



PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO

**Obras de Grande Impacto no Sistema de
Transmissão de Energia Elétrica do Brasil**
Estudo de Caso das Obras de Implantação do
Primeiro Bipolo de Belo Monte

EUVALDO MARQUES LESSA FILHO

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CENTRO DE CIÊNCIAS SOCIAIS - CCS

DEPARTAMENTO DE ADMINISTRAÇÃO

Curso de Especialização em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos
Setores Energético e Mineral

Brasília, maio de 2019.



Euvaldo Marques Lessa Filho

**Obras de Grande Impacto no Sistema de Transmissão de
Energia Elétrica do Brasil
Estudo de Caso das Obras de Implantação do Primeiro Bipolo de Belo
Monte**

Trabalho de Conclusão de Curso

Trabalho de Conclusão de Curso de Especialização em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral, apresentada ao programa de pós-graduação lato sensu em Administração da PUC-Rio como requisito parcial para a obtenção do título de especialista em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral

Orientador: Delberis Araújo Lima

Brasília
maio de 2019

Agradecimentos

À minha família, sempre presente em todos os momentos da minha vida.

Aos meus amigos e colegas de pós graduação, pelos momentos juntos nas aulas e trabalhos com entusiasmo, aprendizados e amizade.

Aos professores, pela intensa dedicação em nos passar conhecimento nas aulas e, em especial, ao meu orientador o professor Delberis Araujo Lima, pelos grandes ensinamentos, paciência e suporte tão necessários para a conclusão dessa jornada.

Resumo

Lessa Filho, Euvaldo Marques. Lima, Delberis Araújo. Obras de grande impacto no sistema de transmissão de energia elétrica do Brasil: Estudo de caso das obras de implantação do primeiro Bipolo de Belo Monte. Brasília, 2019. 48 p. Trabalho de Conclusão de Curso - Curso de Especialização em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral – Departamento de Administração. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

A conclusão dos empreendimentos de transmissão de energia elétrica nas datas definidas nos respectivos contratos de concessão, em especiais aqueles de grande porte, é de extrema importância para o setor elétrico brasileiro, pois o atraso na implantação dessas obras acarreta em graves prejuízos sistêmicos e financeiros aos consumidores e aos agentes do setor elétrico. Através do estudo de caso da implantação do 1º bipolo em corrente contínua de Belo Monte, será possível delinear os fatores que levaram a sua antecipação, que servirão como referência para outras grandes obras do setor elétrico brasileiro.

Palavras-chave:

Transmissão de energia elétrica; Belo Monte; antecipação; cronograma; remuneração.

Abstract

Lessa Filho, Euvaldo Marques. Lima, Delberis Araújo. Obras de grande impacto no sistema de transmissão de energia elétrica do Brasil: Estudo de caso das obras de implantação do primeiro Bipolo de Belo Monte. Brasília, 2019. 48 p. Trabalho de Conclusão de Curso - Curso de Especialização em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral – Departamento de Administração. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The conclusion of electricity transmission projects on the dates defined in the respective concession contracts, in special large ones, is of extreme importance for the Brazilian electricity sector, as the delay in the implementation of these works causes serious systemic and financial losses to the consumers and agents in the electricity sector. Through the case of the implantation of the first bipolar in direct current of Belo Monte, it will be possible to delineate the factors that led to its anticipation, which will serve as reference for other major works of the Brazilian electric sector.

Key-words:

Electric power transmission; Belo Monte; anticipation; schedule; remuneration.

Sumário

1. Introdução	8
1.1. Transmissão de energia elétrica	8
1.2. Panorama da transmissão em corrente contínua em alta tensão	10
1.3. Atrasos nos empreendimentos de transmissão de energia	11
2. Objetivo	13
3. Objetivo Específico	13
4. Desenvolvimento da pesquisa	16
4.1. Características do empreendimento de Belo Monte	16
4.2. Monitoramento, Acompanhamento e Fiscalização	20
4.3. Fiscalizações <i>in loco</i> do empreendimento de Belo Monte	23
4.4. Necessidade de antecipação das obras e finalização do empreendimento	40
5. Conclusão	47
6. Bibliografia	50

Lista de Figuras

Figura 1 – Empreendimentos de Transmissão (Fonte: ANEEL)	12
Figura 2 – Reportagem do site Ambiente Energia.....	15
Figura 3 – Reportagem do site Canal Energia.....	15
Figura 4 – Reportagem do site Amazônia Notícia e Informação	16
Figura 5 - Localização geográfica da LT CC 800 kV Xingu - Estreito	19
Figura 6 – Status das obras na linha de transmissão CC	34
Figura 7 – Distribuição das sedes e subsedes das equipes de manutenção da linha de transmissão CC	38
Figura 8 – Limites à época e Ganhos proporcionados pela entrada em operação do Bipolo Xingu-Estreito (MWmed)	42

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Configuração básica das Estações Conversoras	18
Tabela 2 – Configuração básica das Linhas de Eletrodo	18
Tabela 3 – Configuração básica da Linha de Transmissão em Corrente Contínua	18
Tabela 4 - Resumo do status das obras nas torres da LT.....	28
Tabela 5 - Cronograma de atendimento à Contratação de Equipes de Manutenção e Operação da BMTE.....	38
Tabela 6 – Máquinas da UHE Belo Monte.....	43

1. Introdução

O Sistema Interligado Nacional (SIN) está em constante expansão visto que se tem uma tendência ascendente da demanda por energia elétrica no país. Desse modo, os empreendimentos de transmissão de energia elétrica, em particular aqueles de grande porte, trazem consigo uma grande importância para todo o sistema elétrico brasileiro, sendo de suma relevância a entrada em operação comercial das obras nos prazos definidos em contratos, pois os atrasos na implantação de grandes obras trazem consequências graves ao restringir o escoamento da energia elétrica de empreendimentos de geração associados a eles, o que vai refletir em enormes prejuízos ao sistema e aos consumidores, resultando em impactos financeiros com a operação fora da ordem de mérito do SIN e aumentos de tarifas.

1.1. Transmissão de energia elétrica

A transmissão de energia elétrica no mundo começou sendo implementada tanto em corrente alternada, desenvolvida por Nikola Tesla, como em corrente contínua, desenvolvida por

Thomas Edison. (Serighelli; Posso; Teixeira; Berardi; Casara, 2014).

No início, o sistema em corrente contínua parecia ganhar mais espaço, no entanto, a necessidade de se transmitir quantidade de energias cada vez mais altas e por distâncias maiores foram se tornando empecilhos para esta tecnologia. Isso porque era necessário que a geração ficasse muito próxima a carga de consumo, pois devido à resistência dos condutores, a queda de tensão era muito alta inviabilizando o uso de equipamentos. Além disto, a utilização de tensões maiores esbarrava no alto custo, pois não existia uma tecnologia que fosse eficiente e de custo barato que permitisse ter uma redução de alta para uma baixa tensão.

Por outro lado, a utilização da corrente alternada permitia, com o uso de transformadores, a transformação de alta tensão em baixa tensão de uma maneira prática e eficiente, sendo o transformador relevante para que a tecnologia em transmissão em corrente alternada fosse sendo a escolhida e disseminada no mundo. (Serighelli; Posso; Teixeira; Berardi; Casara, 2014).

No entanto, a evolução da eletrônica de potência foi permitindo a utilização da corrente contínua em alta tensão, fazendo com que a transmissão em corrente contínua voltasse a ganhar espaço no mundo.

1.2. Panorama da transmissão em corrente contínua em alta tensão

A primeira transmissão comercial em corrente contínua em alta tensão no mundo entrou em operação em 1954 conectando a Ilha de Gotland ao continente Sueco, com quase 100 km de extensão, com uma tensão de 100 kV. (Sato, 2013; Serighelli; Posso; Teixeira; Berardi; Casara, 2014).

A China e a Índia são os países que até hoje mais exploraram a tecnologia de transmissão em corrente contínua em alta tensão, sendo no continente Europeu bastante utilizada também atualmente.

