

**PATRICIA OLIVEIRA DA SILVEIRA**

**Planejamento de sistemas de transmissão em área com fonte de geração  
intermitente, apoiado no uso de tecnologias avançadas**

São Paulo  
2017

**PATRICIA OLIVEIRA DA SILVEIRA**

**Planejamento de sistemas de transmissão em área com fonte de geração  
intermitente, apoiado no uso de tecnologias avançadas**

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da  
Universidade de São Paulo para obtenção do  
título de Mestre em Ciências

São Paulo  
2017

**PATRICIA OLIVEIRA DA SILVEIRA**

**Planejamento de sistemas de transmissão em área com fonte de geração  
intermitente, apoiado no uso de tecnologias avançadas**

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da  
Universidade de São Paulo para obtenção do  
título de Mestre em Ciências

Área de Concentração: Sistemas de Potência

Orientador: Prof. Dr. José Antônio Jardini

São Paulo

2017

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, \_\_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de \_\_\_\_\_

Assinatura do autor: \_\_\_\_\_

Assinatura do orientador: \_\_\_\_\_

### Catálogo-na-publicação

Silveira, Patricia Oliveira da

Planejamento de sistemas de transmissão em área com fonte de geração intermitente, apoiado no uso de tecnologias avançadas / P. O. Silveira -- versão corr. -- São Paulo, 2017.

97 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Transmissão em ultra alta tensão (UAT) 2.Transmissão em corrente alternada 3.Linhas de transmissão econômicas 4.Planejamento de linhas de transmissão I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

## **DEDICATÓRIA**

Dedico este trabalho a toda minha família, em especial meus pais que sempre me incentivaram.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço ao meu orientador, Professor Dr. José Antônio Jardini pela orientação e atenção, dispensadas com muita paciência e pelo constante acompanhamento.

Aos meus caros colegas da ITAEE – Instituto Técnico de Automação e Estudos Elétricos, pela colaboração sem a qual esse trabalho não teria sido realizado.

A ANEEL, Eletronorte e State Grid pelo investimento feito no projeto de Pesquisa e Desenvolvimento, sem o qual esta pesquisa não seria possível.

Agradeço a toda minha família, em especial aos meus queridos pais Luiz e Vanda Silveira, que me ensinaram muito, por todo carinho, cuidado e por nunca duvidarem da minha capacidade. E ao meu noivo Corinto, pela paciência e incentivo.

## RESUMO

O Brasil é um país de dimensões continentais, onde existe uma considerável distância entre a geração e os principais centros de consumo. Dessa forma, o estudo e desenvolvimento de novas tecnologias de transmissão a longas distâncias é de fundamental importância para o desenvolvimento do país. A solução mais utilizada atualmente é a transmissão em corrente alternada. Entretanto a transmissão em corrente contínua também é uma solução viável para longas distâncias. O sistema brasileiro é composto principalmente por linhas 500 kV em corrente alternada (também há 230; 345; 440 e 750 kV), bem como em corrente contínua (em  $\pm 600$  e  $\pm 800$  kV). O presente estudo apresenta uma solução de transmissão em corrente alternada por linhas de 1000 kV, que se mostrou mais econômico na transmissão de potências superiores a 3.500 MW e distâncias de 1400km.

Nos próximos anos, a geração de energia elétrica no Brasil será expandida de forma significativa, ocorrerá um aumento principalmente na geração de energia eólica e solar, localizadas em sua maioria na região Nordeste do país. Esse aumento na geração exigirá a transmissão de grandes blocos de energia elétrica por distâncias significativas, devido à falta de proximidade entre a geração e os principais centros consumidores, que estão localizados no Sudeste.

Neste estudo, serão mostradas as etapas de definição de condutor economicamente mais adequado e projeto da geometria da torre. Com base nos dados obtidos, será feita a avaliação do desempenho da linha 1000 kV, durante a operação normal de fluxo de carga, curtos-circuitos e estabilidade.

**Palavras chave:** Transmissão em ultra alta tensão (UAT), transmissão em corrente alternada, linhas de transmissão econômicas, planejamento de linhas de transmissão.

## ABSTRACT

Brazil, a country of continental proportions, have significant distance between the power generation centers and the main consumer centers. In such way, the study and development of new transmission technologies over long distances is of fundamental importance for the development of the country. Nowadays, the most commonly used solution is alternating current transmission. However, direct current transmission is also a viable solution for long distances. The Brazilian system mainly consists of 500 kV alternating current lines (along with 230, 345, 440 and 750 kV) and direct current lines ( $\pm 600$  and  $\pm 800$  kV). This study provides a solution for transmission in alternating current by lines of 1000 kV, which proved to be more economical in power transmission over 3,500 MW and distances beyond 1400km. In the coming years, the electric power generation in Brazil will expand significantly; a boost will take place mainly in wind and solar power generation, located mostly in the Northeast of the country. This generation expansion will require transmission of large blocks of electric power over considerable distances, due to the lack of proximity between generation sites and main consumer centers located in the Southeast. This study will show the setting stages of the most economically applicable conductor and tower geometry design. Based on the data obtained, the performance of the 1000 kV line will be evaluated during the regular load flow operation, short circuits and stability.

**Keywords:** ultra-high-voltage transmission (UHV), alternating current transmission, Economic Transmission Systems, planning of power lines transmission.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Evolução dos níveis de tensão dos sistemas de transmissão em CA .....	18
Figura 2 - Sistema Interligado Nacional (Horizonte 2015) .....	23
Figura 3 – Localização dos Bipolos A e B .....	26
Figura 4 – Custos totais em função da potência máxima transmitida para diferentes distâncias totais. ....	27
Figura 5 - Trajeto da LT 1000 kV, juntamente com empreendimentos eólicos e fotovoltaicos. ....	29
Figura 6 - Capacidade de Geração do Brasil (2016) .....	31
Figura 7 - Evolução da Capacidade Eólica no Brasil .....	32
Figura 8 - Mapa do Potencial Eólico na região Nordeste.....	33
Figura 9 - Regiões mais promissoras para geração eólica na Bahia.....	35
Figura 10 - Média sazonal da Radiação solar (global) .....	37
Figura 11 - Média sazonal da Radiação solar (inclinado) .....	38
Figura 12 - Usinas Fotovoltaicas no Estado da Bahia (obtido em 2016) .....	39
Figura 13 - Capacidade instalada por região (2014 – 2024).....	40
Figura 14 - Potencial eólico no Nordeste .....	41
Figura 15 - Demanda por região no ano de 2016. ....	43
Figura 16 - Configuração da LT 1000kV .....	45
Figura 17 - Disposição das fases na torre utilizada .....	46
Figura 18 - Feixe condutores .....	47
Figura 19 - Fluxo de potência em condição normal. Cenário de Carga Pesada Norte Úmido. Conforme PDE 2024 da EPE. ....	49
Figura 20 - Fluxo de potência em condição normal. Cenário de Carga Leve Norte Úmido. Conforme PDE 2024 da EPE. ....	50
Figura 21 - Localização do aumento de geração no Nordeste (4500 MW).....	51

Figura 22 - Fluxo de potência em condição normal, com LT 1000 KV. Cenário de Carga Pesada Norte Úmido. Conforme PDE 2024 da EPE. ....	52
Figura 23 - Fluxo de potência em condição normal, com LT 1000 KV. Cenário de Carga Leve Norte Úmido. Conforme PDE 2024 da EPE. ....	54
Figura 24 – Localização das contingências analisadas nos casos com a inserção da linha 1000 kV, nos casos de Carga Pesada e Leve, Norte Úmido.....	57
Figura 25 - Tensões nas Barras de 1000 kV - Curto-circuito em Igaporã com posterior abertura do circuito da LT 1.000 kV Ouarolândia – Igaporã, sem religamento. Compensação síncrona	63
Figura 26 - Tensões nas Barras de 1000 kV - Curto-circuito em Igaporã com posterior abertura do circuito da LT 1.000 kV Ouarolândia – Igaporã, com religamento. Compensação síncrona	63
Figura 27 - Tensões nas Barras de 1000 kV - Curto-circuito em Igaporã com posterior abertura do circuito da LT 1.000 kV Ouarolândia – Igaporã, sem religamento. Compensação estática .	64
Figura 28 - Tensões nas Barras de 1000 kV - Curto-circuito em Igaporã com posterior abertura do circuito da LT 1.000 kV Ouarolândia – Igaporã, com religamento. Compensação estática.	64
Figura 29 - Tensões nas Barras 1000 kV - Abertura do circuito da LT 500 kV Gentio do Ouro – Bom Jesus da Lapa, sem religamento. Compensação síncrona.....	65
Figura 30 - Tensões nas Barras 1000 kV - Abertura do circuito da LT 500 kV Gentio do Ouro – Bom Jesus da Lapa, com religamento. Compensação síncrona .....	65
Figura 31 - Tensões nas Barras 1000 kV - Abertura do circuito da LT 500 kV Gentio do Ouro – Bom Jesus da Lapa, sem religamento. Compensação estática .....	66
Figura 32 - Tensões nas Barras 1000 kV - Abertura do circuito da LT 500 kV Gentio do Ouro – Bom Jesus da Lapa, com religamento. Compensação estática.....	66
Figura 33 - Custo de Capacitor Série.....	71
Figura 34 - Custo de Autotransformador Monofásico sem Comutador sob Carga.....	74
Figura 35 - Custo de Autotransformador Monofásico com Comutador sob Carga.....	74
Figura 36 – Alternativa de referência 1000 kV custeada .....	81
Figura 37 - Alternativa de 500 kV com 2 e 3 circuitos .....	82
Figura 38 – Sistema multiterminal VSC .....	84

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Expansão das linhas de transmissão .....	24
Tabela 2 – Expansão do sistema de transformação .....	24
Tabela 3 – SIN e subsistemas: carga e energia.....	42
Tabela 4 - Despacho de algumas usinas (GW), caracterizando os diferentes cenários em estudo, para o ano de 2024.....	48
Tabela 5 – Tensões nas barras das subestações de 500 e 1000 kV propostas, durante contingência no caso de carga pesada .....	58
Tabela 6 - Tensões nas barras das subestações de 500 e 1000 kV propostas, durante contingência no caso de carga leve.....	59
Tabela 7 – Níveis de curto-circuito antes de depois da inserção do sistema 1000 kV .....	61
Tabela 8 - Custo unitários dos Módulos de Manobra.....	70
Tabela 9 - Custo de Reator em Derivação .....	72
Tabela 10 – Custos de operação e manutenção .....	76
Tabela 11 - Custo Atual de Investimento da Alternativa de Referência (R\$).....	81
Tabela 12 - Custo atual de Investimento das Alternativas de 500 kV (R\$) .....	83
Tabela 13 - Custo atualizado de Investimento da alternativa multiterminal VSC (R\$).....	84
Tabela 14 - Custo de Investimento da Alternativa Balizadora (R\$).....	85
Tabela 15 – Principais características das alternativas custeadas.....	85
Tabela 16 - Custo do Investimento das Alternativas.....	86
Tabela 17 - Custo de Investimento das Alternativas com Fator de Perdas de 0,35.....	87
Tabela 18 - Custo de Investimento das Alternativas com Alteração das Perdas do Bipolo de $\pm$ 800 kV .....	88
Tabela 19 - Custo Capacitor Série.....	96
Tabela 20 - Custo para Autotransformador Monofásico sem Comutador sob Carga .....	96
Tabela 21 - Custo para Autotransformador Monofásico com Comutador sob Carga.....	97

## **LISTA DE ABREVIATURAS**

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
HVAC	High Voltage Alternating Current
HVDC	High Voltage Direct Current
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
PROINFA	Programa de Incentivo a Fontes Alternativas
UAT	Ultra Alta Tensão
SIN	Sistema Interligado Nacional

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>14</b>
<b>1.1</b>	<b>Motivação.....</b>	<b>15</b>
<b>1.2</b>	<b>Objetivo .....</b>	<b>15</b>
<b>1.3</b>	<b>Contribuição .....</b>	<b>15</b>
<b>1.4</b>	<b>Estrutura da dissertação .....</b>	<b>16</b>
<b>2</b>	<b>ESTADO DA ARTE .....</b>	<b>17</b>
<b>3</b>	<b>PLANEJAMENTO DE SISTEMAS, CONSIDERANDO ASPECTOS DO BRASIL .....</b>	<b>23</b>
<b>4</b>	<b>EXPANSÃO DA GERAÇÃO E CARGA NO BRASIL.....</b>	<b>31</b>
<b>4.1</b>	<b>Gerações Intermitentes.....</b>	<b>31</b>
4.1.1	Potencial Eólico no Nordeste.....	32
4.1.2	Potencial de Energia Solar no Nordeste.....	36
4.1.3	Geração/Cargas Nordeste e Sudeste.....	39
<b>5</b>	<b>ESTUDO DE CASO .....</b>	<b>44</b>
<b>5.1</b>	<b>Sistema a ser estudado.....</b>	<b>44</b>
<b>5.2</b>	<b>Parâmetros da linha estudada .....</b>	<b>44</b>
5.2.1	Configuração do Sistema 1000 kV .....	45
5.2.2	Geometria das torres e condutores .....	46
5.2.2.1	Geometria utilizada .....	46
5.2.2.2	Cabo para-raios.....	46
5.2.2.3	Condutor.....	47
<b>5.3</b>	<b>Estudos Elétricos – Horizonte 2024.....</b>	<b>47</b>
5.3.1	Fluxo de Potência.....	47
5.3.2	Caso Norte Úmido (Carga Pesada e Leve) – Linha 1000 kV .....	50
5.3.2.1	Suporte Reativo na Solução em 1000 kV.....	54

5.3.2.2	Contingências Analisadas, em Carga Pesada e Leve .....	55
5.3.3	Estudos de Curto-circuito.....	59
5.3.4	Estudos de Oscilações Eletromecânicas.....	62
<b>5.4</b>	<b>Aspectos econômicos da transmissão .....</b>	<b>67</b>
5.4.1	Investimentos .....	68
5.4.1.1	Linha de transmissão .....	68
5.4.1.2	Subestações e equipamentos .....	69
<b>5.5</b>	<b>Operação e Manutenção .....</b>	<b>75</b>
5.5.1	Custos de operação e manutenção.....	75
5.5.2	Perdas Joule.....	76
<b>5.6</b>	<b>Custo de Investimento, Operação e Manutenção.....</b>	<b>79</b>
5.6.1	Fator de Recuperação do Capital (FRC) .....	79
5.6.2	Operação e Manutenção .....	79
5.6.3	Valor Atual das Perdas e Operação/Manutenção Acumulados.....	79
<b>5.7</b>	<b>Avaliação econômica das alternativas.....</b>	<b>79</b>
5.7.1	Sistema CA em 1000 kV .....	80
5.7.2	Análise das demais alternativas .....	82
5.7.3	Comparação das Alternativas.....	85
5.7.4	Análise da sensibilidade dos custos das alternativas.....	86
<b>6</b>	<b>CONCLUSÕES.....</b>	<b>89</b>
<b>7</b>	<b>TRABALHOS FUTUROS .....</b>	<b>90</b>
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>91</b>
	<b>APÊNDICE .....</b>	<b>96</b>

## 1 INTRODUÇÃO

A expansão do sistema de transmissão do Brasil aponta que ter-se-á no espaço de 10 anos, sistemas de transmissão em corrente alternada até a tensão de 750 kV, sistema de transmissão em corrente contínua em  $\pm 600$  kV (Itaipu e Madeira),  $\pm 800$  kV (Belo Monte, Parauapebas-Assis e Graça Aranhas-Silvânia). A implantação de uma linha de Ultra Alta Tensão em Corrente Alternada (1000 kV, máxima 1100 kV<sup>1</sup>), para transmissão em longas distâncias, constituirá em uma modalidade transmissão pioneira no Brasil.

Em recente estudo de pesquisa, projeto de P&D estratégico da ANEEL intitulado “Alternativas Não Convencionais para Transmissão de Energia Elétrica em Longas Distâncias” (JARDINI, 2012) foi realizada uma avaliação econômica dos sistemas de corrente alternada e corrente contínua. Como conclusão, verificou-se que, nas condições brasileiras, transmissão em HVAC é mais econômica para distâncias até 1300 km e que para essas distâncias, a transmissão de potências de 3000 a 4000 MW, a tensão nominal mais adequada é o 1000 kV, já para o 500 kV a capacidade de transmissão se limita em torno de 1500 MW.

Dessa forma o sistema de transmissão em 1000 kV se torna uma alternativa muito atraente para esse propósito, mesmo porque, o sistema de 500 kV pode ser superado na sua capacidade com a adição das novas gerações.

Expandir a rede usando 750 kV seria um passo muito pequeno para a mudança de tensão do sistema, pois para potências acima de 3000 MW, a transmissão em 1000 kV apresentou melhores resultados técnicos e econômicos. Nesse sentido, o 1000 kV é bastante promissor para a transmissão da energia a partir do Nordeste para o Sudeste.

Esta pesquisa se baseia em revisão bibliográfica e em simulações computacionais. Também serão descritas linhas 1000 kV existentes na China, Índia e Japão, países que vem atuando fortemente na transmissão de energia a longa distância.

---

<sup>1</sup> O sistema considerado utiliza a tensão média de 1000 kV e máxima de 1100 kV. Na redação é usada a denominação 1000 kV e algumas vezes 1100 kV principalmente quando se refere a equipamentos.

## 1.1 Motivação

Nos próximos anos (até 2024), a futura expansão da geração do Brasil vai incluir cerca de 30 GW de hídricas, 10 GW de fosséis, 8 GW de biomassa, 20 GW de eólicas e 7 GW de fotovoltaicas aproximadamente, segundo descrito em (EPE, 2015a). As futuras usinas hidrelétricas estão localizadas principalmente nos afluentes do Rio Amazonas, muito longe dos centros de carga. Essa energia será transmitida através de sistemas HVDC. As outras gerações estão espalhadas por todo o país, sendo que a maior parte do potencial de gerações eólicas e fotovoltaicas está localizada na região Nordeste, no interior e litoral (*onshore*).

Em certas ocasiões, a predominante geração de energia hidrelétrica será reduzida e a energia gerada pelas usinas eólicas deverá ser utilizada em sua capacidade máxima.

A previsão de carga para a região Nordeste indica aumento de cerca de 5 GW média, enquanto que só a geração eólica pode aumentar em até 20 GW, conforme mostrado em (EPE, 2015a), do que significa que este excedente (15 GW) pode ser enviado para onde a carga é maior. Considerando que a maior parte da carga no Brasil se encontra na região Sudeste, esta energia precisará ser levada a estes grandes centros consumidores do país. A interligação dos sistemas Nordeste e Sudeste em 1000 kV trará mais flexibilidade ao sistema de 500 kV, tanto ao existente quanto ao futuro e ao SIN, ao se colocar como uma espinha dorsal com vários pontos de captação intermediários, facilitando o escoamento do potencial renovável e intermitente da região.

## 1.2 Objetivo

Estudo da inserção de um sistema de transmissão em ultra alta tensão (UAT) em corrente alternada (CA) em um nível de tensão ainda não implantado no Brasil (1000 kV), com o objetivo de transmitir grandes blocos de energia por longas distâncias.

## 1.3 Contribuição

O presente trabalho trata de uma nova modalidade de transmissão de energia, que tem como pano de fundo o sistema de transmissão brasileiro.



Os resultados visualizados permitiram antever a sua plena utilização em termos de futuras aplicações ao Sistema Interligado Nacional bem como na indicação de futuros itens de pesquisa e desenvolvimento. Com a linha em 1000 kV, o Brasil terá no seu sistema interligado, uma completa infraestrutura de diferentes tecnologias, o que abrirá ainda mais as portas para a capacitação das empresas, fornecedores, universidade e centros de pesquisas.

#### **1.4 Estrutura da dissertação**

Em sequência ao capítulo 1, o capítulo 2 apresenta o estado da arte, onde é feita uma breve consideração sobre a geração eólica e fotovoltaica, sobre o sistema brasileiro de transmissão e sobre a evolução do sistema de transmissão no mundo.

O capítulo 3 apresenta o sistema de transmissão brasileiro, bem uma consideração sobre planejamento de sistemas, levando em conta os aspectos do Brasil.

O capítulo 4 apresenta uma consideração sobre o potencial eólico e fotovoltaico brasileiro. São mostradas nesse capítulo, as usinas eólicas e fotovoltaicas que estão em operação no Brasil e os empreendimentos futuros (até 2024). São descritas as cargas e gerações no Brasil com foco na região Nordeste.

O capítulo 5 apresenta os aspectos econômicos da transmissão onde são apresentados todos os aspectos para a determinação dos custos da linha, assim como seus parâmetros. Nesse capítulo, também são avaliadas a operação em regime, comportamento em curto e energização a frequência industrial da linha 1000 kV.

O capítulo 6 apresenta as conclusões desse trabalho.

O capítulo 7 apresenta as sugestões para trabalhos futuros.

Ao final, são apresentadas as referências bibliográficas consultadas.

## 2 ESTADO DA ARTE

A transmissão de grandes blocos de energia a longas distâncias tem sido foco de vários estudos atualmente. A busca de novos métodos de transmissão faz-se necessária no atual cenário de geração do Brasil. Acontecerá nos próximos anos (2024), uma expansão significativa da geração de energia, conforme descrito no Plano Decenal de Expansão de Energia (2024) (EPE, 2015a) e no Banco de Informação de Geração da ANEEL (ANEEL, 2016), sendo a maior parte desse aumento proveniente de usinas eólicas e solares. A maior parte desse aumento ocorrerá no Nordeste, principalmente no centro da Bahia, já o aumento da carga nessas regiões não se dará da mesma forma que o crescimento da geração, conforme descrito em (EPE, 2015a), portanto faz-se necessária a transmissão dessa geração excedente para os grandes centros de carga que no caso do Brasil, se encontram no Sudeste.

Segundo (MME, 2015a), o potencial eólico no Nordeste do Brasil é muito significativo, com ventos que variam de 6 a 9 m/s no litoral Nordestino, principalmente nos Estados do Ceará e Rio Grande do Norte e no centro da Bahia, com velocidade de vento de 6,5 a 8 m/s. O potencial solar do Nordeste assim como eólico, também é muito significativo. Segundo (PEREIRA, 2006) o Brasil possui índices de irradiação solares bastante promissores para a exploração fotovoltaica.

Ao longo dos dois últimos anos, a EPE (Empresa de Pesquisa Energética) apresentou vários documentos que mostram estudos do planejamento de expansão do sistema de transmissão. Os documentos (EPE, 2014a), (EPE, 2015b), (EPE, 2014b), (EPE, 2014c) e (EPE, 2014d) analisam o escoamento da energia das regiões Norte e Nordeste, principalmente de usinas eólicas, para o Sudeste. Esses estudos apresentaram um gargalo no ano de 2020.

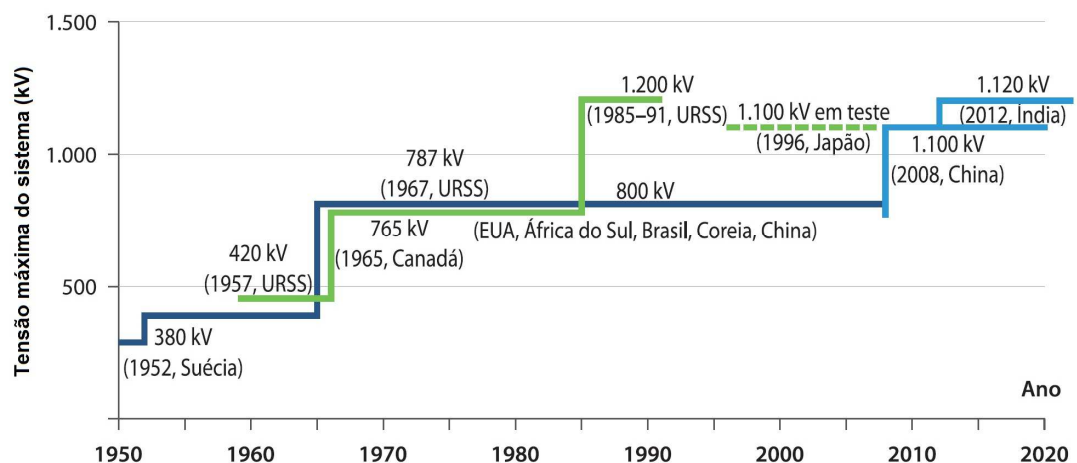
O Brasil possui atualmente sistemas de transmissão nas tensões de 345, 440, 500 e 750 kV, em corrente alternada e transmissão em  $\pm 600$  e  $\pm 800$  kV em corrente contínua (CC). É proposta nesse trabalho, a inserção de um sistema de transmissão em 1000 kV em corrente alternada, com o intuito de reforçar esse escoamento, utilizando transmissão em um nível de tensão ainda não implantado no Brasil.

Em 2012, o projeto de P&D estratégico da ANEEL, “Alternativas Não Convencionais para a Transmissão de Energia Elétrica em Longas Distâncias” (JARDINI, 2012), tratou do estudo da transmissão de energia em longas distâncias, não implantadas no país. Em (JARDINI, 2012)

foi feita uma análise econômica de transmissão em corrente contínua e corrente alternada e concluiu-se que para distâncias até 1300 km e transmissão de blocos entre 3000 e 4000 MW, a transmissão em 1000 kV seria mais econômica. Foi feita uma análise econômica da alternativa em 1000 kV, utilizando as equações de custeamento descritas em (JARDINI, 2012) e foi feita uma comparação desta alternativa em relação outras em corrente alternada e corrente contínua.

Apesar de a transmissão em 1000 kV ainda não ter sido implantada no Brasil, atualmente existem algumas instalações de linhas de Ultra Alta Tensão (UAT) em corrente alternada (1000 kV, ou maior) no mundo. As principais experiências nesta modalidade de transmissão encontram-se em alguns países como: China, Índia, Japão e Rússia. A Figura 1 mostra a evolução dos níveis de tensão dos sistemas de transmissão em corrente alternada no mundo.

**Figura 1 – Evolução dos níveis de tensão dos sistemas de transmissão em CA**



Fonte: Adaptado de (JARDINI, 2011), página 57.

