

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CAMPUS ARARANGUÁ
CENTRO DE CIÊNCIAS, TECNOLOGIAS E SAÚDE
DEPARTAMENTO DE ENERGIA E SUSTENTABILIDADE
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIA**

José Levito Mendes Ribeiro

**COMPARAÇÃO ENTRE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO
HVAC, HVDC E LFAC PARA PARQUES EÓLICOS
OFFSHORE**

**ARARANGUÁ
2025**

JOSÉ LEVITO MENDES RIBEIRO

COMPARAÇÃO ENTRE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO
HVAC, HVDC E LFAC PARA PARQUES EÓLICOS
OFFSHORE

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao curso de Graduação em Engenharia de Energia do Centro de Ciências, Tecnologias e Saúde da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro de Energia.

Orientador: Prof Lenon Schmitz, Dr

Coorientador: Prof Luciano Lopes Pfitscher, Dr

Coorientador: Eng. Hugo Nobrega Raffi

Araranguá, 27 de novembro de 2025

Ficha catalográfica gerada por meio de sistema automatizado gerenciado pela BU/UFSC.
Dados inseridos pelo próprio autor.

Ribeiro, José
COMPARAÇÃO ENTRE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO HVAC, HVDC E
LFAC PARA PARQUES EÓLICOS OFFSHORE / José Ribeiro ;
orientador, Lenon Schmitz, coorientador, Luciano
Pfitscher, coorientador, Hugo Raffi, 2025.
98 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Araranguá,
Graduação em Engenharia de Energia, Araranguá, 2025.

Inclui referências.

1. Engenharia de Energia. 2. Transmissão HVAC, HVDC e
LFAC. 3. Conexão com o SIN . 4. Procedimentos de rede do
ONS. 5. Perdas na transmissão. I. Schmitz, Lenon. II.
Pfitscher, Luciano. III. Raffi, Hugo IV. Universidade
Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia de
Energia. V. Título.

JOSÉ LEVITO MENDES RIBEIRO

**COMPARAÇÃO ENTRE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO HVAC, HVDC
E LFAC PARA PARQUES EÓLICOS OFFSHORE**

O presente Trabalho de Conclusão de Curso, do Curso de Engenharia de Energia, foi avaliado e aprovado pela banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Lenon Schmitz, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Leonardo Elizeire Bremermann, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Jéssika Melo de Andrade, Dr^a.
Universidade Federal de Santa Catarina

Certificamos que essa é a versão original e final do trabalho que foi julgado adequado para obtenção do título de Engenheiro de Energia.

Prof. Kátia Cilene Rodrigues Madruga, Dr^a.
Coordenador do Curso

Prof. Lenon Schmitz, Dr.
Orientador

José Levito Mendes Ribeiro
Autor

Araranguá, 27 de novembro de 2025.

*Este trabalho é dedicado a minha mãe Ana Lúcia Mendes Silva (in memoriam),
que sempre cuidou de mim mesmo não estando mais fisicamente entre nós.
Sempre nos lembraremos da senhora com muito amor e carinho.*

Agradecimentos

Primeiramente, expresso minha gratidão a Deus por ter chegado até aqui e por ter construído tantas coisas ao longo da minha trajetória, incluindo o presente trabalho.

Deixo meus sinceros agradecimentos aos professores Dr. Lenon Schmitz e Dr. Luciano Pfitscher, que me orientaram e acompanharam ao longo do desenvolvimento deste trabalho.

Agradeço ao Eng. Hugo Raffi, cuja orientação e colaboração foram essenciais no uso das ferramentas de modelagem necessárias para o escopo deste estudo.

Este Trabalho de Conclusão de Curso faz parte do projeto "Contribuições em Sistemas Eólicos Offshore no Desenvolvimento de Modelos Elétricos da Geração, Transmissão e Conexão com o SIN para Estudos de Projeto, Capacidade Energética, Operação e Estabilidade", referente a Chamada CNPq/MCTI/FNDCT Nº 25/2022 - Pesquisa, Desenvolvimento, Inovação em Temáticas Prioritárias para o Setor Elétrico Nacional – Linha 2 (Processo nº 407826/2022-0).

Além disso, recebeu suporte do projeto “Implantação de Projeto Piloto de Sistema Especial de Proteção em Rede Elétrica Híbrida HVDC/HVAC, baseado em PMU”, do Programa de P&D regulado pela ANEEL, código PD-10307-0221/2022. Também registro meus agradecimentos ao professor Dr. Diego Issicaba pela contribuição com o ANAREDE.

Ao meu padrinho, Vanderlei Martins, deixo meu profundo agradecimento pelo apoio e parceria ao longo de todos esses anos de graduação.

À minha família, minha base e motivação, pelo apoio incondicional e por sempre acreditarem em mim desde o princípio.

Aos amigos de graduação que estiveram presentes nos bons e maus momentos, deixo minha gratidão pela companhia e parceria ao longo dessa jornada.

E, por fim, a todas as pessoas que cruzaram meu caminho ao longo destes anos nos três estados do Sul do Brasil — em Araranguá (SC), Ponta Grossa (PR), Londrina (PR), Tubarão (SC), Florianópolis (SC), Caxias do Sul (RS) e Curitiba (PR) — deixo meu carinho e minha sincera gratidão por tudo o que compartilhamos, construímos e aprendemos juntos.

*“Aqueles que semeiam com lágrimas,
com cantos de alegria colherão.
Aquele que sai chorando enquanto lança a semente,
voltará com cantos de alegria, trazendo os seus feixes.
(Salmos 126:5-6)”*

Resumo

Este trabalho de conclusão de curso compara três alternativas de transmissão aplicadas à integração de parques eólicos *offshore*: Corrente Alternada em Alta Tensão (*High-Voltage Alternating Current* - HVAC), Corrente Alternada em Baixa Frequência (*Low-Frequency Alternating Current* - LFAC) e Corrente Contínua em Alta Tensão (*High-Voltage Direct Current* - HVDC). A análise contempla perdas, desempenho elétrico, requisitos operativos e limitações técnicas associadas à transmissão subaquática. Para isso, são desenvolvidos modelos no *software* ANAREDE para avaliar o comportamento de cada solução e, posteriormente, implementar a conexão do parque offshore ao Sistema Interligado Nacional (SIN), em conformidade com os critérios operativos do ONS. Os resultados obtidos ampliam a compreensão sobre as potencialidades e os desafios das tecnologias estudadas, fornecendo subsídios técnicos relevantes para futuras aplicações no contexto da transição energética.

Palavras-chave: Parques eólicos *offshore*; Sistema de transmissão; Sistema Integrado Nacional (SIN).

