



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

CB/GEC/05

22 a 25 de outubro de 2017
Curitiba - PR

GRUPO – XVI

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

**ANÁLISE DAS DIVERGÊNCIAS ENTRE AS DATAS PREVISTAS E CONTRATUAIS NO SEGMENTO DE
TRANSMISSÃO E OS IMPACTOS NO SETOR ELÉTRICO**

**Bernardo Gonçalves de Souza (*)
ELETROBRAS**

**Renan dos Santos Antunes
ELETROBRAS**

**Taciana de Vasconcelos Menezes
ELETROBRAS**

RESUMO

Esse artigo tem como objetivo analisar as divergências entre as datas de entrada em operação e as contratuais no segmento de transmissão e os respectivos impactos no setor elétrico. Foram realizadas análises entre a data definida no ato legal e a data de entrada em operação das obras, e os resultados obtidos nos permitiram observar um grande desfasamento entre essas datas. Portanto, este trabalho busca diagnosticar quantitativamente o status dos dados planejados versus os dados reais de maneira que possa trazer reflexões, via análise de resultados, à respeito do processo de planejamento das datas de execução das obras, e assim, contribuir com insumos que possam ser úteis para subsidiar futuras tomadas de decisão das instituições atuantes no setor de transmissão.

PALAVRAS-CHAVE

Linhas de Transmissão, Subestação, Leilões, Contratos, Empreendimentos, Prazos de Execução.

1.0 - INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, o setor elétrico brasileiro tem sido impactado negativamente devido aos atrasos, principalmente, na construção de sistemas de transmissão. Um aspecto crítico relevante está relacionado aos entraves ambientais que podem ocasionar atrasos nos projetos de transmissão afetando negativamente as rentabilidades dos mesmos. Somado a isto, a MP 579/2012 convertida na lei 12.783/2013 resultou na redução da receita de várias empresas, ocasionando uma maior dificuldade para conclusão das obras. Além disso, o atual momento econômico do país reflete em condições piores para obtenção de financiamentos para conclusão dos novos empreendimentos. No entanto, o Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (PDE 2024) da EPE [1] estima a necessidade de aproximadamente R\$ 70 bilhões em investimentos para a expansão da rede de transmissão, sem considerar as instalações já licitadas.

Entre os problemas acarretados com os atrasos das obras de transmissão, pode-se destacar a impossibilidade de agentes de geração escoarem a energia produzida em seus respectivos empreendimentos, e, em casos mais graves, a possibilidade de limitação de suprimento em determinadas regiões. Em suma, esses atrasos prejudicam toda a cadeia do setor elétrico e geram incertezas para os agentes, o que resulta no aumento dos riscos e redução da atratividade do negócio. Isto pôde ser constatado nos últimos leilões de transmissão onde diversos lotes não apresentaram proponentes. Por exemplo, no ano de 2015, 14 dos 25 lotes ofertados não tiveram empresas interessadas. Já em 2016, dos 48 lotes ofertados na primeira etapa do leilão de transmissão realizada em abril, 13 resultaram em vazio.

O objetivo deste artigo é analisar, com base no Relatório de acompanhamento dos empreendimentos de transmissão do Sistema de Gestão da Transmissão (SIGET) [2], as datas de entrada em operação, fornecidas pelos agentes, dos empreendimentos de transmissão em construção. Foram realizadas análises quantitativas e

(*) Rua do Ouvidor, n° 107 – 8º andar – CEP 20040-030 Rio de Janeiro, RJ – Brasil
Tel: (+55 21) 2514-5843 – Email: bernardo.souza@eletrobras.com

comparativas entre a data do ato legal (contrato) e a data de entrada em operação das obras contidas nesse documento. Os resultados obtidos foram detalhados e, em linhas gerais, nos permitiram observar um grande descasamento entre essas respectivas datas.

2.0 - METODOLOGIA E PREMISSAS

Para a obtenção dos resultados desse artigo foram utilizadas apenas dados dos empreendimentos com data do Ato Legal a partir do ano de 2008 e que entraram em operação até dezembro de 2016. Essas informações foram organizadas via montagem de uma base de dados. A seguir faremos uma breve contextualização sobre o processo de licitação de empreendimentos de transmissão e são apresentadas as premissas que nortearam a metodologia.

