

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

NATALY BEZERRA ARRAIS

**ANÁLISE DO ATUAL ESTADO DO HVDC NO BRASIL E DOS
BENEFÍCIOS PREVISTOS PARA O SIN COM A IMPLANTAÇÃO DO
ELO DE CORRENTE CONTÍNUA 800 KV GRAÇA ARANHA /
SILVÂNIA**

FLORIANÓPOLIS, 2025.

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

NATALY BEZERRA ARRAIS

**ANÁLISE DO ATUAL ESTADO DO HVDC NO BRASIL E DOS
BENEFÍCIOS PREVISTOS PARA O SIN COM A IMPLANTAÇÃO DO
ELO DE CORRENTE CONTÍNUA 800 KV GRAÇA ARANHA /
SILVÂNIA**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheira Eletricista.

Orientador:

Prof. Edison Antonio Cardoso Aranha Neto,
D. Eng.

Coorientador:

Prof. Gustavo Cardoso Orsi, M. Eng.

FLORIANÓPOLIS, 2025.

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor.

Arrais, Nataly Bezerra

ANÁLISE DO ATUAL ESTADO DO HVDC NO BRASIL E DOS BENEFÍCIOS PREVISTOS PARA O SIN COM A IMPLANTAÇÃO DO ELO DE CORRENTE CONTÍNUA 800 KV GRAÇA ARANHA / SILVÂNIA / Nataly Bezerra Arrais; orientação de Edison Antonio Cardoso Aranha Neto; coorientação de Gustavo Cardoso Orsi. - Florianópolis, SC, 2025.

79 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) - Instituto Federal de Santa Catarina, Câmpus Florianópolis. Bacharelado em Engenharia Elétrica. Departamento Acadêmico de Eletrotécnica. Inclui Referências.

1. HVDC. 2. Transmissão. 3. Elo CC Graça Aranha/Silvânia. 4. Bipolo Nordeste I. I. Aranha Neto, Edison Antonio Cardoso. II. Orsi, Gustavo Cardoso. III. Instituto Federal de Santa Catarina. IV. ANÁLISE DO ATUAL ESTADO DO HVDC NO BRASIL E DOS BENEFÍCIOS PREVISTOS PARA O SIN COM A IMPLANTAÇÃO DO ELO DE CORRENTE CONTÍNUA 800 KV GRAÇA ARANHA / SILVÂNIA.

**ANÁLISE DO ATUAL ESTADO DO HVDC NO BRASIL E DOS
BENEFÍCIOS PREVISTOS PARA O SIN COM A IMPLANTAÇÃO DO
ELO DE CORRENTE CONTÍNUA 800 KV GRAÇA ARANHA /
SILVÂNIA**

NATALY BEZERRA ARRAIS

Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do Título de Engenheiro Eletricista e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do Curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

Florianópolis, 31 de julho, 2025.

Banca examinadora:

Prof. Edison Antonio Cardoso Aranha Neto, D. Eng.
Orientador - IFSC

Prof. Gustavo Cardoso Orsi, M. Eng.
Coorientador - IFSC

Prof. Daniel Tenfen, D. Eng.
IFSC

Prof. Marco Aurélio Moreira Saran, M. Eng.
IFSC

Aos meus pais, Maria Silvana e Ailton, cujos esforços proporcionaram tudo para que eu pudesse correr atrás dos meus sonhos e cujos sorrisos são o meu maior presente.

AGRADECIMENTOS

Meu agradecimento primordial vai aos meus pais, Maria Silvana e Ailton, que dedicaram a vida para que nada me faltasse e sempre foram meu alicerce, de modo que eu pude correr atrás dos meus objetivos somente devido a seus esforços inimagináveis. Os senhores são meu maior orgulho, fonte de inspiração e exemplo. Nunca conseguirei retribuir todas as coisas que fizeram por mim, mas espero que saibam que estou sempre tentando.

À minha avó, Dorinha, a segunda mãe que cuidou de mim por todos esses anos, que me faz rir com todas as suas histórias e que sempre viu em mim algo muito melhor do que eu sou, meu mais sincero e amoroso agradecimento.

Aos meus avós, Carmocita e José, que, apesar da distância de aproximadamente 3400 km entre nós, sempre fizeram questão de me manter constantemente em seus pensamentos e cuja torcida por este trabalho foi tão grande e entusiasmada que distância alguma poderia diminuí-la, agradeço do fundo do meu coração.

Ao amor da minha vida, Thiago, que conheci ao longo do curso e com quem desejo ficar para sempre, obrigada. Você esteve comigo a todo instante, me motivando e sendo um ombro amigo nos momentos em que eu achava que não era capaz e comemorando comigo nos momentos de alegria.

Aos meus mestres, meu orientador Prof. Edison Aranha e meu coorientador Prof. Gustavo Orsi, agradeço por acreditarem neste trabalho e por cada minuto dedicado a me corrigir, ensinar e aconselhar.

Agradeço também aos amigos que fiz durante o curso, Marcela, Amábile, Priscila e Victor, que nunca deixaram eu me sentir sozinha e sempre estiveram prontos a me tirar gargalhadas.

Por fim, agradeço ao IFSC por ter sido tão boa instituição na qual passei tantas horas da minha vida nos últimos anos e cujo corpo de professores me ensinou tanto.

RESUMO

Com a constante expansão do sistema elétrico de transmissão no Brasil, a implementação dos sistemas em corrente contínua de alta tensão ou, do inglês, *High Voltage Direct Current* (HVDC), se torna cada vez mais necessária para resolver problemas que surgiriam com o uso dos tradicionais sistemas em corrente alternada. Um dos casos mais vantajosos da utilização do HVDC é na transmissão em longas distâncias, porém, outros benefícios podem advir dessa tecnologia. Atualmente, os dois tipos de tecnologia de conversão mais conhecidos e utilizados são o conversor de linha comutada (LCC) e o conversor com fonte de tensão (VSC). No Brasil, no entanto, até o presente, a tecnologia HVDC VSC não foi empregada, e estudos têm sido feitos sobre essa alternativa de modo que ela possa ser considerada uma opção mais economicamente viável no futuro, embora ainda não para os dois projetos já previstos no PNE 2050. Tais projetos são o Elo de Corrente Contínua 800 kV Graça Aranha/Silvânia e o bipolo Nordeste II. Conquanto a expansão da capacidade de escoamento do excedente de geração do Nordeste tenha sido a principal motivação do planejamento desses bipolos, muitos outros benefícios podem ser acarretados para o Sistema Interligado Nacional após a inserção de novos elos CC. Neste trabalho, portanto, propõe-se expor as principais características do HVDC e traçar um panorama do atual estado dessa forma de transmissão no Brasil, bem como apresentar os impactos positivos previstos para o SIN com a entrada em operação do elo Graça Aranha/Silvânia — o bipolo Nordeste II, todavia, ainda não entrou em fase de estudos, e, portanto, sua influência no sistema elétrico brasileiro não será abordada neste trabalho. Dentre os efeitos benéficos do elo Graça Aranha/Silvânia, destacam-se o aumento da segurança e da flexibilidade do sistema, a diminuição de probabilidade de sobrecarga na interligação Norte-Sul e o grande alívio sistêmico acarretado ao SIN com a manutenção do fluxo da região Norte para o Sudeste mesmo na pior das conjunturas atualmente, que é o caso de indisponibilidade do bipolo Xingu/Terminal Rio.

Palavras-chave: HVDC. Transmissão. Elo CC Graça Aranha/Silvânia. Bipolo Nordeste I.

ABSTRACT

Given the constant expansion of Brazil's electrical transmission system, the implementation of high-voltage direct current (HVDC) systems has become increasingly necessary to solve problems that would arise with the use of traditional alternating current systems. One of the most advantageous uses of HVDC is in long-distance transmission, but other benefits can arise from this technology. Currently, the two most well-known and widely used types of conversion technology are the line-switched converter (LCC) and the voltage-source converter (VSC). In Brazil, however, HVDC VSC technology has not yet been used, and studies are being conducted on this alternative so that it can be considered a more economically viable option in the future, although not yet for the two projects already planned in the PNE 2050: the Graça Aranha/Silvania 800 kV Direct Current Link and the Nordeste (Northeast) II Bipole. While expanding the Northeast's surplus generation capacity was the primary driver behind the planning of these bipoles, many other benefits can be brought to the National Interconnected System by adding new DC links. This paper, therefore, aims to outline the main characteristics of HVDC and provide an overview of the current state of this transmission system in Brazil. It also presents the expected positive impacts on the National Interconnected System with the entry into operation of the Graça Aranha/Silvania Link. The Nordeste II Bipole, however, has not yet entered the study phase, and therefore, its impact on the Brazilian electricity system will not be addressed in this essay. Among the beneficial effects of the Graça Aranha/Silvania Link, the most notable are the increased security and flexibility of the system, the reduced probability of overload in the North-South interconnection and the great systemic relief brought to the National Interconnected System by maintaining the flow from the North to the Southeast region even in the worst of current circumstances, which is the case of the unavailability of the Xingu/Terminal Rio Bipole.

Keywords: HVDC. Transmission. Graça Aranha/Silvânia DC Link. Nordeste I Bipole.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Comparação das perdas em sistemas de transmissão CA e CC.....	20
Figura 2 – Limites de operação de semicondutores.....	25
Figura 3 – Configuração de um tiristor e de um transistor.....	25
Figura 4 – Mapa da China mostrando por onde passa o elo CC Changji-Guquan....	27
Figura 5 – Seção transversal simples de um tiristor e os símbolos esquemáticos elétricos associados.....	27
Figura 6 – Configuração Darlington Híbrido.....	31
Figura 7 – SIN.....	32
Figura 8 – Sistemas de transmissão em HVDC na América Latina, em Terawatt-hora (TWh).....	33
Figura 9 – Esquemático do sistema de transmissão de Itaipu.....	34
Figura 10 – Esquemático do sistema do bipolo Xingu / Estreito.....	35
Figura 11 – Esquemático do sistema do bipolo Xingu / Terminal Rio.....	36
Figura 12 – Localização do “Linhão” do Madeira, com destaque para os estados percorridos por esse elo CC.	37
Figura 13 – Localização da Conversora Uruguaiana.....	39
Figura 14 – Localização dos elos Corredor B V49 e Rhein-Main.....	41
Figura 15 – Futuros sistemas HVDC offshore BalWin1 e BalWin2.....	42
Figura 16 – Localização geográfica da Interligação Marinus.....	43
Figura 17 – Ilustração de um sistema HVDC <i>offshore</i>	44
Figura 18 – Comparativo da potência acumulada de geração renovável no Norte e Nordeste para os cenários de expansão de Referência e Superior...	46
Figura 19 – Necessidade de expansão da capacidade de exportação total da região Nordeste estimada.....	47
Figura 20 – Localização das subestações consideradas como ponto de conexão da estação retificadora.....	50
Figura 21 – Carregamento dos bancos de capacitor série da LT 500 kV Imperatriz / Presidente Dutra C1 ou C2 na contingência de um dos circuitos, com a inserção da retificadora.....	54
Figura 22 – Localização do bipolo Graça Aranha / Silvânia.....	56
Figura 23 – Esquemático do sentido dos fluxos em operação coerente e com fluxo circulante.....	60
Figura 24 – Diagrama da interligação Norte-Nordeste-Sudeste sem <i>loop flow</i>	62
Figura 25 – Esquemático do sentido de fluxos desotimizado e otimizado nas interligações Norte-Nordeste-Sudeste.....	63

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Comparação das características das tecnologias de conversão LCC e VSC.....	23
Quadro 2 – Matriz de alternativas pós-análise técnico-econômica	52
Quadro 3 – Obras previstas para a implantação do sistema HVDC Graça Aranha / Silvânia	58

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Custo total da implantação de cada uma das alternativas	55
--	----

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BCS	Banco de capacitor série
BTB	<i>Back to back</i>
CA	Corrente alternada
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CC	Corrente contínua
CSC	<i>Current Source Converter</i> (Conversor de Fonte de Corrente)
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FNS	Fluxo da Interligação Norte-Sudeste
GPL	Grupo de Estudo de Planejamento de Sistemas Elétricos
HVAC	<i>High Voltage Alternating Current</i> (Corrente Alternada de Alta Tensão)
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i> (Corrente Contínua de Alta Tensão)
IGBT	<i>Insulated-gate Bipolar Transistor</i> (Transistor Bipolar de Porta Isolada)
LCC	<i>Line-commutated Converter</i> (Conversor Comutado pela Linha)
LT	Linha de transmissão
LVDC	<i>Low Voltage Direct Current</i> (Corrente Contínua de Baixa Tensão)
MMC	<i>Modular Multilevel Converter</i> (Conversor Multinível Modular)
MME	Ministério de Minas e Energia
MOSFET	<i>Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor</i> (Transistor de Efeito de Campo de Metal-Óxido-Semicondutor)
MVDC	<i>Medium Voltage Direct Current</i> (Corrente Contínua de Média Tensão)
PELP	Plano de Expansão de Longo Prazo

PET	Programa de Expansão da Transmissão
PNE	Plano Nacional de Energia
SIN	Sistema Interligado Nacional
TBJ	Transistor Bipolar de Junção
TBP	Transistor Bipolar de Potência
UHE	Usina Hidrelétrica
VSC	<i>Voltage Source Converter</i> (Conversor de Fonte de Tensão)

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Justificativa	15
1.2	Definição do Problema	16
1.3	Objetivo Geral.....	17
1.4	Objetivos Específicos	17
1.5	Estrutura do Trabalho.....	18
2	CARACTERÍSTICAS DA TRANSMISSÃO EM HVDC	19
2.1	Vantagens da transmissão em HVDC	19
2.2	Configurações dos conversores	21
2.3	Tipos de tecnologia de conversão HVDC	22
2.3.1	<i>Line-commutated Converter</i> (LCC)	25
2.3.2	<i>Voltage Source Converter</i> (VSC)	28
3	O HVDC NO BRASIL	32
3.1	Itaipu 1 e 2 (Elos de corrente contínua 600 kV Foz do Iguaçu / Ibiúna)	34
3.2	Belo Monte 1 (Elo de Corrente Contínua 800 kV Xingu / Estreito) e Belo Monte 2 (Elo de Corrente Contínua 800 kV Xingu / Terminal Rio)	35
3.3	“Linhão” do Madeira (Elo de corrente contínua 600 kV Porto Velho / Araraquara 2).....	36
3.4	Conversoras de frequência <i>back to back</i> de Garabi I e II	37
3.5	Conversora de frequência <i>back to back</i> de Melo	38
3.6	Conversora de frequência <i>back to back</i> Uruguaiana.....	38
4	O FUTURO DO HVDC	40
4.1	O futuro do HVDC no mundo	40
4.2	O futuro do HVDC no Brasil	45
5	ELO DE CORRENTE CONTÍNUA 800 KV GRAÇA ARANHA / SILVÂNIA	49
5.1	Fluxos circulantes.....	60
5.2	Operação desotimizada	62
5.3	Modulação diária do bipolo Graça Aranha / Silvânia e a flexibilidade operativa para a região Nordeste	64
5.4	Margem de segurança para a Norte	64
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	66
6.1	Sugestões para trabalhos futuros	68
	REFERÊNCIAS	69

1 INTRODUÇÃO

A crescente demanda por energia elétrica é um sinal dos tempos atuais e, juntamente com o esforço para descobrir e empregar novas fontes de geração de energia, surge a necessidade de expansão dos sistemas elétricos como um todo, isto é, a expansão dos sistemas de geração, transmissão e distribuição. Com isso, o mundo inteiro se vê numa constante busca por novas tecnologias e soluções para o suprimento dessa *commodity* tão peculiar que é a eletricidade.

No Brasil, um país de dimensões continentais, existem muitos desafios frente às modificações que devem ser feitas no SIN (Sistema Interligado Nacional) para comportar o aumento de carga. Um desses desafios é a transmissão de energia elétrica em grandes distâncias, o que torna viável a utilização de linhas em corrente contínua de alta tensão ou, como é costumeiramente referenciada por sua sigla em inglês, HVDC (*High Voltage Direct Current*), ao invés da mais habitual transmissão em corrente alternada. Tal fato se deve à ausência dos efeitos capacitivo e indutivo nas linhas durante uma transmissão em CC (corrente contínua), restringindo, assim, as principais perdas na transmissão em HVDC àquelas advindas da resistência e eliminando, portanto, a necessidade de instalação de reatores e banco de capacitores (Alassi *et al.*, 2019).

Embora a transmissão em longas distâncias seja a mais conhecida das vantagens inerentes ao HVDC em comparação ao HVAC (*High Voltage Alternating Current*), existem diversos outros cenários nos quais o uso de HVDC é propício, como na transmissão de potências muito altas, em conexões assíncronas e quando são empregados cabos submarinos de grande extensão (Bahrman, 2008).

Além disso, outra questão significativa tratando-se da transmissão em HVDC é a necessidade de conversão de CA (corrente alternada) em CC e vice-versa. Com o advento da eletrônica de potência, diferentes métodos de conversão CA/CC vieram à tona, dentre os quais as tecnologias de conversor comutado pela linha, do inglês, LCC (*Line-commutated Converter*), e de conversor de fonte de tensão, do inglês, VSC (*Voltage Source Converter*), são as mais utilizadas (Oni; Mbangula; Davidson, 2016). Desde 1970, a tecnologia LCC baseia-se no uso de tiristores como dispositivos de comutação, enquanto a VSC, desde os anos de 1990, utiliza o

transistor bipolar de porta isolada, do inglês, IGBT (*Insulated-gate Bipolar Transistor*) (Nami *et al.*, 2015).

Ao tratar-se do SIN, a questão do excedente de geração do Nordeste impulsionou estudos que buscavam encontrar o melhor meio de escoar tal excedente para os grandes centros de carga no Sudeste. Esses estudos apontaram para o HVDC como a solução mais viável. Com isso, em 2016, a EPE (Empresa de Pesquisa Energética) recomendou a construção do bipolo Nordeste I, uma linha de transmissão em corrente contínua de alta tensão, que interligará a subestação de Graça Aranha, no Maranhão, à subestação de Silvânia, em Goiás (EPE, 2016).

A otimização das interligações Norte-Sul, a viabilização da modulação diária de exportação da região Nordeste e o provimento de uma margem de segurança para a região Norte são alguns benefícios, apontados pelos estudos, que o bipolo Nordeste I fornecerá ao sistema elétrico brasileiro. Com isso, sua entrada em operação prevista para 2028 será um marco na questão das fontes renováveis no Nordeste, principalmente em conjunto com a já planejada construção do bipolo Nordeste II (Rizzoto; Teixeira; Cabral, 2023).

Dessa forma, sejam atuando como a única solução viável para cabos submarinos ou subterrâneos que possuem o comprimento maior que algumas dezenas de quilômetros ou conectando parques eólicos *offshore* (Hunton, 2025), as linhas de transmissão HVDC são parte fundamental da discussão quando o assunto é expansão do sistema de transmissão ou a busca por soluções tecnológicas para a otimização de interconexões terrestres e submarinas.

1.1 Justificativa

Entre 2024 e 2033, estima-se que o mercado de HVDC apresentará um crescimento de 10,7% (The Business Research Company, 2025). Com isso, visto que o custo da transmissão em HVDC está amplamente concentrado nos conversores (Alassi *et al.*, 2019), a busca por tecnologias que tragam o barateamento desses equipamentos é um passo essencial para a disseminação do uso de HVDC.

Até os dias de hoje, a tecnologia LCC tem sido a mais prevalente em transmissões HVDC (Lebre; Portugal; Watanabe, 2018). Todavia, muito empenho tem

sido colocado no estudo e na implantação da tecnologia VSC. Em dezembro de 2023, a EPE divulgou que fará uma Tomada de Subsídios dos fabricantes de equipamentos da indústria de HVDC com o intuito de obter informações sobre a viabilidade da tecnologia HVDC-VSC e

[...] contribuições para a modelagem genérica de sistemas HVDC-VSC com linhas aéreas, que seja capaz de representar de forma simplificada, porém realista, o desempenho desses sistemas em regime nominal e em situações pós-falta (ex.: curto-circuito na linha CC). (EPE, 2023a).