Abstract

This undergraduate thesis compares three transmission alternatives applied to the integration of offshore wind farms: High-Voltage Alternating Current (HVAC), Low-Frequency Alternating Current (LFAC), and High-Voltage Direct Current (HVDC). The analysis addresses losses, electrical performance, operational requirements, and technical limitations associated with subsea transmission. To this end, models are developed in the ANAREDE software to evaluate the behavior of each solution and, subsequently, to implement the connection of the offshore wind farm to the Brazilian National Interconnected System (SIN), in accordance with the operational criteria established by ONS. The results obtained enhance the understanding of the potential and challenges of the studied technologies, providing relevant technical support for future applications in the context of the energy transition.

Keywords: Offshore wind farms; Transmission system; National Interconnected System (SIN).

Lista de Figuras

Figura 1 – Diferentes topologias de tamanhos de turbinas eólicas e fundações, da esquerda para a direita: referência <i>onshore</i> , tipo de base por gravidade, tipo <i>monopile</i> , tipo <i>jacket</i> , tipo <i>spar</i> , plataforma de pernas tensionadas e plataforma semissubmersível	17
Figura 2 – Novas instalações eólicas offshore e capacidade acumulada, global de 2011 a 2021 e estimativa de 2022 a 2031	18
Figura 3 – Barra genérica.	22
Figura 4 – Modelo π para linhas de transmissão	29
Figura 5 – Modelo de linha de transmissão com parâmetros distribuídos	31
Figura 6 – Modelo elementar da linha de transmissão	31
Figura 7 – LT 230 kV Biguaçu – Ratoles.	34
Figura 8 – Exemplo de cabo umbilical submarino.	35
Figura 9 – Tecnologias de aplicação.	36
Figura 10 – Transmissão HVAC.	37
Figura 11 – Potência ativa máxima transmissível do cabo em função do comprimento e da frequência.	38
Figura 12 – Topologias do sistema HVDC.	39
Figura 13 – OWF com conexão de link LCC-HVDC.	40
Figura 14 – Estrutura de um VSC trifásico baseado em topologia modular multinível.	41
Figura 15 – MTDC baseado no esquema VSC	42
Figura 16 – Transmissão LFAC.	43
Figura 17 – Exemplos de conversores AC-AC: (a) cicloconversor, (b) conversor modular multinível back-to-back (MMC), (c) conversor matricial modular multinível (M3C), (d) hexaverter, (e) conversor em Y. (f) braço R e submódulos de meia ponte S.	44
Figura 18 – Relação entre custo e distância para as três tecnologias HVAC, LFAC e HVDC	45
Figura 19 – Relação entre potência ativa e distância para as três tecnologias HVAC, LFAC e HVDC	45
Figura 20 – Configurações de sistemas de coleta em AC: (a) sistema radial; (b) sistema em anel de um lado (single-sided ring); (c) sistema em anel de dois lados (double-sided ring); e (d) sistema em estrela (star).	46
Figura 21 – Diagrama do Sistema Interligado Nacional – SIN	47
Figura 22 – Faixas de operação da central geradora em regime de frequência não nominal.	48

Figura 23 – Requisito para atendimento ao fator de potência na faixa operativa de tensão no ponto de conexão.	49
Figura 24 – Topologia do parque eólico <i>offshore</i>	50
Figura 25 – Arranjo HVAC.	52
Figura 26 – Arranjo LFAC.	53
Figura 27 – Arranjo HVDC.	54
Figura 28 – Representação dos <i>feeders</i> de conexão.	55
Figura 29 – Região de Mostardas (RS).	64
Figura 30 – Representação do parque eólico <i>offshore</i>	65
Figura 31 – LT Mostardas - Gravataí 500 kV.	66
Figura 32 – Relatório de perdas HVAC	75
Figura 33 – Relatório de perdas LFAC	75
Figura 34 – Relatório de perdas HVDC	76
Figura 35 – Corredor Sul - Sudeste antes da conexão com o parque <i>offshore</i>	78
Figura 36 – Subsistema Sul - Sudeste para o caso HVAC.	79
Figura 37 – Subsistema Sul - Sudeste para o caso LFAC.	80
Figura 38 – Subsistema Sul - Sudeste para o caso HVDC.	81

Lista de tabelas

Tabela 1 – Classificação das barras e variáveis associadas.	25
Tabela 2 – Distribuição dos alimentadores, turbinas associadas, distâncias e potências no sistema coletor para HVAC e LFAC.	51
Tabela 3 – Distribuição dos alimentadores, turbinas associadas, distâncias e potências no sistema coletor para HVDC.	51
Tabela 4 – Dados nominais dos transformadores elevadores das naceles.	56
Tabela 5 – Parâmetros elétricos dos transformadores das naceles na base de 100 MVA.	56
Tabela 6 – Dados nominais dos transformadores <i>offshore</i> (HVAC/LFAC).	56
Tabela 7 – Parâmetros elétricos dos transformadores HVAC/LFAC na base de 100 MVA.	57
Tabela 8 – Dados nominais dos transformadores <i>offshore</i> (HVDC).	57
Tabela 9 – Parâmetros elétricos dos transformadores <i>HVDC</i> na base de 100 MVA.	58
Tabela 10 – Dados nominais dos transformadores principais da subestação <i>onshore</i> .	58
Tabela 11 – Parâmetros elétricos dos transformadores principais da subestação <i>onshore</i> na base de 100 MVA.	59
Tabela 12 – Parâmetros elétricos do cabo de transmissão HVAC (220 kV, 60 Hz). .	59
Tabela 13 – Parâmetros elétricos por quilômetro da linha de transmissão HVAC (230 kV, 60 Hz).	60
Tabela 14 – Parâmetros elétricos em %pu para 80 km de linha HVAC (230 kV, 60 Hz).	60
Tabela 15 – Parâmetros elétricos do cabo coletor <i>HVAC</i> (66 kV, 60 Hz).	60
Tabela 16 – Parâmetros elétricos por quilômetro da linha coletora <i>HVAC</i> (66 kV, 60 Hz).	61
Tabela 17 – Parâmetros elétricos totais em %pu para 2 e 3 km de linha coletora HVAC (66 kV, 60 Hz).	61
Tabela 18 – Parâmetros elétricos do cabo de transmissão LFAC (230 kV, 20 Hz). .	61
Tabela 19 – Parâmetros elétricos por quilômetro da linha de transmissão LFAC (230 kV, 20 Hz).	62
Tabela 20 – Parâmetros elétricos em %pu para 80 km de linha LFAC (230 kV, 20 Hz).	62
Tabela 21 – Parâmetros elétricos do cabo coletor LFAC (66 kV, 20 Hz).	62
Tabela 22 – Parâmetros elétricos por quilômetro da linha coletora LFAC (66 kV, 20 Hz).	63
Tabela 23 – Parâmetros elétricos totais em %pu para 2 e 3 km de linha coletora LFAC (66 kV, 20 Hz).	63
Tabela 24 – Parâmetros elétricos do cabo HVDC (320 kV).	63
Tabela 25 – Parâmetros elétricos dos conversores HVDC.	63
Tabela 26 – Parâmetros elétricos da LT 500 kV – Configuração 500CSH2 (4 x Rail).	66

