



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

FI/GEC/19  
18 a 21 de Outubro de 2015  
Foz do Iguaçu - PR

**GRUPO - XVI**

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

**LEILÕES DE TRANSMISSÃO: UMA AVALIAÇÃO DE SUA RENTABILIDADE DO PONTO DE VISTA DO  
EMPREENDEDOR**

**Carlos Diego do Valle Pedroso(\*)**  
COPEL

**Rodrigo Féder Paraná**  
COPEL

**Mauro José Bubniak**  
COPEL

**Gustavo Elysio Namizaki**  
COPEL

**Andrea Vezzaro**  
COPEL

**RESUMO**

O presente estudo tem como objetivo analisar o comportamento estratégico das transmissoras participantes dos leilões de transmissão de energia, avaliando a atratividade do negócio e o grande número de lotes vazios, observados entre 2013 e 2014. Os leilões de transmissão assumiram importante papel na reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), aumentando a concorrência entre as transmissoras, incentivando a participação de investidores e, de certa forma, contribuindo com a modicidade tarifária. Entretanto, o cenário tem sido alterado com certames marcados por pouca concorrência e grande número de empreendimentos sem interessados. Neste artigo, foram analisados os fatores determinantes para a quantidade de lotes vazios em leilões nos últimos dois anos.

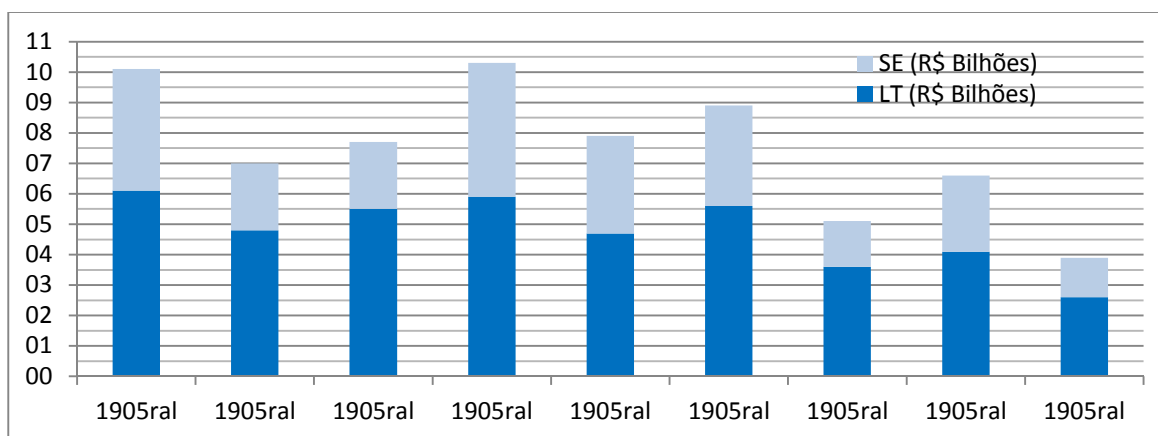
Palavras-chave: Transmissão de energia elétrica. Leilões. Comportamento estratégico.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

Várias mudanças ocorreram no setor elétrico brasileiro desde a década de 90, quando o país tinha elevado déficit de energia e baixos investimentos por parte do governo. Com o intuito de viabilizar um mercado mais competitivo de energia, melhorar a qualidade de serviço e ampliar o sistema elétrico nacional, o governo brasileiro optou por incentivar privatizações e maiores investimentos oriundos do exterior. Agora, uma vez transferida a responsabilidade de investir às empresas prestadoras de serviço (transmissoras), cabe ao governo federal atrair, fiscalizar e regulamentar a transmissão de energia elétrica no país.

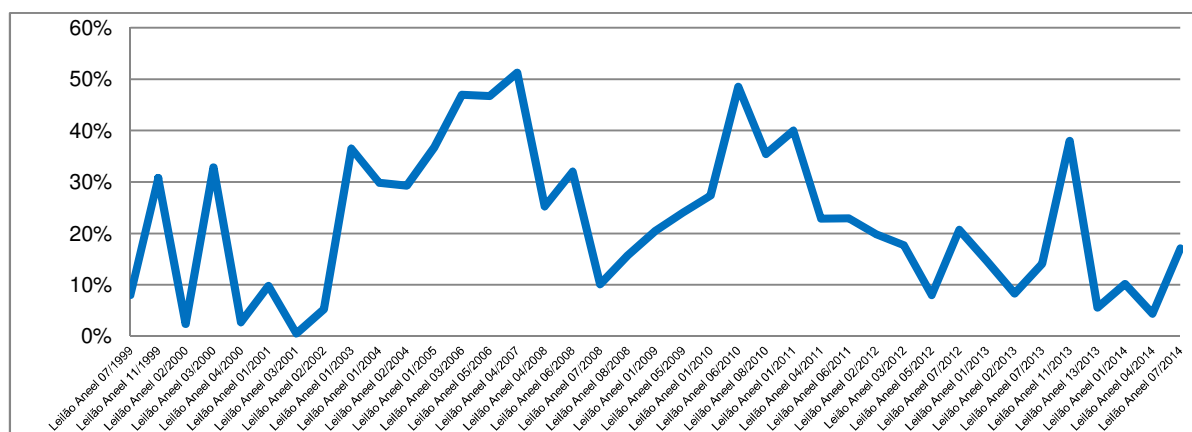
O segmento de transmissão, como se sabe, é responsável por interligar geradoras, distribuidoras e consumidores. Fato é que, no sistema elétrico brasileiro as usinas hidrelétricas são as principais fontes geradoras de energia que, em maior número, situam-se longe dos centros de consumo. Por isso a necessidade crescente de novas linhas de transmissão, com alta eficiência técnica para que o Sistema Interligado Nacional (SIN) seja bem aproveitado [1].