2.1 Contextualização

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), por delegação do Poder Concedente, elabora e coordena a realização dos leilões de transmissão. Para cada empreendimento a ser licitado deverão ser elaborados relatórios complementares, denominados de forma simplificada de Relatórios R2 (Detalhamento da alternativa de referência), R3 (Caracterização e análise socioambiental) e R4 (características da rede existente), e que são necessários para subsidiar as análises efetuadas pela ANEEL e TCU nos processos de outorga de concessão mediante licitação.

A Figura 1 apresenta a distribuição cronológica dos eventos desde a elaboração dos relatórios R2, R3 e R4 até a entrada em operação do empreendimento a ser licitado [3]. Pode-se observar que os tempos mínimos para execução e entrada em operação são de 24 a 60 meses, e cabe destacar que o licenciamento ambiental encontra-se incluído neste período considerando uma estimativa para viabilização de instalações de transmissão de energia elétrica.

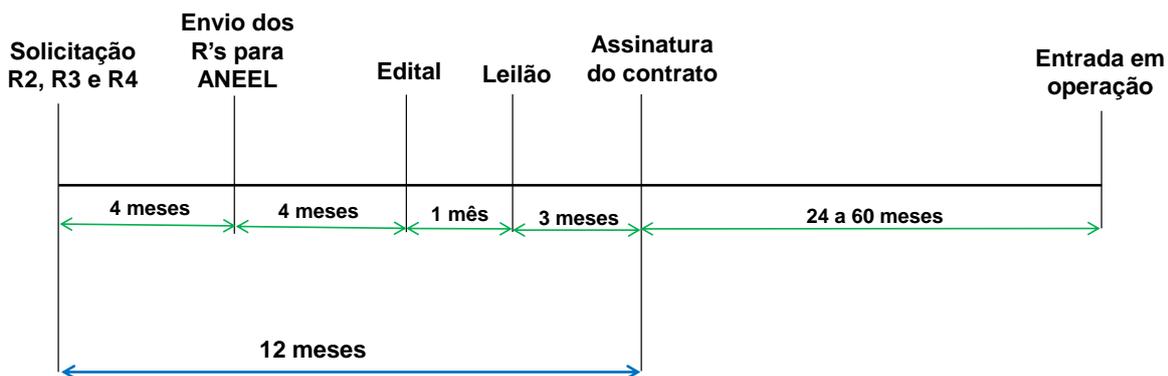


Figura 1 – Leilão – Distribuição Cronológica dos Eventos

Portanto, o prazo para entrada em operação de um determinado empreendimento é definido no edital de licitação e passa a valer a partir data de assinatura do contrato. Esse artigo busca avaliar se esse prazo é factível através de análises quantitativas e comparativas entre a data definida no compromisso legal e a data de entrada em operação das obras, fornecidas pelos agentes dos empreendimentos de transmissão.

2.2 Montagem da base de Dados

Para a montagem da base de dados foram utilizadas as informações do Relatório de Monitoramento de Empreendimentos de Transmissão, emitido pelo Sistema de Gestão da Transmissão (SIGET), da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) [2]. O monitoramento da expansão tem como objetivo o acompanhamento contínuo da execução das obras de empreendimentos de transmissão e a produção de informações relevantes sobre a expansão do sistema de transmissão.

O Relatório de Monitoramento de Empreendimentos de Transmissão é divulgado mensalmente com detalhes das obras e marcos de execução dos empreendimentos em andamento ou concluídos recentemente. Entre as informações apresentadas no relatório de monitoramento têm-se a data de entrada em operação estabelecida no ato legal, a data de conclusão informada pela transmissora e a situação do empreendimento (prazo normal, adiantado ou atrasado).