#### a) *Experiência na China*

Em junho de 2009 entrou em operação um sistema piloto em 1100 kV na China, ligando as regiões norte e central. O sistema é composto de duas seções de circuito simples entre Changzhi – Nanyang (359 km) e Nanyang – Jingmen (281 km), formando um eixo principal, substituindo interligações em 500 kV e melhorando a estabilidade do sistema, mostrando ser a melhor alternativa no ponto de vista técnico e econômico, se for considerada em paralelo com a transmissão em corrente contínua de  $\pm 800$  kV.

Esses sistemas conectaram as usinas térmicas a carvão e hidroelétricas, que se localizam no Nordeste e Oeste, aos centros de carga localizados nas regiões Leste e Central, a geração total da China deve alcançar 1300 GW em 2020 (JARDINI, 2011).

O sistema híbrido mostrou muitas vantagens com relação a segurança e estabilidade, pois durante emergências, as funções de controle do sistema CC atuam de maneira efetiva (JARDINI, 2011).

Após o sistema piloto, a China já colocou em operação mais de 6000 km de linhas 1100 kV, inclusive algumas com circuito duplo.

#### **b) *Experiência na Índia***

Em 2011 a demanda da Índia era em torno de 157 GW e segundo a empresa *Power Grid Corporation of India Limited* (POWERGRID) até 2025 essa demanda será de 600 GW.

Para que o país tenha sua demanda atendida deverão ser implantadas fontes de geração em locais distantes dos centros de carga e será necessária também a ampliação do sistema de transmissão existente. Em 2011 os sistemas de transmissão da Índia em corrente alternada eram compostos de linhas de 400 e 765 kV e os de corrente contínua de  $\pm 500$  kV (2500 MW) e  $\pm 800$  kV (6000 MW).

Na ampliação do sistema de transmissão da Índia considerou a construção de um grande número de linhas e subestações de 400 kV e de cerca de 9000 km de linhas de 765 kV junto com 15 subestações do mesmo nível de tensão, também a inserção de um sistema de 1200 kV.

Sendo descrito em (JARDINI, 2011)

A alternativa de 1200 kV CA foi considerada tendo em vista as extremas dificuldades de disponibilidade de faixa de passagem para os corredores de transmissão dos blocos de energia das fontes remotas de geração para os centros de carga. A decisão relativa à implantação desta nova modalidade de transmissão (1200 kV) que cruza diversas regiões do país, levou em consideração outros pontos, como por exemplo, possibilidades de otimização dos custos, rapidez na implantação do projeto, coordenação do corredor de transmissão com outras obras de infraestrutura do país,

redução das perdas elétricas, possibilidade de integração com outras tecnologias emergentes etc.

c) ***Experiência no Japão***

Desde a década de 70 a empresa japonesa *Tokyo Electric Power Company* (TEPCO) tem estudado a expansão da rede de transmissão de 500 kV do país. A empresa decidiu investir em uma alternativa de transmissão em 1100 kV, para superar as dificuldades relacionadas a disponibilidade de corredores. A linha 1100 kV estudada foi projetada em circuito duplo e com uma capacidade de transmissão de 3 a 4 vezes a capacidade das linhas de 500 kV existentes. A TEPCO já havia construído a linha de 1100 kV, em dois trajetos, um trecho de leste para oeste, com 240 km e outro do norte para o sul, com 190 km. O sistema entrou em operação na tensão de 500 kV, passando para a operar na tensão de 1100 kV em 2010 (JARDINI, 2011). Mas o sistema em 1100 kV não continuou a operar nesse nível de tensão por muito tempo e hoje opera novamente em 500 kV.

d) ***Experiência na Rússia***

O sistema de 1150 kV da Rússia, foi projetado com o objetivo de transportar a energia da Sibéria para a região central. O sistema foi constituído de duas linhas Ehibastuz – Kokchetav (500 km) e Kokchetav – Kustanay (400 km) e comissionado no período 1982-1988. O sistema operou por cerca de dois anos na tensão de 1150 kV e depois passou a operar em 525 kV, isso ocorreu por conta da dissolução da antiga União Soviética em 1991, que interrompeu em parte a operação das interligações regionais e também em decorrência da crise econômica subsequente que provocou forte retração na demanda de energia. Neste contexto a transmissão em Ultra Alta Tensão (CA) se tornou ineficiente e passou a operar em 525 kV. Com base na experiência adquirida foram construídas mais 1000 km de linhas de 1150 kV que estão operando em 525 kV (CIGRÉ A3.22, 2008).

e) ***Experiência na Itália***

Segundo descrito em (JARDINI, 2011)

A alternativa em 1050 kV CA para o planejamento da expansão do sistema de transmissão foi visualizada pela Itália em 1970. O objetivo seria conectar três ou

quatro centrais geradoras de alta capacidade para os centros de carga distantes 200-250 km.

O sistema 1050 kV estudado possuía duas linhas e se mostrou uma solução confiável e viável economicamente, sendo assim a Itália iniciou uma série de estudos e pesquisa, com implantação de laboratórios e linha teste, afim de obter subsídios, com o objetivo de especificar e fabricar linhas, equipamentos e subestações, conforme pode ser visto em (CIGRÉ A3.22, 2008), mas o projeto foi interrompido, pois o crescimento da demanda foi muito inferior ao esperado.

“É importante mencionar que os especialistas envolvidos neste projeto publicaram diversos trabalhos e artigos sobre as investigações realizadas, que se constituem em importantes contribuições para a implantação desta modalidade de transmissão” (JARDINI, 2011).

**f) *Experiência no Canadá***

A empresa canadense Hydro Quebec, estudou alternativas em corrente alternada (765 – 1110 kV) e corrente contínua ( $\pm 500$  –  $\pm 800$  kV), com o intuito de ligar as Usinas de James Bay (15000 MW) aos centros de carga, distantes de 800 a 1200 km das Usinas. Ao fim do estudo optou-se pela expansão do sistema de 735 kV, com a instalação de capacitores série (JARDINI, 2011).

**g) *Experiência nos Estados Unidos***

Segundo mostrado em (JARDINI, 2011),

A experiência americana se baseia nos seguintes projetos:

- A empresa American Electric Power (AEP) em parceria com o fabricante ABB desenvolveu diversos estudos e testes sobre a transmissão até 1500 kV.
- A empresa Bonneville Power Administration (BPA) efetivamente construiu uma estação piloto em 1200 kV para investigar a viabilidade técnica econômica e os possíveis impactos ao meio ambiente deste nível de tensão.
- A empresa General Electric (GE) em parceria com o EPRI – Electric Power Research Institute implantaram uma linha experimental em UHV, gaiola de testes de corona, e câmara de poluição. Os resultados e a descrição das instalações foram publicados no Livro Vermelho –

Transmission Line Reference Book. 345 kV and Above. Second Edition, Palo Alto Estados Unidos ( 1982).

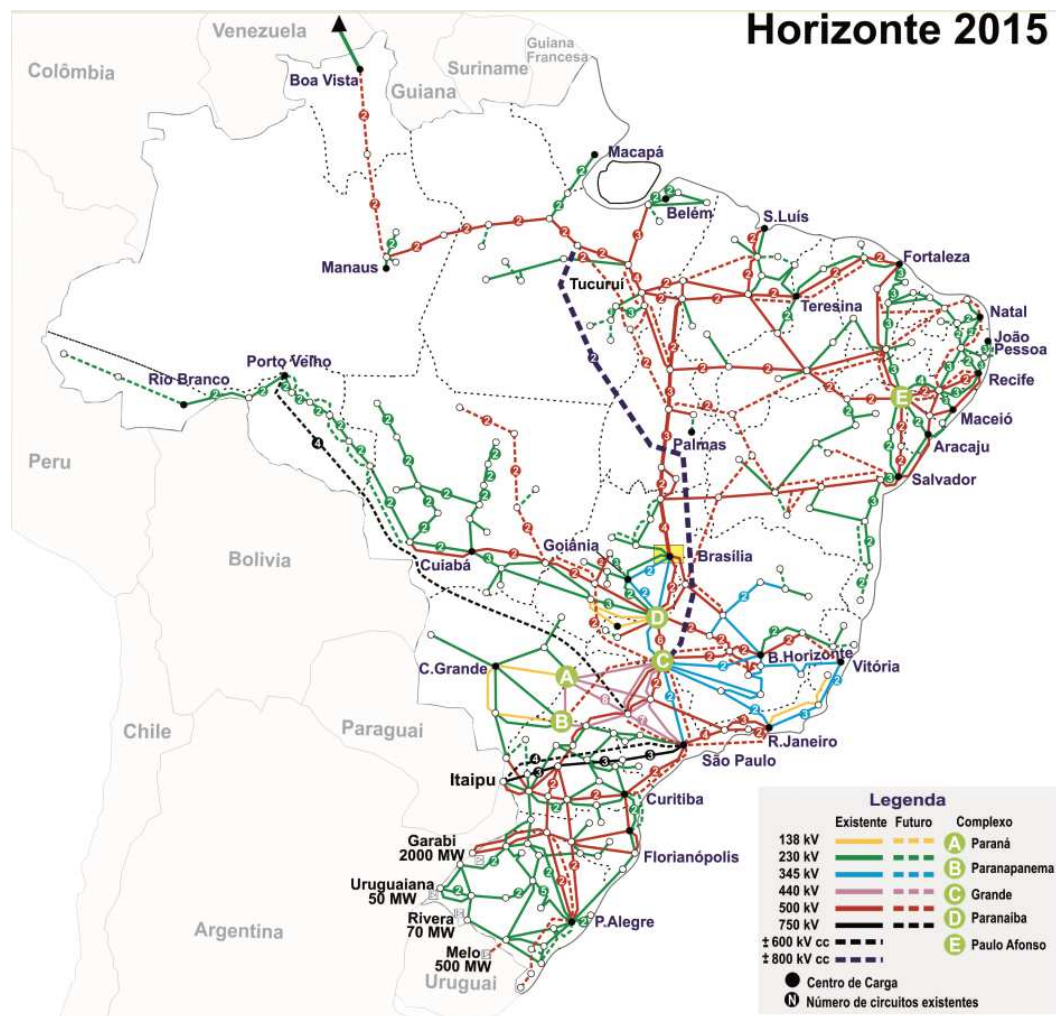
Os projetos descritos concluíram que não há nenhum grande impedimento para que se evolua para este nível de tensão e através dos mesmos foi possível produzir um volume grande de informações sobre o assunto, mesmo assim os Estado Unidos não mostram intenção até o momento de implantar sistemas com níveis de tensão acima de 800 kV, dando preferência a expansão em 765 kV e interligação em corrente continua.

### 3 PLANEJAMENTO DE SISTEMAS, CONSIDERANDO ASPECTOS DO BRASIL

O crescente aumento da geração na região Nordeste resultou na necessidade de estudar a expansão da interligação Nordeste – Sudeste, de forma que seja possível escoar sem restrições elétricas a energia gerada pelos novos empreendimentos, até os principais centros de carga do Sistema Interligado Nacional (SIN), pois haverá um excedente de oferta de energia elétrica na região NE em certos cenários de operação maximizada nessa região.

O atual sistema de transmissão brasileiro mostrado na Figura 2.

Figura 2 - Sistema Interligado Nacional (Horizonte 2015)



Fonte: Adaptado de (ONS, 2016)

Conforme Figura 2, o sistema de transmissão do Brasil é composto principalmente por linhas 500 kV (também há 230; 345; 440 e 750 kV), bem como o HVDC (em  $\pm 600$  e  $\pm 800$  kV).



As Tabela 1 e Tabela 2 mostram a previsão da evolução do sistema de transmissão de energia elétrica brasileiro até 2024, considerando o comprimento das linhas e capacidade de transformação, segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia/Sumário Executivo (EPE, 2016b).

**Tabela 1 – Expansão das linhas de transmissão**

Tensão / <i>Tension</i>	<b>±800 kV</b>	<b>750 kV</b>	<b>±600 kV</b>	<b>500 kV</b>	<b>440 kV</b>	<b>345 kV</b>	<b>230 kV</b>	<b>TOTAL</b>
	km							
Existente / <i>Existing</i> 2014		2.683	12.816	40.656	6.728	10.303	52.647	<b>125.833</b>
Evolução / <i>Evolution</i> 2015-2024	20.110			42.783	353	1.666	20.870	<b>85.782</b>
Evolução em/ <i>Evolution in</i> 2015-2019	4.280			25.755	196	885	9.352	<b>40.468</b>
Evolução em/ <i>Evolution in</i> 2020-2024	15.830			17.028	157	781	11.518	<b>45.315</b>
Estimativa / <i>Estimated</i> 2024	20.110	2.683	12.816	83.439	7.081	11.969	73.517	<b>211.615</b>

Fonte: Fonte: Adaptado de (EPE, 2016b), página 31.

**Tabela 2 – Expansão do sistema de transformação**

Tensão / <i>Tension</i>	<b>750kV</b>	<b>500kV</b>	<b>440kV</b>	<b>345kV</b>	<b>230kV</b>	<b>TOTAL</b>
	MVA					
Existente / <i>Existing</i> 2014	23.247	129.095	23.916	49.795	79.565	<b>305.618</b>
Evolução / <i>Evolution</i> 2015-2024	3.650	105.425	11.031	21.147	46.906	<b>188.158</b>
Evolução em/ <i>Evolution in</i> 2015-2019	3.650	58339	5081	14.747	24933	<b>106.750</b>
Evolução em/ <i>Evolution in</i> 2020-2024		47086	5950	6.400	21973	<b>81.409</b>
Estimativa / <i>Estimated</i> 2024	26.897	234.520	34.947	70.942	126.471	<b>493.776</b>

Fonte: Fonte: Adaptado de (EPE, 2016b), página 31.

Ao longo dos últimos dois anos a EPE emitiu documentos apresentando estudos de planejamento de expansão do sistema de transmissão devido ao aumento de geração de fontes

renováveis no Norte e Nordeste do Brasil, principalmente fontes eólicas. Devido a esse aumento de geração há necessidade de escoar o excedente de energia para as regiões Sul e Sudeste. Alguns desses documentos são:

- N° EPE-DEE-RE-146/2014-rev0 (31 de outubro de 2014). Estudos para a Expansão da Transmissão – Expansão das Interligações N-SE e NE-SE para Atender a Cenários Extremos de Exportação das Regiões N e NE – Concepção Inicial de Alternativas. (EPE, 2014a)
- N° EPE-DEE-NT-049/2015-rev0 (16 de março de 2015). Estudos de Planejamento da Expansão do Sistema de Transmissão – Escoamento de Excedentes de Energia das Regiões Norte e Nordeste – Requisitos de aumento de capacidade das interligações. A nova versão dessa Nota técnica é a N° EPE-DEE-RE-020/2016-rev0 (29 de fevereiro de 2016). (EPE, 2015b)
- N° EPE-DEE-RE-147/2014-rev2 (08 de dezembro de 2014). Estudos para Licitação da Expansão da Transmissão, Análise Técnico-Econômica de Alternativas: Relatório R1, Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Área Leste da Região Nordeste. (EPE, 2014b)
- N° EPE-DEE-RE-148/2014-rev1, (08 de dezembro de 2014). Estudos para Licitação da Expansão da Transmissão, Análise Técnico-Econômica de Alternativas: Relatório R1, Aumento da Capacidade de Transmissão da Interligação Nordeste-Sudeste. (EPE, 2014c)
- N° EPE-DEE-DEA-RE-001/2014-ver0, (10 de janeiro de 2014). Estudos para Licitação da Expansão da Transmissão, Estudos para Escoamento do Potência Eólica da Região Central da Bahia. (EPE, 2014d)

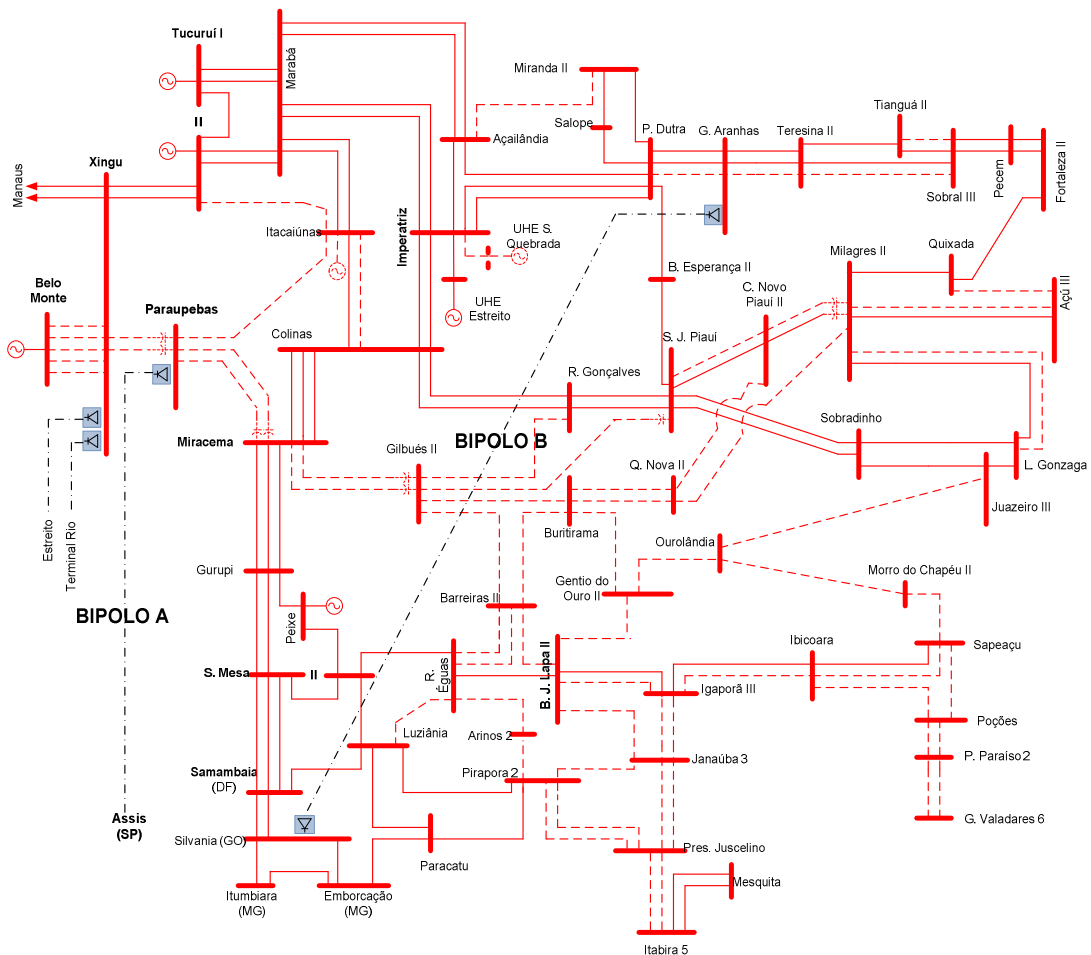
Esses documentos analisam o escoamento de energia das regiões Norte e Nordeste para a região Sudeste devido principalmente à empreendimentos de geração eólica. Verifica-se nessas notas que há um “gargalo” no ano de 2020.

Com relação à transmissão em corrente contínua, já foram licitados empreendimentos em  $\pm 800$  kV CC, o que consolidará a experiência brasileira nesse tipo de transmissão juntamente com empreendimentos de  $\pm 600$  kV CC já existentes (Itaipu e Madeira).

Em (EPE, 2015b) a EPE estudou a expansão da transmissão através de dois Bipolos chamados de Bipolo “A” e Bipolo “B”. O Bipolo A interliga a subestação Parauapebas 500 kV (PA), na

região Norte, a subestação de Assis 2 (SP), na região Sudeste, com capacidade de 4000 MW e tensão de  $\pm 800$  kV CC. A localização do Bipolo A e do Bipolo B são mostradas na Figura 3.

**Figura 3 – Localização dos Bipolos A e B**



**Fonte: Autora**

Segundo (EPE, 2015a) o início da operação do Bipolo A está previsto para 2021 e auxiliará no escoamento da energia dos principais empreendimentos hidrelétricos da região Norte, como a Usina de Belo Monte e a de Tapajós.

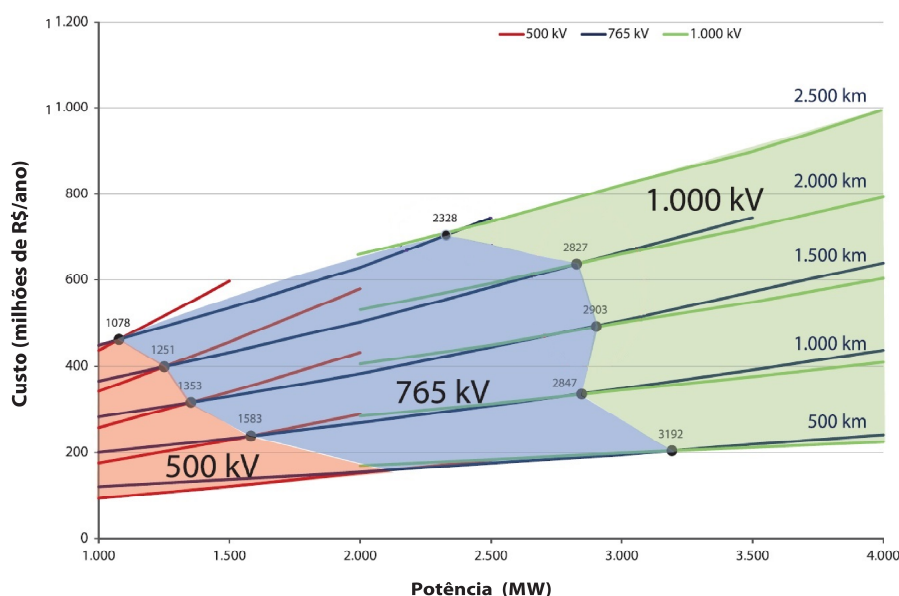
O Bipolo B fará a ligação da Subestação de 500 kV de Governador Graça Aranha (MA) (conectada ao sistema de 500 kV através de um seccionamento entre Presidente Dutra (MA) e Teresina II (PI)) à Subestação de 500 kV de Silvânia (GO). Assim como o Bipolo A, o Bipolo B também possui capacidade de 4000 MW e tensão de  $\pm 800$  kV CC. O Bipolo B auxiliará no escoamento da energia do Norte/Nordeste, sendo a maior parte vinda do Norte. O despacho das

usinas do Norte impacta diretamente o carregamento da Norte-Sul (500 kV), compreendida entre as Subestações de Imperatriz (MA) a Samambaia (DF), sendo que o Bipolo B, por sua relativa proximidade com a Norte-Sul, contribui para um alívio sobre seu carregamento em cenários de Norte úmido. A operação do Bipolo B terá início em 2021.

Com relação à transmissão em Ultra Alta Tensão em corrente alternada, faz-se necessária à implantação de uma linha piloto para que se possa igualmente ampliar os conhecimentos e experiências já existentes. Com base nas análises feitas pela EPE, foram estudadas alternativas de inserção de um sistema de transmissão em Ultra Alta Tensão para reforçar esse escoamento.

O projeto estratégico de P&D “Alternativas não Convencionais para a Transmissão de Energia Elétrica em Longas Distâncias” (JARDINI, 2012), que se encerrou no ano de 2012, analisou várias alternativas de transmissão, dentre as alternativas analisadas neste projeto as que se destacaram foram as de transmissão em corrente alternada e em corrente contínua em UAT. A Figura 4 mostra os custos totais das linhas, em corrente alternada, em função da potência transmitida, em diferentes distâncias totais, para tensões de 500 kV, 765 kV (ou 750 kV) e 1000 kV.

**Figura 4 – Custos totais em função da potência máxima transmitida para diferentes distâncias totais.**



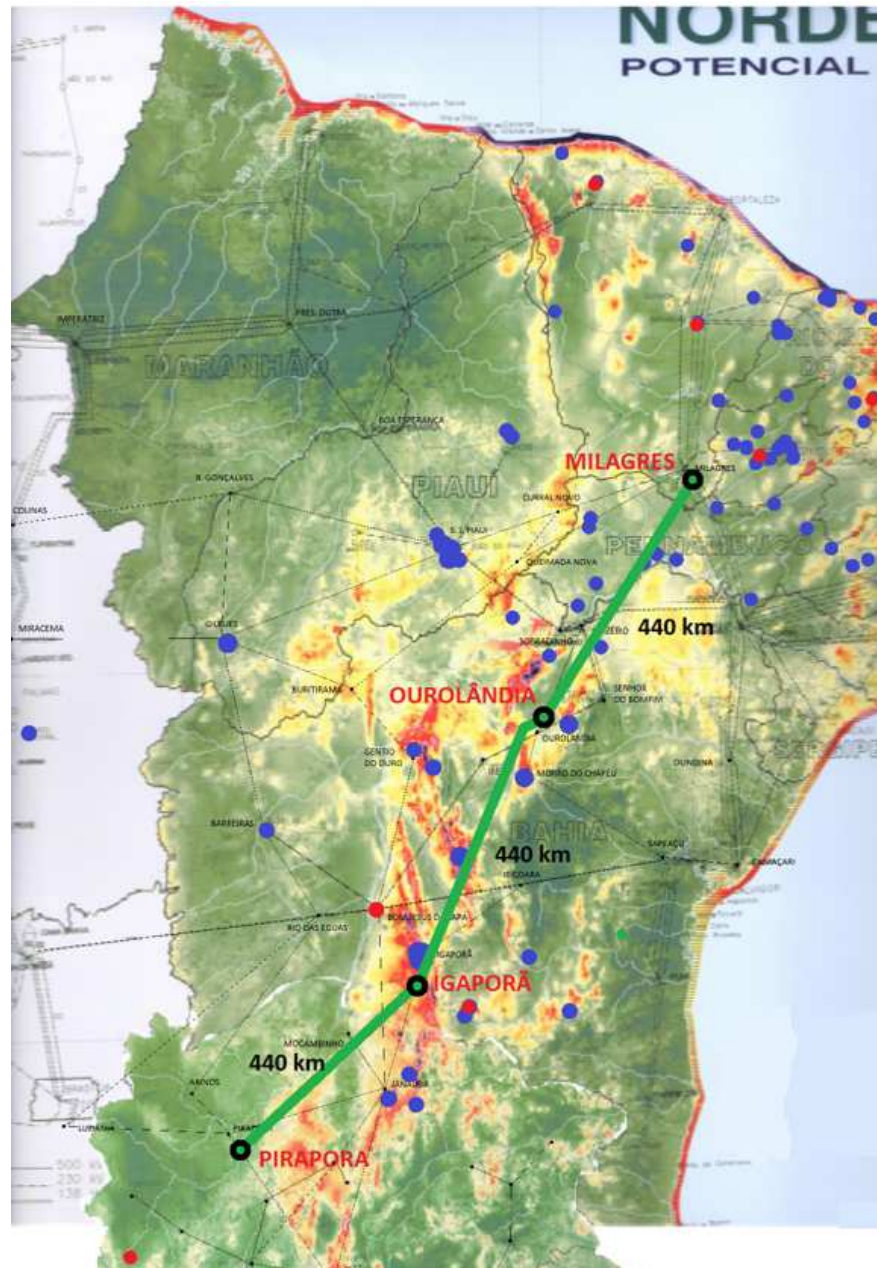
Fonte: Adaptado de (JARDINI, 2012), página 216.

