



**XXIV SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

CB/GEC/08

22 a 25 de outubro de 2017
Curitiba - PR

GRUPO – XVI

GRUPO DE ESTUDO DE ASPECTOS EMPRESARIAIS E DE GESTÃO CORPORATIVA- GEC

**AValiação DO MODELO DE EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA ADOTADO NO BRASIL
DESAFIOS E OPORTUNIDADES DE APRIMORAMENTO**

**João Carlos de Oliveira Mello (*)
THYMOS ENERGIA**

**Evelina Maria de Almeida Neves
THYMOS ENERGIA**

**Dalton de O. C. do Brasil
ONS**

**Eduardo Nery
ENERGY CHOICE**

**Thais Prandini
THYMOS ENERGIA**

RESUMO

Os leilões de transmissão foram implementados no Brasil após a reestruturação do setor de energia nos anos 90. O sucesso do modelo brasileiro de transmissão pode ser avaliado pelo reforço intensivo do Sistema Interligado Nacional a partir de 1999 e pela participação do capital privado nacional e estrangeiro nesses investimentos. No entanto, nos últimos anos, o modelo de transmissão enfrentou vários desafios, especialmente atrasos na implementação dos projetos, principalmente devido às dificuldades no licenciamento socioambiental. Este artigo apresenta uma avaliação do modelo de transmissão considerando os problemas enfrentados no contexto atual do Setor Elétrico Brasileiro, bem como as perspectivas e oportunidades de aprimoramento como um todo.

PALAVRAS-CHAVE

Modelo de Expansão da Transmissão, Leilões de Transmissão, *Project Finance*, Investimentos público e privado, Setor Elétrico Brasileiro (SEB)

1.0 - INTRODUÇÃO

A necessidade de maior eficiência na produção e entrega de energia levou à reestruturação dos setores estatais de energia de vários países, com ênfase na concorrência e no investimento privado. O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) vem mudando sua estrutura institucional desde meados dos anos 90, o que incluiu a desagregação das estruturas verticais das empresas nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia.

A reestruturação ocorreu inicialmente com o estabelecimento de monopólios regulados na transmissão (caracterizada por ativos com nível de tensão acima de 230 kV), na distribuição e na comercialização de energia para consumidores cativos. Uma emenda constitucional autorizou os investimentos estrangeiros no setor de energia e o governo federal emitiu leis exigindo que todas as concessões para prestação de serviços públicos de transmissão de energia elétrica fossem concedidas por meio de licitação, incluindo os novos projetos de transmissão, e de pagamento da receita ofertada na licitação.

Os ativos de transmissão existentes antes da reestruturação formaram a Rede Básica (RB) inicial do Sistema Interligado Nacional (SIN). Posteriormente, para cada novo leilão de projetos de transmissão é anunciada uma licitação pública para a concessão da prestação de serviços de transmissão de energia elétrica à empresa vencedora, incluindo a construção, operação e manutenção de instalações de rede do SIN.

O licitante vencedor, determinado por meio de um leilão reverso, é aquele que se compromete a prestar os serviços com a menor Receita Anual Permitida (RAP), a partir de um preço teto definido pela ANEEL. A RAP corresponde ao pagamento anual recebido pelas concessionárias de transmissão pela disponibilidade de suas instalações ao SIN, e

que não está vinculado à energia transmitida. A RAP é cobrada mensalmente dos usuários do SIN (geradores, distribuidoras e consumidores livres conectados à RB) pelas empresas transmissoras, conforme estabelecido no contrato de concessão, cujo prazo de duração é de 30 anos. As receitas de transmissão são revisadas anualmente pela ANEEL, conforme consta nos contratos, com índices financeiros acordados previamente.

Os contratos de concessão de serviços de transmissão são efetuados entre o Governo Federal (representado pela ANEEL) e as empresas, e estabelecem regras claras relativas à continuidade, segurança, atualização e qualidade dos serviços prestados, além da assistência aos consumidores. Quanto mais eficiente for a empresa em relação à operação e manutenção das instalações de transmissão, mais próxima será sua arrecadação da RAP originalmente estabelecida pela ANEEL.

A RB é operada sob supervisão e controle do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Todos os equipamentos de transmissão estarão sujeitos ao controle de qualidade, de acordo com as normas técnicas e aos procedimentos de rede regulamentados e aprovados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

O planejamento setorial é feito pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) sob coordenação do Ministério de Minas e Energia (MME), de forma determinativa para o setor público e indicativa para o setor privado. O Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica (PDE) publicado pelo MME com base nos estudos realizados pela EPE, tem como objetivo apresentar uma visão integrada da expansão da demanda e da oferta de recursos energéticos, definindo as diretrizes e indicações para um horizonte de dez anos, de forma a sinalizar e orientar as decisões dos investidores/agentes no mercado de energia.

