes objetivos: [\(Redação dada pela Lei nº 12.783, de 2013\)](#) [\(Vide Decreto nº 9.022, de 2017\)](#)

.....
.
§ 1º Os recursos da CDE serão provenientes das quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializem energia com consumidor final, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição, dos pagamentos anuais realizados a título de uso de bem público, das multas aplicadas pela Aneel a concessionárias, permissionárias e autorizadas, e dos créditos da União de que tratam os [arts. 17 e 18 da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012](#). [\(Redação dada pela Lei nº 12.783, de 2013\)](#)

§ 5º-A. Até 1º de maio de 2017, terá início a administração e movimentação da CDE e da CCC pela CCEE, sem prejuízo da atuação dos órgãos de controle interno ou externo da administração pública federal sobre a gestão dessas contas. [\(Incluído pela Lei nº 13.360, de 2016\)](#)

§5º -B Será de responsabilidade da CCEE fazer a arrecadação direta junto aos consumidores especiais, conectados na Rede Básica, dos recursos da CDE.

a) Grupo 4 – Medidas de sustentabilidade e desjudicialização

(Princípio da Sustentabilidade do marco normativo)

7.Esclarecimentos da Lei nº 12.783/2013

Com a finalidade de se evitar a judicialização devido a interpretação do termo atualização, recomenda-se dar clareza aos seus objetivos, mediante a especificação do termo atualização.

Conforme parecer do insigne Prof. Dr. Marçal Justen Filho².

“Foi adotada uma interpretação comum - não prevalente no âmbito da regulação setorial – no sentido de que a expressão “atualização” significa “correção monetária”. Ocorre que a redação legal não contém a palavra “monetária”

A expressão “atualização” implica a adoção de solução apta a tornar atual um certo objeto. Atualizar não é sinônimo necessário de “atualizar monetariamente”. Ou seja, “atualização” é um gênero, que comporta a atualização monetária como uma espécie.

A ressalva é especialmente relevante porque a expressão “atualização” deve ser interpretada no contexto de uma concessão de transmissão de energia. É necessário tomar em vista o regime jurídico pertinente
(...)

² O parecer é documento público juntado ao processo de nº 0010552-48.2017.4.01.3400

No âmbito regulatório, a expressão “atualização” é utilizada para indicar todos os mecanismos pertinentes a adequação da remuneração da concessionária às circunstâncias existentes”.

Trata-se, em verdade, de uma compensação para que o valor a ser percebido mantenha-se atual, sem perdas para a parte que o recebe.

Veja-se, essa interpretação e a necessidade de remunerar e atualizar monetariamente um valor cujo pagamento é diferido no tempo, não é utilizado apenas no setor elétrico, como exemplo, verifica-se a utilização da SELIC quando de condenações judiciais. Portanto, recomenda-se a alteração do § 3º do artigo 15.

Art. 15. A tarifa ou receita de que trata esta Lei deverá considerar, quando houver, a parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados, não depreciados ou não indenizados pelo poder concedente, e será revisada periodicamente na forma do contrato de concessão ou termo aditivo.

§ 3º O valor de que trata o § 2º será atualizado **monetariamente e com o custo de capital próprio** até a data de seu efetivo pagamento à concessionária pelo prazo de 30 (trinta) anos, conforme regulamento.

8.COMPOSIÇÃO DA REDE BÁSICA

Recomenda-se examinar o estabelecimento sobre a composição da Rede Básica, com avaliação da funcionalidade eletro-energética e a conveniência devido à tipologia da rede em sua distribuição eletrogeográfica.

Observe-se que a Lei 9074 é genérica quanto ao tema, necessitando de complementação.

Lei 9074/1995:

.....

Art. 17. **O poder concedente deverá definir**, dentre as instalações de transmissão, as que se destinam à formação da rede básica dos sistemas interligados, as de âmbito próprio do concessionário de distribuição, as de interesse exclusivo das centrais de geração e as destinadas a interligações internacionais. (Redação dada pela Lei nº 12.111/2009). (grifo nosso)

§ 1º As instalações de transmissão de energia elétrica componentes da rede básica do Sistema Interligado Nacional – SIN serão objeto de concessão, mediante licitação, na modalidade de concorrência ou de leilão e funcionarão integradas ao sistema elétrico, com regras operativas aprovadas pela Aneel, de forma a assegurar a otimização dos recursos eletroenergéticos existentes ou futuros, **independentemente do seu nível de tensão.**

§ 2º As instalações de transmissão de âmbito próprio do concessionário de distribuição poderão ser consideradas pelo poder concedente parte integrante da concessão de distribuição, **desde que não exerçam função de otimização dos recursos eletroenergéticos existentes ou futuros.**”

Sustenta a proposta nos esclarecimentos a seguir detalhados.

