

Os *White Papers* do Instituto Acende Brasil consolidam análises e recomendações aprofundadas sobre temas do Setor Elétrico Brasileiro e visam à promoção de discussões qualificadas sobre as seguintes dimensões setoriais: Agência Reguladora, Governança Corporativa, Impostos e Encargos, Leilões de Energia e Transmissão, Meio Ambiente e Sociedade, Oferta de Energia, Rentabilidade, Tarifa e Regulação.

Para saber mais sobre o Instituto Acende Brasil acesse [www.acendebrasil.com.br](http://www.acendebrasil.com.br)

## TRANSMISSÃO: O ELO INTEGRADOR

Economistas argumentam que investimentos em infraestrutura são essenciais para o desenvolvimento econômico. Tal tese se apoia no fato de que a infraestrutura consiste dos ativos e serviços que suportam todas as outras atividades produtivas, contribuindo para a elevação da produtividade de toda a economia.

O setor elétrico é um dos importantes integrantes da infraestrutura de um país. E se o setor elétrico é infraestrutura, o segmento de *transmissão é a infraestrutura da infraestrutura*, pois é a transmissão que integra todo o setor elétrico, permitindo que o mesmo seja operado como um sistema coeso e concatenado.

Embora seja o segmento que exige menor investimento em comparação com os elos de geração e distribuição, a transmissão desempenha um papel essencial no setor elétrico. É a transmissão que permite a otimização da operação por meio da exploração das vantagens comparativas das dife-

rentes fontes e tecnologias de geração. Também é a transmissão que permite aumentar a confiabilidade do sistema ao integrar todos os recursos disponíveis.

Embora o segmento de transmissão tenha apresentado forte expansão nas últimas décadas, em anos recentes o segmento tem enfrentado crescentes dificuldades devido a questões regulatórias que precisam ser sanadas para assegurar a plena otimização da operação do sistema elétrico brasileiro.

Esse *White Paper* apresenta a situação atual do segmento, diagnostica seus principais problemas e propõe medidas para saná-los.

***“Infrastructure is no longer the gray backdrop of economic life – underground and out of mind. It is front and center in development.”***

*“A infraestrutura não é mais aquele pano de fundo desinteressante da vida econômica – despercebido e esquecido. É primordial e essencial ao desenvolvimento.”*

*(Banco Mundial, 1994)*

## SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO .....	2	3 PROPOSTAS DE SOLUÇÃO.....	20
2 PANORAMA DO SEGMENTO DE TRANSMISSÃO .....	3	3.1 Licitação e licença prévia ambiental .....	20
2.1 O desafio futuro.....	3	3.2 Gestão integrada de questões socioambientais .....	22
2.1.1 Escoamento da energia advinda dos novos geradores.....	4	3.3 Questão fundiária .....	23
2.1.2 Integração energética .....	5	3.4 Custo do capital .....	24
2.1.3 Maiores exigências socioambientais.....	5	3.5 Banco de preços.....	25
2.1.4 Maiores exigências quanto à confiabilidade .....	6	3.6 Transferência das demais instalações de transmissão.....	27
2.1.5 Reposição, reforços e melhorias da rede existente.....	9	3.7 Custos operacionais .....	29
2.2 Principais problemas atuais e suas causas.....	9	3.8 Qualidade .....	33
2.2.1 Frustração de leilões.....	9	3.9 Reposições, reforços e melhorias da rede .....	34
2.2.2 Atrasos.....	13	4 CONCLUSÕES .....	35
2.2.3 Descapitalização de empresas de transmissão .....	14	REFERÊNCIAS.....	37
2.2.4 Transferência de DITS .....	19		

## 1 INTRODUÇÃO

A transmissão é essencial para a operação do sistema elétrico de forma otimizada, reduzindo custos e elevando sua confiabilidade. Sem transmissão não é possível: aproveitar a geração a partir dos recursos energéticos mais baratos localizados em áreas mais distantes dos centros de carga; explorar a diversidade hidrológica entre as hidrelétricas; auferir os ganhos do compartilhamento de margens de reserva requeridas para lidar com contingências e variações imprevistas da demanda. A lista poderia ser expandida, mas esses exemplos são suficientes para demonstrar os benefícios da operação integrada possibilitada pelas redes de transmissão.

O Brasil dispõe de um dos sistemas elétricos mais integrados do planeta. A dotação de recursos energéticos no país, composta principalmente de grandes hidrelétricas espalhadas por diferentes bacias hidrográficas, favoreceu a construção da extensa “Rede Básica” de transmissão que interliga todas as regiões do país.

Ao examinar o *Plano Decenal de Expansão de Energia* fica claro que a expansão da transmissão será crucial nos próximos anos, pois a expansão da geração inclui grandes empreendimentos de geração hidrelétrica, quase todos a fio-d’água (hidrelétricas sem capacidade de regularização plurianual) em regiões remotas da região norte do país, e um grande incremento de fontes intermitentes que demandarão crescente intercâmbio de energia entre as diversas partes do sistema elétrico.

Diante dessa perspectiva de que uma grande expansão da transmissão é necessária, torna-se especialmente preocupante o estado atual do segmento. Recentes mudanças regulatórias impactaram severamente o fluxo de caixa das principais empresas de transmissão, prejudicando suas capacidades financeiras tanto para investir em novos ativos quanto para realizar melhorias demandadas pelas instalações de transmissão existentes. A expansão da rede de transmissão por meio de Leilões de Transmissão, que foi tão bem sucedida por vários anos, passou a falhar recentemente, ocasionando atrasos muito custosos para o país.

Os desafios ora enfrentados pelo elo de transmissão o colocam em estado crítico. Ações urgentes das autoridades governamentais são necessárias para sanar esses problemas e para evitar que se multipliquem, o que traria prejuízos ainda maiores para os consumidores de energia elétrica.

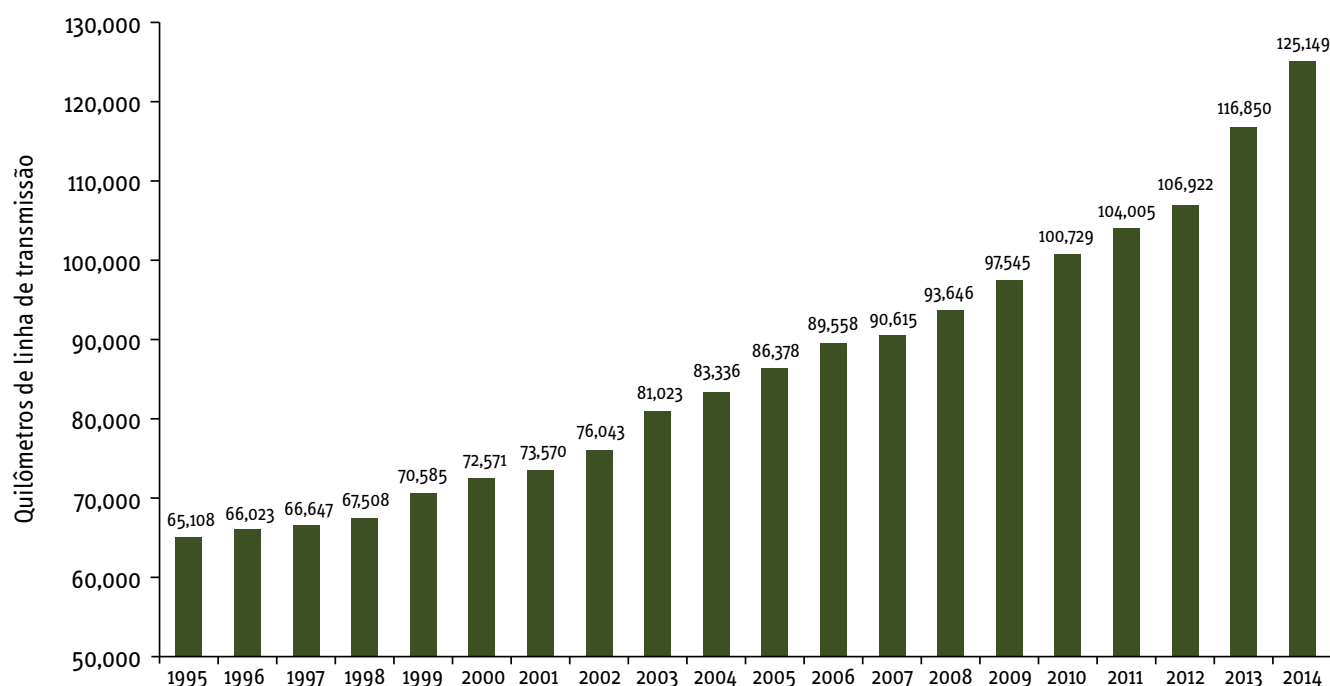
Este *White Paper* é composto de quatro seções, além dessa introdução. Na segunda seção apresenta-se um panorama do segmento de transmissão, apontando-se o desafio da expansão para atender às necessidades futuras do sistema elétrico e os problemas presentes. Na terceira seção são discutidas propostas para tornar o processo de implantação de novas instalações de transmissão mais eficiente e previsível e sugestões de aperfeiçoamento da regulação para assegurar que as concessões de transmissão sejam sustentáveis da perspectiva econômico-financeira. Na quarta seção são sumarizadas as conclusões desse estudo.

## 2 PANORAMA DO SEGMENTO DE TRANSMISSÃO

### 2.1 O DESAFIO FUTURO

Nos últimos dez anos a extensão da rede foi expandida em 45% e os planos de expansão preveem que esse ritmo de crescimento deve ser mantido na próxima década. Hoje já são mais de 125 mil quilômetros de linhas de transmissão no país, mas o *Plano Decenal de Expansão de Energia 2023* prevê que a Rede Básica venha a ter mais de 182 mil quilômetros de extensão.

Figura 1: Extensão da Rede Básica de Transmissão



Fonte: EPE e MME

A expansão da rede, em termos de quilômetros de linhas instaladas, não reflete plenamente a expansão da capacidade de transmissão, pois cada vez mais se recorre a linhas de transmissão de tensões mais elevadas, o que amplia tal capacidade, reduzindo as perdas e o número de circuitos necessários para escoar a energia, e diminuindo inclusive a área de servidão necessária para os “linhões”. Hoje já são licitadas linhas de transmissão em corrente contínua com tensão de  $\pm 800$  quilovolts (kV).

É por isso que a expansão da transmissão é melhor refletida considerando-se não apenas a extensão das linhas, mas também a capacidade de transformação envolvida. O planejamento decenal prevê uma ampliação da capacidade de transformação de 56%: de 288.946 MVA (megavolt-ampères) em 2013 para 451.904 MVA em 2023.

Tal crescimento faz com que a transmissão responda por uma parcela crescente dos custos totais do setor elétrico. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) estima que os investimentos necessários em transmissão nos próximos dez anos serão da ordem de R\$ 78 bilhões. Assim, a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) média cobrada dos consumidores de energia elétrica deve elevar-se do patamar atual – na faixa de 4,1 a 4,6 R\$/kW.mês, dependendo do submercado – para algo próximo de 4,7 a 5,8 R\$/kW.mês (EPE, 2015, Tabela 102, página 214), o que representa um aumento da ordem de 15 a 26%.

Essa forte demanda por investimentos em transmissão surge dos fatores principais abaixo:

- a necessidade de escoamento de energia advinda de usinas de geração cada vez mais distantes do centro de consumo;
- o desejo de se obter maior integração energética;
- as crescentes exigências de mitigação dos impactos socioambientais dos empreendimentos de transmissão;
- o endurecimento das regras de penalização por indisponibilidade de instalações de transmissão; e
- a necessidade de modernização das redes.

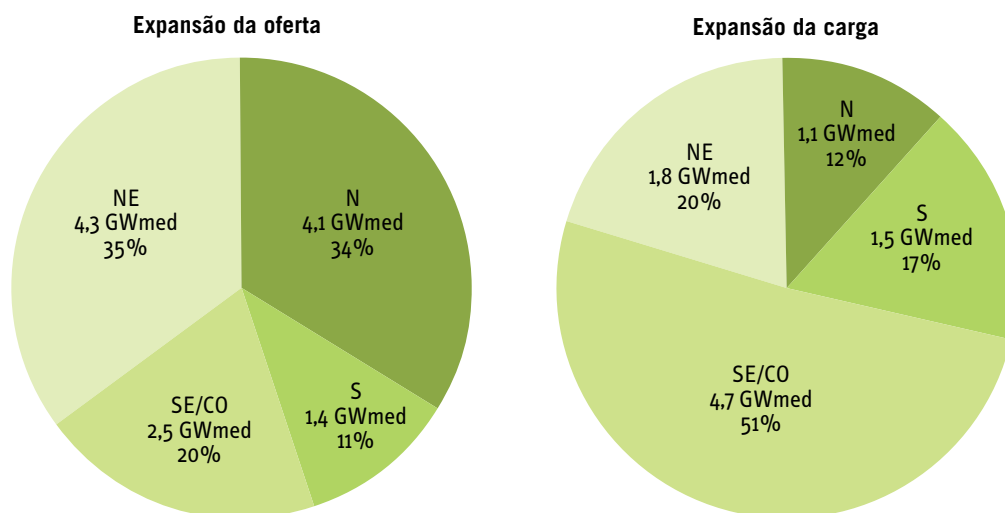
A seguir são discutidos cada um desses elementos.

### 2.1.1 ESCOAMENTO DA ENERGIA ADVINDA DOS NOVOS GERADORES

O crescimento do sistema de transmissão no Brasil deriva principalmente do fato de que grande parte da ampliação da geração prevista para os próximos anos advirá de usinas localizadas em áreas distantes de onde a energia é requerida. Grande parte dessa energia provém de fontes renováveis, cuja localização é determinada pela disponibilidade dos recursos energéticos, dos quais destaca-se o potencial hidrelétrico, localizado principalmente na Amazônia, e o potencial eólico, localizado principalmente no Nordeste.

Quando se contrapõe a localização dos empreendimentos de geração já contratados nos Leilões de Energia Nova com o crescimento da carga previsto nos quatro subsistemas, verifica-se que há um grande descompasso entre a oferta e demanda adicional nos subsistemas: 69% da energia adicional virá dos subsistemas Norte e Nordeste, que respondem por somente 32% do crescimento da carga prevista. Já o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, que demandará 51% da energia adicional, terá apenas 20% da energia adicional produzida no seu subsistema. Essas diferenças terão que ser compensadas com a expansão da rede de transmissão.

**Figura 2: Evolução da oferta e demanda projetada (2015-2019)**



Fontes: ONS/EPE Previsões de carga para o Planejamento Anual da Operação Energética 2015 – 2019 (1ª Revisão Quadrimestral)

CCEE – Resultado Consolidado dos Leilões (Março 2015).

Embora essa singela análise já reflita a disparidade locacional entre a oferta e a demanda, o problema é maior, pois há muitas usinas localizadas no subsistema em que a carga mais cresce (i.e. subsistema Sudeste/Centro-Oeste), mas que exigem grande ampliação da rede de transmissão. É o caso, por exemplo, das hidrelétricas Santo Antônio e Jirau, localizadas no estado de Rondônia, e da hidrelétrica de Teles Pires, localizada no norte do estado do Mato Grosso. Embora essas usinas sejam consideradas parte do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, estão longe dos grandes centros de carga e requerem significativos investimentos em transmissão.

O escoamento da energia das duas hidrelétricas do Rio Madeira em Rondônia exigiu a instalação de duas linhas de transmissão de 600 kV em corrente contínua com 2.375 km de extensão – na época considerada a mais longa linha de transmissão em corrente contínua no mundo (Cardoso Júnior, Magrini e Ferreira da Hora, 2014) – mas que logo será superada, pois a transmissão requerida para escoar a energia da hidrelétrica de Belo Monte, no Pará, requererá duas linhas de transmissão em corrente contínua de  $\pm 800$  kV, sendo uma com extensão de 2.092 km e outra com 2.439 km, além da ampliação da linha de transmissão Norte-Sul.

A hidrelétrica de Teles Pires e as outras quatro hidrelétricas previstas na bacia do rio Teles Pires (Foz do Apicás, São Manoel, Colíder e Sinop) requererão a instalação de três linhas de transmissão de 500 kV (quilovolts) com 1.005 km (quilômetros) de extensão.

### 2.1.2 INTEGRAÇÃO ENERGÉTICA

Além da expansão da transmissão requerida para escoar a energia das novas usinas até as regiões onde a energia adicional é requerida, há uma demanda por expansão da transmissão para:

- aumentar a flexibilidade operacional do sistema;
- agregar sistemas isolados ao Sistema Interligado Nacional; e
- interligar sistemas de outros países.

Interligações adicionais possibilitam um melhor aproveitamento dos recursos energéticos, reduzindo o custo operacional do sistema e mitigando o risco de déficit de energia.

Nos próximos anos pretende-se ampliar a capacidade de transmissão entre os quatro subsistemas. Também já está em curso a integração de vários sistemas isolados na região Norte com a construção das interligações Tucuruí-Macapá-Manaus, Manaus-Boa Vista e Rio Branco-Feijó-Cruzeiro do Sul. A incorporação desses sistemas isolados à Rede Básica permite:

- que os consumidores desses sistemas previamente isolados possam desfrutar da energia de fontes mais econômicas;
- a redução dos encargos cobrados dos consumidores do Sistema Interligado Nacional que subsidiam os custos de combustíveis desses sistemas isolados por meio da CCC (Conta de Consumo de Combustíveis); e
- a melhora da confiabilidade do sistema, uma vez que a interligação amplia o rol de recursos disponíveis para o atendimento de cada centro de carga.