É possível observar através da Figura 4 que o sistema de 500 kV não é competitivo em se tratando da transmissão de potências superiores a 1500 MW e longas distâncias. Já o sistema de 765 kV (ou 750 kV) se mostra competitivo na transmissão em longas distâncias, mas em tratando da transmissão de potências superiores a 3000 MW a longas distâncias, a transmissão em 1000 kV mostra-se mais atraente que a transmissão em 765 kV. Além disso, a transmissão em 765 kV seria um pequeno passo na mudança de tensão do sistema, pois existem 2683 km de linhas nesse nível de tensão, conforme mostrado na Tabela 1, que consolidam a experiência no Brasil de transmissão em 765 kV (CA). A inserção de uma linha em 1000 kV será uma modalidade de transmissão pioneira no Brasil.

Nessa pesquisa, foi escolhida a alternativa de transmissão em 1000 kV CA (Tensão Máxima de 1100 kV) ligando o sul do Ceará até a região central de Minas Gerais, passando principalmente pela região central da Bahia. Essa linha irá conectar as subestações de Milagres (CE) à Pirapora (MG). A linha de 1000 kV funcionará como um corredor para o escoamento dos potenciais eólicos e solares da região Nordeste para a região Sudeste, e as subestações intermediárias, em Ourolândia (BA) e Igaporã (BA), serão os coletores dessas fontes.

A Figura 5 apresenta a localização dos empreendimentos eólicos (pontos azuis) e fotovoltaicos (pontos vermelhos) no ano de 2024, na região de inserção da alternativa de referência, além de ser um mapa de potencial eólico da região Nordeste.

Figura 5 - Trajeto da LT 1000 kV, juntamente com empreendimentos eólicos e fotovoltaicos.



**Nota:** As manchas coloridas (amarelas e vermelhas) vistas no mapa indicam as intensidades de vento e os pontos azuis e vermelhos, indicam as gerações eólicas e solares, respectivamente, existentes e futuras (até 2024).

**Fontes:** (EPE, 2015a), (ANEEL, 2016) e (MME, 2015a) .

Verifica-se que essa alternativa funciona como um coletor do excedente de energias eólicas e fotovoltaicas do Nordeste transmitindo esse excedente para a região Sudeste (próximo a Belo Horizonte). O sistema de 1000 kV, por sua distância do eixo Norte-Sul, acaba por não contribuir para o alívio de seu carregamento, atuando com mais proeminência no escoamento do potencial

eólico e fotovoltaico concentrado na região do centro do Nordeste, leste do nordeste e norte da região Sudeste.

O sistema de 1000 kV alivia os trechos da Norte-Sul ao levar potência pelo interior do Nordeste para mais próximo da carga, localizada próxima a Pirapora. É importante salientar a flexibilização ao sistema de 500 kV e ao SIN fornecida pelo 1000 kV, ao se colocar como uma espinha dorsal com vários pontos de captação intermediários, facilitando o escoamento do potencial renovável e intermitente da região.

No horizonte de 2024, de acordo com a EPE, para o cenário de maior estresse (Carga Pesada Norte Úmido), a utilização do sistema de 1000 kV proposto neste trabalho, em complementação ao Bipolo A e ao Bipolo B, mostra seu potencial de complementariedade ao SIN e sua flexibilidade em atender a todos os cenários de carga.

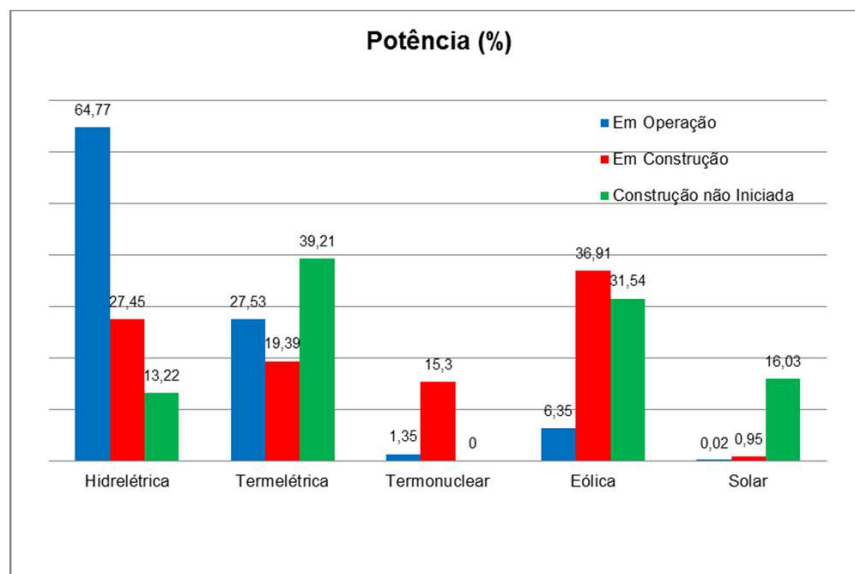
## 4 EXPANSÃO DA GERAÇÃO E CARGA NO BRASIL

O planejamento de sistema de um país, ou região, tem viés próprio que precisam ser considerados. Desta forma é difícil generalizar uma metodologia de planejamento que cubra todo espectro. Assim a avaliação aqui realizada tem como pano de fundo o sistema brasileiro para estabelecer um foco.

### 4.1 Gerações Intermitentes

A exploração de fontes de geração intermitentes como eólica e solar vem crescendo significativamente no Brasil. A capacitação tecnológica crescente na produção, tanto das turbinas eólicas, como das placas fotovoltaicas e programas de incentivo, como o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA), coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), contribuem para o aumento da exploração desse tipo de energia. Outro fator que contribuiu foi a redução da oferta de combustíveis convencionais e a crescente preocupação com a preservação do meio ambiente. A Figura 6 mostra a participação em porcentagem (de potência) dos diversos tipos de geração no Brasil em operação, o que está em construção e o que será construído nos próximos anos, segundo o Banco de Informação de Geração da ANEEL (ANEEL, 2016).

**Figura 6 - Capacidade de Geração do Brasil (2016)**



Fonte: Autora

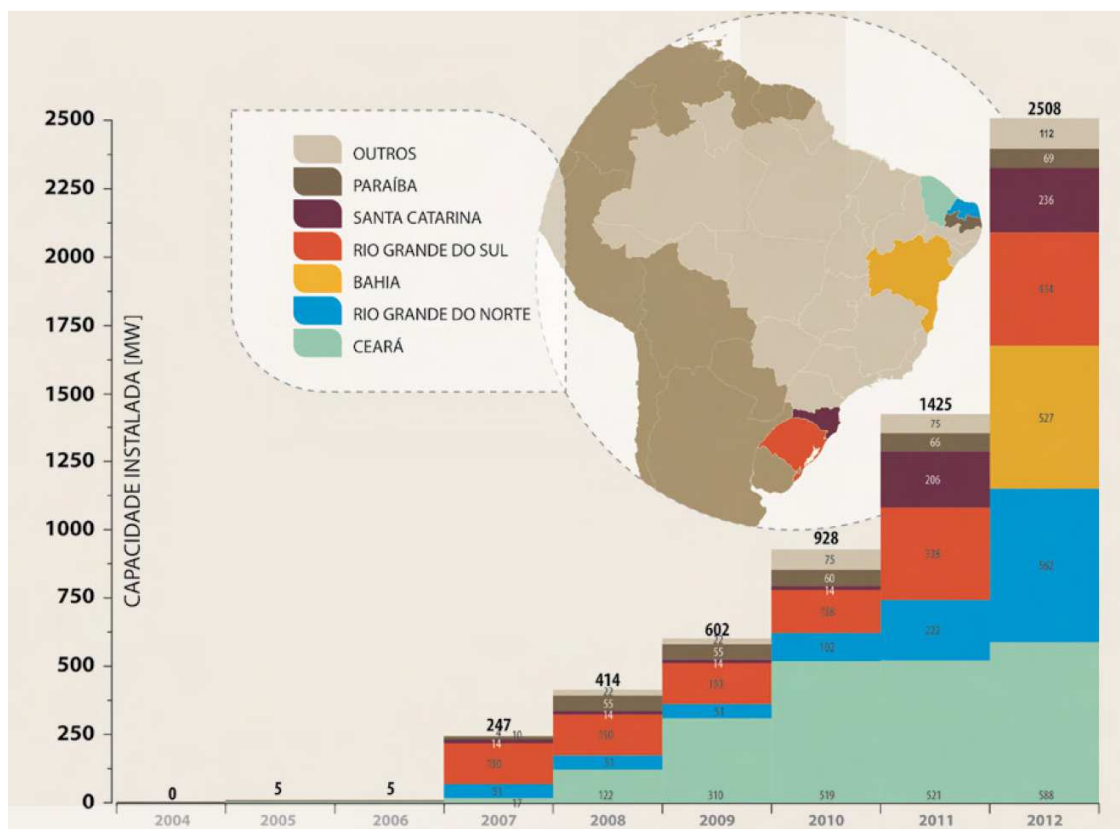


Outro fator importante é a possibilidade de complementaridade entre a geração hidrelétrica, maior fonte de geração no país, e as gerações intermitentes, principalmente a eólica, inclusive na região Nordeste.

#### 4.1.1 Potencial Eólico no Nordeste

A geração de energia eólica está em expansão no Brasil e a sua exploração no médio prazo ocupará um importante papel no país. Segundo (PEREIRA, 2006), o país possui um potencial eólico de 143,5 GW e como citado anteriormente, o maior potencial eólico se encontra no Nordeste do país. A Figura 7 mostra a evolução desse tipo de geração no país nas últimas décadas.

**Figura 7 - Evolução da Capacidade Eólica no Brasil**



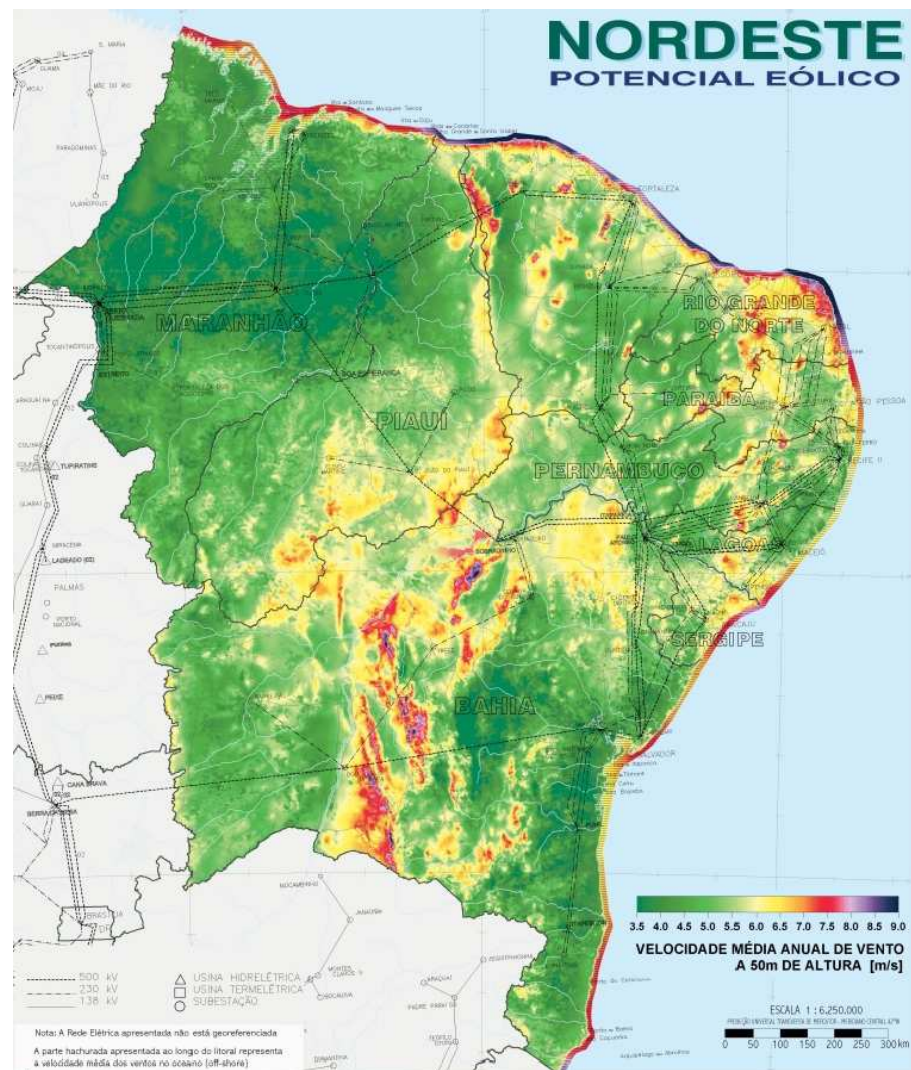
Fonte: (CAMARGO-SCHUBERT, 2013), página 38.

Conforme descrito em (EPE, 2015a)

A geração eólica tem apresentado participação crescente nos leilões desde 2009. As contribuições dos últimos anos demonstram que estes empreendimentos atingiram preços bastante competitivos e impulsionaram a instalação de uma indústria nacional de equipamentos para o atendimento deste mercado. Dessa forma, esta fonte, ainda com grande potencial a ser explorado, se consolida como um dos principais componentes para a expansão da matriz de energia elétrica do Brasil.

O país possui extensas áreas com um potencial muito promissor para o aproveitamento eólico. Nesse sentido, a Figura 8, ilustra que o litoral nordestino e o centro da Bahia são os locais onde os ventos possuem maior velocidade média.

**Figura 8 - Mapa do Potencial Eólico na região Nordeste**



Fonte: (MME, 2015a), página 38.

Os ventos médios na região do litoral Nordestino ficam entre 6m/s e 9m/s, sendo que as maiores velocidades anuais estão na região de Cabo de São Roque que abrange Rio Grande do Norte e Ceará.

Colabora para velocidades maiores nessa região o fato de que as brisas marinhas são mais acentuadas nessa localidade. Isso ocorre em razão dos menores índices de vegetação e de umidade do solo, fazendo assim com que o solo atinja temperaturas mais altas durante as horas de sol. O resultado disso é um maior contraste entre as temperaturas terra-mar e as brisas marinhas. Além disso, os ventos alísios (ventos que sopram dos trópicos para o Equador, em baixas altitudes) geralmente tornam-se mais fortes à medida que se afastam da Depressão Equatorial<sup>2</sup>.

Em 2016 existiam 111 Eólicas no Estado do Rio Grande do Norte em operação nos seguintes municípios: Areia Branca, Ceará Mirim, João Câmara, Rio do Fogo, Pedra Grande, Macau, Bodó, Jandaíra, Galinhos, Brejinho, Guamaré, Lagoa Nova, Parazinho, Santana do Matos, São Bento do Norte, São Miguel do Gostoso, Serra do Mel e Tenente Laurentino Cruz, segundo o Banco de Informação de Geração da ANEEL (ANEEL, 2016). Nos próximos anos entrarão em operação 69 usinas, algumas nos municípios citados anteriormente e outras nas seguintes regiões: Touros, Tibau, Florânia, Maxaranguape, Jardim de Angicos e Cerro Corá.

No Estado do Ceará estão em operação atualmente 49 usinas Eólicas, localizadas nos municípios de Fortaleza, Acaraú, Amontada, Aquiraz, Beberibe, Camocim, Itarema, Paracuru, São Gonçalo do Amarante e Trairi. Existem mais 57 usinas em construção e com construção em início nos municípios de Tianguá, Ubajara, Ibiapina, Aracati, Itarema, Icapuí, Fortim e Itapipoca.

Outra região do Nordeste onde se encontram altas velocidades médias anuais (6,5 a 8 m/s) é o centro da Bahia. As regiões mais promissoras para a geração eólica no Estado da Bahia são mostradas na Figura 9.

Conforme dito em (MME, 2015a)

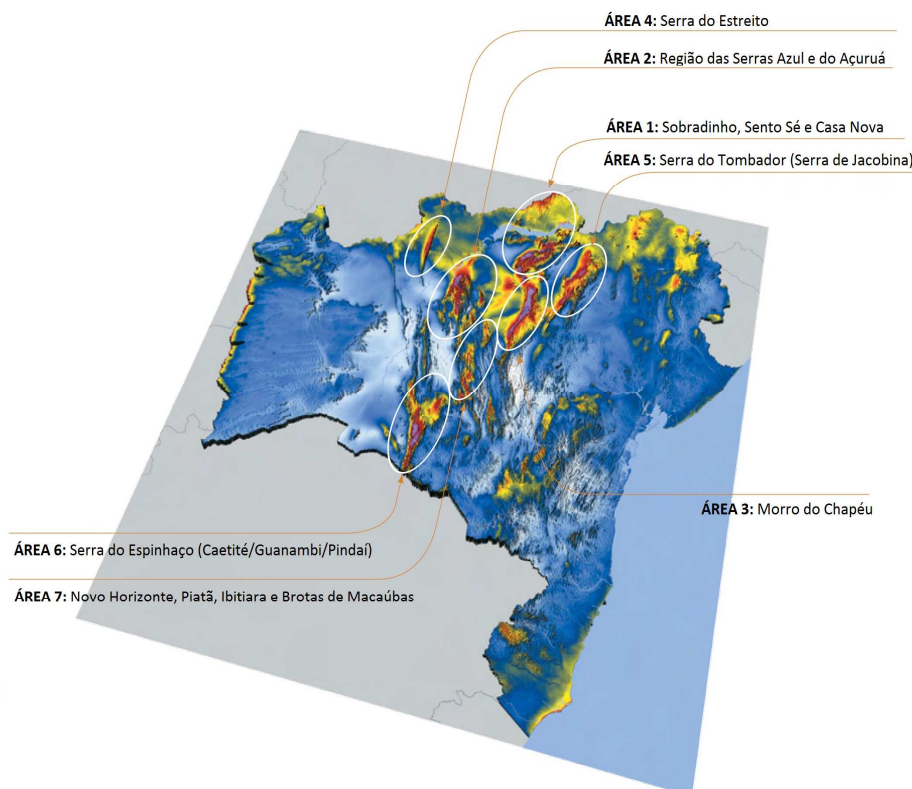
Os ventos anuais mais intensos são geralmente encontrados nas maiores elevações, onde o efeito de compressão é mais acentuado. No entanto, o escoamento atmosférico

---

<sup>2</sup> Depressão Equatorial é geralmente uma zona de pequenos gradientes de pressão e ventos fracos. (MME, 2015a)

é bastante complexo nessa região, existindo outras características locais com influência adicional, resultantes de uma combinação de fatores relacionados à topografia e ao terreno.

**Figura 9 - Regiões mais promissoras para geração eólica na Bahia**



**Fonte: Adaptado de (CAMARGO-SCHUBERT, 2013), página 75.**

Atualmente existem 68 usinas eólicas no Estado da Bahia em operação nos seguintes municípios: Brotas de Macaúbas, Cafarnaum, Campo Formoso, Gentio do Ouro, Guanambi, Igaporã, Pindaí, Sento Sé e Sobradinho. Nos próximos anos entrarão em operação mais 164, algumas nos municípios citados anteriormente e outras em: Bonito, Brumado, Licínio de Almeida, Morro do Chapéu, Riacho de Santana, Urandi, Casa Nova, Guanambi, Itaguaçu da Bahia, Mulungu do Morro, Ourolândia, Várzea Nova e Xique-Xique.

Conforme descrito por (CAMARGO-SCHUBERT, 2013)

O aproveitamento da energia dos ventos pode de modo complementar, alavancar o crescimento econômico do NE com a exportação energética para outros estados,

promovendo avanços para a qualidade de vida da população. Além disso, é notável a complementariedade entre o regime mensal eólico e hídrico, no sentido em que, na estação seca, a geração eólica reduz a pressão pelo despacho da água represada nos reservatórios para geração hidrelétrica, incrementando indiretamente a capacidade de armazenamento do sistema.

Até o ano 2024 estima-se que no Nordeste estará em funcionamento 20 GW de geração eólica, segundo (EPE, 2015a).

#### **4.1.2 Potencial de Energia Solar no Nordeste**

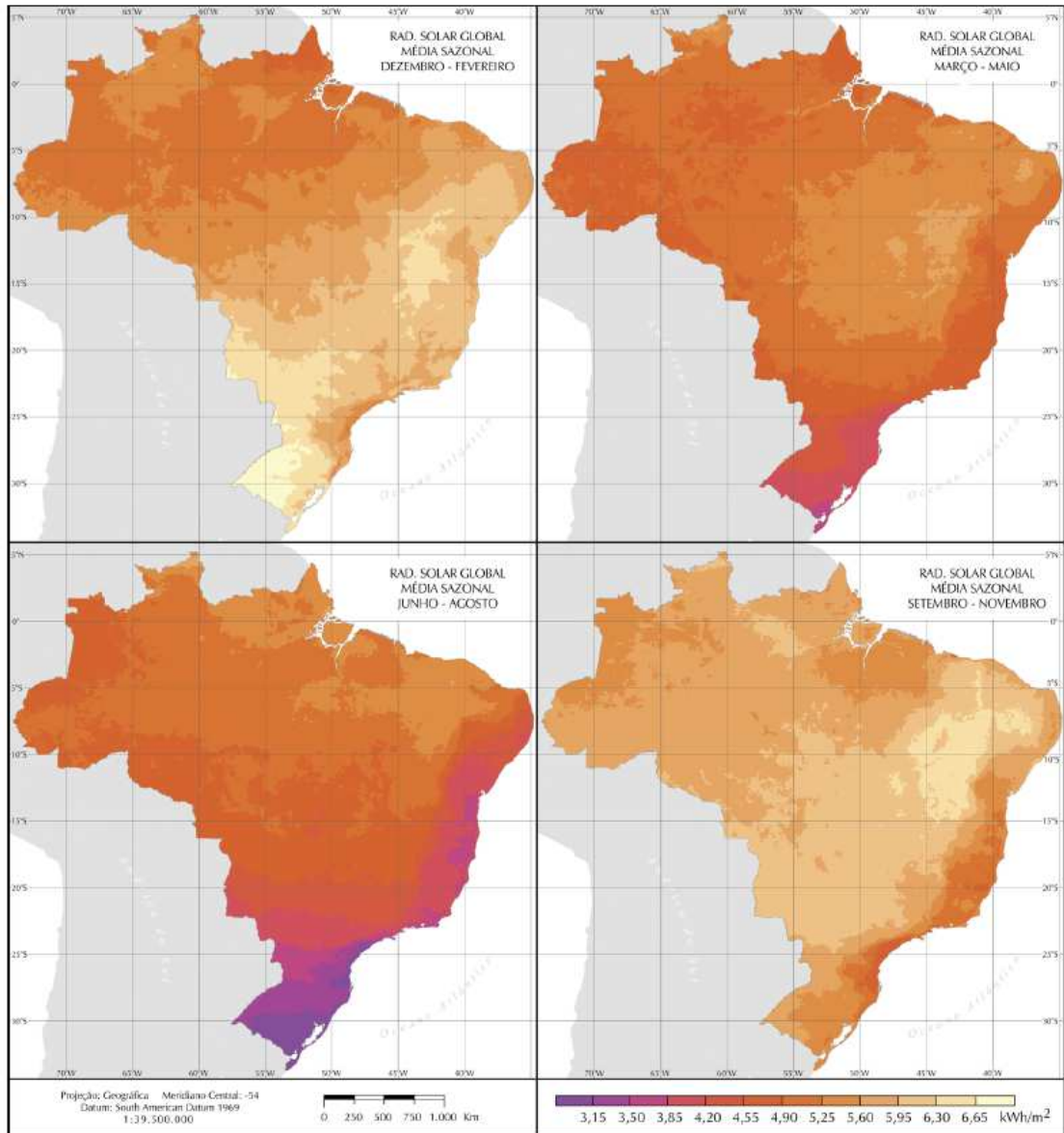
O Brasil possui um grande potencial para a exploração de energia fotovoltaica, pois uma boa parte de seu território está localizada na região inter-tropical (ou zona de convergência inter-tropical), o que proporciona um aproveitamento solar maior durante o ano todo, além de pouca variação sazonal ao longo do ano, conforme mostra a Figura 10, onde podem ser vistas as médias sazonais da irradiação global diária. A Figura 11 mostra as médias anuais e sazonais da irradiação solar diária incidente sobre um plano inclinado, (essa é a configuração que possibilita máxima captação da energia solar incidente, não considerando a topografia).

Conforme descrito em (PEREIRA, 2006), por ano

Os valores de irradiação solar global incidente em qualquer região do território brasileiro (1500-2500 kWh/m<sup>2</sup>) são superiores aos da maioria dos países da União Europeia, como Alemanha (900-1250 kWh/m<sup>2</sup>), França (900-1650kWh/m<sup>2</sup>) e Espanha (1200-1850 kWh/m<sup>2</sup>), onde projetos para aproveitamento de recursos solares, alguns contando com fortes incentivos governamentais, são amplamente disseminados.