Desde 1999, a forma de comercialização do serviço de transmissão de energia é realizada mediante leilões, promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, na BM&FBOVESPA. Os leilões ocorrem quando o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) - supervisionadas pelo Ministério de Minas e Energia (MME) -, por meio da Consolidação de Obras de Transmissão, sinalizam a necessidade de instalação de novas subestações ou linhas de transmissão do SIN. A remuneração se dá pela Receita Anual Permitida (RAP), que corresponde ao pagamento procedido às concessionárias de transmissão pela disponibilização de suas instalações integrantes da Rede Básica para prestação do serviço de transmissão de energia elétrica [2]. O gráfico da Figura 1 indica os investimentos previstos para transmissão até o ano de 2023.

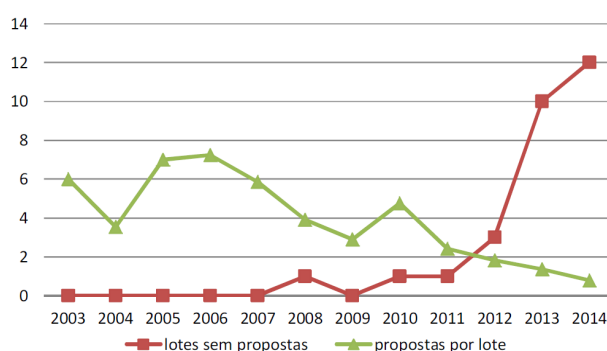


**Figura 1 – SIN – Estimativa dos investimentos em instalações de transmissão, por ano [3].**

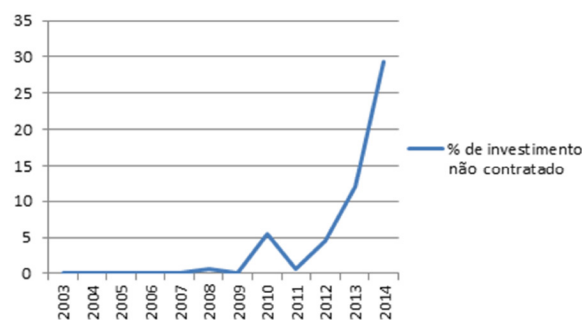
Para cada lote do leilão, a ANEEL estabelece uma receita teto de concessão (valor máximo que a transmissora pode ofertar). Assim, são garantidos os direitos de concessão para construir, operar e manter o empreendimento à transmissora que oferecer a menor RAP no certame, ou seja, o maior deságio em relação ao preço teto. O mais recente leilão de transmissão analisado, realizado em janeiro de 2015, foi marcado por deságio médio de 17,05%. Já o maior deságio da história dos leilões de transmissão aconteceu em 2006, quando a Isolux Ingenieria adquiriu um lote com um deságio de 59,45%[4]. Os valores da relação entre RAP e investimento decresceram de 20% a 12%, no período de 1999 a 2014. Na Figura 2, está demonstrado o deságio médio anual aplicado nos leilões de transmissão da ANEEL nesse período.



**Figura 2 – Deságio médio dos leilões de transmissão entre 1999 e 2014 (em %).**



**Figura 3 – Comparativo entre propostas por lote e lotes sem propostas. Fonte: [5]**



**Figura 4 – Evolução do percentual do investimento sem proposta em leilões de transmissão. Fonte: [5]**

As Figuras 3 e 4 mostram claramente o desinteresse do mercado por investimentos em novos empreendimentos de transmissão. A partir de 2012 houve uma significativa redução de interessados por lote e um aumento expressivo de lotes sem propostas. A ausência de interessados vem postergando investimentos em um conjunto significativo de obras de transmissão, o que pode implicar atraso na entrada em operação de usinas e dificuldades no

atendimento às distribuidoras, além da manutenção de restrições na transmissão de energia no sistema interligado – SIN.

Segundo estudos da EPE, haverá necessidade de leiloar lotes equivalentes a R\$10 bilhões no ano de 2015. Com o anúncio de grandes *players* do mercado de transmissão, já indicando ausência nos próximos leilões por força de problemas financeiros, torna-se conveniente elaborar um estudo atual sobre a rentabilidade de leilões de transmissão, bem como compreender as razões do grande número de lotes sem propostas dos últimos certames realizados pela ANEEL.

## 2.0 - RECEITAS E INVESTIMENTOS

### 2.1 Receitas

A principal fonte de renda para os agentes de transmissão pela disponibilidade de suas instalações integrantes da Rede Básica ou demais instalações de transmissão é a receita anual permitida pela prestação do serviço público (RAP). Em geral, o período da concessão é de trinta anos. O recebimento dos recursos oriundos da receita de transmissão inicia-se após a energização do empreendimento, recebimento do termo de liberação emitido pelo ONS e emissão de ofício da ANEEL determinando a data de entrada em operação. Os contratos para concessão têm a RAP atualizada anualmente por meio do Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) e por revisões tarifárias a cada cinco anos, nos termos do contrato de concessão estabelecido pela ANEEL. Dessa forma, a concessionária é remunerada para manter em funcionamento a linha que construiu e não pela energia transportada. A receita não sofre alterações, ainda que os equipamentos permaneçam ociosos na maior parte do tempo [3].