### 2.1.3 MAIORES EXIGÊNCIAS SOCIOAMBIENTAIS

O desafio de atender à crescente demanda por transmissão é exacerbado pelas crescentes exigências socioambientais a que os empreendimentos são submetidos. Nos últimos anos as exigências - e o rigor da avaliação - para obtenção das licenças socioambientais requeridas para as instalações de transmissão têm aumentado. Empreendedores têm sido forçados a fazer muitas complementações aos Estudos de Impacto Ambiental que apresentam para incorporar análises que não eram requeridas no passado, resultando em atrasos e sobrecustos.

O processo de licenciamento ambiental é lento e em alguns casos há um rigor excessivo dos analistas ambientais, rigor motivado pela possibilidade de responderem criminalmente em eventuais processos movidos pelo Ministério Público. Tal possibilidade é prevista na Lei de

Crimes Ambientais (Lei 6905/08): segundo o artigo 67, o funcionário público que conceder “licença, autorização ou permissão em desacordo com as normas ambientais, para as atividades, obras ou serviços cuja realização depende de ato autorizativo do Poder Público” estará sujeito a “pena de detenção, de um a três anos, e multa”.

O rigor não deriva apenas da atuação excessivamente cautelosa dos analistas, mas também das exigências durante o processo de licenciamento ambiental.

Segundo Cardoso Júnior (2014), essas exigências tornam a regulamentação ambiental brasileira uma das mais “rigorosas do mundo”:

“Comparativamente, observou-se que a normatização brasileira se mostra mais exigente do que a internacional, pois considera variáveis não descritas por nenhum outro país pesquisado, a exemplo da porcentagem de supressão de vegetação, interferência em comunidades tradicionais, interferências em unidades de conservação e áreas de reprodução e descanso de aves migratórias e interferência em cavidades naturais subterrâneas.”

Além disso, cumpre ressaltar que a ampliação das exigências e do tempo necessário para obtenção das licenças ambientais não decorre meramente da atuação dos órgãos de licenciamento ambiental, mas também de uma série de outros órgãos que eventualmente participam do processo. O secretário de energia do Ministério de Minas e Energia, Altino Ventura Filho, aponta que a ampliação dos prazos requeridos para obtenção das licenças ambientais decorre especialmente da introdução de exigências de outros órgãos no processo:

“A partir de 2008, o licenciamento ambiental, que demorava cerca de seis meses para sair, tornou-se mais complexo. O ICMBio (Instituto Chico Mendes de Biodiversidade) passou a ser mais um órgão de anuência do processo. O Iphan (Instituto do Patrimônio Histórico Nacional) também passou a ser mais atuante. Isso não era feito anteriormente. [...] Simultaneamente, o Ibama passou a fazer exigências adicionais, como nos casos de travessias de rios. Os estudos devem prever impactos na baixa e na alta do rio. Por conta dessas situações, aqueles seis meses passaram a não ser mais suficientes.” (*O Valor Econômico*, 12/jun/2013).

Outra fonte de incerteza surge da ambiguidade quanto ao processo de consulta que deve ser realizado para a instalação de linhas de transmissão em terras indígenas: o artigo 231 da Constituição Federal prevê que empreendimentos energéticos “em terras indígenas só podem ser efetivados com autorização do Congresso, ouvidas as comunidades afetadas”. Além disso, o Brasil é signatário da Convenção 169 da Organização Internacional do Trabalho (OIT), que estabelece critérios para o processo de consulta aos povos diretamente afetados por empreendimentos. Embora a Constituição institua o direito de consulta prévia e a Convenção estabeleça princípios gerais que o processo de consulta deva seguir, não há clareza quanto à sua forma, o que tem tornado a sua operacionalização muito difícil no âmbito do processo de licenciamento ambiental (Instituto Acende Brasil, 2013).

A Transnorte Energia, por exemplo, recentemente chegou a propor à Aneel a devolução de sua concessão em função da não obtenção das Licenças Ambientais, especificamente em razão da não anuência da FUNAI para a passagem da Linha de Transmissão em 500 kV Manaus-Boa Vista (Lechuga-Ecuador e Ecuador-Boa Vista) na comunidade indígena Waimiri Atoari.

#### **2.1.4 MAIORES EXIGÊNCIAS QUANTO À CONFIABILIDADE**

Outro aspecto que contribui para o aumento dos custos das transmissoras, seja em investimentos requeridos, seja nos custos de operação e manutenção, é a elevação da penalização por indisponibilidade de ativos de transmissão.

É compreensível o zelo da Aneel quanto à qualidade do serviço da Rede Básica, pois a confiabilidade destes ativos de transmissão afeta o desempenho de todo o sistema. No entanto, a dosimetria se coloca como um grande desafio para o regulador nesta situação porque, embora as penalidades previstas para as concessionárias de transmissores possam parecer pequenas em relação aos danos que a indisponibilidade das instalações de transmissão pode ocasionar aos demais agentes do sistema (geradores, distribuidores e consumidores), elas são elevadas em relação às receitas e despesas das concessionárias de transmissão.

Os Contratos de Concessão de Transmissão preveem uma Parcela Variável que é deduzida da RAP (Receita Anual Permitida) em função do nível de indisponibilidade das instalações de transmissão. O objetivo da Parcela Variável é proporcionar incentivos para a concessionária zelar pela disponibilidade de suas instalações. Nos últimos anos, no entanto, a Aneel promoveu uma série de alterações regulatórias cujos efeitos foram o de elevar a penalização por indisponibilidade, o que alterou substancialmente a equação econômica previamente em vigor.

As alterações começaram em 2007, quando a Aneel promulgou a **Resolução Normativa 270**. No caso das “concessionárias tradicionais”, isto é, que detinham concessões de transmissão outorgadas antes da adoção do regime de licitações, a resolução introduziu, entre outras modificações, a dedução de receitas por atraso no restabelecimento de circuitos retirados de operação para manutenção. A resolução acima define os prazos com base em previsões para o restabelecimento das instalações apresentadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Se há um atraso no restabelecimento das instalações, a concessionária é punida como se o evento fosse um novo desligamento, sendo descontada, por meio da “Parcela Variável”, em até 150 vezes a sua receita horária, dependendo do tipo de instalação de transmissão. Por outro lado, se a concessionária restabelecer o circuito antes do prazo estipulado não se prevê qualquer compensação.

Outra alteração promovida por essa resolução foi o tratamento dado às “Intervenções de Urgência”, que são desligamentos com antecipação inferior a 48 horas e para as quais o ONS não teve tempo hábil para reprogramar a operação. Apesar de essas intervenções envolverem aviso prévio, elas são tratadas pela regulamentação de forma indistinta dos “Outros Desligamentos” que incluem os desligamentos intempestivos, sendo penalizados em até 150 vezes a sua receita horária. No entanto, as Intervenções Urgentes são bem menos danosas ao sistema do que os desligamentos intempestivos, pois são feitos com conhecimento do ONS, que pode se preparar para lidar com a situação, o que minimiza o risco de um impacto significativo no sistema.

Além dessas alterações, a que mais vem penalizando as transmissoras é a que decorre da eliminação das “franquias” para execução das manutenções programadas, levando à situação de que qualquer intervenção, mesmos as inevitáveis para preservar a condição operacional dos equipamentos, levam a descontos de receita, sendo os correspondentes tempos afetados pelo fator 10 (dez). As manutenções programadas geram desconto de 10 (dez) vezes a receita que seria gerada pela transmissão naquele mesmo período, o que é desproporcional e inadequado. Diante de sua importância, essas intervenções deveriam ser isentas de desconto, como é previsto para aquelas que deverão compor o plano mínimo de manutenções, no contexto da Resolução Normativa 669/15 ou, quando muito, ter essa parcela variável com fator de multiplicação igual a 1 (um).

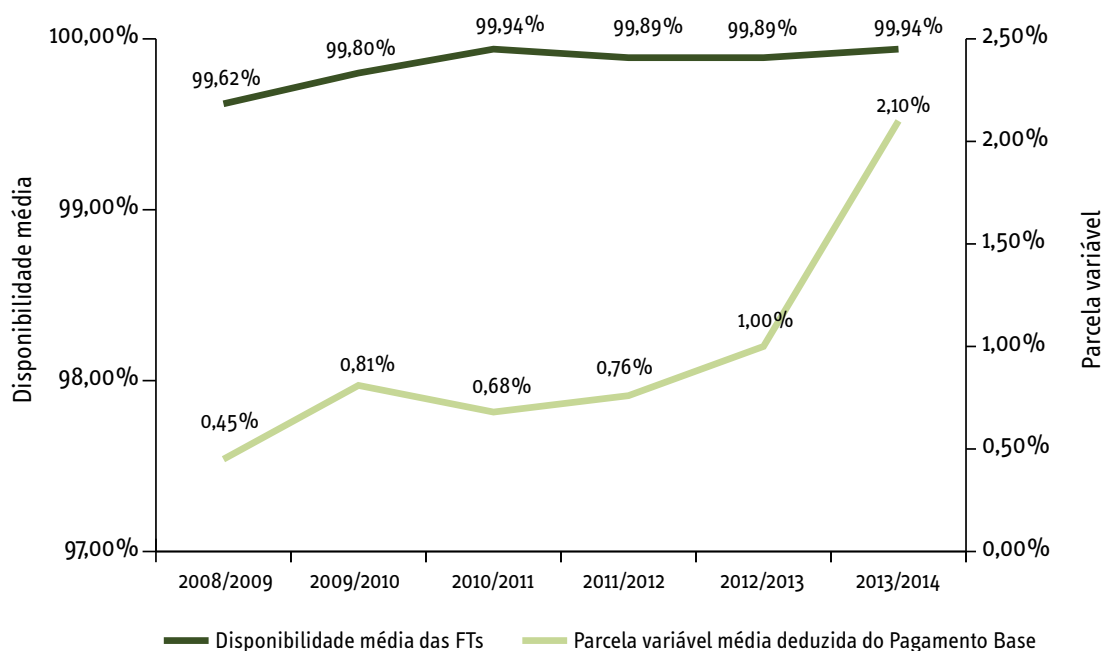
Adicionalmente, foi também eliminado o bônus que existia para as funções de transmissão de altíssima disponibilidade, o que mais uma vez impactou negativamente as transmissoras.

Embora essas deduções já fossem previstas para as concessões de transmissão licitadas nos últimos anos, elas não estavam previstas para as concessões estabelecidas previamente. A adoção dessa medida resultou em redução de receita dessas concessionárias, apesar de a disponibilidade se manter nos mesmos patamares. A Figura 3 mostra a disponibilidade e a redução de receita estabelecida pela Parcela Variável para as linhas de transmissão de sete



empresas do setor (Celg, Cemig, Chesf, Copel, CTEEP, Furnas e Elecnor). Apesar de a disponibilidade das linhas de transmissão elevar-se de 99,888% para 99,939% entre o ciclo anual 2012/2013 e 2013/2014, a aplicação da Resolução Normativa 270/2007 elevou o valor da Parcela Variável a ser deduzida do “Pagamento Base” (estabelecidos pela Receita Anual Permitida da concessão) dessas empresas em 110% (de 1,0% para 2,1%).

**Figura 3: Taxa de Disponibilidade e Parcela Variável**



Fonte: Abrate/Abdib (2014) – Contribuição para AP 027/2014.

Empresas consideradas: Celg, Cemig, Chesf, Copel, CTEEP, Furnas e Elecnor.

As mudanças introduzidas pela Resolução Normativa 270/2007 não impactaram apenas as concessionárias tradicionais. As concessões licitadas nos últimos anos também foram adversamente afetadas pelo endurecimento das regras de penalização. Por exemplo, passou-se a prever não só a redução de receitas por meio da Parcela Variável, mas também a suspensão do Pagamento Base quando a indisponibilidade ou restrição operativa temporária supera 30 dias. Outro exemplo é a introdução de penalidades pela ultrapassagem do padrão de frequência de “outros desligamentos” estabelecido no anexo da resolução, algo que não era previsto nos contratos de concessão.

As mais recentes mudanças consideradas pela Aneel discutidas na **Audiência Pública 027/2014** (ainda não concluída quando esse *White Paper* foi produzido) visam a, entre outras medidas, introduzir uma penalização (i.e. redução do Pagamento Base por meio da Parcela Variável) às concessionárias de transmissão pelos desligamentos causados por queimadas ou incêndios florestais, mesmo nos casos em que esses eventos ocorram em área adjacente à faixa da linha de transmissão, ou seja, eventos não gerenciáveis pelas empresas de transmissão (inclusive quando o desligamento é ordenado pelo ONS por precaução).

Outra mudança proposta é a de aplicação sumária da Parcela Variável em casos de atrasos na entrada em operação de novas instalações de transmissão, mesmo que os atrasos não sejam imputáveis às concessionárias de transmissão. Trata-se de uma presunção ante-



cipada de culpa, o que é especialmente problemático dado que a maior parte dos atrasos tem sido devido a problemas estruturais que também fogem à gestão das concessionárias de transmissão.

Mudanças como as mencionadas acima (sempre no sentido de penalizar mais as concessionárias) vêm deteriorando a receita das concessionárias. Esse movimento compromete o equilíbrio econômico-financeiro originalmente pactuado com estas concessionárias e eleva o risco percebido para novos investimentos, o que afugenta novos aportes, inibe a competição nos leilões, e eleva a tarifa de energia para o consumidor final.

### **2.1.5 REPOSIÇÃO, REFORÇOS E MELHORIAS DA REDE EXISTENTE**

Outro desafio que precisará ser enfrentado nos próximos anos é a modernização da rede existente para comportar as demandas futuras. Grande parte da rede de transmissão instalada é antiga, sendo que o tempo de operação de uma grande parcela dos ativos já supera a sua vida útil projetada (i.e. prazo utilizado para definir as suas respectivas taxas de depreciação).

Como cerca de três quartos dos ativos das concessionárias tradicionais, classificados como “RBSE” (Rede Básica do Serviço Existente), já foram depreciados ou amortizados, nas próximas décadas será necessário fazer grandes aportes para repor parte dessas instalações. Investimentos também serão necessários para reforçar a rede de transmissão para comportar maiores fluxos de energia.

Além dos aportes em reposição e reforços, será necessário investir para adequar a rede de transmissão a fim de que a mesma possa operar de forma distinta da qual foi originalmente concebida. A inserção de geradores de menor porte, espalhados por todo país, a partir de fontes intermitentes, demandará uma rede de transmissão mais flexível e robusta. A rede de transmissão terá que lidar com frequentes mudanças de direção de fluxos de energia, assim como estar apta a lidar com diferentes tipos de distúrbios. Será necessário digitalizar os sistemas de proteção e controle a fim de conferir mais agilidade ao sistema, o que exigirá substanciais investimentos.

Destaca-se ainda que tão importante quanto a realização desses investimentos é a sua tempestividade. Como são investimentos a serem realizados pelas concessionárias responsáveis pela sua operação e manutenção, é importante que essas empresas tenham certa autonomia para realizá-los, com a segurança de que seus investimentos prudentes serão reconhecidos pelo regulador e apropriadamente remunerados.

## **2.2 PRINCIPAIS PROBLEMAS ATUAIS E SUAS CAUSAS**

Nas seções anteriores apresentou-se o grande desafio a ser enfrentado nos próximos anos. Haverá uma grande demanda por expansão da Rede Básica de transmissão para viabilizar o escoamento da energia dos grandes empreendimentos longe dos centros de carga e para permitir maior integração energética no país. Desafio, esse, exacerbado pelo crescente rigor na avaliação ambiental e pelas crescentes exigências de confiabilidade impostas pelo regulador setorial.

Examinando a situação atual do segmento de transmissão, no entanto, percebe-se que o segmento já se encontra em situação crítica.