As datas de previsão apresentadas no relatório de monitoramento são informadas mensalmente pelas transmissoras por meio do SIGET. Não há interferência direta da ANEEL na previsão publicada mensalmente, ou seja, as informações apresentadas no relatório são de responsabilidade das concessionárias de transmissão. Por

outro lado, o monitoramento atua no sentido de garantir a qualidade das informações prestadas pelas transmissoras.

Para a montagem da base de dados foram consideradas apenas empreendimentos com data do Ato Legal a partir do ano de 2008 e concluídos até dezembro de 2016, para que assim fosse possível fazer uma comparação real das datas de entrada em operação e estabelecida no contrato (Ato Legal). Para todos esses empreendimentos foi definida a situação do prazo para entrada em operação da seguinte forma:

- Obra concluída no prazo: normal
- Obra concluída antes da prevista no ato legal: adiantado
- Obra concluída após a data prevista no contrato: atrasado.

Além das informações oferecidas pelo relatório de monitoramento, também foram inseridas nas base de dados informações sobre o leilão (número, lote, prazo de execução, características físicas e localização dos empreendimentos) e sobre o contrato (data de assinatura, investimento previsto) obtidas no site da ANEEL [4], [5].

2.3 Valores dos Investimentos

Os montantes de investimento previsto dos empreendimentos analisados foram baseados no valores definidos no ato contratual, não equivalendo portanto aos montantes reais de desembolso efetivo para cada obra. Todos esses montantes foram atualizados para dezembro de 2016, considerando o IPCA acumulado do período.

2.4 Subsistemas e Interligações Regionais

Os empreendimentos da base de dados foram agrupados em quatro regiões eletrogeográficas (subsistemas), conforme a Figura 2.

As linhas de transmissão planejadas que interligam dois subsistemas foram consideradas como interligações regionais e tratamento análogo foi dado para as subestações conversoras que compõem os bipolos de corrente contínua previstos para ampliar estas interligações. A Figura 2 mostra a representação dos subsistemas e das interligações regionais.

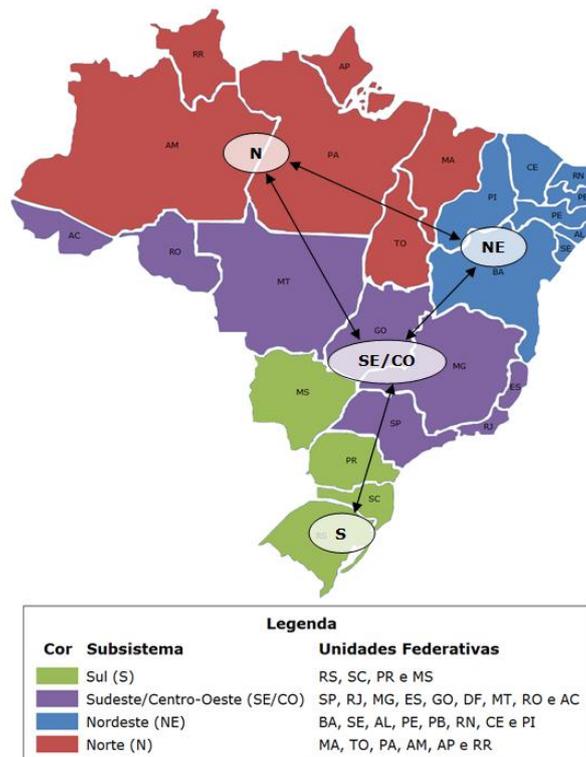


Figura 2 – Subsistemas e interligações regionais considerados na elaboração da base de dados

3.0 - RESULTADOS

Como já mencionado, a base de dados em análise foi baseada no Relatório de Monitoramento de Empreendimentos de Transmissão, emitido pelo SIGET, e nos dados de contrato e leilão de cada empreendimento. Foram consideradas apenas obras leiloadas e já concluídas. Após as premissas utilizadas, a base de dados contabilizou um total de 153 empreendimentos, com respectivas datas de Ato Legal situadas no período de 2008 a 2016 e que entraram em operação até dezembro de 2016.