Segundo a empresa Hunton (2025), “a Renascença do HVDC está aí para um futuro de baixo carbono”, pois, conforme a utilização de fontes renováveis aumenta, os benefícios de se empregar HVDC tornam-se mais evidentes.

Além disso, já há no Brasil dois projetos HVDC previstos pela EPE — o Elo de Corrente Contínua 800 kV Graça Aranha / Silvânia, já citado anteriormente como bipolo Nordeste I, e o bipolo Nordeste II, sendo que o primeiro será o bipolo de maior capacidade do continente americano, com 5 GW (EPE, 2023b). O planejamento desses bipolos ocorreu porque a tecnologia HVDC se mostrou a mais viável para resolver a questão de escoamento do excedente de geração das renováveis no Nordeste para os centros de carga no Sudeste (Rizzoto; Teixeira; Cabral, 2023).

Segundo Ramon Haddad, vice-presidente da *State Grid Brazil Holding* — empresa que arrematou o Lote 1 do Leilão de Transmissão nº 002/2023 da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) (EPE, 2023c), no qual está contido o elo Graça Aranha / Silvânia —, em entrevista para o canal Broadcast Agência Estado, no ano de 2024, “o sistema elétrico brasileiro demanda esse tipo de transmissão”. Haddad também compartilhou que o empreendimento recebeu o acrônimo de ± 800 kV: GATE, pois a empresa considera o projeto “um portal para chegarmos ao futuro”.

1.2 Definição do Problema

Com cada vez mais projetos de transmissão em corrente contínua de alta tensão ao redor do mundo (Mordor Intelligence, 2024), faz-se necessário a elaboração de análises cujos resultados possam nortear o entendimento do atual estado dessa tecnologia no nosso país, como compreender o funcionamento do HVDC e quais são as principais características dos diferentes tipos de conversores.

A entrada do elo de corrente contínua de 800 kV entre as subestações de Graça Aranha e Silvânia, prevista para 2028 (Rizzoto; Teixeira; Cabral, 2023), deixa a tecnologia HVDC em uma evidência ainda maior no cenário elétrico brasileiro. Sendo assim, convém entender quais são os benefícios que essa linha trará para o SIN, como seu papel na mitigação dos fluxos circulantes e o suporte que esse elo pode ser na busca pela operação otimizada do sistema elétrico.

À vista do que foi exposto, conclui-se que o problema a ser abordado neste trabalho, portanto, consiste na análise de como está a utilização do HVDC no Brasil, primeiramente por meio de uma breve exposição do que é HVDC, seguida da apresentação das obras HVDC existentes no país, e o porquê de sua inserção no SIN, bem como a exposição de algumas obras HVDC planejadas em outros países, de forma a contextualizar o estado da arte dessa tecnologia ao redor no mundo. Finalmente, pretende-se analisar estudos da EPE que tratem dos benefícios que o Elo de Corrente Contínua 800 kV Graça Aranha / Silvânia pode trazer para o SIN, sobretudo nos sistemas de transmissão das regiões Norte e Nordeste.

1.3 Objetivo Geral

Realizar uma análise do atual estado do HVDC no Brasil, expondo as principais características das obras já existentes bem como quais foram os critérios que levaram à projeção do Elo de Corrente Contínua 800 kV Graça Aranha / Silvânia e os benefícios que sua inserção trará para o Sistema Interligado Nacional.

1.4 Objetivos Específicos

Com o propósito de alcançar o objetivo geral, os seguintes objetivos específicos foram estipulados:

- a) caracterizar o que é a transmissão em HVDC e quais são os principais métodos de conversão CA/CC existentes;
- b) apresentar as principais obras HVDC existentes no Brasil;
- c) apresentar as principais obras HVDC previstas para serem construídas no Brasil e no mundo;

- d) expor os critérios de escolha da localização do bipolo Nordeste I (Elo de Corrente Contínua 800 kV Graça Aranha / Silvânia) e os benefícios que sua implantação proporcionará ao SIN.

1.5 Estrutura do Trabalho

Este trabalho abre com um capítulo introdutório, contendo a justificativa, a definição do problema e os objetivos que se busca atingir.

No segundo capítulo, consta uma revisão da literatura, que contém as vantagens da transmissão em HVDC, as diferentes configurações de conversores que existem, os tipos de tecnologia de conversão HVDC, bem como uma explicação do funcionamento dos métodos LCC e VSC.

O terceiro capítulo expõe o atual estado do HVDC no Brasil, listando as obras que já existem em território brasileiro.

O quarto capítulo trata do futuro do HVDC, por meio da exposição de alguns projetos HVDC ao redor do mundo, previstos para entrarem em operação nos próximos anos, e quais são os prospectos dessa tecnologia para o Brasil.

O quinto capítulo consiste na exposição de como foi o processo de escolha dos pontos de conexão da retificadora e inversora do bipolo Nordeste I, bem como as principais características desse futuro bipolo (Elo de Corrente Contínua 800 kV Graça Aranha / Silvânia) e quais vantagens o início de sua operação trarão ao SIN.

O sexto e derradeiro capítulo traz as considerações finais sobre o estudo.

Por fim, são apresentadas as referências bibliográficas.

2 CARACTERÍSTICAS DA TRANSMISSÃO EM HVDC

Uma das grandes vantagens da utilização de corrente alternada na transmissão é a possibilidade de modificar os níveis de tensão, com relativa facilidade, por meio de transformadores — viabilizando, assim, o transporte de energia em longas distâncias, com o aumento da tensão na fase da transmissão e sua posterior diminuição para níveis seguros para o consumo na fase de distribuição. Tal característica ajudou a popularizar o uso da corrente alternada em detrimento da corrente contínua (Watson; Watson, 2020).

Todavia, com o advento de novas tecnologias, como diferentes topologias de conversores e novos métodos de controle, a corrente contínua voltou a ter relevância no âmbito de sistemas de potência. Sendo assim, desde o primeiro projeto comercial de HVDC na Suécia em 1954 (Garciarivas *et al.*, 2021) até hoje, a transmissão em corrente contínua se consolidou em sistemas de alta tensão e vem despertando cada vez mais interesse na busca por meios de implantá-la em sistemas de baixa (LVDC, do inglês, *Low Voltage Direct Current*) e média tensão (MVDC, do inglês, *Medium Voltage Direct Current*) (Watson; Watson, 2020).

Para que isso seja possível, no entanto, é necessário converter a corrente alternada para corrente contínua nos terminais dessas linhas HVDC. Graças à eletrônica de potência, existem vários tipos de tecnologias de conversão sendo usadas hoje em dia. O tipo de tecnologia conversora escolhido é importante pois a configuração adequada pode reduzir harmônicas e aumentar a capacidade de transferência de potência da linha (Kalair; Abas; Khan, 2016).

Destarte, para melhor compreender o estado atual das diferentes tecnologias de conversão HVDC, serão expostas as principais características desse tipo de sistema e como sua implementação impacta nos sistemas de transmissão.

2.1 Vantagens da transmissão em HVDC

No que tange a transmissão, as vantagens do uso de corrente contínua se destacam em níveis de alta tensão, sobretudo quando se trata de transmissão a longas distâncias, transmissão de grande quantidade de potência, interconexões e transmissão por cabos submarinos. Além disso, a transmissão em HVDC se mostra

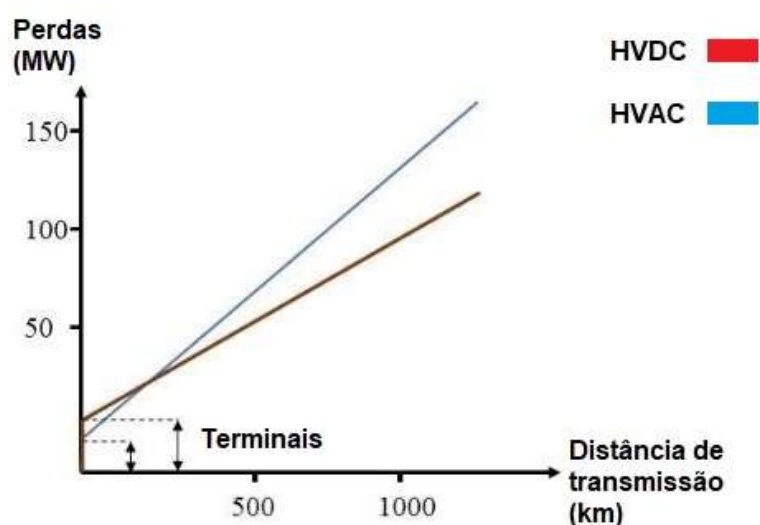
benéfica para a estabilização de fluxos de potência e aplicações em redes *offshore* (Watson; Watson, 2020).

O uso da corrente contínua de alta tensão em detrimento da corrente alternada na transmissão de energia a longas distâncias é vantajoso pois, no caso da transmissão em CA, a alta capacitância do cabo causa uma alta corrente capacitiva, devido ao fluxo de potência reativo, resultando, assim, em uma menor capacidade de corrente para a transmissão de potência ativa. Ademais, linhas CC podem, diferentemente de linhas CA quando em condições desbalanceadas, operar com apenas um polo por períodos relativamente longos (Watson; Watson, 2020).

Outro ponto positivo do uso do HVDC é a possibilidade da conexão de forma assíncrona, ou seja, por meio dos elos CC, pode-se conectar dois sistemas CA de diferentes frequências. Itaipu, onde há um elo conectando as estações de Foz do Iguaçu no Paraná (retificadora) e Ibiúna em São Paulo (inversora), é um exemplo dessa aplicação, a qual permite que haja a interligação entre os sistemas de 50 Hz do Paraguai e de 60 Hz do Brasil (Fraga Júnior *et al.*, 2022).

Sob o aspecto econômico, o uso de HVDC impacta positivamente em especial quando se considera a transmissão em longas distâncias, uma vez que as perdas nas linhas CC são menores do que nas linhas CA a partir de uma certa distância (Garciarivas *et al.*, 2021). As perdas nos sistemas HVAC e HVDC em função das distâncias de transmissão estão ilustradas na Figura 1 a seguir.

Figura 1 – Comparação das perdas em sistemas de transmissão CA e CC



Fonte: Adaptado de Siyal *et al.* (2018).

Outrossim, o uso de HVDC também pode acarretar menos custos devido a menor quantidade de condutores por circuito — dois condutores, em vez de três como no caso dos sistemas CA. Essa economia também está presente nos projetos de torres, que, nos sistemas CC, são relativamente menores do que as usadas nos sistemas CA, além de requererem terrenos menores já que são mais compactas (Garciarivas *et al.*, 2021).

2.2 Configurações dos conversores

As estações conversoras de HVDC se apresentam em diferentes configurações que melhor se adequam a diferentes condições de operação, convertendo corrente alternada em contínua e vice-versa por meio de válvulas semicondutoras eletrônicas. Tais arranjos podem ser obtidos dependendo dos condutores e suas polaridades, formando interconexões que podem ser *back to back*, monopolar, bipolar ou homopolar (Garciarivas *et al.*, 2021).

- a) conexão *back to back* (BTB): esta configuração cria uma interconexão assíncrona entre duas redes CA que podem ou não ter a mesma frequência. Nela o inversor e o retificador estão localizados na mesma subestação, dessa forma, não há distância na transmissão (Watson; Watson, 2020);
- b) conexão monopolar: os conversores são separados por um único condutor, podendo ser de polaridade positiva ou negativa — usualmente opta-se pela polaridade negativa por ser menos suscetível ao efeito corona e, conseqüentemente, causar menos radiointerferência. Nesse tipo de conexão, o condutor terra é usado como retorno de corrente. Essa configuração é usada na maioria das conexões de cabos submarinos (Oni; Mbangula; Davidson, 2016);
- c) conexão homopolar: possui dois ou mais condutores da mesma polaridade. Assim como nas conexões monopolares, o caminho de retorno da corrente acontece pelo condutor terra. A vantagem dessa conexão se dá quando ocorre falha em algum dos condutores, uma vez que os conversores poderão suprir os demais condutores. Isso significa

que tais conversores possuem uma certa capacidade de operar em sobrecarga (CEPEL, 2024);

- d) conexão bipolar: funciona de forma similar à conexão homopolar, mas com condutores de diferentes polaridades (Oni; Mbangula; Davidson, 2016). Em condições balanceadas, as correntes nos dois polos são iguais, porém, cada um dos polos pode operar de forma independente. Uma vantagem desse tipo de conexão é que, caso um dos polos tenha de ser isolado, o outro polo pode operar com retorno pela terra e conduzir (CEPEL, 2024);
- e) conexão multiterminal: é um conjunto de dois ou mais estações conversoras que operam de forma independente. Cada estação conversora pode atuar como retificador ou inversor (Oni; Mbangula; Davidson, 2016).

Os conversores utilizados em sistemas HVDC são geralmente acoplados a transformadores no lado CA e a válvulas semicondutoras no lado CC. Esses conversores são arranjados em paralelo no lado CA e em série no lado CC de modo a suprir o nível de tensão desejado do polo em relação à terra. Em condições normais, o controle de corrente é feito pelo retificador e o controle do ângulo é feito pelo inversor (CEPEL, 2024).

2.3 Tipos de tecnologia de conversão HVDC

Os sistemas HVDC funcionam como um elo entre dois sistemas de corrente alternada, o que torna necessário a conversão de corrente de alternada para contínua e vice-versa em cada um dos terminais.

Dentro das estações conversoras, há dispositivos semicondutores, que, por meio da eletrônica de potência, possibilitam o controle da direção do fluxo de potência. Dessa forma, qualquer um dos dois terminais da conversora pode ser operado tanto como retificador quanto inversor (Kalair; Abas; Khan, 2016). Tais dispositivos são chamados de válvulas semicondutoras.

Com o ininterrupto progresso tecnológico, mais e mais métodos de conversão são implantados. Entretanto, os mais utilizados até os dias de hoje são os

conversores comutados pela linha, do inglês, LCC (*Line-commutated Converter*), e os conversores de fonte de tensão, do inglês, VSC (*Voltage Source Converter*) (Oni; Mbangula; Davidson, 2016). O Quadro 1 traz as principais diferenças operativas das tecnologias de conversão LCC e VSC.

Quadro 1 – Comparação das características das tecnologias de conversão LCC e VSC

Características	LCC	VSC
Chave eletrônica	Tiristor	IGBT
Corrente CC	Direção não muda	Direção muda para reverter o fluxo de potência
Comutação	Depende do circuito externo (rede CA)	Independente do circuito externo (rede CA)
Potência ativa e reativa	Depende das potências ativa e reativa para atuar	Faz o controle de potência ativa e reativa
Capacidade de transmissão de potência	Muito alta	Menor do que a do LCC
Capacidade de sobrecarga	Alta	Baixa
Faltas nas linhas CC	Suporta bem e seu sistema de controle pode extinguir o arco elétrico	Mais desafiadoras, pois os diodos fornecem caminho para a corrente de falta
Geração de harmônicas	Quantidade significativa de harmônicas, por isso filtros harmônicos CA e CC são necessários	Quantidade mínima de harmônicas, por isso poucos filtros são necessários
Capacidade de restauração durante <i>blackstart</i>	Por depender da tensão CA para operar, necessita de equipamentos auxiliares para o <i>blackstart</i>	Opera independentemente da tensão CA, o que o faz ideal para casos de <i>blackstart</i>
Custo de implementação	Atualmente é a tecnologia de conversão mais barata	Mais cara do que o LCC
Custo de manutenção	Relativamente baixo	Alto
Área ocupada	Precisa de uma grande área para a estação conversora	A estação conversora ocupa uma área compacta (cerca de ¼ da estação LCC)
Aplicações típicas	Usado principalmente para transmitir energia em grandes quantidades	É a tecnologia mais propícia para conectar sistemas isolados bem como parques <i>offshore</i>

Fonte: Adaptado de Watson e Watson (2020), de Yakupoglu, Gozde e Taplamacioglu (2018) e de Oni, Mbangula e Davidson (2016).

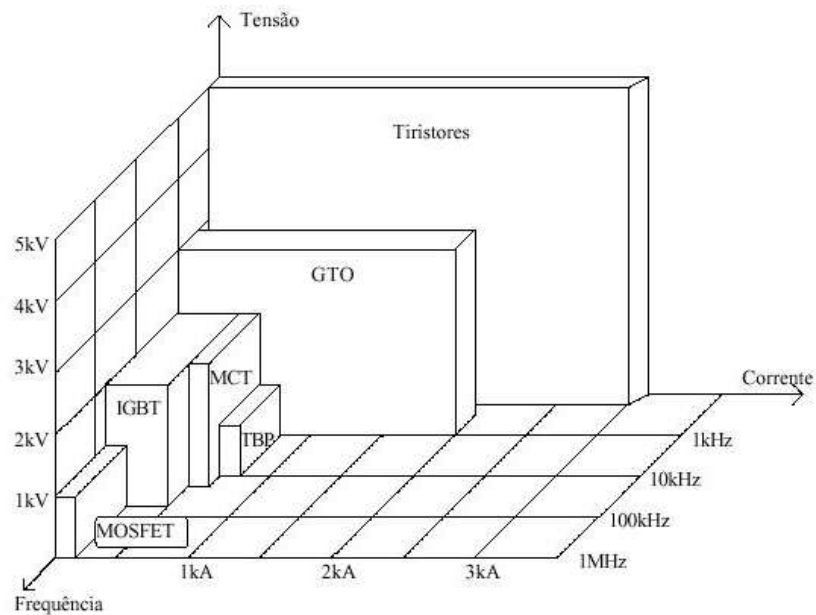
Essas tecnologias de conversão CA/CC funcionam por meio de um interruptor que se encontra no estado *on* ou *off*. O estado *on*, ou estado de condução, se dá quando o interruptor de potência está devidamente polarizado e pronto para conduzir. Isso ocorre por meio da injeção de uma corrente de *gate* (ou porta), no caso dos tiristores, ou tensão de *gate*, no caso dos IGBTs. O estado *off*, ou estado de bloqueio, por sua vez, é o estado de não condução (Dupczak, 2025). Os primeiros interruptores empregados para os sistemas HVDC eram válvulas de arco de mercúrio, que, com o tempo, perderam espaço para os tiristores e, mais recentemente, para os transistores (Kalair; Abas; Khan, 2016).

Um tiristor é um interruptor de potência controlado por um pulso de uma porta (*gate*), mas que desliga de forma automática quando a corrente vai a zero. Tiristores arranjados em grandes conjuntos responsáveis pela conversão CA/CC e vice-versa são chamados de bipolos, cujos pontos centrais são aterrados por eletrodos, que geralmente se situam a muitos quilômetros das subestações conversoras, dando origem a conexões muito longas. Para possibilitar tais conexões, linhas aéreas são empregadas (Soares *et al.*, 2007).

Já os transistores bipolares de porta isolada, do inglês, IGBT (*Insulated-gate Bipolar Transistor*) — usados na tecnologia VSC — podem ser autocontrolados e, por isso, são chamados de autointerruptores (Watson; Watson, 2020). Os IGBTs são capazes de suportar tensões maiores e operar em frequências mais altas do que outros tipos de transistores, tal como os Transistores Bipolares de Potência (TBP), e podem suportar maiores tensões e correntes do que os MOSFETs, do inglês, *Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor* (Soares *et al.*, 1993).

A Figura 2 mostra que a região de operação segura do IGBT é maior que as regiões seguras de outras tecnologias de semicondutores, como o MOSFET e os transistores TBP, contudo, ainda apresentam menor robustez operativa que os tiristores e operam em menores frequências do que os MOSFETs (Soares *et al.*, 1993).