Tabela 27 – Parâmetros elétricos em %pu na base de 100 MVA para LT 500 kV. . .	67
Tabela 28 – Parâmetros das barras do modelo HVAC.	68
Tabela 29 – Parâmetros das linhas do modelo HVAC.	69
Tabela 30 – Parâmetros das barras do modelo LFAC.	70
Tabela 31 – Parâmetros das linhas do modelo LFAC.	71
Tabela 32 – Parâmetros das barras do modelo HVDC.	72
Tabela 33 – Dados das barras do sistema CC.	73
Tabela 34 – Parâmetros do elo CC	73
Tabela 35 – Parâmetros das linhas do modelo HVDC.	73
Tabela 36 – Parâmetros resumidos da conexão CA/CC	74

Lista de abreviaturas e siglas

CO ₂	Carbon Dioxide (Dióxido de Carbono)
OWF	Offshore Wind Farms (Parques Eólicos Offshore)
kV	Kilovolt (Quilovolt)
AC	Alternating Current (Corrente Alternada)
DC	Direct Current (Corrente Contínua)
HVAC	High Voltage Alternating Current (Corrente Alternada de Alta Tensão)
HVDC	High Voltage Direct Current (Corrente Contínua de Alta Tensão)
LFAC	Low Frequency Alternating Current (Corrente Alternada de Baixa Frequência)
LCC	Line Commutated Converter (Conversor Comutado pela Rede)
VSC	Voltage Source Converter (Conversor Fonte de Tensão)
SIN	Sistema Interligado Nacional
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
pu	per unit (por unidade)

Sumário

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	Objetivos	18
1.1.1	Objetivo Geral	18
1.1.2	Objetivos Específicos	19
1.2	Organização do Trabalho	19
2	REFERENCIAL TEÓRICO	21
2.1	Sistemas Elétricos de Potência	21
2.1.1	Fluxo de Potência	21
2.1.1.1	Conceitos Básicos	21
2.1.2	Formulação do Problema de Fluxo de Potência	23
2.1.3	Tipos de Barras	24
2.1.4	Métodos Numéricos	25
2.1.4.1	Método de Newton-Raphson para Fluxo de Potência	26
2.2	Sistemas de Transmissão	28
2.2.1	Parâmetros das Linhas de Transmissão	28
2.2.2	Modelos de Linhas de Transmissão	29
2.2.2.1	Modelo π	29
2.2.2.2	Modelo π com parâmetros distribuídos	30
2.2.3	Classificação das Linhas de Transmissão	33
2.2.3.1	Linhas de Transmissão Aéreas	33
2.2.3.2	Linhas de Transmissão Subaquática	33
2.2.3.3	Linhas de Transmissão Subaquática no Brasil	34
2.2.3.4	Cabos Umbilicais Submarinos	35
2.3	Tecnologias de Integração de OFWs	35
2.3.1	Transmissão HVAC	36
2.3.2	Transmissão HVDC	38
2.3.2.1	Configurações de Sistemas HVDC	38
2.3.2.2	Tipos de Conversores HVDC	39
2.3.2.2.1	LCC-HVDC (<i>Line Commutated Converter</i>)	39
2.3.2.2.2	VSC-HVDC (<i>Voltage Source Converter</i>)	40
2.3.2.2.3	VSC-MTDC	41
2.3.3	Transmissão LFAC	42
2.3.4	Análise econômica das tecnologias de conexão à rede	44
2.3.5	Principais Topologias Coletoras	46

2.4	Operação de sistemas de transmissão	47
2.4.1	Sistema Integrado Nacional	47
2.4.2	Procedimentos de Rede do ONS	48
2.4.2.1	Requisitos de frequência	48
2.4.2.2	Requisitos do fator de potência	49
2.4.2.3	Variação de tensão em regime permanente	49
3	METODOLOGIA	50
3.1	Definição da Topologia do Parque Eólico Offshore	50
3.1.1	Arranjo do modelo HVAC	52
3.1.2	Arranjo do modelo LFAC	52
3.1.3	Arranjo do modelo HVDC	53
3.2	Parametrização dos Sistemas	54
3.2.1	Disposição dos <i>Feeders</i>	54
3.2.2	Transformadores	55
3.2.3	Linhas de Transmissão	59
3.2.3.1	Linha HVAC	59
3.2.3.2	Linha LFAC	61
3.2.3.3	Linha HVDC	63
3.3	Região de estudo	64
3.4	Conexão com o SIN	65
3.4.1	Dimensionamento da Linha de Transmissão	65
3.5	Metodologia de Análise	67
4	SIMULAÇÕES E RESULTADOS	68
4.1	Primeira análise: topologias de transmissão HVAC,LFAC e HVDC	68
4.1.1	Modelagem do sistema HVAC	68
4.1.2	Modelagem do sistema LFAC	70
4.1.3	Modelagem do sistema HVDC	72
4.2	Simulações da primeira análise	74
4.2.1	CASO HVAC	75
4.2.2	CASO LFAC	75
4.2.3	CASO HVDC	76
4.2.4	Discussão da primeira análise	76
4.3	Simulações da segunda análise	78
4.3.1	Simulação com parque offshore <i>offshore</i> desconectado	78
4.3.2	Simulação com o parque <i>offshore</i> conectado	79
4.3.3	Discussão da segunda análise	81
4.3.3.1	Comportamento das tensões	81
4.3.3.2	Ajustes operativos	81

4.3.3.3	Comparação entre HVAC, LFAC e HVDC	82
5	CONCLUSÃO	83
5.1	Considerações finais	83
5.2	Sugestões para Trabalhos Futuros	84
	REFERÊNCIAS	85
	ANEXO A – MODELO SUBSISTEMA SUL	88
	ANEXO B – MODELO SUBSISTEMA SUDESTE	89
	ANEXO C – MODELO SIN 65 BARRAS	90
	ANEXO D – PARQUE <i>OFFSHORE</i> DESCONECTADO	91
	ANEXO E – PARQUE <i>OFFSHORE</i> CONECTADO CASO HVAC	93
	ANEXO F – PARQUE <i>OFFSHORE</i> CONECTADO CASO LFAC	95
	ANEXO G – PARQUE <i>OFFSHORE</i> CONECTADO CASO HVDC	97

1 INTRODUÇÃO

As mudanças climáticas têm provocado grandes impactos ambientais, principalmente devido às elevadas emissões de CO₂ provenientes da queima de combustíveis fósseis. Como forma de mitigar esses efeitos, tem-se discutido globalmente a necessidade de uma transição energética que promova a inserção de fontes mais limpas e menos poluentes, com o intuito de reduzir as emissões e os impactos associados ao aquecimento global.