É importante destacar que cada empreendimento pode conter apenas uma linha de transmissão, uma subestação ou um conjunto de obras (mais de uma linha de transmissão e/ou subestação). A seguir são apresentados os principais resultados obtidos.

3.1 Resultados Globais consolidados

No ciclo analisado, os empreendimentos concluídos totalizaram R\$ 43,5 bilhões, onde R\$ 2,08 bilhões (5%) se referem à obras concluídas antes do prazo legal (adiantadas), R\$ 3,1 bilhões (7%) à obras concluídas no prazo legal (normais) e R\$ 38,3 bilhões (88%) à obras concluídas após o prazo legal (atrasadas), como mostra a Figura 3. Esses empreendimentos representam aproximadamente 31.614 km em linhas de transmissão e 59.328 MVA em capacidade de transformação no SIN.

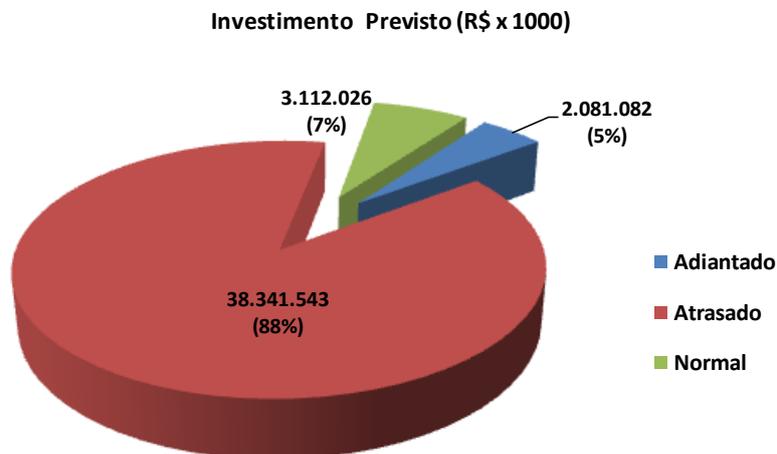


Figura 3 – Distribuição dos investimentos para o ciclo analisado

A Tabela 1 apresenta a consolidação dos investimentos no ciclo analisado, agrupados por subsistemas e interligações regionais, além da expansão em termos de extensão de linhas de transmissão (km) e capacidade de transformação (MVA).

Tabela 1 – Investimentos e expansão de linhas e capacidade de transformação por subsistema/interligação

Subsistema	Investimento (R\$ x 1000)	Extensão (km)	Capacidade de Transformação (MVA)
N	7.392.574,49	5.173,60	6.850,00
N↔NE	1.113.228,81	815,00	450,00
N↔SE/CO	1.180.288,44	695,00	0,00
NE	4.434.561,81	2.585,50	14.410,00
S	5.480.673,78	5.030,00	7.803,00
SE/CO	23.836.744,75	17.270,80	29.814,92
SE/CO↔S	96.578,86	44,00	0,00
Total	43.534.650,95	31.613,90	59.327,92

As Figura 4 e 5 representam as quantidade de obras concluídas adiantadas, normais e atrasadas, agrupadas por subsistema e por ano do ato legal respectivamente. Pode-se observar que a quantidade de obras concluídas atrasadas (após o prazo legal) é muito maior para todos os subsistemas considerados e em praticamente todos os anos analisados. A única exceção é no ano de 2016 uma vez que para esse ano foram concluídas poucas obras, estando a sua maioria em andamento ainda.