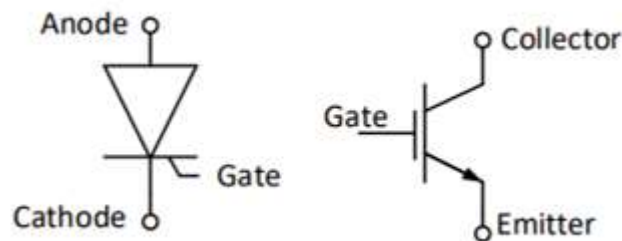
Figura 2 – Limites de operação de semicondutores



Fonte: Soares *et al.* (1993).

Na Figura 3, pode-se ver a configuração de um tiristor (à esquerda) e de um IGBT (à direita).

Figura 3 – Configuração de um tiristor e de um transistor



Fonte: Watson e Watson (2020).

2.3.1 Line-commutated Converter (LCC)

Os conversores LCC operam utilizando a tensão de linha do sistema CA ao qual está conectado, de modo a efetuar a comutação de um dispositivo. Nessa configuração, tiristores são empregados como dispositivos de comutação (Watson; Watson, 2020).

Os principais componentes de um sistema HVDC LCC são conversores, transformadores de conversores, reatores de suavização no lado CC, compensadores de potência reativa, filtros e eletrodos (Jovcic; Ahmed, 2015).

Nessa configuração de conversão, o funcionamento da corrente contínua se dá de forma constante, fluindo por um reator de entrada, enquanto no lado de corrente alternada os conversores se comportam quase como uma fonte de corrente, injetando harmônicas na rede. Por essa razão, a tecnologia LCC também pode ser chamada de conversor de fonte de corrente, do inglês, *Current Source Converters* (CSC). Como a direção da corrente contínua não pode ser variada, a conversão LCC utiliza a reversão das polaridades da tensão CC em ambos os lados da estação conversora de modo a mudar a direção do fluxo de potência (Sharma, 2013).

No entanto, após esse processo, a corrente convertida apresenta uma quantidade significativa de ruídos, o que torna necessário o uso de reatores de suavização, adicionando, assim, mais custos a esse processo (Watson; Watson, 2020).

Existem hoje no mundo mais de 170 instalações HVDC LCC (Hitachi, 2024a). Isso faz da LCC a tecnologia de conversão HVDC mais utilizada no mundo, muito por conta da sua capacidade de transmissão de grandes quantidades de potência (Oni; Mbangula; Davidson, 2016).

O elo Changji-Guquan (1100 kV) de 3293 km, que funciona baseado na tecnologia LCC, capaz de transmitir 12000 MW de potência, é o maior sistema HVDC do mundo (Hitachi, 2024a). A Figura 4 mostra o longo território chinês percorrido por esse elo CC.

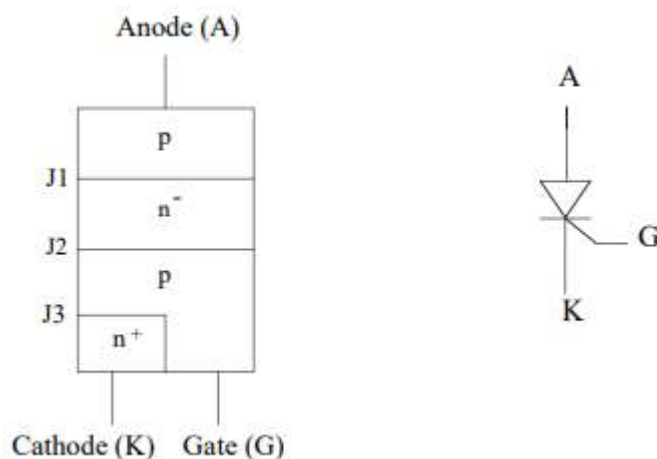
Figura 4 – Mapa da China mostrando por onde passa o elo CC Changji-Guquan



Fonte: Hitachi (2024a).

No que diz respeito aos tiristores especificamente, é importante notar que se tratam de dispositivos de três terminais com quatro camadas de materiais tipo p e n intercaladas. A Figura 5 traz uma representação da seção transversal simples de um tiristor, na qual pode-se observar os três terminais: *gate*, anodo e catodo (Rashid, 2001).

Figura 5 – Seção transversal simples de um tiristor e os símbolos esquemáticos elétricos associados



Fonte: Rashid (2001).

Para que o tiristor comece a conduzir, ele deve receber uma corrente de *gate* enquanto houver uma tensão positiva no sentido anodo-catodo. Uma vez que a condução se inicia, o sinal de *gate* não é mais necessário para manter a corrente de

anodo, e o tiristor continuará a conduzir contanto que a corrente de anodo se mantenha positiva e acima da corrente de manutenção (Hart, 2011), ou seja, um tiristor pode ser desligado diminuindo a corrente de anodo para níveis abaixo da corrente de manutenção (Araújo, 2025) — que é definida como a mínima corrente de anodo para manter o tiristor em condução quando é retirada a corrente de *gate* (Almeida, 1996).

Isso significa que o tiristor é biestável, ou seja, possui dois estados de operação, *off* (bloqueio) — um estado de não condução, no qual o tiristor permanece, a menos que receba um sinal de disparo — e *on* — estado de condução, no qual ele permanece até que a corrente diminua para um valor inferior à já citada corrente de manutenção (Rashid, 2001).

Os tiristores utilizados na conversão LCC podem transmitir grandes blocos de potência a longas distâncias com perdas mínimas. No entanto, tais tiristores necessitam de potência reativa para funcionar, fato que se mostra como um obstáculo ainda maior ao considerar que as estações LCC não possuem controle independente de potência ativa e reativa (Saad, 2016).

Um ponto que pode ser visto como uma desvantagem da tecnologia LCC é o fato de tiristores geralmente usarem sistemas especiais de refrigeração líquida, o que pode afetar as perdas e os custos de implantação dessa tecnologia, uma vez que, em grandes conversores HVDC, o total de calor que é necessário ser removido pode se aproximar à casa dos megawatts, resultando, assim, em grande parte do custo de manutenção do sistema sendo composto pelas despesas com resfriamento (Jovcic; Ahmed, 2015).

2.3.2 Voltage Source Converter (VSC)

A tecnologia VSC passou a ser utilizada em 1997 (Oni; Mbangula; Davidson, 2016). Seu funcionamento se dá por meio de IGBTs, que, como são válvulas autocomutadoras (autointerruptores), fazem com que a conversora não dependa da tensão do sistema CA para operar (Garciarivas *et al.*, 2021).

De acordo com Watson e Watson (2020), desconsiderando as harmônicas, as potências ativa e reativa transmitidas para o terminal receptor CA são dadas pelas equações 1 e 2, respectivamente.

$$P = \frac{V_{ac}V_{ac0}}{X} \text{sen}(\delta) \quad (1)$$

$$Q = \frac{V_{ac}}{X} (V_{ac0} \cos(\delta) - V_{ac}) \quad (2)$$

onde,

V_{ac} = tensão CA do terminal [V]

V_{ac0} = tensão CA sintetizada pelo interruptor de tensão CC [V]

δ = ângulo entre as tensões

X = reatância do reator de entrada [Ω]

Visto que essa tecnologia permite a operação independente da tensão CA, o VSC é ideal para casos de restauração do sistema (*blackstart*) (Garciarivas *et al.*, 2021).

Os interruptores da tecnologia VSC também podem controlar a potência, o que torna possível obter qualquer fator de potência necessário. Isso faz com que os elos CC com tecnologia VSC sejam dispositivos excepcionais para controle de tensão e frequência das redes CA a eles conectadas (Watson; Watson, 2020).

Com a crescente presença de elos HVDC VSC em redes inteligentes, acredita-se que esses sistemas baseados em transistores substituirão os sistemas baseados em tiristores, do mesmo modo que estes substituíram os sistemas de arco de mercúrio. A exceção seriam potências muito altas, casos em que tiristores podem ser mais vantajosos, dada a maior capacidade de tensão e corrente (Hussein; Essallah; Khedher, 2022).

Outros avanços, como semicondutores de alto *bandgap*, e tecnologias VSC com integração de tiristores (conversores híbridos), podem se apresentar como soluções viáveis no futuro, integrando as tecnologias LCC e VSC de modo a obter-se as vantagens de ambas (Hussein; Essallah; Khedher, 2022).

Em relação às estações conversoras de um sistema HVDC VSC, tem-se como os principais componentes os transformadores de conversores, os filtros CA, os

capacitores CC, os filtros CC, as válvulas e células de VSC, os reatores CA e os reatores CC (Jovcic; Ahmed, 2015).

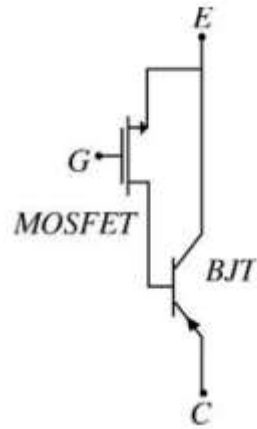
O IGBT é um dispositivo semicondutor de comutação rápida de três terminais, que possui um mecanismo de acionamento de *gate* relativamente simples. Por ser controlado por tensão, esse dispositivo pode ser colocado em estado de condução com uma tensão de *gate* de +15 V e desligado quando a tensão de *gate* for a zero. Ressalta-se que o IGBT não precisa de nenhuma corrente de *gate* quando está totalmente ligado ou desligado, sendo essa uma de suas principais vantagens (Jovcic; Ahmed, 2015).

Antes do advento do IGBT, o Transistor Bipolar de Junção (TBJ) e o Transistor de Efeito de Campo de Óxido Metálico Semicondutor (MOSFET) eram amplamente usados em situações nas quais a velocidade de *gate* dos tiristores não era adequada (Rashid, 2001).

Os TBJs são definidos como dispositivos controlados por corrente, com pequeno ganho de corrente, o que justifica a necessidade de circuitos complexos para prover a corrente base durante o estado de condução, aumentando, em última instância, as perdas (Rashid, 2001).

Os MOSFETs, por outro lado, são dispositivos de comutação controlados por tensão, que requerem uma corrente muito pequena durante o período de comutação e, portanto, possuem requisitos de comutação de *gate* mais simples do que os TBJs. No entanto, a natureza unipolar dos MOSFETs faz com que a qualidade de condução piore conforme o nível de tensão aumenta, a partir dos 200 V. Além disso, os MOSFETs modernos possuem um diodo interno, chamado de *body diode*, que, com o aumento de tensão, passa a mostrar características inferiores de tempo de recuperação reversa — tempo, durante polarização reversa (quando a corrente flui na direção oposta), que leva para um diodo parar de conduzir —, levando, assim, a maiores perdas de comutação (Rashid, 2001).

Sendo assim, de modo a suprimir as desvantagens tanto do TBJ quanto do MOSFET, criou-se a configuração de Darlington Híbrido, uma combinação do TBJ e do MOSFET, capaz de eliminar os supracitados malefícios que podem surgir ao se utilizar um desses dois dispositivos separadamente (Rashid, 2001). A Figura 6 mostra a configuração de um dispositivo Darlington Híbrido.

Figura 6 – Configuração Darlington Híbrido

Fonte: Rashid (2001).

Esse conceito do modelo Darlington Híbrido deu origem aos IGBTs comercialmente viáveis, que possuem características de estado de condução melhores que os outros interruptores, velocidade maior de comutação e uma área de operação muito segura (Rashid, 2001).

3 O HVDC NO BRASIL

O HVDC vem se tornando cada vez mais presente, sobretudo na implementação de novos sistemas de energia baseados em fontes renováveis. Isso se deve ao fato de muitas fontes de geração de energia solar e eólica, por exemplo, estarem situadas em áreas remotas, em especial em países de dimensões continentais, como o Brasil. A Figura 7 mostra o Sistema Interligado Nacional brasileiro.

Figura 7 – SIN

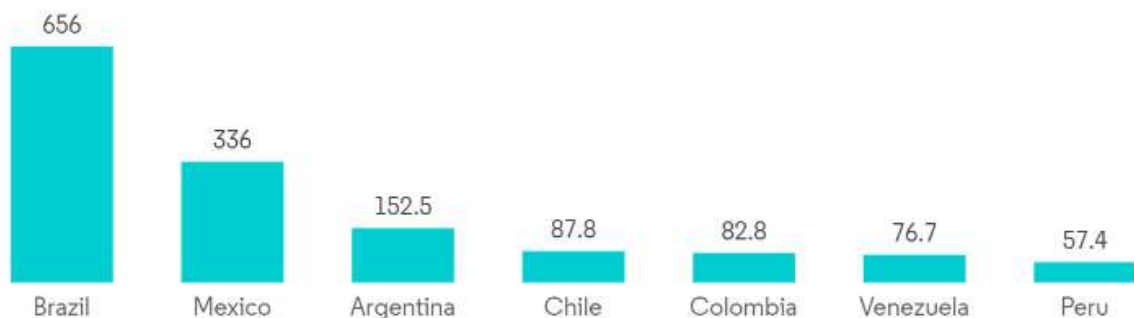


Fonte: ONS (2025).

Com isso, as longas linhas de transmissão HVDC se apresentam como uma solução eficiente, ou seja, com relativamente menos perdas para a transmissão de energia elétrica, escoando o excedente de geração dessas regiões longínquas para os centros de carga (Fraga Júnior *et al.*, 2022).

O Brasil é o país com o maior mercado de energia elétrica bem como o maior mercado de transmissão em HVDC da América Latina (Mordor Intelligence, 2024) — como pode-se observar na Figura 8. Um mercado com tamanha proporção exige constante expansão do sistema de transmissão, o que demanda novas alternativas para otimizar o SIN.

Figura 8 – Sistemas de transmissão em HVDC na América Latina, em Terawatt-hora (TWh)



Fonte: Mordor Intelligence (2024).

Além do problema de escoamento de energia, o sistema elétrico brasileiro também sofre com problemas no que tange controle de oscilações e custos elevados de materiais e equipamentos para execução de projetos de linhas de transmissão (De Menezes, 2015). Como visto, o HVDC oferece a possibilidade de mitigar alguns desses problemas.

No Brasil, existem atualmente seis sistemas HVDC em operação, sendo eles os elos Itaipu 1 e 2, Belo Monte 1 e 2, o “Linhão” do Madeira e as conversoras Garabi 1 e 2, Melo e Uruguaiana (Anaya *et al.*, 2025). A seguir cada um desses sistemas será apresentado.

3.1 Itaipu 1 e 2 (Elos de corrente contínua 600 kV Foz do Iguaçu / Ibiúna)

O sistema HVDC Itaipu, um empreendimento conjunto do Brasil e Paraguai, foi o maior sistema HVDC do mundo na época de sua construção, em 1984. Para esse projeto, o HVDC foi escolhido devido à necessidade de converter 50 Hz (lado paraguaio) em 60 Hz (lado brasileiro), bem como pelo fato de sua implementação se mostrar economicamente viável ao transmitir uma grande quantidade de energia por longas distâncias, ou seja, escoando a energia gerada na Usina Binacional de Itaipu para os grandes centros de carga, no caso, o Sudeste brasileiro (Rudervall; Charpentier; Sharma, 2000).

Interligando a usina hidrelétrica de Itaipu à região de São Paulo, por meio de dois bipolos de 600 kV e aproximadamente 810 km (Itaipu 1 e Itaipu 2), com capacidade somada de 6300 MW, o sistema HVDC de Itaipu conta, no lado brasileiro, com oito conversores na subestação de Foz do Iguaçu e mais oito na subestação de Ibiúna (Itaipu Binacional, 2025).

A Figura 9 mostra um esquemático do sistema HVDC de Itaipu.

Figura 9 – Esquemático do sistema de transmissão de Itaipu



Fonte: EPE e ONS (2020a).

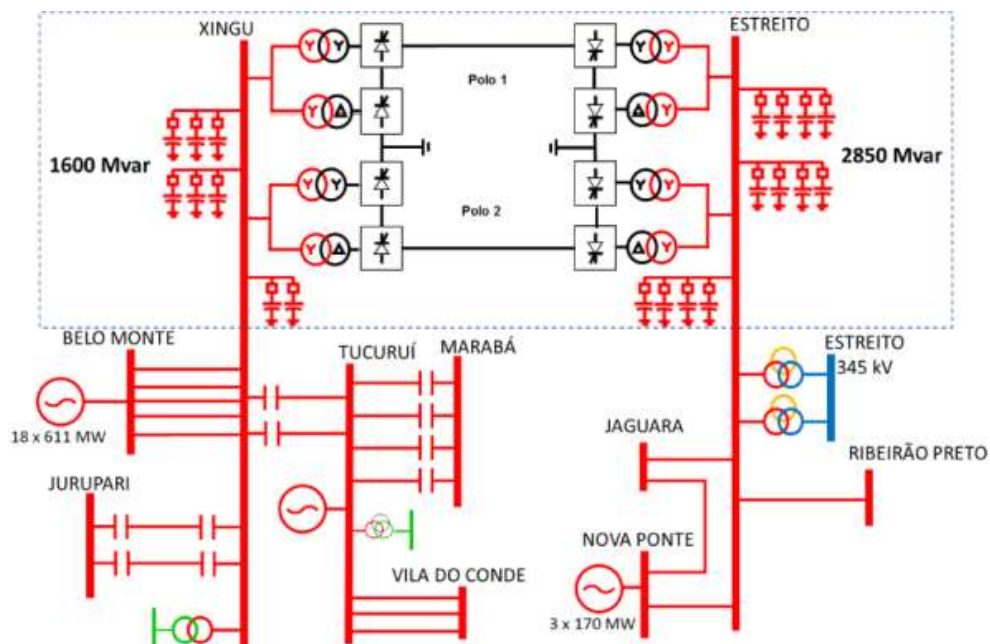
3.2 Belo Monte 1 (Elo de Corrente Contínua 800 kV Xingu / Estreito) e Belo Monte 2 (Elo de Corrente Contínua 800 kV Xingu / Terminal Rio)

A Usina Hidrelétrica de Belo Monte, situada no Rio Xingu, é a maior usina exclusivamente brasileira e possui uma capacidade instalada de 11223,1 MW (Norte Energia, 2025). Para escoar a energia gerada nessa usina hidrelétrica até o submercado da região Sudeste, o sistema conta com dois bipolos, o Elo de Corrente Contínua 800 kV Xingu / Estreito e o Elo de Corrente Contínua 800 kV Xingu / Terminal Rio, conhecidos, respectivamente como Belo Monte 1 e Belo Monte 2 (Vieira, 2019).

A linha de transmissão HVDC Belo Monte 1 possui capacidade nominal de 4000 MW e 2300 km de extensão, conectando, assim, a subestação de Xingu, localizada no Pará, à subestação de Estreito, localizada em Minas Gerais (Neves *et al.*, 2019). Já a LT HVDC Belo Monte 2, que possui capacidade nominal de 4000 MW e uma extensão de 2543 km, interliga a subestação de Xingu ao Terminal Rio, no estado do Rio de Janeiro (State Grid Brazil Holding, 2024).

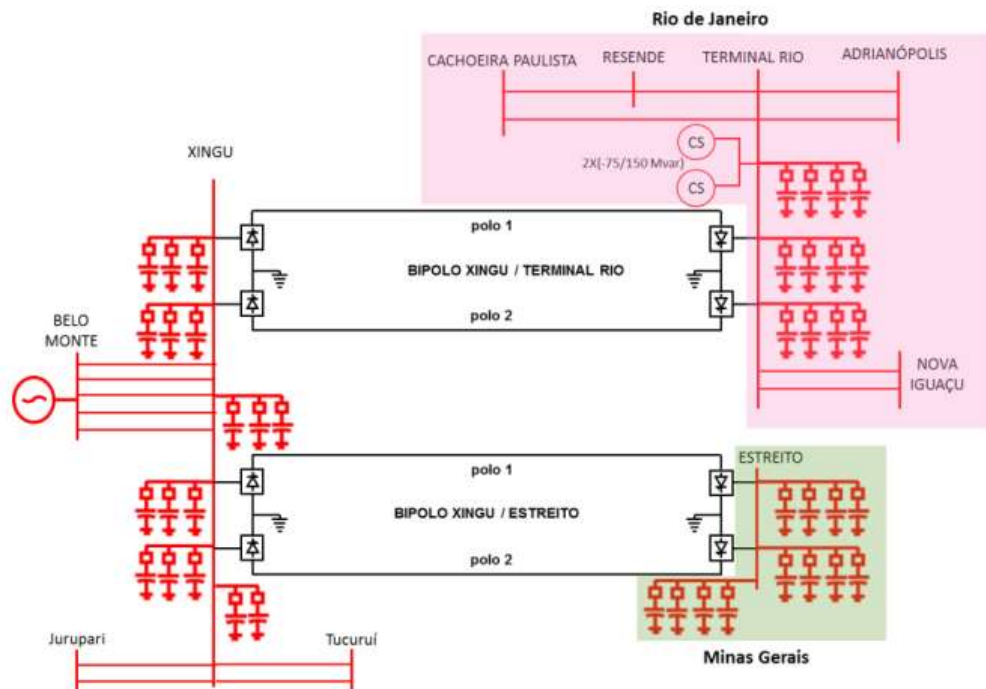
A seguir, nas Figuras 10 e 11, tem-se os esquemáticos dos bipolos Xingu / Estreito e Xingu / Terminal Rio, respectivamente.