Critério de classificação das instalações de transmissão

Em 2015, a ANEEL instaurou a Audiência Pública nº 41/2015, cujo objetivo era obter subsídios para a proposta de transferência compulsória do conjunto de ativos que operam com tensão inferior a 230 kV (“Demais Instalações de Transmissão” ou “DIT”), de propriedade das concessionárias de transmissão, para as distribuidoras de energia elétrica.

A base legal da fundamentação da ANEEL para determinar a transferência compulsória das DIT estava calcada no disposto no Art. 17 da Lei n.º 9.074, de 07 de julho de 1995 (“Lei n.º 9.074/1995”), que assim dispõe:

*“Art. 17. O poder concedente deverá definir, dentre as instalações de transmissão, **as que se destinam** à formação da rede básica dos sistemas interligados, as **de âmbito próprio do concessionário de distribuição**, as de interesse exclusivo das centrais de geração e as destinadas a interligações internacionais.*

*§ 1º As instalações de transmissão de energia elétrica componentes da rede básica do Sistema Interligado Nacional – SIN serão objeto de concessão, mediante licitação, na modalidade de concorrência ou de leilão e funcionarão integradas ao sistema elétrico, com regras operativas aprovadas pela Aneel, **de forma a assegurar a otimização dos recursos eletroenergéticos existentes ou futuros.***

*§ 2º As instalações de transmissão de âmbito próprio do concessionário de distribuição **poderão ser consideradas pelo poder concedente** parte integrante da concessão de distribuição.” (Grifos nossos)*

Sob o ponto de vista conceitual, é imperioso concluir que o legislador, no Art. 17 da Lei n.º 9.074/1995, quer se referir à função que desempenham as instalações de transmissão, como critério para sua classificação, uma vez que se atém à destinação destas, ou seja, ao papel que desempenham (“as que se destinam”).

Assim, a simples definição de critério de classificação baseado única e exclusivamente no nível de tensão não atende o conceito definido na Lei n.º 9.074/1995, que faz referência à destinação (função) de tais instalações para fins de classificação.

Ao defender a classificação das instalações de transmissão exclusivamente pelo nível de tensão, a ANEEL no âmbito da Audiência Pública nº 41/2015, mencionou a recomendação feita no Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – RESEB (“RESEB”), estabelecido em 1996, que concluiu, naquela época, que a classificação das instalações de transmissão pelo nível de tensão seria mais clara, objetiva e fácil de implementar.

Ocorre, no entanto, que houve uma evolução do Projeto RESEB, que resultou no Projeto RESEB-COM, de outubro de 2001, elaborado pelo Departamento Nacional de Política Energética, Secretaria de Energia do Ministério de Minas e Energia (“MME”), que consiste em uma complementação dos estudos desenvolvidos inicialmente, cuja metodologia adotada consistiu em “*examinar as propostas apresentadas no Projeto RESEB, atualizando-as, detalhando-as (quando necessário) e complementando-as (quando inexistentes)*”³.

O Projeto RESEB-COM atualizou o entendimento originalmente adotado no Projeto RESEB de 1996, fazendo as seguintes recomendações:

“Sugestão 55. Que sejam seguidos os seguintes critérios fundamentais para composição da Rede Básica (GIII – ACRB) e (GIV – ET):