A energia eólica vem se consolidando como uma das fontes mais promissoras do ponto de vista ambiental e sustentável, sendo considerada uma energia limpa por não envolver processos de combustão, o que evita a emissão de gases de efeito estufa. Nesse contexto, destacam-se dois tipos principais: a energia *onshore*, gerada em parques instalados em terra firme, que utilizam os ventos continentais para produção de eletricidade; e a energia *offshore*, que aproveita ventos de maior velocidade e regularidade sobre áreas marítimas para a geração de energia elétrica [Vaicberg, Valiatt e Queiroz 2021].

Os parques eólicos *offshore* vêm ganhando destaque nas discussões sobre geração de energia, por apresentarem maior estabilidade, eficiência e capacidade de captura energética se comparados com os parques *onshore*. A implantação desses sistemas envolve diferentes configurações técnicas, desde a interligação entre turbinas até os métodos de transmissão, que levam a energia coletada até uma subestação na costa terrestre, onde é então distribuída para as unidades consumidoras. No futuro, a tendência é que os parques eólicos *offshore* se afastem mais da costa, com o objetivo de reduzir os impactos visuais e permitir um aumento em seu tamanho, incluindo nas dimensões das torres e turbinas. [Vaicberg, Valiatt e Queiroz 2021].

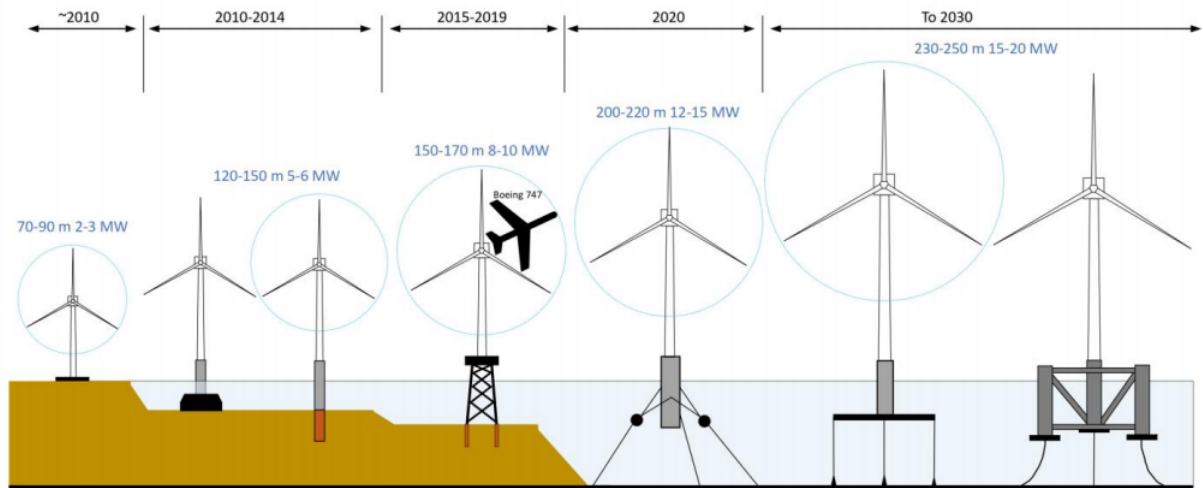
A energia gerada por turbinas eólicas, sejam em terra ou *offshore*, é diretamente proporcional ao cubo da velocidade do vento e ao quadrado do diâmetro do rotor. Logo, turbinas maiores apresentam maior capacidade de aproveitamento energético, ocupando menos espaço em comparação com conjuntos de turbinas menores, que também se beneficiam de recursos eólicos oceânicos mais consistentes [Asta et al. 2023].

O tamanho médio das turbinas *offshore* no mundo ultrapassou 1,5 MW em 2000, aumentou para 2,5 MW em 2005 e atingiu 6,0 MW em 2020. Considerando apenas as instalações maiores, a potência média das novas turbinas em 2021 foi de 8,1 MW, com projeções indicando que essa média deverá ultrapassar 12 MW até 2025 e potencialmente atingir 20 MW até 2030 [Gao, Ertugrul e Ding 2025].

A Figura 1, ilustra a evolução das novas instalações e da capacidade acumulada de energia eólica *offshore* globalmente, evidenciando o crescimento exponencial do setor ao

longo da última década.

Figura 1 – Diferentes topologias de tamanhos de turbinas eólicas e fundações, da esquerda para a direita: referência *onshore*, tipo de base por gravidade, tipo *monopile*, tipo *jacket*, tipo *spar*, plataforma de pernas tensionadas e plataforma semissubmersível



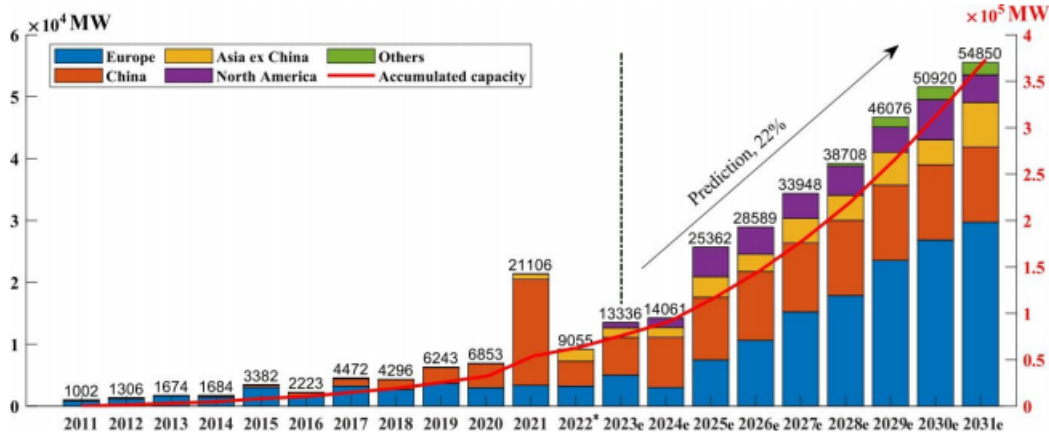
Fonte: [Gao, Ertugrul e Ding 2025]