Adicionalmente são elaborados pela EPE o Programa de Expansão da Transmissão (PET) que avalia o horizonte de 6 anos, e o Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP) que avalia o período do 7º ao 10º ano do horizonte decenal. Nestes relatórios são apresentadas todas as obras de expansão do SIN, avaliadas a partir dos estudos de planejamento da EPE, que ainda não foram licitadas ou autorizadas.

O ONS também é responsável pela definição das expansões e reforços das instalações de transmissão do SIN, por meio do Plano de Expansão e Reforço (PAR), estabelecido para o horizonte de 3 anos. O PAR visa a melhoria da segurança e confiabilidade da rede, a adequação da transmissão para atender às exigências de expansão da demanda, a promoção do livre acesso às redes de transmissão por meio da gestão de novos pedidos de acesso e conexão e o estabelecimento de padrões de desempenho.

A ANEEL administra os procedimentos de licitação dos novos circuitos do SIN a partir dos resultados dos estudos produzidos pela EPE e ONS. A Figura 1 sintetiza o processo institucional do planejamento da expansão da transmissão.

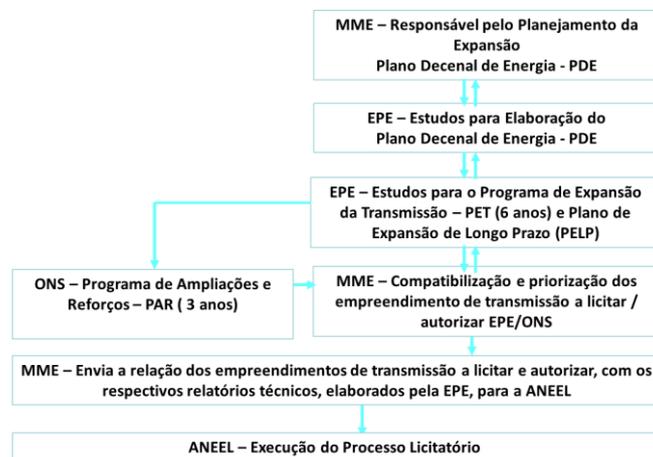


FIGURA 1 – Processo Institucional do Planejamento da Expansão da Transmissão – Fonte: MME/EPE

O objetivo deste trabalho é apresentar uma avaliação do modelo de transmissão considerando os sucessos e os problemas enfrentados no contexto atual do Setor Elétrico Brasileiro, estando estruturado da seguinte forma: A sessão 1 apresenta esta introdução com a visão geral do processo Institucional do planejamento da expansão da transmissão no Brasil. A sessão 2 apresenta os resultados obtidos pelo modelo de expansão e financiamento da transmissão desde a reestruturação do setor a partir de 1999 até o momento atual. Na sessão 3 é abordado o cálculo das Tarifas de Uso do sistema de transmissão. A sessão 4 apresenta os principais desafios para o Sistema de Transmissão. A sessão 5 apresenta os principais desafios do modelo de transmissão no contexto atual e oportunidades de melhoria que estão em pauta no setor e a sessão 6 apresenta uma breve conclusão.

2.0 - EXPANSÃO E FINANCIAMENTO DOS PROJETOS DE TRANSMISSÃO

A expansão da transmissão no sistema elétrico brasileiro é uma questão complexa dadas as suas particularidades distintas de atendimento: (i) crescimento de carga quase contínuo durante vários anos; (ii) exploração de novas bacias hidrográficas; (iii) grandes linhas de transmissão para interconectar novas hidroelétricas localizadas longe dos centros de carga; (iv) troncos para ligar bacias hidrográficas de sazonalidade distintas; (v) integração do Sistema Isolado (SI) ao SIN e (vi) integração de fontes renováveis.

Na Brasil, a expansão da transmissão vem apresentando um crescimento significativo por meio da participação individual ou em consórcio dos investidores nacionais e estrangeiros nos leilões. Inicialmente, a primeira oportunidade de investimento privado em rede de transmissão promovida pela ANEEL em 1999 representou uma expansão de 758 km do SIN, com um investimento total de US\$ 200 milhões em novas instalações. Desde então, considerando os empreendimentos leiloados e os autorizados, foram concedidos mais de 77 mil quilômetros de novas linhas com investimento superior a US\$ 45 bilhões, duplicando a capacidade de transmissão do SIN em um período de dezessete anos (1999-2016). A Tabela 1 mostra o incremento de novos circuitos implementados no período.