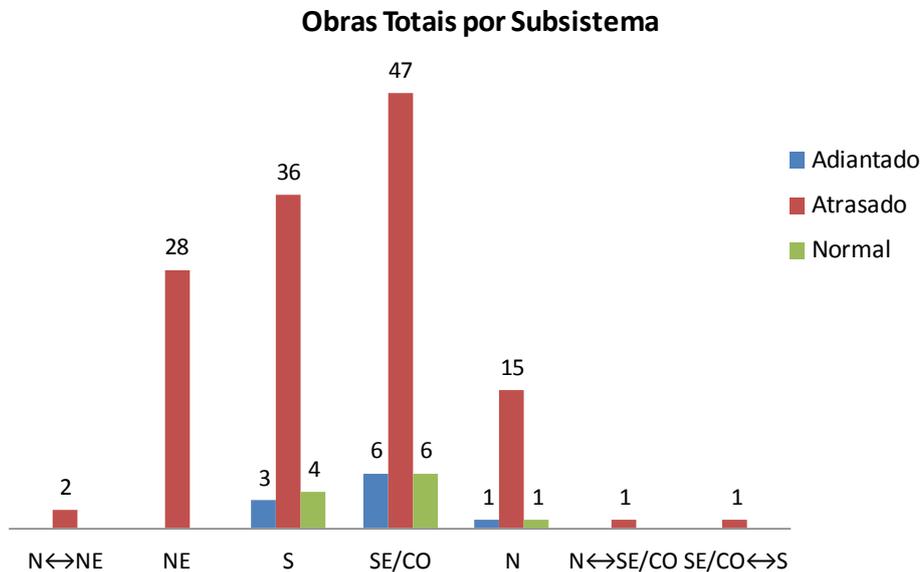


Figura 4 – Obras Totais por Subsistema

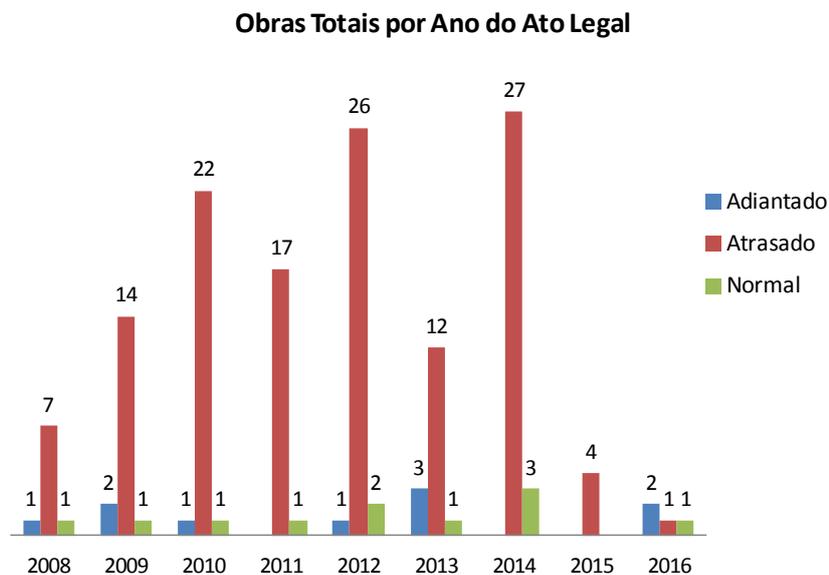


Figura 5 – Obras Totais por Ano do Ato Legal

3.2 Empreendimentos Atrasados

O foco desse trabalho foi analisar principalmente os empreendimentos atrasados. A seguir serão mostrados com maiores detalhes esses resultados. Os conjuntos de obras atrasadas correspondem a R\$ 38,3 bilhões (88%) do total de obras concluídas. As Figuras 6 a 8 ilustram os empreendimentos atrasados e seus respectivos investimentos associados, expansão (km) de linhas de transmissão e capacidade de transformação (MVA), agrupados por subsistemas e interligações regionais, no período analisado.

Com relação às obras atrasadas no período analisado, os maiores investimentos ocorreram na região SE/CO,

sendo essa região também a com maior acréscimo em linhas de transmissão e capacidade de transformação. Contribui para esse resultado o fato dessa região ser a que concentrava o maior número de empreendimentos atrasados no período, conforme mostrado na Figura 4. Todavia a região Norte, mesmo não sendo o segundo maior subsistema/interligação em quantidade de obras atrasadas, apresentou o segundo maior valor total de investimento, devido principalmente às obras referentes à Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus.