### **2.2.1 FRUSTRAÇÃO DE LEILÕES**

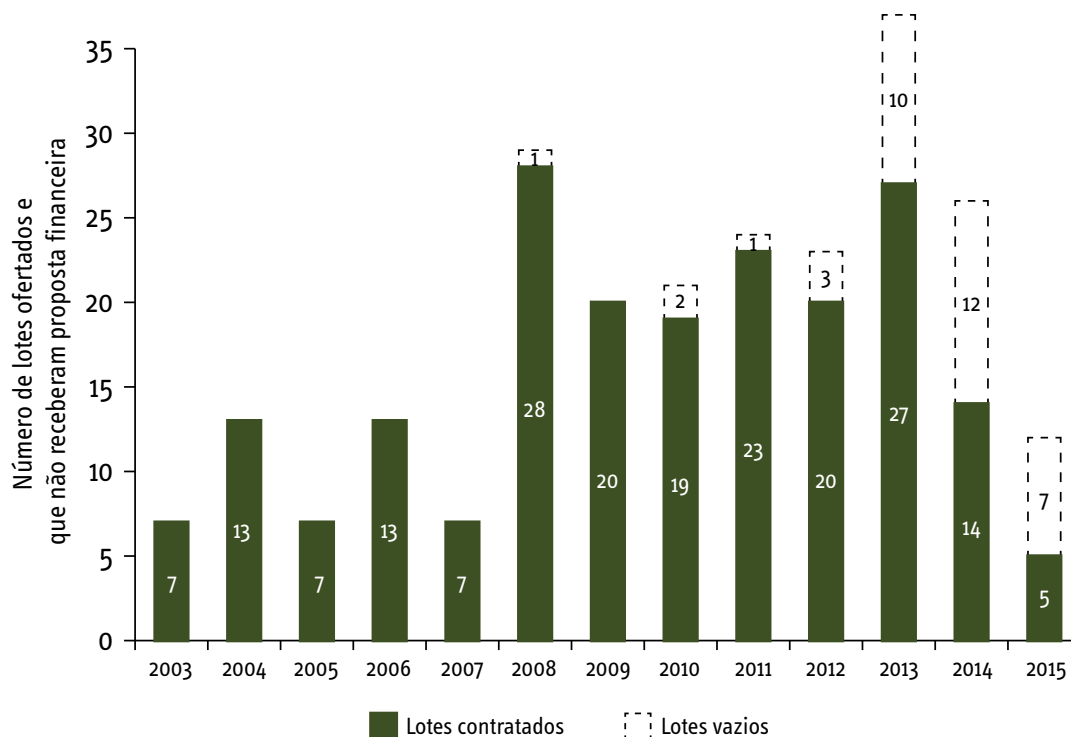
Um dos problemas que assolam o segmento de transmissão tem origem nos leilões mal sucedidos. Nos últimos anos tem se tornado cada vez mais difícil licitar novos empreendimentos de transmissão.

Desde 2012, tornou-se comum a ocorrência de Leilões de Transmissão em que há lotes que não recebem sequer uma proposta financeira, evento raro em anos anteriores. Conforme

pode-se observar na Figura 4, nos nove anos anteriores houve apenas três ocasiões em que um lote não foi contratado devido à falta de interessados no leilão.

Já nos últimos anos a ocorrência de “lotes vazios” tornou-se rotina: foram três em 2012, 10 em 2013, 12 em 2014 e sete dos 12 lotes ofertados nos primeiros nove meses de 2015.

**Figura 4: Falta de interesse nos Leilões de Transmissão**



Fonte: Aneel – Nota Técnica 27/2015.

Obs.: Leilões realizados até setembro de 2015

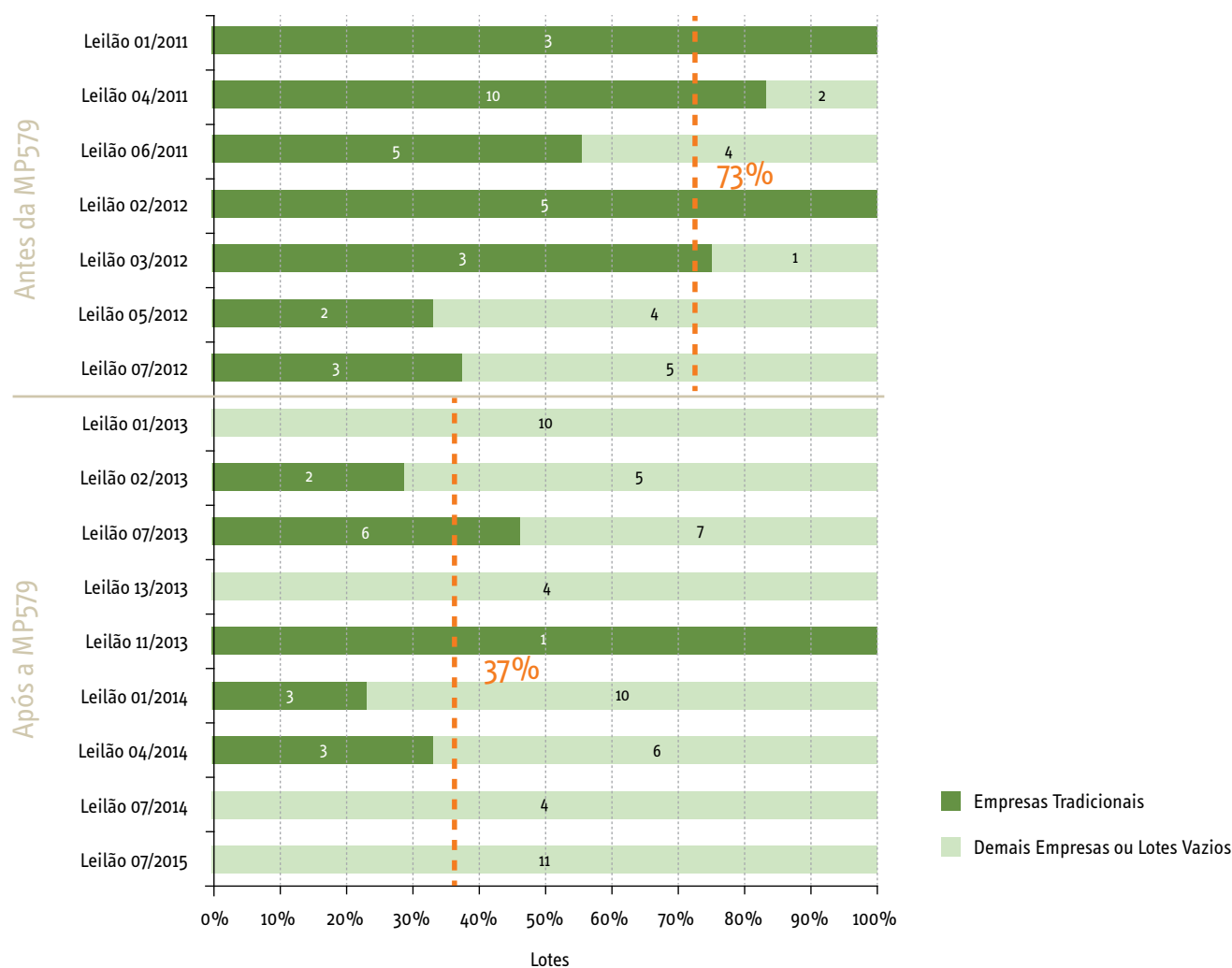
Cada vez que um lote de empreendimentos de transmissão deixa de ser contratado devido à falta de interessados num leilão, o setor sofre um atraso de alguns meses devido ao tempo requerido para a preparação de um novo leilão. Cada novo leilão requer a realização de nova audiência pública para discussão do novo edital, havendo prazos mínimos estabelecidos para o recebimento de contribuições, para a divulgação pública do leilão e preparação dos agentes.

Um aspecto que tem contribuído para a baixa participação nos leilões de transmissão tem sido o atraso no pagamento das indenizações das concessionárias que tiveram suas concessões prorrogadas no “Regime de Operação e Manutenção” promovido pela **Lei 12.783** (originada da **Medida Provisória 579**). Essa situação é vivida pelas concessionárias de transmissão mais antigas que detêm (ou detinham) concessões outorgadas antes do atual regime de concessões por meio de licitações.

Essas concessionárias “tradicionais” – Chesf, Eletronorte, Eletrosul, Furnas, CEEE, Celg, Cemig GT, Copel GT e ISA CTEEP – foram fortemente impactadas pela prorrogação antecipada de suas concessões. A renovação antecipada nesse novo regime de concessões resultou em imediata redução das receitas dessas concessionárias, mas sem o recebimento integral das indenizações devidas pela reversão dos ativos não amortizados à União, o que provocou uma severa restrição do fluxo de caixa dessas empresas.

O impacto da abrupta redução no fluxo de caixa ocasionada pela prorrogação antecipada abalou a capacidade de investimento dessas concessionárias tradicionais. O abalo nas suas finanças é perceptível nos Leilões de Transmissão. Afinal, elas eram as que mais vinham investindo no segmento, conforme demonstra a Figura 5.

**Figura 5: Participação das concessionárias “tradicionais” nos Leilões de Transmissão**



Obs.: O conjunto das concessionárias tradicionais inclui: Chesf, Eletronorte, Eletrosul, Furnas, CEEE, Celg, Cemig GT, Copel GT e CTEEP.

Fonte: Instituto Acende Brasil – Análises Pré e Pós Leilão.

A Figura 5 apresenta o número de lotes ofertados em cada leilão que foram arrematados por essas “concessionárias tradicionais” e o percentual da Receita Anual Permitida (RAP) contratada nos leilões de transmissão antes e depois da (MP) Medida Provisória 579. Nos dois anos anteriores à MP 579, essas empresas contrataram 73% da RAP, sozinhas ou em consórcio. Depois que a MP 579 entrou em vigor, a parcela dos lotes arrematados por essas mesmas empresas diminuiu para 37%.

Há certa evidência, portanto, do impacto que a ruptura no fluxo de caixa das concessionárias tradicionais que aderiram à prorrogação antecipada de suas concessões teve sobre a concorrência nos Leilões de Transmissão, contribuindo assim para a frustração dos leilões. Esse tema é abordado em mais detalhe na seção “2.2.3 Descapitalização de empresas de transmissão”.

Independentemente da capacidade de participação das concessionárias tradicionais, no entanto, o regime de leilões deveria ser capaz de atrair outros agentes, pois os contratos de longo prazo deveriam facilitar a entrada de novos agentes no mercado. A alta incidência de “lotes vazios” indica que, além da descapitalização das empresas tradicionais de transmissão, os leilões não têm sido suficientemente atraentes para estimular outros agentes. Entre os agentes “não tradicionais” podem ser citados as concessionárias de transmissão que ingressaram mais recentemente, já no regime de outorga por licitação, e novos agentes que planejam ingressar no setor elétrico brasileiro.

A falta de atratividade dos empreendimentos é fruto, principalmente:

- da baixa rentabilidade proporcionada pelo custo de capital regulatório utilizado pela agência reguladora para definir o preço teto do leilão e para revisar o custo de capital de terceiros nas revisões tarifárias que ocorrem a cada cinco anos;
- dos crescentes custos para obtenção das servidões (os direitos de passagem pelos terrenos que as linhas de transmissão cruzarão);
- dos riscos associados à obtenção das licenças socioambientais e à implantação dos empreendimentos nos prazos previstos; e
- dos riscos associados às mudanças de regras (tais como o endurecimento das penalidades por indisponibilidade, conforme discutido na seção 2.1.4).

A Aneel reconhece estes problemas e já promoveu algumas mudanças em 2015 buscando contorná-los. A solução proposta pela agência reguladora envolveu a ampliação dos prazos para a entrada de operação das instalações e a alteração na metodologia de definição do custo de capital para fins de definição da Receita Anual Permitida (RAP) Máxima admitida no leilão, entre outros. A questão dos prazos será abordada na seção “3.1 Licenciamento”, e a do custo de capital na seção “3.4 Custo do capital” deste *White Paper*.

Apesar dos esforços recentes da Aneel para trazer mais realismo econômico aos leilões, a elevação da RAP Máxima sofre resistência do Tribunal de Contas da União (TCU, 2015). No entanto, apesar dos esforços recentes do regulador, o Leilão 001/2015, realizado em agosto de 2015, revela que os ajustes realizados não foram suficientes para atrair investidores: 58% dos lotes ofertados não receberam proposta financeira.

Os atrasos ocasionados pela frustração dos leilões prejudicam a execução da expansão planejada e geram graves consequências para o sistema.

Já em 2013, o presidente da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Mauricio Tolmasquim, extravasou a sua angústia com os atrasos provocados pelos leilões mal sucedidos, destacando a inflexibilidade para revisar as RAPs Máximas para valores mais atraentes:

“Temos que esperar o leilão dar vazio para tentar mudar (o valor da RAP). O problema é que isso atrasa a expansão, e eu, como planejador, vendo isso, começo a entrar em pânico. Não podemos ficar esperando o leilão dar vazio para aumentar a RAP e começar outro leilão.” (Agência Estado, 22/out/13).

As instalações de transmissão a que o presidente da EPE se referia na citação anterior haviam sido ofertadas em três lotes (Lotes E, F e J) no Leilão 001/2013, realizado em 10 de maio de 2013, mas não atraíram nenhum proponente. As RAPs Máximas dos três lotes somavam R\$ 132,7 milhões. As mesmas instalações só puderam ser ofertadas novamente seis meses depois no Leilão 007/2013, quando foram agrupados num só lote com uma RAP Máxima de R\$ 174,4 e prolongamento dos prazos para instalação dos empreendimentos. Mesmo com a elevação da RAP Máxima de 32% e a ampliação dos prazos para entrada de operação das instalações de transmissão, o lote só recebeu lance de um único proponente, o Consórcio Mata de Santa Genebra, composto pela Copel (50,1%) e Furnas (49,9%), pelo valor da RAP Máxima permitida.

### 2.2.2 ATRASOS

A frustração dos Leilões de Transmissão não é o único fator que prejudica a tempestividade da expansão. O prazo efetivamente necessário para a implantação dos empreendimentos também tem aumentado nos últimos anos por causas, na sua maioria, alheias ao controle dos empreendedores, acarretando prejuízos bilionários para o sistema elétrico brasileiro.

Em 2014, o Tribunal de Contas da União (TCU) fez uma análise sobre os atrasos de obras no setor elétricos e seu custo para a sociedade brasileira. Segundo o levantamento, os empreendimentos que mais atrasaram foram as linhas de transmissão que apresentaram atraso médio de 14 meses, prazo que se compara a oito meses no caso de hidrelétricas, 11 meses das termelétricas, 10 meses das eólicas e quatro meses das pequenas centrais hidrelétricas.

A partir da análise de uma amostra de empreendimentos de transmissão leiloados ou autorizados entre os anos de 2005 e 2012, constata-se que os atrasos não são a exceção, mas a regra. Das 163 linhas de transmissão analisadas, somando cerca 29.800 km (quilômetros) de extensão, somente 13% entraram em operação no prazo e 4% antes do prazo estabelecido: 83% dos empreendimentos remanescentes atrasaram.

Os atrasos nas subestações também foram predominantes: das 64 de subestações analisadas, com capacidade de transformação de 21.430 MVA (megavolt-ampères), somente 25% entraram em operação no prazo previsto, 12% adiantaram e 63% atrasaram.

“Durante a auditoria, foi constatado que os prazos previstos entre a assinatura do respectivo termo contratual e a efetiva data de entrada em operação comercial estabelecidos nos leilões de geração e transmissão não são fundamentados por estudos que analisem a adequação dos prazos adotados nos leilões anteriores. Tal situação se torna preocupante porque especialistas do setor têm destacado que a maioria dos prazos adotados nos leilões é insuficiente em função da complexidade dos entraves enfrentados pelas concessionárias durante a construção dos empreendimentos.” (Relatório de Auditoria TC 029.387/2013-2, parágrafo 251).

Tais atrasos são muito prejudiciais para o setor elétrico. O ministro relator do caso no TCU, José Jorge, resume os efeitos dos atrasos da transmissão:

“Referidos atrasos reduzem a capacidade de transporte de energia elétrica e fragilizam o sistema ao sobrecarregar linhas de transmissão existentes e impossibilitar a conexão entre os subsistemas, medida indispensável à solução de eventuais problemas hidrológicos desfavoráveis em regiões específicas do país.

As consequências para o sistema elétrico brasileiro são perversas, não somente em relação aos aspectos financeiros sobre o sistema de custos, como em relação à própria segurança energética, que pode ser comprometida com a não disponibilização da energia planejada.” (Voto do Relator Min. José Jorge, TC 029.387/2013-2).

Os impactos dos atrasos não se restringem à geração e à transmissão. Eles também têm o efeito de sobrecarregar os sistemas de distribuição, prejudicando a qualidade do serviço percebido pelos seus clientes e acarretando penalidades às distribuidoras por deterioração dos indicadores de qualidade utilizados pelo regulador (que afetam os parâmetros calculados segundo o regime de *benchmarking* dos custos operacionais e o componente Q do Fator X) para definir suas receitas.

O impacto consolidado dos atrasos no setor elétrico nos cinco anos entre 2009 e 2013 seria da ordem R\$ 8,3 bilhões, conforme os cálculos do TCU:

“A auditoria apontou modalidades de custos que poderiam ter sido evitados caso os empreendimentos tivessem cumprido seus cronogramas, identificando um prejuízo da ordem de R\$ 8,3 bilhões somente entre os anos de 2009 e 2013.”  
(Voto do Relator Min. José Jorge, TC 029.387/2013-2).

A principal causa desses atrasos é o processo de licenciamento e a obtenção dos direitos de passagem para a instalação das novas linhas de transmissão, questões que são abordadas nas seções “3.1 Licitação e licença prévia ambiental” e “3.3 Questão fundiária”, respectivamente.

Mas não são apenas os atrasos na ampliação das instalações de transmissão que afetam o sistema. A postergação de reposições, de reforços e de melhorias da rede existente pode ter consequências tão graves quanto o atraso na ampliação da rede de transmissão.

É importante que as concessionárias de transmissão estejam aptas a realizar esses investimentos na medida em que eles se tornam necessárias, algo que atualmente é dificultado pelo fato de que todos reforços e melhorias precisam ser previamente aprovados no planejamento centralizado, um processo lento e burocrático que envolve o ONS, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Ministério de Minas e Energia e a Aneel.