Já a transmissão de energia elétrica no Brasil, até a alguns anos atrás, sempre foi realizada por corrente alternada sendo comumente transmitidas em tensões de 230 kV, 500 kV e 750 kV. Existia apenas um único elo de transmissão por corrente contínua, composto por duas linhas de ± 600 kV, se estendendo por aproximadamente 810 km, entre as subestações de Foz do Iguaçu (PR) e Ibiúna (SP). Este elo de corrente contínua foi necessário porque a energia produzida no setor de 50 Hz de Itaipu não pode se integrar diretamente ao sistema elétrico brasileiro, que possui frequência de 60 Hz. Daí, a energia

produzida em Itaipu de 50 Hz em corrente alternada é convertida na subestação de Foz do Iguaçu para corrente contínua, sendo essa corrente contínua transmitida até a subestação de Ibiúna, onde lá é mais uma vez convertida para corrente alternada, mas agora em 60 Hz.

Esse sistema começou a operar em 1984, e era o único sistema de transmissão em corrente contínua no Brasil até a construção do complexo hidrelétrico do Rio Madeira que entrou em operação em 2013. (Sistema de Itaipu, 2019).

1.3. Atrasos nos empreendimentos de transmissão de energia

Segundo dados da ANEEL, como podem ser visualizados na Figura 1, tem-se hoje em execução no país 415 empreendimentos de transmissão de energia. (Fiscalização da Transmissão, 2019). Destes, atualmente 36% estão atrasados com relação ao marco contratual de entrega previstos nos contratos de concessão e nas resoluções autorizativas. As principais causas de atrasos estão relacionadas ao aspecto das licenças ambientais e da execução das obras.

Portanto, dos 415 empreendimentos em obras no país atualmente, temos praticamente 150 deles já atrasados, o que,

como já dito, traz enormes prejuízos ao sistema e aos consumidores.

Por outro lado, aqueles empreendimentos que cumprem com a data contratual, ou seja, num olhar mais abrangente, são concluídos sem atrasos dentro das expectativas do planejamento energético do Brasil, permitem que a engrenagem do sistema elétrico rode de forma harmoniosa e segura, isto é, promove um desenvolvimento eficaz do setor de energia brasileiro, o que trará um melhor atendimento ao bem-estar social, ao interesse coletivo e ao desenvolvimento sustentável.

Expansão da Transmissão

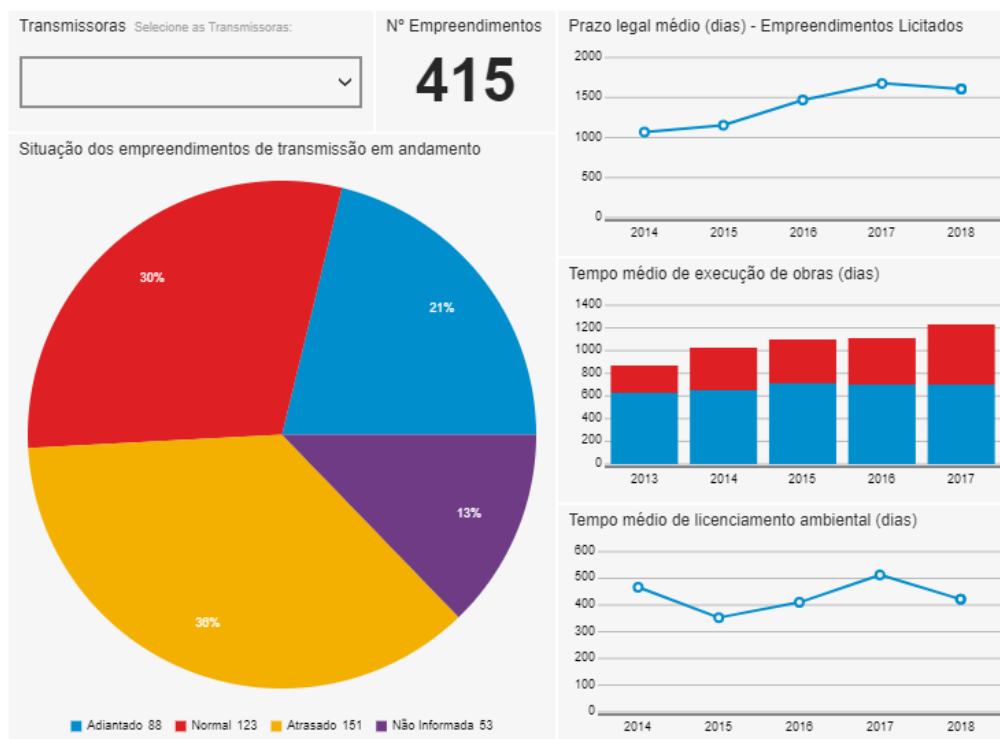


Figura 1 – Empreendimentos de Transmissão (Fonte: ANEEL)

2. Objetivo

Este trabalho tem como objetivo analisar a implantação de uma obra de grande impacto no setor elétrico brasileiro que tenha sido concluída anteriormente ao prazo definido no Contrato de Concessão, fazendo um diagnóstico visando definir e compreender os fatores que levaram a essa antecipação. Com base nas fiscalizações realizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, espera-se evidenciar os percalços e as dificuldades que tiveram que ser superadas de maneira a concluir as obras antes do prazo previsto contratualmente.

3. Objetivo Específico

O empreendimento que será analisado é o primeiro Bipolo de Belo Monte, com investimentos da ordem de 5 (cinco) bilhões de reais, compreendendo duas grandes Estações Conversoras CA/CC ± 800 kV localizadas no Pará (SE Xingu) e Minas Gerais (SE Estreito), uma Linha de Transmissão com mais de 2.000 km de extensão que interligam essas Estações Conversoras, dois Eletrodos de Terra instalados no município de

Anapu (PA) e Altinópolis (SP) e duas Linhas de Eletrodo que interligam os Eletrodos às Estações Conversoras. Sendo nos últimos anos um dos maiores investimentos relacionados a transmissão de energia elétrica no Brasil, esse primeiro Bipolo de Belo Monte tem uma importância bastante significativa para todo o sistema. Assim, a conclusão desse empreendimento no prazo contratual seria de suma relevância e eventuais atrasos acarretariam em enormes prejuízos ao sistema e aos consumidores em geral.

Na expansão do sistema elétrico brasileiro, sabe-se que quanto maiores os investimentos e a estrutura envolvida, maiores serão os desafios a serem enfrentados para a conclusão dos contratos nos prazos pactuados. Portanto, antes mesmo de ser licitado o empreendimento do primeiro Bipolo de Belo Monte, era nítido que todo o planejamento, logística e empenho da empresa ou do consórcio vencedor da outorga desse Contrato de Concessão seria crucial para se evitar o atraso na conclusão dessas obras. Não obstante, a fiscalização e o acompanhamento dessas obras pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, pelo Operador Nacional do Sistema – ONS e pelo Ministério de Minas e Energia – MME também seriam fatores decisivos e preponderantes para tentar se antecipar e evitar qualquer atraso.

Reportagens da época da construção, como as mostradas nas Figuras 2 a 4, indicavam preocupação de atrasos

na entrega do primeiro Bipolo de Belo Monte. Assim, tentar-se-á com esse estudo de caso investigar e mapear os principais percalços e dificuldades encontradas durante a construção do primeiro Bipolo de Belo Monte e tentar compreender e encontrar os fatores e ações que ajudaram a evitar o atraso na conclusão desse empreendimento.



Figura 2 – Reportagem do site Ambiente Energia



Figura 3 – Reportagem do site Canal Energia

Solução para evitar atraso do primeiro bipolo de Belo Monte está em discussão

16 de fevereiro de 2017 Site Belo Monte, cronograma

Figura 4 – Reportagem do site Amazônia Notícia e Informação

4. Desenvolvimento da pesquisa

4.1. Características do empreendimento de Belo Monte

O Leilão ANEEL nº 011/2013 – Lote AB referente ao empreendimento analisado teve como vencedor a Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. - BMTE, com a seguinte organização societária:

- State Grid Brazil Holding S.A. - 51%;
- Furnas Centrais Elétricas S.A. - 24,5%;
- Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - 24.5%.

Por conseguinte, o Contrato de Concessão nº 014/2014 foi celebrado entre a Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. e a União em 16 de junho de 2014, estabelecendo a data de entrada em operação comercial para 12 de fevereiro de 2018.