Para cada ano, a ANEEL aprova uma resolução normativa que estabelece a estrutura ótima de capital e o custo de capital a serem utilizados no cálculo das receitas teto (RAP máxima) para os leilões de transmissão que serão realizados no decorrer do ano. No leilão ANEEL nº 07/2014, realizado em janeiro de 2015, a estrutura ótima de capital prevista era de 40,94% de capital próprio e 59,06% de capital de terceiros nos empreendimentos (em média de todos os lotes ofertados) [6]. Já a análise sobre o custo de captação que envolve risco-país, taxas de inflação e risco do negócio levou a um custo médio ponderado de capital (WACC) real antes impostos de 6,21%. Depois de impostos, esse WACC diminuiu para 5,54% [7].

Para garantir a qualidade do serviço, a ANEEL prevê a penalidade de abatimento da RAP em caso de eventuais indisponibilidades da transmissão de energia por problemas em equipamentos, curto-circuitos, rompimento de cabos ou até mesmo queda de estruturas. Esse desconto é conhecido como Parcela Variável (PV). A concessionária de transmissão tem liberdade para elaborar os projetos e construir a linha de transmissão, porém, é responsável pela transmissão de energia até o final do prazo da concessão definida em contrato [8].

Para os leilões de transmissão, a ANEEL disponibiliza os seguintes parâmetros para definição da RAP máxima (Tabela 1), cujos valores variam de acordo com o empreendimento. A Agência utiliza o método do fluxo de caixa descontado, considerando como fluxos de caixa a série de recebimentos anuais que amortiza os investimentos a um custo de oportunidade de capital (rentabilidade) definido previamente pelo regulador. Esses mesmos parâmetros constituem a base para a Revisão Tarifária Periódica prevista nos contratos de concessão [9]. Caso haja mudança nos custos da concessionária, como alteração do objeto (por exemplo a alteração de um trecho de linha de transmissão em circuito simples para circuito duplo), a transmissora pode requisitar junto a ANEEL a autorização para a implantação das modificações ou ampliações, tendo o direito a uma RAP adicional (com receita prévia informada pela Agência) [10].

**Tabela 1 – Exemplo de critérios para definição de RAP máxima para leilões de Transmissão/ANEEL [6].**

Parâmetros	Índices	Status para revisão periódica
Estrutura de Capital Próprio	40,94%	Fixos para as revisões conforme previsto no CONTRATO DE CONCESSÃO
Estrutura de Capital de Terceiros	59,06%	
Custo Real de Capital Próprio (a.a.)	10,45%	
Operação e Manutenção	1,80%	Atualizados nas revisões periódicas nos termos do CONTRATO DE CONCESSÃO
Custo Real de Capital de Terceiros (a.a.)	3,31%	
TJLP	6,03%	
IPCA	5,53%	
TRM	0,00%	Fixos para as revisões conforme previsto no CONTRATO DE CONCESSÃO
Spread s1	3,00%	
Spread s 2	0,00%	
Constante $\alpha$	1,00%	
Taxa Média Anual de Depreciação	3,24%	

## 2.2 Investimentos

### 2.2.1. Análise de fluxo de caixa e empréstimos financeiros

A análise do fluxo de caixa é de extrema importância para grandes investimentos de capital. Através dele é possível determinar o valor final do investimento, juros e impostos envolvidos ao longo da duração da concessão. Identificar as entradas e saídas de caixa estimadas para um determinado projeto constitui-se em premissa fundamental para a decisão de investir, bem como para uma gestão financeira eficiente da empresa [11].

Com o intuito de aumentar a geração de valor para o acionista, é possível alavancar um projeto com o uso de capital de terceiros. Como exemplo de captação de recursos utilizados habitualmente, destacam-se o *project finance* e o *corporate finance*. A primeira modalidade, o *project finance*, pode ser usada por consórcios e SPes cujos sócios passam a ter menos obrigações quanto às garantias para o financiamento. Nesse caso, o próprio fluxo de caixa futuro do empreendimento entra como garantia ao empréstimo. Em se tratando de um setor regulado, como o de energia elétrica, fica mais previsível o padrão dos recebíveis futuros. O emprestador pode exigir, na ocasião da avaliação do crédito, que o projeto tenha um fluxo de caixa mínimo para pagar o serviço da dívida – Índice de Cobertura sobre o Serviço da Dívida, ICSD. O fluxo de caixa operacional do empreendimento precisa ser superior em 30% ao pagamento de juros e principal e os custos de operação e manutenção, ou seja ICSD de 1,3. Já, na segunda modalidade, o *corporate finance*, os sócios que pleiteiam os recursos devem apresentar um patrimônio mínimo como garantia. Normalmente, os projetos de transmissão são concebidos como *corporate finance*, e posteriormente migrados para o *project finance*. Isso se deve ao fato de que as transmissoras iniciam o recebimento da RAP somente após a entrada em operação do empreendimento. Portanto, as companhias investidoras normalmente precisam dar garantias aos empréstimos com patrimônio próprio.

O apoio do BNDES a projetos estruturados via *project finance* iniciou-se pelo segmento de transmissão e já se difundiu pelas atividades de geração. Todos os projetos de transmissão têm sido estruturados nessa modalidade ou através da linha de Financiamento a Empreendimentos - Finem. Para obter o empréstimo, os investidores devem ter capacidade mínima de financiamento e situação de liquidez suficiente para pagamento da dívida. Após apresentação da licença ambiental de instalação, o BNDES financia à concessionária boa parte do empreendimento para pagamento em até 14 anos, após o prazo de carência. O custo é a Taxa de Juros a Longo Prazo (TJLP), que representa cerca de 5,5%, mais um *spread* de risco de acordo com o perfil da pleiteante. O montante total a ser captado deve ser restrito de modo que o serviço de sua dívida não prejudique o fluxo de caixa e o ICSD não seja inferior a 1,3. Sobre o *spread* de risco, para o segmento de linhas de transmissão, o BNDES cobra uma taxa de remuneração mínima de 1% e mais um percentual adicional conforme o risco de crédito do cliente, avaliado pelo seu balanço patrimonial. Para o ano de 2015, a participação máxima do BNDES nos empreendimentos de transmissão foi diminuída de 70% para 50% dos itens financiáveis.