A exigência de que todo reforço ou melhoria de instalações de transmissão seja submetido às autoridades responsáveis pelo planejamento centralizado, mesmo que não apresente impacto sobre a operação, parece desnecessária por provocar a postergação da realização de reforços e melhorias, efeito que acaba prejudicando o sistema.

### 2.2.3 DESCAPITALIZAÇÃO DE EMPRESAS DE TRANSMISSÃO

Todos esses problemas foram agravados com a descapitalização sofrida pelas principais empresas de transmissão nos últimos anos. O segmento de transmissão foi profundamente alterado com a edição da **Medida Provisória 579**, em setembro de 2012, posteriormente convertida na **Lei 12.783**. Essa Medida Provisória estabeleceu que a renovação de concessões de serviço público de transmissão passaria a ser feita pelo “Regime de Operação e Manutenção” (também referido como “Regime O&M”), regime no qual as empresas passariam a ser remuneradas apenas pelo custo de operação e manutenção das redes de transmissão. Os investimentos realizados e ainda não amortizados seriam indenizados pela União.

A alteração de regime atingiu nove concessionárias de transmissão cujas concessões venciam nos próximos cinco anos (60 meses):

- quatro concessionárias estatais federais pertencentes à Eletrobras:
  - Chesf;
  - Eletronorte;
  - Eletrosul;
  - Furnas;
- quatro concessionárias estatais estaduais:
  - CEEE;
  - Celg;
  - Cemig GT;
  - Copel GT; e
- uma empresa privada (CTEEP, braço de transmissão da Cesp privatizado em 2006).

A alteração de regime de concessão provocou forte redução da Receita Anual Permitida (RAP) dessas empresas. As novas RAPs foram estabelecidas na Portaria 579/2012 do Ministério de Minas e Energia, com base em análise da Superintendência de Regulação Econômica da Aneel, descrita na Nota Técnica 383/2012, mas que – num procedimento inusitado na Aneel – nunca chegou a ser sancionado pela Diretoria da Aneel. Os seus valores foram estabelecidos com base numa análise comparativa (*benchmarking*) dos custos operacionais das empresas

utilizando a metodologia de Análise Envoltória de Dados (*Data Envelopment Analysis – DEA*). A metodologia empregada para a definição da remuneração de concessionárias é controversa, como discutido na seção “3.7 Custos operacionais”.

Em contrapartida à redução da RAP, as concessionárias deveriam receber a indenização pelos investimentos em ativos ainda não amortizados revertidos à União no momento da adoção do novo regime de concessão.

No momento da adoção do novo regime, o Poder Concedente estabeleceu os valores da indenização pela reversão dos ativos mais recentes, valores divulgados por meio da **Portaria Interministerial MME-MF 580/2012**. Tais ativos correspondiam a investimentos realizados a partir de 01 de junho de 2000, denominados “**RBNI**” e “**RCDM**” que consistem, respectivamente, das novas instalações da rede básica, e das novas instalações de conexão e “Demais Instalações de Transmissão” (DITs).

Parte da indenização devida seria paga em janeiro de 2013 e o restante em prestações mensais ao longo dos próximos três anos, atualizadas pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) e remuneradas pelo Custo Médio Ponderado do Capital Real (conhecido pelo seu acrônimo em inglês *WACC - weighted average cost of capital*) estipulado pela Aneel, que na época era de 5,59%.

O valor devido pela indenização referente à reversão dos demais ativos (aqueles ativos implantados até 31 de maio de 2000), no entanto, ainda não havia sido calculado na época. Esses ativos, denominados “**RBSE**” e “**RPC**” (rede básica do serviço existente, e conexões e DITs existentes) são ativos pré-existentes para os quais a Aneel não dispunha de informações tão detalhadas e cujo valor da base de remuneração foi “blindado” por meio da **Resolução Normativa 166/2000**.

As concessionárias foram forçadas a manifestar se desejavam, ou não, aderir à prorrogação de sua concessão no novo regime sem conhecer o valor da indenização relativa aos ativos classificados como RBSE ou RPC. Na ocasião, estabeleceu-se apenas que o valor da indenização pelos investimentos ainda não depreciados relacionados a esses ativos seria computado com base no “**Valor Novo de Reposição**”, cuja metodologia foi regulamentada posteriormente pela Aneel na **Resolução Normativa 589/2013** que, por sua vez, utilizou o item 7 do Submódulo 9.1 do **Proret - Procedimentos de Regulação Tarifária**.

A indenização seria baseada em laudo independente produzido por uma empresa de auditoria credenciada pela Aneel a ser submetido para posterior avaliação da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF) da Agência de Energia Elétrica (Aneel).

A CTEEP foi a primeira empresa a submeter o laudo produzido por auditora independente credenciada pela Aneel. O valor da indenização estabelecido no laudo produzido pela Delos Consultoria foi de R\$ 5,2 bilhões. A SFF, por sua vez, calculou inicialmente que a indenização teria um valor cerca de 30% menor: R\$ 3,6 bilhões (Relatório de Fiscalização 077/2014-SFF/Aneel).

A discrepância entre o valor computado no laudo independente e pela SFF é muito grande, haja vista que ambos foram computados utilizando a mesma metodologia, que – conforme os técnicos da Aneel – não admite margem de discricionariedade:

“A forma de valoração, todavia, não admite margem de discricionariedade, devendo ser feita pela metodologia do Valor Novo de Reposição – VNR, a partir do reconhecimento pela Aneel.” (Nota Técnica 302/2013).

A explicação para a grande disparidade parece estar na divergência quanto ao “banco de preços” utilizado para definir o valor admitido para os diversos ativos, tema abordado na seção “3.4 Banco de Preços”.

Os valores envolvidos são grandes. Os laudos independentes do valor da indenização dos ativos relacionados a RBSE e RPC das quatro concessionárias da Eletrobras (Chesf, Eletronorte, Eletrosul e Furnas) somam R\$ 20,9 bilhões.



É de se esperar que a indenização inclua não só a cobertura do valor de indenização, mas também do custo do capital (WACC) atual relativo ao capital imobilizado nestes ativos entre a data de entrada em vigor da RAP relacionada a esse novo regime de concessão e a data de pagamento da indenização.

Enquanto se espera o pagamento das indenizações devidas, essas empresas ficam com o seu fluxo de caixa comprometido, pois a redução de suas receitas já está em vigor desde a assinatura da prorrogação antecipada dos contratos de concessão em 2012.

O efeito da redução das RAPs dessas concessionárias pode ser constatado nas Demonstrações Contábeis Regulatórias (DCR) das respectivas concessionárias<sup>1</sup>. A soma das RAPs das concessionárias CEEE, Celg GT, Chesf, Copel, CTEEP, Eletronorte, Eletrosul e Furnas caiu 70% com a prorrogação antecipada: de R\$ 8,8 bilhões para R\$ 2,7 bilhões.

Essa drástica redução da RAP levanta questionamentos quanto à sustentabilidade do novo regime de concessões, pois a nova RAP estabelecida é inferior aos custos operacionais das concessionárias.

A princípio, a queda da RAP deveria ser compensada pela indenização paga pelos ativos ainda não depreciados, mas considerando as “glosas” (i.e. desconsideração ou redução do valor) efetuadas pela SFF na análise dos laudos dos auditores independentes apresentados até o momento, pode-se inferir que as concessionárias sofrerão uma redução substancial de valor.

Para se obter uma ideia da magnitude da queda de valor implícita ocorrida neste processo, a Abrate (Associação Brasileira das Grandes Empresas de Transmissão de Energia Elétrica, 2015) fez um estudo comparando a RAP recebida por essas concessionárias antes e depois da edição da Medida Provisória 579 levando em conta as indenizações. Para realizar essa comparação, as indenizações dos ativos foram convertidas em anuidades considerando a respectiva taxa de desconto (o custo de capital regulatório) vigente no momento em que as indenizações foram estabelecidas, e levando em conta, no caso dos Serviços Existentes, um ajuste para cobertura dos tributos (Imposto de Renda e a Contribuição Social sobre os Lucros Líquidos) que, segundo a Receita Federal, incidem sobre as indenizações:

$$A = I_{NI} \cdot \frac{r_{NI}}{1 - (1 + r_{NI})^{-n}} + I_{SE} \cdot \frac{r_{SE}}{1 - (1 + r_{SE})^{-n}} \cdot \left(1 + \frac{t}{1 - t}\right)$$

no qual:

$A$  ≡ indenizações anualizadas

$I_{NI}$  ≡ indenização dos ativos não depreciados relacionados às Novas Instalações;

$I_{SE}$  ≡ indenização dos ativos não depreciados relacionados aos Serviços Existentes;

$r_{NI}$  ≡ custo médio ponderado do capital estipulado no momento da definição do pagamento das indenizações relacionadas às Novas Instalações;

$r_{SE}$  ≡ custo médio ponderado do capital estipulado no momento da definição do pagamento das indenizações relacionadas aos Serviços Existentes;

$t$  ≡ tributos incidentes sobre as indenizações (Imposto de Renda Pessoa Jurídica e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido); e

$n$  ≡ número de anos da concessão.

1 As concessionárias de transmissão são obrigadas a seguir dois padrões contábeis: o societário, exigido pela CVM e pela Lei de Sociedades Anônimas, e o regulatório, exigido pela Aneel. A contabilidade regulatória é mais indicada para examinar os efeitos da Medida Provisória 579, pois ela segue as classificações do Manual de Contabilidade do Sistema Elétrico. A contabilidade societária dificulta este tipo de análise, pois a maioria das rubricas não é segregada por segmento de atuação, algo problemático tendo em vista que – com a exceção da CTEEP – todas as outras empresas concessionárias de transmissão também atuam no segmento de geração. Além disso, a contabilidade societária segue o padrão do IFRS – *International Financial Reporting Standards* – que, entre outras diretrizes, prescreve a antecipação de receitas futuras relacionadas a ativos financeiros, o que tem o efeito de inflar a receita corrente em relação ao fluxo de caixa efetivo da empresa. Além disso, o IFRS prescreve princípios cuja aplicação exige a adoção de hipóteses que, embora sejam individualmente corretas, podem variar de uma empresa a outra, prejudicando comparações entre empresas (como, por exemplo, a incorporação ou não de projeção da inflação futura no fluxo do ativo financeiro).

Como os valores definitivos das indenizações dos ativos relacionados aos Serviços Existentes ainda não haviam sido estabelecidos quando esse exercício foi realizado, utilizou-se o valor indicado pela SFF para a CTEEP (glosa de 30% em relação ao valor definido no laudo do auditor independente) e para a Eletrosul (glosa de 5%). Para as demais empresas utilizou-se o valor definido pelo laudo do auditor independente considerando estimativas das glosas: 5% para as concessionárias da região Sul, CEEE e Copel; e 10% para a Chesf, Copel, Eletronorte e Furnas.

O resultado do exercício revela que as mudanças introduzidas pela Medida Provisória 579 resultaram em perda de valor consolidado para a CEEE, Chesf, Copel, CTEEP, Eletronorte, Eletrosul e Furnas da ordem de 24%, sendo que o impacto é muito diferente entre as diversas concessionárias. A Chesf e a Copel sofreram as menores perdas – da ordem de 7% – e a CTEEP sofreu a maior perda – da ordem de 45%. Não se incluiu a Celg na análise porque ela ainda não havia divulgado informações sobre o laudo da indenização quando o exercício foi realizado. Também não se incluiu a Cemig porque a sua base de ativos relacionados aos Serviços Existentes não fora tratada como sendo “blindada” para fins regulatórios (como aconteceu no caso das demais concessionárias) tendo, portanto, tratamento diferenciado.

**Tabela 1: Comparação da receita anualizada antes e depois da MP 579**

	RAP antes da	RAP pós	Novas instalações		Serviço Existente		RAP Equivalente (E)=(B)+ (C)+(D)	Variação em relação à RAP anterior (E)/(A)-1
	renovação (A)	renovação (B)	indenização	anuidade (C)	indenização	anuidade (D)		
CEEE	509	179	661	46	969	128	353	-31%
Celg	45	17	99	7				
Chesf	1.401	524	1.587	110	5.064	669	1.303	-7%
Copel	313	117	894	62	838	111	290	-7%
CTEEP	2.208	522	2.891	201	3.743	494	1.217	-45%
Eletronorte	1.115	280	1.682	117	2.633	348	745	-33%
Eletrosul	920	411	1.986	138	1.007	133	692	-26%
Furnas	2.308	637	2.878	200	9.629	1.272	2.109	-9%
<b>Total</b>	<b>8.819</b>	<b>2.687</b>	<b>12.678</b>	<b>881</b>	<b>23.883</b>	<b>3.154</b>	<b>6.698</b>	<b>-24%</b>

*Fontes: RAP – Resolução Homologatória 1395/2012, com os valores atualizados pelo IPCA para dez/2012; indenizações das Novas Instalações – Portaria MME/MF 580/2012; indenização dos Serviços Existentes da CTEEP e Eletrosul estipuladas pelas Superintendência de Fiscalização Financeira da Aneel e para as demais concessionárias com base nos laudos independentes considerando as glosas assumidas.*

A principal explicação para a queda da receita anualizada das concessionárias de transmissão está nas glosas impostas pela SFF ao valor da indenização dos ativos relacionados ao Serviço Existente.

A CTEEP (Abrate, 2015) realizou um levantamento comparando os valores médios atribuídos pela SFF para fins de cálculo da indenização com os valores médios observados nos leilões de transmissão segregados por nível de tensão. Os resultados indicam que os valores utilizados pela SFF são sistematicamente inferiores ao observados nos leilões: 26% inferiores no caso dos ativos de linhas de transmissão e 29% inferiores nos casos de subestações.

O outro principal fator que explica a queda de receita anualizada é a redução dos custos operacionais, já que a sua definição com base na “fronteira eficiente” implica redução média dos custos operacionais em cerca de um terço, como mostra a tabela a seguir.

**Tabela 2: Custo operacional efetivo e regulatório**

Concessionária	Custos operacionais dos ativos não licitados	Custos operacionais para definição da nova RAP	Variação
CEEE	205.072.746	158.562.295	-23%
Celg	146.993.313	133.027.002	-10%
Chesf	832.733.546	463.563.610	-44%
Copel	123.006.211	103.972.559	-15%
CTEEP	342.013.504	461.784.938	35%
Eletronorte	541.276.679	247.408.843	-54%
Eletrosul	379.114.265	363.707.374	-4%
Furnas	1.144.478.739	564.044.738	-51%
<b>Total</b>	<b>3.714.689.003</b>	<b>2.496.071.359</b>	<b>-33%</b>

Fonte: Nota Técnica 383/2012-SRE/Aneel.

As avaliações da SFF dos valores das indenizações revelam discrepâncias muito grandes em relação aos valores levantados pelos auditores independentes credenciados pela Aneel. Algumas das principais fontes de divergências são:

- a valoração de terrenos;
- a valoração de ativos específicos; e
- a metodologia adotada para os Componentes Menores e Custos Adicionais.

As divergências em relação aos valores de terrenos determinados pela SFF e os auditores independentes decorrem de divergências quanto aos critérios adotados para definir o Valor Novo de Reposição (VNR). Na época em que as concessionárias de transmissão tiveram que optar pela prorrogação antecipada da concessão, o entendimento que se tinha era que o Valor Novo de Reposição de terrenos seria o seu valor venal atual. Mas a partir da publicação da Resolução Normativa 553/2013 (ou seja, após a decisão de prorrogação das concessões pelos Transmissores), a Aneel passou a considerar o valor contábil histórico atualizado. Isso resulta em variações consideráveis, inclusive porque alguns terrenos foram adquiridos no início do século passado (1910-20).

Outra importante fonte de divergências é a valoração de ativos específicos para os quais não há referências no Banco de Preços. Por exemplo, a CTEEP, primeira empresa a ter a indenização avaliada pela SFF, dispõe de subestações blindadas, isto é, subestações compactas que utilizam gases especiais para isolamento em substituição ao ar. Dado que não há referências no Banco de Preços da Aneel e nem no Banco de Preços da empresa, o VNR no Laudo foi obtido pela atualização dos valores contábeis. No entanto, a equipe de fiscalização não aceitou esse critério, criando um Banco de Preços próprio, a partir da extrapolação da proporção de custos de subestações convencionais para as subestações blindadas.

Um exemplo adicional é um túnel de 15 quilômetros construído para canalizar linhas de transmissão na cidade de São Paulo. Na ausência de ativos comparáveis, a SFF optou por valorar o túnel com base em custos de adutoras da Sabesp.

Embora o esforço da SFF de buscar balizadores externos da empresa para valorar esses ativos específicos seja louvável no sentido de proporcionar bons incentivos para a concessionária otimizar os investimentos, em alguns casos a SFF tem balizado a valoração de certos ativos considerando ativos de outras empresas que não são compatíveis. Nestes casos, o uso de parâmetros externos causa mais distorções que o uso dos valores históricos atualizados da própria empresa.