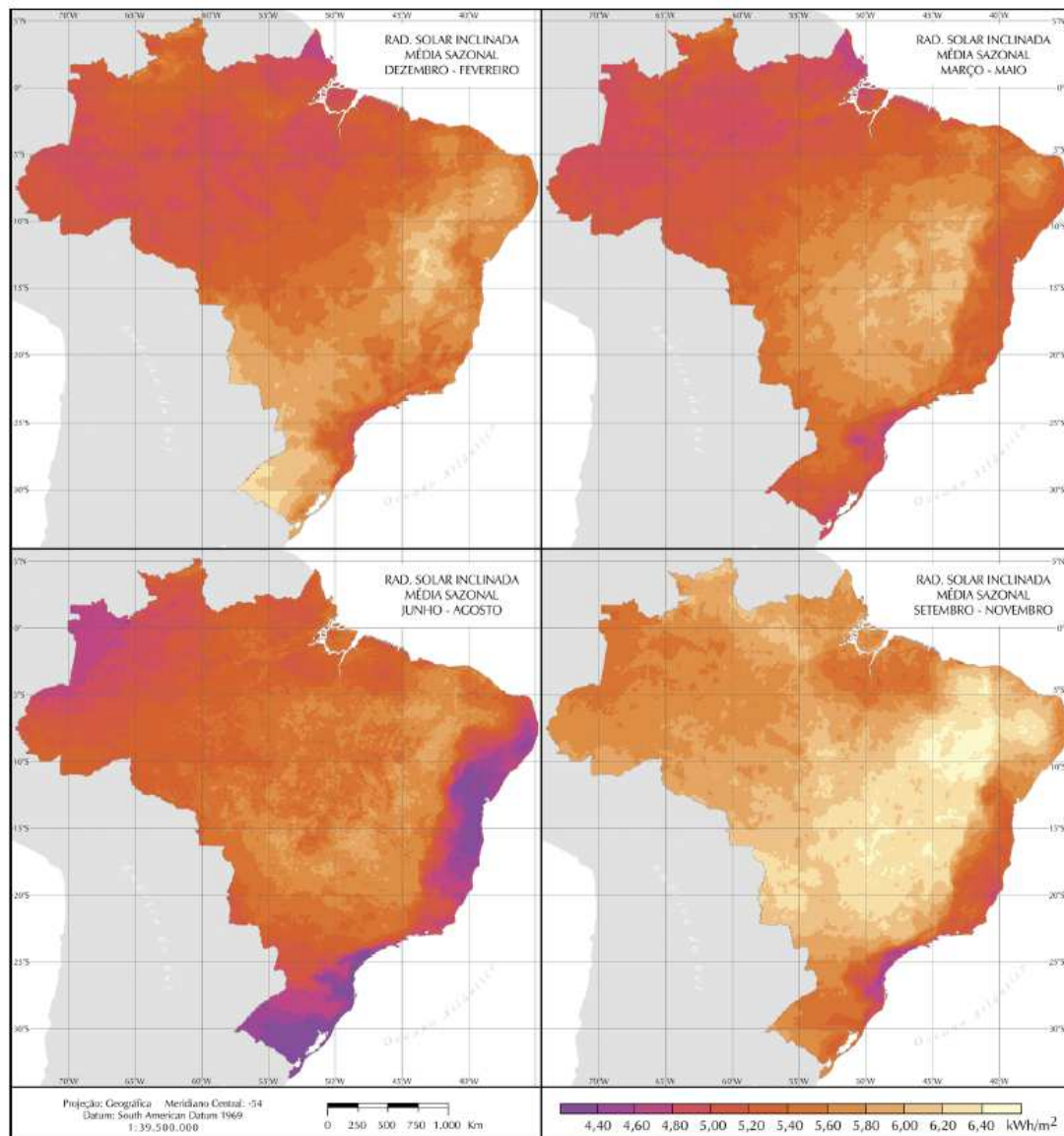
O Nordeste do país apresenta a menor variabilidade das médias anuais de irradiação solar global incidente na superfície, algo entre 5,7 e 6,1 kWh/m<sup>2</sup> (por dia). A região que possui maior irradiação global é no norte da Bahia, próximo à fronteira com o estado do Piauí, pois o clima nessa área é semiárido e com baixa precipitação ao longo do ano, com a menor média anual de cobertura de nuvens.

**Figura 10 - Média sazonal da Radiação solar (global)**



Fonte: (PEREIRA, 2006), página 35.

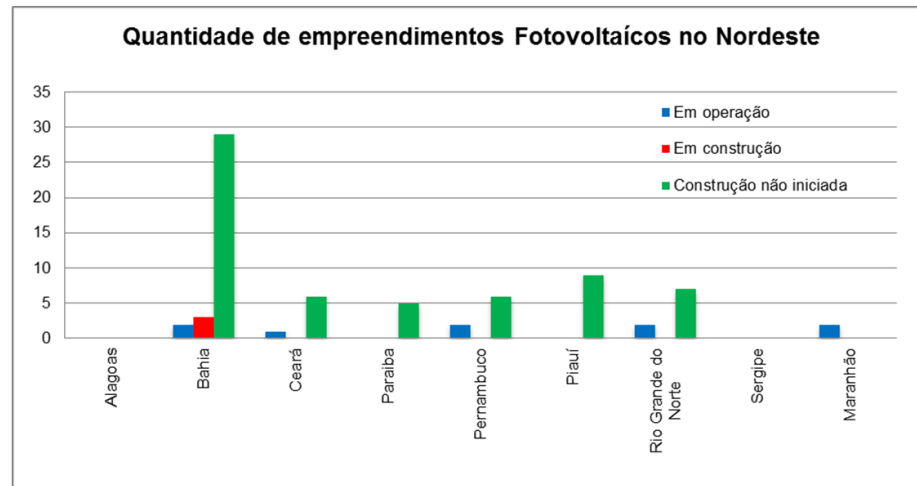
**Figura 11 - Média sazonal da Radiação solar (inclinado)**



**Fonte: (PEREIRA, 2006), página 39.**

A Figura 12 mostra a quantidade dos atuais e futuros empreendimentos fotovoltaicos no Nordeste do País, segundo consta no Banco de Informação de Geração da ANEEL (ANEEL, 2016)

**Figura 12 - Usinas Fotovoltaicas no Estado da Bahia (obtido em 2016)**



**Fonte: Autora**

É possível notar na Figura 12 que o Estado que receberá mais empreendimentos fotovoltaicos nos próximos anos é a Bahia. Atualmente existem 2 usinas fotovoltaicas em operação no Estado, localizadas em Salvador e Juazeiro, 3 usinas estão sendo construídas em Tabocas do Brejo e nos próximos anos serão construídas 29 usinas na Bahia, nos municípios: Tabocas do Brejo, Caetitê, Bom Jesus da Lapa, Guanambi, Juazeiro, Itaguaçu da Bahia e Casa Nova, localizadas no Centro e no Norte do Estado.

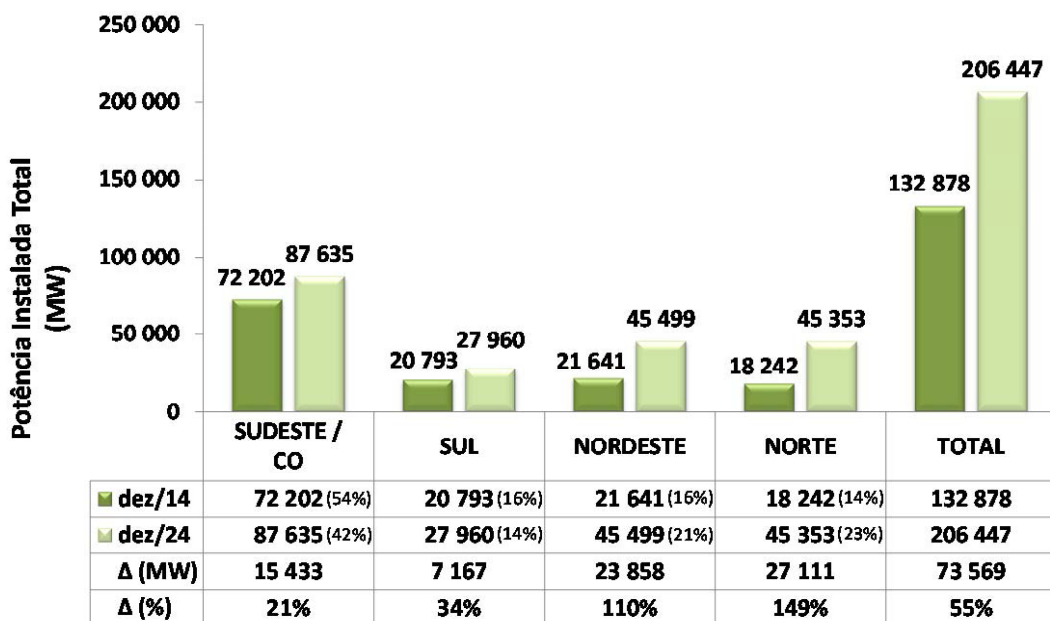
#### **4.1.3 Geração/Cargas Nordeste e Sudeste**

Devido ao crescimento da geração de energia proveniente de fontes intermitentes no Nordeste, principalmente no centro da Bahia, viu-se a necessidade de buscar uma alternativa para a transmissão desses grandes blocos de energia para o Sudeste, uma vez que a carga no Nordeste não crescerá na mesma proporção e a maior parte da carga encontra-se no Sudeste.

A Figura 13 mostra a expansão da capacidade do SIN, prevista no Plano Decenal de Expansão (PDE 2024) da EPE (EPE, 2015a). É possível ver os valores referentes ao ano de 2014 e a previsão da geração para o final de 2024. Os números mostrados na Figura 13 consideram todos os tipos de geração existentes no país.



Figura 13 - Capacidade instalada por região (2014 – 2024)



Fonte: EPE.

Notas: (a) Considerada a importação de Itaipu proveniente da potência contratada ao Paraguai.  
(b) Considera a capacidade já em operação comercial nos sistemas isolados que serão interligados ao SIN no horizonte do estudo

Fonte: (EPE, 2015a), página 82.

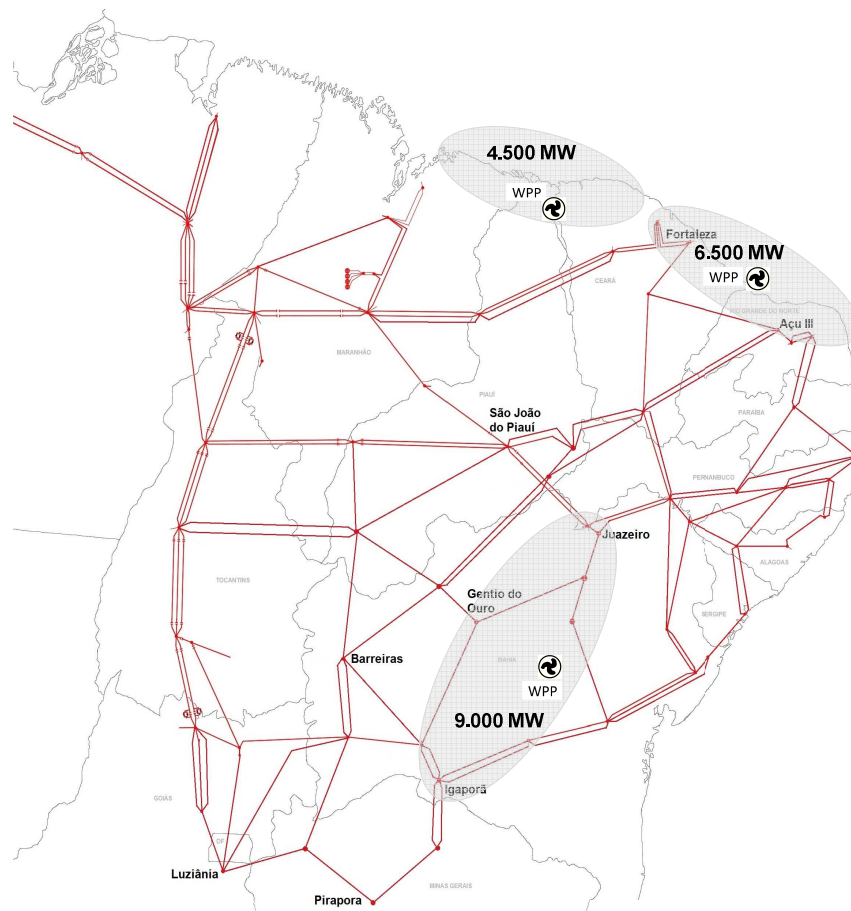
De acordo com a Figura 13 está previsto um crescimento de 55% na oferta de energia no Brasil nessa década, sendo que as regiões Norte e a Nordeste são as que terão maior aumento, 27 GW e 23 GW respectivamente. O aumento na geração da região Norte se dá principalmente pela entrada de grandes empreendimentos hidrelétricos (essa é a região que receberá mais empreendimentos desse tipo), como a Usina de Belo Monte (11.233 MW) no Rio Xingu, a Usina Teles Pires (1.820 MW) e São Manoel (700 MW) no Rio Teles Pires e as Usinas São Luiz do Tapajós (8.040 MW) e Jatobá (2.338 MW) no Rio Tapajós. Já na região Nordeste o maior aumento será de geração proveniente de usinas eólicas e fotovoltaicas.

Os Leilões LER 2013, A-5 2013, A-5 2013 (a), A-3 2013 e A-5 2013 (b), por exemplo, realizados no 2º semestre de 2013, foram responsáveis pela contratação de 7.145,7 MW em potência instalada, dentre os quais 4.503,3 MW estão localizados na região Nordeste e 1.818,4 MW no estado da Bahia.

Segundo (EPE, 2016a), devido à probabilidade de um elevado potencial eólico na região da Bahia, foram realizados estudos complementares aos apresentados anteriormente pela EPE.

Nesses estudos, foram considerados empreendimentos com licenças prévias emitidas ou em análise. Nesse novo estudo os valores estimados anteriormente para o potencial eólico na Bahia, foram corrigidos para aproximadamente 9.000 MW distribuídos em 14 diferentes empresas. São elas: Brennand, Casa dos Ventos, Chesf, Eletrowind, Eólica Energia, Moinhos de Ventos, Brasilwind/Sequóia, Renova, EPP, ENEL, Sowitec, Sequoia, Iberdrola e Energisa. As áreas destacadas na Figura 14 mostram o potencial eólico estimado nos últimos estudos da EPE.

**Figura 14 - Potencial eólico no Nordeste**



**Fontes: (EPE, 2015a) e (ONS, 2016)**

A energia solar não tem uma capacidade instalada muito representativa atualmente, mas a expectativa é de crescimento da participação dessa fonte na capacidade instalada do SIN. Segundo (EPE, 2015a) os leilões promovidos ao longo de 2014 comercializaram 891 MW de potência fotovoltaica, dos quais 521 MW estarão localizados na região Nordeste, contudo, esse aumento não se dará da mesma forma que o da geração eólica, por esse motivo a geração eólica é mais citada nesse estudo.

Apesar do aumento significativo na geração de energia na região Nordeste, a carga nessa região não crescerá na mesma proporção até 2024. A Tabela 3 mostra o crescimento da carga por região e o total do SIN.

**Tabela 3 – SIN e subsistemas: carga e energia**

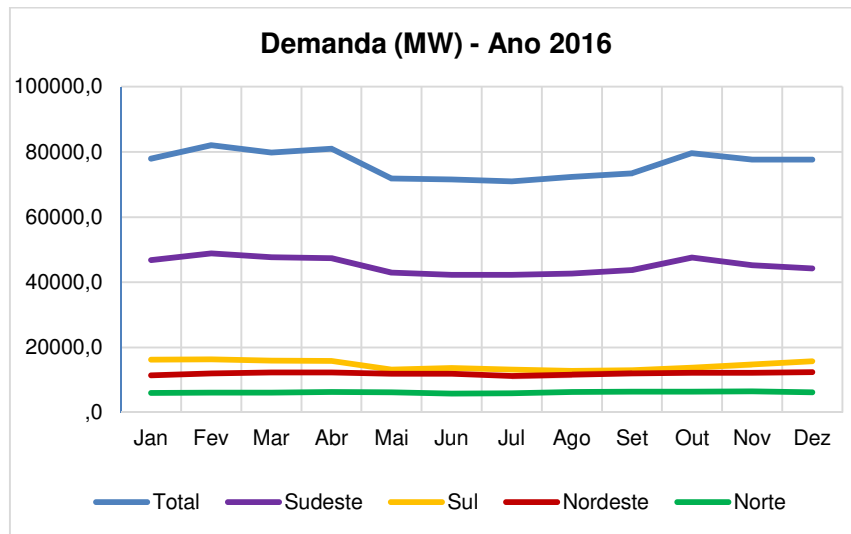
Ano	Subsistema				SIN
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	
	<b>MWmédio</b>				
2015	5.323	10.109	38.564	11.240	65.236
2019	6.253	11.693	43.261	12.681	73.888
2024	8.655	15.182	54.970	15.741	94.548
Período	Variação (% a.a.)				
2014-2019	3,8	3,2	2,2	2,5	2,6
2019-2024	6,7	5,4	4,9	4,4	5,1
2014-2024	5,3	4,3	3,6	3,5	3,8

**Fonte: (EPE, 2015a), página 47.**

É possível ver pela Tabela 3 que o crescimento da carga no Nordeste será de 5 GW médio de 2015 até 2024, sendo que o aumento da geração na mesma região, será de aproximadamente 20 GW, só de usinas eólicas, o que significa que o excedente de 15 GW pode ser enviado para uma região onde a carga é maior.

No caso do Brasil, o maior centro de carga encontra-se na região Sudeste, conforme pode ser visto na Tabela 3 e na Figura 15, que mostra a carga por região e o total do sistema no ano de 2016. Dessa forma é necessário o estudo de uma solução técnica e economicamente viável, para a transmissão desses grandes blocos de energia do Nordeste para o Sudeste, nessa pesquisa a solução estudada é a transmissão em 1000 kV, em corrente alternada.

**Figura 15 - Demanda por região no ano de 2016.**



**Fonte: Autora**

No capítulo seguinte são mostrados os parâmetros escolhidos para a linha de transmissão em 1000 kV, assim como os estudos de fluxo de potência, curto-circuito, estabilidade e viabilidade econômica.

## **5 ESTUDO DE CASO**

### **5.1 Sistema a ser estudado**

A definição de um sistema de transmissão de energia em corrente alternada exige a realização de estudos para o dimensionamento das linhas, subestações e compensações reativas.

Após a escolha da rota de passagem da linha de transmissão, observando as novas entradas de geração e a transmissão próxima, para assim otimizar o escoamento, foi feita uma avaliação das condições da transmissão em regime permanente e avaliou-se o sistema em condição normal e com contingência de um elemento (conforme critério N-1 de planejamento). Nessa segunda etapa são definidos os requisitos dos equipamentos e linhas.

Na etapa seguinte são feitos estudos transitórios eletromecânicos para análise do desempenho dinâmico do sistema. Assim é possível, avaliar a necessidade de equipamentos complementares e requisitos de controle de uma nova tecnologia, a linha 1000 kV para o transporte de grandes blocos de energia, por longas distâncias em que existam grandes potenciais de geração intermitente eólica e fotovoltaica. Finalmente é feita a avaliação econômica e o projeto básico das linhas e subestações.

Na expansão de um sistema é preciso examinar se a solução deve ser a expansão da tecnologia existente, ou se devem adotar novas soluções que venham trazer ganhos futuros. As mudanças nas fontes de geração impactam a metodologia tradicional utilizada. Por exemplo, as gerações eólicas e fotovoltaicas são intermitentes e precisam ser coordenadas com a geração existente. A geração de pequeno porte pode ser distribuída e impactar a visão futura do sistema.

A seguir são descritas as etapas de definição dos condutores e das geometrias de torre, que se adequam melhor as premissas do projeto, bem como a qualidade e tipo de equipamentos para realizar a função. Desta forma este trabalho limitou-se aos aspectos de fluxo de potência, curto-circuito, estabilidade e avaliação econômica, tendo como fundo o sistema elétrico brasileiro.

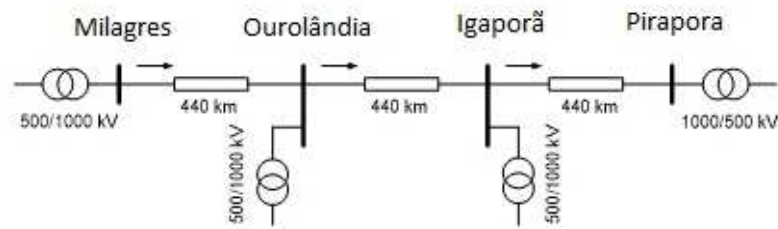
### **5.2 Parâmetros da linha estudada**

Nesta seção são definidos os parâmetros da linha 1000 kV, que foram utilizados nas simulações descritas na seção seguinte.

### 5.2.1 Configuração do Sistema 1000 kV

O sistema 1000 kV foi dividido em três trechos iguais com comprimento de 440 km, partindo de Milagres (CE) e terminando em Pirapora (MG), passando pelo centro da Bahia nas subestações de Ourolândia e Igaporã. A Figura 16 mostra a configuração da LT 1000 kV estudada.

Figura 16 - Configuração da LT 1000kV



Fonte: Autora

O sistema de transmissão em 1000 kV está conectado à rede de 500 kV através de transformadores 500/1000 kV com potência instalada de 4000 MVA por subestação e reatância de curto-circuito de 14 %, com taps automáticos para controle de tensão em  $\pm 10\%$  da nominal.

A segmentação em três trechos da linha implica na necessidade de 4 subestações com capacidade de transformação para conexão com o sistema de 500 kV.

As compensações shunt e série foram alocadas nos terminais de linha, com metade da compensação total por terminal. Os reativos capacitivos da linha foram compensados em 85%, enquanto que a reatância série em 50%.

Os reatores de linha visam compensar o efeito capacitivo de linha que pode levar a sobretensões elevadas. A compensação série nesse caso, diferentemente de outras situações (quando existe problema de estabilidade eletromecânica) foram escolhidas para poder direcionar o fluxo pelas linhas de 1000 kV.

Para permitir o monitoramento do perfil de tensão ao longo dos trechos, cada um deles foi dividido em quatro sub-trechos iguais. A linha 1000 kV foi modelada por  $\pi$  equivalente, sendo

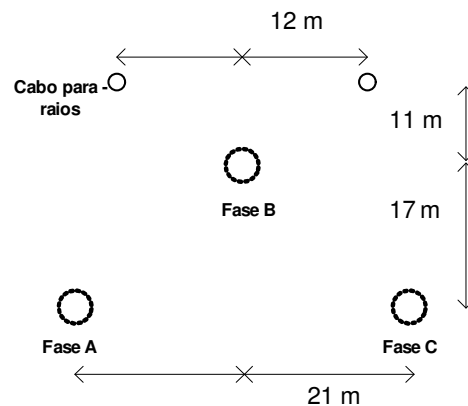
que os valores por km foram calculados pela rotina LCC do ATP (Line/Cable Constants), onde são especificadas a geometria da torre e os condutores utilizados.

## 5.2.2 Geometria das torres e condutores

### 5.2.2.1 Geometria utilizada

O tipo de torre adotado para o estudo corresponde à configuração autoportante com disposição triangular entre as fases e cujas distâncias são as mostradas na Figura 17.

Figura 17 - Disposição das fases na torre utilizada



Fonte: Autora

Consideraram-se como altura mínima do condutor, 25,9 metros (fases A e C) e a flecha igual a 22 metros.

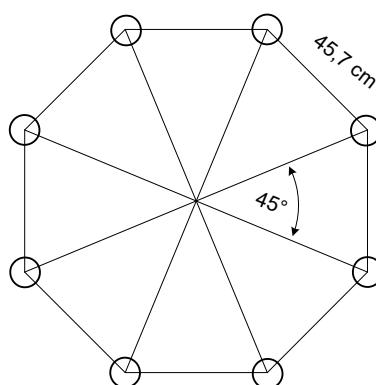
### 5.2.2.2 Cabo para-raios

O cabo para-raios adotado para esse estudo é o 3/8 EHS. Os cabos estão localizados na torre 11 metros acima da fase mais alta e a 12 metros na horizontal (do centro da torre) e tem flecha de 17 metros.

### 5.2.2.3 Condutor

O condutor escolhido foi o Tern, 8x795 MCM, cujos subcondutores estão dispostos em forma octogonal, como mostrado na Figura 18:

**Figura 18 - Feixe condutores**



**Fonte: Autora**

## 5.3 Estudos Elétricos – Horizonte 2024

### 5.3.1 Fluxo de Potência

A alternativa de referência (alternativa 1000 kV) foi analisada com base nos estudos da EPE para o ano de 2024 que inclui dois links de transmissão CC adicionados em 2021, o primeiro ligando Parauapebas (PA) a Assis (SP), também chamado de Bipolo A, com capacidade total de 4000 MW e outro Bipolo ligando Graça Aranhas (MA) a Silvânia (GO), esse chamado de Bipolo B também com capacidade de 4000 MW.

De maneira a identificar os cenários de carga e geração utilizados nesta pesquisa, a Tabela 4 indica os despachos de usinas hidrelétricas de Tucuruí, Belo Monte e Complexo do Tapajós, no Norte; de Xingó e Paulo Afonso, no Nordeste; e de Furnas, Marimbondo, Água Vermelha, Itumbiara, Emborcação, Porto Primavera, Ilha Solteira e Itaipu, no Sudeste-Centro Oeste. Além destas, é apresentado também o total de potência despachada pelas eólicas na região Nordeste, apenas de maneira agregada.