O Anexo 6AB do Edital do Leilão nº 011/2013-ANEEL apresenta as Características e Requisitos Técnicos Básicos da Linha de Transmissão em Corrente Contínua de ± 800 kV Xingu – Estreito, da Estação Conversora CA/CC, ± 800 kV, 4.000 MW, junto à SE 500 kV Xingu, da Estação Conversora CA/CC, ± 800 kV, 3.850 MW, junto à SE 500 kV Estreito e demais instalações pertencentes à Rede Básica do SIN – Sistema Interligado Nacional, mostrados nas Tabelas 1 a 3.

Tabela 1 – Configuração básica das Estações Conversoras

SUBESTAÇÃO	kV	EQUIPAMENTO
SE Xingu	± 800 CC	1 Ponte conversora de 12 pulsos por polo, potência nominal de 4.000 MW (bipolar), reatores de alisamento e filtros CC a serem definidos pela TRANSMISSORA
	500 CA	Módulo de infraestrutura geral – MIG
		4 Bancos de transformadores conversores monofásicos com tensão primária de 500/ $\sqrt{3}$ e com tensão secundária, número de enrolamentos e potência a ser definida pela TRANSMISSORA
		2 unidades de reserva, sendo uma Y/ Δ e outra Y/Y.
		Módulos de conexão de transformador conversor – DJM
		Módulos interligadores de barra em arranjo DJM, de acordo com o projeto dos filtros para atender as especificações desses equipamentos.
		Compensação reativa e filtros dimensionados conforme itens 5.5.13, 5.5.14 e 6.1 incluindo os seus disjuntores, chaves, TCs e demais equipamentos necessários ao correto funcionamento dessas instalações, conectados em arranjo DJM
SE Estreito	± 800 CC	1 Ponte conversora de 12 pulsos por polo, potência nominal de 3.850 MW (bipolar), reatores de alisamento e filtros CC a serem definidos pela TRANSMISSORA
	500 CA	Módulo de Infraestrutura Geral – MIG
		4 Bancos de transformadores conversores monofásicos com tensão primária de 500/ $\sqrt{3}$ e com tensão secundária, número de enrolamentos e potência a ser definida pela TRANSMISSORA
		2 unidades de reserva, sendo uma Y/ Δ e outra Y/Y.
		Módulos de conexão de transformador conversor – DJM
		2 Módulos de conexão de barramentos com disjuntor
		Módulos interligadores de barra em arranjo DJM, de acordo com o projeto dos filtros para atender as especificações desses equipamentos
		Compensação reativa e filtros dimensionados conforme itens, 5.5.13, 5.5.14 e 6.1 incluindo os seus disjuntores, chaves, TCs e demais equipamentos necessários ao correto funcionamento dessas instalações, conectados em arranjo DJM

Tabela 2 – Configuração básica das Linhas de Eletrodo

ORIGEM	DESTINO	CIRCUITO	Distância mínima da SE em km
SE Xingu	Praça de Eletrodo da SE Xingu	CS	15
SE Estreito	Praça de Eletrodo da SE Estreito	CS	15

Tabela 3 – Configuração básica da Linha de Transmissão em Corrente

Contínua

ORIGEM	DESTINO	CIRCUITO	Distância em km
SE Xingu	SE Estreito	Bipolo simples	2092

Segundo o Anexo 6AB, a configuração básica supracitada constitui-se na alternativa de referência e os requisitos técnicos caracterizam o padrão de desempenho mínimo a ser atingido por qualquer solução proposta.

A LT CC ± 800 Xingu - Estreito interligará a SE Xingu, próximo à UHE Belo Monte, no município de Anapu no Pará à SE Estreito no município de Ibiraci em Minas Gerais, atravessando os estados do Pará, Tocantins, Goiás e Minas Gerais.

A Figura 5 apresenta a localização geográfica da LT CC ± 800 kV Xingu - Estreito.

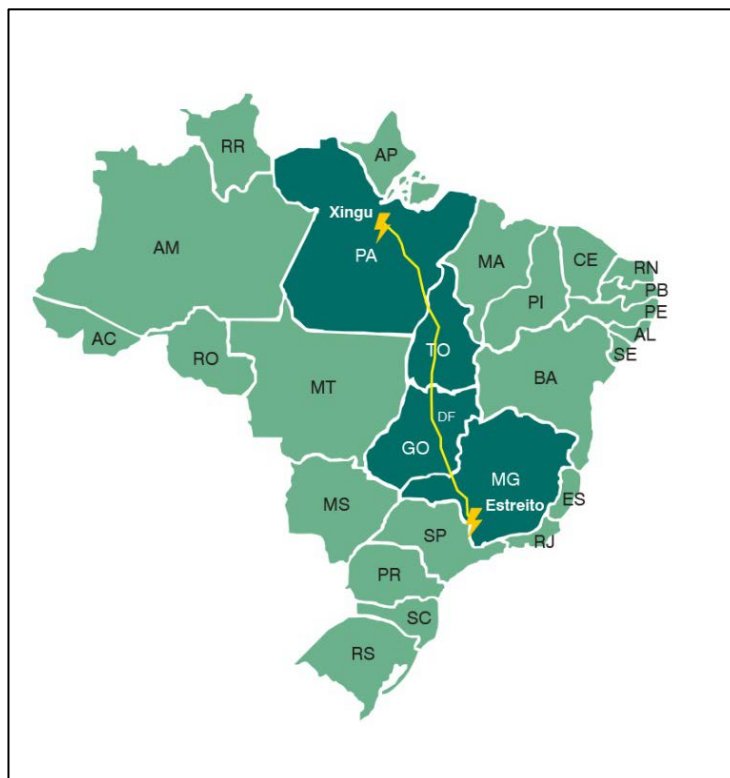


Figura 5 - Localização geográfica da LT CC 800 kV Xingu - Estreito

A Receita Anual Permitida – RAP para esse empreendimento foi definida na cláusula sexta do Contrato de Concessão no valor de R\$ 434.647.038,00 (quatrocentos e trinta e quatro milhões, seiscentos e quarenta e sete mil e trinta e oito reais), salvo o montante necessário à cobertura das contribuições sociais recuperáveis, relativas ao Programa de Integração Social - PIS e ao Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público - PASEP e a Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS, a serem auferidas a partir da data de disponibilidade para operação comercial das instalações de transmissão, nos termos desta Cláusula.

4.2. Monitoramento, Acompanhamento e Fiscalização

A Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, dispôs sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e em 7 de julho de 1995, foi promulgada a Lei 9.074 que estabeleceu normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos.

E finalmente, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e disciplinou o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica, incumbiu à ANEEL a fiscalização da transmissão de energia elétrica, conforme consta no seu Artigo 2º:

LEI Nº 9.427, DE 26 DE DEZEMBRO DE 1996.

(...)

Art. 2º A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal.

Sendo assim, as outorgas de transmissão têm sua fase de implantação monitoradas pela Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade - SFE, por meio do Sistema de Gestão da Transmissão - SIGET. Este sistema recebe das concessionárias de energia elétrica as informações mensais das datas de início e conclusão de alguns marcos dos empreendimentos.

Além deste monitoramento remoto, a SFE realiza, baseado numa matriz de criticidade, o acompanhamento diferenciado de algumas obras do setor elétrico. Esta matriz

define um conjunto de obras, com base em alguns critérios como porte da obra, impacto dessas obras no escoamento de geração, atrasos já verificados, dentre outros fatores, onde as concessionárias responsáveis pelos empreendimentos definidos nesta matriz de criticidade enviarão mensalmente à SFE informações mais específicas das obras envolvidas.

No ano de 2016, as obras do primeiro bipolo de Belo Monte entraram no acompanhamento diferenciado, sendo assim, a SFE recebia mensalmente relatórios específicos sobre o desenvolvimento dessa obra.

Ademais, o Ministério de Minas e Energia – MME, devido a grande importância sistêmica das obras do primeiro bipolo de Belo Monte, passou a realizar reuniões quinzenais reunindo a concessionária de Belo Monte e seus controladores, representantes da ANEEL, do ONS e de funcionários do MME, onde era apresentado pela concessionária Belo Monte a evolução das obras. Neste fórum eram mostrados pela BMTE o progresso quinzenal do empreendimento, evidenciando os percalços existentes.