O setor de energia eólica *offshore* tem apresentado crescimento acelerado na última década, impulsionado por avanços tecnológicos, maior competitividade e forte apoio regulatório em diversos países. Em 2021, a capacidade instalada global atingiu 21,1 GW, com destaque para a China, que conectou cerca de 17 GW devido a mudanças políticas que anteciparam novos projetos antes do término dos incentivos governamentais em 2022. Apesar dos custos ainda superiores à geração *onshore*, avanços tecnológicos, aumento da escala industrial e políticas de incentivo têm reduzido significativamente os custos, tornando a energia eólica *offshore* cada vez mais competitiva e estratégica para a transição energética global. [Gao, Ertugrul e Ding 2025]

A Figura 2, apresenta as projeções e tendências para os próximos anos, destacando que a Europa deve instalar mais de 29,3 GW de nova capacidade anual até 2031, enquanto a Ásia tende a alcançar 19,1 GW no mesmo ano, dos quais 12 GW corresponderão à China. Na América do Norte, estima-se a adição de 4,4 GW de capacidade instalada. Além disso, os mercados emergentes, como Austrália e Irlanda, apresentam elevado potencial técnico e regulatório para a expansão da energia *offshore*.

O Brasil possui um grande potencial para a geração de energia eólica *offshore*, no entanto, atualmente não existem parques eólicos instalados ou em fase de execução. A promulgação da *Lei nº 15.097/2025* [Presidência da República 2025] representa um avanço significativo ao estabelecer diretrizes para a exploração desse potencial, com destaque para a energia eólica. Com isso surge uma oportunidade de o Brasil desenvolver projetos que

Figura 2 – Novas instalações eólicas offshore e capacidade acumulada, global de 2011 a 2021 e estimativa de 2022 a 2031



Fonte: [Gao, Ertugrul e Ding 2025]

tenha como foco a sustentabilidade e a proposta de uma transição energética benéfica para o país.

Considerando os aspectos técnicos e econômicos envolvidos, é fundamental também compreender como as diferentes topologias e modelos de transmissão influenciam na escolha mais adequada para a implantação de parques eólicos *offshore* (OWFs, do inglês *Offshore Wind Farms*). Em relação à transmissão, é mais comum encontrar projetos comissionados configurados em modelos de corrente alternada em alta tensão (HVAC, do inglês *High Voltage Alternate Current*), por se tratar de uma tecnologia mais madura, com componentes e requisitos de proteção bem estabelecidos. No entanto, também existem estudos voltados para o uso da corrente alternada em baixa frequência (LFAC, do inglês *Low Frequency Alternate Current*) e da corrente contínua de alta tensão (HVDC, do inglês *High Voltage Direct Current*), embora ambas ainda se encontrem em estágios iniciais de desenvolvimento. [Vaicberg, Valiatt e Queiroz 2021]

O incentivo a pesquisas e estudos que englobem principalmente aspectos técnicos e econômicos para o desenvolvimento de tecnologias *offshore* para geração e uso de energia limpa faz do país um expoente global no comprometimento e também difunde o protagonismo acerca de um futuro mais sustentável.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo Geral

Realizar a comparação entre os sistemas de transmissão HVAC, HVDC e LFAC aplicados ao escoamento de energia de parques eólicos *offshore* bem como avaliar os efeitos da posterior integração dessa geração ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

1.1.2 Objetivos Específicos

- Comparar as tecnologias HVAC, LFAC e HVDC ao longo do trecho de 80 km, considerando o desempenho em regime permanente.
- Avaliar a integração do parque eólico *offshore* ao SIN, examinando seus efeitos gerais no sistema, como variações de tensão, fluxos e carregamentos.
- Analisar o corredor Sul-Sudeste em dois cenários distintos, com e sem a conexão do parque, identificando alterações em tensões, fluxos de potência e possíveis restrições operativas.

1.2 Organização do Trabalho

Síntese da Organização do Trabalho

O presente trabalho está estruturado em cinco capítulos principais, organizados de forma a conduzir o leitor desde os conceitos fundamentais até as análises e conclusões finais.

O **Capítulo 2** apresenta os fundamentos teóricos essenciais para o desenvolvimento do estudo. Inicialmente, são abordados os conceitos de Sistemas Elétricos de Potência, incluindo o sistema por unidade, a formulação do fluxo de potência, os tipos de barras e os principais métodos numéricos utilizados. Em seguida, discute-se a estrutura dos sistemas de transmissão, contemplando parâmetros, modelos equivalentes, classificações e particularidades de linhas aéreas e subaquáticas. O capítulo também examina as tecnologias de integração de parques eólicos *offshore*, com ênfase nos sistemas HVAC, HVDC e LFAC, além de incluir uma análise econômica dessas alternativas e a apresentação das principais topologias coletoras. Por fim, introduzem-se aspectos operacionais do Sistema Interligado Nacional (SIN) e os requisitos estabelecidos pelos Procedimentos de Rede do ONS.

O **Capítulo 3** descreve a metodologia adotada no estudo. Primeiramente, define-se a topologia do parque eólico *offshore*, seguida da apresentação dos arranjos para cada tecnologia de transmissão. Na sequência, realiza-se a parametrização completa do sistema, abrangendo transformadores, linhas, *feeders* e características da região de estudo. Também são detalhados os critérios de conexão ao SIN e o procedimento metodológico empregado nas análises comparativas.

O **Capítulo 4** reúne as simulações e os resultados obtidos. A primeira parte contempla a modelagem e simulação das três tecnologias de transmissão investigadas (HVAC, LFAC e HVDC). A segunda parte analisa os impactos da inserção do parque

eólico *offshore* no SIN, por meio da comparação entre cenários com o parque desconectado e conectado. Os resultados são discutidos separadamente para cada estudo conduzido.