**Tabela 4 - Despacho de algumas usinas (GW), caracterizando os diferentes cenários em estudo, para o ano de 2024.**

	CARGA PESADA NORTE ÚMIDO	CARGA PESADA NORTE SECO	CARGA LEVE NORTE ÚMIDO	CARGA LEVE NORTE SECO
<b>Belo Monte</b>	10,780	1,100	10,780	1,100
<b>Tucuruí</b>	7,855	4,134	7,775	2,027
<b>Tapajós</b>	3,961	425	3,914	626
<b>Total</b>	<b>22,596</b>	<b>5,659</b>	<b>22,469</b>	<b>3,753</b>
<b>Furnas</b>	1,049	1,259	223	292
<b>Marimbondo</b>	1,190	1,428	250	327
<b>Água Vermelha</b>	1,117	1,340	254	325
<b>Itumbiara</b>	1,824	2,188	411	528
<b>Emborcação</b>	954	1,144	290	347
<b>Porto Primavera</b>	1,232	1,478	185	269
<b>Ilha Solteira</b>	2,709	3,169	563	160
<b>Itaipu 60Hz</b>	6,300	6,300	4,200	4,200
<b>Itaipu 50Hz</b>	6,751	6,952	5,064	6,126
<b>Total</b>	<b>23,126</b>	<b>25,258</b>	<b>11,440</b>	<b>12,574</b>
<b>Xingó</b>	3,003	1,581	2,981	2,213
<b>Paulo Afonso</b>	2,337	1,230	2,319	1,722
<b>Total</b>	<b>5,340</b>	<b>2,811</b>	<b>5,300</b>	<b>3,935</b>
<b>Eólicas Nordeste</b>	14,200	14,200	8,500	14,200

**Fonte: Autora**

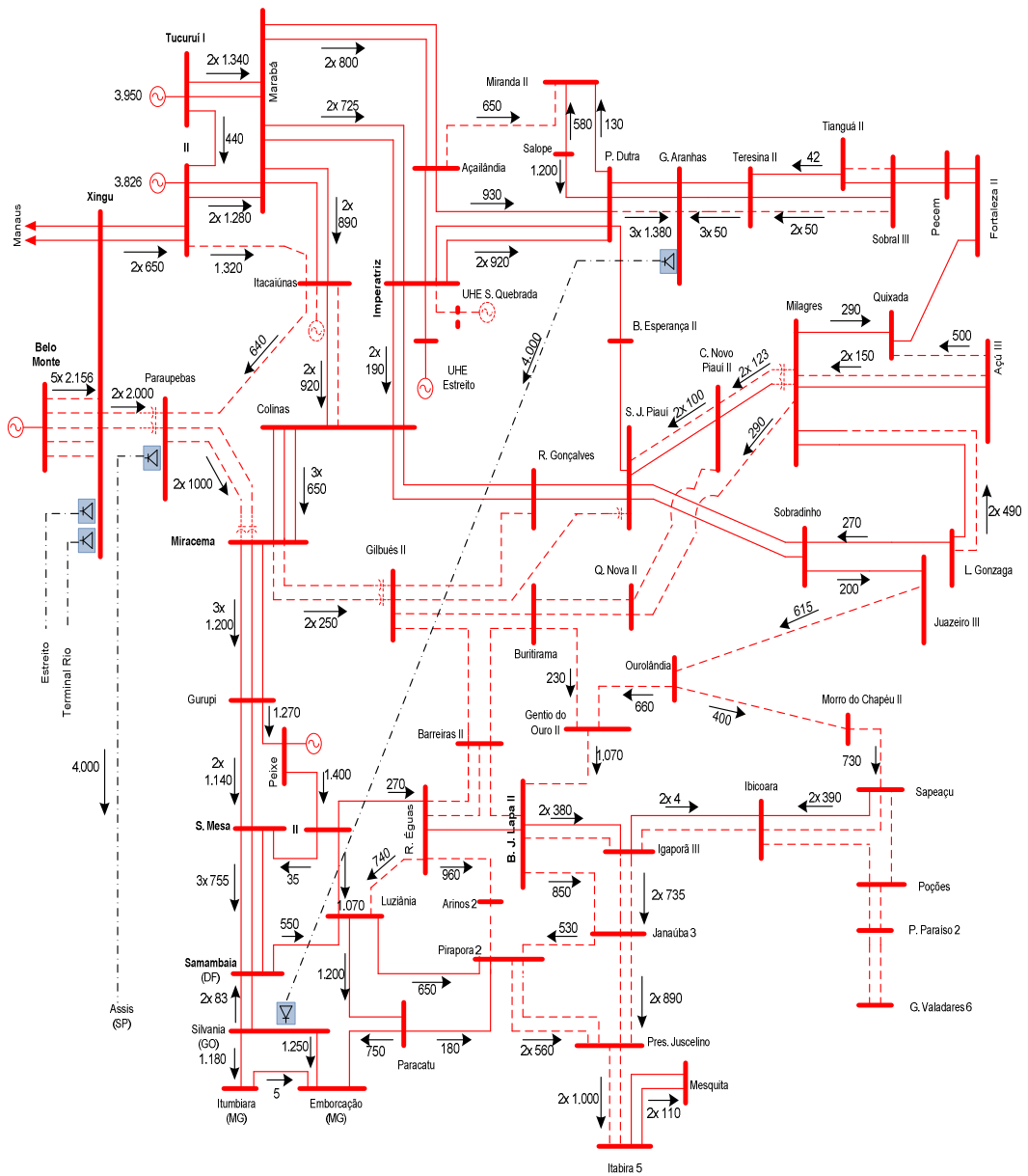
Através da Tabela 4 é possível notar que o despacho pleno das usinas do Norte ocorre no período úmido. O cenário de carga pesada difere do cenário de carga leve pela elevação do despacho nas usinas do Sudeste-Centro Oeste. O despacho de geração eólica no Nordeste permanece constante em 14,2 GW, exceto no caso de carga leve durante Norte úmido.

A seguir são mostrados os fluxos de potência com a linha 1000 kV. Os arquivos de referência, publicados em 26/01/2016 no site da EPE, utilizados para obter os fluxos foram:

- **\*\*EPE DECENAL 2024\*\* PESADA \*\* ANO 2024 \*\* NORTE ÚMIDO**
- **\*\*EPE DECENAL 2024\*\* LEVE \*\* ANO 2024 \*\* NORTE ÚMIDO**



**Figura 20 - Fluxo de potência em condição normal. Cenário de Carga Leve Norte Úmido. Conforme PDE 2024 da EPE.**



Fonte: Autora

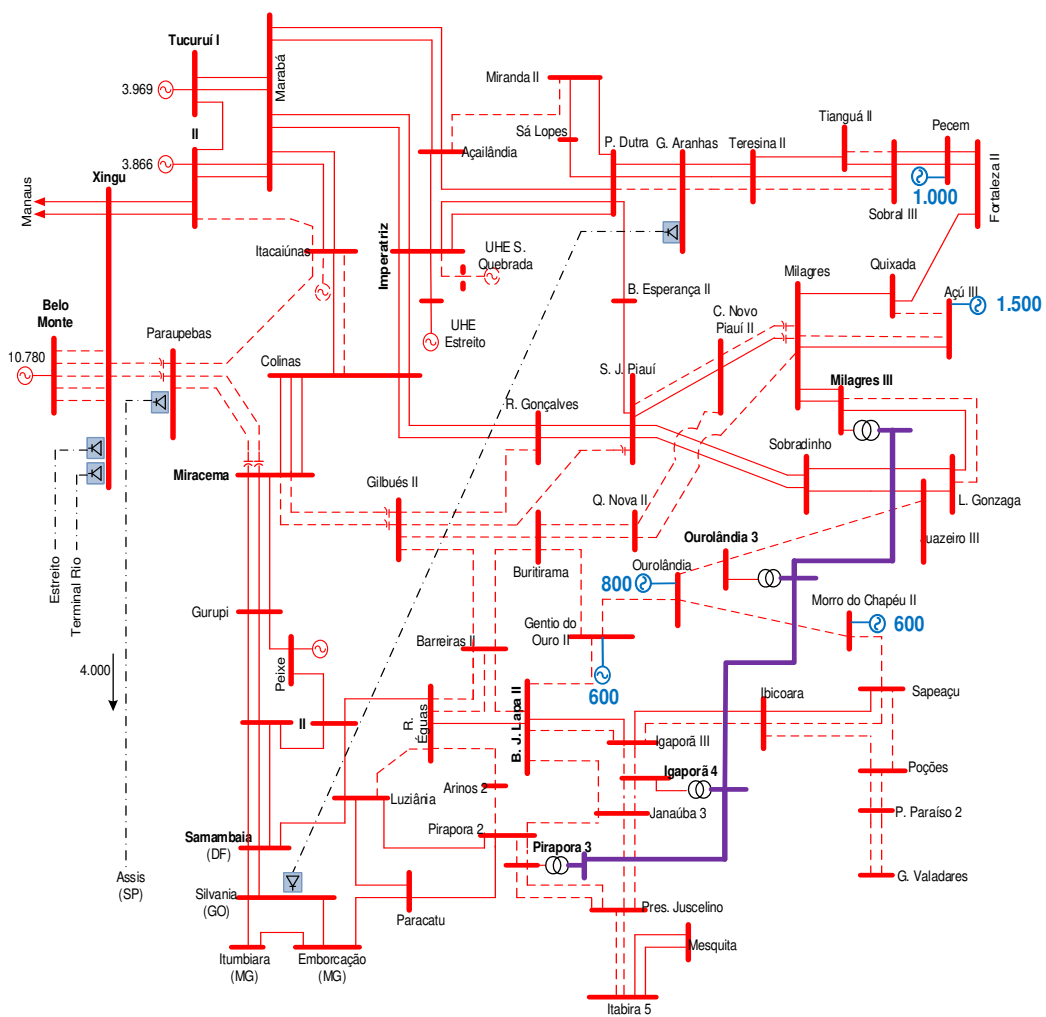
### 5.3.2 Caso Norte Úmido (Carga Pesada e Leve) – Linha 1000 kV

Conforme dito anteriormente, nos próximos anos haverá um aumento significativo na geração no Nordeste, principalmente proveniente de usinas eólicas, cerca de até 20 GW, segundo (EPE, 2015a). A Tabela 4 mostra que os arquivos da EPE (Carga Pesada 2024) apresentam um

despacho constante de geração eólica de 14,2 GW, apenas no caso de carga leve – Norte Úmido o despacho observado no arquivo é de 8,5 GW.

Com o intuito de aproximar o despacho da geração eólica ao total previsto pelo PDE 2024 (20 GW), nos arquivos de carga pesada e leve (2024) com a representação da linha de 1000 kV, foram adicionados 4500 MW de geração além da existente nos arquivos da EPE. A Figura 21 mostra os locais escolhidos para os aumentos na geração Nordeste (na cor azul).

**Figura 21 - Localização do aumento de geração no Nordeste (4500 MW).**



**Fonte: Autora**

O sistema em 1000 kV representado é compreendido das subestações novas de SE Milagres III 500/1000 kV, que secciona as 2xLT Milagres – Luis Gonzaga 500 kV; de SE Ourorândia III 500/1000 kV, que secciona a LT Ourorândia – Juazeiro 500 kV; de SE Igaporã IV 500/1000

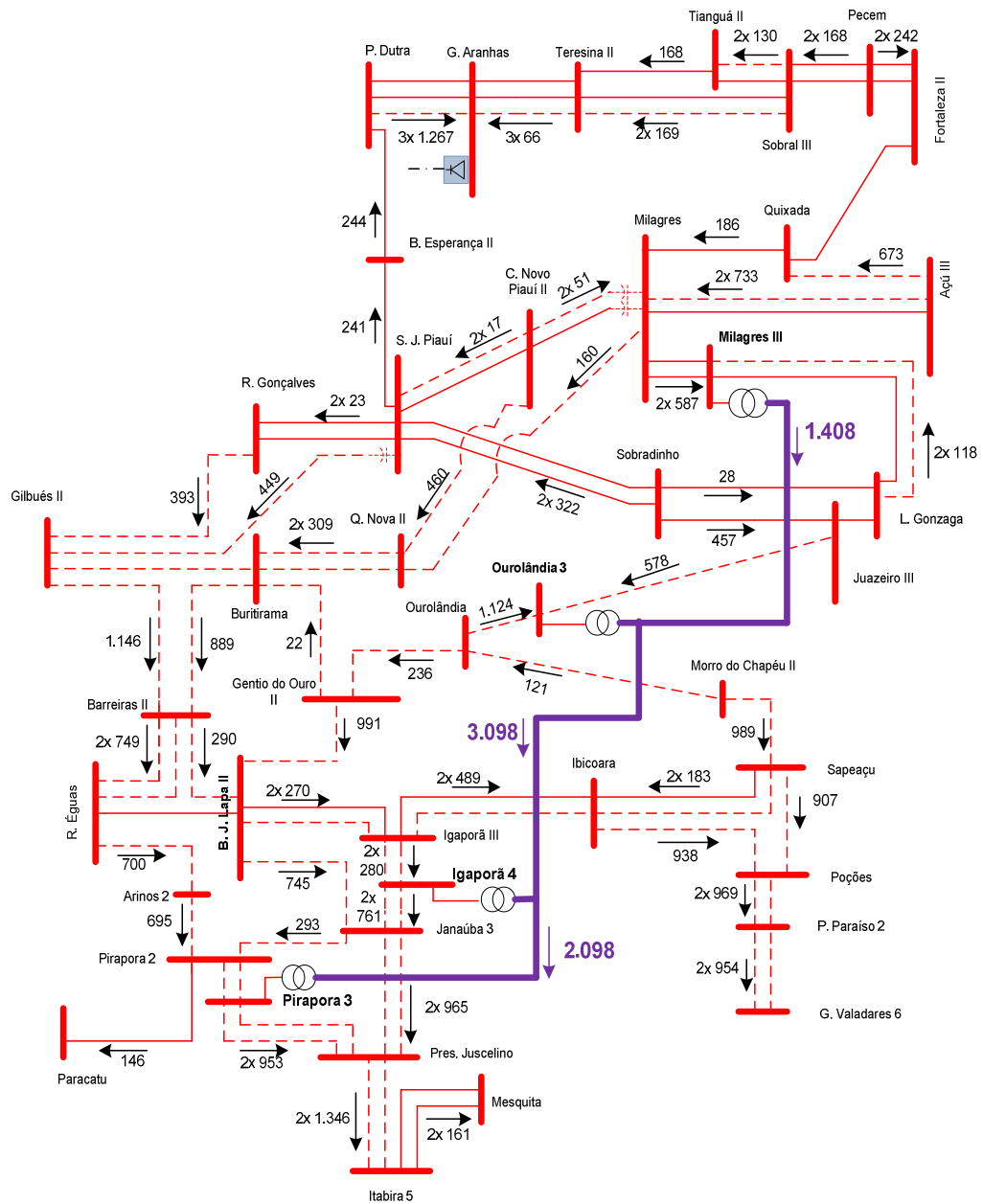


O posicionamento do Bipolo B contribui para aliviar o carregamento no eixo Norte-Sul, ao absorver parte da potência das usinas do Norte pelo eixo Norte-Nordeste em Governador Graça Aranhas (MA) (ou proximidade) e entregá-la em Silvânia (GO). No entanto, a localização do terminal retificador em Governador Graça Aranhas encontra-se relativamente distante dos centros de geração eólica (centro da Bahia e leste do Nordeste), não contribuindo para captação deste potencial e entrega até próximo dos centros de carga. O cenário de Carga Pesada – Norte Úmido é considerado o pior caso no que se trata de contingências, pela maior geração e maior carregamento das linhas.

Com o intuito de verificar possíveis sobretensões no sistema, o caso foi simulado também em carga leve, no cenário Norte Úmido (2024).

A Figura 23 mostra o fluxo de potência em condição normal, pelas principais linhas de 500 kV do Norte, Nordeste e Sudeste, assim como o fluxo pela linha 1000 kV, para um cenário de Carga Leve Norte Úmido para 2024.

**Figura 23 - Fluxo de potência em condição normal, com LT 1000 KV. Cenário de Carga Leve Norte Úmido. Conforme PDE 2024 da EPE.**



Fonte: Autora

### 5.3.2.1 Suporte Reativo na Solução em 1000 kV

Para atender a critérios de tensão em regime permanente em todos os cenários de carga, foram alocados bancos de compensação reativa indutiva de barra nas subestações novas de 500kV

com transformação 500/1000 kV. Eles são necessários em cenários de carga leve, onde há necessidade de controlar a tensão no sistema a valores aceitáveis.

- 500 Mvar em Milagres Nova 500 kV (CE)
- 500 Mvar em Ouroelândia 500 kV (BA)

O suporte reativo capacitivo adicional é necessário em outras barras do SIN para garantir que as tensões se mantenham dentro dos limites admissíveis durante algumas contingências. Os seguintes bancos de capacitores shunt foram alocados.

- 800 Mvar em Juscelino 500 kV (MG)
- 340 Mvar em Governador Valadares 230 kV (MG)

#### 5.3.2.2 Contingências Analisadas, em Carga Pesada e Leve

Para avaliar o desempenho da alternativa, diversas contingências (critério N-1) foram aplicadas sobre os cenários de carga, principalmente observando o impacto no sistema, e também os efeitos do reforço do sistema em 1000 kV sobre a região central da Bahia e norte de Minas Gerais.

Os critérios de avaliação seguidos foram os descritos nos Procedimentos de Rede “*Submódulo 23.3 – Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos*” do ONS. Segundo (ONS, 2016a), para por exemplo um sistema 500 kV, as tensões devem permanecer entre 1 e 1,1pu em regime e devem permanecer entre 0,95 e 1,1pu, em contingência. As principais condições avaliadas foram a perda de uma linha nos seguintes locais:

Tronco de Transmissão Norte-Sul

- a) Silvânia (GO) – Emborcação (MG)
- b) Silvânia (GO) – Itumbiara (MG)
- c) Serra da Mesa (GO)– Samambaia (DF)
- d) Gurupi (TO) –Serra da Mesa (GO)
- e) Gurupi (TO) – Peixe (TO)
- f) Peixe (TO) – Serra da Mesa (GO)



- g) Miracema (TO) – Gurupi (TO)
- h) Xingu (PA) – Parauapebas (PA)

#### Bahia e Minas Gerais

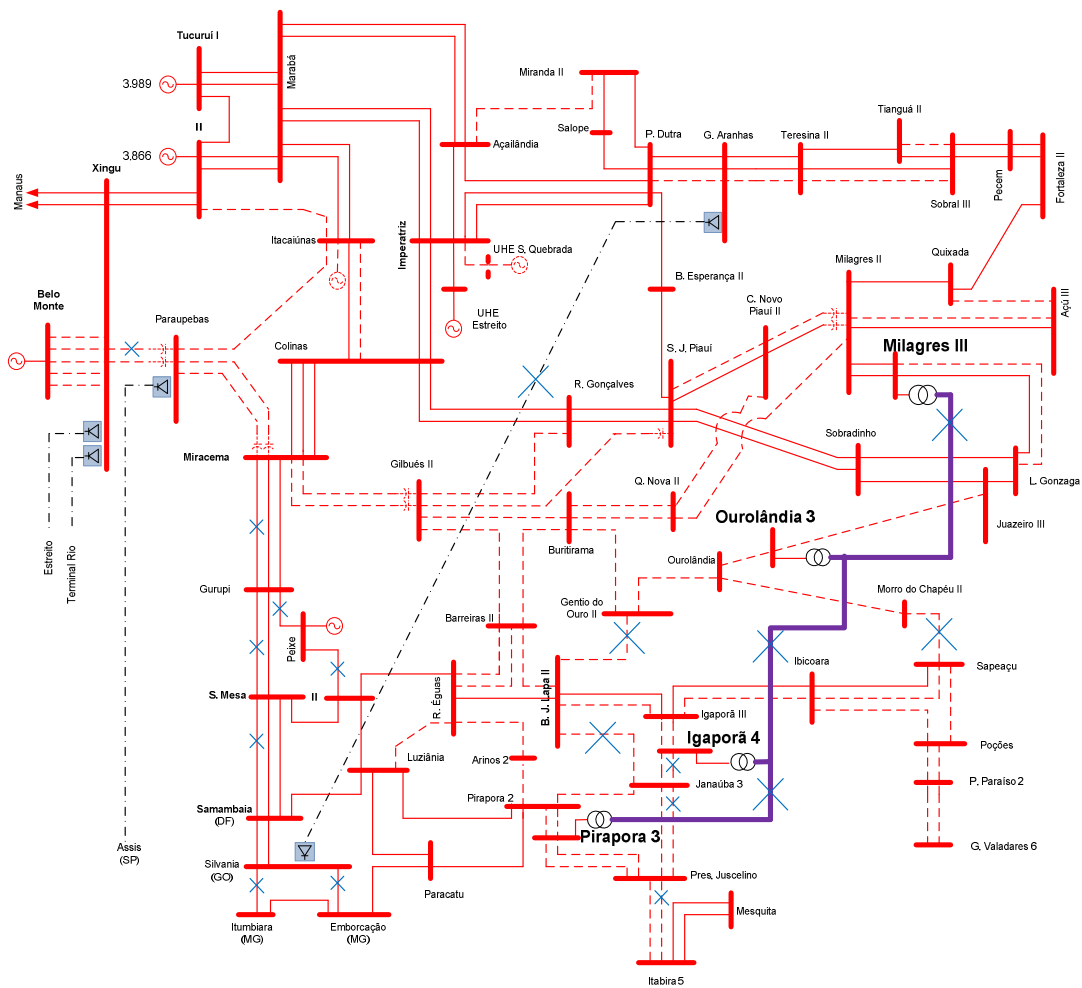
- i) Gentio do Ouro (BA) – Bom Jesus da Lapa (BA)
- j) Bom Jesus da Lapa (BA) – Janaúba (BA)
- k) Morro do Chapéu (BA) – Sapeaçu (BA)
- l) Igaporã (BA) – Janaúba (BA)
- m) Janaúba (BA) – Presidente Juscelino (MG)
- n) Presidente Juscelino (MG) – Itabira (MG)
- o) Trecho 1 – 1000kV Milagres (CE) – Orolândia (BA)
- p) Trecho 2 – 1000kV Orolândia (BA) – Igaporã (BA)
- q) Trecho 3 – 1000kV Igaporã (BA) – Pirapora (MG)

#### Bipolo B

- r) Perda de um polo do BIPOLO B, com sobrecarga no outro polo.

A Figura 24 mostra a localização das contingências aplicadas ao sistema conforme descrito acima.

**Figura 24 – Localização das contingências analisadas nos casos com a inserção da linha 1000 kV, nos casos de Carga Pesada e Leve, Norte Úmido.**



**Fonte: Autora**

Em todas as contingências analisadas, as tensões e os carregamentos das linhas, ficaram dentro dos limites determinados pelo ONS.

As tensões nas barras do sistema 1000 kV e nas barras das novas subestações de 500 kV que ligarão o 1000 kV ao SIN, em contingência, são mostradas na Tabela 5, para o caso de carga pesada e na Tabela 6, para o caso de carga leve.

**Tabela 5 – Tensões nas barras das subestações de 500 e 1000 kV propostas, durante contingência no caso de carga pesada**

Contingências	Subestações novas - Tensão (pu)							
	Milagres (CE) – 1000 kV	Ourolândia (BA) – 1000 kV	Igaporã (BA) - 1000 kV	Pirapora (MG) - 1000 kV	Milagres (CE) - 500 kV	Ourolândia (BA) - 500 kV	Igaporã (BA) - 500 kV	Pirapora (MG) - 500 kV
Silvânia– Emborcação (500 kV)	1,067	1,074	1,090	1,079	1,045	1,039	1,043	1,047
Silvânia– Itumbiara (500 kV)	1,067	1,074	1,090	1,079	1,044	1,039	1,041	1,044
Serra da Mesa– Samambaia (500 kV)	1,067	1,074	1,090	1,079	1,046	1,041	1,049	1,054
Gurupi–Serra da Mesa (500 kV)	1,067	1,074	1,090	1,079	1,046	1,040	1,049	1,055
Gurupi – Peixe (500 kV)	1,067	1,074	1,090	1,079	1,045	1,040	1,050	1,057
Peixe – Serra da Mesa (500 kV)	1,067	1,074	1,090	1,079	1,045	1,039	1,048	1,055
Miracema – Gurupi (500 kV)	1,067	1,074	1,090	1,079	1,046	1,040	1,050	1,056
Xingu – Parauapebas (500 kV)	1,067	1,074	1,090	1,079	1,045	1,041	1,052	1,057
Gentio do Ouro – Bom Jesus da Lapa (500 kV)	1,067	1,074	1,090	1,079	1,045	1,033	1,046	1,055
Bom Jesus da Lapa – Janaúba (500 kV)	1,067	1,074	1,090	1,079	1,046	1,040	1,035	1,049
Morro do Chapéu – Sapeacu (500 kV)	1,067	1,074	1,090	1,079	1,049	1,032	1,041	1,054
Igaporã – Janaúba (500 kV)	1,067	1,074	1,090	1,079	1,047	1,042	1,043	1,051
Janaúba – Presidente Juscelino (500 kV)	1,067	1,074	1,090	1,079	1,047	1,042	1,049	1,045
Presidente Juscelino – Itabira (500 kV)	1,067	1,074	1,090	1,079	1,047	1,043	1,051	1,057
Trecho 1 – 1000kV Milagres – Ourolândia	1,067	1,074	1,090	1,079	1,034	1,036	1,061	1,058
Trecho 2 – 1000kV Ourolândia – Igaporã	1,067	1,074	1,090	1,079	1,039	1,035	1,048	1,049
Trecho 3 – 1000kV Igaporã – Pirapora	1,067	1,074	1,090	1,079	1,045	1,048	1,018	1,034
Perda de um polo do BIPOLO B, com sobrecarga no outro (800 kV)	1,067	1,074	1,090	1,079	1,044	1,037	1,042	1,052

Fonte: Autora

**Tabela 6 - Tensões nas barras das subestações de 500 e 1000 kV propostas, durante contingência no caso de carga leve**

Contingências	Subestações novas - Tensão (pu)							
	Milagres (CE) - 1000 kV	Ourolândia (BA) - 1000 kV	Igaporã (BA) - 1000 kV	Pirapora (MG) - 1000 kV	Milagres (CE) - 500 kV	Ourolândia (BA) - 500 kV	Igaporã (BA) - 500 kV	Pirapora (MG) - 500 kV
Silvânia- Emborcação (500 kV)	1,067	1,065	1,047	1,018	1,039	1,042	1,059	1,056
Silvânia- Itumbiara (500 kV)	1,067	1,065	1,047	1,018	1,039	1,042	1,058	1,054
Serra da Mesa- Samambaia (500 kV)	1,067	1,065	1,047	1,018	1,041	1,043	1,065	1,064
Gurupi- Serra da Mesa (500 kV)	1,067	1,065	1,047	1,018	1,040	1,043	1,064	1,065
Gurupi - Peixe (500 kV)	1,067	1,065	1,047	1,018	1,039	1,042	1,065	1,067
Peixe - Serra da Mesa (500 kV)	1,067	1,065	1,047	1,018	1,039	1,042	1,064	1,066
Miracema - Gurupi (500 kV)	1,067	1,065	1,047	1,018	1,040	1,043	1,065	1,066
Xingu - Parauapebas (500 kV)	1,067	1,065	1,047	1,018	1,038	1,043	1,066	1,065
Gentio do Ouro - Bom Jesus da Lapa (500 kV)	1,067	1,065	1,047	1,018	1,040	1,038	1,062	1,065
Bom Jesus da Lapa - Janaúba (500 kV)	1,067	1,065	1,047	1,018	1,041	1,043	1,053	1,060
Morro do Chapéu - Sapeaçu (500 kV)	1,067	1,065	1,047	1,018	1,042	1,037	1,058	1,064
Igaporã - Janaúba (500 kV)	1,067	1,065	1,047	1,018	1,041	1,045	1,062	1,062
Janaúba - Presidente Juscelino (500 kV)	1,607	1,065	1,047	1,018	1,041	1,044	1,066	1,059
Presidente Juscelino - Itabira (500 kV)	1,067	1,065	1,047	1,018	1,041	1,045	1,067	1,066
Trecho 1 - 1000kV Milagres - Ourolândia	1,067	1,065	1,047	1,018	1,036	1,032	1,073	1,067
Trecho 2 - 1000kV Ourolândia - Igaporã	1,067	1,065	1,047	1,018	1,038	1,063	1,034	1,055
Trecho 3 - 1000kV Igaporã - Pirapora	1,067	1,065	1,047	1,018	1,041	1,050	1,061	1,038
Perda de um polo do BIPOLO B, com sobrecarga no outro (800 kV)	1,067	1,065	1,047	1,018	1,038	1,040	1,059	1,062

Fonte: Autora

### 5.3.3 Estudos de Curto-circuito

Para as análises de níveis de curto-circuito, superação de disjuntores e evolução dos níveis de curto no horizonte de estudo, foram utilizadas as bases de dados disponibilizadas pela EPE para o programa ANAFAS, no ano de 2024. Para avaliação do desempenho, as modelagens acompanham aos Procedimentos de Rede – Submódulo 23.3 (ONS, 2016a).