Ainda em 2016, visando acompanhar mais de perto a evolução das obras de Belo Monte, a SFE realizou uma fiscalização *in loco* de todo o empreendimento, realizando uma viagem no mês de setembro e outra em outubro.

Com base nessa fiscalização, surgiram alguns pontos críticos que poderiam vir a comprometer a data definida para a entrada em operação de Belo Monte.

Deste modo, a SFE realizou outra fiscalização *in loco* nas obras da BMTE, fazendo uma viagem no mês de junho e outra em julho de 2017.

O acompanhamento diferenciado das obras de Belo Monte, assim como as fiscalizações realizadas fizeram parte do processo ANEEL nº 48500.004901/2015-51, cujas informações foram colhidas para subsidiarem esse estudo de caso.

4.3. Fiscalizações *in loco* do empreendimento de Belo Monte

A primeira fiscalização *in loco* do empreendimento da BMTE realizada no ano de 2016, evidenciou alguns marcos importantes do empreendimento, podendo-se dividi-los em:

Análise Fundiária

Quanto ao aspecto fundiário, foi verificado que quase 100% do empreendimento já se encontrava liberado, no entanto, existiam alguns empecilhos como:

- Embargos pelas comunidades locais, principalmente no trecho da linha localizado no estado do Pará;
- Dificuldade de aprovação de travessias da linha de transmissão junto à Agência Nacional de Transportes Terrestres - ANTT;
- Dificuldade na liberação de Resgates Arqueológicos na linha de transmissão;
- Dificuldade na implantação do Reforço no Barramento da SE Xingu, devido a embargo judicial impetrada por outra empresa do setor elétrico.

Análise Ambiental

Quanto ao aspecto ambiental, a Licença Prévia – LP e a Licença de Instalação – LI, tinham sido obtidas para as instalações muito próximas dos prazos previstos, não vindo a afetar o cronograma das obras, havendo apenas uma dificuldade na liberação da Licença de Instalação das Praças dos Eletrodos e das linhas de transmissão dos Eletrodos que ocorreu ainda em novembro de 2016.

Aquisição e Entrega de Materiais

Quanto à aquisição e entrega de materiais, este item, apesar de estar abaixo do cronograma previsto, não era motivo de preocupação estando bem gerenciado pela concessionária.

Execução Física das Obras

Quanto à execução física das obras, podemos fatiá-la em 3 (três) partes, compreendendo as obras nas estações conversoras de Xingu e Estreito, as obras nas linhas dos eletrodos e a obra na linha de transmissão CC ± 800 kV.

As obras nas estações conversoras estavam com o cronograma adiantado perante o previsto, as obras nos eletrodos ainda não tinham se iniciado, mas estavam dentro do programado, e as obras na linha de transmissão CC ± 800 kV se apresentavam como o ponto mais crítico. De modo a entender melhor a situação das obras na linha de transmissão CC ± 800 kV, primeiramente, é importante destacar a magnitude dessa obra e a dinâmica escolhida pela BMTE para a efetivação desta construção.

A linha de transmissão CC ± 800 kV possui as seguintes características:

- Tensão Nominal: ± 800 kV;
- Potência Nominal: 4.000 MW;
- Comprimento Total: 2.076 km;
- Quantidade de Subcondutores por Polo: 06 (cabo 1590 MCM);
- Quantidade de Torres Autoportantes: 1.017;
- Quantidade de Torres Estaiadas: 2.773;
- Vão Médio entre Torres: 548 m;
- Largura da Faixa de Servidão: 100 e 110 m.

Para a efetivação da construção da linha de transmissão, ela foi dividida em 8 (oito) trechos para a sua implantação

estando a cargo de 4 (quatro) empreiteiras diferentes contratadas pela BMTE, conforme indicadas abaixo:

Trecho 1: Anapu/PA - Novo Repartimento/PA

- Responsável: EMPREITEIRA 1;
- Extensão: 259,39 km;
- Quantidade de Torres: 517 (da 0/1 a 259/2);
- Canteiro Principal: Anapu/PA;
- Canteiro Adicional: Maracajá/PA.

Trecho 2: Novo Repartimento/PA - Sapucaia/PA

- Responsável: EMPREITEIRA 1;
- Extensão: 259,39 km;
- Quantidade de Torres: 513 (da 261/1 a 521/2);
- Canteiro Principal: Vila União/PA e Marabá/PA;
- Canteiros Adicionais: Parauapebas/PA, Capistrano de Abreu/PA, Vila Quatro Bocas/PA e Vila Vitória/PA.

Trecho 3: Sapucaia/PA - Dois Irmãos do Tocantins/TO

- Responsável: EMPREITEIRA 2;
- Extensão: 259,39 km;
- Quantidade de torres: 451 (da 525/1 a 786/1);
- Canteiro Principal: Floresta do Araguaia/PA;
- Canteiros Adicionais: Sapucaia/PA, Juarina/TO e Goianorte/TO.

Trecho 4: Dois Irmãos do Tocantins/TO - Dueré/TO

- Responsável: EMPREITEIRA 2;
- Extensão: 259,39 km;
- Quantidade de torres: 455 (da 786/2 a 1049/1);
- Canteiro Principal: Paraíso do Tocantins/TO.

Trecho 5: Dueré/TO - Estrela do Norte/GO

- Responsável: EMPREITEIRA 1;
- Extensão: 259,39 km;
- Quantidade de torres: 478 (da 1050/1 a 1309/1);
- Canteiro Principal: Gurupi/TO;
- Canteiros Adicionais: Alvorada/TO e Porangatu/GO.

Trecho 6: Estrela do Norte/GO - Alexânia/GO

- Responsável: EMPREITEIRA 3;
- Extensão: 263,78 km;
- Quantidade de torres: 458 (da 1310/1 a 1570/1);
- Canteiro Principal: Cocalzinho de Goiás/GO;
- Canteiros Adicionais: Uruaçu/GO, Mara Rosa/GO e Barro Alto/GO.

Trecho 7: Alexânia/GO - Ouvidor/GO

- Responsável: EMPREITEIRA 3;
- Extensão: 263,78 km;
- Quantidade de torres: 470 (da 1570/2 a 1834/1);
- Canteiro Principal: Ipameri/GO;
- Canteiros Adicionais: Alexânia/GO, Silvânia/GO, Orizona/GO e Pires Belo/GO.

Trecho 8: Ouvidor/GO - Ibiraci/MG

- Responsável: EMPREITEIRA 4;
- Extensão: 259,39 km;
- Quantidade de torres: 450 (da 1840/1 a 2086/3);
- Canteiro Principal: Monte Carmelo/MG;
- Canteiros Adicionais: Perdizes/MG e Sacramento/MG.

Portanto, a EMPREITEIRA 1 ficou responsável por 3 (três) trechos da linha de transmissão (trechos 1, 2 e 5), a EMPREITEIRA 2 ficou responsável por 2 (dois) trechos da linha de transmissão (trechos 3 e 4), a EMPREITEIRA 3 ficou

responsável por 2 (dois) trechos da linha de transmissão (trechos 6 e 7) e, por fim, a EMPREITEIRA 4 ficou responsável por 1 (um) trecho da linha de transmissão (trecho 8).

A Tabela 4 apresenta o resumo do *status* das obras de cada trecho da linha de transmissão na época da fiscalização realizada em 2016.

Tabela 4 - Resumo do status das obras nas torres da LT

Resumo do <i>status</i> das obras nas torres da LT							
Trecho da LT	Empreiteira	Total de Torres do Trecho	Torres Liberadas	Torres Bloqueadas	Fundação Concluída	Torres Içadas	Percentual de torres içadas X Total de torres (%)
1	Empreiteira 1	517	499	18	190	11	2,13
2	Empreiteira 1	513	512	1	300	28	5,46
3	Empreiteira 2	451	451	0	147	146	32,37
4	Empreiteira 2	455	452	3	100	180	39,56
5	Empreiteira 1	478	473	5	306	74	15,48
6	Empreiteira 3	458	447	11	80	326	71,18
7	Empreiteira 3	470	469	1	159	247	52,55
8	Empreiteira 4	450	447	3	168	73	16,22

Analisando o percentual de torres içadas na Tabela 4, constata-se o baixo desempenho no cumprimento do cronograma das obras nos trechos 1 (um), 2 (dois), 5 (cinco) e 8 (oito) da LT, cuja produção de 2,13% (dois vírgula treze por

cento), 5,46% (cinco vírgula quarenta e seis por cento), 15,48% (quinze vírgula quarenta e oito por cento) e 16,22% (dezesesseis vírgula vinte e dois por cento), respectivamente, encontra-se bem abaixo dos demais trechos que alcançaram produção superior a 30% (trinta por cento), com o trecho 6 (seis) alcançando mais de 70% de produção.