Finalmente, a terceira grande fonte de divergências na definição do valor das indenizações surge da metodologia de definição dos Componentes Menores (COM) e dos Custos Adicionais (CA). Os Componentes Menores são componentes fixos vinculados a um determinado equipamento principal, e os Custos Adicionais são os custos necessários para colocação do bem em operação, incluindo os custos de projeto, gerenciamento, montagem e frete.

Como o Banco de Preços só trata do valor dos Equipamentos Principais (os equipamentos representados pelas Unidades de Cadastro do **Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico**), é necessário estabelecer uma metodologia para definir o valor desses outros dois componentes (COM e CA). O procedimento adotado é explicitado no **Submódulo 9.1 do Proret**. Os valores dos Componentes Menores e dos Custos Adicionais são definidos por meio de percentuais obtidos a partir de análise da totalidade dos projetos vinculados às Ordens de Imobilização executadas pela empresa e depois aplicados aos valores obtidos para os Equipamentos Principais listados no Banco de Preços. Isso implica que os erros incorridos na valoração dos Equipamentos Principais com base no Banco de Preços também acabam distorcendo a valoração dos Componentes Menores e Custos Adicionais.

Considerados todos os impactos de redução de receitas acima descritos, o estado financeiro dessas concessionárias é de extrema preocupação para o setor, pois elas representam alguns dos principais investidores no segmento de transmissão, o que pode comprometer a concorrência nos Leilões de Transmissão (como visto na seção “2.2.1 Frustração de Leilões”) e, sobretudo, porque elas são as empresas responsáveis pela operação e manutenção da maior parte da rede de transmissão do país.

Embora todos os editais de Leilões de Transmissão sejam estruturados de forma a possibilitar o *Project Financing*, o fato é que a política de financiamento do BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento), principal financiador de grandes projetos de infraestrutura nacional, leva em conta a dívida consolidada da empresa como um todo, dificultando – ou mesmo inviabilizando – a participação dessas empresas nos Leilões de Transmissão.

Além disso, as concessionárias são rotineiramente comissionadas para realizar investimentos em reforços e melhorias de instalações em suas concessões, medidas que são vitais para a confiabilidade do sistema. E, diferentemente das novas instalações ofertadas nos Leilões de Transmissão, esses investimentos não podem ser atribuídos a outros agentes, pois isso acarretaria significativas perdas de sinergia, elevando o custo total para o consumidor.

#### 2.2.4 TRANSFERÊNCIA DE DITS

Não bastasse a redução de receitas, o atraso no pagamento de indenizações e a frustração de expectativas quanto ao valor das indenizações devidas, em 2015 uma nova ameaça passou a afligir as concessionárias de transmissão tradicionais: a possível transferência das **Demais Instalações de Transmissão (DITs)** sob sua gestão para as concessionárias de distribuição nos próximos três anos, como recomendado pela Superintendência de Regulação da Distribuição (SRD) em discussão na **Audiência Pública 041/2015**.

No caso da CTEEP, uma das concessionárias com maior participação de DITs, a transferência resultaria numa redução de sua RAP no ciclo 2014-15 de R\$ 639 milhões para R\$ 400 milhões<sup>2</sup>. Trata-se de mais um grande abalo para as empresas de transmissão. Embora as concessionárias mais antigas (com ativos classificados como RBSE e RPC) sejam as mais afetadas pelas questões descritas neste capítulo, as concessionárias com ativos resultantes de investimentos mais recentes (RBNI e RCDM) também têm sofrido queda de receita líquida, seja devido à revisão dos custos operacionais, seja devido à regulamentação da qualidade, procedimentos que têm resultado em maiores deduções da Parcela Variável, assuntos estes discutidos nas seções “2.1.4 Maiores exigências quanto à confiabilidade”, “3.7 Custos operacionais” e “3.8 Qualidade”.

<sup>2</sup> Conforme a Resolução Homologatória 1756/2014, de 27/06/2014, as RAPs das Concessões 059/2001 e 143/2001 da CTEEP somam R\$ 638.823.761 (não inclui a RAP de concessões em que a CTEEP participa em consórcio) e a Nota Técnica 0032/2015-SRD/Aneel indica que a RAP das instalações a serem transferidas (as DITs) seria de R\$ 239.193.212,24.

### 3. PROPOSTAS DE SOLUÇÃO

Apresenta-se a seguir uma série de medidas que poderiam ser adotadas para sanar ou, ao menos mitigar, cada um dos problemas elencados nas seções anteriores.

#### 3.1 LICITAÇÃO E LICENÇA PRÉVIA AMBIENTAL

Grande parte dos problemas da expansão da transmissão decorrem da ausência de LP (Licença Prévia Ambiental) para licitação de novos empreendimentos. Como a Licença Prévia avalia a viabilidade ambiental do projeto, idealmente o empreendimento deveria ser licitado somente após a sua obtenção. Ao delegar a obtenção da LP ao empreendedor, aumenta-se a incerteza quanto ao tempo e ao custo do empreendimento, o que faz com que os empreendedores submetam propostas financeiras mais conservadoras nos Leilões de Transmissão.

A Aneel reconheceu recentemente que os prazos previstos nos editais de licitação dos empreendimentos de transmissão eram incompatíveis com os prazos médios requeridos para obtenção das licenças ambientais nos últimos anos, passando a ampliar o prazo para implantação de novos empreendimentos licitados.

Os prazos estipulados em licitações passadas demonstraram ser totalmente incompatíveis com a realidade. O prazo médio previsto nos editais para a entrada de operação de novos empreendimentos de transmissão licitados entre 2002 e 2012 era da ordem de 20 a 22 meses, enquanto o prazo médio efetivamente incorrido para a obtenção da Licença Prévia para empreendimentos de transmissão elevou-se de 13 meses para 20 meses no mesmo período (Abrate, 2015). Isso implica que praticamente todo o prazo concedido para construir as instalações de transmissão foi utilizado para obter a Licença Prévia, restando meros dois meses para a obtenção das servidões, para a obtenção das Licenças de Instalação e de Operação, e para construção da linha.

A adaptação dos editais com o objetivo de contemplar prazos mais realistas para a obtenção das licenças ambientais é um avanço, mas também deve-se trabalhar no sentido de minimizar o tempo de análise ambiental e, principalmente, para reduzir a incerteza quanto aos resultados da análise.

Aprimoramentos poderiam ser obtidos se houvesse mais envolvimento das autoridades ambientais nas etapas iniciais do planejamento, antes da realização dos leilões. Isso não só pode contribuir para a redução do prazo necessário para obtenção das licenças ambientais, mas também tem o potencial de aprimorar a análise ambiental ao abordar as questões a partir de uma perspectiva mais sistêmica e examinando as diferentes alternativas, em vez de limitar-se a uma análise compartimentalizada e feita projeto a projeto.

O governo tem apresentado indicações de que pretende tomar medidas neste sentido. Em dezembro de 2014, o diretor do Ibama, Thomaz Miazak de Toledo, afirmou que o governo pretende engajar o Ibama na fase de planejamento do empreendimento para que o projeto seja licitado somente após passar pelo crivo do órgão ambiental, como é feito pela Empresa de Planejamento e Logística (EPL), ligada ao Ministério de Transportes (*O Estado de S. Paulo*, 25/12/2014).

Atualmente, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é responsável pela preparação do Relatório de Viabilidade Técnico-Econômica e Socioambiental do empreendimento de transmissão, o que é denominado “**Relatório R1**” nos Editais de Transmissão. Além do R1, há mais três relatórios que são produzidos e que compõem a documentação técnica dos empreendimentos incluída nos editais de licitação de empreendimentos de transmissão:

- **Relatório R2** – Relatório de Detalhamento da Alternativa de Referência;
- **Relatório R3** – Relatório de Caracterização e Análise Socioambiental;
- **Relatório R4** – Relatório de Caracterização da Rede Existente.

Embora esses estudos contemplem aspectos socioambientais, tratam-se de análises preliminares que atualmente não passam pelos órgãos ambientais, de forma que a responsabilidade pela obtenção da Licença Prévia acaba ficando inteiramente a cargo do empreendedor após a licitação. As autoridades socioambientais não reconhecem a caracterização e a análise socioambiental apresentada no Relatório R3 pelo qual os empreendedores balizam suas propostas financeiras submetidas nos leilões.

A ideia é que a EPE passe essas informações para o órgão ambiental, permitindo que o mesmo ajude na concepção do empreendimento a fim de facilitar a análise socioambiental após o leilão. Isso deveria resultar em melhoria dos relatórios técnicos (R1 e R3, especialmente), mitigando os riscos e tornando mais explícitas e precisas as eventuais medidas mitigatórias e compensações requeridas para obtenção das licenças ambientais.

Pretende-se, assim, reduzir o tempo de implantação das instalações de transmissão e diminuir o risco para o empreendedor. Como diz Thomaz Miazak de Toledo, diretor do Ibama:

“O que temos procurado é a antecipação desse processo. Vamos iniciar antes a discussão para que não haja surpresas. Podemos ganhar seis, oito meses de prazo, se tudo isso for antecipado”

O envolvimento do órgão ambiental na fase de planejamento tem o potencial de melhorar a qualidade das informações contidas nos relatórios técnicos utilizados pelos empreendedores para estimar os custos e prazos de implantação dos empreendimentos antes dos Leilões de Transmissão, uma vez que é nesse momento que os empreendedores estabelecem as suas propostas financeiras para os Leilões de Transmissão. Juridicamente, no entanto, como o aval do órgão ambiental continua sendo obtido apenas com a emissão da Licença Prévia, o risco de atrasos e custos adicionais devido ao licenciamento ambiental permanece caso a Licença Prévia não seja emitida antes do leilão.

A licitação de lotes de transmissão após a obtenção da Licença Prévia certamente seria a opção que mais contribuiria para a redução do risco e do custo incorrido pelos empreendedores, o que resultaria em lances mais arrojados nos leilões que beneficiariam o consumidor.

De qualquer forma, economias significativas podem ser obtidas com o aprimoramento dos relatórios técnicos a cargo da EPE (Relatórios R1, R2, R3 e R4) e do engajamento das autoridades socioambientais no processo de planejamento a fim de minimizar as incertezas quanto às exigências socioambientais, o que possibilitaria uma concorrência baseada em um melhor nível de informação nos Leilões de Transmissão.

Embora a obtenção da Licença Prévia seja o maior entrave, também ocorrem problemas na obtenção das Licenças de Instalação e Operação. No momento em que este *White Paper* foi concluído, um conjunto de linhas de transmissão entre Ceará Mirim e Campina Grande estava inoperante, apesar de pronto, porque o Ibama ainda não havia concedido Licença de Operação para o empreendimento. As Licenças de Operação para as diversas linhas que compõem o empreendimento foram solicitadas em abril e maio deste ano (há mais de 120 dias), sendo que o prazo previsto para a emissão da Licença de Operação é de 45 dias.<sup>3</sup>

Sem entrar no mérito das razões que justificam os atrasos na emissão de licenças, o fato é que o processo de licenciamento tem barrado a operação de instalações já prontas, prejudicando não só o empreendedor, mas também a operação de todo o sistema elétrico.

Aliás, cabe uma reflexão quanto à necessidade da Licença de Operação para instalações de transmissão. Quais são os impactos socioambientais ocasionados pela energização de linhas

<sup>3</sup> O estágio do empreendimento é obtido por meio do relatório de *Acompanhamento dos Empreendimentos de Transmissão* do Siget (Sistema de Gestão da Transmissão) da Aneel, Código T2011-180-B (vide Aneel, 2015b). O acompanhamento da tramitação do licenciamento está disponível no Sistema Informatizado de Licenciamento Ambiental Federal, acessível pelo site do Ibama ([www.ibama.gov.br](http://www.ibama.gov.br) > Licenciamento Ambiental > Consulta > Empreendimentos).



de transmissão já construídas? O cumprimento de exigências ambientais previamente estabelecidas pode ser disciplinado por meio da imposição de multas, por exemplo, pelas quais pune-se o empreendedor sem prejudicar a operação do Sistema Interligado Nacional.

Outra iniciativa importante que está em discussão na Aneel (**Audiência Pública 51/2015**) é a possibilidade de revisão do prazo de entrada de operação das instalações de transmissão quando se verificar que o atraso foi devido a fatos não imputáveis ao empreendedor, como colocado na cláusula décima sexta da minuta do contrato de concessão:

“Sexta Subcláusula - Eventuais atrasos verificados durante o período de construção das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO, causados por fatos não imputáveis à TRANSMISSORA, decorrentes de embargos administrativos ou judiciais às obras, relativos ao uso das áreas necessárias à implantação das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO, que comprometam os prazos de execução, comprovados perante a ANEEL, poderão ensejar a revisão dos cronogramas de construção.”

Tal medida mitiga substancialmente o risco não gerenciável da transmissora.

### 3.2 GESTÃO INTEGRADA DE QUESTÕES SOCIOAMBIENTAIS

Com relação ao problema resultante das exigências crescentes das autoridades socioambientais devido ao receio de serem acionados civilmente no futuro, propõe-se que a emissão de licenças pelo Ibama passe a ser gerida pelo Conselho Gestor do Ibama por meio de decisões colegiadas baseadas em pareceres conclusivos da Diretoria de Licenciamento. Isso exigiria uma alteração estatutária das funções do Conselho Gestor do Ibama, uma vez que atualmente esse conselho é apenas de caráter consultivo. A adoção de decisões colegiadas mitigaria o efeito de eventuais ações criminais movidas contra o analista. Ao tomar as decisões de forma colegiada, o risco de ações futuras passaria a ser da instituição, e não do analista individual, o que possibilitaria uma avaliação mais ponderada quanto às exigências estabelecidas.

Os esforços no sentido de integrar a análise ambiental ao planejamento do empreendimento, proposta discutida na seção anterior, também pode ajudar a conter a tendência de exacerbação das exigências socioambientais. Ao se promover a integração da análise ambiental ao planejamento do empreendimento pode-se comparar e contrapor os impactos das alternativas disponíveis, tomando decisões de forma integrada.

Reconhece-se, no entanto, que as exigências e o rigor da análise socioambiental estão sujeitos a mudanças ao longo do tempo em decorrência de alteração de valores e atitudes da sociedade. Muitas vezes é difícil antecipar essas mudanças, o que gera incertezas incontornáveis para os empreendedores. Diante desta constatação, a Aneel vem estudando mudanças nos contratos de concessão para melhor delimitar a alocação de riscos de forma que atrasos no licenciamento que não sejam por culpa do empreendedor possam ser compensados por meio de elevação da Receita Anual Permitida ou adiamento da data de entrada de operação do empreendimento (*O Valor Econômico*, 13/ago/2015). Tal medida reduziria a exposição ao risco dos empreendedores de transmissão, o que permitiria lances mais competitivos nos Leilões de Transmissão.

Finalmente, é necessário fortalecer a gestão do processo de licenciamento socioambiental, fazendo com que os ritos e processos que ordenam o processo de licenciamento sejam de fato cumpridos conforme previsto na regulamentação. Isso é crucial para disciplinar a forma pela qual os agentes e as instituições podem intervir no processo, tornando a sua tramitação tempestiva e previsível.

No caso dos licenciamentos ambientais em nível federal, o Ibama é o órgão coordenador e responsável pela distribuição da documentação para ser avaliada pelos demais órgãos envol-



vidos. Mas seu papel precisa ser fortalecido para que o Ibama tenha autonomia para cobrar dos demais órgãos e não ser responsabilizado pela ausência de suas manifestações. Embora isto esteja previsto na Portaria Interministerial 60/15 assinada entre os Ministérios do Meio Ambiente, Justiça, Cultura e Saúde, isto não é o que de fato tem ocorrido.

Iniciativas neste sentido foram adotadas nos Estados Unidos para facilitar a tramitação do licenciamento. Em 2009, por meio de um memorando de entendimento entre nove órgãos governamentais (White House, 2009), estabeleceu-se que o Departamento de Energia selecionará um órgão governamental para centralizar toda a tramitação do licenciamento de linhas de transmissão. Todos os demais órgãos governamentais envolvidos no licenciamento de um empreendimento precisariam então conduzir o processo de forma coordenada e sincronizada com o órgão líder responsável pela tramitação.

### 3.3 QUESTÃO FUNDIÁRIA

Um outro problema que tem prejudicado a expansão da rede de transmissão é a dificuldade de negociar os direitos de passagem nos terrenos ao longo dos quais as linhas são construídas.

As linhas de transmissão requerem **servidão pública**, isto é, situação em que o “bem é colocado sob parcial senhoria da coletividade” (Mello, 1969). A servidão pública, diferentemente da desapropriação, não infere perda de posse do imóvel pelo proprietário, apenas restringe seu uso de forma a suportar as atividades de utilidade pública.

Na servidão para serviços de transmissão de energia, além da instalação dos ativos, prevê-se o acesso à propriedade pelo concessionário para efetuar a manutenção, conservação e inspeção das linhas e para a poda e corte de árvores dentro da área de servidão.

As servidões administrativas são regidas pelo **Decreto-Lei 3.365**, de 1941, e por regulamentação contida no **Decreto 35.851**, de 1954. A **Lei 9.074**, de 1995, atribui à Aneel a responsabilidade pela emissão da Declaração de Utilidade Pública (DUP) das propriedades requeridas para as instalações de transmissão. O procedimento para emissão das DUPs é regulamentado pela **Resolução Normativa 560/2013** da Aneel.