Admitiu-se uma corrente máxima de 6,92 kA para proteção dos capacitores série de 1000 kV, correspondente a 3 pu de corrente nominal da linha, cuja potência básica é da ordem de 4000 MW. Com isso, foi determinada as distâncias de ocorrência de faltas para ajuste da proteção por bypass dos bancos série na simulação dos transitórios eletromecânicos, valor da ordem de 15 kA.

As correntes de curto circuito foram avaliadas para as principais subestações de Rede Básica, tendo sido simulados um caso sem as obras propostas na alternativa em 1000 kV e outro com as obras propostas na alternativa. A Tabela 7 mostra os níveis de curto – circuito em barras na região próxima a escolhida para a inserção do sistema de 1000 kV.

Tabela 7 – Níveis de curto-circuito antes e depois da inserção do sistema 1000 kV

Barra	Localização	Tensão (kV)	2024 sem obras				2024 com obras				Disjuntor (kA)
			3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	
Açú	RN	500	17,64	14,60	12,99	7,73	19,01	16,51	17,05	13,91	-
João Câmara	RN	500	18,51	17,47	19,19	16,37	19,06	18,29	19,7	16,72	-
Juazeiro	PE	230	18,11	13,98	18,91	12,28	18,48	14,25	19,24	12,39	-
Luiz Gonzaga	PE	500	37,96	20,24	37,55	16,39	38,68	20,34	38,03	16,36	50
Milagres	CE	500	24,07	11,25	18,22	8,55	27,89	12,41	20,67	8,44	50
Milagres II	CE	500	24,41	11,26	18,38	8,43	28,39	12,44	20,95	8,34	-
Pecém	CE	500	17,62	18,38	16,79	11,85	18,51	19,33	18,9	14,71	-
Quixada	CE	500	10,75	13,22	7,37	7,53	11,03	13,46	7,53	7,49	50
Barreiras	BA	500	20,09	10,31	12,41	6,96	20,38	10,36	12,52	6,93	-
Bom Jesus da Lapa	BA	500	17,95	14,69	15,25	11,89	19,23	15,1	15,96	11,71	40
Gentio do Ouro	BA	230	16,92	21,90	14,24	13,82	19,08	24,69	20,94	23,84	-
Gentio do Ouro	BA	500	13,04	14,57	9,93	9,67	14,37	15,65	13,17	14,02	-
Ibicoara	BA	500	14,12	15,24	10,01	7,42	14,85	15,58	10,31	7,29	40
Igaporã	BA	230	32,95	20,68	31,96	16,86	36,69	23,04	35,06	17,03	-
Igaporã	BA	500	19,11	16,86	16,73	13,07	23,35	18,51	19,87	12,45	-
Juazeiro	BA	500	17,04	12,51	13,63	9,66	18,08	12,92	14,26	9,55	-
Morro do Chapéu	BA	230	14,42	18,96	14,12	16,72	17,36	22,33	20,05	23,26	-
Morro do Chapéu	BA	500	9,04	15,23	8,15	13,23	10,92	17,18	10,85	17	-
Ourolândia	BA	230	17,52	17,85	13,16	7,94	23,29	25,3	25,53	21,51	-
Ourolândia	BA	500	12,07	14,79	7,93	6,29	18,38	19,4	15,62	11,97	-
Rio das Éguas	BA	500	20,45	9,76	11,74	6,46	20,79	9,81	11,83	6,44	40
Sapeaçu	BA	500	17,21	14,96	15,17	9,8	17,59	15,17	15,4	9,77	40
Sobradinho	BA	500	21,52	6,30	21,33	11,86	22,09	6,42	21,7	11,94	40
Luziânia	DF	500	23,05	9,86	17,51	8,65	23,39	9,93	17,65	8,65	-
Emborcação	MG	500	25,15	16,95	23,63	15,56	25,24	16,98	23,69	15,57	38
Governador Valadares	MG	230	16,92	13,16	18,41	13,61	16,98	13,18	18,45	13,62	-
Itabira	MG	500	17,95	14,97	16,01	10,09	18,32	15,13	16,22	10,07	-
Itumbiara	MG	500	30,62	20,57	29,77	19,21	30,65	20,58	29,79	19,21	31,5
Janaúba	MG	500	15,96	14,96	11,06	8,31	17,39	15,33	11,62	8,11	-
Mesquita	MG	500	14,66	15,07	13,54	12,24	14,82	15,13	13,63	12,24	38
Pirapora	MG	500	16,53	14,37	13,87	11,01	19,92	15,66	16,4	10,59	-
Presidente Juscelino	MG	500	16,31	15,17	12,13	8,46	17,48	15,67	12,75	8,35	-
Milagres	CE	500	0	0	0	0	27,08	13,35	17,05	6,68	nova
Ourolândia	BA	500	0	0	0	0	19,20	20,65	14,38	8,15	nova
Igaporã	BA	500	0	0	0	0	22,45	18,65	16,65	8,51	nova
Pirapora	MG	500	0	0	0	0	19,52	16,37	16,21	10,81	nova
Milagres	CE	1000	0	0	0	0	9,32	21,21	6,43	8,71	nova
Ourolândia	BA	1000	0	0	0	0	10,15	21,6	6,97	8,07	nova
Igaporã	BA	1000	0	0	0	0	9,93	22,2	7,19	9,21	nova
Pirapora	MG	1000	0	0	0	0	7,74	21,31	6,14	12,89	nova

Fonte: Autora

Em nenhum disjuntor existente foi superada a capacidade de curto atual, após a entrada em operação do sistema e a influência foi marginal sobre o nível de curto da rede.

#### **5.3.4 Estudos de Oscilações Eletromecânicas**

Os estudos de sobretensão à frequência industrial foram realizados com o objetivo de verificar a possibilidade de ocorrência de valores proibitivos de tensões temporárias ou sustentadas e da frequência do sistema, que venham a comprometer os equipamentos conectados ao sistema, em consequência das manobras programadas e/ou intempestivas dos circuitos da região onde as linhas de transmissão serão implantadas.

Para as análises dinâmicas e de oscilações eletromecânicas, foram utilizadas as bases de dados, com horizontes de 2016-2024 no âmbito do PDE (Plano Decenal de Expansão de Energia) 2024 publicado pela EPE. As análises foram feitas utilizando o programa ANATEM.

Foram feitas simulações no horizonte 2024, assumindo que a rede sofreu as seguintes modificações, realizadas especialmente para este estudo:

- I. Os controles em máquinas de usinas novas, inseridas no arquivo base de fluxo de potência, foram adotadas da base de dados EPE para reguladores de outras usinas existentes e com capacidade instalada semelhante;
- II. Algumas simulações indicaram necessidade de suporte reativo controlável. Foram feitas análises tanto com compensação síncrona como com compensação estática.

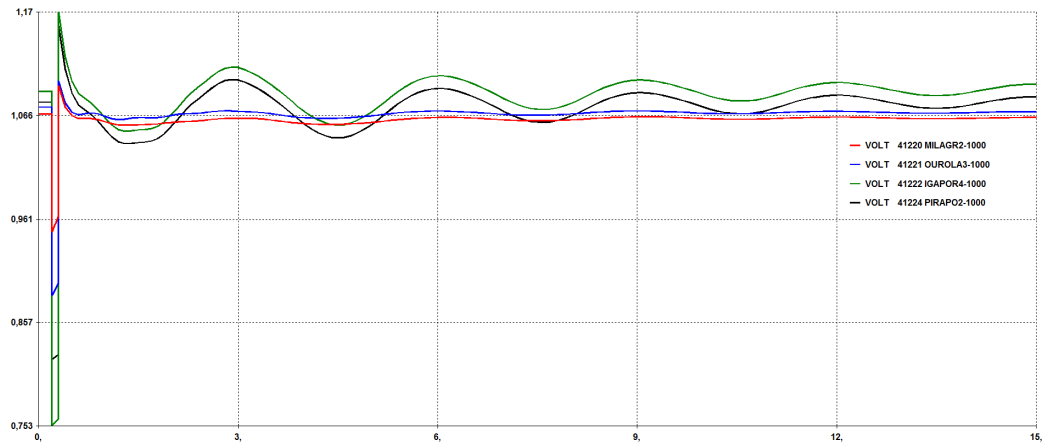
Aplicando o curto-circuito com saída intempestiva de linha no caso base, foi verificada a necessidade de suporte de reativos na região do norte e noroeste de Minas Gerais. Identificaram-se, então, as barras relevantes para adicionar compensação de barra com duas alternativas: i) compensação síncrona de 600 MVA e ii) compensação estática de +/- 600 MVA.

Foram avaliadas as situações com e sem religamento com banda morta de 500 ms.

Durante as simulações não foi verificado, em nenhum dos casos, violação dos níveis de tensão, transitória ou sustentada. As análises foram feitas para o cenário de carga pesada Norte Úmido.

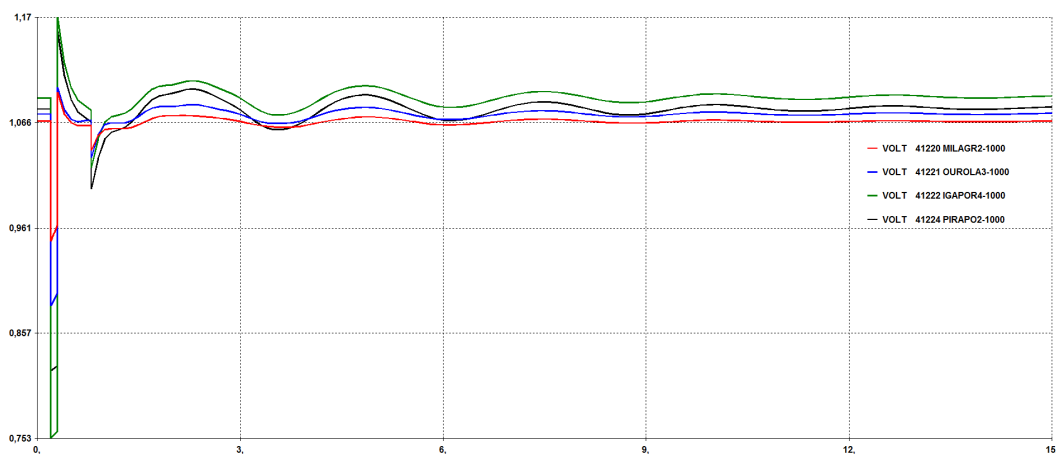
A Figura 25 e Figura 26 mostram as tensões nas barras de 1000 kV durante a falta monofásica na barra de Igaporã, seguida de abertura da linha de 1000 kV no trecho mais carregado, Igaporã-Ourolândia, para o caso sem e com religamento, utilizando compensação síncrona.

**Figura 25 - Tensões nas Barras de 1000 kV - Curto-circuito em Igaporã com posterior abertura do circuito da LT 1.000 kV Ourolândia – Igaporã, sem religamento. Compensação síncrona**



Fonte: Autora

**Figura 26 - Tensões nas Barras de 1000 kV - Curto-circuito em Igaporã com posterior abertura do circuito da LT 1.000 kV Ourolândia – Igaporã, com religamento. Compensação síncrona**

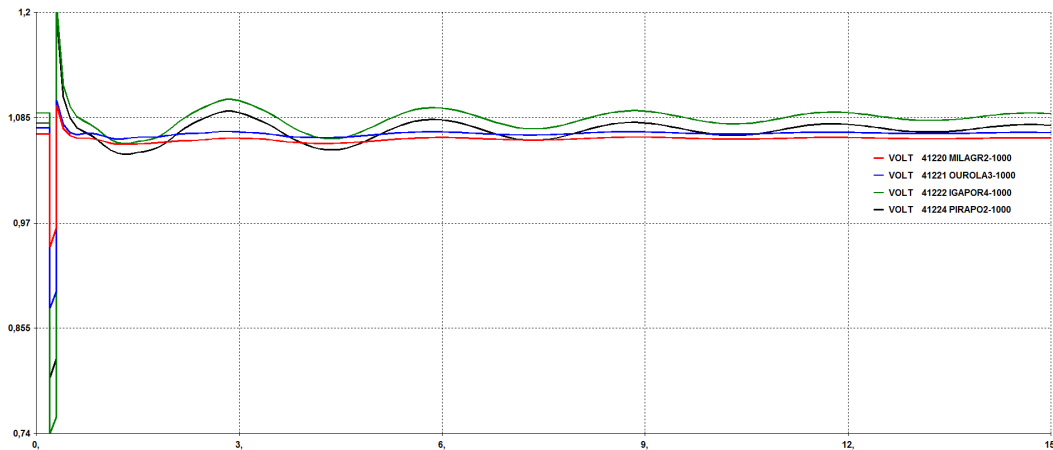


Fonte: Autora



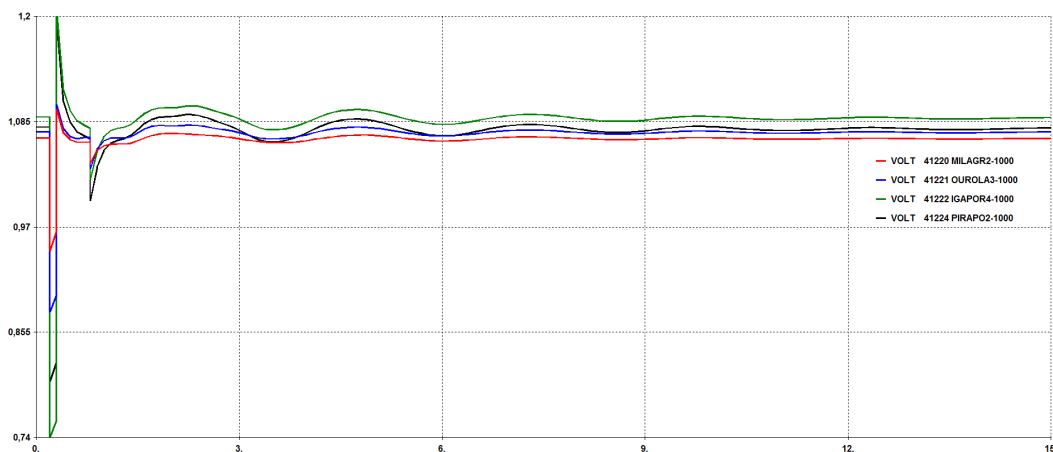
A Figura 27 e Figura 28 mostram as tensões nas barras de 1000 kV durante a falta monofásica na barra de Igaporã, seguida de abertura da linha de 1000 kV no trecho Igaporã-Ourolândia, para o caso sem e com religamento, utilizando compensação estática.

**Figura 27 - Tensões nas Barras de 1000 kV - Curto-circuito em Igaporã com posterior abertura do circuito da LT 1.000 kV Ourolândia – Igaporã, sem religamento. Compensação estática**



**Fonte: Autora**

**Figura 28 - Tensões nas Barras de 1000 kV - Curto-circuito em Igaporã com posterior abertura do circuito da LT 1.000 kV Ourolândia – Igaporã, com religamento. Compensação estática**

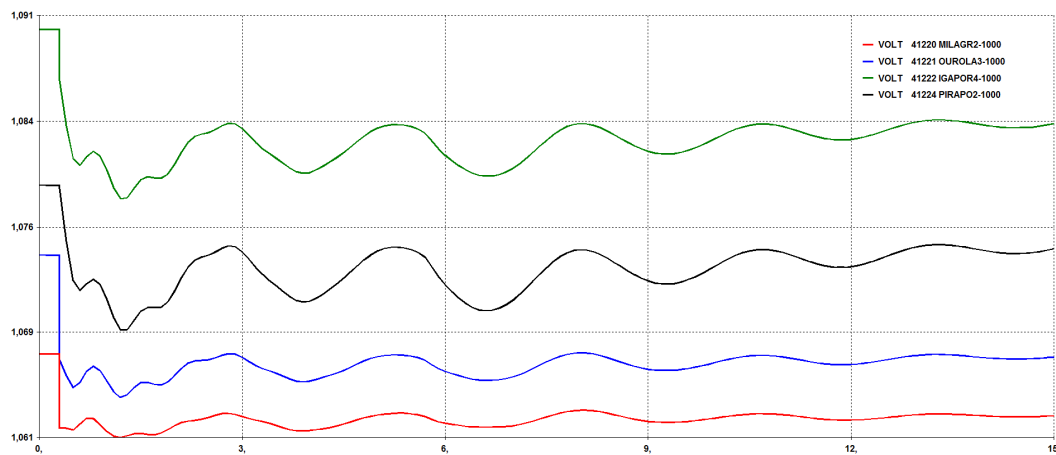


**Fonte: Autora**

O trecho entre Igaporã e Ourolândia (2º Trecho) é o mais carregado, levando 3635 MW em regime. A contingência mais severa para esse trecho é a abertura da linha de 500 kV entre

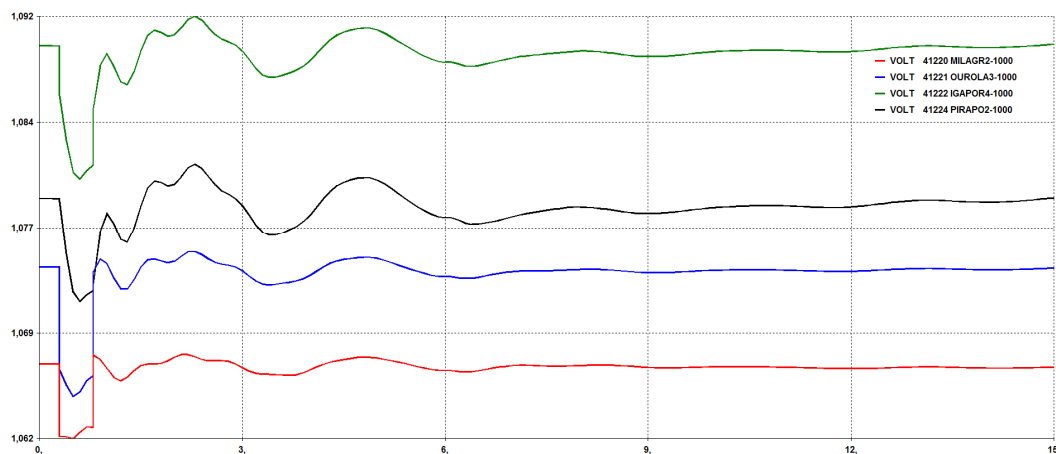
Gentio do Ouro e Bom Jesus da Lapa (linha próxima) cujo carregamento é de 1114 MW e em contingência o fluxo dessa linha é redirecionado em sua maioria para o 2º trecho do sistema 1000 kV. A Figura 29 e Figura 30 mostram as tensões nas barras do sistema 1000 kV durante a contingência da linha citada acima, para os casos sem e com religamento, utilizando compensação síncrona.

**Figura 29 - Tensões nas Barras 1000 kV - Abertura do circuito da LT 500 kV Gentio do Ouro – Bom Jesus da Lapa, sem religamento. Compensação síncrona**



Fonte: Autora

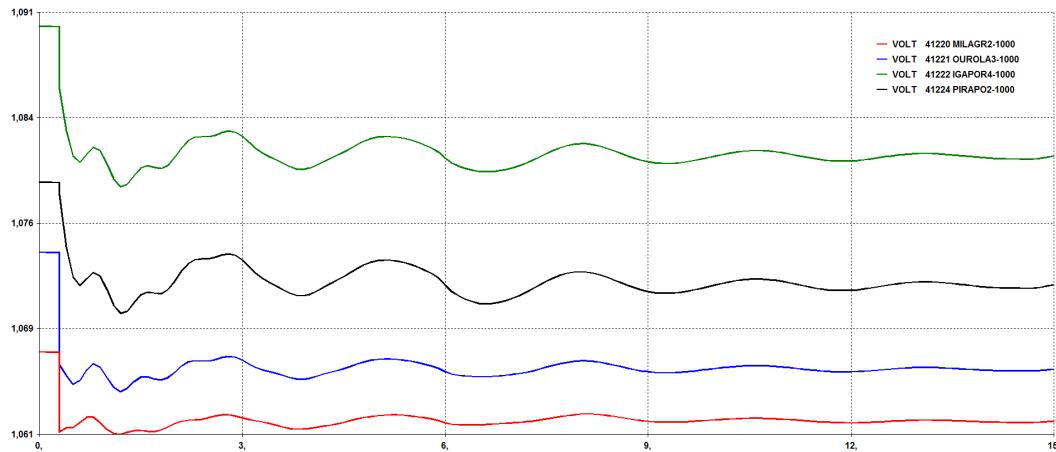
**Figura 30 - Tensões nas Barras 1000 kV - Abertura do circuito da LT 500 kV Gentio do Ouro – Bom Jesus da Lapa, com religamento. Compensação síncrona**



Fonte: Autora

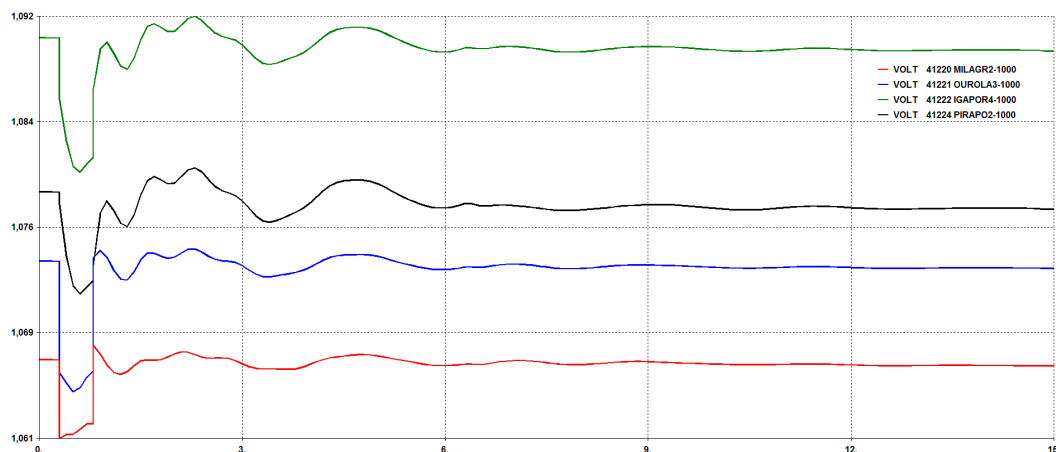
A Figura 31 e Figura 32 mostram as tensões nas barras de 1000 kV ainda durante a abertura da linha de 500 kV entre Gentio do Ouro e Bom Jesus da Lapa, para o caso sem e com religamento, utilizando compensação estática.

**Figura 31 - Tensões nas Barras 1000 kV - Abertura do circuito da LT 500 kV Gentio do Ouro – Bom Jesus da Lapa, sem religamento. Compensação estática**



Fonte: Autora

**Figura 32 - Tensões nas Barras 1000 kV - Abertura do circuito da LT 500 kV Gentio do Ouro – Bom Jesus da Lapa, com religamento. Compensação estática**



Fonte: Autora

Conforme visto até aqui, as condições favoráveis mostradas no fluxo de potência e as boas condições durante as simulações de curto-circuito e estabilidade, indicam que a inserção de uma

linha 1000 kV, ligando o Nordeste ao Sudeste, auxiliaria de forma significativa o escoamento dos grandes blocos de energia provenientes de usinas eólicas e solares, que entrarão em operação nos próximos anos até 2024.

A seguir são mostrados os custos calculados para a alternativa em 1000 kV e a comparação econômica da mesma com outras alternativas.

#### **5.4 Aspectos econômicos da transmissão**

O capítulo apresenta os parâmetros da alternativa estudada, assim como os aspectos econômicos do custeamento das alternativas de transmissão para o transporte de grandes blocos de energia em longa distância.