Nos trechos 1 (um) e 2 (dois), essa situação era ainda mais crítica levando-se em conta que poderia haver paralisação das obras no período de novembro de 2016 a abril de 2017, em virtude da ocorrência de chuvas intensas nesta região do Pará onde se localizam estes trechos. Além disso, o tipo de solo desta região exigia várias fundações especiais para as torres de transmissão, o que certamente dificultaria o cumprimento do cronograma de obras.

Portanto, como evidenciado, diante de vários percalços que foram identificados, o mais preocupante era o andamento das obras referente à Linha de Transmissão CC. O baixo rendimento nos trechos 1 (um), 2 (dois), 5 (cinco) e 8 (oito) e, mais notadamente ainda, nas atividades de fundação e montagem das estruturas nos trechos 1 (um) e 2 (dois) era nítido e altamente alarmante.

Continuando no ritmo que estava a produção destes trechos, o atraso para o início da operação comercial era certo.

Diante da necessidade de tomadas de ações imediatas por parte da Concessionária Belo Monte e da aproximação da data para energização comercial do empreendimento, a ANEEL realizou reunião com os controladores da BMTE no dia 13/03/2017, quando foram delineadas ações a serem tomadas pela Concessionária Belo Monte de forma a mitigar os impactos dos atrasos verificados em trechos específicos da obra.

Devido aos pontos críticos destacados, especialmente a baixa produção na construção de alguns trechos da linha de transmissão CC, e de modo a constatar novamente o andamento das obras, a SFE realizou outra fiscalização *in loco* nas obras da BMTE, fazendo uma viagem no mês de junho e outra em julho de 2017.

Nesta fiscalização, verificou-se que a Concessionária Belo Monte atuou intervindo na construção dos trechos 1 (um) e 2 (dois) da linha de transmissão CC, antes sob responsabilidade da EMPREITEIRA 1.

O trecho 1 (um) da linha de transmissão CC, compreendido entre a estrutura 0/1 até a 259/2, teve a responsabilidade pela construção modificada, após a intervenção na EMPREITEIRA 1, sendo que as atividades foram redefinidas com as responsabilidades ficando da seguinte maneira:

Atividades: Acessos e supressão

EMPREITEIRA 1 – entre as estruturas 0/1 a 137/1;

EMPREITEIRA A – entre as estruturas 137/2 a 174/2;

EMPREITEIRA B – entre as estruturas 175/2 a 259/2.

Atividade: Fundações

EMPREITEIRA 1 – entre as estruturas 0/1 a 137/1;

EMPREITEIRA A – entre as estruturas 137/2 a 174/2;

EMPREITEIRA C – entre as estruturas 175/2 a 259/2.

Atividade: Montagem de estruturas

EMPREITEIRA 1 – entre as estruturas 0/1 a 137/1;

EMPREITEIRA D e EMPREITEIRA E – entre as estruturas 137/2 a 192/1;

EMPREITEIRA F – entre as estruturas 192/2 a 259/2.

Atividade: Lançamento de cabos

EMPREITEIRA 1 – entre as estruturas 0/1 a 131/1;

EMPREITEIRA D e EMPREITEIRA E – entre as estruturas 131/1 a 192/1;

EMPREITEIRA F – entre as estruturas 192/1 a 259/2.

Da mesma forma, o trecho 2 (dois) da linha de transmissão CC, compreendido entre as estruturas 261/1 a 521/2, teve a responsabilidade pela construção também alterada, sendo que as atividades foram redefinidas com as responsabilidades ficando da seguinte maneira:

Atividades: Acessos e supressão

EMPREITEIRA G – entre as estruturas 261/1 a 306/1;

EMPREITEIRA 1 – entre as estruturas 306/2 a 521/2.

Atividade: Fundações

EMPREITEIRA G – entre as estruturas 261/1 a 381/2;

EMPREITEIRA 1 – entre as estruturas 381/3 a 521/2.

Atividades: Montagem e lançamento dos cabos

EMPREITEIRA 2 – entre as estruturas 261/1 a 381/2;

EMPREITEIRA 1 – entre as estruturas 381/2 a 521/2.

Como constatado, houve a entrada de mais 6 (seis) empreiteiras no trecho 1 (um), com as atividades de construção da linha de transmissão CC sendo distribuídas entre elas conforme mostrado acima. Cabe destacar que a EMPREITEIRA 1 ainda continuou com boa parte das atividades de construção.

Também se verificou que houve a entrada de mais duas empreiteiras no trecho 2 (dois), com as atividades de construção da linha de transmissão CC também sendo distribuídas entre elas como evidenciado acima. Destaca-se que a EMPREITEIRA 1 manteve grande parte das atividades de construção e que a EMPREITEIRA 2, que já detinha o trecho 3 (três) e 4 (quatro) da construção da linha de transmissão CC, também foi contratada

para executar a montagem e lançamento de cabos em parte do trecho 2 (dois).

Com a intervenção realizada nos trechos 1 (um) e 2 (dois), houve uma melhora significativa na produção das atividades, no entanto, na época desta segunda viagem, foi constatado que estes trechos ainda acumulavam atrasos na execução das obras, com o trecho 2 (dois) apresentando um desempenho melhor que o trecho 1 (um).

Portanto, apesar da melhora na recuperação dos atrasos nestes trechos, era necessário um empenho ainda maior na produção do trecho 1 (um) e 2 (dois).

Os outros dois trechos que demonstravam preocupação durante a primeira viagem realizada em 2016 eram o trecho 5 (cinco) e 8 (oito).

No entanto, apesar de nestes trechos não ter havido intervenção nas empreiteiras originais, foi verificado uma melhora robusta na produção deles, com o trecho 5 (cinco) já estando com todas as torres montadas e restando apenas a fase de lançamento e grampeamento de parte dos cabos condutores, e com o trecho 8 (oito) faltando içar apenas 2 (duas) torres e concluir parte do lançamento e grampeamento dos cabos condutores, além do início do comissionamento destes trechos.

Os trechos 3 (três), 4 (quatro) e 6 (seis) já estavam completamente finalizados, estando na parte de

comissionamento. O trecho 7 (sete) estava concluindo o serviço de lançamento e grampeamento dos cabos condutores e já tinha iniciado o comissionamento.

Na Figura 6 é possível ver o resumo do *status* da construção de cada um dos trechos da linha de transmissão CC.

LINHA DE TRANSMISSÃO - TRECHOS 1 a 8

TRECHO	# 1	# 2	# 3	# 4	# 5	# 6	# 7	# 8
Concreto Estaiada	82,4%	98,8%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Concreto Autoport	68,0%	95,6%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Reaterro	67,4%	97,7%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Içamento Estaiada	53,6%	64,7%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Montagem Autoport.	32,8%	48,9%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	97,8%
Total	38,9%	59,1%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	99,6%
Lançamento km *	47	74	262	263	193	261	223	203
Lançamento % *	18,2%	28,2%	100,0%	100,0%	74,3%	100,0%	84,3%	82,0%

(*) Apenas lançamento de cabo condutor

Figura 6 – Status das obras na linha de transmissão CC

Portanto, como evidenciado na Figura 6, os trechos 1 (um) e 2 (dois) ainda apresentavam atrasos consideráveis.

Com relação as obras nas estações conversoras de Xingu e Estreito que, na viagem realizada em 2016, estavam com o cronograma adiantado perante o previsto, nesta fiscalização de 2017 tinham sofrido um ligeiro atraso na construção, no entanto, ainda se encontravam num patamar gerenciável pela BMTE.