O **Capítulo 5** apresenta as conclusões gerais do trabalho, destacando os principais resultados alcançados e as limitações observadas. Por fim, são sugeridas direções para pesquisas futuras.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 Sistemas Elétricos de Potência

Em estudos de redes elétricas em regime permanente, os sistemas trifásicos equilibrados são modelados analiticamente por meio do diagrama de impedâncias de uma única fase do circuito equivalente em configuração Y. Cada elemento do diagrama unifilar é representado por um circuito monofásico de sequência positiva, cujos parâmetros e variáveis elétricas são expressos no sistema por unidade (pu), a fim de simplificar as análises e comparações entre diferentes níveis de tensão e potência no sistema elétrico. [Salgado 2009]

2.1.1 Fluxo de Potência

De acordo com [Elgerd 1982], um sistema elétrico de potência (SEP) pode ser representado de forma simplificada pelos elementos básicos: geradores, barras, cargas e linhas de transmissão. As barras correspondem a pontos de interesse nos quais se deseja monitorar determinadas variáveis, como a tensão. Os geradores são responsáveis por fornecer energia elétrica ao sistema, alimentando as cargas que a consomem. Para que o sistema funcione corretamente, é necessário que haja um fluxo de potência entre os elementos da rede elétrica, que estão interligados pelas linhas de transmissão.

2.1.1.1 Conceitos Básicos

Admita uma barra genérica i , conforme mostrado na Figura 3, à qual estão associados os seguintes fasores:

- S_{gi} e I_{gi} : injeções de potência aparente e corrente, respectivamente, correspondentes ao gerador, relacionadas segundo:

$$I_{gi} = \frac{S_{gi}^*}{V_i^*} = \frac{P_{gi} - jQ_{gi}}{V_i \angle -\delta_i} \quad (2.1)$$

- S_{di} e I_{di} : injeções de potência aparente e corrente, respectivamente, correspondentes à carga, relacionadas de acordo com:

$$I_{di} = \frac{S_{di}^*}{V_i^*} = \frac{P_{di} - jQ_{di}}{V_i \angle -\delta_i} \quad (2.2)$$

- $V_i = V_i \angle \delta_i$: tensão complexa na barra i .

Esses fasores relacionam as seguintes variáveis: P_{gi} , Q_{gi} , P_{di} , Q_{di} , V_i e δ_i . Além disso, os fluxos de potência aparente saem da barra i em direção às barras j , k e l , respectivamente, e são dados por:

$$S_{ij} = P_{ij} + jQ_{ij}, \quad (2.3)$$

$$S_{ik} = P_{ik} + jQ_{ik}, \quad (2.4)$$

$$S_{il} = P_{il} + jQ_{il}. \quad (2.5)$$

Para facilitar a análise do circuito equivalente, é comum reduzir o número de variáveis por barra [Salgado 2009], combinando as potências geradas e consumidas em uma única grandeza. Dessa forma, define-se a injeção líquida de potência da barra i como:

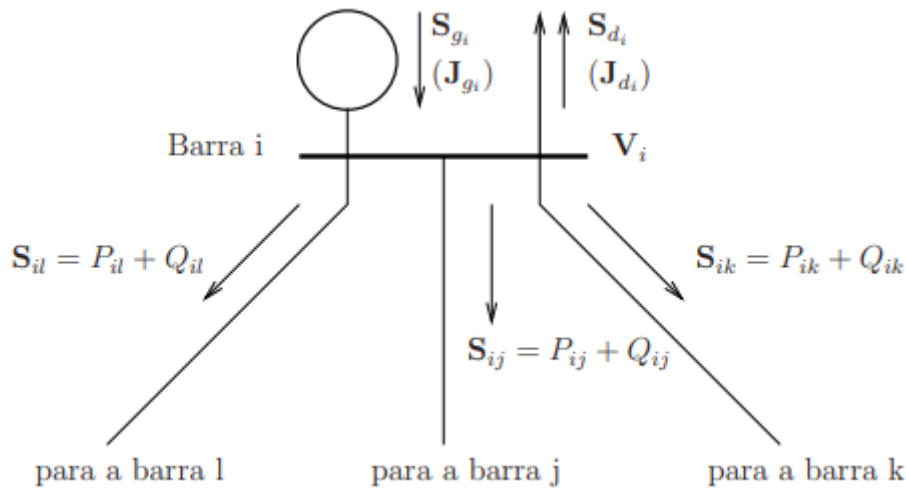
$$S_i = S_{gi} - S_{di} = (P_{gi} - P_{di}) + j(Q_{gi} - Q_{di}) = P_i + jQ_i, \quad (2.6)$$

que corresponde à injeção líquida de corrente:

$$I_i = I_{gi} - I_{di} = (I_{gi,p} - I_{di,p}) + j(I_{gi,q} - I_{di,q}) = I_{i,p} + jI_{i,q}, \quad (2.7)$$

ou, de forma equivalente:

Figura 3 – Barra genérica.



Fonte: [Salgado 2009]

$$I_i = \frac{S_i^*}{V_i^*}. \quad (2.8)$$

O equilíbrio de potência na barra i pode ser descrito considerando a soma das injeções de potência do gerador, da carga e das linhas conectadas à barra, conforme ilustrado na Figura 3:

$$S_{gi} = S_{di} + S_{ij} + S_{ik} + S_{il}. \quad (2.9)$$

Em termos das componentes ativa e reativa, isso resulta em:

$$P_{gi} = P_{di} + P_{ij} + P_{ik} + P_{il}, \quad (2.10)$$

$$Q_{gi} = Q_{di} + Q_{ij} + Q_{ik} + Q_{il}. \quad (2.11)$$

Se considerarmos a barra de forma agregada, utilizando a injeção líquida de potência, o balanço pode ser escrito como:

$$P_i = P_{ij} + P_{ik} + P_{il}, \quad (2.12)$$

$$Q_i = Q_{ij} + Q_{ik} + Q_{il}. \quad (2.13)$$

Dessa forma, o uso da injeção líquida de potência e corrente permite representar de maneira simplificada o comportamento elétrico da barra, facilitando a análise do fluxo de potência no sistema e garantindo que a soma das potências enviadas pelas linhas conectadas seja igual à diferença entre a geração e o consumo local.

2.1.2 Formulação do Problema de Fluxo de Potência

A injeção de corrente na barra i e a injeção líquida de potência aparente correspondente são dadas por:

$$I_i = \frac{S_i^*}{V_i^*} = \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j, \quad S_i^* = V_i^* \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \quad (2.14)$$

Supondo as tensões na forma fasorial $V_i = V_i \angle \delta_i$ e $V_j = V_j \angle \delta_j$, a potência injetada pode ser escrita como:

$$S_i^* = V_i \sum_{j=1}^n Y_{ij} (V_j \angle \delta_{ji}), \quad \text{onde } \delta_{ji} = \delta_j - \delta_i. \quad (2.15)$$

Separando a expressão em partes real e imaginária, obtêm-se as componentes ativa e reativa da injeção de potência em função da magnitude e do ângulo das tensões nodais:

$$P_i(V, \delta) = V_i \sum_{j=1}^n (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) V_j, \quad (2.16)$$

$$Q_i(V, \delta) = V_i \sum_{j=1}^n (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}) V_j, \quad (2.17)$$

onde G_{ij} e B_{ij} são os elementos da matriz admitância da barra.