Tabela 1 – Evolução da Rede de Transmissão de Alta Tensão – Fonte: ANEEL/ONS

Ano	Número de Lotes Leiloados	Número de Lotes Não Leiloados	Extensão Adicional em Km	Extensão da Rede em Km
1999	2	-	758	63.971
2000	7	-	4.495	64.729
2001	7	-	711	69.224
2002	8	-	1.850	69.935
2003	7	-	1.771	71.785
2004	13	-	3.772	73.556
2005	7	-	3.056	77.329
2006	13	-	3.275	80.385
2007	7	-	1.930	83.660
2008	29	-	10.508	85.590
2009	20	-	3.497	96.097
2010	19	2	1.829	99.595
2011	23	1	4.069	101.424
2012	20	3	6.863	105.492
2013	24	10	9.195	112.355
2014	13	13	5.144	121.550
2015	8	16	5.373	126.694
2016	32	13	9.528	132.067
Total	259	58	77.624	141.595

A Figura 2 mostra uma estimativa do valor do investimento nos projetos de transmissão no período entre 1999 e 2016. Conforme pode ser visto na Figura 2, os financiamentos da expansão da transmissão envolvem grandes quantidade de recursos, sendo uma questão crucial para os investidores e também para o SEB. O investimentos na transmissão representam cerca de 20% de todos os investimentos no SEB, incluindo a geração e a distribuição. A expansão torna possível os projetos de longo período de maturação, como no caso das linhas de transmissão, que são importantes para garantir o fornecimento de energia elétrica e para manter afastado os riscos que poderiam dificultar o crescimento econômico do país.

Desde a revisão do modelo do Setor Elétrico Brasileiro em 2004, o modelo de expansão da geração e da transmissão tem como base os contratos de longo prazo comercializados nos leilões regulados, tendo como principal agente financiador o BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social). O BNDES vem financiando a implantação de linhas de transmissão, totalizando entre 2003 e 2015 financiamentos da ordem de US\$ 12 bilhões, de um investimento total de cerca de US\$ 24 bilhões. O período de financiamento padrão é de doze anos, com taxas de juros de longo prazo e baixo risco de *spread*. Durante a construção, o BNDES aceita garantias financeiras de mercado para evitar compromissos de caixa do projeto. Durante o período operacional, as garantias financeiras para o BNDES são baseadas em recebíveis futuros, uma vez que os investidores que vencem os leilões de concessão de novos circuitos recebem um contrato de concessão de 30 anos, com uma RAP baseada na oferta vencedora.

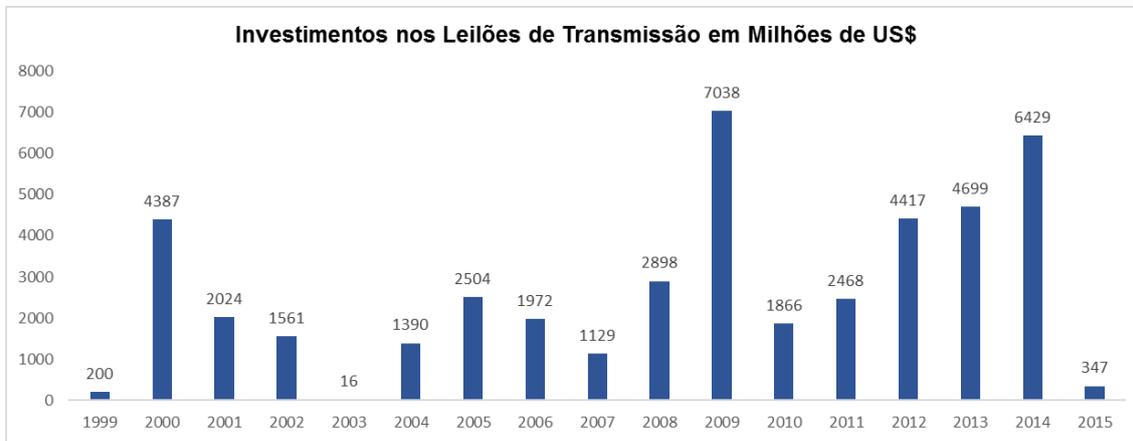


FIGURA 2 – Investimentos Anuais para os Projetos de Transmissão

O risco de crédito dos contratos de transmissão é fortemente atenuado, dado que todos os usuários (geradores, distribuidores e consumidores livres) assinaram Contratos de Uso de Transmissão (CUST), para suportar as receitas de todos os contratos dos transmissores. O risco é sistêmico, o que aumenta a confiança do credor, reduzindo os custos de financiamento.