- I. Que a “Rede Básica” dos sistemas elétricos interligados seja constituída pelas linhas de transmissão em tensões de 230 kV ou superior e por subestações que contenham equipamentos em tensão de 230 kV ou superior, integrantes de concessões de serviços públicos de energia elétrica. (GIII – ACRB).*
- II. Que não sejam considerados integrantes à Rede Básica, linhas de transmissão, transformadores de potência e suas conexões, quando destinadas ao uso exclusivo de uma central geradora ou de um único consumidor, bem como transformadores de potência com tensão secundária inferior a 230 kV, inclusive suas conexões.*
- III. Que as instalações destinadas à conexão de linhas de transmissão e de distribuição para atendimento de um concessionário de distribuição, não sejam incluídas na Rede Básica, sendo tratadas como ativos de conexão.*
- IV. Que as instalações de transmissão de uso exclusivo de interligações internacionais não sejam incluídas entre os ativos da Rede Básica.*
- V. Que na composição da REDE BÁSICA possam ser incluídas instalações em tensões inferiores a 230 KV desde que:*
 - 1. interliguem usinas despachadas centralizadamente com funções relevantes de otimização eletroenergética, comprovadamente justificadas pelo ONS; e*
 - 2. em casos excepcionais, por proposição do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e mediante aprovação da ANEEL, as instalações sejam consideradas relevantes para a operação da Rede Básica;”*⁴

As atividades do Grupo de trabalho do referido Projeto, denominado “GT-Livre Acesso”, teve como objetivo “a análise de questões relativas ao uso e acesso aos Sistemas de Transmissão que pudessem estar interferindo com os princípios básicos da função

³Página 4 do Projeto RESEB-COM

⁴Pág. 20 e 21 do Projeto RESEB-COM

transmissão, conforme estabelecidos no Modelo proposto pelo RESEB⁵, que concluiu seus estudos da seguinte forma:

Questão “A” - Escopo do problema

A Rede Básica é composta por linhas de transmissão e instalações com níveis de tensão iguais ou superiores a 230 kV. Ocorre que, em alguns casos, instalações com tensões inferiores a 230 kV, classificadas pela regulamentação como **“Demais Instalações de Transmissão”, interligam usinas despachadas centralizadamente pelo ONS, exercendo funções de transmissão, e/ou interligam várias Empresas Distribuidoras, exercendo funções de transmissão regional.**

(..)

A resolução ANEEL nº 245/98 estabeleceu que a Rede Básica **seria constituída por todas linhas de transmissão em tensões de 230 kV ou superior e por subestações que continham equipamentos em tensões de 230 kV ou superior, ou seja critério de enquadramento na Rede Básica por tensão.**

Entretanto, o Art. 3º desta resolução estabeleceu que na composição da Rede Básica poderiam ser incluídas instalações em tensões inferiores a 230 kV, desde que interligassem áreas do Mercado Atacadista de Energia (MAE), ou em casos excepcionais, por proposição do ONS e mediante aprovação da ANEEL, as instalações que seriam consideradas relevantes para a operação da Rede Básica.

A minuta de resolução (posteriormente editada como a Resolução ANEEL 433/00), objeto da Audiência Pública ANEEL 005/2000, estabelece no Art. 7º a revogação do inciso I do Art. 3º da Resolução ANEEL nº 245/98, ficando assim a classificação da Rede Básica exclusivamente por tensão, 230 kV e acima.

Por outro lado, a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, no parágrafo 1º do artigo 17 estabelece que: “As instalações de transmissão, integrantes da Rede Básica dos sistemas elétricos interligados, serão objeto de concessão mediante licitação, e funcionarão na modalidade de instalações integradas aos sistemas e com regras operativas definidas por agente sob controle da união, de forma a assegurar a otimização dos recursos eletroenergéticos existentes ou futuros”

Considerando que a **função legalmente definida para a Rede Básica é a otimização eletroenergética, o enquadramento de instalações não pode se restringir a tensão e sim a funções, independente de sua tensão.** Por outro lado, não seria viável o enquadramento na Rede Básica de todas as instalações que exercem a função otimização eletroenergética, independente de sua tensão. Assim sendo, o Sub-Grupo recomenda deve-se restringir somente aquelas que além de exercerem esta função são também importantes para a **função operação, por proposição do ONS.**

⁵Pág. 1 do Anexo IV – Relatório resumo da área Livre Acesso – Grupo III – do Projeto RESEB-COM.

Do acima exposto o Sub-Grupo propõe os seguintes critérios, em uma atualização do que estabelecia o Art. 3º da Resolução ANEEL nº 245/98 (substituída pela Resolução ANEEL nº 433/00):

Na composição da Rede Básica poderão ser incluídas instalações em tensões inferiores a 230 KV desde que:

I interliguem usinas despachadas centralizadamente com funções relevantes de otimização eletroenergética, comprovadamente justificadas pelo ONS;

II em casos excepcionais, por proposição do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e mediante aprovação da ANEEL, as instalações sejam consideradas relevantes para a operação da Rede Básica;”

Nesse sentido, e como não poderia deixar de ser, houve uma evolução na forma de tratar a classificação das DIT, justamente por não ser adequada a utilização de um critério baseado na “facilidade de implementação”, conforme indicado na primeira versão do Projeto RESEB.