Considerando que

$$S_i = (P_{gi} - P_{di}) + j(Q_{gi} - Q_{di}) = P_i + jQ_i, \quad (2.18)$$

o balanço de potência na i -ésima barra é dado por

$$\Delta P_i = (P_{gi} - P_{di}) - V_i \sum_{j=1}^n (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) V_j, \quad (2.19)$$

$$\Delta Q_i = (Q_{gi} - Q_{di}) - V_i \sum_{j=1}^n (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}) V_j, \quad (2.20)$$

onde ΔP_i e ΔQ_i são denominados discordâncias (desbalanços, resíduos, desvios) de potência, e representam a diferença entre a injeção de potência oriunda da geração e da carga e a potência que flui nas linhas de transmissão que incidem na barra i . [Salgado 2009]

No processo iterativo do fluxo de potência, a tensão complexa de cada barra é calculada de forma que a magnitude das diferenças ΔP_i e ΔQ_i tenda a zero. Geralmente, o critério de convergência utilizado é:

- $|\Delta P_i| \leq \epsilon$ para todas as barras PV e PQ;
- $|\Delta Q_i| \leq \epsilon$ para todas as barras PQ,

onde ϵ é uma tolerância predefinida, tipicamente na faixa de 0,01 a 10,0 (MW ou Mvar).

2.1.3 Tipos de Barras

O cálculo do fluxo de potência tem como propósito determinar o estado operacional do sistema elétrico de potência, ou seja, obter a magnitude e o ângulo das tensões em todas as barras, bem como os fluxos de potência ativa e reativa que circulam entre os diversos elementos da rede. Essa análise é fundamental para avaliar o comportamento do sistema em regime permanente, permitindo verificar se os níveis de tensão e carregamento das linhas estão dentro dos limites operativos estabelecidos, além de auxiliar no planejamento, operação e expansão do sistema elétrico.

A classificação das barras de um sistema elétrico de potência são divididos em três categorias fundamentais, cada uma delas caracterizada por duas variáveis conhecidas e duas variáveis desconhecidas, que devem ser determinadas no processo iterativo de solução do fluxo de potência. Essa distinção é essencial, pois define as condições de contorno do problema e influencia diretamente a formulação das equações de potência ativa e reativa. [Monticelli 1983]

A Tabela 1 apresenta a classificação das barras e as variáveis associadas a cada tipo.

Segundo [Salgado 2009], as barras do sistema podem ser descritas da seguinte forma:

Tabela 1 – Classificação das barras e variáveis associadas.

Tipo de Barra	Variáveis Especificadas	Variáveis Calculadas
PQ (Carga)	P_k e Q_k	V_k e θ_k
PV (Tensão controlada)	P_k e V_k	Q_k e θ_k
V θ (Referência)	V_k e θ_k	P_k e Q_k

Fonte: Adaptado de [Monticelli 1983].

- **Barra PQ (ou de Carga)** — Caracteriza-se pela predominância da demanda sobre as demais variáveis, não havendo, na maioria dos casos, geração de potência. As injeções de potência ativa e reativa são especificadas, enquanto a magnitude e o ângulo da tensão nodal são determinados a partir da solução das equações da rede elétrica. Assim, para uma barra de carga:

$$S_i = (P_{gi}^{esp} - P_{di}^{esp}) + j(Q_{gi}^{esp} - Q_{di}^{esp}) = P_i^{esp} + jQ_i^{esp}. \quad (2.21)$$

- **Barra PV (ou de Tensão Controlada)** — Nesse tipo de barra, a potência ativa injetada e a magnitude da tensão são conhecidas, enquanto o ângulo da tensão e a potência reativa são variáveis de solução. Para garantir o controle da tensão, é necessário que haja um dispositivo adequado, como um compensador síncrono ou um compensador estático de reativos. Assim:

$$P_i = P_{gi}^{esp} - P_{di}^{esp} \quad (2.22)$$

$$V_i = V_i^{esp}. \quad (2.23)$$

- **Barra de Folga (*Swing*, *Slack* ou de Referência)** — Como as perdas nas linhas de transmissão só podem ser conhecidas após a resolução do sistema, uma das barras é designada para compensar essas perdas e garantir o balanço total de potência. Nessa barra, as potências ativa e reativa não são especificadas. Além disso, é necessário definir uma referência angular para o sistema. Portanto, a magnitude e o ângulo da tensão são conhecidos, e as potências ativa e reativa são obtidas como resultado:

$$\delta_i = \delta_i^{esp} \quad (2.24)$$

$$V_i = V_i^{esp}. \quad (2.25)$$

Ressalta-se que, para viabilizar o balanço de potência, deve existir um gerador conectado à barra de folga.

2.1.4 Métodos Numéricos

Nessa seção, serão apresentados os métodos de Newton-Raphson e os Métodos Desacoplados para a solução do fluxo de potência em sistemas elétricos. Esses métodos

numéricos permitem resolver o sistema de equações não lineares que relaciona as potências ativa e reativa injetadas nas barras com as magnitudes e os ângulos das tensões nodais, determinando assim o estado operativo do sistema.

2.1.4.1 Método de Newton-Raphson para Fluxo de Potência

O método de Newton-Raphson é amplamente utilizado na análise de sistemas de potência devido à sua elevada taxa de convergência e estabilidade numérica. Conforme descrito por Salgado [Salgado 2009], o método baseia-se em uma aproximação de primeira ordem da série de Taylor em torno de uma estimativa inicial das variáveis de estado, atualizando iterativamente suas estimativas até que o erro seja mínimo.

Para uma equação algébrica não linear simples $f(x) = 0$, a iteração é dada por:

$$x^{(k+1)} = x^{(k)} + \Delta x, \quad (2.26)$$

com:

$$\Delta x = -\frac{f(x^{(k)})}{f'(x^{(k)})}, \quad (2.27)$$

onde $f'(x^{(k)})$ representa a derivada de $f(x)$ no ponto $x^{(k)}$.

Para um sistema de n equações não lineares com n incógnitas, tem-se:

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ \vdots \\ f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) \end{bmatrix} = 0, \quad (2.28)$$

e uma nova aproximação é obtida por:

$$\mathbf{x}^{(k+1)} = \mathbf{x}^{(k)} - \mathbf{J}^{-1}(\mathbf{x}^{(k)})\mathbf{f}(\mathbf{x}^{(k)}), \quad (2.29)$$

onde $\mathbf{J}(\mathbf{x}^{(k)})$ é a matriz Jacobiana, composta pelos elementos $J_{ij} = \partial f_i / \partial x_j$.