Cabe destacar que a dificuldade na implantação do reforço no barramento da SE Xingu, devido a embargo judicial impetrada por outra empresa do setor elétrico que suspendeu a Resolução Autorizativa ANEEL nº 5.948/2016, de 12/07/2016, que autorizava a BMTE executar expansão no barramento de 500 kV da subestação Xingu para possibilitar interligação à estação conversora Xingu, fez com que a Concessionária Belo Monte planejasse a execução de um barramento flexível provisório para atender a demanda dos testes de comissionamento das Estações Conversoras e da Linha de Transmissão.

Entretanto, a ANEEL emitiu a Resolução Autorizativa nº 5.970 no dia 02/08/2016, publicada no Diário Oficial da União em 10/08/2016, transferindo a Titularidade da Declaração de Utilidade Pública nº 5.031, de 20/01/2015, da empresa que tinha impetrado o embargo judicial para a Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.

Essa transferência de titularidade permitiu que a BMTE pudesse fazer a expansão da Subestação Xingu 500 kV para dar andamento na obra de interligação com a Estação Conversora Xingu, o que contribuiu para que as obras nessa instalação pudessem ser executadas dentro do prazo definido no Contrato de Concessão.

Referente as obras nos eletrodos que ainda não tinham se iniciado á época da viagem de 2016, durante a fiscalização da viagem de 2017 foi constatado que elas tinham se iniciado, com as obras no eletrodo de Estreito estando mais adiantadas que as obras no eletrodo de Xingu. Existia um certo atraso com relação ao previsto, no entanto, estes atrasos estavam dentro da margem de gerenciamento podendo ser recuperado.

Destaca-se que o Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão – CPST foi celebrado com o ONS em julho de 2014, o Contrato de Compartilhamento de Instalações – CCI foi celebrado com a empresa LT Triângulo S.A. – LTT em maio de 2015 e com a empresa Linhas de Xingu Transmissora de Energia – LXTE em outubro de 2015. Estava em finalização o Contrato de Conexão às Instalações – CCT com as empresas Norte Energia S.A. – NESSA e Xingu Rio Transmissora de Energia – XRTE, previstos para serem assinados em julho de 2017.

Foi informado durante esta fiscalização que a execução da operação das instalações e a supervisão dos serviços de manutenção da linha de transmissão e das estações conversoras seriam realizadas por equipes próprias da Concessionária Belo Monte, enquanto que para os serviços de manutenção das instalações seriam contratadas empresas terceirizadas especializadas.

Com relação às Instruções de Operação - IOs e as Instruções de Manutenção – IMs, a BMTE informou que elas estavam em fase de planejamento e que estimava sua conclusão para o dia 15/08/2017.

Tinha sido definida que a sede da Manutenção da linha de transmissão CC ficaria na cidade de Paraíso do Tocantins/TO e que ao longo da linha haveria outras 7 (sete) subsedes distribuídas nas seguintes cidades:

- Estado do Pará: Pacajá, Vila Cruzeiro do Sul, Parauapebas e Floresta do Araguaia;
- Estado de Goiás: Porangatu e Cocalzinho de Goiás;
- Estado de Minas Gerais: Monte Carmelo.

A Figura 7, mostra a localização geográfica da sede e das subsedes das equipes de manutenção da linha de transmissão CC.

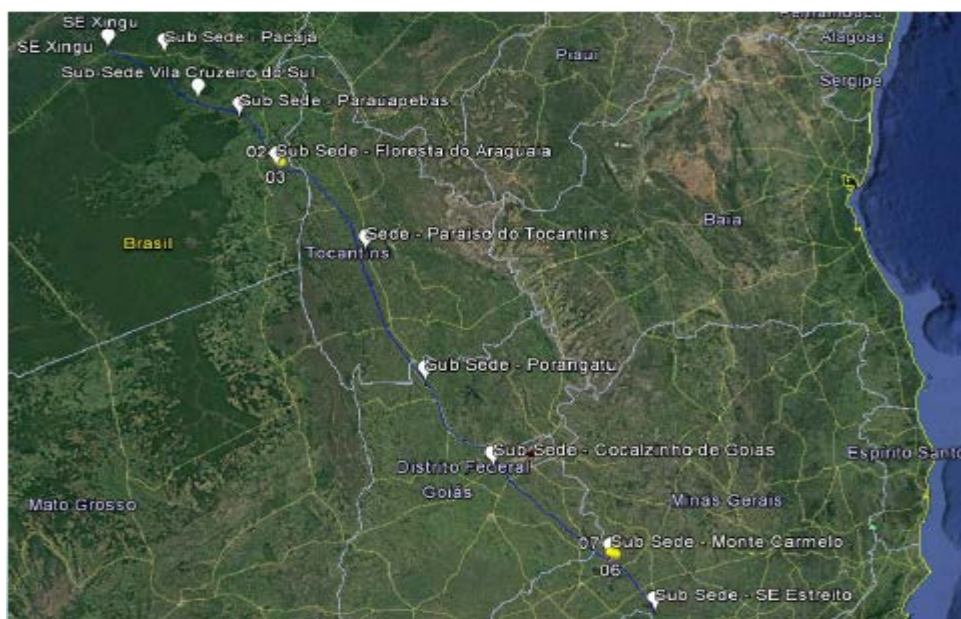


Figura 7 – Distribuição das sedes e subsedes das equipes de manutenção da linha de transmissão CC

Foi apresentado o cronograma para contratação das equipes responsáveis por realizar os serviços de Operação e Manutenção – O&M nas instalações do empreendimento conforme a Tabela 5.

Tabela 5 - Cronograma de atendimento à Contratação de Equipes de Manutenção e Operação da BMTE

Cronograma de atendimento à Contratação de Equipes de Manutenção e Operação da BMTE		
1	Contratação do Gerente de Manutenção	3/7/2017
2	Estabelecimento do Termo de Referência para Contratação da Equipe de Manutenção finalizada	22/6/2017
3	Contratação da Equipe de Manutenção	31/9/2017

4	Contratação do Gerente de Operação	1/7/2017
5	Carta Convite para Empresas de Manutenção	10/7/2017
6	Recebimento de Propostas das Empresas de Manutenção	10/8/2017
7	Equalização das Propostas da Manutenção	14/8/2017
8	Contratação das Empresas de Manutenção	31/7/2017
9	Contratação da Equipe de Operação	29/9/2017
10	Treinamento Operacional Site	29/9/2017

Importante mencionar que a BMTE enviou ofício ao IBAMA, no dia 14/06/2017, solicitando a Licença de Operação - LO para o empreendimento. Segundo a Concessionária Belo Monte, o IBAMA tinha informado que cumpriria o prazo legal de 4 (quatro) meses para liberar a LO, a depender, entretanto, do andamento da obra no campo. A BMTE informou durante essa fiscalização, que trabalhava para que a entrada comercial do empreendimento ocorresse no final do mês de dezembro de 2017.

Portanto, apesar de ainda existir atrasos no empreendimento, especialmente na construção dos trechos 1 (um) e 2 (dois) da linha de transmissão CC, a concessionária Belo Monte trabalhava com a expectativa de não somente reverter os atrasos como de adiantar a entrega do empreendimento.

4.4. Necessidade de antecipação das obras e finalização do empreendimento

Conforme destacado ao longo deste trabalho, o cumprimento dos prazos definidos nos contratos de concessão para a entrada em operação comercial das obras é uma condição primordial dentro do planejamento do setor elétrico, ainda mais se tratando de uma obra do porte do empreendimento de Belo Monte.

No entanto, apesar das datas definidas no planejamento energético do setor elétrico, pode acontecer da necessidade sistêmica surgir antes das datas previstas para o término das obras.

Tal situação já tinha sido mapeada quando da assinatura do Contrato de Concessão nº 014/2014, que tinha estabelecido a data para a entrada em operação comercial de Belo Monte para 12 de fevereiro de 2018, no entanto, já tinha sido previsto no contrato a chamada “data de necessidade” para janeiro de 2018, ou seja, já existia uma necessidade de antecipação das obras em pelo menos 1 (um) mês, conforme constava na oitava subcláusula da cláusula quinta do contrato de concessão, mostrada abaixo:

"CLAUSULA QUINTA - PRERROGATIVAS DA TRANSMISSORA

(...)