Após a DUP, a concessionária pode efetuar a servidão mediante acordo negociado amigavelmente com o proprietário do imóvel ou por meio de ajuizamento de ação quando as tentativas de acordo são frustradas.

Historicamente o valor das indenizações para as servidões públicas para transmissão de energia são da ordem de 20% a 30% do valor da terra nua (Pietro, 2013), mas atualmente há muitas situações em que o valor exigido tem sido muito maior, envolvendo demorados e custosos processos judiciais.

Uma avaliação do TCU (Acórdão 1.163/2014) sobre os custos fundiários da Linha de Transmissão Araraquara 2–Taubaté constata que os custos fundiários têm variado muito. A estimativa dos custos com base nos valores padrões por estado e tipo (rural ou urbano) utilizados pela Aneel para estimar os custos de novas linhas de transmissão indicaria um custo da ordem de R\$ 32 milhões em indenizações pelas servidões requeridas para a Linha de Transmissão Araraquara 2–Taubaté, enquanto estudo específico, realizado por Furnas, indicaria custos da ordem de R\$ 302 milhões para o mesmo trecho, ou quase dez vezes o custo estimado pela Aneel.

Isso indica que é preciso cautela para não subestimar o valor das RAPs Máximas admitidas nos leilões devido à subavaliação do custo das servidões administrativas, principalmente quando as mesmas envolvem transmissão em áreas urbanas. Nestes casos, talvez fosse necessário considerar a possibilidade de instalação de linhas de transmissão subterrâneas que, embora envolvam ativos mais caros, poderiam ser implantadas abaixo de vias públicas, resultando em economias de custos fundiários em comparação com as linhas de transmissão aéreas.

Destaca-se o papel do Poder Judiciário no processo de definição do valor das indenizações quando soluções negociadas não são alcançadas. É necessário que tais processos possam ser julgados de forma eficiente e tempestiva e que os valores das indenizações sejam definidos com base em análise técnica rigorosa, utilizando as melhores práticas para computar o impacto das restrições impostas pela servidão que impedem à exploração plena da atividade econômica da propriedade.

A indenização deve refletir o prejuízo efetivo causado pela DUP considerando a vocação do imóvel à época da vistoria e o cálculo da indenização pela perda de renda futura deve ser feito considerando seu potencial, ponderando-se tal potencial pela probabilidade de o mesmo ser efetivamente concretizado.

Outro aspecto que agrava a questão fundiária é a existência de grande número de propriedades em situação irregular. Muitos pequenos proprietários não regularizam suas terras, o que complica o planejamento e a execução dos projetos de transmissão, acarretando atrasos que fogem ao controle dos empreendedores.

### 3.4 CUSTO DO CAPITAL

Até aqui foram discutidos fatores que têm dificultado a implantação de novos empreendimentos de transmissão. Nessa e nas próximas seções volta-se o olhar para questões regulatórias que têm prejudicado não só a expansão – ao tornar as concessões menos atraentes da perspectiva econômico-financeira –, mas também a manutenção dos serviços de transmissão existentes.

A Aneel realizou uma ampla análise das causas do insucesso dos leilões de transmissão, o que resultou numa série de propostas de mudança apresentadas na Nota Técnica 027/2015 e discutidas na Audiência Pública 008/2015, culminando na publicação do **Submódulo 9.8 do Proret**.

Entre as mudanças realizadas, duas se destacam. A primeira mudança foi a constatação de que a estrutura de capital assumida pela agência reguladora já não era mais factível. Previamente, a Aneel presumia uma elevada participação de financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES), a taxas de juros mais baixas, o que já não acontece desde janeiro de 2015 quando o BNDES adotou novas diretrizes que reduziram a sua participação máxima em financiamentos de empreendimentos elétricos de 70% para 50% do capital requerido. Com isso foi necessário rever a estrutura de capital para admitir uma parcela maior de recursos de capital de terceiros de outras fontes a taxas de mercado, que são mais elevadas. A mudança acarretou uma elevação do custo médio ponderado de capital regulatório.

A segunda mudança decorreu do reconhecimento de que o risco do negócio durante o período de construção das instalações de transmissão é muito superior ao incorrido depois da entrada em operação de tais instalações. Diante dessa constatação, a Aneel optou por adotar um indicador de risco maior durante o período de construção dos empreendimentos de transmissão, compatível com o do ramo de construção pesada. Isso levou a Aneel a alterar os parâmetros utilizados no modelo *CAPM (Capital Asset Pricing Model)* para calcular o custo de capital próprio da empresa. Modificou-se o parâmetro ‘beta’ durante o período pré-operacional do empreendimento, passando-se a utilizar o beta médio desalavancado das empresas de capital aberto no ramo de construção pesada nos Estados Unidos. A partir da data prevista de entrada de operação do empreendimento de transmissão, o custo de capital volta a ser computado conforme a metodologia anterior, que utiliza o beta médio desalavancado das empresas de energia elétrica nos Estados Unidos.

Apesar da elevação do custo médio ponderado do capital considerado pelos reguladores em função dessas revisões metodológicas, ainda é questionável se a taxa de retorno é apropriada. O mercado de capitais internacional encontra-se no final de um longo período de redução das

taxas de juros, o que traz uma expectativa de elevação da taxa de juros nos próximos anos. Os Leilões de Transmissão só serão bem sucedidos se as condições ofertadas proporcionarem uma expectativa de retorno compatível com a taxa de retorno esperada pelos investidores para investimentos de risco compatível.

Os leilões de transmissão procuram viabilizar novos investimentos que requerem a captação de recursos financeiros levando em conta as condições de mercado vigentes, situação diferente das concessionárias de instalações existentes, em que grande parte da base de remuneração é fruto de investimentos passados, com recursos captados no passado. A definição do custo de capital com base em metodologias que utilizam dados históricos (*backward looking*) faz mais sentido para a revisão tarifária de concessionárias de ativos existentes, mas não para leilões de novos empreendimentos.

O mercado financeiro é balizado pelas expectativas futuras. O uso de metodologias baseadas em dados históricos para definir o custo de capital pode inviabilizar investimentos durante ciclos de elevação do custo de capital, situação em que nos encontramos atualmente. Para evitar essa situação é preciso estimar o custo de capital com metodologias que busquem refletir o custo de capital prospectivo.

Uma forma de alcançar esse objetivo seria pela incorporação de uma análise que levasse em conta as expectativas futuras computadas a partir do prêmio implícito observado no mercado. Uma discussão dessa questão é apresentada na seção 2 da contribuição do Instituto Acende Brasil na Audiência Pública 023/2014 da Aneel (Instituto Acende Brasil, 2014). O tema do cálculo do custo de capital prospectivo considerado nos prêmios implícitos obtidos dos dados acionários também é abordado por Sanvicente e Carvalho (2012) e por Damodaran (2013).

### 3.5 BANCO DE PREÇOS

Outro aspecto da regulação que tem prejudicado os empreendimentos de transmissão é o Banco de Preços de Referência utilizado pela Aneel para determinar o valor dos ativos das transmissoras, seja para fins de definição da RAP Máxima para a construção de novos empreendimentos nos Leilões de Transmissão, seja para definição da remuneração pelas ampliações e reforços solicitados das concessionárias existentes, seja para definição das indenizações pela reversão de ativos não amortizados para a União.

A metodologia para definição e atualização do Banco de Preços de Referência dos ativos de transmissão foi estabelecida pela **Resolução Homologatória 758/2009**, metodologia essa que resultou em novo Banco de Preços que substituiu uma metodologia anterior construída a partir de um acordo de cooperação entre a Aneel e a Eletrobras, em 2002.

Os preços de linhas transmissão são diferenciados considerando a sua extensão, tipo de corrente (alternada ou contínua), nível de tensão, tipo de circuito, tipo de estrutura e fundações, tipo de cabo condutor, arranjo de condutores e tipo de cabo para-raios. Já os preços das subestações são construídos a partir da composição de módulos padrões. Esses módulos são definidos em termos funcionais, operacionais e físicos. Há três tipos de módulos:

- **Módulo de Infraestrutura** (terreno, terraplenagem, drenagem, arruamento, iluminação de pátio, proteção contra incêndio, cabos para-raios...);
- **Módulo de Manobra** (entrada de linha, interligação de barramentos, conexões de transformadores, de reatores de linha, de compensador, de bancos de capacitores...); e
- **Módulo de Equipamento** (transformadores, reatores, capacitores, compensadores).

São considerados não somente os preços dos equipamentos em si, mas também dos dispêndios incorridos na sua instalação, cujos preços são diferenciados em função do nível de tensão e do arranjo físico para as cinco regiões geográficas do país a fim de melhor refletir as condições locais.

A coleta de preços inicial foi obtida por meio de pesquisa de preços no mercado executada por empresa de consultoria em 2007, quando foram consultados fornecedores e fabricantes. Os consultores destacam, no entanto, que as cotações obtidas por esse tipo de pesquisa são diferentes do que obter-se-ia por empresas com real interesse na aquisição do produto. Assim, o consultor aplicou “redutores” para tentar aproximar os valores pesquisados dos efetivamente praticados. Os preços coletados e ajustados pelo redutor são então atualizados por índices parametrizados: há uma composição de subíndices de inflação que buscam captar os determinantes de custos mais relevantes para esse conjunto de ativos (Aneel, 2008).

Em 2010, na ocasião da Segunda Revisão Tarifária Periódica, o Banco de Preços dos equipamentos principais foi revisado, desta vez com base em coleta de preços obtidos a partir de notas fiscais de compras efetivamente realizadas pelas concessionárias de transmissão, conforme consta na **Nota Técnica 149/2010**.

A agência reguladora opta por utilizar um banco de preços com o objetivo de proporcionar incentivos para a minimização dos dispêndios de capital. Ao desatrelar a remuneração regulatória dos valores efetivamente incorridos, a concessionária pode aumentar o seu retorno se conseguir realizar os investimentos a um custo inferior ao do banco de preços.

A eficácia dessa metodologia depende fundamentalmente de dois elementos:

- do grau de refinamento do banco de preços, que precisa captar as diferenças de especificação e qualidade que justifiquem a diferenciação de preços; e
- do grau de atualização do banco de preços.

Se o banco de preços falhar em uma dessas duas dimensões, sua utilização para definição da remuneração das empresas reguladas resultará em distorções.

Como visto na descrição acima, o desafio é grande. A revisão do Banco de Preços da Aneel em 2009 foi falha por ser baseada em cotações de aquisições não realizadas. A revisão de 2010 procurou contornar esse problema utilizando dados de notas fiscais de compras efetivamente realizadas, mas aí esbarrou em outro problema: a pequena disponibilidade de dados, que faz com que muitos itens do Banco de Preços sejam definidos pela compra de uma única empresa, o que, por sua vez, faz com que a remuneração regulatória de uma parcela dos investimentos das empresas acabe sendo balizada pelas suas próprias transações, o que, por sua vez, acaba aproximando-se de uma regulação pelo custo (“*Cost Plus Regulation*”), modalidade que proporciona incentivos fracos para as empresas reduzirem os dispêndios. Pode-se ampliar a amostra coletando notas fiscais de um período maior, mas aí se esbarra em outro problema: o uso de dados desatualizados.

A atualização do Banco de Preços com base em composição de subíndices de inflação também é problemática, pois o comportamento de preços não varia somente em função dos custos dos insumos dos fornecedores, mas também das condições de mercado, que por sua vez dependem do ciclo econômico, de inovações tecnológicas, de mudanças no padrão de demanda do produto – fatores que não são plenamente captados nos índices de inflação.

O TCU examinou os Bancos de Preços da Aneel na auditoria (Processo no TC 006.335/2013-6) que culminou no **Acórdão 1.163/2014-TCU-Plenário**. Um dos exercícios realizados na análise do TCU foi comparar os preços de aquisição das empresas da Eletrobras com os do Banco de Preços da Aneel. O elevado percentual de casos de discrepâncias levou o TCU a concluir que há um “risco de formação de preços referenciais inconsistentes”, o que pode introduzir severas distorções.

As diferenças de preços relativos ao uso de terras é especialmente problemática, com variações exorbitantes. Em alguns casos o custo fundiário chega a ser próximo ao custo total das instalações de transmissão.

O risco de que o Banco de Preços possa produzir referenciais incoerentes é reforçado pela constatação de que parte da base de dados utilizada para construir o Banco de Preços foi baseada em dados que não foram apropriadamente validados ou em dados muito antigos de uma amostra muito restrita. Na última atualização, realizada em 2010, utilizou-se dados datados de 2002 a 2008, de uma amostra que considerava as aquisições de apenas oito das 22 concessionárias de transmissão contempladas naquele ciclo de revisão tarifária.

Além das falhas relativas ao banco de dados empregado pela Aneel para estabelecer o Banco de Preços, o TCU também chama atenção para as fragilidades no processo de realimentação do Banco de Preços. O TCU constatou que:

“a Aneel não dispõe de procedimento formal que contemple a metodologia de coleta, validação e tratamentos dos dados para realimentação do Banco de Preços, bem como a periodicidade mínima de revisão do banco”.

Faltam mecanismos de controle para assegurar a integralidade de dados e a rastreabilidade de alterações no banco de dados.

Dado que a maior parte dos custos de transmissão são dispêndios de capital, é de suma importância que as deficiências relacionadas ao Banco de Preços sejam sanadas por meio de uma coleta ampla e rigorosa de preços de aquisições efetivamente realizadas e que processos sejam implementados para assegurar a integralidade dos dados.

### 3.6 TRANSFERÊNCIA DAS DEMAIS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO

Nos últimos anos, vários agentes têm reclamado da demora excessiva para a realização de aprimoramentos necessários nas instalações de transmissão denominadas DITs (Demais Instalações de Transmissão), o que tem ocasionado graves consequências para diversos agentes, principalmente para as distribuidoras com altas taxas de crescimento da carga.

Existem DITs que servem essencialmente para o atendimento dos consumidores e usuários de determinadas distribuidoras. Embora ampliações e reforços nesses ativos sejam cruciais para aliviar estrangulamentos voltados ao atendimento desses consumidores e usuários, eles acabam não sendo priorizados pelos órgãos competentes pelo planejamento da transmissão (MME, EPE, ONS e Aneel) porque não se tratam de melhorias importantes da perspectiva da operação do Sistema Interligado Nacional. Em alguns casos, inclusive, tais ampliações e reforços enfrentam dificuldades para serem executados porque as empresas de transmissão ficam reticentes em realizar os investimentos devido ao risco de não serem reconhecidos pela Aneel.

Isso levou a Aneel a abrir a **Audiência Pública 041/2015** para discutir a possibilidade de promover a transferência das DITs para as concessionárias de distribuição em até três anos.

As DITs são instalações de transmissão em tensão inferior a 230 quilovolts e que, portanto, não compõem a Rede Básica, embora, em muitos casos, exerçam função de transmissão.

A polêmica sobre quem deve gerir esses ativos surge da forma como a Rede Básica é definida no Brasil. A Rede Básica é definida pelo critério de tensão (maior ou igual a 230 kV), mas o fato é que existem instalações com voltagem inferior que desempenham a função de transmissão e existem algumas instalações em tensão de 230 kV que desempenham a função de distribuição.

Apesar de o critério de classificação das redes por nível de tensão ser mais simples, o critério operacional deve ser considerado, uma vez que instalações que desempenham a função de transmissão são aquelas que atendem a necessidades de otimização eletroenergética do sistema (conforme conceito do Artigo 17 da Lei 9.074), enquanto as instalações que desempenham a função de distribuição atendem, exclusivamente, aos consumidores e usuários de uma determinada área de concessão.

Embora, hoje, a iniciativa por mudanças regulatórias venha de distribuidoras que desejem

gerir DITs a fim de agilizar os reforços e melhorias, no passado havia distribuidoras que se posicionavam no sentido contrário: não se dispunham a realizar investimentos em DITs, pois se tratavam de ativos que prestam serviços de interesse sistêmico, cujos custos deveriam ser rateados entre todos os consumidores e usuários beneficiados. Se fossem assumidos pelas distribuidoras, esses custos acabariam sendo arcados somente pelos consumidores e usuários da rede de distribuição de sua área de concessão. Além disso, algumas distribuidoras não tinham condições econômico-financeiras de arcar com os custos de tais instalações. Foi por isso que, em 2004, a Aneel estabeleceu a **Resolução Normativa 67/2004**, atribuindo a responsabilidade pela gestão dessas DITs às concessionárias de transmissão a fim de agilizar a realização dos investimentos necessários para melhor atender os interesses sistêmicos.

O fato é que as DITs são compostas de instalações diversas, sendo que algumas exercem a função de transmissão e outras exercem a função de distribuição. O ideal seria atribuir a responsabilidade pela gestão desses ativos pelo critério de sua função operacional, em vez do critério de tensão.

É mais complexo identificar a função operacional, mas não é impossível. Aliás, o ONS já faz uma classificação dessas instalações considerando sua função. Tratam-se das instalações que compõem a “Rede Complementar”, definida nos **Procedimentos de Rede**, Submódulo 23.2.

A transferência indiscriminada das DITs para as distribuidoras, considerando apenas o critério de tensão, teria vários impactos.