A captação de recursos, além de realizada junto ao BNDES, e no caso de folga no fluxo de caixa do empreendimento que não comprometa o ICSD, pode se dar por meio de debêntures. Essa modalidade trata da emissão de papéis para captação de recursos e prevê pagamentos variados do serviço da dívida. Existe ainda a modalidade de pagamentos semestrais de juros por um período contratado e o pagamento do principal ao final do contrato. Também há o incentivo do próprio BNDES para as debêntures de infraestrutura. Regulamentada pela Lei 12.431, de 2011, as debêntures de infraestrutura permitem incentivos tributários aos investidores estrangeiros e pessoas físicas, que são isentos de Imposto de Renda nos ganhos de capital com esses papéis [18]. Nesse caso, a amortização pode ser customizada de acordo com o perfil do fluxo de caixa do empreendimento, mas sempre mantendo a regra de garantir um ICSD mínimo, sendo de 1,2 quando há emissão de debêntures de infraestrutura. O custo das debêntures gira em torno do CDI + *spread* ou IPCA + *spread*. O *spread* depende de fatores como: o *rating* da empresa, o prazo de pagamento de juros e amortização, garantias e o próprio risco do projeto. É um custo relativamente alto nem sempre aumenta significativamente a taxa interna de retorno do acionista. Todavia, com um cenário de SELIC em alta, esses custos podem aumentar ainda mais.

### 2.2.2. Tributos e encargos regulatórios

Caso a receita bruta anual - RAP não ultrapasse o limite de R\$ 78 milhões, há possibilidade de adoção do regime de tributação federal do lucro presumido, que é uma forma simplificada de cálculo e apropriação de tributos. Para verificação de impostos na análise de investimento em transmissão no Brasil, podem ser adotados pelo modelo os valores determinados na legislação vigente ou nos contratos de concessão, de acordo com o sistema de tributação indicado na Tabela 2:

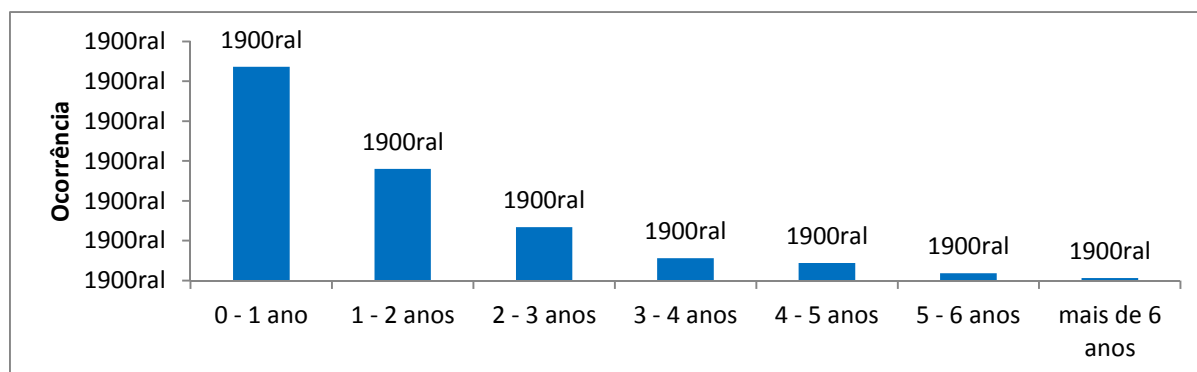
Tabela 2 – Tributos e encargos para investimentos de linhas de transmissão [16]

SISTEMA DE TRIBUTAÇÃO		
TRIBUTO	LUCRO REAL	LUCRO PRESUMIDO
	RAP > R\$ 78MI	RAP < R\$78 MI
PIS	1,65% RAP	0,65% RAP
COFINS	7,6% RAP	3,0% RAP
IR	15% do lucro real + 10% quando o superou R\$240.000,00	15% do lucro presumido (8% RAP)+ 10% desse quando superou R\$240.000,00
CSLL	9% sobre o lucro real	9% sobre 12% do lucro presumido
TFSEE	0,4% receita bruta (RAP)	
P&D	1% receita líquida (RAP reduzida de PIS, COFINS)	
PIS: Programa de Integração Social COFINS: Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social IR: Imposto de Renda		
CSLL: Contribuição Social sobre Lucro Líquido TFSEE: Taxa de Fiscalização do Serviço de Energia Elétrica P&D: Pesquisa e Desenvolvimento		

### 3.0 - RISCOS E MOTIVOS DE LOTES VAZIOS NOS ÚLTIMOS LEILÕES DE TRANSMISSÃO

Tendo em vista o resultado de baixo retorno financeiro somado ao atraso na entrada de operação de vários empreendimentos de transmissão, houve expressiva redução na remuneração das concessões, chegando-se a taxas de retornos muito pequenas se comparadas a outros setores da economia brasileira. Embora pequenos retornos financeiros contribuam com a busca de soluções inovadoras de engenharia e finanças e com a modicidade tarifária, algumas transmissoras vencedoras não conseguiram assumir o compromisso de concessão com o lucro estimado. Disso decorre a reduzida quantidade de empresas consideradas inaptas pela ANEEL para disputa de empreendimentos em leilões de transmissão.

No leilão de transmissão nº 07/2014, três empresas foram impedidas de participar do certame, devido ao histórico de atrasos em obras nos trinta e seis meses anteriores à data de publicação do Edital, e por terem sofrido, no mesmo período, três ou mais penalidades já transitadas em julgado na esfera administrativa. Na Figura 5 está demonstrada a quantidade de obras de transmissão em atraso, conforme o histórico de desempenho das concessionárias.



