

Proposta de aprimoramento do marco legal do setor elétrico.

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)

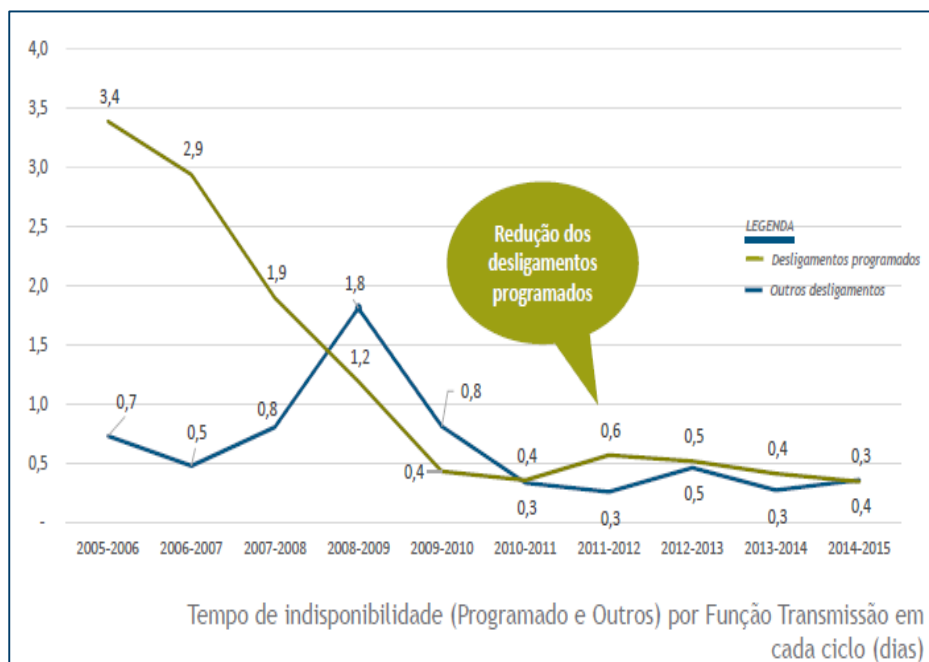
Recomenda-se que o Contrato de Concessão tenha o exame de seu equilíbrio econômico-financeiro pelo poder concedente - a União, representada pelo MME, que teria a posição final sobre os atos de regulamentação e de fiscalização aprovados pela agência reguladora ANEEL.

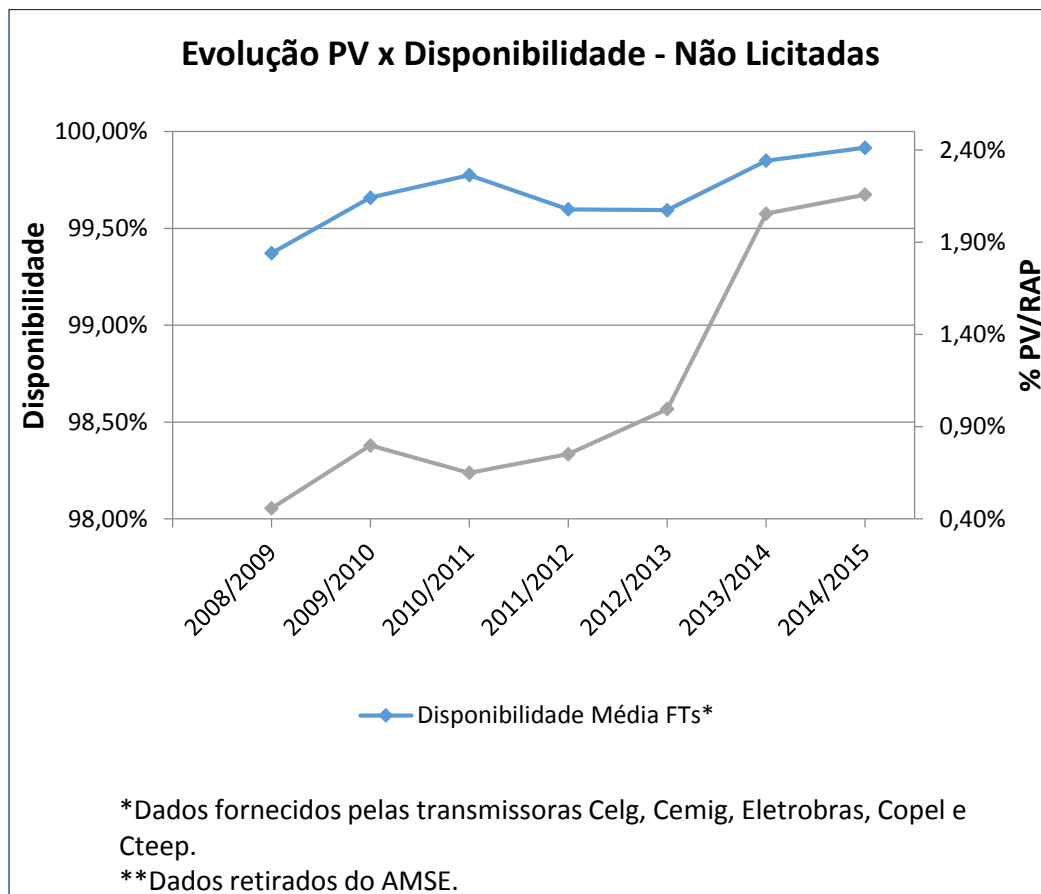
Sustenta esta posição na observância da Lei Geral de Concessões nº 8.987/1995. No entanto, as Leis ordinárias passaram a tratar do assunto, em especial a Lei nº 10.848/2004, que alterou a Lei nº 9.427/1996 (criação da ANEEL) que disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica.