Os estudos realizados apontaram que a alternativa de um sistema de transmissão em Ultra Alta Tensão em Corrente Alternada é técnica e economicamente promissora em comparação com outras alternativas em corrente contínua (CC) e corrente alternada (CA). Nesse contexto foi escolhida a alternativa de transmissão em 1000 kV CA ligando o Sul do Ceará até a região Central de Minas Gerais, passando principalmente pela região Central da Bahia. Esse sistema de transmissão conta com novas subestações de 1000/500 kV localizadas próximas as atuais subestações de 500 kV: Milagres II, Ouarolândia II, Igaporã III e Pirapora 2, atuando como coletoras da energia renovável da região.

Para a análise econômica foram utilizadas equações de custos de linha definidas no projeto de P&D “Transmitir” (JARDINI, 2012). Nessa análise levou-se em consideração o custo anual mínimo da linha mais os custos das perdas joule, para determinar a seção econômica de alumínio dos condutores. Esses resultados foram atualizados utilizando-se o banco de preços ANEEL de 2015 (ANEEL, 2015), disponibilizado pela Resolução Homologatório N° 758, de 6 de janeiro de 2009 e alguns ajustes quando necessário. Os custos dos módulos de manobra, módulos gerais e equipamentos foram obtidos do banco de preços da ANEEL, extrapolados para os casos de 1000 kV CA e  $\pm 800$  kV CC uma vez que esses sistemas não estão nas planilhas de custos da ANEEL. Para o custo das conversoras foram utilizados os valores da brochura CIGRÉ 388 (CIGRÉ, 2009). A seguir são mostrados os critérios e premissas para o custeamento das linhas de transmissão, assim como as comparações entre as alternativas.

### 5.4.1 Investimentos

#### 5.4.1.1 Linha de transmissão

##### a) *Função de Custo da LT*

Para uma avaliação correta dos custos das linhas é necessário escolher condutores adequados. Neste item é mostrada a equação necessária para a determinação dos custos da linha de transmissão, que pode ser definida como:

$$C_{LT} = a + b V + S (c N + d) \quad (\text{R\$/km}) \quad (5.1)$$

onde:

a, b, c, d são parâmetros a serem obtidos da curva de ajuste dos custos da linha.

V é a tensão fase-fase para CA, ou polo-terra para CC

N número de condutores no feixe

S= N\*S<sub>1</sub> secção total do condutor

S<sub>1</sub> secção de um condutor do feixe

O custo da linha de transmissão foi obtido através da atualização dos custos CA e CC utilizados no projeto Transmitir (JARDINI, 2012). Essa atualização foi obtida através da planilha de orçamentos da ANEEL com base nos pesos das torres. No item seguinte será mostrada a definição do condutor econômico para as linhas de transmissão.

##### b) *Avaliação econômica do sistema*

A avaliação econômica pode ser feita por duas metodologias uma das quais pelo custo anual de investimento e de operação/manutenção/perdas, ou custo atual do investimento mais valor atual de operação/manutenção/perdas acumulados em um certo período de tempo.

##### c) *Determinação do Condutor Econômico*

O condutor econômico é a secção condutora por fase/polo que minimize o custo anual de linha e perdas/operação/manutenção.

O custo anual da alternativa de transmissão 1000 kV é composto pelas seguintes parcelas: custo das linhas, custo de operação/manutenção/perdas, Joule e corona (esta última desprezada numa primeira avaliação).

A equação da função de custo anual da linha descrita no item 5.4.1.1 pode ser reescrita da seguinte forma:

$$C_{LT\ ANUAL} = k (A_1 + B_1 S) = A + B S \quad (\text{R\$/km}) \quad (5.2)$$

onde:

$A_1$  e  $B_1$  são parâmetros obtidos a partir de uma curva de ajuste dos preços da linha parametrizada na tensão fase-fase e número de condutores por fase.

$k$  é o fator de recuperação de capital (FRC), cuja equação será mostrada mais à frente, mais os custos de operação e manutenção.

$S$  é a seção do condutor da fase.

O custo total anual da linha e perdas Joule, mais manutenção e operação é dado por:

$$C_{TANUAL} = C_{LT} + C_{PERDAS} \quad (5.3)$$

Onde:  $C_{PERDAS} = C/S$  é o custo anual das perdas Joule. Conforme descrito em (JARDINI, 2012) o mínimo da função ocorrerá quando:  $d(C_{TANUAL})/dS = 0$  e isso implicará em  $Sec = \sqrt{C/B}$ , onde  $Sec$  é a seção econômica, valor que não depende do comprimento da linha.

Dessa forma, o custo mínimo total anual pode ser obtido substituindo na expressão e no custo, a seção pela seção econômica. Sendo assim o resultado será:

$$C_{Tannual} = A + 2\sqrt{B C} \quad (5.4)$$

Sendo a parcela do custo da linha:  $C_{LT\min} = A + \sqrt{B C}$

#### 5.4.1.2 Subestações e equipamentos

A subseção apresenta os custos para subestações e equipamentos. Para os cálculos dos sistemas CA foi utilizado o banco de preços disponível em (ANEEL, 2015) com valores para 1000 kV extrapolados a partir dos valores de equipamentos de 500 e 750 kV. Os cálculos dos custos dos

equipamentos em 1000 kV foram realizados obtendo-se as equações de custos para os equipamentos de 500 kV e de 750 kV e utilizando essas equações para o custo do 1000 kV.

a) ***Módulo Geral***

Para o cálculo do módulo geral foi utilizado o valor de R\$ 0,43 por m<sup>2</sup> de área, que corresponde à média de valor para o Brasil com localização rural.

Para os pátios de 500 kV e 1000 kV foram utilizadas as configurações de disjuntor e meio (DJM). Foram realizadas as mesmas adaptações da tabela ANEEL para se obter os custos para os setores de 1000 kV utilizadas em (JARDINI, 2012).

a1) ***Módulos de Manobra e interligação de barra***

A Tabela 8 apresenta estes valores dos módulos de manobra.

**Tabela 8 - Custo unitários dos Módulos de Manobra**

<b>Módulo</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>Custo (1000 R\$)</b>
Conexão de Capacitor Série (CCS)	500	2.698
	750	3.480
	1000	4.261
Conexão de Reator de Linha (CRL)	500	4.959
	750	7.656
	1000	10.353
Conexão de Transformador (CT)	500	8.183
	750	12.769
	1000	17.355
Entrada de Linha (EL)	500	9.301
	750	14.519
	1000	19.737
Interligação de Barras (IB)	500	8.564
	750	14.519
	1000	19.737

**Fonte: ANEEL (2015) e (JARDINI, 2012)**

**b) Capacitor Série**

Os custos do capacitor série para 500 kV e 750 kV foram obtidos através do banco de preços da (ANEEL, 2015) e o valor calculado para o 1000 kV.

A função de custo para o capacitor série é dada por:

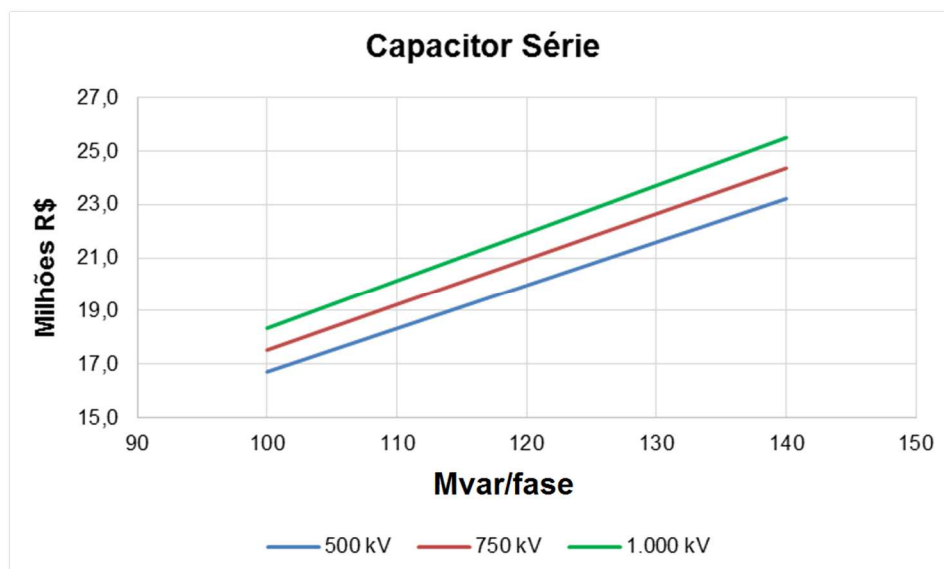
$$C_{cap\ série\ (1000\ kV)} = 178.727 Q + 473.6 \quad (\text{R\$}) \quad (5.5)$$

onde:

Q é a potência em Mvar por fase

A Figura 33 mostra os custos do capacitor série para 500 kV, 750 kV e 1000 kV em função da potência reativa.

**Figura 33 - Custo de Capacitor Série**



Fonte: ANEEL (2015) e (JARDINI, 2012)

**c) Reator em Derivação**

Para obtenção do custo do reator em derivação monofásico para 1000 kV foi realizada uma extrapolação linear entre os custos de 500 kV e 750 kV para cada potência reativa.



A Tabela 9 mostra os custos em R\$ para o reator (monofásico) em derivação para 500 kV e 750 kV e a estimativa para 1000 kV.

**Tabela 9 - Custo de Reator em Derivação**

Mvar/Fase	ANEEL (1000 R\$)		Estimado (1000 R\$)
	500 kV	750 kV	1000 kV
25	3.927	4.224	4.521
50	5.012	5.396	5.779
75	5.646	6.081	6.515
100	6.097	6.567	7.038
125	6.446	6.944	7.443
150	6.731	7.253	7.774
175	6.972	7.513	8.054
200	7.181	7.739	8.296
225	7.366	7.938	8.510
250	7.531	8.116	8.701
275	7.680	8.277	8.874
300	7.816	8.424	9.032
325	7.941	8.559	9.177
350	8057	8.685	9.312

**Fonte: ANEEL (2015) e (JARDINI, 2012)**

A partir da Tabela 9 chega-se a seguinte função de custo para o reator em derivação:

$$C_{\text{reator deriv}(1000 \text{ kV})} = 0,18154 \cdot 10^7 \ln(Q) - 0,13221 \cdot 10^7 \quad (\text{R\$}) \quad (5.6)$$

onde:

Q é a potência (na fase) em Mvar

**d) Autotransformador**

Os custos dos autotransformadores monofásicos foram obtidos sem e com comutador sob carga.

Inicialmente foram obtidos o valor dos autotransformadores de 1000/345 kV com uma extrapolação linear entre os autotransformadores de 500/345 e 750/345 kV. Verificou-se também que os autotransformadores de 750/500 kV são 5% mais caros em relação aos autotransformadores 750/345 kV. Essa relação foi então utilizada para o cálculo dos autotransformadores 1000/500 kV.

As equações de custos para os autotransformadores sem comutador são:

$$C_{1000/345} = 2.877.904 \ln(S) - 799.877 \quad (\text{R\$}) \quad (5.7)$$

$$C_{1000/500} = 3.032.177 \ln(s) - 915.317 \quad (\text{R\$}) \quad (5.8)$$

As equações de custos para os autotransformadores com comutador são:

$$C_{1000/345} = 3.278.505 \ln(S) - 1.056.994 \quad (\text{R\$}) \quad (5.9)$$

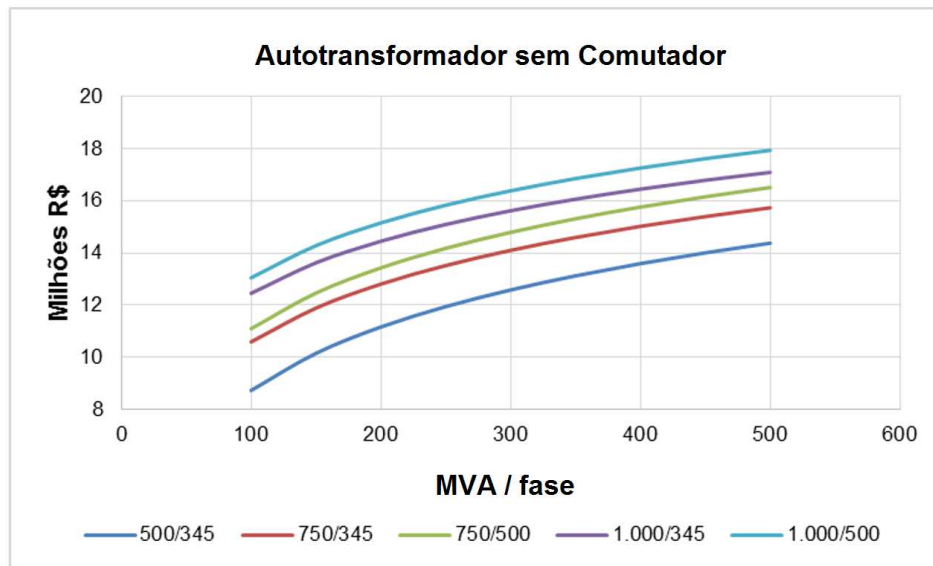
$$C_{1000/500} = 3.453.902 \ln(s) - 1.186.212 \quad (\text{R\$}) \quad (5.10)$$

onde:

S é a potência do autotransformador monofásico em MVA.

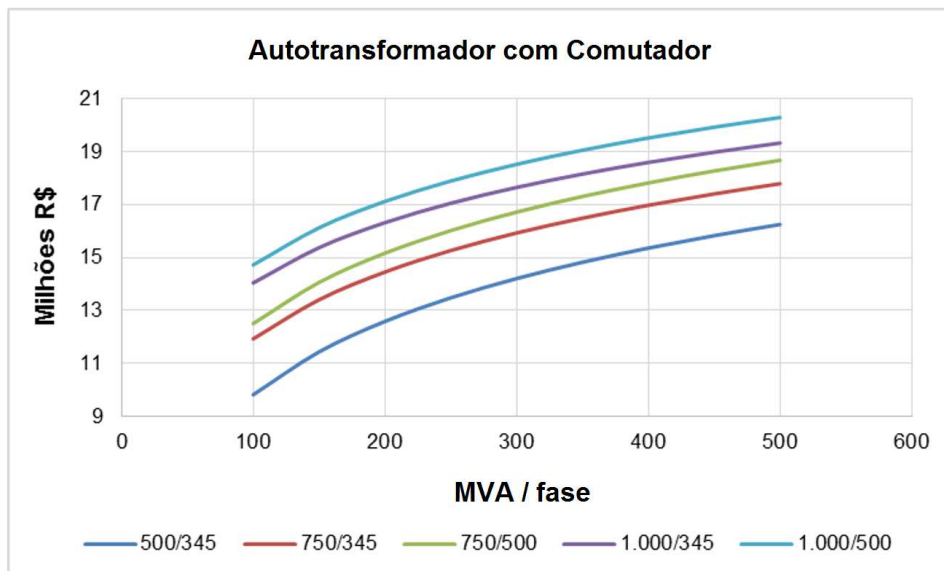
A Figura 34 e Figura 35 mostra os custos dos autotransformadores sem e com comutador sob carga.

**Figura 34 - Custo de Autotransformador Monofásico sem Comutador sob Carga**



Fonte: ANEEL (2015) e (JARDINI, 2012)

**Figura 35 - Custo de Autotransformador Monofásico com Comutador sob Carga**



Fonte: ANEEL (2015) e (JARDINI, 2012)

e) *Custo das Conversoras CA/CC*

Para sistemas de transmissão CC faz-se necessário calcular o custo das conversoras (retificadora e inversora). Foram calculados os custos para conversoras VSC (Voltage Sourced Converter) e LCC (Line Commutated Converter).

O custo das conversoras LCC é dado por (JARDINI, 2012):

$$Custo_{ConvLCC} = Dólar \cdot 1,5 \cdot 0,698 \cdot V^{0,317} \cdot P^{0,557} \cdot 10^6 \text{ (R\$)} \quad (5.11)$$

onde:

V é a tensão em kV

P é a potência em MW

R\$/US\$ 3,05 (na data de compilação dos dados)

Para o sistema multiterminal foi considerado o uso de conversoras VSC. Foi estimado que uma conversora VSC custa aproximadamente 20 % a mais em relação a uma LCC. Então a equação de custos da conversora VSC é atualizada por:

$$Custo_{ConvVSC} = 1,2 \cdot 3,05 \cdot 1,5 \cdot 0,698 \cdot V^{0,317} \cdot P^{0,557} \cdot 10^6 \text{ (R\$)} \quad (5.12)$$

## 5.5 Operação e Manutenção

### 5.5.1 Custos de operação e manutenção

Para a avaliação econômica das alternativas neste estudo, foram adotadas as premissas mostradas na Tabela 10.

**Tabela 10 – Custos de operação e manutenção**

<b>Descrição</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
Custo Marginal de Expansão (Ce)	154,00	R\$/MW
Taxa de Juros	8	% a.a.
Vida útil de LTs e equipamentos	30	Anos
Operação e Manutenção	2	% a.a.
Fator de Perdas (Fp)	0,5	
Custo da Demanda (Cp)	0	R\$/MW

**Fonte: Autora**

A cotação do dólar apresenta um grande impacto nas conversoras CC e, como nos últimos tempos (anos 2015 e 2016) houve uma grande variação da moeda americana, as alternativas CC ficariam críticas na comparação econômica. Para o cálculo da cotação do Dólar foi realizada uma análise da variação de preço de uma subestação desde 2010 a 2015. Utilizando o banco de preços, observou-se que a variação foi de 57%, logo foi utilizada uma cotação de R\$ 3,05 por Dólar em 2015.

Foi realizada a avaliação de uma alternativa em CC utilizando VSC na configuração multiterminal. O custo das conversoras VSC foi considerado 20% mais caro em relação ao custo das conversoras LCC. Esse acréscimo de 20% foi obtido em um seminário realizado pelo CIGRÉ no Brasil em novembro de 2015 (CIGRÉ CE B4, 2015) onde houve a participação de fabricantes e especialistas do setor.

### **5.5.2 Perdas Joule**

Nos custos de um sistema de transmissão, uma parcela que deve ser considerada é relativa às perdas Joule. Em um sistema de transmissão CA as perdas Joule são calculadas nas linhas de transmissão e nos transformadores. Já em sistemas de transmissão CC as perdas Joule são calculadas nas linhas de transmissão e nas conversoras.

a) **Perdas Joule nas alternativas CA**

As perdas Joule ( $JL_{CA}$ ) nas linhas de transmissão são calculadas por:

$$JL_{CA} = 3 r I^2 = r \left( \frac{P}{V_{ff}} \right)^2$$

$$JL_{CA} = \frac{r_0}{NS1} \left( \frac{P}{V_{ff}} \right)^2 \quad (\text{MW/km}) \quad (5.13)$$

onde:

$r_0$  é a resistividade do condutor = 58  $\Omega$  MCM/km

$N$  é o número de condutores de uma fase

$S1$  é a seção de um condutor em MCM

$S = N S1$  é a seção condutora total da fase

$V_{ff}$  é a tensão fase-fase em kV

$P$  é a potência em MW

b) **Perdas Joule nas alternativas CC**

As perdas Joule ( $JL_{CC}$ ) nas linhas de transmissão são calculadas pela seguinte equação:

$$JL_{CC} = \frac{1}{2} * \frac{r}{N \cdot S1} * \left( \frac{P_{max}}{V} \right)^2 \quad (\text{MW/km}) \quad (5.14)$$

onde:

$P_{max}$  é a potência (capacidade) em MW

$r$  é a resistividade do alumínio = 58  $\Omega$ .MCM/km

$V$  é a tensão polo terra em kV

$N$  é o número de condutores por fase

$S1$  é a seção de um condutor em MCM

$S = N S1$  é a seção condutora total da fase do polo

c) **Fator de Perdas Joule**

O fator de carga é um dado essencial para o cálculo do custo das perdas Joule. Para a determinação do fator de perdas é preciso inicialmente determinar o fator de carga (FC).

O fator de carga é dado por:

$$F_c = \frac{Demanda_{Média}}{Demanda_{Máxima}} \quad (5.15)$$

Esse parâmetro deve ser obtido através de estimativas baseadas no conhecimento prévio do de duração da carga.

A estimativa adotada para o cálculo do fator de perdas ( $F_p$ ) é dada em função do fator de carga, por:

$$F_p = f(F_c) \quad (5.16)$$

onde: o fator de perdas consiste no número de horas do ano que transmitindo a potência máxima levaria ao menor valor de perda anual com potência transmitida variável (horas equivalentes).

**d) *Custo das Perdas Joule (CA)***

Já o custo anual das perdas Joule para as linhas CA é dado por:

$$C_{JL} = (C_p + 8.760 C_e F_p) J_{L_{CA}} \quad (5.17)$$

**e) *Custo das Perdas Joule (CC)***

O custo das perdas Joule para linhas CC é dado por:

$$C_{JL} = (C_p + 8.760 C_e F_p) J_{L_{CC}} \quad (5.18)$$

A Tabela 10 anterior apresenta os valores adotados para  $C_p$ ,  $C_e$  e  $F_p$ .

O valor das perdas anuais na conversora (um terminal) será considerado igual a 0,75% (para o conversor, ou para o inversor) da potência total máxima da conversora, logo:

$$Custo_{Joule\ Conv} = \frac{0,75}{100} P_{max} 10^3 (C_p + C_e 8760 F_p) \quad (5.19)$$

## 5.6 Custo de Investimento, Operação e Manutenção

### 5.6.1 Fator de Recuperação do Capital (FRC)

“O fator de recuperação de capital investido (FRC) converte valores presente de investimento em valores anuais” (JARDINI, 2012).

Para o cálculo do FRC, foi considerada uma taxa de juros de 8% ao ano, vida útil de 30 anos para equipamentos e linhas. O FRC é dado por:

$$FRC = \left( \frac{0,08}{1 - (1 + 0,08)^{-30}} \right) = 0,09 \quad (5.20)$$

### 5.6.2 Operação e Manutenção

O custo de operação e manutenção em geral é definido como um porcentual do custo do investimento, adicionado o custo de em geral cerca de 2%.

### 5.6.3 Valor Atual das Perdas e Operação/Manutenção Acumulados

Para o cálculo das perdas admitiu-se uma transmissão constante em todo período, portanto mesmo valor de perdas em cada ano. O valor presente acumulado das perdas no período é obtido dividindo o custo anual das perdas pelo FRC.

O cálculo do valor presente da manutenção é obtido somando a taxa de manutenção/operação ao FRC ou aplicando esta taxa diretamente ao valor do investimento.

## 5.7 Avaliação econômica das alternativas

Foram realizadas as comparações de investimentos das seguintes alternativas, para sistema projetado para as potências indicadas no Item 5.3:

1. Sistema de transmissão em corrente alternada com capacidade de ~ 4000 MW por linha em 1000 kV.



2. Sistema de transmissão em corrente alternada em 500 kV, com dois circuitos simples (cada circuito de 500 kV é utilizado para transmitir de 1200 – 1700 MW).
3. Sistema em corrente alternada em 500 kV, sendo o primeiro trecho com dois circuitos e o segundo e o terceiro com três circuitos simples.
4. Sistema de transmissão multiterminal em corrente contínua em  $\pm 600$  kV utilizando conversores VSC (um bipolo).

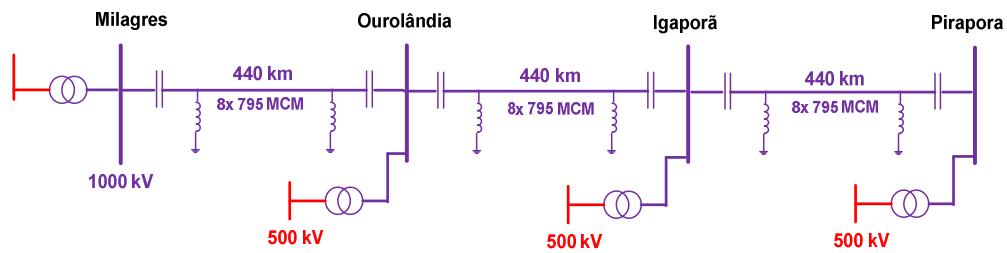
Como alternativa de balizamento foi também calculado o custo de investimento de um Bipolo em corrente contínua de  $\pm 800$  kV, de 1400 km, 4000 MW, estudado pela EPE e conhecido como Bipolo B. Esse Bipolo liga as Subestações (SE) de Graça Aranha (MA) e Silvânia (GO). Para o estudo os cálculos foram feitos para 1320 km, mesmo comprimento considerado para as demais alternativas.

No item seguinte são mostrados os custos da alternativa de referência, sistema de transmissão em 1000 kV CA com três trechos de 440 km cada, e feita uma comparação entre esses custos e os das demais alternativas avaliadas.

### **5.7.1 Sistema CA em 1000 kV**

O sistema é composto por: quatro subestações novas, transformadores 1000/500 kV e três linhas de transmissão (440 km cada trecho entre as Subestações). O primeiro trecho liga a Subestação Milagres (CE) a Ourolândia (BA), o segundo liga a Subestação Ourolândia (BA) a Igaporã (BA) e o terceiro liga a Subestação Igaporã (BA) a Pirapora (MG). As linhas são compensadas por capacitores série e reatores em derivação. As subestações de 500 kV seriam novas obtidas pelo seccionamento de linhas de transmissão existentes e/ou futuras, além do deslocamento de reatores shunt de linha existentes. Nessas linhas seccionadas não há capacitores série.

A Figura 36 apresenta a alternativa de referência custeada. A alternativa em questão apresenta seccionamentos de linhas de 500 kV já existentes.

**Figura 36 – Alternativa de referência 1000 kV custeada**

Fonte: Autora

A quantidade de transformadores de 500/1000 kV foi determinada através do fluxo de potência em regime e em emergência adotando-se o critério dos Procedimentos de Rede “Submódulo 2.3 – Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos”(ONS, 2015b), item 8.1.4.5 do ONS, em que é possível uma sobrecarga de 20% por meia hora em caso de falha de uma unidade de transformação.

No cálculo foi considerado que cada trecho da LT possui 440 km, condutores 8 x 795 MCM, 1000 Mvar de bancos de reatores shunt em cada terminal, 200 Mvar/fase de capacitor série em cada terminal.