**Figura 5** – Atraso em obras de transmissão, considerando autorizações e concessões, conforme histórico de desempenho das Concessionárias de Transmissão [13]

Os atrasos em empreendimentos de transmissão estão, em grande parte, relacionados às questões ambientais. Extensos prazos são necessários para liberação de licenças ambientais, uma vez que os órgãos responsáveis não dispõem de quadro funcional suficiente para sua análise e aprovação. De acordo com as regras do contrato de concessão, a transmissora tem o dever de implantar as instalações, observado o disposto na legislação ambiental, e adotar todas as providências cabíveis junto ao órgão responsável pelo licenciamento, por sua conta e risco. Os Editais de Transmissão prevêm que eventuais atrasos motivados por falta de licenciamento ambiental anulam a incidência de multas mas impedem, por outro lado, o recebimento de receita pela não prestação do serviço [6], o que diminui drasticamente a TIR do negócio.

Alguns órgãos ambientais exigem que a negociação fundiária esteja praticamente concluída para a emissão da licença de instalação (LI). Como a liberação fundiária também é um dos principais motivos de atrasos em obras, a dificuldade em obtenção de licenças é ainda maior. Outra questão é que atrasos motivados pela liberação de faixa de passagem e licenciamento ambiental têm gerado grande quantidade de pleitos de aditivos por parte das contratadas. Ou seja, além da ausência de receita gerada pela indisponibilidade (PV), o valor do investimento torna-se maior devido ao aditivo contratual imposto pela contratada, aumentando ainda mais a “penalidade” para as transmissoras.

Há que se ver ainda que para a liberação dos empréstimos pelo BNDES, a LI do empreendimento deve já ter sido emitida. É uma condição exigida pelo banco. A dificuldade das empresas públicas em obter recursos junto ao BNDES inibe sua participação em leilões. Para empresas públicas, o tempo previsto para obtenção de financiamento é de aproximadamente 15 a 18 meses, conforme seus modelos econômico-financeiros. Em muitos casos, esses prazos não são atendidos, e os financiamentos liberados somente após a entrada em operação do empreendimento. Tendo em vista o disposto na Resolução 2827, de 30.03.2001 [14], relativa ao contingenciamento de crédito ao setor público, no caso de a empresa pública participar sozinha ou como majoritária na Sociedade de Propósito Específico – SPE, necessário se faz solicitar a excepcionalização junto ao Conselho Monetário Nacional – CMN para obtenção de recursos do BNDES. Para tanto, o empreendimento precisa estar inserido no Programa de Aceleração do Crescimento - PAC.

Além disso, os exíguos prazos estabelecidos no edital dos leilões não permitem o estudo aprofundado dos empreendimentos em licitação pelos investidores. As concessionárias geralmente possuem equipes reduzidas e os fornecedores não conseguem atender a todas as solicitações de cotação entre a data de publicação do Edital e a data de realização do leilão (aproximadamente 30 dias). A proximidade entre as datas de realização dos leilões também se revela um problema, já que as empresas públicas precisam firmar pré-contratos antes da realização do certame. Em 2014, por exemplo, o intervalo entre uma licitação e outra foi de apenas cinquenta dias (Leilão n° 04/2014 realizado em 18/Nov/2014 e Leilão n° 07/2014, agendado para o dia 19/Dez/2014, entretanto realizado em 09/Jan/2015).

Em qualquer tipo de participação da empresa vencedora do certame, seja sozinha ou formando consórcios, há custos de gestão e administração (G&A) envolvidos para o gerenciamento do investimento (tanto durante a construção quanto durante a operação). E muitos lotes possuem *joint venture* como vencedores. Nessa forma de participação, há custos ainda maiores da transmissora em G&A do empreendimento, com valores na faixa de 2% a 5% do CAPEX do empreendimento.

Além disso, o banco de preços utilizado pela ANEEL para composição de CAPEX e, consequentemente, a RAP máxima, não reflete a realidade praticada, o que se agrava quando o empreendimento é composto por linhas de transmissão curtas e ampliações de subestações. Tais valores ofertados, por serem baixos, inviabilizam a participação dos empreendedores. Dependendo da região onde se situa o empreendimento e até mesmo da qualidade de acesso de materiais e equipamentos utilizados, o custo de uma linha de transmissão é muito maior. Lembrando que outros fatores também se diferenciam e variam muito de acordo com a região. São exemplo disso, fundações (que dependem do tipo de solo do local), indenização fundiária e alíquotas de ICMS e DIFAL. O custo de G&A, as diferenças regionais, bem como encargos de compartilhamento de instalações, engenharia do proprietário, programas ambientais e custos fundiários devem sempre estar presentes no orçamento e ser atualizados pela Agência para a composição da RAP.

Ainda de acordo com as regras dos Editais, o custo de O&M adotado pela ANEEL é o mesmo para todos os lotes de Edital. Em geral, nos últimos Editais, a porcentagem admitida pela ANEEL variou de 1,8% a 2,0% do valor do investimento. Entretanto, em lotes onde as empresas não possuem sinergia, com grande investimento de subestações (em que o custo de O&M é superior ao de linhas de transmissão) ou em lotes de pequeno investimento, torna-se praticamente impossível obter custo de O&M próximo ou inferior aos percentuais supracitados.