Deste modo, pela segurança do sistema elétrico, otimização eletroenergética e pelo atendimento aos princípios do interesse público e da modicidade tarifária, há que se avaliar a utilização de uma metodologia híbrida para a classificação das DIT, mediante a qual, além da tensão, seja considerada também a função desempenhada pelas instalações, para identificá-las como sendo integrante da Rede Básica ou com função típica de distribuição. Esse é o imperativo que decorre do ordenamento jurídico conforme art. 17, § 2º da Lei 9.074/1995 e da realidade fática, que impõe diferenciar redes e procedimentos de operação e gestão conforme sua complexidade e importância sistêmica, não exclusivamente por seu nível de tensão.

Diante do exposto, propõem-se a modificação dos §§ 1º e 2º do art. 17 da Lei 9.074/1995, com o objetivo de aclarar que o critério função deve ser observado na classificação das instalações de transmissão, atendendo aos critérios já definidos na legislação vigente:

“Art. 17. O poder concedente deverá definir, dentre as instalações de transmissão, as que se destinam à formação da rede básica dos sistemas interligados, as de âmbito próprio do concessionário de distribuição, as de interesse exclusivo das centrais de geração e as destinadas a interligações internacionais.

*§ 1º As instalações de transmissão de energia elétrica componentes da rede básica do Sistema Interligado Nacional – SIN serão objeto de concessão, mediante licitação, na modalidade de concorrência ou de leilão e funcionarão integradas ao sistema elétrico, com regras operativas aprovadas pela Aneel, de forma a assegurar a otimização dos recursos eletroenergéticos existentes ou futuros, **independentemente do seu nível de tensão.***

§ 2º As instalações de transmissão de âmbito próprio do concessionário de distribuição poderão ser consideradas pelo poder concedente parte integrante

da concessão de distribuição, desde que não exerçam função de otimização dos recursos eletroenergéticos existentes ou futuros.”.

Nesse cenário, as DIT que desempenham função sistêmica na operação do SIN devem ser consideradas como uma extensão da Rede Básica, essencial à segurança do sistema elétrico e à otimização dos recursos eletroenergéticos.

Deste modo, a classificação das DIT de acordo com a sua função é o que atende aos critérios definidos na legislação e, por conseguinte, o princípio da legalidade, bem como fica mais aderente ao princípio do interesse público e da modicidade tarifária.

9.RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO - RGR TRANSMISSÃO

3.126. Respeitando a apresentação das propostas em observância à cronologia das leis, esse tema emerge como medida para reduzir os litígios judiciais (“desjudicialização”), além de atuar distributivamente na alocação de custos entre usuários da rede, atenuando os efeitos da cobrança de encargos associada ao volume de energia consumida.

3.127. A proposta se comunica com a antecipação da trajetória da CDE como compensações ao encargo de sobrecontratação involuntária.

3.128. O objetivo é destinar recursos da Reserva Global de Reversão - RGR para pagamento do componente tarifário dos ativos do sistema de transmissão não amortizados e não indenizados na prorrogação das concessões ocorrida de 2012. Todavia, o componente não pode estar judicializado para que o mecanismo possa ser operacionalizado. Essa medida deve ser compatibilizada com a revogação do §4º do art. 15 da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

3.129. A proposta exige alteração da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971:

“Art. 4º

§4º-A A RGR poderá, a critério do poder concedente, destinar recursos para pagar o componente tarifário das tarifas de uso do sistema de transmissão correspondente aos ativos previstos no art. 15, §2º, da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

§4º-B A destinação de recursos nos termos do §4º-A será condicionada à inexistência de ações judiciais questionando os valores do respectivo componente tarifário.

Comentário ABRATE: Deve ser confirmado se o recurso da RGR pagará diretamente a parcela tarifária do consumidor final, e que não afetaria a transmissora. Se não, deve ser sempre assegurado o recebimento do valor líquido estipulado, promovendo o “gross-up” dos impostos e encargos.