Atualmente, considerando a redução da capacidade de crédito do BNDES estima-se que a dificuldade de financiamento será uma das principais barreiras para a expansão do setor elétrico. Nesse sentido, a busca de estratégias e ferramentas para financiar a expansão do setor com base em experiências nacionais existentes em outros setores industriais e em experiências internacionais, que sejam aderentes com a regulação e com as práticas comerciais deste setor pode ser de grande contribuição.

Com o passar do tempo, a confiança na fórmula de leilões de transmissão aumentou e a concorrência por novas concessões foi intensificada. Como resultado, os deságios na RAP com relação aos limites máximos iniciais definidos pela ANEEL se ajustaram para valores mais consentâneos com o mercado.

A Figura 3 mostra uma evolução do deságio médio dos leilões, desde 1999 até 2015. Inicialmente o deságio era baixo devido ao baixo número de concorrentes e reduzida presença de investidores nacionais privados. Com o tempo, investidores privados, nacionais e estrangeiros, vieram para a arena de leilões de transmissão, e a concorrência melhorou continuamente com deságios mais elevados.

A Figura 4 mostra a evolução da participação dos investidores em cada novo leilão de transmissão por ano. A participação média de investidores é de 46% para as concessionárias estatais, 21% para os investidores privados nacionais e 33% para os investidores estrangeiros.

A Figura 5 mostra o aumento da receita anual de transmissão aprovada pela ANEEL. O aumento real das receitas é puxado pelas expansões da rede. Como pode ser visto, os novos circuitos recuperam a capacidade do sistema, enquanto também aumentam o custo de transmissão para os clientes finais. O impacto tarifário é amortecido pelo aumento da demanda no SEB.

A redução da receita total no ciclo 2012/2013 na Figura 5 foi devida a uma nova regulamentação do governo federal, a Medida Provisória 579 de 2012, convertida na Lei 12.783/13, na qual concessões antigas poderiam ser renovadas antecipadamente pelas próprias concessionárias, se as mesmas aceitassem reduções em torno de 50% sobre a receita e mais um ressarcimento pelo valor contábil residual dos ativos depreciados. De acordo com este regulamento, os ativos existentes até 2000 foram considerados depreciados e os novos investimentos realizados após 2000 serão reembolsados através das tarifas de transmissão, com adição na RAP de 64 bilhões de reais, a serem pagos em oito anos a partir de 2017. A pergunta que se faz é não teria sido melhor manter a receita na renovação e deixar a depreciação no âmbito do negócio de transmissão? A resposta é sim.