Há o receio de que algumas empresas participem dos certames como EPCistas construtoras e não como investidoras que operarão o empreendimento (EPC do inglês *Engineering, Procurement and Construction*). Houve casos em que algumas empresas já venderam suas concessões após o empreendimento de transmissão ser energizado. Para o lado do comprador, projetos *brownfield* têm apresentado retorno final maior que projetos *greenfield*, e os riscos ainda são muitos menores, uma vez que o empreendimento já se encontra em operação, eliminando hipóteses de atrasos na obra e aditivos contratuais. Ou seja, é mais rentável e mais seguro para as transmissoras investir em um empreendimento já em operação. Como exemplos dos principais negócios de transmissão, citam-se os da Tabela 3. Já na Figura 6, está indicado o número de transferências societárias entre empresas de transmissão entre 2004 e 2014.

**Tabela 3 – Exemplos de transferências societárias ocorridas nos últimos anos.**

Ano	Compradora	Vendedora	Valor	Ativo
2009	Cemig	Terna no Brasil	R\$ 2,33 bilhões	8 SPE's
2010	State Grid	Plena Transmissora espanhóis (Cobra, Elecnor, Isolux e Abengoa)	R\$ 3,1 bilhões	7 SPE's
2011	Taes (Cemig)	50 % União de Transmissoras de Energia Elétrica - UNISA (Abengoa)	R\$ 1,1 bilhão	4 SPE's (50%) e 1 SPE (100%)
2012	Taes (Cemig)	50 % União de Transmissoras de Energia Elétrica - UNISA (Abengoa)	R\$ 863,5 milhões	4 SPE's (50%)
2012	State Grid	Actividades de Construcción y Servicios (ACS)	R\$ 1,8 bilhão	7 SPE's

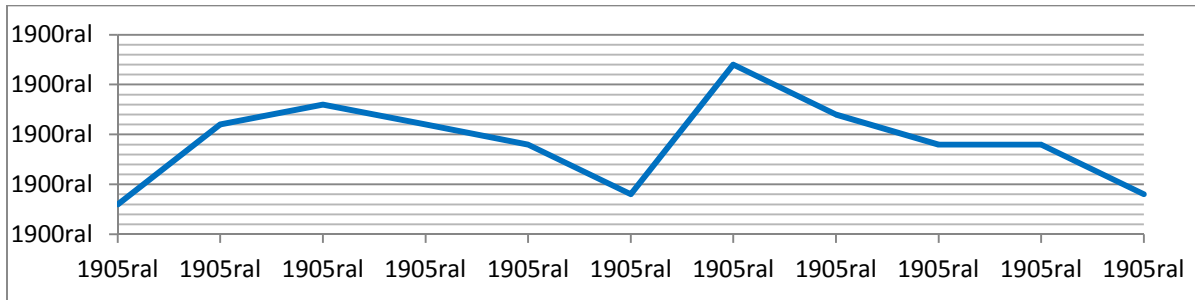


Figura 6 – Número de transferências societárias por ano, entre transmissoras

#### 4.0 - CARACTERÍSTICAS DOS ATUAIS VENCEDORES

A empresa vencedora de um leilão de transmissão é aquela que conseguir realizar um conjunto mais arrojado de investimento reduzido e engenharia financeira. A TIR média observada nos últimos leilões para as empresas vencedoras, em geral, foi de 8%, enquanto que o *payback* das linhas de transmissão, de 12 anos. Várias são as razões desses baixos retornos de investimento ofertados.

O fato de a empresa ser estatal ou o consórcio ter como integrante uma estatal aumenta sua probabilidade de vencer o leilão, graças a sua credibilidade no mercado. Da mesma forma, há vantagens para uma estatal unir-se com uma empresa do ramo privado. Desde que a participação da empresa privada seja superior a 50%, a formação de consórcio facilita a entrada de recursos financeiros e ainda o pleito de empréstimos estrangeiros, o que pode ser vantajoso, dependendo da taxa *libor* e da cotação do dólar durante o pagamento da dívida. Some-se a isso as facilidades para contratação de fornecedores, dispensando-se as exigências da Lei de Licitações 8.666/93 [9] [15].

Como os leilões são disputados tanto por empresas estatais quanto por empresas mistas, diversos são os interesses envolvidos. As questões sociais, como geração de empregos, renda e desenvolvimento da região em que a concessionária se situa, são sempre levadas em conta pelas estatais. Do mesmo modo, a aversão à perda é fator considerado pelas participantes do certame, não só pelas estatais, mas como pelas empresas privadas ou SPE's, principalmente quando chegam ao nível de viva-voz, oferecendo lances maiores nos certames [1]. Isso é comum onde empresas possuem investimentos na região do lote a ser leilado. Um investimento localizado na mesma região de um empreendimento anterior permite a utilização de ativos já presentes e diminui a necessidade de adaptação à tecnologia existente. A permanência e a consolidação da empresa na região onde já possui sinergia, evitam o aumento de concorrência em lotes futuros na mesma região.

Grande parte dos vencedores de leilões é composta por EPC's, cujo objeto da contratação é a entrega do empreendimento pronto. A vantagem de se ter um EPC no grupo é que o valor da construção é apropriado ao financiamento, permitindo um planejamento tributário e financeiro, com retorno seguro e pagamento a longo prazo. A característica principal do EPC são projetos e construções na forma de contrato de *turnkey*, podendo até ser estendida à administração, operação e manutenção [3]. Quando as empresas formam consórcios, a empresa que possui EPC acaba obtendo ainda mais vantagens. O risco e o investimento são divididos entre dois empreendedores (transmissoras) e a empresa que possui EPC também lucra com a construção da obra. A Figura 7 indica a participação de EPC's em grupos vencedores de leilões de transmissão nos últimos anos.