Figura 10 – Esquemático do sistema do bipolo Xingu / Estreito



Fonte: Neves *et al.* (2019).

Figura 11 – Esquemático do sistema do bipolo Xingu / Terminal Rio



Fonte: Neves *et al.* (2019).

Uma diferença entre os demais elos de corrente contínua do Sistema Interligado Nacional e os bipoles de Xingu é que estes se veem embutidos no sistema CA que já existia na área. Essa influência na rede CA, embora agregue flexibilidade no controle do Fluxo da Interligação Norte-Sudeste (FNS), também aumenta a complexidade da operação, sobretudo dos limites de transferência de energia pelas interligações. O limite do bipolo Xingu / Estreito depende da carga do SIN, do FNS e do número de unidades geradoras nas UHEs Belo Monte e Tucuruí. Já o limite de recebimento da região Sudeste depende principalmente do somatório dos fluxos nos bipoles Foz do Iguaçu / Ibiúna, Xingu / Estreito e Madeira (Neves *et al.*, 2019).

3.3 “Linhão” do Madeira (Elo de corrente contínua 600 kV Porto Velho / Araraquara 2)

Com implementação finalizada em 2014, as duas linhas de corrente contínua com tensão de 600 kV, entre Porto Velho, em Rondônia, e Araraquara, em São Paulo, possuem capacidade de converter um montante de 7100 MW de potência ativa oriunda das usinas Santo Antônio e Jirau, sendo que 6300 MW são escoados para o Sudeste e 800 MW abastecem a região Norte (Prescott, 2020).

Possuindo topologia de conversão LCC, as linhas CC do Complexo do Madeira têm o comprimento de 2375 km e eram as maiores linhas de transmissão em HVDC em operação no mundo na época de sua construção (Tavares, 2020).

A Figura 12 mostra a localização do “Linhão” do Madeira.

Figura 12 – Localização do “Linhão” do Madeira, com destaque para os estados percorridos por esse elo CC.



Fonte: IE Madeira (2023).

3.4 Conversoras de frequência *back to back* de Garabi I e II

A conversora de Garabi interconecta os sistemas brasileiro e argentino, convertendo a frequência do lado argentino, 50Hz, para o lado brasileiro, 60Hz, possibilitando, assim, o intercâmbio de energia elétrica entre os dois países.

O sistema Garabi (Interligação Garabi / Rincón) é composto por duas estações conversoras de frequência de Garabi — Conversora I (polos 1 e 2) e

Conversora II (polos 3 e 4) — no lado brasileiro, e pela Subestação Rincón de Santa Maria no lado argentino (ONS, 2024).

Cada conversora de Garabi possui dois polos com a capacidade de 550 MW cada, já as linhas de transmissão de 500 kV que interligam Rincón de Santa Maria e Garabi 1 e 2 possuem 135,9 km de extensão e geram a vazão, cada uma, cerca de 45 Mvar de potência reativa líquida. Independentemente do período de carga e do sentido do fluxo, a mínima potência por polo deve ser de 55 MW (ONS, 2024).

3.5 Conversora de frequência *back to back* de Melo

A Conversora de Frequência de Melo, com capacidade nominal de 500 MW (ONS, 2021a), interliga os sistemas elétricos do Uruguai, de 50 Hz, e do Brasil, de 60 Hz (Ingener, 2018). A conversora, localizada no município de Melo, no Uruguai, é conectada à Subestação de Candiota, no município de mesmo nome, no Rio Grande do Sul, por uma linha de transmissão de 525 kV. Essa LT tem 125 km de extensão, estando 60 km em território brasileiro e 65 km em território uruguaio (ONS, 2021b).

3.6 Conversora de frequência *back to back* Uruguaiana

Inaugurada em 1994, a Conversora de Frequência Uruguaiana com capacidade instalada de 50 MW (EPE; ONS, 2020b), está localizada no município de mesmo nome, no estado do Rio Grande do Sul, e foi a primeira interligação energética entre Brasil e Argentina (CGT Eletrosul, 2020), possibilitando a troca de energia entre os dois países ao converter a frequência do lado argentino (50 Hz) para o lado brasileiro (60 Hz) e vice-versa (EPE; ONS, 2020b). A Figura 13 mostra a posição geográfica da conversora de Uruguaiana.

Figura 13 – Localização da Conversora Uruguaiana



Fonte: MME (2012).

Essa conversora é operada com base num acordo entre a empresa brasileira CGT Eletrosul, que é a proprietária do empreendimento, e a empresa argentina Águas Y Energia, e integra o sistema de 230 kV, conectando o município de Uruguaiana a Paso de Los Libres, na Argentina, por meio de uma linha de 132 kV. Uma das principais características desse sistema é a necessidade de operação com o lado de 50 Hz desconectado do restante do sistema elétrico argentino, fazendo com que essas cargas isoladas na cidade de Paso de Los Libres sejam supridas pelo sistema elétrico brasileiro (EPE; ONS, 2020b; CGT Eletrosul, 2020).

4 O FUTURO DO HVDC

A crescente integração das fontes renováveis e as necessidades globais de maior estabilidade e interconexão da rede elétrica de diferentes países são fatores que têm impulsionado o crescimento do mercado do HVDC em escala mundial. Com isso, estima-se que até 2032 o mercado de transmissão em corrente contínua de alta tensão será valorado em aproximadamente U\$ 21 bilhões. Dentre todos os projetos HVDC existentes ao redor do mundo, o segmento que utiliza a tecnologia de conversão LCC é o maior, totalizando 50,61% de todos os projetos HVDC em 2024 (Data Bridge Market Research, 2023).

Há também motivos particulares a cada região do globo que levam diferentes países a incorporar o HVDC em seus sistemas elétricos. A América do Norte, cuja expectativa de crescimento nesse mercado até 2032 é de 5,9%, tem como principais focos a implementação de energia renovável em larga escala e o aumento da resiliência da rede. Na Europa, a energia eólica é o fator propulsor para a proliferação das instalações HVDC — sendo a Alemanha líder nesse aspecto —, bem como a necessidade de modernização da rede. Na Ásia e na Oceania, o foco está no desenvolvimento de infraestruturas robustas o suficiente para comportar o aumento de carga e nas conexões inter-regionais. No continente africano, há muitos esforços para diversificar as fontes de energia e para expandir o sistema de modo a comportar o aumento de carga devido ao rápido crescimento industrial e urbano. Por fim, na América do Sul, existe a grande necessidade de expansão do sistema de transmissão de forma a escoar a geração de energia hidroelétrica, e mais recentemente eólica e solar, bem como de integrar redes de diferentes regiões (Data Bridge Market Research, 2023; Fairley, 2023).

4.1 O futuro do HVDC no mundo

Em junho de 2024, o Operador do Sistema de Transmissão da Alemanha, Amprion, concedeu dois grandes projetos HVDC, que utilizarão a tecnologia VSC (RBJ, 2023), à empresa Sumitomo Electric, sendo esses projetos o Corredor B V49 (Korridor B V49) e parte do Projeto da Interligação Rhein-Main (Rhein-Main-Link project) (Amprion, 2024; Sumitomo Electric, 2024).

O Corredor B V49, composto por duas linhas de corrente contínua, — as quais operarão a 525 kV com capacidade de 2 GW cada uma (Hitachi, 2025) — interligará 300 km entre Wilhelmshaven e Hamm, enquanto a parte do Projeto Rhein-Main concedida à Sumitomo Electric trata-se de um elo CC de aproximadamente 650 km de extensão. Esses dois projetos, com previsão de conclusão para 2033, terão um papel muito importante na composição da infraestrutura de transmissão de energia da Alemanha, principalmente no que diz respeito ao escoamento da energia renovável gerada no Mar do Norte para os grandes centros de carga do país (Larson, 2024).

Na Figura 14, pode-se ver os trechos pelos quais irão percorrer os elos Corredor B V49 e Rhein-Main.

Figura 14 – Localização dos elos Corredor B V49 e Rhein-Main



Fonte: Sumitomo Electric (2024).

De maneira similar, a Siemens Energy e a Dragados Offshore, em parceria, também ganharam da Amprion o contrato de construção de dois sistemas HVDC VSC (RBJ, 2023) *offshore*, BaWin1 e BaWin2 (Windtech International, 2023), os quais farão a conexão dos parques eólicos *offshore* no Mar do Norte à rede de transmissão terrestre em Wehrendorf e Westerkappeln, cidades dos estados alemães da Baixa Saxônia e Renânia do Norte-Vestfália, respectivamente (Amprion, 2023; Amprion, 2025a).

Paralelos pela maior parte do percurso terrestre e *offshore* quando prontos, cada um dos sistemas terá capacidade de transmissão de 2 GW e, em conjunto, suprirão a demanda de 4 milhões de alemães por meio de energia provinda de fonte renovável. BalWin1, previsto para entrar em operação em 2030, terá aproximadamente 360 km, sendo 155 km dessa distância percorridos pelo mar. Já BalWin2, previsto para entrar em operação um ano mais tarde, em 2031, também terá 380 km de comprimento, sendo 165 km em alto mar. O percurso terrestre dessas linhas se dará de forma subterrânea (Amprion, 2025b). Na Figura 15, estão ilustrados os futuros sistemas HVDC *offshore* BalWin1 e BalWin2.

Figura 15 – Futuros sistemas HVDC offshore BalWin1 e BalWin2



Fonte: Amprion (2025a).

Outro importante projeto HVDC recentemente confirmado no cenário mundial, que também contará com a tecnologia VSC (RBJ, 2023), é a interligação entre a Austrália continental e a Tasmânia (estado insular, localizado a 240 km da costa australiana), chamada de Projeto Interligação Marinus (Marinus Link). O elo CC de cerca de 345 km viabilizará o escoamento de energia renovável em ambas as direções entre o estado da Tasmânia e o estado de Victoria, na Austrália continental (Hitachi, 2024b), bem como a importação por parte da Tasmânia de energia renovável

barata, permitindo, assim, que a província reserve sua capacidade hidrelétrica, o que servirá como uma grande bateria para o país, abastecendo a rede continental em épocas de necessidade (Marinus Link, 2025).

Com previsão de entrada em operação para 2030, a Interligação Marinus terá uma capacidade total de 1500 MW, o que equivale à energia necessária para 1,5 milhão de residências australianas. Segundo a Net Zero da Austrália, ao viabilizar a desativação da geração a carvão, a Interligação Marinus resultará em uma economia de até 140 milhões de toneladas de emissões de CO₂ equivalente até 2050, o mesmo que retirar cerca de 1 milhão de carros das ruas (Hitachi, 2024b).

Outro ponto relevante desse projeto é que o tipo de tecnologia de conversão utilizada será a VSC Light, fornecida pela empresa Hitachi (Hitachi, 2024b).

A Figura 16 mostra o trecho pelo qual percorrerá a Interligação Marinus.

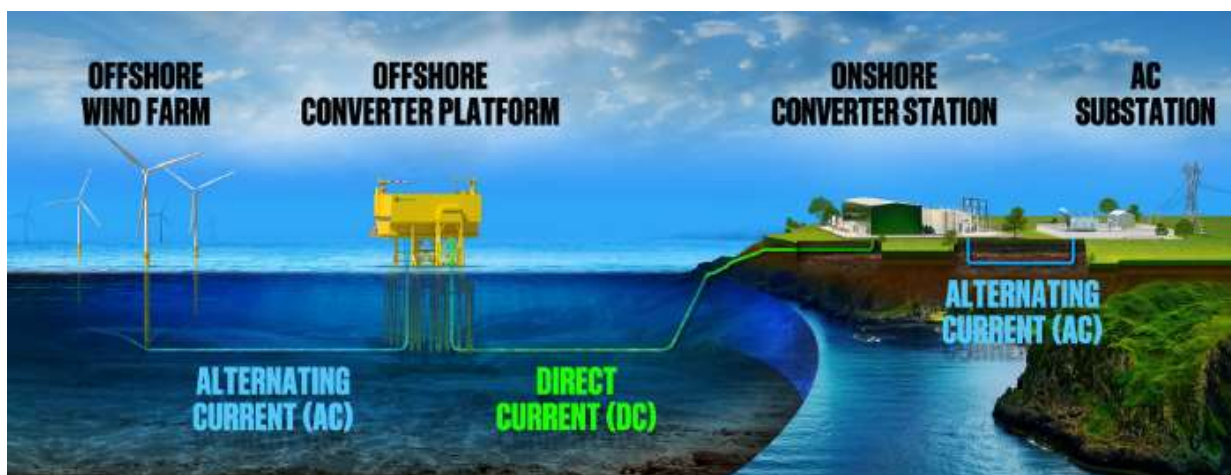
Figura 16 – Localização geográfica da Interligação Marinus



Fonte: Hitachi (2024b).

Na Holanda, as empresas GE Vernova Inc. e Seatrion Limited ganharam o contrato de construção de um sistema HVDC VSC (RBJ, 2023) *offshore* com capacidade de 2 GW, previsto para ser concluído em 2031 (GE Vernova, 2024). A interligação de 95 km ligará o parque eólico *offshore* Nederwiek 2 no Mar Norte da Holanda com a Holanda continental (Larson, 2024). A Figura 17 exemplifica como funciona um sistema CC *offshore*.

Figura 17 – Ilustração de um sistema HVDC offshore



Fonte: GE Vernova (2023).

No cenário latino-americano, vale destacar o projeto chileno Kimal-Lo Aguirre e o projeto de interconexão entre a Colômbia e o Panamá (Anaya *et al.*, 2025).

O elo de corrente contínua entre as subestações de Kimal e Lo Aguirre será a primeira linha de transmissão HVDC do Chile. Com aproximadamente 1346 km de comprimento e 3 GW de capacidade de transmissão, o elo CC de tecnologia LCC tem previsão de entrada em operação para 2029 e será a solução necessária para levar a geração de fontes renováveis da região de Antofagasta, no norte do Chile, para os grandes centros de carga próximos à capital do país, Santiago. As empresas que receberam a concessão desse projeto são a ISA Energia e a China Southern Power Grid (Conexión Kimal-Lo Aguirre, 2025).

Em relação à Interligação Colômbia-Panamá, trata-se de um projeto já considerado pelos dois países, que havia sido deixado de lado até o ano de 2019, quando ambos resolveram retomar a empreitada (ISA, 2019). O projeto prevê uma linha de transmissão HVDC de 500 km, a qual viabilizará o intercâmbio de energia entre os dois países, com capacidade de transmissão de 400 MW, interligando, assim, a subestação de Cerromatoso, na Colômbia, à subestação de Panamá II, no Panamá (Anaya *et al.*, 2025).

4.2 O futuro do HVDC no Brasil

Com o aumento de fontes eólicas e solares na matriz elétrica brasileira, o perfil energético do SIN se mostra consideravelmente alterado nos anos recentes. Tal fato faz com que o potencial das regiões Norte e Nordeste como exportadoras de energia elétrica renovável se torne ainda mais em voga, com 34 GW de potência instalada de geração renovável já existentes nessas regiões (EPE, 2021a).

Para seus estudos de planejamento, a EPE considera, com base em seu Plano Decenal de Expansão de Energia 2030, dois principais cenários de expansão das renováveis no Norte e Nordeste para o período de 2026 a 2033 (MME; EPE, 2021).

O primeiro cenário, o mais provável, é delimitado pelos montantes de expansão anuais de geração eólica e solar previstos no Cenário de Referência do PDE 2030. Nesse caso, a expansão eólica e solar somadas atingiriam um valor de aproximadamente 2800 MW ao ano apenas na região Nordeste. O segundo cenário, que se mostra ainda mais otimista, baseia-se nos montantes de expansão anuais de geração eólica e solar previstos no Cenário Superior do PDE 2030, no qual, somente na região Nordeste, a expansão eólica e solar juntas atingem 4800 MW ao ano. Vale notar que, em ambos os cenários, 100% da expansão eólica e 60% da expansão solar foram alocadas na região Nordeste devido à metodologia utilizada, que se baseia em agrupar a geração em *clusters*, ou seja, concentrações de unidades geradoras de energia cujo centro é constituído por subestações da rede básica existente (EPE, 2021a). A Figura 18 mostra a projeção dessa expansão de geração no Norte/Nordeste.

Figura 18 – Comparativo da potência acumulada de geração renovável no Norte e Nordeste para os cenários de expansão de Referência e Superior

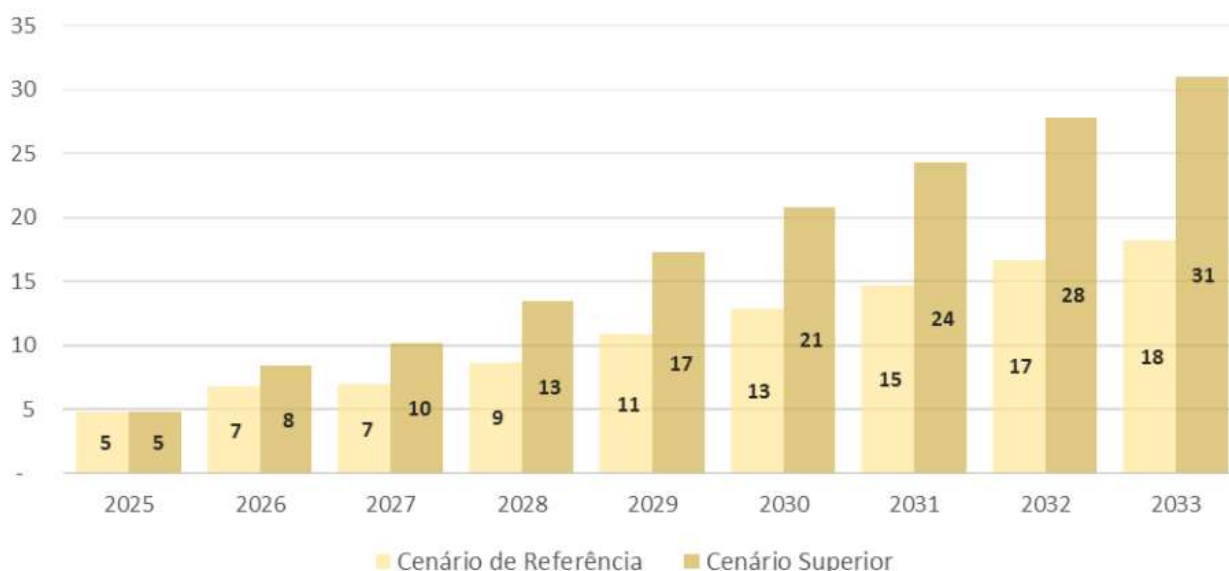


Fonte: EPE (2021a).

Assim, considerando essa previsão de aumento de geração, bem como os limites de intercâmbio da rede de transmissão já planejada, foi diagnosticada a necessidade de expansão da capacidade de exportação conjunta das regiões Norte e Nordeste (EPE, 2023d).