Investimento (R\$ x 1000) por Subsistema (obras atrasadas)

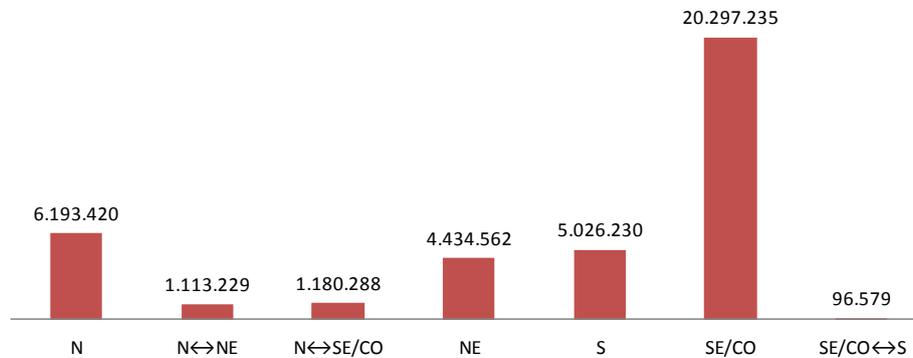


Figura 6 – Distribuição dos investimentos por subsistema/interligação das obras atrasadas

Expansão de LTs (km) por Subsistema (obras atrasadas)

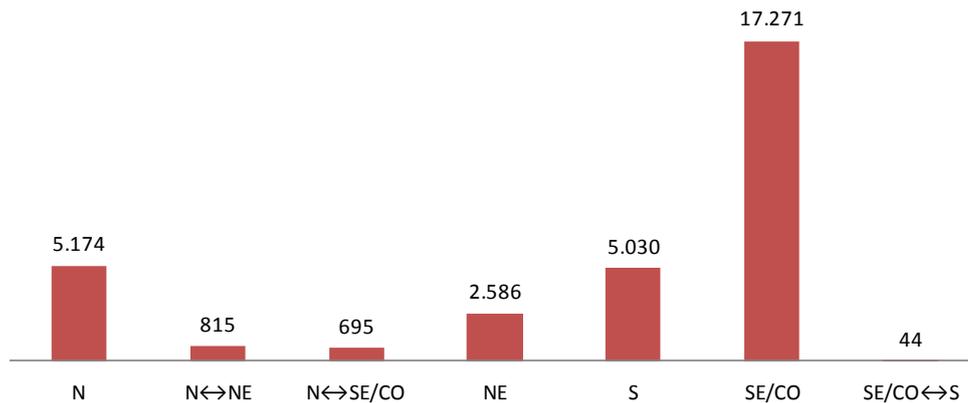


Figura 7 – Distribuição da expansão das linhas de transmissão(km) por subsistema/interligação das obras atrasadas

Capacidade de Transformação MVA por Subsistema (Obras Atrasadas)

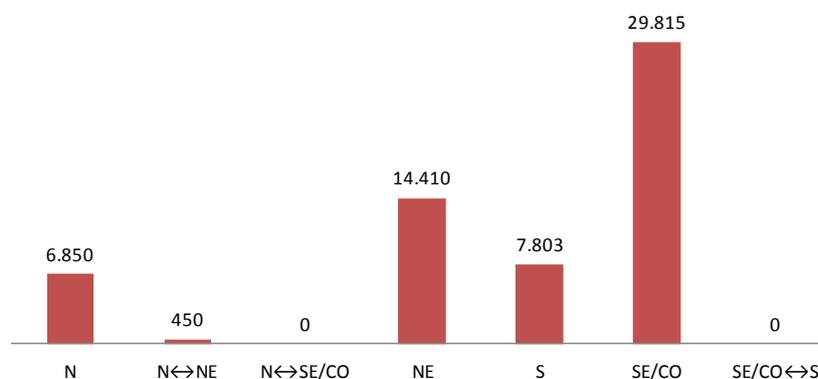


Figura 8 – Distribuição da expansão da capacidade de transformação (MVA) por subsistema/interligação das obras atrasadas

A Tabela 2 apresenta a distribuição anual da média dos atrasos em meses por subsistema/interligação. Pode-se verificar que as maiores médias de atrasos ocorreram no subsistema NE. Cabe destacar um grande atraso nos empreendimentos da região Nordeste durante todo período analisado, sendo o ano de 2013 o mais crítico, apresentando um atraso médio de 31 meses.