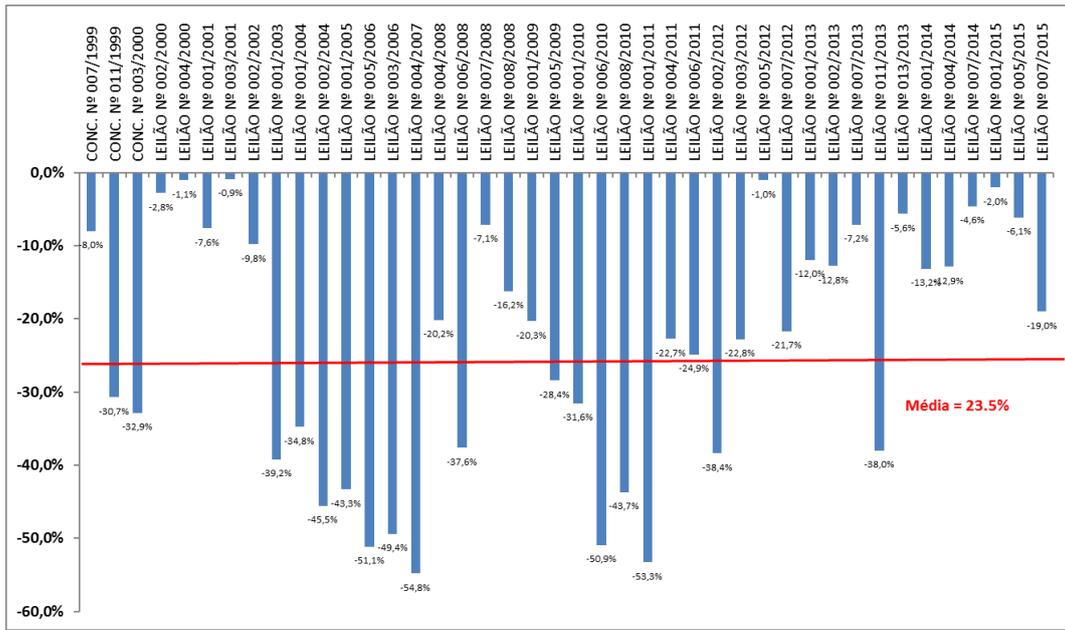


FIGURA 3 – Deságio Médio dos Leilões de energia – Fonte: ANEEL

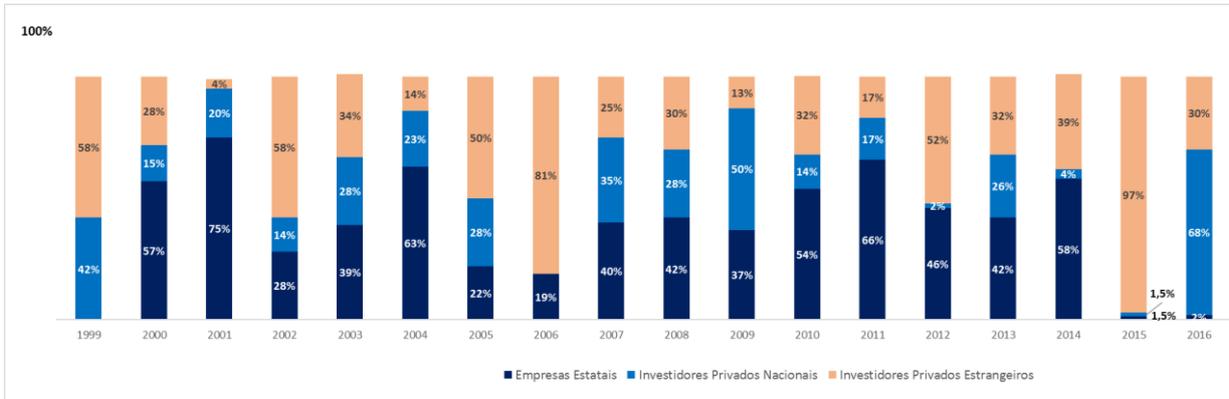


FIGURA 4 – Participação Pública e Privada nos Leilões de Transmissão de Energia

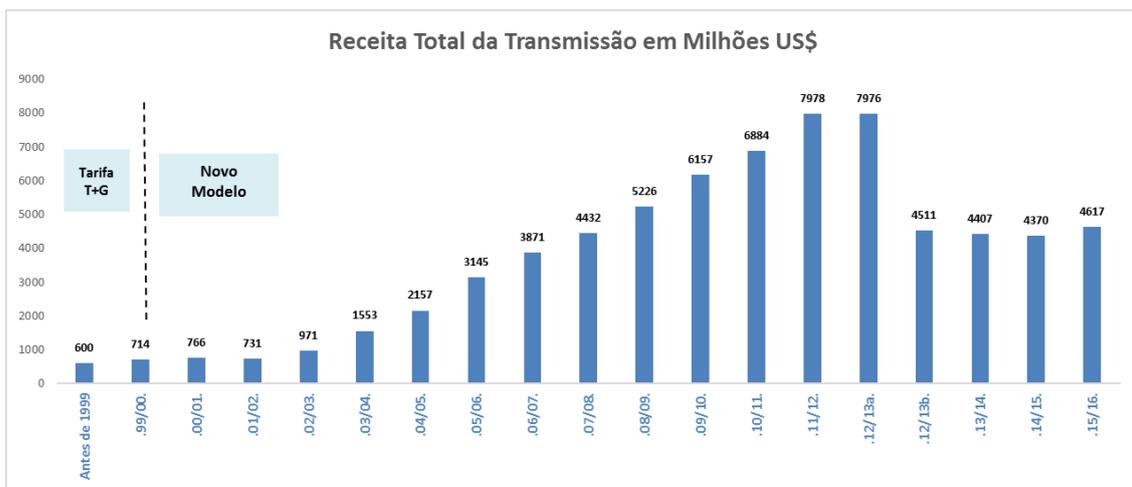


FIGURA 5 – Histórico de Receita da Transmissão (RAP)

3.0 - TARIFAS DE USO DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO (TUST)

O SIN é composto por uma série de ativos de transmissão pertencentes a vários proprietários, empresas de transmissão, desagregadas ou não, que constitui a principal rede de transporte de energia do país. A administração dos serviços de transmissão é realizada pelo ONS. As transmissoras celebram Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST) com o ONS, onde se inclui uma série de procedimentos a serem seguidos por ambos. Por outro lado, cada um dos usuários do SIN assinam o contrato de uso do sistema de transmissão (CUST) com o ONS, onde se incluem uma série de normas, o volume contratado (MUST) e a subordinação do pagamento conforme as tarifas de transmissão (TUST) calculadas periodicamente pela ANEEL.