2. Qualidade da prestação do serviço de Transmissão:

(Princípio da Sustentabilidade do marco normativo)

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. As figuras abaixo ilustram o paradoxo.





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. 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. O A CCEE poderá ser designada centralizadora de contratos pelo poder concedente.

§12. 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)

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:

- a) De início, não nos consta que haja travamento no processo.
- b) Há, sim, 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 do montante total de 103.000 avisos, onde há emissão de fatura mínima de R\$ 0,20.
- c) 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.
- d) No entanto, há um grupo de trabalho, coordenado pelo ONS, com 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.
- e) 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”.
- f) 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.
- g) A adesão das transmissoras à nova sistemática proposta deverá ser facultativa, mesmo para os casos de instalações de transmissão contratadas após a instauração da centralizadora (JUSTIFICATIVA EM ANEXO)

RACIONALIZAÇÃO DE DESCONTOS CDE

Riscos e racionalização de custos dos contratos regulados

(Princípio da Sustentabilidade do marco normativo)

5.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)

6.Esclarecimentos da Lei nº 12.783/2013

Com a finalidade de dotar a Lei clara em seus propósitos, recomenda-se dar clareza aos seus objetivos, mediante 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.

7.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)”¹.

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;²

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 transmissão, conforme estabelecidos no Modelo proposto pelo RESEB”³, 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”

²Pág. 20 e 21 do Projeto RESEB-COM

³Pág. 1 do Anexo IV – Relatório resumo da área Livre Acesso – Grupo III – do Projeto RESEB-COM.

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.**

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.

8.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: 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.

9.DESCONTIZAÇÃO 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.

10. 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 à respectiva Agência Reguladora.”

11. REGISTRO DE ASSUNTOS QUE MERECIAM SER ABORDADOS NA CONSULTA PÚBLICA

Analisando o texto da Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE, sentimos falta de alguns temas estarem presentes no processo de aprimoramento, quais sejam:

- a. Arbitragem para dirimir conflitos entre agentes e entre agentes e a ANEEL é medida de valor que estamos relutando aceitar.
- b. Excludente de responsabilidade das concessionárias de transmissão quando do atraso de obras motivado por terceiros.
- c. Incentivos à preparação de estudos de viabilidade técnica e ambiental de alternativas de expansão da malha de transmissão do SIN
- d. Aperfeiçoamento do programa de P&D, cujos resultados ainda deixam a desejar.
- e. Revisão e ajuste da regulamentação atualmente vigente em relação à qualidade do serviço público de transmissão, com consequente estabelecimento de normas de regulação por mérito desburocratizando o procedimento.

Proposta

Incluir neste capítulo a previsão de estudos de complementação da regulação burocrática das instalações de transmissão do SIN vigentes, por outra amparada no mérito, no bom desempenho de disponibilidade de suas instalações.

- f. Importância da emissão do Licenciamento Prévio Ambiental junto com a publicação dos Editais de Transmissão – ANEEL → Proposta: emissão da LP com requisitos mínimos, com base na legislação federal vigente (eventuais especificidades de cada projeto seriam tratadas na LI);
- g. Mitigação dos impactos ao setor elétrico dos atrasos no processo de emissão do Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (“REIDI”);
- h. Mitigação dos impactos dos atrasos das emissões da Licenças Ambientais;
- i. Melhoria das condições dos Leilões de Transmissão (Wacc, RAPs, Investimentos, etc) - Revisão do WACC de reforços e melhorias, comparativamente ao WACC dos leilões de transmissão (similaridade do risco-retorno para reforços maiores);

Dessa forma, solicitamos a abertura de nova consulta pública com o objetivo de aprimoramento dos temas supracitados, mais afetos ao segmento de transmissão e de igual importância para o novo modelo do setor elétrico.