Durante o ano inteiro a região Nordeste é exportadora de energia para as demais regiões, sendo que no período úmido, a região Norte se junta ao Nordeste na exportação de energia para o resto do país. Esse cenário exige a expansão da malha de transmissão de modo a garantir o pleno escoamento desse excedente de energia para as regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste (ONS, 2023). A Figura 19 mostra a necessidade de expansão da capacidade de exportação da região Nordeste, com base nos valores de geração e demanda estimados.

Figura 19 – Necessidade de expansão da capacidade de exportação total da região Nordeste estimada



Fonte: EPE (2023d).

Em 2016, após estudos realizados pela EPE, foi publicada a nota técnica intitulada “Aumento da capacidade de transmissão da Interligação entre as Regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste para Escoamento de Excedentes de Energia das Regiões Norte e Nordeste: Bipolos A e B”, que recomenda a construção de um elo CC na região Norte ou Nordeste (EPE, 2016), até então denominado bipolo Nordeste I.

O Plano Nacional de Energia para 2050 (PNE 2050) da EPE (2020) prevê o início de estudos para implementação da tecnologia VSC no Brasil. Todavia, não há ainda nenhum projeto previsto que utilize essa tecnologia em vez da já estabelecida LCC.

Conforme o supracitado plano, há também a previsão de construção de um segundo bipolo ligando a região Nordeste aos grandes centros de carga. Embora ainda não se tenha decidido o local, visto que “o ponto de conexão do terminal emissor do primeiro corredor expresso deve ser selecionado visando a redução nos carregamentos da interligação Norte-Sul” (EPE, 2022), o estudo já aponta a tecnologia LCC como a mais econômica e tecnicamente viável. Os estudos até o momento se referem a esse bipolo como “Nordeste II”.

O principal ponto citado para justificar a escolha da tecnologia de conversão LCC foi a maior quantidade de fabricantes dessa tecnologia do que de outras tecnologias conversoras (EPE, 2022a), ainda que diversos dos próprios fabricantes tenham se mostrado entusiasmados com o prospecto de fornecer tecnologia VSC. Além disso, as demais tecnologias ainda apresentam altos custos, sobretudo na América Latina (Mordor Intelligence, 2024). Como a solução LCC se mostrou efetiva nas simulações rodadas durante os estudos, optou-se por utilizá-la nesse projeto e adiar a introdução de novas tecnologias conversoras, relegando-as no momento somente à fase de estudos.

5 ELO DE CORRENTE CONTÍNUA 800 KV GRAÇA ARANHA / SILVÂNIA

Em 2022, foi publicado o documento “Estudo de expansão das interligações regionais – Parte II: Expansão da capacidade de exportação da região Norte/Nordeste” da EPE (2022), detalhando os estudos das diferentes alternativas de corredores de transmissão para a construção do bipolo Nordeste I e como essas alternativas foram avaliadas para que aquela com o melhor desempenho técnico-econômico fosse escolhida.

A decisão primordial foi o ponto de conexão da estação inversora, ou seja, o ponto de “chegada” do elo CC. Para tal, foram consideradas as subestações Cruzeiro (nova), Luziânia e Brasília Leste. Essas regiões foram ponderadas principalmente por localizarem-se em áreas não apenas fronteiriças entre os submercados Norte, Nordeste e Sudeste, mas também de grande demanda, como exemplifica a presença da capital federal Brasília e da Região Metropolitana de Goiânia, as quais juntas somam uma demanda de aproximadamente 2000 MW (EPE, 2023d).

Entretanto, copiosas análises de desempenho por parte da EPE passaram a apontar para a subestação de Silvânia como uma boa alternativa até então não considerada. Isso ocorreu devido à observação de uma boa distribuição de fluxos nas linhas que saem dessa subestação em diferentes cenários de geração verificada, sobretudo na LT 500 kV Silvânia / Emborcação e na LT 500 kV Silvânia / Itumbiara, ambas com capacidade de escoar parte da potência do elo CC para a região Sudeste (EPE, 2016). Foi recomendado também a construção da LT 500 kV Trindade / Silvânia de modo a reforçar o sistema de contingência e ser mais um aliado no escoamento da potência para a Região Metropolitana de Goiânia, região esta que demonstra dificuldade em atender o critério N-1. Isso porque, devido à posição eletrogeográfica, o carregamento das linhas de transmissão e subestações localizadas na região central do estado de Goiás é muito influenciado pelo cenário de intercâmbio de energia entre as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste, sobretudo o eixo de 230 kV entre as subestações de Trindade, Xavantes, Pirineus e Brasília Sul, o qual serve de caminho para o fluxo entre Norte/Nordeste e Sudeste, em ambos os sentidos. Por esse motivo, em cenários de carregamento crítico, qualquer contingência nesse eixo de 230 kV leva a sobrecargas nas linhas remanescentes (EPE, 2019).

O ponto que mais contou a favor da SE Silvânia, no entanto, foi o fato de que a distância elétrica dessa subestação às demais estações inversoras do SIN seria um fator mitigante de problemas para a dinâmica do sistema e de interações *multi-infeed* — configuração que se difere de *single-infeed*, no qual apenas um elo de corrente contínua está operando em determinada região geoeletrica, ou seja, trata-se de um cenário em que, numa mesma região geoeletrica, mais de um elo CC está em operação (Conceição, 2018). Sendo assim, as subestações inicialmente consideradas foram descartadas e se optou pela SE Silvânia, em Goiás, como o ponto de conexão da estação inversora do planejado elo CC (EPE, 2023d).

Em seguida, principiou-se a busca pelo ponto de conexão da estação retificadora na região Norte/Nordeste, ou seja, o terminal de “partida” do elo CC. As alternativas consideradas foram as subestações Colinas, no Tocantins, Serra Pelada, no Pará, Itacaiúnas, no Pará, Imperatriz, no Maranhão, Açailândia, no Maranhão, Graça Aranha, no Maranhão, e Tucuruí, no Pará (EPE, 2023d). A Figura 20 mostra a distribuição geográfica dessas subestações.

Figura 20 – Localização das subestações consideradas como ponto de conexão da estação retificadora



Fonte: EPE (2023d).

Tais alternativas foram divididas em duas vertentes: a escolha do ponto de conexão da estação retificadora e a determinação da potência do elo CC e os complementos em corrente alternada necessários para viabilizar a transferência total de potência requerida. Já as opções de potência foram 5 GW ou 4 GW, com as instalações complementares nas opções de eixo Leste ou Oeste, ou seja, alternativas de reforços da interligação Norte-Sul através da via eixo Leste ou eixo Oeste (EPE, 2023d)

O eixo Leste é composto por um eixo de 500 kV ligando a subestação de Miracema ao Sudeste/Centro-Oeste pelo leste da Interligação Norte-Sul e se interligando à subestação Arinos 2, na região Norte de Minas Gerais, além da LT 500 kV Silvânia / Trindade C2, a qual evitará que a perda do circuito 1 ocasione sobrecarga na transformação. Essa opção se destaca devido à possibilidade de reforço à rede da região leste do estado do Tocantins (EPE, 2023d).

O eixo Oeste, por uma vez, é composto por um eixo de 500 kV ligando a subestação de Miracema ao Sudeste/Centro-Oeste pelo oeste da Interligação Norte-Sul e se interligando à subestação Trindade, na Região Metropolitana de Goiânia. Suas vantagens incluem o fornecimento de um novo eixo de interligação, o que é muito benéfico para uma região com uma rede pouco malhada como o norte de Goiás, além de possibilitar que os montantes gerados por projetos fotovoltaicos na região possam ser escoados, algo que a atual rede local de 230 kV não é capaz de prover (EPE, 2023d).

O quesito em que o eixo Oeste mais se sobressai é na implantação de circuitos de 500 kV em uma área atualmente não suprida por tal nível de tensão. Já o eixo Leste, em áreas como o sul da subestação Rio das Águas, pode se mostrar redundante, visto que tal área já é suprida por circuitos de 500 kV (EPE, 2023d).

O Quadro 2 mostra as possíveis combinações das alternativas.

Quadro 2 – Matriz de alternativas pós-análise técnico-econômica

Potência Conversorase Reforço N-S		A	B	C
		Bipolo 5 GW + Eixo Leste (2030)	Bipolo 5GW + Eixo Oeste (2030)	Bipolo 4 GW + Eixo Oeste + Eixo Leste (2030)
Ponto de Conexão Estação Retificadora				
1	Colinas (TO)	x	x	x
2	Serra Pelada (PA)	x	x	
3	Itacaiúnas (PA)	x	x	
4	Imperatriz (MA)	x	x	x
5	Açailândia (MA)	x	x	
6	Graça Aranha (MA)	x	x	x
7	Tucuruí (PA)	x	x	

Fonte: EPE (2023d).

Vale ressaltar que, como a alternativa C só foi considerada posteriormente, durante sua análise só foram incluídas as subestações que já haviam se mostrado pontos de conexão promissores durante as análises das alternativas A e B (EPE, 2023d).

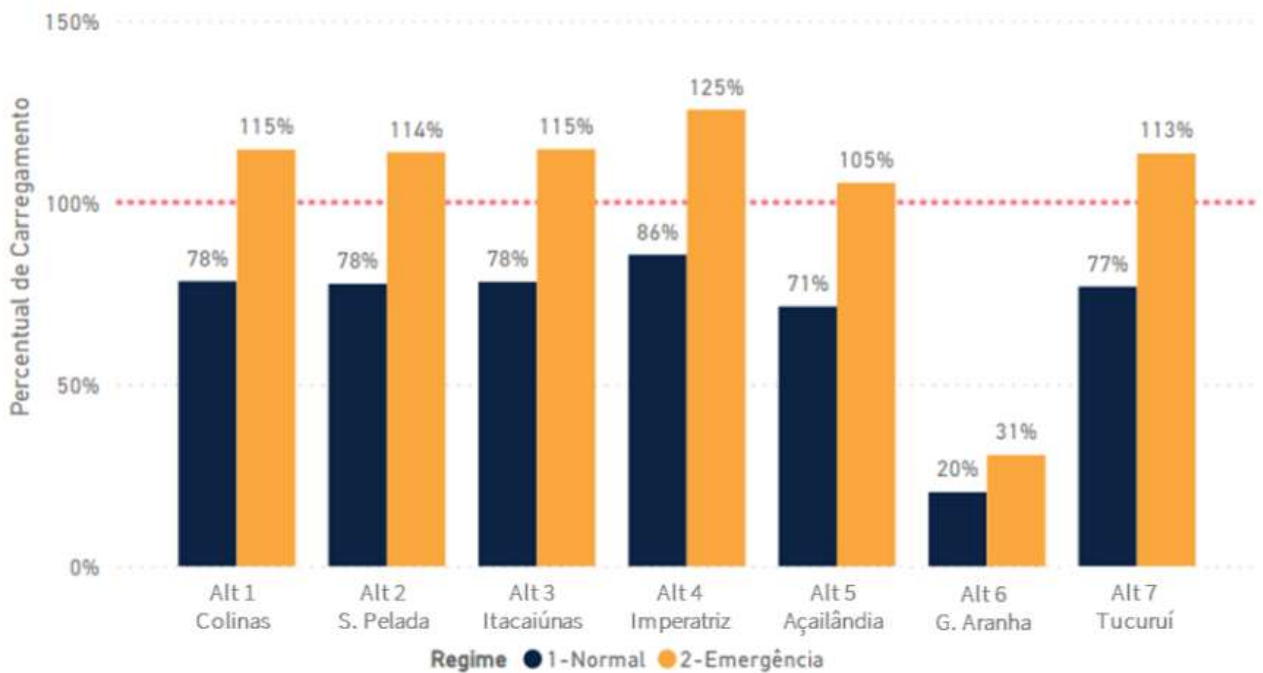
Como pode-se observar na Figura 20, as subestações que foram consideradas cobrem uma área da rede de transmissão da região Norte que compreende a interligação Norte-Nordeste, a parte mais ao norte da chamada interligação Norte-Sul, e a rede CA próxima às UHE Tucuruí e UHE Belo Monte. Sendo assim, simulações foram realizadas com o intuito de identificar sobrecargas e violações na rede CA com a inserção de uma estação retificadora em cada uma das alternativas, para os cenários de máxima exportação do Norte/Nordeste (cenário 1) e máxima exportação do Nordeste (cenário 2). Com a análise dessas violações, poderão ser definidos os reforços a serem feitos na rede CA complementar ao elo CC (EPE, 2023d).

A inserção da estação retificadora em Colinas, nos cenários 1 e 2, ocasionou sobrecarga em regime e em contingência nos bancos de capacitor série dos circuitos 1 e 2 da LT 500 kV Imperatriz / Colinas. O mesmo problema ocorreu com a inserção da estação em Serra Pelada, porém somente no cenário 1. Também em

decorrência da inserção da estação retificadora em Colinas, no cenário 1, houve sobrecarga, em caso de contingência da LT 500 kV Imperatriz / Colinas, no banco de capacitor série do circuito 1 da LT 500 kV Itacaiúnas / Colinas. Devido a esses resultados, um terceiro circuito de 500 kV entre Imperatriz e Colinas, com compensações série e shunt, se faz necessário, caso o ponto de conexão da estação retificadora seja Colinas ou Serra Pelada. Já em Itacaiúnas, a inserção ocasionou sobrecarga, nos cenários 1 e 2, na LT 500 kV Marabá / Itacaiúnas circuito 1 ou 2, caso um deles esteja em contingência. Tal problema exige a construção de um terceiro circuito de 500 kV entre Marabá e Itacaiúnas como solução, caso o ponto de conexão escolhido seja Itacaiúnas. A inserção da estação retificadora em Graça Aranha ocasiona sobrecarga, nos cenários 1 e 2, nos circuitos 1 ou 2 da LT 500 kV Presidente Dutra / Graça Aranha, na contingência de um dos circuitos. A solução, caso o ponto de conexão seja Graça Aranha, exige a construção do circuito LT 500 kV Presidente Dutra / Graça Aranha circuitos 3 e 4, uma vez que essa instalação tem um papel estratégico no sistema, e, portanto, recomenda-se que, nesse caso, haja o atendimento ao critério N-2 (EPE, 2023d).

Quando se analisa mais especificamente o cenário 2, no qual há máxima exportação do Nordeste devido à geração mais elevada das fontes renováveis, nota-se que, quanto mais adentrada na região Norte o terminal retificador do bipolo estiver, maior o percurso que o fluxo oriundo da região Nordeste precisa fazer pela rede CA, o que ocasiona violações nos limites da interligação Norte-Nordeste. Sendo assim, em caso de contingência de um dos circuitos LT 500 kV Imperatriz / Presidente Dutra C1 ou C2, ocorre sobrecarga nos bancos de capacitor série do circuito que ainda está operando, em todas as alternativas, com exceção se o ponto de conexão for em Graça Aranha. Isso ocorre porque a SE Graça Aranha é a única entre as sete alternativas que se localiza a leste da SE Presidente Dutra, o que faz com que o fluxo oriundo da região Nordeste chegue no Sudeste antes de atingir as linhas de 500 kV Imperatriz / Presidente Dutra (EPE, 2023d). A Figura 21 mostra os gráficos de carregamento dos BCS da LT 500 kV Imperatriz / Presidente Dutra C1 ou C2, com a inserção da retificadora em cada um dos pontos simulados pela EPE.

Figura 21 – Carregamento dos bancos de capacitor série da LT 500 kV Imperatriz / Presidente Dutra C1 ou C2 na contingência de um dos circuitos, com a inserção da retificadora



Fonte: EPE (2023d).

Com base no documento “Base de Referência de Preços ANEEL – Março de 2021” (EPE, 2021b), foi feita uma comparação dos custos entre as alternativas supracitadas, considerando um incremento de 20% no preço dos equipamentos, devido à importação, e a cotação do dólar a R\$ 5,45. Para o cálculo das perdas elétricas, baseando-se no custo marginal de expansão da geração informado pela EPE, considerou-se o custo 187,46 R\$/MWh. As simulações das perdas foram feitas, por parte da EPE, para os cenários de máxima exportação do Norte/Nordeste, de máxima exportação do Nordeste, de inércia mínima na região Sudeste, e de importação do Norte, com 25% do tempo de permanência em cada cenário, e para os patamares de carga leve, média e pesada (EPE, 2023d). A Tabela 1 mostra o custo total de cada uma das alternativas.

Tabela 1 – Custo total da implantação de cada uma das alternativas

Alternativa	Custo total da obra
	Custo da construção + Perdas
Graça Aranha Oeste	R\$ 5.023.016.660,00
Colinas Oeste	R\$ 5.070.694.170,00
Graça Aranha Leste	R\$ 5.092.787.150,00
Graça Aranha Leste/Oeste	R\$ 5.217.018.200,00
Colinas Leste	R\$ 5.377.662.890,00
Imperatriz Oeste	R\$ 5.408.955.080,00
Imperatriz Leste	R\$ 5.456.033.750,00
Imperatriz Leste/Oeste	R\$ 5.491.222.000,00
Colinas Leste/Oeste	R\$ 5.498.045.540,00
Açailândia Oeste	R\$ 5.530.234.090,00
Açailândia Leste	R\$ 5.564.021.580,00
Itacaiúnas Oeste	R\$ 5.738.146.320,00
Itacaiúnas Leste	R\$ 5.789.067.760,00
Tucuruí Oeste	R\$ 6.211.790.440,00
Tucuruí Leste	R\$ 6.253.359.010,00
Serra Pelada Oeste	R\$ 6.364.814.510,00
Serra Pelada Leste	R\$ 6.397.217.580,00

Fonte: Adaptado de EPE (2023d).

À vista do que exposto, tanto do ponto de vista técnico quanto do ponto de vista econômico, optou-se pela alternativa 6B, isto é, a construção de um elo de corrente contínua em 800 kV, com potência nominal de 5 GW, entre a subestação Graça Aranha, no Maranhão, e a subestação Silvânia, em Goiás, as quais se encontram cerca de 1450 km uma da outra (EPE, 2022b). Tal bipolo foi denominado Nordeste I, e a Figura 22 traz sua futura localização.

Figura 22 – Localização do bipolo Graça Aranha / Silvânia



Fonte: EPE (2022b).

Para a inserção de uma linha de transmissão, no entanto, os aspectos técnico-econômicos devem ser ponderados com as variáveis socioambientais (Araújo, 2007). O trecho percorrido pela LT 800 kV Graça Aranha / Silvânia abrangerá três biomas diferentes: a Amazônia, a Caatinga e o Cerrado. As peculiaridades de cada um deles devem ser levadas em conta, sob o ponto de vista da análise ambiental, na seleção do corredor da LT em questão (EPE, 2022b).

Devido à presença de áreas de concentração de áreas de irrigação a sudeste do Distrito Federal, regiões de alta ocorrência de cavernas nas divisas estaduais entre Goiás e Bahia e Bahia e Tocantins, área em processo de desertificação no entorno do município piauiense de Gilbués, uma unidade de conservação (Área de Proteção Ambiental do Rio Preto) e alta ocorrência de aeródromos na região das divisas estaduais entre Goiás e Bahia e Bahia e Tocantins, um corredor de 30 km de largura e com extensão de 1440 km foi selecionado para a LT 800 kV Graça Aranha / Silvânia (EPE, 2022b).

Também como condições compulsórias para a construção da linha, foram estabelecidas uma faixa de servidão de 100 m e um critério de afastamento de 500 m entre o bipolo Graça Aranha / Silvânia e as LTs Miracema / Dianópolis, Dianópolis / Rio das Éguas, Rio das Éguas / Arinos 2, Serra da Mesa 2 / Luziânia, Luziânia / Paracatu 4, Luziânia / Pirapora 2, Rio das Éguas / Luziânia, Barreiras II / Rio das Éguas C1 e C2, Gilbués II / Barreiras II, Barreiras II / Bom Jesus da Lapa II, Ribeiro Gonçalves / Gilbués II, Gurupi / Peixe 2, Peixe 2 / Serra da Mesa 2, Gurupi / Serra da Mesa C1 e C2; Serra da Mesa / Samambaia C1, C2 e C3, São João do Piauí / Boa Esperança e Boa Esperança / Presidente Dutra, todas de 500 kV, bem como um distanciamento de 10 km de outros bipolos (EPE, 2022b).