O principal objetivo da TUST é ratear os custos devidos aos investimentos e O&M realizados pelas empresas de transmissão na Rede Básica, remunerados pela Receita Anual Permitida (RAP). A metodologia da tarifa de transmissão define as tarifas TUST para cada usuário, produtor ou consumidor de acordo com seu ponto de conexão com o SIN. O cálculo do TUST baseia-se numa simulação do Programa Nodal, que é um modelo computacional que calcula os sinais econômicos a serem aplicados conforme a localização da geração e carga e também às condições de carga da rede elétrica, considerando ainda um fator de compartilhamento de 50% para geração e 50% para as cargas da RAP total das concessionárias de transmissão.

4.0 - DESAFIOS ATUAIS PARA O SISTEMA DE TRANSMISSÃO

O sistema de transmissão brasileiro apresentou crescimento significativo nos últimos 18 anos, com um incremento de linhas de transmissão acima de 230 kV de mais de 77 mil km demonstrando o resultado de investimentos maciços nesse setor a fim de assegurar um abastecimento de eletricidade seguro ao país. Em relação à esse aumento, 9.496 quilômetros, ou 12%, foram devidos à implantação dos dois bipolos do sistema de transmissão associados às usinas de Santo Antônio e Jirau no Rio Madeira, uma das recentes explorações associadas à Bacia Amazônica.

A implementação dos dois bipolos da Madeira em 2013 foi um primeiro resultado dos estudos brasileiros de planejamento da expansão que indicou a exploração da energia hidroelétrica nos rios do Amazonas como a principal alternativa à expansão da geração de energia elétrica no país. Os grandes projetos de geração planejados são as explorações do Rio Madeira, com a construção das usinas de Jirau e Santo Antonio, no Rio Xingu, com a construção da usina de Belo Monte e outras explorações no rio Tapajós, cada um deles com capacidade instalada de mais de 6.000 MW. A energia gerada nas explorações amazônicas deveria ocorrer por meio de troncos de transmissão com mais de 2.000 km.

Estudos de planejamento comparando o desempenho técnico e econômico de alternativas de transmissão em corrente alternada (AC) ou corrente contínua (DC) para a transmissão destes blocos de energia (acima de 6.000 MW), considerando distâncias superiores à 1.500 km, indicam que a implantação de links DC é uma alternativa mais atraente. Portanto, já temos os seguintes troncos de transmissão em operação, em construção ou planejados:

- O sistema de transmissão da Madeira, constituído por dois bipolos de corrente contínua, com tensão de ± 600 kV e potência de 3.150 MW cada e distâncias de 2.366 km e 2.382 km, já em operação;
- Sistema de transmissão de Belo Monte, composto por dois bipolos de corrente contínua, com tensão de ± 800 kV e potência de 4.000 MW cada e distâncias de 2.140 km e 2.439 km, ambos em construção;
- Reforço nas interligações N - S e NE - SE, composto por dois bipolos de corrente contínua, com tensão de ± 800 kV e potência de 4.000 MW cada e distâncias de 1.460 MW e 1.940 MW, ambos já planejados, mas ainda não iniciados.

Além desses links, a EPE está desenvolvendo os estudos de planejamento do sistema de transmissão associados à exploração do rio Tapajós, que provavelmente será composto por ligações DC.

Como resultado da tendência de uso de ligações de corrente contínua associadas às explorações hidroelétricas da região amazônica, deve haver em um horizonte de 5 a 8 anos a existência de 10 ligações de corrente contínua de alta tensão - HVDC (*High-voltage Direct Current*) - integradas ao SIN, com todas as subestações de inversores concentradas na região sudeste do Brasil. Esta nova configuração do SIN é suscetível de trazer muitos desafios ao ONS, principalmente no que diz respeito aos aspectos "*multi-infeed*" de transmissão em larga escala entre mais de duas estações conversoras

5.0 - DESAFIOS ATUAIS PARA O MODELO DE EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

Conforme demonstrado na Tabela 1, a rede elétrica tem aumentado de forma intensiva, com um crescimento exponencial de novos projetos de transmissão. No período de 2004 a 2014, a taxa de crescimento do sistema de transmissão (4,06%) superou a taxa de crescimento da demanda de eletricidade (2,6%). As principais razões para isso são a necessidade de geração de transmissão longe dos centros de carga (por exemplo, para transmitir energia

de usinas hidrelétricas na região amazônica e de usinas eólicas na região nordeste do Brasil para os principais centros de carga), a integração das regiões do país e a melhoria do desempenho do sistema de transmissão.