10.DESCOTIZAÇÃO E PRIVATIZAÇÃO

Observação: Muito embora o tema reflita a questão de cotas de usinas hidrelétricas abrangidas pela Lei nº 12.783/2013, no entanto, é proposta redação que atinge as linhas de transmissão.

3.132.A descotização tem reflexos também na Lei nº 12.783, de 2013, conforme abaixo:

“Art. 8º.

.....
§2º-A Caso a licitação ocorra sem a reversão prévia de bens, o poder concedente poderá facultar ao então titular da outorga não prorrogada vender os bens reversíveis ao vencedor da licitação de que trata os art. 8º e art. 8º-A, nos termos das condições e valores definidos no edital de licitação.

§2º-B Caso faça a opção pela venda de que trata o §2º-A, o então titular da outorga não prorrogada não fará jus à indenização correspondente às parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados.

§2º-C No caso de licitação de concessões de transmissão e de distribuição, a ANEEL definirá as condições de incorporação às tarifas dos bens vendidos nos termos do §2º-A.

.....

3.144. Nos §§ 2º-A ao 2º-E, define-se a possibilidade dos proprietários dos ativos de concessões vencidas trocarem o direito à indenização pela venda direta desses ativos (ou seja, do direito de terem esses ativos remunerados via tarifa ou indenizados) ao vencedor da licitação da nova concessão, com possibilidade de abatimento de créditos entre as partes e regulação da ANEEL a respeito de como essa venda seria incorporada às tarifas.

Comentário: Deve ser confirmado o alcance também para a possibilidade de privatização do segmento de transmissão.

11. REGIME ESPECIAL DE INCENTIVOS PARA O DESENVOLVIMENTO DA INFRAESTRUTURA – REIDI

Normalmente, os processos de licitação de serviços públicos de transmissão já consideram em seus editais que a obtenção está assegurada. No entanto, o processo de sua obtenção passa por vários órgãos, o que torna o processo moroso. Além, disto, ainda há que se conviver com as dificuldades devidas ao processo de licenciamento ambiental, o que torna o ambiente em um cipoal de regras que alocadas no tempo se transformam em verdadeiras corridas de obstáculos.

Assim, propõe-se a busca de unificação do procedimento, conforme a seguir detalhado **na inclusão do §12º Decreto nº 6.144/2007.**

Da mesma forma, os processos de REIDI relacionados a reforços passam pelas dificuldades supracitadas. Deste modo, **recomenda-se que nas Resoluções Autorizativas da ANEEL já estejam assegurados o REIDI, assim como é no edital do leilão, e que o procedimento também seja unificado pela ANEEL.** Deste modo, o **§12º do Decreto nº 6.144/2007 abarcaria tanto os projetos de leilão, quanto os reforços.**

Decreto nº 6.144/2007

“Art. 6º O Ministério responsável pelo setor favorecido deverá definir, em portaria, os projetos que se enquadram nas disposições do art. 5º.

§ 1º Para efeitos do caput, exclusivamente nos casos de projetos com contratos regulados pelo poder público:

I - os Ministérios deverão analisar se os custos do projeto foram estimados levando-se em conta a suspensão prevista no art. 2º, inclusive para cálculo de preços, tarifas, taxas ou receitas permitidas, sendo inadmissíveis projetos em que não tenha sido considerado o impacto da aplicação do REIDI; e

II - os projetos que tenham contratos anteriores a 22 de janeiro de 2007, data da publicação da Medida Provisória nº 351, de 22 de janeiro de 2007, fixando preços, tarifas, taxas ou receitas permitidas somente poderão ser contemplados no REIDI na hipótese de ser celebrado aditivo contratual incorporando o impacto positivo da aplicação desse regime.

§ 2º O disposto no inciso II do § 1º não implica direito à aplicação do regime no período anterior à habilitação ou co-habilitação da pessoa jurídica vinculada ao projeto.

§ 3º Os projetos de que trata o caput serão considerados aprovados mediante a publicação no Diário Oficial da União da portaria do Ministério responsável pelo setor favorecido.

(...).”

“§ 12º A critério do Ministério responsável pelo setor favorecido, a emissão de portaria, com os projetos que se enquadram nas disposições do art. 5º, pode ser delegada a respectiva Agência Reguladora.”