A minuta apresentada na abertura da CP nº 8/2023 do MME (Ministério de Minas e Energia) restringe a tecnologia HVDC para o bipolo Graça Aranha / Silvânia a LCC, ainda que os fornecedores atuais de tecnologia HVDC tenham se mostrado mais dispostos a fornecer tecnologia VSC, devido ao fato de que a tecnologia LCC demanda estudos mais detalhados e alteração da estrutura de produção das fábricas que atualmente estão direcionadas para sistemas VSC (ANEEL, 2023).

O Leilão de Transmissão nº 002/2023 foi dividido em lotes, sendo o Lote 1 constituído pelas obras referentes à viabilização do bipolo Nordeste I. Desse modo, o Lote 1 do leilão, com data de entrada em operação comercial estabelecida para 9 de fevereiro de 2030 (tal data pode variar com o decorrer da construção do projeto), é composto pela LT 800 kV CC Graça Aranha / Silvânia, bem como diversas obras adjacentes como o seccionamento das linhas de transmissão de 500 kV em corrente alternada das subestações Graça Aranha e Silvânia, incorporação de novas compensações síncronas e a construção das novas subestações CC de 800 kV de Graça Aranha e Silvânia.

O Quadro 3 mostra cada uma das obras de ampliação necessárias para a inserção do elo 800 kV CC Graça Aranha / Silvânia de acordo com o PET / PELP do ciclo de 2023 (EPE, 2023b).

Quadro 3 – Obras previstas para a implantação do sistema HVDC Graça Aranha / Silvânia

Empreendimento	Justificativa	Obras
LT 800 kV CC Graça Aranha - Silvânia	Ampliação da capacidade de interligação entre submercados	Linha ± 800 kVCC, 1460 km, 6 x 1590 MCM
SECC LT 500 kV Presidente Dutra - Teresina II, C1 e C2 (CS), na SE Graça Aranha	Ampliação da capacidade de interligação entre submercados	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 6 km
		Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 6 km
		4 x EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM
		2 x IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM
		MIM (Módulo de Infraestrutura de Manobra) - 500 kV
SECC LT 500 kV Presidente Dutra - Teresina II, C3, na SE Graça Aranha	Ampliação da capacidade de interligação entre submercados	MIG (Módulo de Infraestrutura Geral) - A
		Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 15,2 km
		2 x EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM
		1 x IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM
		MIM - 500 kV
SE 800 kV CC Graça Aranha	Ampliação da capacidade de interligação entre submercados	MIG-A
		Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Cívicas
SE 500 kV Presidente Dutra	Adequação da compensação shunt para manobras	Realocação Reator Linha Fixo -150 MVar p/ nova SE Graça Aranha
LT 500 kV Trindade - Silvânia, C1	Proporcionar escoamento de potência Bipolo Graça Aranha - Silvânia	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 161 km
		Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 23,33 Mvar 1 Φ // SE Trindade
		Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 23,33 Mvar 1 Φ // SE Silvânia
		1 x EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE Trindade
		1 x CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // SE Trindade
		1 x EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE Silvânia
		1 x CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM // SE Silvânia
SECC LT 500 kV Samambaia - Emborcação, C1, na SE Silvânia	Ampliação da capacidade de interligação entre submercados	MIG-A // SE Trindade
		Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 14,2 km
		2 x EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM
		1 x IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM
		MIM - 500 kV
SECC LT 500 kV Samambaia - Itumbiara, C1, na SE Silvânia	Ampliação da capacidade de interligação entre submercados	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 28,8 km
		2 x EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM
		1 x IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM
		MIM - 500 kV
		MIG-A
SE 800 kV CC Silvânia	Ampliação da capacidade de interligação entre submercados	Conversoras, Transformadores Conversores, Filtros AC, Conexões CC e CA, Eletrodos, Obras Cívicas
SE 500 kV Silvânia	Garantir a estabilidade dinâmica de tensão em cenários extremos de intercâmbio	MIG (Terreno Rural - SE Conversora)
		Compensador Síncrono 500 kV, 3 x (-90/+150) Mvar
		3 x CC (Conexão de Compensador) 500 kV, Arranjo DJM
		3 x IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM
		MIM - 500 kV

Fonte: Adaptado de EPE (2023b).

A empresa State Grid Brazil Holding arrematou o sistema HVDC de Graça Aranha / Silvânia por R\$ 1.936.529.074,68 (lance 39,90% maior que a oferta inicial),

o que significa que a empresa será responsável pela construção, operação e manutenção do elo de 800 kV (State Grid Brazil Holding, 2023).

Uma das principais diferenças do Elo de Corrente Contínua 800 kV Graça Aranha / Silvânia em relação aos outros elos já em operação no sistema elétrico brasileiro é a característica da rede de transmissão na qual esse elo será inserido, a qual torna viável a captação de energia proveniente de diferentes regiões do SIN (Rizzotto; Teixeira; Cabral, 2023).

Das várias vantagens desse futuro bipolo, destaca-se quão efetivo ele se será na ampliação da capacidade de exportação de energia das regiões Norte e Nordeste para diferentes cenários de geração, o que possibilita o aproveitamento ótimo da complementaridade dos recursos energéticos disponíveis em cada uma dessas regiões (Rizzotto; Teixeira; Cabral, 2023).

A transmissão de energia pelo bipolo Nordeste I será no sentido Graça Aranha para Silvânia (EPE, 2022). É relevante notar também que esse bipolo escoará excedentes de geração de maneira distinta dependendo do período do ano, sendo esse escoamento, no período úmido, majoritariamente proveniente da região Norte, enquanto, no período seco, será majoritariamente proveniente da região Nordeste, e, nos períodos de transição entre os referidos cenários, de ambas as regiões (Rizzotto; Teixeira; Cabral; 2023).

Segundo Rizzotto, Teixeira e Cabral (2023), no estudo de 2023 intitulado “Bipolo Graça Aranha-Silvânia: Benefícios da solução de planejamento e seus impactos na operação futura do sistema elétrico”, o qual consiste em um documento oficial do Grupo de Estudo de Planejamento de Sistemas Elétricos (GPL) da EPE, o impacto dessa obra — considerando tanto o elo CC Graça Aranha / Silvânia quanto as linhas de transmissão CA em tensão de 500 kV — no SIN terá como benefícios mais relevantes:

- a) aumentar a segurança operativa do sistema;
- b) proporcionar maior flexibilidade para a gestão dos recursos energéticos interligados;
- c) mitigar impactos das interações *multi-infeed*;
- d) proporcionar alívio de sobrecargas na interligação Norte-Sul;

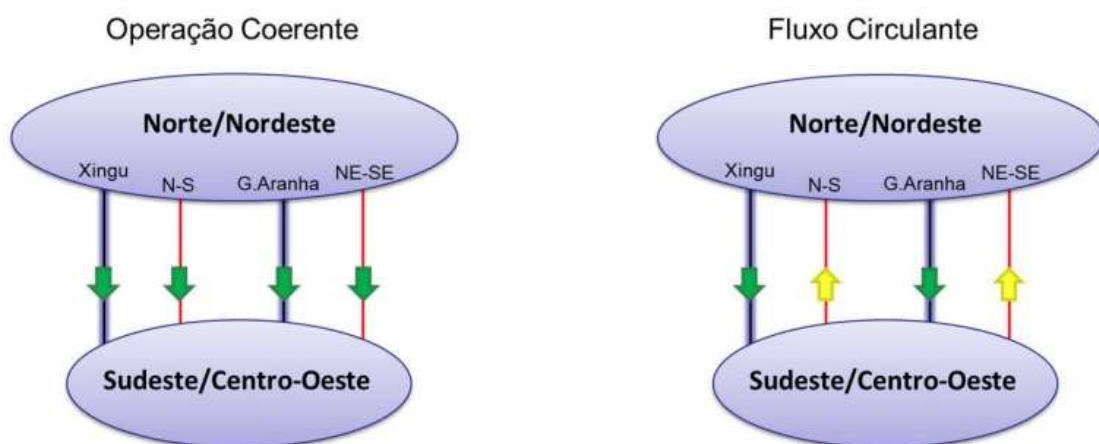
- e) prover maior resiliência quando o sistema se vê afetado criticamente durante uma perturbação, sobretudo durante a perturbação atualmente mais severa para o sistema, que é o bloqueio do bipolo Xingu / Terminal Rio — isso porque o bloqueio do bipolo Nordeste I não demandará Sistemas Especiais de Proteção, como o desligamento de máquinas para alívio de fluxo nas interligações, além de ter uma notável capacidade de sobrecarga.

5.1 Fluxos circulantes

A conversora Graça Aranha será inserida num ponto da rede de transmissão extremamente malhada, servindo para o escoamento de diversas fontes de energia oriundas tanto do Norte quanto do Nordeste. Essa é uma característica positiva sob alguns aspectos, mas também exige uma atenção especial de modo a não causar uma operação desotimizada do SIN. Tal cenário pode vir a acontecer caso o valor de potência definido para que o bipolo alcance e mantenha (*setpoint* de potência) implique numa condição de operação com maior perda elétrica (EPE, 2023d).

O conceito de fluxo circulante (*loop flow*) é caracterizado por um fluxo entre duas regiões, conectadas por troncos paralelos de transmissão CA e transmissão CC, que segue em um sentido no tronco CC e, no sentido oposto, no tronco CA (EPE, 2023d). A Figura 23 ilustra uma operação com fluxo circulante.

Figura 23 – Esquemático do sentido dos fluxos em operação coerente e com fluxo circulante

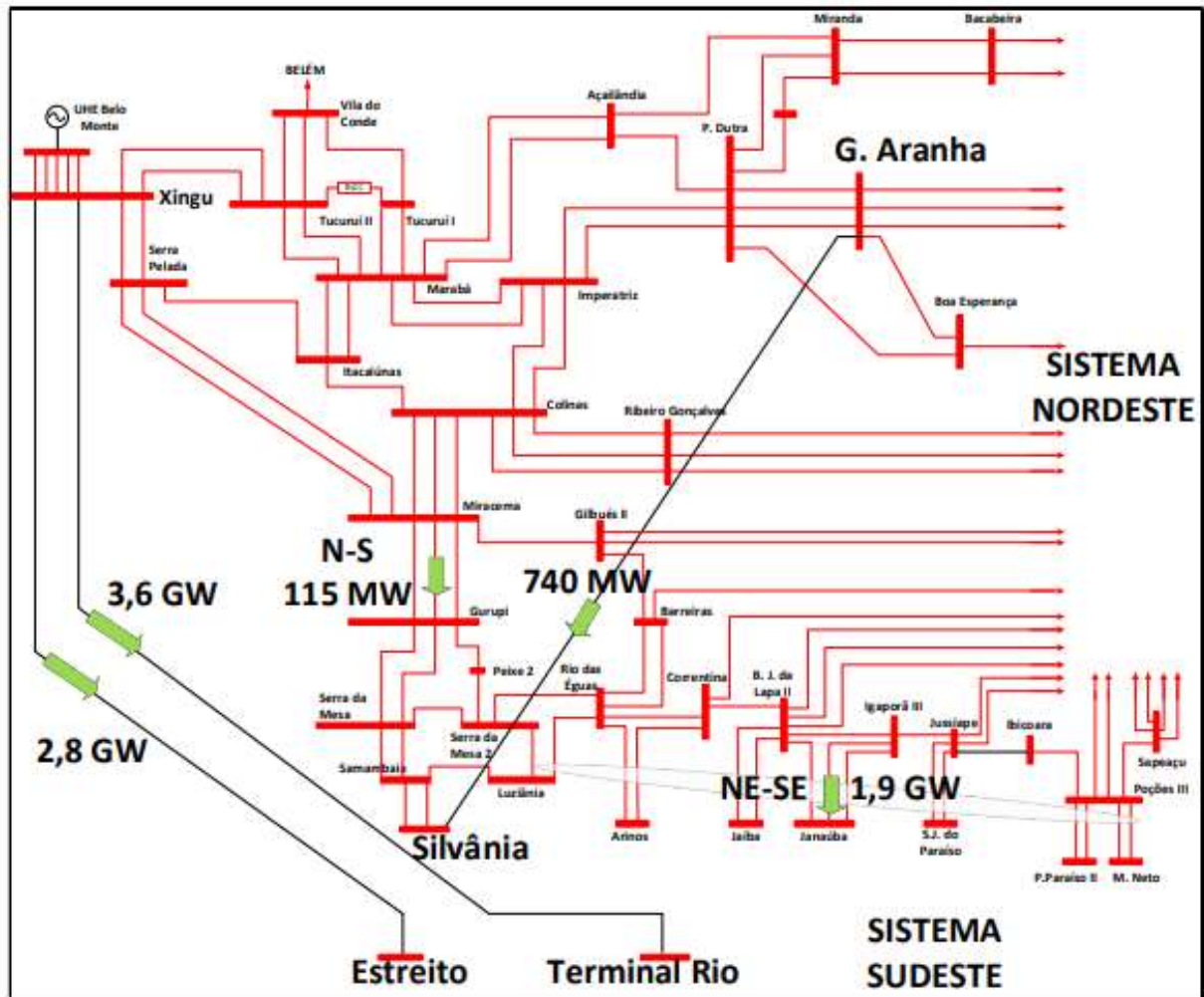


Fonte: EPE (2023d).

Na Figura 23, estão representados os quatro troncos de interligação que conectam as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, sendo a transmissão em dois desses troncos (em azul) em corrente contínua e, nos outros dois (em vermelho), em corrente alternada. Os elos HVDC conectam a subestação Xingu ao Sudeste por dois bipolos e a subestação Graça Aranha ao Centro-Oeste por um bipolo. Paralelos a esses bipolos há dois troncos em corrente alternada em 500 kV, sendo eles conexões entre o Norte e o Sudeste e o Nordeste e o Sudeste. No diagrama à esquerda, tem-se um cenário ideal de condição de operação, sem *loop flow*, ou seja, com o fluxo entre regiões fluindo na mesma direção tanto no tronco CA quanto no tronco CC. Já no diagrama à direita, ocorre um caso de *loop flow*, no qual nos troncos CC o fluxo se dá na direção Norte/Nordeste para Sudeste/Centro-Oeste, enquanto nos troncos CA, o fluxo se dá na direção Sudeste/Centro-Oeste para Norte/Nordeste (EPE, 2023d).

Para evitar que tal cenário ocorra com a inserção do elo Graça Aranha / Silvânia, os bipolos já existentes no SIN devem ser considerados ao se planejar a operação desse novo bipolo. Por exemplo, em um cenário de carga leve, no período úmido, com elevada geração hidráulica no Norte e baixa geração eólica no Nordeste, os estudos apontam que os bipolos Xingu / Estreito e Xingu / Terminal Rio devem estar mais carregados que o bipolo Graça Aranha / Silvânia, visto que, nesse caso, a geração da região Norte é bem superior à da região Nordeste. Além disso, por tratar-se do patamar de carga leve, a exportação total do Norte/Nordeste está reduzida em relação ao máximo de sua capacidade. A Figura 24 mostra um diagrama de um cenário de operação coerente, ou seja, sem *loop flow* — nota-se que Xingu / Estreito e Xingu / Terminal Rio estão mais carregados (2,8 GW e 3,6 GW, respectivamente) do que Graça Aranha / Silvânia (740 MW), ocasionando o fluxo em todos os troncos a fluir no sentido Norte-Sul, inclusive nas linhas de transmissão em corrente alternada (EPE, 2023d).

Figura 24 – Diagrama da interligação Norte-Nordeste-Sudeste sem *loop flow*



Fonte: EPE (2023d).

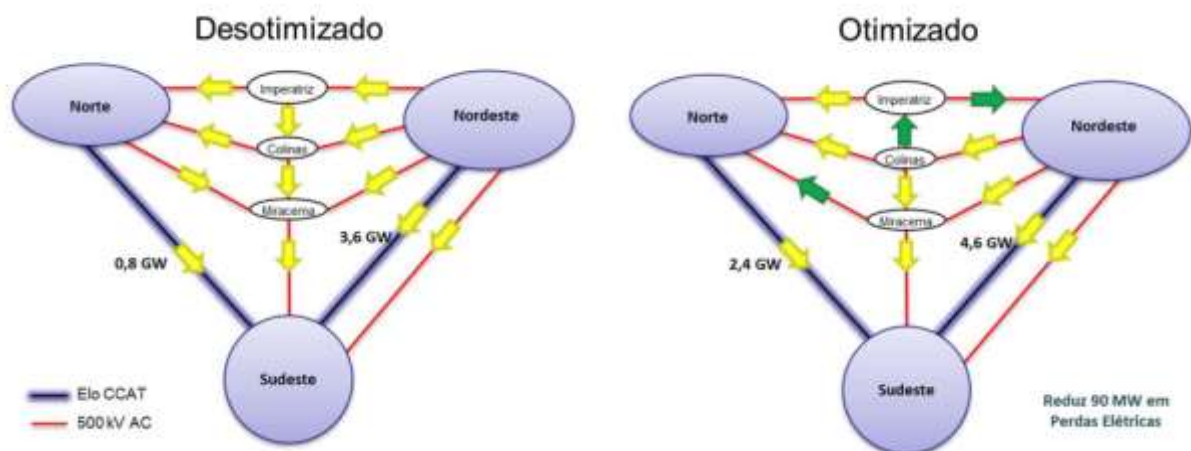
5.2 Operação desotimizada

Operação desotimizada é uma condição operativa coerente, ou seja, sem fluxo circulante, mas com perdas elétricas que poderiam ser reduzidas sob melhores configurações (EPE, 2023d).

A Figura 25 auxilia no entendimento de como o *setpoint* de potência nos bipolos de Graça Aranha e de Xingu podem alterar as perdas elétricas e interferir no sentido dos fluxos das linhas de transmissão em corrente alternada na sua vizinhança, sendo que o exemplo leva em consideração os circuitos de 500 kV Miracema / Colinas / Imperatriz / Presidente Dutra / Graça Aranha num cenário de período seco, no qual a mudança no sentido do fluxo na LT 500 kV Colinas / Imperatriz e na LT Imperatriz /

Presidente Dutra (representada no diagrama pela ligação Imperatriz / Nordeste) é o suficiente para trazer a operação ao ponto de menor perda elétrica (90 MW de redução de perdas elétricas). Para ocorrer tal mudança, no entanto, foi necessária a alteração do *setpoint* de potência dos bipolos Xingu (representado no diagrama pela ligação Norte/Sudeste) e Graça Aranha (representado no diagrama pela ligação Nordeste/Sudeste) (EPE, 2023d).

Figura 25 – Esquemático do sentido de fluxos desotimizado e otimizado nas interligações Norte-Nordeste-Sudeste



Fonte: EPE (2023d).

Embora esse ponto de operação possa parecer contraintuitivo sob o aspecto geográfico — visto que a região Nordeste exporta energia para a região Sudeste e, no período seco, que é o caso desse cenário, também para a região Norte —, essa é uma condição operativa possível e ideal devido à presença dos circuitos paralelos que levam energia do Nordeste à subestação de Graça Aranha (MA), na qual se conectará o elo Graça Aranha / Silvânia. Dessa forma, a conexão do futuro bipolo se mostra um caminho de menor impedância para o escoamento do fluxo para a região Sudeste, quando comparado à própria rede CA composta pelo eixo já existente Imperatriz / Colinas / Miracema / Gurupi / Serra da Mesa, conhecido como Norte-Sul. O mesmo raciocínio se aplica ao fluxo entre Miracema e a região Norte, pois as linhas que conectam a subestação de Miracema às retificadoras dos bipolos de Xingu também formam um caminho de menor impedância para escoamento do fluxo para o Sudeste se comparado à rede CA do eixo Miracema / Gurupi / Serra da Mesa (EPE, 2023d).