Por fim, em face da complexidade da revisão em curso, roga-se que sua instituição e operação não resultem em custos adicionais para as concessionárias de transmissão.

ANEXO		
Texto NT nº 5/2017/AEREG/SE	Texto Sugerido	Justificativa
POSSIBILIDADE DE REDUÇÃO DE CUSTOS DE TRANSAÇÃO NA TRANSMISSÃO 3.47. A segunda proposta de destravamento 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 CCEE poderá ser designada centralizadora de contratos pelo poder concedente. §12. Após instituição da centralizadora de contratos: I - os titulares das instalações de transmissão já contratadas poderão solicitar à ANEEL o aditamento dos		Até o presente momento não existe estudo de viabilidade que comprove que uma “liquidação centralizada da transmissão” implicará em redução de custos sistêmicos. Por sinal, pelo contrário, existem elementos relevantes que permitem concluir que que uma liquidação centralizada teria um efeito neutro ou negativo na pretendida redução de custos sistêmicos da transmissão. Abaixo listamos as principais preocupações nesse sentido: a) Não existem estudos definitivos que demonstrem eventuais vantagens sistêmicas e/ou redução dos custos envolvidos; b) O fato da liquidação financeira passar a ser centralizada, não altera a necessidade de que o sistema de faturamento e contabilização continue tal como é hoje (rotinas que decorrem de legislação fiscal e contábil); c) As Transmissoras continuariam responsáveis pela exatidão no controle e execução de inadimplências/garantias, uma vez que são as credoras das faturas; d) As Transmissoras não consideraram em seus planos de negócios qualquer custo para que um terceiro centralize

contratos vigentes para atendimento enquadramento no §9º; II – as contratações de novas instalações de transmissão serão realizadas diretamente com a centralizadora de contratos.” (NR) 3.49 No §9 fica 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. 3.50 O §11 permite que a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica atue como centralizadora dos contratos de transmissão. Nesse ponto, cabe enfatizar a necessidade de redução dos custos sistêmicos como condição para a centralização. Por exemplo, diante de eventual aumento de custos tributários em função da intermediação pela CCEE, em função da interrupção da cadeia de compensações de créditos, a centralização não deverá ser realizada se o benefício não resultar em resultado líquido positivo para o sistema. 3.51 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.		a liquidação da RAP. E considerando que custos com o faturamento, contabilização e controle de inadimplência permaneceriam com as Transmissoras, estamos diante de situação de aumento de custos; e) O ONS já é contratado e remunerado para atuar na apuração, administração e liquidação dos encargos pelo uso do sistema de transmissão. Qualquer alteração de responsabilidade do ONS para a CCEE, apesar de aparentemente inconveniente, deverá ser precedida de aditivo contratual e compensação financeira. Ademais a CCEE não possui em seu objeto social a atuação no segmento de transmissão; f) No estudo de viabilidade deverão ser consideradas as dificuldades com questões fiscais (tais como retenções de tributos) bem como tributárias (eventual bis in idem no caso de recriação de uma “CPMF”); g) Altos custos para que as Transmissoras adequem seus sistemas à nova modalidade proposta, inclusive impossibilitando que aquelas que optarem por emissão de boletos, realizam seus controles de inadimplência e cobrança por esta modalidade; h) Ademais, não se pode descartar o risco da instituição financeira contratada para a centralização deixar de prestar o serviço ou aumentar excessivamente o preço do contrato, especialmente considerando que não existem
--	--	---

		muitas instituições capacitadas para prestação de tal serviço; Porém, um dos maiores riscos envolvidos na proposta de uma liquidação centralizada seria: i) Depreciação da percepção de risco por parte de investidores, concessionários e financiadores da Transmissão na medida em que ao invés do recebimento da receita ocorrer mediante 520 depósitos descentralizados (usuários), haverá a concentração em um único depósito (banco centralizador). Esse risco será repassado para o preço e para as taxas de financiamento da Transmissão; j) E mais, no caso da instituição centralizadora ter um problema sistêmico no dia da liquidação, provocaria uma inadimplência generalizada do segmento de transmissão. Apesar de todas as dificuldades acima apontadas, caso mesmo assim decida-se por prosseguir com a proposta de liquidação centralizada da transmissão, o que deve ser assegurado, inclusive por questões de respeito aos contratos celebrados, é que <u>necessariamente a adesão das Transmissoras à nova sistemática proposta seja facultativa.</u>
--	--	--