Tabela 2 – Distribuição anual da média dos atrasos(meses) por subsistema/interligação

Subsistema	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Média Total
N	-	5	-	26	8	21	13	3	-	15
N↔NE	-	12	16	-	-	-	-	-	-	14
N↔SE/CO	1	-	-	-	-	-	-	-	-	1
NE	22	26	-	14	25	31	17	11	2	22
S	-	13	21	15	5	4	7	8	-	12
SE/CO	13	2	20	21	14	12	9	16	-	16
SE/CO↔S	-	22	-	-	-	-	-	-	-	22
Média Total	13	14	20	20	15	21	10	10	2	16

A Figura 9 ilustra a comparação entre a média anual do prazo legal e do prazo de execução efetivo de conclusão da obra. Ressaltamos que ao longo do ciclo analisado os prazos médios de execução das obras apresentaram um grande descolamento com relação ao prazo legal planejado. Nesse sentido, o ano de 2013 foi considerado o mais crítico, com prazo de execução médio de 47 meses, enquanto o prazo legal planejado era de 26 meses.

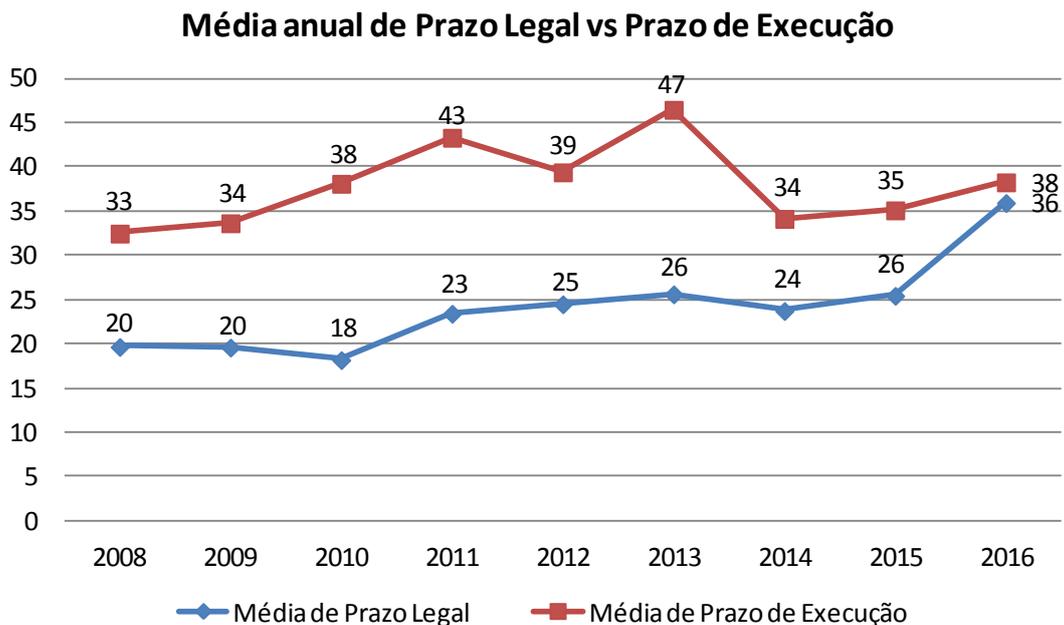


Figura 9 – Distribuição anual das médias de prazo legal e de execução

4.0 - CONCLUSÃO

Este trabalho buscou diagnosticar quantitativamente o status dos dados planejados versus os dados reais de maneira que possa trazer reflexões, via análise de resultados, à respeito do processo de planejamento das datas de execução das obras. Percebemos pelos resultados obtidos que 130 empreendimentos (86%) estavam atrasados em relação ao prazo legal, correspondendo a R\$ 38,3 bilhões (88%) em investimentos, 27.270 km (86%) de linhas de transmissão e 53.753 MVA (91%) de capacidade de transformação.