5.3 Modulação diária do bipolo Graça Aranha / Silvânia e a flexibilidade operativa para a região Nordeste

O Elo de Corrente Contínua 800 kV Graça Aranha / Silvânia difere dos bipolos Itaipu e Madeira por se propor a aumentar a capacidade de exportação do Norte/Nordeste sem, entretanto, estar associado a uma grande usina, o que o faz nesse ponto similar aos bipolos Xingu / Estreito e Xingu / Terminal Rio, os quais estão inseridos numa rede malhada — ainda que, nos períodos úmidos, os bipolos de Xingu escoem predominantemente energia da UHE Belo Monte (EPE, 2023d).

Como o bipolo de Graça Aranha tem essa característica única entre os elos HVDC no Brasil de escoar o excedente de energia de uma região sem seguir o despacho regular de uma usina durante o ano inteiro, sua operação traz um grande benefício para o SIN, isto é, uma operação que acompanhe a variação horária de exportação das regiões Norte e Nordeste — variação esta que está intrinsecamente associada às fontes renováveis locais (EPE, 2023d).

Ademais, esse bipolo também proporcionará maior flexibilidade operativa à região Nordeste, como nos casos de manutenção do perfil de tensão em diferentes áreas. A região metropolitana de Salvador — a capital baiana é um centro de carga muito importante, além de estar localizada próxima a um eixo da interligação regional Nordeste-Sudeste —, por exemplo, poderá ter a manutenção de seu nível de tensão, num cenário de carga pesada, por meio do desvio do fluxo de potência do eixo Nordeste-Sudeste para o bipolo Graça Aranha / Silvânia, numa configuração que funcionaria como um *bypass* da área elétrica da capital baiana, coletando energia de estados do Nordeste geograficamente acima da Bahia e entregando diretamente para o Sudeste por meio do bipolo (EPE, 2023d).

5.4 Margem de segurança para a Norte

Para casos de condição de rede degradada na região Norte, o bipolo Graça Aranha / Silvânia traz uma grande vantagem ao permitir que a região Norte ainda exporte energia no período úmido para o Sudeste, mesmo com o bipolo Xingu / Estreito indisponível (Rizzotto; Teixeira; Cabral, 2023).

Isso ocorre porque o bipolo Graça Aranha / Silvânia permitirá drenar o excedente de energia da região Norte, desviando-o do tronco de 500 kV (linhas de transmissão CA) do eixo Norte-Sul, o qual estaria sobrecarregado na ausência do bipolo Xingu / Estreito. Vale ressaltar que o tronco em 500 kV conhecido como Norte-Sul é atualmente o maior fator limitante do intercâmbio da região Norte (Rizzotto; Teixeira; Cabral, 2023).

Os estudos da EPE apontam que, nesse cenário exposto, o fluxo que chegaria até a conversora de Graça Aranha seria de 3950 MW — o que é aproximadamente equivalente à capacidade do indisponível bipolo Xingu / Estreito — mais 1 GW proveniente da região Nordeste, pois o período úmido no Norte coincide com uma significativa geração eólica na região Nordeste (Rizzotto; Teixeira; Cabral, 2023).

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Como a primeira parte deste estudo consistiu em uma exposição das tecnologias de conversão HVDC LCC e VSC, iniciou-se a pesquisa pela busca de fontes que continham a descrição desses tipos de conversores para que, em seguida, fosse possível entender seu funcionamento e principais características e explicá-las neste trabalho. Logo a seguir, foi feita uma pesquisa em artigos científicos e publicações oficiais de empresas da área de energia, publicadas recentemente, sobre obras planejadas de HVDC ao redor do mundo, com o intuito de apresentá-las neste estudo como forma de contextualizar onde está o estado da arte do HVDC em escala mundial atualmente.

O passo seguinte foi pesquisar os programas da EPE e fazer um levantamento das obras HVDC previstas para os próximos anos, focando principalmente no projeto mais avançado, que é o bipolo Nordeste I, e evidenciando os benefícios que essa LT trará ao sistema segundo os estudos também da EPE.

Sendo assim, pode-se notar, em face do que foi exposto neste trabalho, que a tecnologia de conversão LCC, embora esteja perdendo espaço no exterior para a tecnologia VSC, ainda está significativamente distante de ser introduzida nos projetos HVDC do Brasil, uma vez que, além da tomada de subsídios realizada pela EPE para incentivar estudos do VSC, não há nenhuma iniciativa de empresas brasileiras, no que diz respeito aos projetos previstos no PET e PELP, de optar pelo LCC em vez do VSC.

A tecnologia VSC, ainda que tenha vantagens técnicas em relação ao LCC, apresenta alguns fatores limitantes para sua implantação no SIN, como a menor capacidade transmissão de potência do que o LCC — o que não se mostra um problema para os elos CC de potências menores como os implementados na Europa, como pôde-se perceber pelos projetos HVDC-VSC citados neste trabalho, cujas potências serão no máximo 2 GW — e o custo mais alto que geralmente vem atrelado a uma nova tecnologia, enquanto o LCC, mais consolidado, possui um custo relativamente menor. Com isso, tanto o Elo de Corrente Contínua de 800 kV Graça Aranha / Silvânia quanto o bipolo Nordeste II já foram planejados e modelados para a tecnologia LCC.

Em relação ao elo Graça Aranha / Silvânia, sua contribuição para o SIN se dará sobretudo na redução de riscos e no aumento da segurança operativa do sistema, como foi demonstrado pelos estudos que atestam sua eficiência em garantir a exportação do excedente de energia da região Norte mesmo com a queda do bipolo Xingu / Estreito, bem como na maior flexibilidade para as interligações Norte-Sudeste e Nordeste-Sudeste que esse bipolo proporcionará, uma vez que sua operação poderá ser modulada de acordo com a variação horária de geração das fontes intermitentes no Nordeste, pois, unicamente para um elo CC em território brasileiro, esse bipolo não estará associado ao despacho de nenhuma usina específica.

Isto posto, percebe-se que os objetivos específicos de explicar o funcionamento do HVDC e apresentar e caracterizar as principais tecnologias de conversão, LCC e VSC, bem como as obras HVDC existentes no Brasil e aquelas previstas para entrarem em operação ao redor mundo, foram atingidos, pois, com a exposição das obras HVDC existentes em território brasileiro, pode-se depreender que o HVDC no Brasil é uma tecnologia já estabelecida e ainda com excelentes prospectos para o futuro, vistos os dois projetos planejados de grande porte que preveem a sua utilização. No entanto, nota-se que, ao se tratar da tecnologia de conversão empregada, o país ainda fica para trás se comparado sobretudo aos projetos HVDC na Europa, como pôde ser constatado no capítulo 4.

O último objetivo do trabalho foi expor os critérios utilizadas para a definição dos pontos de conexão dos terminais inversor e retificador do bipolo Nordeste I e os benefícios que sua implantação proporcionará ao SIN. Conclui-se, portanto, que a implantação dessa nova linha de transmissão não só ampliará a capacidade de intercâmbio de energia entre os subsistemas do SIN, como também agregará na busca por um sistema mais confiável e seguro. Outrossim, esse projeto, como sendo o primeiro projeto HVDC portador de características únicas — tais como a não associação a nenhuma usina e o fato de ser o primeiro elo CC na região Nordeste — pode servir como um precedente para posteriores expansões e ampliações do SIN envolvendo linhas de transmissão HVDC, sobretudo na questão da lida com as fontes renováveis.

À vista disso, entende-se que o objetivo geral deste trabalho de realizar uma análise do HVDC no Brasil e expor quais foram os critérios que levaram à

projeção do Elo de Corrente Contínua 800 kV Graça Aranha / Silvânia e os benefícios que esse elo CC trará para o SIN foi, portanto, alcançado.

6.1 Sugestões para trabalhos futuros

Como trabalhos futuros que abordem o mesmo tema ou temas similares, sugerem-se as seguintes opções:

- a) análise dos benefícios que a implantação do bipolo Nordeste II trará ao SIN;
- b) estudo de curto-circuito no ANAFAS com os dados disponíveis na página "Bases de Dados dos Estudos de Planejamento do Bipolo Graça Aranha - Silvânia" no site da EPE;
- c) análise da operação e das falhas dos bipolos Xingu / Estreito e Xingu / Terminal Rio, de modo a realizar-se um paralelo entre a operação desses bipolos e a operação dos futuros bipolos Nordeste I e Nordeste II;
- d) verificação dos ganhos de redução em *curtailment* e *constrained-off* para os parques eólicos e solares do Nordeste com a entrada em operação do bipolo Nordeste I;
- e) análise do atual estado da tecnologia de conversão VSC no mundo.

REFERÊNCIAS

- ALASSI, Abdulrahman; BAÑALESA, Santiago; ELLABBANA, Omar; ADAMB, Grain; MACLVERB, Callum. HVDC Transmission: Technology Review, Market Trends and Future Outlook. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Amsterdam, set. 2019. Disponível em: https://strathprints.strath.ac.uk/68378/1/Alassi_etal_RSER_2019_HVDC_transmission_technology_review_market_trends_and_future_outlook.pdf. Acesso em: 7 abr. 2024.
- ALMEIDA, J. L. A. **Dispositivos Semicondutores: Tiristores – Controle de Potência em CC e CA**, Coleção Estude e Use, Série Eletrônica Analógica, Editora Érica, São Paulo, 1996.
- AMPRION. **Hitachi energy wins over 2 billion euros order from Amprion**, 20 dez. 2024. Disponível em: https://www.amprion.net/Press/Press-Detail-Page_76673.html. Acesso em: 21 jun. 2025.
- AMPRION. **Amprion awards converter stations to Siemens Energy und Dragados Offshore**, 10 jan. 2023. Disponível em: https://www.amprion.net/Press/Press-Detail-Page_48512.html. Acesso em: 4 jul. 2025.
- AMPRION. **BalWin1 & BalWin2: Grid connections in Southern Lower Saxony and Northern North Rhine-Westphalia**, 2025a. Disponível em: <https://offshore.amprion.net/Projects/BalWin1-BalWin2/>. Acesso em: 4 jul. 2025.
- AMPRION. **BalWin1 and BalWin2: Start of production for Amprion's first 2-Gigawatt converter platforms**, 12 jun. 2025b. Disponível em: https://www.amprion.net/Press/Press-Detail-Page_82432.html. Acesso em: 4 jul. 2025.
- ANAYA, N; PULGARIN, J. D.; ARCILA, J.; CEBALLOS, E.; OSPINA, E. HVDC en Suramérica: Interconexiones regionales, tendencias y desafíos técnicos. *In: XX ERIAC*, vigésimo encuentro, Regional Ibero-americano de Cigre, maio 2025, Ciudad del Este, Paraguay, **Anais** [...] Ciudad del Este, Paraguay, 2025. Acesso em: 21 jun. 2025.
- ANEEL. **Processo nº 48500.000529/2023-13**. Aprovação do Edital do Leilão nº 2/2023-ANEEL (Leilão de Transmissão), incluindo o objeto, as Receitas Anuais Permitidas e os Anexos Técnicos correspondentes a empreendimentos de transmissão de energia elétrica, consolidado após avaliação das contribuições apresentadas na Consulta Pública nº 8/2023, ago. 2023. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/adsp20232681_1.pdf. Acesso em 21 jun. 2025.
- ARAÚJO, Brenner E. S.; Campos, Geraldo M. O.; Alcântara, Ícaro M. N.; TEIXEIRA, Luismar B.; BRANDÃO, José M. N.; LIMA, Nikolas S.; OLIVEIRA, Vítor, L. **Tiristores na indústria**. Desenvolvimento de Circuitos Eletrônicos, Tecnologia em Automação Industrial, Faculdade de Tecnologia Senai Ítalo Bologna, Goiânia, 2025. Disponível:

https://www.academia.edu/8060954/TIRISTORES_NA_IND%C3%A9ASTRIA. Acesso em: 21 jun. 2025.

ARAÚJO, Luiz Antonio Prézia de. Novas tecnologias para estudo de corredores e traçados de linhas de transmissão. *In: XIX SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA*, 17 out. 2007, Rio de Janeiro. **Anais** [...] Rio de Janeiro: XIX SNTPEE, 2007. Disponível em: <https://www.cgti.org.br/publicacoes/wp-content/uploads/2016/03/NOVAS-TECNOLOGIAS-PARA-ESTUDO-DE-CORREDORES-E-TRAC%C3%A7ADOS-DE-LINHAS-DE-TRANSMISSA%C3%83O.pdf>. Acesso em: 5 jul. 2025.

BAHRMAN, M. P. HVDC Transmission Overview. *In: IEEE PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION*, 2008, Chicago, IL, USA. **Anais** [...] Chicago: IEEE, 2008. Disponível em: <https://ieeexplore-ieee.org.ez130.periodicos.capes.gov.br/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=4517304>. Acesso em 7 abr. 2024.

BROADCAST AGÊNCIA ESTADO. Energia em Debate com Ramon Haddad, vice-presidente da State Grid Brazil Holding. **Youtube**, 23 fev. 2024. 29m30s. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=W6WZH3G7J2M&t=193s>. Acesso em: 19 jun. 2025.

CASTERÁS, Leonardo. Situación actual del sistema eléctrico: Posibilidades de implementación de transmisión en corriente continua, **Instituto Argentino de la Energía**, Argentina, 12 nov. 2020. Disponível em: <https://www.iae.org.ar/wp-content/uploads/2020/11/Charla-HVDC-IAE-Casteras-Noviembre-2020-Rev.00.pdf>. Acesso em: 4 jun. 2025.

CEPEL. **Elos de Corrente Contínua LCC**, 4 jul. 2024. Disponível em: <https://see.cepel.br/manual/anatem/equipamentos/elosCC/conversores.html>. Acesso em: 10 jul. 2024.

CGT Eletrosul. **Conversora de Frequência Uruguaiana chega aos 26 anos**, 12 set. 2020. Disponível em: <https://www.cgteletrosul.com.br/sala-de-imprensa/noticias/conversora-de-frequencia-uruguaiana-chega-aos-26-anos>. Acesso em: 21 jun. 2025.

CHEAH-MANE, Marc; SONG, Jie; FERRER-SAN-JOSE, Ricard; PRIETO-ARAUJO, Eduardo; GOMIS-BELLMUNT, Oriol. Analysis of Hybrid LCC-VSC HVDC Transmission System Configurations. **IET Conference Proceedings**, Reino Unido, 2019. Disponível em: <https://ieeexplore-ieee.org.ez130.periodicos.capes.gov.br/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=8690284>. Acesso em: 8 abr. 2024.

CONEXIÓN KIMAL-LO AGUIRRE. **Direct Current HVDC Technology**, 2025. Disponível em: <https://www.conexionenergia.com/en/communities/hdvc-technology/>. Acesso em: 4 jul. 2025.

CONCEIÇÃO, Renato Tomaz. **Avaliação de desempenho da operação conjunta de múltiplos conversores considerando falhas de comutação sucessivas**. 2018.

57 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Curso Superior de Engenharia Elétrica) - Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, fev. 2018. Disponível em: <http://www.repositorio.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10023265.pdf>. Acesso em: 21 jun. 2025.

DATA BRIDGE MARKET RESEARCH. **Global High Voltage Direct Current (HVDC) Transmission Market Size, Share, and Trends Analysis Report – Industry Overview and Forecast to 2032**, Semiconductors and Electronics, jul. 2023. Disponível em: <https://www.databridgemarketresearch.com/reports/global-hvdc-transmission-market>. Acesso em: 11 ago. 2025.

DE MENEZES, Victor Prangiel. **Linhas de Transmissão de Energia Elétrica: Aspectos Técnicos, Orçamentários e Construtivos**. 2015. 87 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Curso Superior de Engenharia Elétrica) - Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015. Disponível em: <https://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10015383.pdf>. Acesso em: 10 jul. 2024.

DUPCZAK, Bruno S. **Tiristores**. Apresentação de slides do Curso Superior de Engenharia Elétrica, Instituto Federal de Santa Catarina — Campus Florianópolis, 2025.

EPE. **Aumento da capacidade de transmissão da Interligação entre as Regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste para Escoamento de Excedentes de Energia das Regiões Norte e Nordeste: Bipolos A e B**, 29 fev. 2016. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-276/topico-623/EPE-DEE-RE-020_2016-rev0%20\(Bipolos%20A%20e%20B\)%20-%2029fev2016.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-276/topico-623/EPE-DEE-RE-020_2016-rev0%20(Bipolos%20A%20e%20B)%20-%2029fev2016.pdf). Acesso em 4 jun. 2025.

EPE. **EPE realizará Tomada de Subsídios para avaliação da possibilidade de aplicação da tecnologia HVDC-VSC no SIN**, dez. 2023a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-realizara-tomada-de-subsidios-para-avaliacao-da-possibilidade-de-aplicacao-da-tecnologia-hvdc-vsc-no-sin>. Acesso em: 8 abr. 2024.

EPE. **Programa de Expansão da Transmissão (PET/PELP)**, dez. 2023b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/programa-de-expansao-da-transmissao-pet-plano-de-expansao-de-longo-prazo-pelp-ciclo-2023-2-semester>. Acesso em: 21 abr. 2024.

EPE. **Leilão de Transmissão nº 002/2023**. EPE, 2023c. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes-de-transmissao/leilao-de-transmissao-n-002-2023>. Acesso em: 21 jun. 2025.

EPE. Bases de Dados dos Estudos de Planejamento do Bipolo Graça Aranha – Silvânia, **Estudo de expansão das interligações regionais – Parte II: Expansão da capacidade de exportação da região Norte/Nordeste**, jan. 2023d. Disponível em:

<https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/bases-de-dados-dos-estudos-de-planejamento-do-bipolo-graca-aranha-silvania>. Acesso em: 21 jun. 2025.

EPE. **Estudos para a expansão da transmissão:** Atendimento à Região Central do Estado de Goiás, 2 maio 2019. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-276/topico-467/EPE-DEE-RE-027-2019-rev0-Atendimento%20a%20regi%C3%A3o%20central%20de%20Goi%C3%A1s.pdf>. Acesso em: 21 jul. 2025.

EPE. **Plano Nacional de Energia - 2050**, dez. 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/Relatorio%20Final%20do%20PNE%202050.pdf>. Acesso em: 10 jul. 2024.

EPE. Estudos de Planejamento da Transmissão, **Estudo de expansão das interligações regionais – Parte II:** Expansão da capacidade de exportação da região Norte/Nordeste, dez. 2022a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/relat%C3%B3rios-r1>. Acesso em: 10 jul. 2024.

EPE. Bases de Dados dos Estudos de Planejamento do Bipolo Graça Aranha – Silvânia, **Estudo de Expansão das Interligações Regionais - Parte II:** Expansão da Capacidade de Exportação da Região Norte/Nordeste (Análise Socioambiental Preliminar no Âmbito do Relatório R1), 31 mar. 2022b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Paginas/Relat%C3%B3rios-R1.aspx>. Acesso em: 5 jul. 2025.

EPE. **Estudos para a expansão da transmissão:** Expansão das interligações regionais (Diagnóstico Inicial), jul. 2021a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-618/EPE-DEE-NT-072-2021-r0-Expansao%20das%20Interligacoes%20Regionais%20-%20Diagnostic.pdf>. Acesso em: 5 jul. 2025.

EPE. **Banco de Preços de Referência da ANEEL:** Atualização dos Valores para a Data-Base Março de 2021, 30 abr. 2021b. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-590/Informe%20T%C3%A9cnico_Banco%20de%20Pre%C3%A7os_mar2021.pdf. Acesso em: 5 jul. 2025.

EPE; ONS. **Modernização do Sistema CCAT de Itaipu:** Considerações quanto a aspectos eletroenergéticos e técnicos, nº EPE-DEE-NT-099/2019-rev1 ONS NT 0118/2019, 19 jun. 2020a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-276/topico-525/NT%28EPE-ONS%29-Moderniza%C3%A7%C3%A3o%20Itaipu-CCAT.pdf>. Acesso em: 21 jun. 2025.