Para as subestações de 500 kV foram considerados os seccionamentos de linhas já existentes. Em Milagres, Igaporã e Pirapora haverá seccionamento de duas linhas, já em Ourolândia haverá seccionamento de uma apenas uma linha.

Considerando as equações e a metodologia mostradas anteriormente, foi calculado o custo do investimento da alternativa de referência. O valor total de investimentos da alternativa de referência é apresentado na Tabela 11.

**Tabela 11 - Custo Atual de Investimento da Alternativa de Referência (R\$)**

DESCRIÇÃO	1000 kV
Linhas de transmissão, reatores e capacitores série	2.508.213.882
Transformadores (1000/500 kV)	351.570.284
Subestações (1000 e 500 kV)	1.579.382.600
Perdas joule	1.004.729.755
<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 5.443.896.520</b>

Fonte: Autora

O custo total da alternativa de referência é de R\$ 5.443.896.520,00.

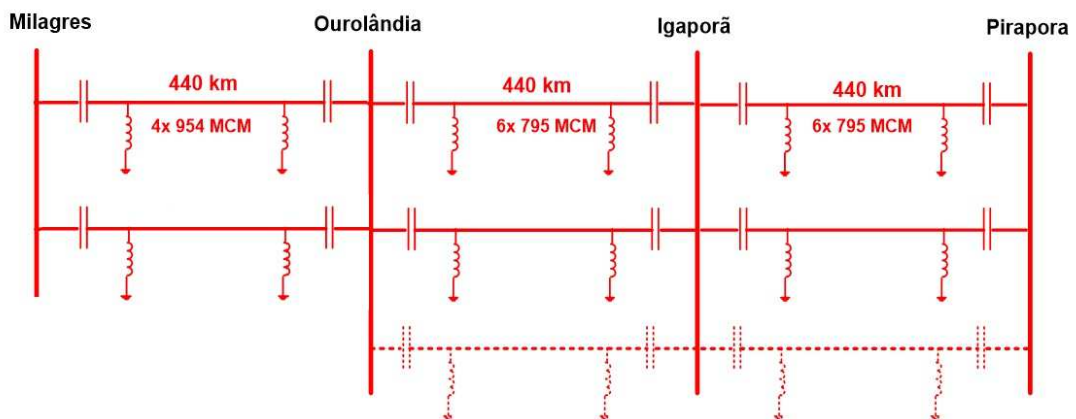
### 5.7.2 Análise das demais alternativas

Foram utilizados os mesmos procedimentos para os cálculos dos custos das demais alternativas. Os resultados são mostrados a seguir.

#### a) *Sistema CA em 500 kV com dois e com três circuitos simples*

Primeiramente foram calculados os custos para a alternativa de 500 kV CA, para dois e três circuitos. Assim como na alternativa de referência, foram considerados três trechos, cada um com 440 km de extensão. O primeiro trecho da LT de 500 kV, entre as Subestações de Milagres e Ourolândia, é composta por condutores 4 x 954 MCM, já o segundo e terceiro trechos, ligando Ourolândia, Igaporã e Pirapora são compostas por condutores 6 x 795 MCM. Os reativos capacitivos das linhas foram compensados em 85%, enquanto que a reatância série em 50%. As alternativas de 500 kV custeadas podem ser vistas na Figura 37.

Figura 37 - Alternativa de 500 kV com 2 e 3 circuitos



Fonte: Autora

O investimento total das alternativas de 500 kV pode ser visto na Tabela 12.

Tabela 12 - Custo atual de Investimento das Alternativas de 500 kV (R\$)

DESCRIÇÃO	500 kV – 2 circuitos	500 kV – (2+3) circuitos
Linhas de transmissão reatores e capacitores série	3.186.585.600	3.797.760.000
Subestações	592.717.730	768.483.421
Perdas joule	2.395.341.747	1.791.901.967
<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 6.174.645.077</b>	<b>R\$ 6.358.145.388</b>

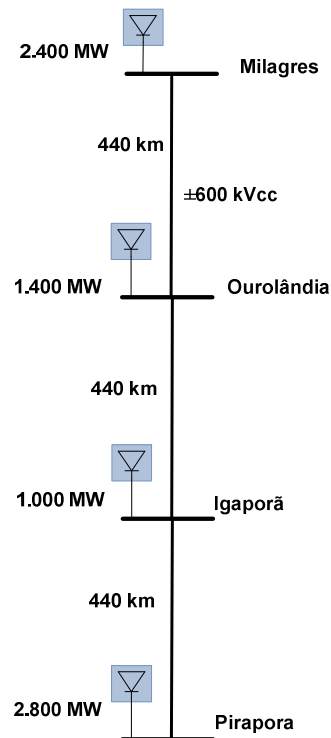
Fonte: Autora

**b) *Sistema multiterminal VSC***

Outra alternativa custeada é um sistema de transmissão em corrente contínua em  $\pm 600$  kV utilizando conversores VSC (Voltage Sourced Converter) em uma configuração multiterminal. Nessa configuração as SEs Milagres, Ourolândia e Igaporã são estações retificadoras e a SE Pirapora é uma estação inversora.

O cálculo das Subestações foi feito utilizando novas subestações de 500 kV, com o seccionamento de duas LTs de 500 kV na SE Milagres, seccionamento de uma LT na SE Ourolândia, e duas LTs de 500 kV nas SEs de Igaporã e Pirapora, além dos custos de 4 conexões de transformadores e conexões de reatores de linha. A Figura 38 mostra a alternativa VSC custeada.

Figura 38 – Sistema multiterminal VSC



Fonte: Autora

Dessa forma, o custo total do investimento da alternativa Multiterminal VSC é apresentado na Tabela 13.

Tabela 13 - Custo atualizado de Investimento da alternativa multiterminal VSC (R\$)

DESCRIÇÃO	Multiterminal - VSC
Linhas de transmissão	1.910.040.000
Subestações	487.770.479
Conversoras	3.783.845.832
Perdas joule nas LTs	255.108.277
Perdas joule nas conversoras	432.835.201
<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 6.869.599.790</b>

Fonte: Autora

c) *Alternativa balizadora ( $\pm 800$  kV)*

Recentemente a EPE apresentou os estudos de um bipolo em  $\pm 800$  kV com potência de 4000 MW conhecido como Bipolo B, conforme descrito no Capítulo 3. Esse bipolo liga as SEs Graça Aranha (MA) e Silvânia (GO) e tem como objetivo aliviar a linha Norte-Sul devido à entrada

de novos empreendimentos na região norte. Esse bipolo não compete com as alternativas analisadas, e por essa razão ela será uma alternativa balizadora por seu caráter de inovação e dimensões. A linha de transmissão em  $\pm 800$  kV é composta por 6 x 1590 MCM, 1.400 km de extensão, mas para o estudo os cálculos foram feitos para 1320 km.

O custo total do investimento da alternativa balizadora é mostrado na Tabela 14.

**Tabela 14 - Custo de Investimento da Alternativa Balizadora (R\$)**

DESCRIÇÃO	ALTERNATIVA BALIZADORA
Linhas de transmissão	2.130.113.725
Subestações	291.968.984
Conversoras	2.700.000.000
Perdas joule na LT	761.747.927
Perdas joule nas conversoras	455.616.001
<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 6.339.446.636</b>

Fonte: Autora

### 5.7.3 Comparação das Alternativas

A Tabela 15 mostra um resumo com as principais características das alternativas custeadas.

**Tabela 15 – Principais características das alternativas custeadas**

Alternativa	Comprimento total (km)	Condutor	Subestações novas	Potência (MW)	Transformadores	Conversoras
Sistema em 1000 kV (CA)	1320	8 x 795 MCM	4 de 1000 kV e 4 de 500 kV	4000 (por trecho)	4	-
Sistema em 500 kV (CA) com 2 circuitos simples	1320	1º Trecho 4x954 MCM e 2º e 3º 6x795 MCM	-	~3400 (por trecho)	-	-
Sistema em 500 kV (CA) com 2 e 3 circuitos simples	1320	1º Trecho 4x954 MCM e 2º e 3º 6x795 MCM	-	~3400 (1º trecho) e ~5100 (2º e 3º Trechos)	-	-
Multiterminal VSC $\pm 600$ kV (CC)	1320	4x2300 MCM	-	2400 (Milagres), 1400 (Ourolândia), 1000 (Igarorã) e 2800 (Pirapora)	4	4
Sistema HVDC $\pm 800$ kV (CC) - Alternativa Balizadora	1320	6x1590 MCM	-	4000	2	2

Fonte: Autora

A comparação entre os custos obtidos das alternativas analisadas é apresentada na Tabela 16.

**Tabela 16 - Custo do Investimento das Alternativas**

DESCRIÇÃO	Custo da alternativa (R\$)				Alternativa Balizadora
	1000 kV	500 kV –2 circuitos	500 kV – (2+3) circuitos	Multiterminal - VSC	HVDC 800 kV
Linhas de transmissão	2.508.213.882	3.186.585.600	3.797.760.000	1.910.040.000	2.130.113.725
Transformadores	351.570.284	0	0	0	0
Subestações	1.579.382.600	592.717.730	768.483.421	487.770.479	291.968.984
Conversoras	0	0	0	3.783.845.832	2.700.000.000
<b>Subtotal</b>	<b>4.439.166.765</b>	<b>3.779.303.330</b>	<b>4.566.243.421</b>	<b>6.181.656.312</b>	<b>5.122.082.709</b>
Perdas nas LTs	1.004.729.755	2.395.341.747	1.791.901.967	255.108.277	761.747.927
Perdas nas conversoras	0	0	0	432.835.201	455.616.001
<b>TOTAL</b>	<b>5.443.896.520</b>	<b>6.174.645.077</b>	<b>6.358.145.388</b>	<b>6.869.599.790</b>	<b>6.339.446.636</b>
Comparação (pu)	1	1,13	1,17	1,26	1,16

**Fonte: Autora**

Observa-se, através da Tabela 16, que se forem considerados apenas os custos de linhas, transformadores, subestações e conversoras, a alternativa que apresentará menor custo será a do sistema de 500 kV com dois circuitos. Se forem computadas no custo as perdas Joule, o sistema de 1000 kV CA é o que apresenta o menor custo em relação às alternativas analisadas.

É possível concluir, através da Tabela 16, que o sistema em 500 kV tem custo de investimento mais perdas de 13% e 17% mais alto em relação à alternativa de referência. O sistema multiterminal apresentou um custo 26% mais alto, já a alternativa balizadora apresentou um custo 16% mais alto em relação à alternativa de referência.

#### **5.7.4 Análise da sensibilidade dos custos das alternativas**

De posse dos custos mostrados no item anterior, foram feitas algumas análises de sensibilidade nesses custos. As análises foram feitas considerando as seguintes variações:

- I. Mudança do fator de perdas de 0,5 para 0,35.
- II. Mudança da potência nominal do Bipolo  $\pm 800$  kV de 4000 MW para 3000 MW (impactando suas perdas joule), com fator de perdas de 0,35.

a) ***Influência do Fator de Perdas***

A Tabela 17 apresenta os valores das alternativas mudando-se o fator de perdas para 0,35. Este valor foi considerado uma vez que em geral os parques eólicos têm baixo fator de geração.

**Tabela 17 - Custo de Investimento das Alternativas com Fator de Perdas de 0,35**

DESCRIÇÃO	Custo da alternativa (R\$)				Alternativa Balizadora
	1000 kV	500 kV –2 circuitos	500 kV – (2+3) circuitos	Multiterminal - VSC	HVDC 800 kV
Linhas de transmissão	2.508.213.882	3.186.585.600	3.797.760.000	1.910.040.000	2.130.113.725
Transformadores	351.570.284	0	0	0	0
Subestações	1.579.382.600	592.717.730	768.483.421	487.770.479	291.968.984
Conversoras	0	0	0	3.783.845.832	2.700.000.000
<b>SUBTOTAL</b>	<b>4.439.166.765</b>	<b>3.779.303.330</b>	<b>4.566.243.421</b>	<b>6.181.656.312</b>	<b>5.122.082.709</b>
Perdas nas LTs	703.310.828	1.676.739.223	1.254.331.377	178.575.794	533.223.549
Perdas nas conversoras	0	0	0	302.984.641	318.931.201
<b>TOTAL</b>	<b>5.142.477.594</b>	<b>5.456.042.553</b>	<b>5.820.574.797</b>	<b>6.663.216.746</b>	<b>5.974.237.458</b>
Comparação (pu)	1	1,06	1,13	1,3	1,16

Fonte: Autora

Com o fator de perdas alterado para 0,35 a diferença entre o 500 kV e a alternativa de referência diminuiu para 6% e 13%.

b) ***Influência das Perdas Joule do Bipolo de balizamento de 800 kV***

A Tabela 18 apresenta a comparação entre as alternativas com a mudança das perdas do Bipolo de  $\pm 800$  kV com transmissão 4000 MW para 3000 MW, mantendo-se o fator de perdas em 0,35.



**Tabela 18 - Custo de Investimento das Alternativas com Alteração das Perdas do Bipolo de  $\pm 800$  kV**

DESCRIÇÃO	Custo da alternativa (R\$)	
	1000 kV	HVDC 800 kV
Linhas de transmissão	2.508.213.882	2.130.113.725
Transformadores	351.570.284	0
Subestações	1.579.382.600	291.968.984
Conversoras	0	2.700.000.000
<b>SUBTOTAL</b>	<b>4.439.166.765</b>	<b>5.122.082.709</b>
Perdas nas LTs	703.310.828	311.491.423
Perdas nas conversoras	0	186.308.977
<b>TOTAL</b>	<b>5.142.477.594</b>	<b>5.619.883.108</b>
Comparação (pu)	1	1,09

**Fonte: Autora**

É possível observar através da Tabela 18 que nesse caso a diferença entre a alternativa de referência e a alternativa balizadora, caiu de 16% para 9%, porém a alternativa de referência ainda é a de menor valor.

Com base nos valores de investimento calculados nas alternativas de sensibilidade, verifica-se que a alternativa de referência (1000 kV CA) apresenta melhor economia. Apenas se não forem consideradas as perdas, como mostrado no caso base (sem análise de sensibilidade, conforme mostrado na comparação da Tabela 16) e no caso simulado com o fator de perdas = 0,35, a alternativa de referência apresenta um valor maior em relação à alternativa de 500 kV com dois circuitos. Com base nos resultados obtidos é possível concluir que a alternativa de referência é bastante promissora.

## 6 CONCLUSÕES

Sobre as simulações realizadas, pode-se dizer que os casos analisados mostram que há potencial de escoamento de mais de 3000 MW em um circuito simples em 1000 kV do NE para o SE, coletando os potenciais de geração renovável na região. A ligação em 1000 kV em 4 subestações em circuito simples se mostrou robusta, atendendo ao critério N-1.

As correntes de curto circuito do sistema 500 kV existente foram avaliadas para as principais subestações de Rede Básica e nenhum disjuntor existente foi superado após a entrada em operação do sistema e a influência foi marginal sobre o nível de curto da rede.

Os estudos de estabilidade mostraram que em todos os casos analisados o sistema é estável.

Não havendo inviabilidades técnicas em relação à inserção de um sistema de 1000 kV na região escolhida, foi feita uma análise econômica da alternativa de referência e uma comparação econômica da mesma com as seguintes alternativas:

- Sistema de transmissão em corrente alternada em 500 kV com dois circuitos.
- Sistema de transmissão em corrente alternada em 500 kV com dois e três circuitos.
- Sistema de transmissão multiterminal em corrente contínua em  $\pm 600$  kV utilizando conversores VSC.

A alternativa de referência em 1000 kV apresentou custos menores que as demais em todas as análises. Apenas no caso onde não são consideradas as sensibilidades e no caso onde o fator de perdas é alterado para 0,35, a alternativa de 500 kV apresenta um custo menor que a alternativa de referência, se não forem consideradas as perdas, mas mesmo nesses casos a alternativa de referência apresenta um custo de investimento inferior a alternativa de 500 kV.

Considerando as análises feitas nesse estudo é possível concluir que o sistema de 1000 kV aparece como uma alternativa tecnicamente vantajosa e menos onerosa.

## **7 TRABALHOS FUTUROS**

O estudo mostrado nessa dissertação trata-se de um estudo de planejamento, de dimensões expressivas, portanto é necessária a cuidadosa análise de todos os elementos que compõe o sistema planejado.

Recomendam-se como trabalhos futuros, estudos onde sejam tratados os detalhes de engenharia da alternativa de referência, com o objetivo de prover as informações necessárias para estabelecer as características técnicas das novas instalações de transmissão e as adequações das instalações existentes da Rede Básica. Nos estudos específicos da linha de transmissão, devem ser estudadas a definição de engenharia da integração entre a nova obra e as instalações de transmissão existentes. Podem ser estudadas as questões referentes à coordenação de isolamento, rejeição de carga, energização, análise de ressonância sub-síncrona, interferência eletromagnética, efeito corona, entre outros.

## REFERÊNCIAS

ANEEL. BIG - *Banco de Informações de Geração*. [Online] ANEEL. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em: 02 set. 2016.

ANEEL. *Banco de Preços ANEEL 2015*. [Online] Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/areh2009758.zip>. Acesso em: 2015.

CAMARGO-SCHUBERT, ET AL. *Atlas Eólico da Bahia*. Salvador, BA: Gráfica Burti, 2013.

CIGRÉ A3.22. *Technical Requirements for Substation Equipment Exceeding 800 kV - Brochurá 362*. [s.l.: s.d.], 2008.

CIGRÉ. *Impacts of HVDC Lines on the economics of HVDC projects - 388*. [s.l.: s.d.], 2009.

CIGRÉ CE B4. *Tutorial e Workshop sobre HVDC e STATCOM*. Local: Furnas Centrais Elétricas S.A. Rio de Janeiro. 10 e 11 de novembro, 2015.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. *EPE-DEE-RE-146/2014-rev0 - Estudos para a Expansão da Transmissão – Expansão das Interligações N-SE e NE-SE para Atender a Cenários Extremos de Exportação das Regiões N e NE – Concepção Inicial de Alternativas*. 2014. Brasília, 2014. (a)

—. *EPE-DEE-RE-147/2014-rev2 - Estudos para Licitação da Expansão da Transmissão, Análise Técnico-Econômica de Alternativas: Relatório R1, Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Área Leste da Região Nordeste*. 2014. Brasília, 2014.(b)

—. *EPE-DEE-RE-148/2014-rev1- Estudos para Licitação da Expansão da Transmissão, Análise Técnico-Econômica de Alternativas: Relatório R1, Aumento da Capacidade de Transmissão da Interligação Nordeste-Sudeste*. 2014. Brasília, 2014.(c)

—. *EPE-DEE-DEA-RE-001/2014-ver0 - Estudos para Licitação da Expansão da Transmissão, Estudos para Escoamento do Potência Eólica da Região Central da Bahia*. 2014. Brasília, 2014.(d)

—. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2024*. Brasília, 2015.(a)

—. *EPE-DEE-NT-049/2015-rev0-Estudos de Planejamento da Expansão do Sistema de Transmissão – Escoamento de Excedentes de Energia das Regiões Norte e Nordeste – Requisitos de aumento de capacidade das interligações*. 2015. Brasília, 2015.(b)

—. *EPE-DEE-RE-160/2013-rev0- Estudos para o escoamento do potencial eólico da região central da Bahia*. [Online] 2013. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/Transmissao/Documents/Estudo%20para%20Escoamento%20do%20Potencial%20E%C3%B3lico%20da%20Regi%C3%A3o%20Central%20da%20Bahia.pdf>. Acesso em: 2016.(a)

—. *Plano Decenal de Expansão de Energia/Sumário Executivo*. [Online] Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PDEE/Sum%C3%A1rio%20Executivo%20do%20PDE%202024.pdf>. Acesso em: 2016.(b)

HUANG, D.; RUAN, J. *Construction of UHV AC and DC test bases in China*. In: *Transmission and Distribution Conference and Exposition*, 2008. T&D. IEEE/PES. IEEE, 2008. p. 1-6.

ITAEE, FDTE, ELETRONORTE, STATE GRID. *Estudos de Viabilidade Técnico Econômico e Socioambiental, Relatório R1, verão 5*. São Paulo. 2016.

JARDINI, J. A. ET AL. *Alternativas não convencionais para a transmissão de energia elétrica - estado da arte*. Brasília: Goya, 447p. 2011.

JARDINI, J. A. ET AL. *Alternativas não convencionais para a transmissão de energia elétrica - estudos técnicos e econômicos*. Brasília: Goya, 365p. 2012.

JARDINI, J. A.; SILVEIRA, P. O.; PEDROSO, F. R. V. A.; NICOLA, G. L. C.; GRAHAM, J. F.. “*Electromagnetic Transients in a 1.000kV system. Part I - Modeling and arc extension*”. In: 2016 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition Latin America (T&D LA), Morelia, 21-23 setembro. 2016. <http://ieeetdla16.org/>.

JARDINI, J. A.; SAIKI, G.Y.; BASSINI, M.T.; NICOLA, G. L. C.; GRAHAM, J. F. “*Electromagnetic Transients in a 1,000 kV System: Part II – Line Energization, Reclosing and Insulation Coordination*.” In: 2016 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition Latin America (T&D LA), Morelia, 21-23 setembro. 2016. <http://ieeetdla16.org/>.

JARDINI, J. A.; BASSINI, M.T; VASQUEZ-ARNEZ, R. L.; FRONTIN, S. O.; NICOLA, G. L. C.; GRAHAM, J. F. “*Electromagnetic Transients in a 1,000 kV System: Part III - Fault Inception, Cleaning and Load Rejection.*” In: 2016 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition Latin America (T&D LA), Morelia, 21-23 setembro. 2016. <http://ieeetdla16.org/>

LINGS R.; CHARTIER V.; MARUVADA P. S. *Overview of transmission lines above 700 kV.* In: Power Engineering Society Inaugural Conference and Exposition in Africa, 2005 IEEE. IEEE, 2005. p. 33-43.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro.* [Online] 2001. <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=publicacoes&task=livro&cid=1>. Acesso em: 2015.(a)

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. PROINFA - *Programa de Incentivo as Fontes Alternativas.* [Online] Disponível em: <http://www.mme.gov.br/>. Acesso em: 2015.(b)

ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. *Submódulo 23.3 - Diretrizes e critérios para estudos elétricos.* Disponível em: [http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/4D565277AFFCC26783258099003DEA96/\\$file/Subm%C3%B3dulo%2023.3.pdf?openelement](http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/4D565277AFFCC26783258099003DEA96/$file/Subm%C3%B3dulo%2023.3.pdf?openelement). Acesso em: 2015.(a)

ONS - Operador Nacional do Sistema. *Submódulo 2.3 - Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos.* Disponível em: [http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/0398B30DEF28A20E83258098004015A8/\\$file/Subm%C3%B3dulo%202.3.pdf?openelement](http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/videntificadorlogico/0398B30DEF28A20E83258098004015A8/$file/Subm%C3%B3dulo%202.3.pdf?openelement). Acesso em: 2015.(b)

ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. [Online] Disponível em: <http://www.ons.org.br/home/>. Acesso em: 2016.

PEREIRA, E. B. ET AL. *Atlas Brasileiro de Energia Solar.* São José dos Campos : Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais - INPE/Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos - CPTEC/Divisão de Clima e Meio Ambiente - DMA/Ministério da Ciência e Tecnologia - MCT, 2006.

ZHOU, XIAOXIN ET AL. An overview of power transmission systems in China. *Energy*, v. 35, n. 11, p. 4302-4312, 2010.

**APÊNDICE**



## TABELAS DE CUSTOS DOS EQUIPAMENTOS

Nessa seção são mostradas as Tabelas com os custos obtidos para os equipamentos, conforme expressões mostradas no item 5.4.1.2.

Custos do capacitor série para 500 kV, 750 kV e a estimativa para 1000 kV, são mostrados na Tabela 19.

**Tabela 19 - Custo Capacitor Série**

Mvar/Fase	ANEEL (1000 R\$)		Estimado (1000 R\$)
	500 kV	750 kV	1000 kV
100	16.713	17.529	18.346
110	18.337	19.235	20.133
120	19.962	20.942	21.920
130	21.587	22.648	23.708
140	23.212	24.354	25.495

Fonte: (ANEEL, 2015) e (JARDINI, 2012)

A Tabela 20 apresenta os custos em R\$ do autotransformador monofásico sem comutador sob carga para 500 kV e 750 Kv e a estimativa para 1000 kV.

**Tabela 20 - Custo para Autotransformador Monofásico sem Comutador sob Carga**

MVA	ANEEL (1000 R\$)			Estimado (1000 R\$)	
	500/345	750/345	750/500	1000/345	1000/500
100	8.735	10.594	11.099	12.453	13.048
150	10.155	11.888	12.462	13.620	14.278
200	11.163	12.805	13.428	14.448	15.150
250	11.944	13.517	14.177	15.090	15.827
300	12.583	14.099	14.789	15.615	16.379
350	13.123	14.591	15.307	16.059	16.847
400	13.591	15.017	15.756	16.443	17.252
450	14.004	15.393	16.151	16.782	17.609
500	14.373	15.729	16.505	17.085	17.928

Fonte: (ANEEL, 2015) e (JARDINI, 2012)

A Tabela 21 apresenta os custos em R\$ para autotransformadores monofásicos com comutador sob carga.

**Tabela 21 - Custo para Autotransformador Monofásico com Comutador sob Carga**

MVA	ANEEL (1000 R\$)			Estimado (1000 R\$)	
	500/345	750/345	750/500	1000/345	1000/500
100	9.823	11.932	12.508	14.041	14.719
150	11.441	13.406	14.059	15.370	16.120
200	12.589	14.451	15.160	16.314	17.114
250	13.479	15.262	16.014	17.045	17.885
300	14.207	15.925	16.712	17.643	18.514
350	14.822	16.485	17.301	18.148	19.047
400	15.355	16.971	17.812	18.586	19.508
450	15.825	17.399	18.263	18.972	19.914
500	16.246	17.782	18.666	19.318	20.278

**Fonte: (ANEEL, 2015) e (JARDINI, 2012)**