O sucesso do modelo da expansão da transmissão do SEB pode ser evidenciado pela atração de investimentos privados nacionais e estrangeiros, como apresentado na Figura 4. Entretanto, este modelo também enfrenta desafios tais como atrasos na entrega dos projetos por razões relativas à complexidade na obtenção de licenciamentos ambientais, dentre outros aspectos.

A partir de 2010 principalmente, a expansão da transmissão vem ocorrendo de forma dissociada de expansão de geração, incorrendo em um defasamento entre as datas de entrada em operação de projetos de geração e transmissão. As causas mais frequentes deste defasamento estão relacionadas aos direitos de uso da terra e ao licenciamento socioambiental na aquisição de novas linhas de transmissão e subestações. O processo de obtenção de licenciamento envolve diversas esferas de órgãos de licenciamento, de nível nacional à municipal, com pouca ou nenhuma coordenação entre eles, afetando o tempo necessário para a obtenção do licenciamento ambiental, para a realização das licitações de leilões, incorrendo em atrasos na implementação do projeto.

O contrato de concessão e a legislação estabelecem intervenções quanto ao desempenho para as empresas de transmissão, o que inclui aplicação de penalidades em caso de atraso na implantação e na entrada da operação comercial. A incerteza nos custos e no período de obtenção do licenciamento e no atendimento dos prazos de obras entre outras razões, vem expondo as empresas de transmissão a riscos financeiros em caso de atraso.

Conforme pode ser evidenciado na Tabela 1, desde 2010, o número de lotes que não obtiveram a presença de licitantes, aumentou devido à falta de interessados. As dificuldades de implantação, combinado com o valor teto e a retorno aprovados para os projetos pelo governo, ou seja os riscos, fez com que os investidores se retraiam e mostrassem um menor interesse nos leilões de transmissão. Além disso, as condições macroeconômicas atuais no Brasil não são mais tão atrativas para os investimentos devido à retirada da fonte de financiamento.

Em abril de 2017, conforme informação disponibilizada no site da ANEEL, cerca de 65% dos projetos de transmissão (217) em andamento estão atrasados, com um atraso médio de 1100 dias. Para mitigar este problema a ANEEL alterou o tempo médio especificado nos leilões, assumindo tempos mais realistas para o licenciamento e a construção dos projetos de transmissão, conforme apresentado na Figura 5.

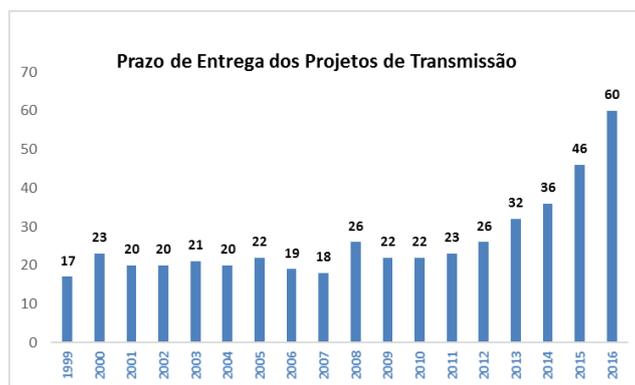


FIGURA 5 – Histórico do Prazo de Entrega dos Projetos de Transmissão (em meses)

Atualmente os projetos em andamento estão sob a responsabilidade de dez empresas de transmissão no país. A necessidade de investimentos em transmissão está aumentando, sem que tenha se observado aumento proporcional no número de empresas no mercado.

5.1 SUGESTÕES PARA APRIMORAMENTO

Para lidar com o cenário atual do país, estão sendo discutidas várias medidas para melhorar o modelo de expansão da transmissão, dentre elas destaca-se:

- Definição das novas obras e reforços na transmissão, a serem leiloadas, com maior antecedência;
- Avaliação dos custos reais integrados de geração e transmissão na seleção de projetos, visando uma seleção integrada dos melhores projetos para licitação;
- Integração de leilões para projetos de geração e transmissão, o que inclui uma condução paralela das licitações, ou até mesmo a atribuição de alguns projetos de transmissão sob responsabilidades da geração;
- Discussão de alternativas para reduzir a complexidade do licenciamento ambiental;
- Melhorias na coordenação dos vários organismos de licenciamento com o estabelecimento de procedimentos de tempo de resposta;
- Reforço do papel do Estado e melhorias nos direitos de uso da terra e no licenciamento socioambiental, a fim de mitigar os atrasos e aumentar a atratividade das concessões de transmissão;