EPE; ONS. **Concessão da conversora de frequência de Uruguiana**, 22 jun. 2020b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados->

[abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-276/topico-525/EPE-DEE-NT-036-2020_Conversora%20Uruguiana.pdf](#). Acesso em: 19 maio 2025.

FAIRLEY, Peter. HVDC Networks Come to Europe. **IEEE Spectrum**, 28 dez. 2023. Disponível em: <https://spectrum.ieee.org/multiterminal-hvdc-networks>. Acesso em 11 ago. 2023.

FRAGA JÚNIOR, Antônio Luis; CASTRO, Caio Augusto Goulart; DOS REIS, José Afonso Cauvillia; DE FREITAS, Danilo Rufino; SILVA JÚNIOR, Sidinei Ferreira. **Sistemas de Transmissão HVDC: Benefícios e Desafios**. 2022. 5 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Curso Superior em Engenharia Elétrica) - Faculdade Una Pouso Alegre, Pouso Alegre, Minas Gerais, 2022. Disponível em: <https://repositorio-api.animaeducacao.com.br/server/api/core/bitstreams/8188fd49-3585-43a8-a9f7-38bc1f9ec25b/content>. Acesso em: 9 jul. 2024.

GARCIARIVAS, Rafael Sanchez; GONZALEZ, Diego Rasilla; NAVARRO, Javier Agustin; SORIANO, Luis Arturo; RUBIO, José de Jesús; GOMEZ, Maria Victoria; GARCIA, Victor; PACHECO, Jaime. VSC-HVDC and Its Applications for Black Start Restoration Processes. **Applied Sciences**, Suíça, 18 jun. 2021. Disponível em: <https://www.mdpi.com/2076-3417/11/12/5648>. Acesso em: 9 jul. 2024.

GE VERNOVA. **GE Vernova and Seatrion Consortium Awarded Third Contract to Build HVDC System for TenneT's Offshore Wind Project in the Netherlands**, 7 jun. 2024. Disponível em: <https://www.gevernova.com/grid-solutions/news-press/ge-vernova-and-seatrion-consortium-awarded-third-contract-build-hvdc-system-tennets>. Acesso em: 21 jun. 2025.

GE VERNOVA. **Two GE-Led Consortiums in Agreement with TenneT for the Award of Contracts Totaling Approx. 10 Bln Euros to Build State-of-the-Art HVDC Systems for TenneT's 2GW Program in the Netherlands and Germany**, 30 mar. 2023. Disponível em: <https://www.gevernova.com/grid-solutions/news-press/two-ge-led-consortiums-agreement-tennet-award-contracts-totaling-approx-10-bln-euros>. Acesso em: 22 jun. 2025.

HART, Daniel W. **Power Electronics**. Estados Unidos: McGraw-Hill, 2011. Disponível em: https://students.aiu.edu/submissions/profiles/resources/onlineBook/e5Y5N8_Power%20Electronics%20Hart.pdf. Acesso em: 19 maio 2025.

HITACHI. **HVDC Classic (LCC)**, 2024a. Disponível em: <https://www.hitachienergy.com/br/pt/products-and-solutions/hvdc/hvdc-classic>. Acesso em: 9 jul. 2024.

HITACHI. **Korridor B**, 2025. Disponível em: <https://www.hitachienergy.com/news-and-events/customer-stories/korridor-b>. Acesso em: 19 jun. 2025.

HITACHI, **Hitachi Energy's HVDC technology to power Marinus Link, a key step toward Australia's Net Zero ambitions**, 23 maio 2024b. Disponível em: <https://www.hitachienergy.com/news-and-events/press-releases/2024/05/hitachi->

[energy-hvdc-technology-to-power-marinus-link-a-key-step-toward-australia-s-net-zero-ambitions](#). Acesso em: 19 maio 2025.

HUNTON. **The Renaissance of HVDC for a Low Carbon Future**, 30 abr. 2025. Disponível em: <https://www.hunton.com/insights/legal/the-renaissance-of-hvdc-for-a-low-carbon-future-part-1>. Acesso em: 19 maio 2025.

HUSSEIN, Israa Ismael; ESSALLAH, Sirine; KHEDHER, Adel. The Impact of HVDC on the Current and Future Energy Markets. **International Journal of Electrical and Electronic Engineering & Telecommunications**, 6 nov. 2022. Disponível em: <https://www.ijeetc.com/index.php?m=content&c=index&a=show&catid=228&id=1666>. Acesso em: 9 jul. 2024.

IE MADEIRA. **A linha de transmissão de energia elétrica com a grandeza do Brasil**, 2023. Disponível em: <https://iemadeira.com.br/>. Acesso em: 7 ago. 2025.

INGENER. **ET 500 kV Conversora de Frecuencia de Melo 50/60HZ**, Uruguai, 2018. Disponível em: <https://www.ingener.com/casos/conversora-de-frecuencia-melo-50-60hz/>. Acesso em: 21 jun. 2025.

ISA. **Interconexión eléctrica Colombia-Panamá recibe recursos internacionales para sus estudios**, 12 dez. 2019. Disponível em: <https://www.isa.co/es/press/interconexion-electrica-colombia-panama-recibe-recursos-internacionales-para-sus-estudios/>. Acesso em: 4 jul. 2025.

ITAIPU BINACIONAL. **A energia de Itaipu é entregue aos sistemas interligados do Brasil e do Paraguai**. Transmissão, 2025. Disponível em: <https://www.itaipu.gov.br/energia/transmissao>. Acesso em: 18 jun. 2025.

JOVCIC, Dragan; AHMED, Khaled. **High-voltage direct-current transmission: converters, systems and DC grids**. Reino Unido: John Wiley & Sons, Ltd, 2015.

KALAIR, A.; ABAS, N.; KHAN, N. Comparative study of HVAC and HVDC transmission systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Amsterdam, 4 fev. 2016. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com.ez130.periodicos.capes.gov.br/science/article/pii/S1364032115016718?via%3Dihub>. Acesso em: 9 jul. 2024.

LARSON, Aaron. High-Voltage Power Transmission Projects Are Booming Around the World. **Power Magazine**, Suécia, 26 jun. 2024. Disponível em: <https://www.powermag.com/high-voltage-power-transmission-projects-are-booming-around-the-world/>. Acesso em: 19 maio. 2025.

LEBRE, José Rafael; PORTUGAL, Paulo Max Maciel; WATANABE, Edson Hirokazu. Hybrid HVDC (H²VDC) System Using Current and Voltage Source Converters. **Power Electronics and Power Quality**, Portugal, maio 2018. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/6/1323>. Acesso em: 7 abr. 2024.

MARINUS LINK. **Marinus Link**, 2025. Disponível em: <https://www.marinuslink.com.au/>. Acesso em: 19 jun. 2025.

MME. Políticas, Marcos Regulatorios e Iniciativas para el Avance de la Integración Energética en América Latina y Caribe. **VII Foro de Integración Energética Regional**, 2012. Lima, Peru, 13 nov. 2012. Disponível em: https://slideplayer.com.br/slide/34460/#google_vignette. Acesso em: 21 jun. 2025.

MME; EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2030**, 2021. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/PDE%202030_RevisaoPosCP_rv2.pdf. Acesso em: 5 jul. 2025.

MORDOR INTELLIGENCE. **Tamanho do mercado de sistemas de transmissão de corrente contínua de alta tensão (HVDC) da América do Sul e Central e análise de ações** - Tendências e previsões de crescimento (2024 – 2029), 2024. Disponível em: <https://www.mordorintelligence.com/pt/industry-reports/south-central-america-high-voltage-direct-current-hvdc-transmission-systems-market-industry>. Acesso em: 9 jul. 2024.

NAMI, Alireza; LIANG, Jiaqi; DIJKHUIZEN Frans; DEMETRIADES, Georgios D. Modular Multilevel Converters for HVDC Applications: Review on Converter Cells and Functionalities. **IEEE Transactions on Power Electronics**, Nova Iorque, jan. 2015. Disponível em: https://library.e.abb.com/public/c6860b4cae3745d58e80da44104a194f/Modular%20Multilevel%20Converter_Review.pdf. Acesso em: 9 abr. 2024.

NEVES, Ana Barbara Fernandes; KÜSEL, Bernard Fernandes; ZARONI, Delfim Maduro; PADOVANI, Edinoel; AMBONI, Guilherme Pereira de Melo; E SILVA, Kleber Melo; DA SILVA, Roberto Luiz Bernardo; ONS; UnB. Desafios na operação dos Bipolos ± 800 kV Xingu/Estreito e Xingu/Terminal Rio. In: XXV SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 13 nov. 2019, Belo Horizonte. **Anais** [...] Belo Horizonte: XXV SNPTEE, 2019. Disponível em: [https://lapse.unb.br/publications/national_conferences/\[2019\]%20Ana%20Barbara%20-%20Desafios%20na%20opera%C3%A7%C3%A3o%20dos%20bipolos%20do%20Xingu.pdf](https://lapse.unb.br/publications/national_conferences/[2019]%20Ana%20Barbara%20-%20Desafios%20na%20opera%C3%A7%C3%A3o%20dos%20bipolos%20do%20Xingu.pdf). Acesso em: 5 jun. 2025.

NORTE ENERGIA. **UHE Belo Monte**, 2025. Acesso em: <https://www.norteenergiasa.com.br/uhe-belo-monte/complexo-hidreletrico/belo-monte>. Acesso em: 16 jun. 2025.

ONI, Oluwafemi E.; MBANGULA, Kamati I.; DAVIDSON Innocent E. A Review of LCC-HVDC and VSC-HVDC Technologies and Applications. **Transactions on environment and electrical engineering**, Polônia, set. 2016. Disponível em: <https://teee.eu/index.php/TEEE/article/view/29>. Acesso em: 7 abr. 2024.

ONS. **Regulamento Internacional de Operação ONS/CAMMESA**, 16 abr. 2024. Disponível em: <https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F6.%20Regulamentos%20Internacionais%20-%20SM%205.15%2F6.1.%20Interconex%C3%A3o%20com%20a%20Argentina%2F>

6.1.1. [Regulamento Internacional de Operação ONS/C3%A7%C3%A3o%20ONS%20-%20CAMESA%20FRI-AR.ON.01_Rev.07.pdf](#). Acesso em: 21 jun. 2025.

ONS. **Relatório de Intercâmbio Internacional**, nov. 2021a. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Relat%C3%B3rio%20de%20Intercambio%20Internacional%20Julho%202022.pdf>. Acesso em: 21 jun. 2025.

ONS. **Regulamento Internacional de Operação ONS/ADME**, 20 abr. 2021b. Disponível em: https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F6.%20Regulamentos%20Internacionais%20-%20SM%205.15%2F6.2.%20Interconex%C3%A3o%20com%20o%20Uruguai%2F6.2.1.%20Regulamento%20Internacional%20de%20Opera%C3%A7%C3%A3o%20ONS%20-%20ADME%2FRI-UR.ON.02_Rev.02.pdf. Acesso em: 19 jun. 2025.

ONS. **Plano da operação elétrica de médio prazo do SIN: ciclo 2024 – 2028**, 2023. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Revista%20PARPEL%202023-3-Fev24%20VF.pdf>. Acesso em: 21 jun. 2025.

PEREZ, Marcelo A.; CEBALLOS, Salvador; KONSTANTINOU, Georgios; POU, Josep; AGUILERA, Ricardo P. Modular Multilevel Converters: Recent Achievements and Challenges. **IEEE open journal of the Industrial Electronics Society**, Nova Iorque, fev. 2021. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=9360490>. Acesso em: 8 abr. 2024.

PRESCOTT, Pedro. Transmissão em corrente contínua: impactos do seu uso. **O Estado de São Paulo**, São Paulo, 22 jun. 2020. Disponível em: https://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/37_prescott_2020_06_22.pdf. Acesso em: 21 jun. 2025.

RASHID, Muhammad H. **Power Electronics Handbook**. Canadá: Academic Press, 2001. Disponível: https://eopcw.com/assets/stores/Industrial%20electronics%20and%20applications/lecturenote_881570161RASHID_Power_Electronics_Handbook.pdf. Acesso em: 19 maio 2025.

RBJ. **VSC HVDC Technology Attributes for the Future Power System**. Minnesota Power, 2023. Disponível em: <https://cdn.misoenergy.org/20230531%20PAC%20Item%2008b%20MP%20RBJ%20Presentation629028.pdf>. Acesso em: 20 jul. 2025.

RIZZOTTO, Tiago Campo; TEIXEIRA, Thaís Pacheco; CABRAL, Rodrigo Rodrigues. Bipolo Graça Aranha-Silvânia: Benefícios da solução de planejamento e seus impactos na operação futura do sistema elétrico. *In*: XXVII SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 29 nov. 2023, Brasília. **Anais** [...] Brasília: XXVII SNPTEE, 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados->

[abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-458/topico-707/GPL_0333.pdf](#). Acesso em: 19 maio 2025.

RUDERVALL, Roberto; CHARPENTIER, J.P.; SHARMA, Raghuvver. High Voltage Direct Current (HVDC) Transmission Systems Technology Review Paper. **Energy Week 2000**, Washington, D.C., EUA, 8 mar. 2000. Disponível em: <http://large.stanford.edu/courses/2010/ph240/hamerly1/docs/energyweek00.pdf>. Acesso em: 16 jun. 2025.

SAAD, Muhammad. Challenges of HVDC transmission systems for large offshore wind power plants. **SSRN**, Holanda, 28 abr. 2016. Disponível em: https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2771605. Acesso em: 9 jul. 2024.

SHARMA, Snigdha. Comparison between LCC and VSC. **International Journal of Scientific Research Engineering & Technology**, out. 2013. Disponível em: <https://pt.scribd.com/document/201904720/COMPARISON-BETWEEN-LCC-AND-VSC>. Acesso em: 9 jul. 2024.

SIYAL, Mohsin Ali; MAHESHWARI, Viwak Kella; MEMON, Ahmed Mustafa; MEMON, Lala Rukh; HUSSAIN, Arsalan; MIRJAT, Nayyar Hussain. Techno-Economic Analysis of HVDC Transmission Line Project of China-Pakistan Economic Corridor (CPEC). *In*: 4TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER GENERATION SYSTEMS AND RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES, 18 set. 2018, Islamabad, Paquistão. **Anais** [...] Paquistão: 4TH PGSRET, 2018. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/327980957_Techno-Economic_Analysis_of_HVDC_Transmission_Line_Project_of_China-Pakistan_Economic_Corridor_CPEC. Acesso em: 21 jun. 2025.

SOARES, Carlos Fernando Teodósio; DE MOURA, Guilherme Mello; GARNIER, Guilherme Pastor; SZENDRODI, Rafael Jorge. **O IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor)**. 1993. Departamento de Engenharia Eletrônica, UFRJ. Disponível em: https://www.qta.ufrj.br/grad/01_1/igtb/Pagina_IGBT.htm. Acesso em: 9 jul. 2024.

SOARES, Alexandre Pinhel Soares; CARDOSO, Juarez Neves; LUZ, Guilherme Sarcinelli; ORDONES, Ulisses de Vasconcelos Ordones; ABDO, Ricardo Fraga; NÓBREGA, Alexandre Regis. Investigações sobre o uso de linhas de eletrodos de aterramento de sistemas de corrente contínua em alta tensão (CCAT) para medições de descargas atmosféricas. *In*: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2007, Rio de Janeiro. **Anais** [...] Rio de Janeiro: SNPTEE, 2007. Disponível em: <https://www.cgti.org.br/publicacoes/wp-content/uploads/2016/03/INVESTIGAC%CC%A7O%CC%83ES-SOBRE-O-USO-DE-LINHAS-DE-ELETRODOS-DE-ATERRAMENTO-DE-SISTEMAS-DE-CORRENTE-CONTI%CC%81NUA-EM-ALTA-TENSA%CC%83O-CCAT-PARA-MEDIC%CC%A7O%CC%83ES-DE-DESCARGAS-ATMOSFE%CC%81RICAS.pdf>. Acesso em: 9 jul. 2024.

STATE GRID BRAZIL HOLDING. **State Grid arremata sistema de transmissão de ultra-alta tensão no leilão da ANEEL**, 22 dez. 2023. Disponível em:

<https://stategrid.com.br/state-grid-arremata-sistema-de-transmissao-de-ultra-alta-tensao-no-leilao-da-aneel/>. Acesso em: 21 jun. 2025.

STATE GRID BRAZIL HOLDING. **Mais extenso sistema de ultra-alta tensão brasileiro, linha de transmissão Xingu-Rio completa cinco anos de operação**, 10 out. 2024. Disponível em: <https://stategrid.com.br/mais-extenso-sistema-de-ultra-alta-tensao-brasileiro-linha-de-transmissao-xingu-rio-completa-cinco-anos-de-operacao/>. Acesso em: 21 jun. 2025.

SUMITOMO ELECTRIC. **Sumitomo Electric Makes Strategic Acquisition of German Cable Manufacturer Südkabel to Deliver Two Major HVDC Cable Projects for Amprion**, 6 jun. 2024. Disponível em: <https://sumitomoelectric.com/press/2024/06/prs025>. Acesso em: 21 jun. 2025.

TAVARES, José Jorge Corrêa. **Influência de sistemas HVDC no desempenho da proteção de distância de linhas de transmissão CA**. 2020. 110 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade de Brasília, Brasília, Distrito Federal, 2020. Disponível em: [https://lapse.unb.br/publications/dissertations/\[2020\]Jos%C3%A9%20Jorge%20Tavares%20-%20Influ%C3%Aancia%20de%20Sistemas%20HVDC%20no%20desempenho%20da%20prote%C3%A7%C3%A3o%20de%20dist%C3%A2ncia%20de%20Linhas%20de%20Transmiss%C3%A3o%20CA.pdf](https://lapse.unb.br/publications/dissertations/[2020]Jos%C3%A9%20Jorge%20Tavares%20-%20Influ%C3%Aancia%20de%20Sistemas%20HVDC%20no%20desempenho%20da%20prote%C3%A7%C3%A3o%20de%20dist%C3%A2ncia%20de%20Linhas%20de%20Transmiss%C3%A3o%20CA.pdf). Acesso em: 19 jun. 2025.

THE BUSINESS RESEACH COMPANY. **High Voltage Direct Current (HVDC) Transmission System Global Market Report 2025**, jan. 2025. Disponível em: <https://www.thebusinessresearchcompany.com/report/high-voltage-direct-current-hvdc-transmission-system-global-market-report>. Acesso em: 5 jul. 2025.

VIEIRA, Júlio César Cândido. **Análise do Avanço da Utilização de Corrente Contínua na Transmissão de Energia Elétrica**. 2019. 57 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Curso Superior de Engenharia Elétrica) - Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, Paraíba, dez. 2019. Disponível em: <http://dspace.sti.ufcg.edu.br:8080/jspui/bitstream/riufcg/19049/1/J%C3%9ALIO%20C%C3%89SAR%20C%C3%82NDIDO%20VIEIRA%20-%20TCC%20ENG.%20EL%C3%89TRICA%202019.pdf>. Acesso em: 19 maio 2025.

WATSON, Neville R.; WATSON, Jeremy D. **An Overview of HVDC Technology**. **Energies**, Suíça, 21 ago. 2020. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/17/4342>. Acesso em: 9 jul. 2024.

WINDTECH INTERNATIONAL. **Preserving the Legacy of Wind Power Through International Archive Collaboration**, 7 maio 2025. Disponível em: <https://www.windtech-international.com/viewfrominsidemenu/view-from-inside/blog>. Acesso em: 5 jul. 2025.

YAKUPOGLU, H.; GOZDE, H.; TAPLAMACIOGLU, M. C. Technical and Economic Comparison of HVDC Converter Technologies. **International Journal on "Technical and Physical Problems of Engineering"**, dez. 2018. Disponível em:

<https://www.iotpe.com/IJTPE/IJTPE-2018/IJTPE-Issue37-Vol10-No4-Dec2018/4-IJTPE-Issue37-Vol10-No4-Dec2018-pp25-30.pdf>. Acesso em: 11 ago. 2025.