A média dos atrasos em meses no ciclo analisado (ano do ato legal de 2008 a 2016) ficou em torno de 16 meses. Os subsistemas/interligações que apresentaram a maior média de meses em atraso das obras concluídas foram o

subsistema NE com a média de 22 meses em atraso. Cabe ressaltar que os prazos médios legais para entrada em operação, definidos nos editais dos leilões, dos empreendimentos concluídos com atraso, no período analisado, ficaram em torno de 23 meses. No entanto, o prazo médio de execução efetivo dessas obras resultou em 38 meses, refletindo o grande descasamento entre o prazo planejado e o real para execução das obras.

Esses atrasos para conclusão das obras podem estar relacionados com entraves no processo de licenciamento ambiental, questões fundiárias e/ou problemas financeiros das empresas que arremataram os lotes de transmissão, o que certamente resultaram ou resultarão em algum tipo de prejuízo, seja para o empreendedor de transmissão, que no mínimo sua Receita Anual Permitida (RAP) foi reduzida, ou o agente de geração que teve o escoamento de sua respectiva usina comprometido, o próprio setor elétrico nacional o qual pode ter sua robustez afetada, e o próprio consumidor que muitas vezes tem que arcar, via cobrança tarifária, com o custo desses desequilíbrios de mercado.

Portanto, o modelo de expansão da transmissão deve estar sempre sendo revisto e aprimorado para que garanta um ambiente favorável e sustentável entre os diversos stakeholders. Pôde-se observar que o leilão 013/2015 apresentou em seu respectivo edital, lotes com prazo de execução das obras ampliado para até 60 meses, o que pode estar sinalizando uma tendência de aumento de prazos de execução das obras por parte da ANEEL. Este artigo vai ao encontro dessa prática de melhoria contínua, contribuindo com insumos que podem ser úteis para subsidiar futuras tomadas de decisão das instituições atuantes no setor.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (PDE 2024) – EPE – 2015;
- (2) Relatório de acompanhamento dos empreendimentos de transmissão do Sistema de Gestão da Transmissão (SIGET) - <http://www.aneel.gov.br/expansao-da-transmissao/>
- (3) Consolidação de Obras de Transmissão 2015 - Volume I – MME – junho de 2015;
- (4) Editais de Transmissão ANEEL - <http://www.aneel.gov.br/>;
- (5) Contratos de Transmissão ANEEL - <http://www.aneel.gov.br/>;

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Bernardo Gonçalves de Souza, natural do Rio de Janeiro/RJ, nasceu em 1983, é engenheiro eletricitista formado pela UERJ (2007). Pós-graduado em Gestão da Inovação no Setor Elétrico pela UNICAMP (2010). Possui extensão em Automação e Smart Grid pela USP/ABDIB (2012). Atualmente é aluno do curso de especialização em Finanças da COPPEAD/UFRJ. Funcionário da ELETROBRAS desde 2009 onde atuou na área de gestão de pesquisa, desenvolvimento e inovação (P&D+I) até 2012. A partir de 2012 passou a atuar na área de planejamento da transmissão dessa empresa.

Renan dos Santos Antunes, natural do Rio de Janeiro/RJ, nasceu em 1985, é engenheiro eletricitista formado pela UERJ (2007). Possui especialização no curso COPPEAD Economia e Gestão em Energia pela COPPEAD/UFRJ. Atualmente é aluno do MBA Gestão de Energia do Setor Elétrico pela FGV. Funcionário da ELETROBRAS desde 2010 onde vem atuando na área do planejamento da transmissão.

Taciana de Vasconcelos Menezes, natural de Recife/PE, nasceu em 1976, é engenheira eletricitista formada pela UFPE (1999). Possui mestrado (2002) e doutorado (2005) em sistemas elétricos de potência pela UNICAMP, e especialização em Finanças pela COPPEAD/UFRJ (2010). Desde 2006 é funcionária da ELETROBRAS onde atuou na área de eficiência energética até 2013 e, atualmente, atua na área de planejamento da transmissão da empresa.