- Aquisição de licenciamento prévio pelas instituições governamentais antes dos leilões de transmissão pode auxiliar os investidores a estimar os esforços na fase de implantação;
- Aumento dos prazos de execução dos projetos (até 60 meses);
- Incentivo à antecipação do projeto prevista no contrato de concessão;
- Incentivar maior flexibilidade permitindo a entrada parcial da carteira de projetos no mesmo contrato, com apropriação de receita associada, proporcional a RAP;
- Melhor definição dos riscos contratuais de concessão;
- Atualização no banco de preços (custos ambientais, terrenos e equipamentos especiais) da ANEEL de forma que a receita teto seja calculada de forma justa e atualizada;
- Melhorias na definição do valor teto da RAP e do custo médio ponderado do capital (WACC regulatório) nos leilões;
- Avaliação de outras alternativas de financiamento, além do BNDES, que possam incorporar riscos cambiais e prazo diferenciados;
- Melhoria da regulamentação existente, com foco na qualidade, eficiência operacional e disponibilidade do serviço de transmissão, com penalidades mais justas;
- Gerenciamento da operação e manutenção realizadas pelas concessionárias na prestação de serviços de transmissão; Maior controle do desempenho técnico durante a prestação do serviço de transmissão (períodos de operação e manutenção).

6.0 - CONCLUSÃO

Os leilões de transmissão foram implementados no Brasil após a reestruturação do setor de energia. O planejamento da expansão da transmissão é centralizado e determinado pelas instituições governamentais (MME e EPE), com implementação descentralizada por meio de leilões de concessão de transmissão. Os efeitos positivos foram evidenciados pela atração de investimentos privados nacionais e estrangeiros. Nos últimos dezessete anos, a capacidade do Sistema Interligado Nacional duplicou. Leilões e novos reforços aumentaram as margens de segurança do sistema, proporcionando maior capacidade de intercâmbio para otimizar o despacho hidrotérmico e ampliar a confiabilidade dos principais centros de carga. Embora este modelo tenha tido grande sucesso, recentemente tem enfrentado alguns desafios no atual contexto do Brasil. A discussão de várias propostas de aprimoramento está em curso no país visando constituir condições que assegurem a disponibilidade de linhas e sistemas de transmissão no tempo adequado e com a qualidade necessária para o suprimento de energia elétrica, bem como a continuidade da participação do capital privado, com redução da incerteza do licenciamento social e ambiental, assim como oferecendo meios e fontes de financiamento direcionados e adequados para a expansão da infraestrutura. Somente através de abordagem abrangente e multidisciplinar, com a participação de todos, ou seja governo, formuladores de planos e políticas, regulador, agentes, instituições financeiras nacionais, internacionais e multilaterais, órgãos ambientais e sociedade, sintonizados com as metas do país, e com a solução para os atuais problemas do setor elétrico brasileiro podem produzir o aprimoramento do modelo que vem sendo utilizado com sucesso no país..

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) A. Castro, A. Perlingeiro, J. C.O. Mello - "*An overview of the transmission concessions auctions – statistical analysis of bids and results*", Paper C5-301, 2006 Cigré Session.
- (2) R.S.Ferreira, H.Rudnik and L.Barroso – "*The expansion of Transmission*"- IEEE power and energy magazine – July/August 2016.
- (3) F. Regairaz , M.R. Hesamzadeh, Y. Tohidi, A. Keech, A. Di Caprio,A. Balkwill, J. Doherty, S. Lewis, J. Owen, P. Hynes,F-P. Hansen, J. Gilmore, J. C. O. Mello, E. M. A. Neves, Dalton O. C. Brasil – "*Market price signals and regulatory frameworks for coordination of transmission investments*" – Technical Brochure - CIGRE Work Group C5-18.

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

João Carlos de Oliveira Mello é Doutor em Engenharia Elétrica pela PUC/RJ, Presidente da Thymos Energia e coordenador do Grupo C5 do Cigré.

Evelina Neves – É Mestre em Engenharia Elétrica e Doutora em Física Computacional pela Universidade de São Paulo, e possui MBA em Regulação de Mercados pela Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas (FIPE) e Consultora Sênior na Thymos Energia.

Dalton de Oliveira Camponês do Brasil é Mestre em Engenharia Elétrica, Assessor Técnico da Diretoria de Administração da Transmissão do ONS e coordenador do Comitê de Estudos C4 do Cigré Brasil.

Thais é doutoranda na Universidade de São Paulo e Diretora Executiva da Thymos Energia.

Eduardo Nery é atualmente diretor e CEO da Energy Choice Consultoria e Negócios.