Em primeiro lugar, a transferência desses ativos às distribuidoras provocaria uma severa alteração do fluxo de caixa esperado pela concessionária de transmissão, principalmente das empresas que aderiram à prorrogação antecipada de suas concessões considerando que a gestão desses ativos também seria prorrogada pela duração do contrato de concessão. Tal alteração é interpretada por alguns juristas, conforme constatado nas contribuições para a Audiência Pública 041/2015 da Aneel, como uma quebra do equilíbrio econômico-financeiro pactuado na prorrogação da concessão. A transferência de titularidade de ativos das transmissoras às distribuidoras seria melhor tratada no momento da renovação da concessão.

Em segundo lugar, a transferência indiscriminada das DITs para as distribuidoras levaria os consumidores da distribuidora a arcar com os custos operacionais e investimentos em tais instalações, mesmo quando esses visam ao atendimento de necessidades de outros agentes fora da área de concessão da distribuidora. Idealmente, esses custos deveriam ser arcados por todos os consumidores e usuários beneficiados.

Em terceiro lugar, a transferência indiscriminada, observando apenas o critério de tensão desses ativos às distribuidoras, faria com que os aprimoramentos (ampliações, reforços e melhorias) dessas instalações passassem a ser pautados tendo em vista unicamente os interesses dos consumidores pertencentes à área de concessão da distribuidora, em detrimento dos interesses sistêmicos da rede de transmissão. Isso faria com que as redes em tensão inferior à 230 kV passariam a ser operadas em configuração radial, exercendo uma função local, o que pode ser desejável em algumas situações, mas não em outras. Em São Paulo, principalmente, há uma extensa rede de 138 kV e 88 kV que atende a diversas concessionárias de distribuição, caso no qual a gestão das DITs é melhor atendida por uma empresa de transmissão.

Em quarto lugar, os critérios de confiabilidade empregados na transmissão (critério N-1) são diferentes dos empregados na distribuição (metas de DEC e FEC), o que implica que a transferência desses ativos para as distribuidoras pode também impactar a confiabilidade do sistema.

Em quinto lugar, a transferência das DITs (i.e. nos próximos três anos), pode envolver custos adicionais que precisariam ter uma contrapartida imediata, seja para indenizar as transmissoras pelos lucros cessantes, seja para compensar as distribuidoras pelos custos operacionais adicionais e investimentos que far-se-ão necessários no ato da transferência.



Essas questões preocupam o ONS:

“Entendemos que se deve ter atenção a aspectos relevantes quando da transferência das instalações que hoje estão classificadas como Rede Complementar, inclusive com adequações na regulamentação vigente para garantir que as obrigações do Operador não sofram nenhum tipo de restrição ou degradação.”  
(ONS, 2015).

Segundo o ONS, as DITs deveriam ser classificadas com base na sua função operacional: num primeiro momento haveria transferência apenas das DITs com função de distribuição. Num segundo momento, e após análise aprofundada, poderia ser feita a transferência de outras DITs com função de transmissão (ONS, 2015).

### 3.7 CUSTOS OPERACIONAIS

A metodologia de definição dos custos operacionais afeta tanto a sustentabilidade econômico-financeira das concessionárias existentes de transmissão quanto a atratividade da atividade para novos investimentos.

A metodologia para revisão da remuneração regulatória dos custos operacionais das concessionárias de transmissão é apresentada no **Proret – Procedimentos de Regulação Tarifária** (Aneel 2012, item 3.2 do Submódulo 9.2; e Aneel, 2013a, item 5 do Submódulo 9.1).

No caso das concessões de transmissão “licitadas”, a revisão dos custos operacionais é determinada pelos ganhos de produtividade auferidos com base em estudo realizado periodicamente pela Aneel. Os ganhos de produtividade entram como um redutor percentual dos custos operacionais que ficará vigente por um período de 5 anos (Aneel 2012). O valor em vigor até junho de 2015 era de 0%.

No caso das concessões de transmissão “existentes”, assim como das concessões prorrogadas no “regime de operação e manutenção”, a revisão dos custos operacionais é determinada utilizando uma metodologia denominada *benchmarking*. A metodologia consiste numa forma de regulação por comparação pela qual se infere a eficiência de cada concessionária utilizando dados de todas as empresas. A inferência é feita por meio da técnica de **Análise Envoltória de Dados** (*Data Envelopment Analysis - DEA*) (Aneel 2013a).

A descrição detalhada da Análise Envoltória de Dados é apresentada no Anexo III da **Nota Técnica 396/2009-SRE/Aneel** (Aneel, 2009). Essa Nota Técnica foi elaborada no contexto do Segundo Ciclo de Revisões Tarifárias das concessionárias de transmissão. Ela foi utilizada na revisão dos contratos de concessão entre os anos de 2010 a 2013 e mantida no ciclo seguinte (Aneel, 2013b).

O *benchmarking* da Aneel envolve dois estágios. No primeiro estágio utiliza-se a Análise Envoltória de Dados para inferir a eficiência das concessionárias de transmissão, e no segundo estágio ajusta-se os parâmetros de eficiência obtidos no estágio anterior utilizando modelos de regressão para levar em conta a influência das “variáveis ambientais” (variáveis que não são gerenciáveis pelas concessionárias, mas que impactam a sua eficiência).

No **primeiro estágio** emprega-se a Análise Envoltória de Dados orientada pelos insumos, analisando-se a quantidade de insumos (variáveis gerenciáveis pelas concessionárias) utilizada pelas concessionárias para prover os produtos demandados (variáveis estipuladas pelo poder concedente).

O insumo é o custo operacional que engloba as despesas com pessoal, materiais e serviços de terceiros. A análise exclui os custos operacionais inclusos na conta “outros”, com a exceção dos custos relativos a seguros, que foram incorporados a partir do Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias (Aneel, 2013a).



Já o produto é baseado em três componentes distintos:

- **extensão da rede** - a somatória do comprimento das linhas de transmissão em quilômetros (independentemente da tensão);
- **módulos de manobra** - a somatória dos “módulos de manobra” das subestações, tais como o número de entradas de linhas (EL), conexões de transformadores (CT) e interligações de barramentos (IB);
- **capacidade de transformação** - a somatória da capacidade instalada de transformação em megavolt-âmpères (MVA).

No **segundo estágio** ajustam-se as eficiências inferidas no primeiro estágio considerando as seguintes variáveis ambientais:

- **custo da mão de obra** – a remuneração média do trabalho na cidade onde se localiza a sede da concessionária;
- **nível de tensão da rede** – a ponderação das linhas de transmissão em cada nível de tensão;
- **dispersão da rede** – soma de todas as “áreas de influência” das linhas de transmissão.

Uma das grandes dificuldades para empregar essa metodologia é a disponibilidade limitada de dados, pois na ocasião a amostra era composta de apenas oito concessionárias. Para “aumentar” o tamanho amostral optou-se por utilizar os dados das empresas em diversos anos como observações independentes (dados em *pool*). Assim, aumenta-se o número de observações, permitindo uma inferência da eficiência mais refinada, mas não necessariamente aumenta-se a sua precisão, pois a prática pressupõe que as condições sejam mantidas constantes de ano a ano.

A Aneel adotou a hipótese de “retornos não-decrescentes”. Isso quer dizer que se assumiu que o custo unitário de operação e manutenção se reduz (ou no mínimo se mantém constante) à medida que se aumenta a escala de produção. Essa hipótese é muito relevante, pois como apontam os técnicos da Aneel, “os resultados são bastantes sensíveis a esta hipótese” (Aneel, 2013a, § 55).

Em nosso *White Paper 3* (Instituto Acende Brasil, 2011) já alertávamos sobre os riscos da adoção precipitada de técnicas de *benchmarking* para fins de definição das tarifas. Embora a técnica seja excelente para a realização de estudos comparativos, a sua eficácia para fins de definição de tarifas é questionável:

“Uma das maiores fragilidades da Análise Envoltória de Dados é que a ‘medida’ de eficiência é obtida de forma residual. A eficiência (ou ineficiência) das empresas não é auferida pelos fatores considerados no modelo, mas inferida pelo que não é explicado pelo modelo. É preciso haver muita convicção sobre a adequação da especificação do modelo e sobre a acurácia das variáveis que compõem o modelo para concluir que a parte não explicada pelo modelo decorre unicamente do grau de eficiência da empresa.” (Instituto Acende Brasil, 2011).

A literatura especializada aponta que há sérios riscos ao se tentar utilizar técnicas de *benchmarking* para definir tarifas. Shuttleworth (2005) diz:

“Qualquer tentativa de definição da receita requerida com base somente no *benchmarking* estará sujeita a escolhas subjetivas e arbitrárias. Para assegurar a transparência e estabilidade da regulação, portanto, é necessário considerar o *benchmarking* como uma técnica investigativa, e não como uma metodologia alternativa para a definição das receitas.”<sup>4</sup>

<sup>4</sup> Tradução livre de: “Any attempt to rely entirely on benchmarking to set revenue allowances is bound to involve subjective and arbitrary choices. For the sake of transparency and stability in regulation, therefore, it will be necessary to regard benchmarking as an investigative technique, not an alternative method of setting revenues.”

Haney e Pollitt (2013) também alertam para os riscos da aplicação equivocada dos resultados de *benchmarking*. O *benchmarking* pode elevar a volatilidade do retorno, resultando em maior risco para os investidores, o que, por sua vez, pode elevar o custo de captação de recursos financeiros da empresa e, conseqüentemente, elevar o custo total do serviço para os consumidores de energia.

A possibilidade de elevação dos custos de capital devido ao emprego do *benchmarking* não é mera possibilidade teórica, e sim uma realidade constatada em vários contextos.

Um relatório recente da agência de classificação de risco Moody's afirma explicitamente que a sua avaliação de risco de crédito de empresas de eletricidade e gás natural ao redor do mundo leva em conta a forma de *benchmarking* adotada pelo regulador (Moody's, 2009). A crescente volatilidade do retorno das empresas sujeitas ao *benchmarking* faz com que essas empresas precisem readequar a sua estrutura de capital para dispor de mais flexibilidade.

O estudo de Sanyal e Bulan (2011) examina empiricamente o custo de financiamento das empresas de energia nos Estados Unidos após a sua liberalização e conclui que a crescente volatilidade provocada pela elevação dos riscos regulatórios resultou numa redução da alavancagem das empresas, isto é, uma redução da proporção de capital advinda de terceiros (endividamento) e elevação do capital próprio, cujo efeito líquido é o de elevar o custo médio ponderado do capital e, conseqüentemente, aumentar o custo de serviço.

A possibilidade de se incorrer em erro ao adotar o *benchmarking* não é pequena. Há vários casos de reveses no emprego de *benchmarking* por reguladores ao redor do mundo.

Por exemplo, o primeiro ciclo de revisões tarifárias utilizando *benchmarking* (Análise Envolvória de Dados) conduzido pelo regulador de energia da Holanda entre 2001 e 2003 acabou sendo revertido por ordem judicial. Outro caso ocorreu na Nova Zelândia, em que o regulador decidiu adotar o *benchmarking* para as revisões tarifárias das empresas de energia elétrica, mas, subseqüentemente, foi forçado a voltar atrás pelos legisladores, que proibiram o uso de *benchmarking* por meio de uma emenda ao *Commerce Act* de 1986 (Lowry e Getachew, 2009).

Haney e Pollitt (2013) examinam a questão do uso de *benchmarking* para fins de regulação tarifária de empresas de transmissão com base numa pesquisa realizada com agências reguladoras do setor elétrico de 25 países. A conclusão é que o *benchmarking* de empresas de transmissão é muito mais difícil do que o de empresas de distribuição. A dificuldade decorre do fato de que a função de transmissão é pouco padronizada. As redes de transmissão são concebidas especificamente para cada situação, tendo idiosincrasias que dificultam comparações entre elas. Adicionalmente, a perspectiva futura é de que fará cada vez menos sentido comparar os sistemas de transmissão, pois as suas diferenças tenderão a aumentar à medida que são adaptadas para lidar com a crescente inserção de fontes intermitentes e de tecnologias que permitem maior monitoramento e controle em tempo real, funcionalidades geralmente agregadas no conceito de redes inteligentes.

Lowry e Getachew (2009) proporcionam bons conselhos sobre o uso de *benchmarking*:

“A forma com que são usados os resultados do *benchmarking* na regulação importa tanto quanto a escolha do padrão de desempenho ou a metodologia básica de *benchmarking*. Na medida em que há preocupações quanto à acurácia do *benchmarking*, seu uso na definição de tarifas deve ser limitado. Por exemplo, a primeira geração de estudos de *benchmarking* deveria ser totalmente experimental, sem desempenhar papel na revisão tarifária. Alternativamente, os resultados iniciais do *benchmarking* poderiam ser empregados para identificar as empresas que devem passar por revisões ‘prudenciais’ baseadas em técnicas mais tradicionais. Quando os resultados do *benchmarking* atingem alto grau de

confiança, os mesmos podem auxiliar na definição de tarifas no regime de Regulação por Incentivos.”<sup>5</sup>

A pesquisa de Haney e Pollitt (2013) indica, ainda, que a perspectiva de longo prazo é de que o emprego do *benchmarking* para concessões de transmissão tende a diminuir ao longo do tempo, sendo substituído por outras abordagens (como licitações, acordos negociados, e ampliação do horizonte de planejamento):

“O uso de *benchmarking* pelos reguladores está fadado a diminuir. As futuras redes de transmissão serão ainda mais específicas e idiossincráticas do que são hoje, fazendo com que comparações de alto nível utilizadas pelos reguladores hoje tornem-se ainda menos relevantes.”<sup>6</sup>

Quando se considera o *benchmarking* adotado para a transmissão no Brasil, chama atenção o fato de que o modelo empregado negligencia a qualidade (i.e. índices de disponibilidade), um importante determinante do custo. Também é desconcertante a fragilidade das variáveis ambientais utilizadas. A variável ambiental “dispersão da rede”, por exemplo, é construída considerando como a “área de influência” de uma linha de transmissão a soma da área de todos municípios pelos quais as linhas de transmissão da referida concessionária atravessam, independentemente do tamanho do município, ou da quantidade de quilômetros percorridos no respectivo município. Já a variável ambiental “remuneração média do trabalho” considera o rendimento médio na cidade em que a sede da empresa se encontra, independentemente da distribuição geográfica do seu corpo de funcionários.

Provavelmente a maior limitação, no entanto, é a baixa disponibilidade de dados. Dado o baixo número de empresas e da grande diversidade de ativos, torna-se estatisticamente muito difícil construir um modelo de *benchmarking* robusto.

A experiência internacional indica que o uso do *benchmarking* para definição da remuneração de empresas de transmissão é pouco aconselhável. Somam-se a isso as fragilidades do modelo de *benchmarking* adotado para o segmento de transmissão no Brasil, fatores que nos levam a questionar a prudência de tentar aplicar o *benchmarking* neste contexto.

As fragilidades da técnica de *benchmarking* são agravadas pela forma como a metodologia tem sido empregada pela Aneel. Nas revisões tarifárias e na renovação de concessões a Aneel tem utilizado os valores da “fronteira eficiente” para definir os custos operacionais das concessionárias. Isso não é razoável, pois essa fronteira, obtida pela Análise Envoltória de Dados (DEA), reflete os custos de curto prazo que não são necessariamente sustentáveis no longo prazo. Eis o que afirmam Lowry e Getachew (2009) sobre a “fronteira eficiente” obtida do *benchmarking*:

“...a fronteira em questão é a fronteira de curto prazo não sustentável (CPNS), e não a fronteira de custos sustentável de longo prazo. Não é factível para as concessionárias operarem por um longo período nessa fronteira. Empresas na fronteira de CPNS provavelmente exigirão aportes adicionais para assegurar a sustentabilidade do seu serviço no futuro. Isso decorre do fato de que empresas podem operar, no curto prazo, com custos inferiores ao custo sustentável de longo prazo. Um bom exemplo disso é a postergação de podas de árvores e de outros custos de manutenção, o que possibilita a redução de custos. No longo

5 Tradução livre de: “The use of results from benchmarking in regulation matters as much as the choice of a performance standard or a basic benchmarking method. To the extent that there are concerns about the accuracy of benchmarking, its use in ratemaking should be more limited. For example, a first generation benchmarking study could be entirely experimental and have no role in the ratemaking process. Alternatively, results from a benchmarking study can be used to identify companies that should be the focus of traditional prudence reviews. When confidence in the results from benchmarking exercise is high, it can aid in setting rates in an incentive-based regulatory regime.”

6 Tradução livre de: “The reliance of regulators on benchmarking seems set to decline. Future networks will be even more bespoke and idiosyncratic than now, making the high level comparisons used by regulators today even less meaningful. New regulatory approaches – such as those based on tendering, negotiated settlements, a wider range of outputs or longer term grid planning – are emerging and will necessarily involve a reduced role for benchmarking.”

prazo, entretanto, empresas que operam a um custo abaixo do sustentável sofrerão deterioração da qualidade do serviço.”<sup>7</sup>

Os autores argumentam que o uso da fronteira eficiente para fins regulatórios é incongruente com o “paradigma do mercado competitivo”, pois mercados competitivos – tais como agricultura e serviços bancários nos Estados Unidos e na Europa – indicam que a eficiência média das empresas fica 10 a 30% abaixo da “fronteira eficiente” calculada utilizando esses métodos de benchmarking. Não é razoável assumir, portanto, que todas as empresas apresentem eficiência máxima o tempo todo.