Oitava Subcláusula - A TRANSMISSORA poderá, com relação à antecipação da data de entrada em OPERAÇÃO COMERCIAL das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO:

I - antecipar a entrada em OPERAÇÃO COMERCIAL das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO, desde que a data de entrada em OPERAÇÃO COMERCIAL seja posterior a data de necessidade;
e

II - requerer a ANEEL, com antecedência mínima de 3 (três) meses da nova data solicitada, a antecipação da entrada em OPERAÇÃO COMERCIAL das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO, caso a data solicitada seja anterior à data de necessidade. Para os casos que envolvam solicitação de acesso, a antecipação da entrada em OPERAÇÃO COMERCIAL das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO deverá ser compatibilizada com o cronograma de obras do acessante.

As datas de necessidade são aquelas estabelecidas no documento "Consolidação de Obras de Rede Básica-ciclo 2013, Revisão Agosto/2013":

Instalação de Transmissão	Data de necessidade
- LT CC \pm 800 kV Xingu – Estreito, 2092 km; - SE Conversora Xingu 500 kV CA / \pm 800 kV CC, 4000 MW; e - SE Conversora Estreito 500 kV CA / \pm 800 kV CC, 3850 MW.	JAN/2018 (data associada à 12ª unidade geradora da UHE Belo Monte)

Além da data de necessidade já tendo sido prevista com 1 (um) mês de antecedência da data contratual, o ONS emitiu um parecer em 31 de agosto de 2017, apresentando o gráfico da Figura 8 mostrando os limites atuais à época de transmissão e aqueles previstos após a entrada em operação do Bipolo Xingu-Estreito, evidenciando que o Bipolo acrescentaria 4.000 MWmed aos limites de exportação à época.

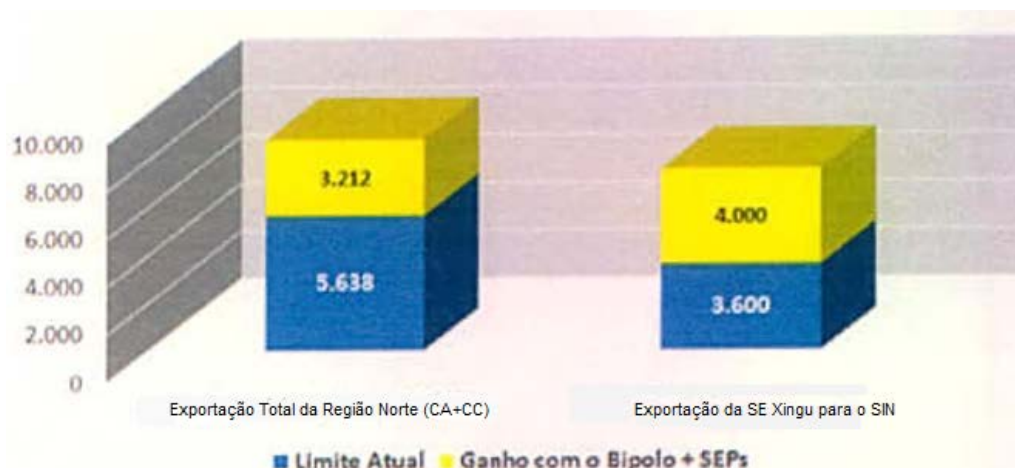


Figura 8 – Limites à época e Ganhos proporcionados pela entrada em operação do Bipolo Xingu-Estreito (MWmed)

Desse modo, como exposto no gráfico da Figura 8, era evidente a necessidade de antecipação do primeiro Bipolo Xingu-Estreito para pelo menos janeiro de 2018, de maneira a proporcionar ao sistema o aproveitamento de toda a energia da região Norte.

A Empresa de Pesquisa Energética – EPE, também sugeriu a antecipação da operação comercial das instalações outorgadas à BMTE com a maior brevidade possível.

Nessa época, a Usina Hidrelétrica de Belo Monte, que seria composta por 18 máquinas de 611,11 MW cada, mais 6 (seis) máquinas de 38,85 MW cada, estava com uma capacidade instalada de quase 4.000 MW, como mostrada na Tabela 6.

Tabela 6 – Máquinas da UHE Belo Monte

Usina	Máquina	Potência (MW)	Data de entrada em operação comercial
UHE Belo Monte	Belo Monte 01	611,11	abr/16
UHE Belo Monte	Pimental 01	38,85	abr/16
UHE Belo Monte	Pimental 02	38,85	jun/16
UHE Belo Monte	Belo Monte 02	611,11	jul/16
UHE Belo Monte	Pimental 03	38,85	ago/16
UHE Belo Monte	Belo Monte 03	611,11	nov/16
UHE Belo Monte	Pimental 04	38,85	nov/16
UHE Belo Monte	Belo Monte 04	611,11	jan/17
UHE Belo Monte	Pimental 05	38,85	jan/17
UHE Belo Monte	Pimental 06	38,85	jan/17
UHE Belo Monte	Belo Monte 05	611,11	abr/17
UHE Belo Monte	Belo Monte 06	611,11	jul/17
UHE Belo Monte	Belo Monte 07	611,11	out/17*
UHE Belo Monte	Belo Monte 08	611,11	fev/18*
UHE Belo Monte	Belo Monte 09	611,11	jun/18*
UHE Belo Monte	Belo Monte 10	611,11	out/18*
UHE Belo Monte	Belo Monte 11	611,11	nov/18*

UHE Belo Monte	Belo Monte 12	611,11	dez/18*
UHE Belo Monte	Belo Monte 13	611,11	mai/19*
UHE Belo Monte	Belo Monte 14	611,11	ago/19*
UHE Belo Monte	Belo Monte 15	611,11	out/19*
UHE Belo Monte	Belo Monte 16	611,11	nov/19*
UHE Belo Monte	Belo Monte 17	611,11	jan/20*
UHE Belo Monte	Belo Monte 18	611,11	fev/20*
*Previsão de entrada em operação comercial à época da Carta do ONS			

Neste ponto, cabe destacar que uma possível antecipação das obras por parte da Belo Monte, daria a ela o direito ao recebimento da Receita Anual Permitida – RAP a partir da data reconhecida pela ANEEL, conforme definido nas subcláusulas nona e décima da cláusula quinta do contrato de concessão, mostradas abaixo:

“CLAUSULA QUINTA - PRERROGATIVAS DA TRANSMISSORA

(...)

Nona Subcláusula - O pagamento da RAP não será prejudicado caso, ocorrendo a antecipação da data de entrada em OPERAÇÃO COMERCIAL das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO, os correspondentes benefícios esperados e estimados não se concretizem por fatores não imputáveis a TRANSMISSORA.

Décima Subcláusula - Caso venha a ser estabelecida pela ANEEL, a necessidade das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO em data anterior aquela fixada no CONTRATO DE CONCESSÃO, a TRANSMISSORA, aceitando tal antecipação, terá direito ao recebimento da RECEITA ANUAL PERMITIDA, a partir da data reconhecida pela ANEEL.”

Portanto, além do ganho sistêmico que a antecipação das obras traria, a concessionária Belo Monte ainda teria o benefício financeiro de começar a receber receita assim que entrasse em operação comercial.

Diante desse cenário, a BMTE, em setembro de 2017, oficializou na ANEEL o pedido de antecipação para 12 de dezembro de 2017. Da data da fiscalização *in loco* das obras, que findou na primeira semana de julho de 2017, até esse pedido da BMTE de antecipação, a produção das empreiteiras contratadas por Belo Monte deu um salto significativo, fazendo com que quase todas as obras já estivessem finalizadas.

O comissionamento já estava em andamento e os testes para a pré-energização já estavam sendo programados.

Conforme definido no contrato de concessão, restava ser estabelecido pela ANEEL a necessidade de antecipação das obras.

Assim, a partir da solicitação da BMTE para antecipação das obras para 12 de dezembro de 2017, foi confeccionada uma Nota Técnica na ANEEL concluindo que a antecipação da entrada em operação comercial do Primeiro Bipolo de Belo Monte seria de extrema importância ao SIN, como referendado pelo ONS e pela EPE, sendo esta Nota Técnica submetida a diretoria colegiada da Agência Nacional de Energia Elétrica.