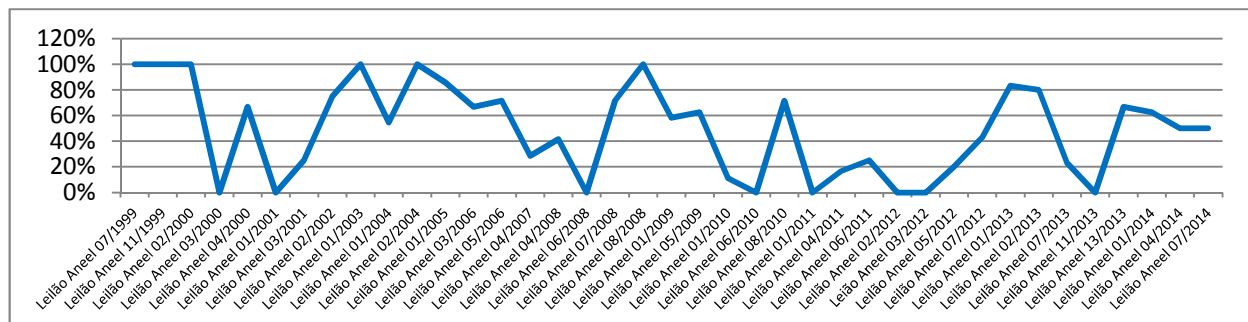


Figura 7 – Participação de EPC's em grupos vencedores de leilões de transmissão. Adaptado de [16].

## 5.0 - CONCLUSÃO

Não fossem os riscos, principalmente sócio-ambientais e de captação financeira, possivelmente não haveria no Brasil outro negócio que se aproximasse tanto da segurança oferecida por um investimento de renda fixa de longo prazo. Entretanto, a perda da receita por atrasos gerados, associada aos resultados das renovações das concessões (Medida Provisória 579/2012 [17]), têm diminuído o número de *players* em leilão, bem como os deságios praticados. A percepção de risco por parte dos investidores atualmente está mais rigorosa, o que leva à previsão de contingências e orçamentos mais conservadores que oneram o projeto.

Essa preocupação torna-se ainda maior pelo fato de as grandes empresas não terem participado dos últimos leilões. Isso demonstra que o segmento de transmissão possivelmente está perdendo competitividade. O risco presente nos empreendimentos é alto. Além disso, o modelo do negócio transmissão não permite que os riscos ambientais sejam elididos (por exemplo com a emissão da Licença Prévia - LP antes do leilão). Assim, o risco deve aparecer em forma de lucratividade para o empreendedor e em forma de aumento de prazo para início da operação do empreendimento. Com lotes mais atrativos, o número de interessados também aumentará, ampliando também a concorrência e contribuindo para maiores descontos do lance vencedor.

A ANEEL, por meio da Audiência Pública nº 008/2015, tem se mostrado interessada em mudar esse panorama. Dentre as medidas propostas pela agência, destaca-se a alteração no fluxo da depreciação, a atualização do custo do capital de terceiros utilizado no modelo econômico-financeiro, a consideração da desalavancagem financeira progressiva do projeto e a mudança de alguns parâmetros de cálculo do capital próprio (por exemplo o beta desalavancado) [5]. De acordo com o citado no próprio documento, a metodologia apresentada teve como objetivo avançar no procedimento de fixação da receita teto dos leilões de transmissão, incorporando a alteração das condições de financiamento do BNDES (máximo de 50% de itens financiáveis) e tornando o cálculo do custo de capital mais coerente com o praticado no mercado de transmissão de energia elétrica.

Ressalte-se que algumas mudanças não propostas nessa Audiência Pública, precisam ser incluídas no modelo adotado pela ANEEL para definição de receita máxima. Como por exemplo, a alteração do procedimento de disponibilização dos recursos do BNDES no início da implantação dos empreendimentos, o que na praxe, não ocorre. Recomenda-se que o modelo considere a entrada dos recursos oriundos do financiamento do BNDES em 18 meses, no mínimo, a partir da assinatura do contrato de concessão, e ainda inclua no fluxo de caixa a previsão de empréstimo-ponte durante o período de construção e dos custos de *hedge* para moedas estrangeiras. Em relação ao praticado conforme o procedimento de liberação de empréstimo do próprio banco, sugere-se uma forma mais equalitária entre todas as empresas (excepcionalidade em relação ao contingenciamento de crédito). Esse procedimento, que leva pelo menos 90 dias, é obrigatório apenas para empresas estatais estaduais.

Como já dito anteriormente, o principal motivo de atrasos em empreendimentos de transmissão está relacionado ao licenciamento ambiental. Não há critérios claros dos órgãos ambientais que balizem os procedimentos para tal licenciamento. Cada órgão tem exigências próprias. E os atrasos na entrada em operação por motivos alheios às questões ambientais e fundiárias (licenciamento e liberação de faixa) não são compensados pela Agência, que cobra PV por indisponibilidade. Sugere-se, então, que se considere a possibilidade de aditivo contratual, compensando financeiramente o investidor em caso de exigências supervenientes dos órgãos ambientais que onerem o empreendimento, em situações não previstas nos anexos do Edital e que também não puderam ser previstas pelo empreendedor.