Além disso, nos mercados competitivos as empresas que apresentam eficiência igual ou próxima à “fronteira eficiente” apresentam um retorno acima da taxa média do mercado e somente as empresas com uma eficiência abaixo da média apresentam um retorno abaixo da média.

Quando o regulador utiliza a “fronteira eficiente” para definir os custos operacionais das empresas reguladas, acaba-se condenando as empresas reguladas a uma taxa média de retorno inferior ao seu verdadeiro custo de capital, o que corrói gradualmente o seu valor e compromete a sua sustentabilidade econômica financeira de longo prazo.

Logo, é necessário que a **eficiência média** seja utilizada para definir os custos operacionais das empresas reguladas a fim de possibilitar que nos momentos em que empresas apresentem custos abaixo da média as mesmas possam obter retornos superiores à média, e vice-versa.

### 3.8 QUALIDADE

A regulação voltada à promoção da qualidade do suprimento é outro elemento que atualmente contribui para tornar o segmento de transmissão cada vez menos atraente em termos de investimentos futuros.

A remuneração mensal das concessionárias de transmissão (R) é constituída de uma parcela fixa (PF) e uma parcela variável (PV):

$$R = PF - PV$$

A parcela fixa é determinada pela proposta financeira apresentada pelo empreendedor nos leilões de transmissão, com ajustes para a inflação e revisões posteriores.

A parcela variável consiste de deduções resultantes da indisponibilidade das instalações de transmissão devido a desligamentos para manutenção programada ou não programada. As deduções são proporcionais à duração da indisponibilidade e à parcela das instalações afetadas, havendo pesos diferentes para as interrupções não programadas. Uma interrupção programada sofre uma dedução equivalente a 10 vezes a receita obtida se estivesse disponível, e uma interrupção não programada sofre uma dedução de até 150 vezes, dependendo do tipo de instalação de transmissão envolvida.

Dada a regulamentação estabelecida, para se definir a política de manutenção que proporciona o maior retorno esperado para o concessionário é necessário contrapor o custo de manutenções programadas mais frequentes ao custo associado à maior incidência de desligamentos não programados. Assim, a ponderação dada aos desligamentos programados e não programados desempenha um papel central na determinação da política mais vantajosa. Por isso, é importante que essa ponderação seja definida de forma muito criteriosa, buscando refletir os custos potenciais associados a um desligamento programado versus um não programado.

7. Tradução livre de: “...the frontier in question is the short-run non-sustainable (SNRS) frontier and not the long-run sustainable cost frontier. It is not feasible for utilities to operate for a sustained period of time on this frontier. If anything, companies found to lie on the SNRS frontier may need additional revenues to ensure the sustainability of service. This is because firms can, in the short-run, realize costs that are below what is sustainable in the long-run. In the power distribution industry, a good example is the deferral of tree trimming and other maintenance expenses that make this possible. In the long-run, distributors that operate at less than sustainable costs will experience service quality deterioration.”

Como discutido na seção “2.1.4 Maiores exigências quanto à confiabilidade”, nos últimos anos as concessionárias de transmissão têm sofrido uma gradual e contínua elevação da penalização por desligamentos, o que tem alterado a volatilidade e o nível do retorno esperado do segmento. Isso tem resultado numa alteração do equilíbrio econômico-financeiro prevalecente no segmento quando esses agentes decidiram por investir nesse setor. Embora a penalização mais severa possa ser desejável da perspectiva de elevar a confiabilidade do setor, é importante respeitar o equilíbrio econômico-financeiro previamente estabelecido.

### 3.9 REPOSIÇÕES, REFORÇOS E MELHORIAS DA REDE

O planejamento centralizado é importante para assegurar a otimização da rede de transmissão. Mas existem muitos reforços e melhorias da rede de transmissão que claramente não prejudicam características sistêmicas da rede de transmissão e sua operação, embora possam ser cruciais para assegurar a integridade do serviço prestado pela concessionária de transmissão. Nestes casos, a análise prévia dos agentes responsáveis pelo planejamento centralizado da transmissão seria dispensável, o que conferiria muito mais agilidade às concessionárias de transmissão para efetuar os reforços e melhorias nas instalações de transmissão sob sua responsabilidade.

Para esse tipo de investimento seria desejável proporcionar mais autonomia para as concessionárias de transmissão. Assim, seria necessário modificar os **Procedimentos de Rede** a fim de contemplar um tratamento diferenciado para as reposições, reforços e melhorias que não alteram significativamente a operação do sistema.

Embora a reposição, reforço ou melhoria seja sobre ativos de importância sistêmica, esses aprimoramentos não alteram a configuração do sistema, dispensando, portanto, a sua incorporação ao planejamento centralizado.

Seria necessário estabelecer critérios para a delimitação dos tipos de aprimoramentos na rede de transmissão que as concessionárias de transmissão estariam livres para executar sem aprovação prévia e incorporar tais critérios ao *Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica (PAR)* ou ao *Plano Anual de Ampliações e Reforços de Instalações de Transmissão não Integrantes da Rede Básica (PAR-DIT)*.

Também seria essencial estabelecer regras claras sobre como esses investimentos seriam incorporados na Receita Anual Permitida da concessionária que realizou o investimento.

## 4. CONCLUSÕES

A transmissão desempenha um papel muito importante no sistema elétrico e sua relevância tenderá a aumentar nos próximos anos com a crescente inserção de unidades de geração distantes dos centros de carga e com a elevação da participação de fontes intermitentes, fontes estas que requererão maiores intercâmbios de energia entre regiões.

Atualmente, no entanto, o segmento de transmissão apresenta uma série de problemas que têm prejudicado a sua expansão e que também podem vir a comprometer a manutenção das instalações existentes.

Esses problemas surgem principalmente:

- das dificuldades no licenciamento;
- da negociação das indenizações pelo direito de passagem de linhas de transmissão;
- e de questões regulatórias que têm reduzido o retorno esperado do segmento.

As questões regulatórias abrangem a metodologia de definição do custo de capital, da definição da base de remuneração, dos custos operacionais e das penalizações por desligamentos das instalações de transmissão. Aprimoramentos na metodologia são necessários para que o setor proporcione uma perspectiva de retorno compatível com nível de risco que a atividade apresenta.

A descapitalização de algumas das principais empresas de transmissão decorrente da prorrogação de suas concessões no regime de operação e manutenção tem agravado o problema. Suas tarifas foram imediatamente reduzidas, mas elas ainda não receberam as indenizações devidas, o que tem impactado o seu fluxo de caixa de forma dramática, ameaçando a operação e manutenção das redes existentes e a realização de reposições, reforços e melhorias necessárias.

Um conjunto de propostas detalhadas neste *White Paper* endereça possíveis soluções para os problemas identificados:

- Indenização imediata dos ativos existentes em maio de 2000, pertencentes às concessões prorrogadas sob a égide da MP 579/2012, eliminando as incoerências de avaliação detalhadas neste *White Paper*, de forma a permitir a recapitalização das concessionárias. (A indenização poderia ser feita via tarifa, com remuneração do custo de capital real em condições vigentes de mercado e acréscimo dos tributos incidentes – PIS/Cofins, IR/CSLL);
- Revisão da metodologia de definição dos custos operacionais com base na eficiência média, e não com base na fronteira de eficiência;
- Isenção das indisponibilidades relativas ao Plano Mínimo de Manutenção e às manutenções programadas no cômputo da Parcela Variável, de forma a incentivar as ações preventivas em benefício do Sistema Interligado Nacional (Resolução Normativa 270/2007);
- Revisão do Banco de Preços para autorizações de reforços e melhorias, com reconhecimento das especificidades envolvidas;
- Incentivo para modernização do sistema existente, uma vez que boa parte do mesmo já se encontra totalmente depreciado, possibilitando maior flexibilidade e ganhos de eficiência, produtividade e confiabilidade do serviço.
- Exigência da Licença Prévia ambiental antes dos leilões de linhas de transmissão;
- Integração da análise ambiental ao processo de planejamento e aprimoramento dos relatórios técnicos disponibilizados nos Editais dos Leilões de Transmissão;
- Adoção das melhores práticas para computar as indenizações pelas servidões levadas ao litígio e revisão dos valores padrões utilizados para estimar o valor das indenizações fundiárias para fins de cálculo da RAP Máxima nos Leilões de Transmissão;

- Alinhamento do cálculo do custo de capital regulatório ao custo de oportunidade do capital prospectivo, refletindo as condições vigentes de captação de mercado;
- Aprimoramento da regulação da qualidade e a dosimetria de punições.

Os problemas que afetam a expansão e as incoerências metodológicas regulatórias relatadas neste documento têm gerado impactos não apenas para as concessionárias de transmissão, mas para os demais elos da cadeia de valor do setor elétrico (geradoras e distribuidoras) e consumidores de energia.

Há necessidade de equacionamento regulatório para que o sistema de transmissão possa voltar a evoluir ao ritmo demandado pelo desenvolvimento do País e para que as barreiras e custos que desnecessariamente pesam sobre o elo da transmissão de eletricidade no Brasil sejam removidos.



## REFERÊNCIAS

- Abrate/Abdib (2014). *Contribuição para a Audiência Pública 27/2014* – Brasília, 05/set/2014.
- Abrate (2015). *Recuperação da capacidade de investimento das Concessionárias de Transmissão*. Apresentação ao Ministro de Minas e Energia - Brasília, 30/abr/2015.
- Aneel (2009). *Benchmarking dos Custos Operacionais das Concessionárias de Transmissão de Energia Elétrica – Anexo III (Segundo Ciclo de Revisões Tarifária, 2009-2012). Nota Técnica 396/2009-SRE/Aneel*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica.
- Aneel (2008). *Estabelecimento da metodologia de definição do Banco de Preços de Referência de Transmissão. Nota Técnica 099/2008-SRT/Aneel*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica.
- Aneel (2012). *Procedimentos de Regulação Tarifária*. Submódulo 9.2 (Revisão 1.0). Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica.
- Aneel (2013a). *Procedimentos de Regulação Tarifária*. Submódulo 9.1 (Revisão 1.0). Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica.
- Aneel (2013b). *Terceiro Ciclo de Revisões Periódicas das Concessionárias de Energia Elétrica do Brasil – Metodologia e Critérios*. Nota Técnica 196/2013-SRE/Aneel. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica.
- Aneel (2015a). *Atualização do modelo financeiro para cálculo de preço teto da Receita Anual Permitida (RAP) dos leilões de concessão de transmissão de energia elétrica no Brasil*. Nota Técnica 27/2015 SRM-SCT-SGT/Aneel. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica.
- Aneel (2015b). *Acompanhamento dos Empreendimentos de Transmissão*. Siget – Sistema de Gestão de Transmissão (13/jul/2015). Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica.
- Bandeira de Mello (1969). *Apontamentos sobre o poder de polícia*. Revista de Direito Público 9:55-68.
- Cardoso Júnior, R. (2014). *Licenciamento Ambiental de Sistemas de Transmissão de Energia no Brasil: Estudo de Caso do Sistema de Transmissão do Madeira*. Tese de Doutorado. Rio de Janeiro: Coppe/UFRJ.
- Cardoso Júnior, R.; A. Magrini; e A. Ferreira da Hora (2014). *Environmental licensing process of power transmission in Brazil update analysis: Case study of the Madeira transmission system*. *Energy Policy* 67: 281-289.
- Damodaran, A. (2013). *Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation and Implications*. 2013 Edition. New York: Stern School of Business.
- EPE (2015). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2023*. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética.
- Haney, A. e M. Pollitt (2009). *Efficiency analysis of energy networks: An international survey of regulators*. *Energy Policy* 37: 5814-5830.
- Haney, A. e M. Pollitt (2013). *International benchmarking of electricity transmission by regulators: A contrast between theory and practice?* *Energy Policy* 62: 267-281.
- Instituto Acende Brasil (2011). *Tarifas de Energia e os Benefícios da Regulação por Incentivos*. White Paper 3, São Paulo, 24p.
- Instituto Acende Brasil (2013). *Povos Indígenas e o Setor Elétrico: do Conflito ao Consenso*. White Paper 12, São Paulo, 28p.
- Instituto Acende Brasil (2014). *Análise da metodologia proposta para o Quarto Ciclo de Revisões Tarifárias. Contribuição para a Audiência Pública 023/2014*. Brasília: Aneel. (Disponível em [http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/dspListaContribuicao.cfm?attAnoAud=2014&attId eFasAud=889&attAnoFasAud=2015&id\\_area=13](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/dspListaContribuicao.cfm?attAnoAud=2014&attId eFasAud=889&attAnoFasAud=2015&id_area=13)).
- Lowry, M. E L. Getachew (2009). *Statistical benchmarking in utility regulation: Role, standards and methods*. *Energy Policy* 37: 1323-1330.
- Moody's (2009). *Rating Methodology – Regulated Electric and Gas Network*. London: Moody's Global Infrastructure Finance / Moody's Investors Service.

- ONS (2011). *Procedimentos de Rede*, Submódulo 23.2 (Revisão 2.0). Rio de Janeiro: Operador Nacional do Sistema Elétrico.
- ONS (2015). *Carta ONS-1486/100/2015. (Contribuição para Audiência Pública 041/2015 da Aneel)*. Rio de Janeiro: Operador Nacional do Sistema Elétrico.
- Pietro, M. (2013). *Direito Administrativo* (20a Edição). São Paulo: Editora Atlas.
- Sanyal, P. e L. Bulan (2011). *Regulatory risk, market uncertainties, and firm financing choices: evidence from U.S. electric market restructuring*. *The Quarterly Review of Economics and Finance* 51: 248-268.
- Sanvicente, A. e M. Carvalho (2012). *Determinants of the Implied Equity Risk Premium in Brazil*. Insuper Working Paper WPE: 281/2012. São Paulo: Insuper.
- Shuttleworth, G. (2005). *Benchmarking of electric networks: Practical problems with its use for regulation*. *Utilities Policy* 13: 310-317.
- TCU (2014a). *Acórdão 1.163/2014-TCU-Plenário. Processo nº TC 006.335/2013-6. (Banco de preços de referência da Aneel)*. Brasília: Tribunal de Contas da União.
- TCU (2014b). *Acórdão 2.316/2014-Plenário. Processo nº TC 029.387/2013-2 (Impacto dos atrasos na conclusão dos empreendimentos de energia)*. Brasília: Tribunal de Contas da União.
- TCU (2015). *Acórdão 1293/2015-TCU-Plenário. Processo nº TC 005.865/2015-8. (Leilão Aneel 7/2015 – 2º Bipolo da Usina Hidrelétrica (UHE) Belo Monte/PA)*. Brasília: Tribunal de Contas da União.
- White House (2009). *Memorandum of understanding among the U.S. Department of Agriculture, Department of Commerce, Department of Defense, Department of Energy, Environmental Protection Agency, the Council of Environmental Quality, the Federal Energy Regulatory Commission, the Advisory Council on Historic Preservation, and the Department of the Interior, Regarding Coordination in Federal Agency Review of Electric Transmission Facilities on Federal Land*. Washington: White House, October 28<sup>th</sup>, 2009.



COMO REFERENCIAR ESTE TRABALHO:

Instituto Acende Brasil (2015). *Transmissão: O Elo Integrador*. White Paper 15, São Paulo, 40 p.

**Presidente:** Claudio J. D. Sales  
**Diretor Executivo:** Eduardo Müller Monteiro  
**Assuntos Econômicos e Regulatórios:** Richard Lee Hochstetler  
**Desenvolvimento Sustentável:** Alexandre Uhlig  
**Pesquisa e Desenvolvimento:** Patrícia Guardabassi  
**Cursos e Eventos:** Melissa Oliveira  
**Engenheiro:** Joaci Lima Oliveira  
**Assuntos Administrativos:** Eliana Marcon  
**Secretária:** Ingrid Santos

O Instituto Acende Brasil é um Centro de Estudos que desenvolve ações e projetos para aumentar o grau de Transparência e Sustentabilidade do Setor Elétrico Brasileiro. Para alcançar este objetivo, adotamos a abordagem de Observatório do Setor Elétrico Brasileiro. Atuar como um Observatório significa pensar e analisar o setor com lentes de longo prazo, buscando oferecer à sociedade um olhar que identifique os principais vetores e pressões econômicas, políticas e institucionais que moldam as seguintes dimensões do Setor Elétrico Brasileiro:



AGÊNCIAS  
REGULADORAS



GOVERNANÇA  
CORPORATIVA



IMPOSTOS E  
ENCARGOS



LEILÕES



MEIO AMBIENTE  
E SOCIEDADE



OFERTA DE  
ENERGIA



RENTABILIDADE



TARIFA E  
REGULAÇÃO

**ENDEREÇO**

Rua Joaquim Floriano, 466  
Ed. Corporate • Conj. 501 • Itaim Bibi  
CEP 04534-004 • São Paulo • SP  
Telefone: +55 (11) 3704-7733

[www.acendebrasil.com.br](http://www.acendebrasil.com.br)