Deste modo, foi emitido o Despacho nº 3.497, de 17 de outubro de 2017, pela ANEEL, onde o Diretor-Geral da Agência, tendo em vista a deliberação da Diretoria Colegiada, decidiu pela necessidade de antecipação, no menor prazo possível, da entrada em operação das instalações de transmissão objeto do Contrato de Concessão nº 014/2014 e fixou que o recebimento da RAP se daria a partir da data em que efetivamente ocorresse a entrada em operação comercial do empreendimento.

Portanto, a garantia que a BMTE faria jus a receita assim que suas obras estivessem finalizadas e iniciasse a operação comercial, foi o gatilho necessário para que a concessionária Belo Monte cumprisse com a data da sua solicitação de antecipação das obras vindo a finalizar as obras e iniciando a entrada em operação comercial na data de 12 de dezembro de 2017.

5. Conclusão

Os empreendimentos de energia elétrica, especialmente aqueles de grande porte, tem uma extrema importância para todo o sistema elétrico brasileiro, sendo que a entrada em operação comercial das obras nos prazos definidos em contratos são de alta relevância, pois os atrasos na implantação de grandes obras acarretam em consequências graves ao restringir o escoamento da energia elétrica de empreendimentos de geração associados a eles, o que vai refletir em enormes prejuízos sistêmicos e financeiros aos consumidores e aos agentes do setor elétrico.

Antes de iniciar o objetivo da pesquisa, foi feita uma breve explanação das transmissões em corrente alternada e contínua, mostrando um breve panorama da transmissão em corrente contínua em alta tensão no Brasil e no mundo.

Neste trabalho foram detalhados os grandes percalços enfrentados pela concessionária Belo Monte na construção do seu empreendimento.

Foi visto que a BMTE teve que lidar com aspectos fundiários, ambientais, contratuais, aquisição de equipamentos, planejamento das instruções de operação e manutenção e contratação de equipes para manutenção e operação das instalações e execução das obras nas estações conversoras de

Xingu e Estreito, as obras nas linhas dos eletrodos e a obra na linha de transmissão CC ± 800 kV com mais de 2.000 km de extensão.

Mostrou-se que o principal empecilho para a finalização das obras no prazo contratual estava relacionado a execução das obras na linha de transmissão CC. Dos 8 (oito) trechos em que tinha sido dividida a linha de transmissão CC, 4 (quatro) apresentavam rendimento abaixo do esperado e os trechos 1 (um) e 2 (dois) estavam muito atrasados com relação ao previsto.

O monitoramento constante da execução das obras com o recebimento de relatórios mensais da concessionária Belo Monte, juntamente com as reuniões quinzenais realizadas no Ministério de Minas e Energia foram essenciais para o diagnóstico dos problemas que se apresentavam de modo a cobrar da concessionária Belo Monte as resoluções desses percalços.

As duas viagens de fiscalização realizadas pela ANEEL em 2016 e 2017 foram também primordiais para o mapeamento dos obstáculos encontrados.

Todo este monitoramento constante foi decisivo para que a concessionária Belo Monte não atrasasse a finalização do empreendimento.

Muito importante destacar que de nada adiantaria estes monitoramentos se a BMTE não tivesse se empenhado de maneira determinante frente aos diversos problemas encontrados, tendo inclusive que contratar mais empreiteiras, ou seja, arregimentar mais pessoal e estrutura para recuperar os atrasos em parte da linha de transmissão CC.

Concluindo, cabe evidenciar que a antecipação das obras desse primeiro Bipolo de Belo Monte se deveu a 4 (quatro) grandes fatores que foram decisivos; o monitoramento constante e fiscalização do andamento das obras, o empenho da concessionária BMTE para a conclusão do empreendimento, a evidente necessidade sistêmica atestada pelo ONS e pela EPE demonstrando ganhos para o sistema elétrico brasileiro e a decisão da ANEEL de estabelecer a antecipação no menor prazo possível como essencial garantindo que a RAP se daria a partir da data em que efetivamente ocorresse a entrada em operação comercial do empreendimento.

Pode-se inferir que sem a contrapartida financeira, prevista em contrato no caso de antecipação das obras, muito provavelmente a finalização do primeiro Bipolo de Belo Monte ocorreria apenas na data contratual de fevereiro de 2018, ou seja, a entrada em operação comercial do empreendimento 2 (dois) meses antes do previsto em contrato dificilmente teria acontecido.

Após este estudo de caso relativo a implantação do primeiro Bipolo de Belo Monte, por se tratar de uma das maiores obras de expansão do sistema de transmissão no país que traz inerentemente os maiores desafios, espera-se que o mapeamento dos problemas e das soluções encontradas durante a implantação do primeiro Bipolo de Belo Monte possam contribuir para que sejam evitados ou mitigados ao máximo os atrasos em obras semelhantes no sistema elétrico brasileiro, especialmente aquelas de grande porte.

6. Bibliografia

1. BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil) – **Edital do Leilão nº 011/2013-ANEEL** – Brasília-DF – dezembro/2013. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes_liferay/editais_trasmissoao/documentos_editais.cfm?IdProgramaEdital=120. Acesso em: 05/06/2018.
2. BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil) – **Contrato de Concessão nº 014/2014-ANEEL** – Brasília-DF – junho/2014. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes_liferay/siget/arg.cfm?arquivo=19754. Acesso em: 05/06/2018.
3. BRASIL. **Lei nº 8.987, de 13 de fev. de 1995**. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação

de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. Brasília: Diário Oficial da União, 14 fev. 1995.

4. BRASIL. **Lei nº 9.074, de 07 de jul. de 1995**. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Brasília: Diário Oficial da União, 08 jul. 1995.
5. BRASIL. **Lei nº 9.427, de 26 de dez. de 1996**. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Brasília: Diário Oficial da União, 27 dez. 1996.
6. BRASIL. **<Amazônia Notícia e Informação>**. Disponível em: <http://amazonia.org.br/2017/02/solucao-para-evitar-atraso-do-primeiro-Bipolo-de-belo-monte-esta-em-discussao/>. Acesso em: 05/06/2018.
7. BRASIL. **<Ambiente Energia>**. Disponível em: <https://www.ambienteenergia.com.br/index.php/2016/01/por-cao-de-linhas-de-transmissao-belo-monte-podera-ter-problemas-para-escoar-energia/27972>. Acesso em 05/06/2018.
8. BRASIL. **<CanalEnergia.com.br>** Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/42095524/solucao-para-evitar-atraso-do-primeiro-Bipolo-de-belo-monte-esta-em-discussao>. Acesso em: 05/06/2018.
9. BRASIL. **<Fiscalização da Transmissão>** Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/fiscalizacao-da-transmissao-conteudos/>

[/asset_publisher/agghF8WsCRNq/content/dados-estatisticos-da-transmissao/656808?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Ffiscalizacao-da-transmissao-conteudos%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_agghF8WsCRNq%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_count%3D1](#). Acesso em: 22/05/2019.

10. BRASIL. <**Sistema de Itaipu**> Disponível em: <https://www.itaipu.gov.br/energia/integracao-ao-sistema-brasileiro>. Acesso em: 30/03/2019.
11. BRASIL. Sato, A. K. C. **Transmissão de potência em corrente contínua e em corrente alternada: Estudo comparativo**. Trabalho de graduação em Engenharia Elétrica, Publicação Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, SP, 89p. 2013.
12. BRASIL. <**Planejamento Energético**> Disponível em: <http://epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/planejamento-energetico>. Acesso em: 31/03/2019.
13. BRASIL. Serighelli, D. L., Posso, G. D., Teixeira, J. R., Berardi, R. V. e Casara, V. P. **História da Transmissão em Corrente Contínua**. Bacharelado em Engenharia Elétrica, Universidade do Estado de Santa Catarina, Joinville, SC, 11p. 2014.
14. BRASIL. <**Acompanhamento da Expansão da Oferta de Geração de Energia Elétrica**> Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/acompanhamento-da->

[expansao-da-oferta-de-geracao-de-energia-eletrica.](#)

[Acesso em 06/05/2019.](#)

15. BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).
Processo ANEEL nº 48500.004901/2015-51 -
“Acompanhamento do Cronograma Relativo ao
Contrato de Concessão nº 014/2014 – LT 800 kV CC
Xingu - Estreito”. Disponível
em: <http://www.aneel.gov.br/consulta-processual>. Acesso
em: 27/05/2019.