## 6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) CEZARIO, A.P. Análise de leilões no setor elétrico: energia e transmissão. Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Programa de Pós Graduação em Engenharia de Produção, 2007.
- (2) CARVALHO, R.G. Análise dos resultados dos leilões de transmissão de energia elétrica do Brasil. Dissertação (mestrado). Departamento de Economia. Universidade de Brasília, 2011.
- (3) EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Plano Decenal de Expansão de Energia 2023. Disponível em [http://www.epe.gov.br/PDEE/Relatório Final do PDE2023.pdf](http://www.epe.gov.br/PDEE/Relatório%20Final%20do%20PDE2023.pdf). Acesso em 11 de fevereiro de 2015.
- (4) CANAL ENERGIA. Transmissão: competitividade e desafios. Disponível em <http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Empresas.asp?id=75208>. Acesso em 04 de outubro de 2012.
- (5) ANEEL. Nota Técnica nº 27/2015 SRM-SCT-SGT/ANEEL. 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. Brasília, 2015.
- (6) ANEEL. Edital do Leilão ANEEL n.º 07/2014: Licitação para a contratação de serviço público de transmissão de energia elétrica, incluindo a construção, operação e manutenção das instalações de transmissão da rede básica do sistema interligado nacional. Brasília, 2014.
- (7) ANEEL. Disponível em [http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais\\_transmissao/documentos\\_editais.cfm?IdProgramaEdital=134](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_transmissao/documentos_editais.cfm?IdProgramaEdital=134). Acesso em 08 de março de 2015.
- (8) GOLDMAN, F.L. Leilões da transmissão de energia elétrica no Brasil de 1999 a 2006: Uma avaliação do



aprendizado organizacional de segunda ordem. Dissertação de mestrado. Universidade Federal Fluminense. Niterói, 2008.

(9) ROCHA, K., MOREIRA, A., LIMP, R. Determinantes dos deságios dos leilões de transmissão de energia elétrica no Brasil entre 1999 e 2010. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. Rio de Janeiro, 2012.

(10) CASTRO, N.; BUENO, D.. Análise e Perspectivas do Leilão de Linhas de Transmissão de Energia Elétrica de Novembro de 2006. IFE n. 1.931. Rio de Janeiro, 20 de novembro de 2006 (a).

(11) VOLPATO, P. R. , CAMPOS R. Uma análise de investimento na transmissão de energia elétrica no Brasil. XXVIII Encontro Nacional de Engenharia de Produção. Rio de Janeiro, 2008.

(12) ANEEL. Autorização de reforços em instalações sob responsabilidade de concessionárias de transmissão. Disponível em [http://www.aneel.gov.br/cedoc/aren2012491\\_3.pdf](http://www.aneel.gov.br/cedoc/aren2012491_3.pdf). Acesso em 04 de outubro de 2012.

(13) ANEEL. Comunicado Relevante n.º1. Edital de Leilão 07/2014. Brasília. 2014.

(14) BANCO CENTRAL DO BRASIL. Resolução 2827, de 30.03.2001. Consolida e redefine as regras para o contingenciamento do crédito ao setor público. Brasília. 2001.

(15) HIROTA, H. H. O mercado de concessão de transmissão de energia. Dissertação USP, São Paulo, 2006.

(16) BRANDÃO, R. DE CASTRO, N.J. Competitividade em leilões de transmissão. GESEL. UFRJ. Rio de Janeiro. 2008.

(17) PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. Medida Provisória n.º 579 de 11 de setembro de 2012. [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2011-2014/2012/mpv/579.html](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/mpv/579.html). Acesso em 10 de março de 2015.

(18) EXAME. Disponível em <http://exame.abril.com.br/mercados/noticias/fundo-de-debentures-de-infraestrutura-do-bndes-sai-no-1o-tri-com-r-1-bj>. Acesso em 10 de março de 2015.

## 7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

	<b>Carlos Diego do Valle Pedroso</b> , natural de Londrina/PR, nasceu em 1983, é engenheiro civil formado pela Universidade Estadual de Maringá (2005). Pós-graduado em obras públicas pela Universidade Federal do Paraná (2008). MBA em Liderança e Gestão pela Estação Business School (2012). Mestre em desenvolvimento de tecnologia pelos Institutos Lactec (2015). Funcionário na Companhia Paranaense de Energia (COPEL) desde 2007 onde atuou na área de obras e projetos de transmissão até 2013. Desde 2014 atua na área de desenvolvimento de negócios de transmissão e distribuição da mesma companhia.
	<b>Rodrigo Féder Paraná</b> , natural de Curitiba/PR, nasceu em 1978, é engenheiro eletricista formado pela UTFPR (2004). Mestre em Engenharia Mecânica pela UTFPR (2008). Trabalha na Companhia Paranaense de Energia (COPEL) desde 2007, onde atuou na área de estudos de sistema e planejamento da transmissão até 2013. Desde 2014 atua na área de desenvolvimento de negócios de transmissão e distribuição da mesma companhia.
	<b>Mauro José Bubniak</b> , natural de Curitiba/PR, nasceu em 1967, é engenheiro eletricista formado pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) (1999). Pós-graduado em Comercialização, Planejamento e Operação na Indústria de Energia Elétrica (2002). Trabalha na Companhia Paranaense de Energia (COPEL) desde 1988 onde atuou na área de obras e projetos de transmissão até 2013. Desde 2014 ocupa o cargo de Superintendente de Negócios de Transmissão e e Distribuição da Diretoria de Desenvolvimento de Negócios da COPEL.
	<b>Gustavo Elysio Namizaki</b> , natural de Curitiba/PR, nasceu em 1982, é economista formado pela Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC (2005). Mestre em Economia pela UFSC (2008). MBA em Liderança e Gestão pela Estação Business School (2013). Funcionário na Companhia Paranaense de Energia (COPEL) desde 2008 onde atuou na área de análises econômico-financeiras até 2014. Desde então, atua na auditoria interna da companhia.
	<b>Andrea Vezzaro</b> , natural de Getúlio Vargas/RS, é administradora de empresas formada pela FAE Business School (1993). Pós-graduada em Administração com ênfase em Finanças (2005). MBA em Gestão Corporativa pela Estação Business School (2014). Funcionária da Companhia Paranaense de Energia (COPEL) desde 2010 onde atuou na área de Controle de Participações. Desde 2013 atua na área de Análise de Projetos e Investimentos da empresa.