Aplicação ao fluxo de potência:

A aplicação do método ao problema de fluxo de potência considera, inicialmente, as barras do tipo PQ, para as quais tanto o módulo da tensão V_i quanto o ângulo δ_i são incógnitas. Nesses casos, os desvios de potência ativa e reativa são calculados por:

$$\Delta P_i = (P_{gi} - P_{di}) - V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}), \quad (2.30)$$

$$\Delta Q_i = (Q_{gi} - Q_{di}) - V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}) \quad (2.31)$$

No caso das barras PV, em que o módulo da tensão é especificado e apenas o ângulo δ_i permanece como incógnita, determina-se apenas o desvio de potência ativa, dado por:

$$\Delta P_i = (P_{gi} - P_{di}) - V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) \quad (2.32)$$

O sistema linear resolvido a cada iteração é representado por:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_{PV,PQ} \\ \Delta Q_{PQ} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_{PV,PQ} \\ \Delta V_{PQ} \end{bmatrix}, \quad (2.33)$$

em que as submatrizes são definidas por:

$$H = \frac{\partial P_{PV,PQ}}{\partial \delta_{PV,PQ}}, \quad N = \frac{\partial P_{PV,PQ}}{\partial V_{PQ}}, \quad (2.34)$$

$$M = \frac{\partial Q_{PQ}}{\partial \delta_{PV,PQ}}, \quad L = \frac{\partial Q_{PQ}}{\partial V_{PQ}}. \quad (2.35)$$

Os elementos dessas submatrizes são expressos por:

$$H_{ii} = -Q_i^{calc} - V_i^2 B_{ii}, \quad H_{ik} = V_i V_k (G_{ik} \sin \delta_{ik} - B_{ik} \cos \delta_{ik}), \quad (2.36)$$

$$M_{ii} = P_i^{calc} - V_i^2 G_{ii}, \quad M_{ik} = -V_i V_k (G_{ik} \cos \delta_{ik} + B_{ik} \sin \delta_{ik}), \quad (2.37)$$

$$N_{ii} = P_i^{calc} + V_i^2 G_{ii}, \quad N_{ik} = V_i V_k (G_{ik} \cos \delta_{ik} + B_{ik} \sin \delta_{ik}), \quad (2.38)$$

$$L_{ii} = Q_i^{calc} - V_i^2 B_{ii}, \quad L_{ik} = V_i V_k (G_{ik} \sin \delta_{ik} - B_{ik} \cos \delta_{ik}). \quad (2.39)$$

O procedimento iterativo do método de Newton-Raphson, conforme Salgado [Salgado 2009], pode ser resumido em:

1. Definir $k = 0$ e inicializar $V_i^{(k)}$ e $\delta_i^{(k)}$.
2. Incrementar $k = k + 1$.
3. Calcular os desbalanços de potência ativa e reativa.
4. Verificar a convergência:

$$|P_i^{esp} - P_i^{calc}| \leq \epsilon_P \quad (\text{barras PV e PQ})$$

$$|Q_i^{esp} - Q_i^{calc}| \leq \epsilon_Q \quad (\text{barras PQ})$$

5. Formar a matriz Jacobiana e resolver o sistema linear.
6. Atualizar as variáveis:

$$V^{(k)} = V^{(k-1)} + \Delta V$$

$$\delta^{(k)} = \delta^{(k-1)} + \Delta \delta$$

7. Verificar os limites de Q_{gi} ; caso violados, converter a barra PV para PQ.
8. Repetir o processo até atingir a convergência.

Entre as principais vantagens do método, destaca-se a sua convergência quadrática, o que permite alcançar a solução de forma muito rápida. Além disso, o método apresenta elevada estabilidade numérica e boa confiabilidade, podendo ser aplicado tanto em coordenadas polares quanto em coordenadas retangulares.

Por outro lado, o método possui algumas desvantagens. Uma delas é a necessidade de formar e fatorar a matriz Jacobiana a cada iteração, o que pode aumentar o custo computacional. Outro ponto desfavorável é o fato de que a convergência é local, dependendo fortemente da qualidade da estimativa inicial. Além disso, em sistemas muito grandes e mal condicionados, o método pode divergir.

2.2 Sistemas de Transmissão

2.2.1 Parâmetros das Linhas de Transmissão

A Linha de Transmissão (LT) é responsável por transportar a energia elétrica desde a fonte geradora até os centros consumidores. De forma simplificada, pode-se dizer que a LT representa o “caminho” por onde a energia percorre. Para representar eletricamente uma LT em circuitos, é necessário definir quatro parâmetros fundamentais que caracterizam seu comportamento elétrico: resistência (R), indutância (L), capacitância (C) e condutância (G). [Santos e Oliveira 2023]

A resistência total do condutor é composta por três parcelas: a resistência ôhmica associada à corrente contínua, a resistência aparente causada pelos fluxos magnéticos internos ao condutor e uma resistência adicional resultante de efeitos superficiais e proximidade. Como a determinação exata dessas resistências é complexa, utilizam-se valores tabelados que fornecem boas aproximações práticas.

A condutância (G) está relacionada às perdas proporcionais à tensão da linha, sendo influenciada principalmente pelo *efeito corona* — ionização do ar ao redor dos condutores — e pelas perdas nos isoladores. Apesar dessas perdas estarem fisicamente concentradas nos isoladores, consideram-se distribuídas ao longo da linha, visto que a distância entre estruturas é pequena em relação à extensão total da LT. Devido à sua baixa magnitude frente à corrente da linha, a condutância geralmente é desprezada nas modelagens matemáticas.

Os parâmetros mais relevantes para a modelagem de LTs são a indutância (L) e a capacitância (C), oriundos dos efeitos dos campos magnético e elétrico ao redor dos condutores, respectivamente. Ambos dependem da geometria da linha e do meio dielétrico

ao redor. As expressões que definem esses parâmetros para uma das fases são, considerando a geometria típica dos condutores, são:

$$L_x = \frac{\mu_r \mu_0}{2\pi} \ln \left(\frac{D_{MG_{3\phi}}}{R_{MG_x}} \right) \quad [\text{H/m}] \quad (2.40)$$

$$C_x = \frac{2\pi \varepsilon_0 \varepsilon_r}{\ln \left(\frac{D_{MG_{3\phi}}}{R_{MG_x}} \right)} \quad [\text{F/m}] \quad (2.41)$$

onde:

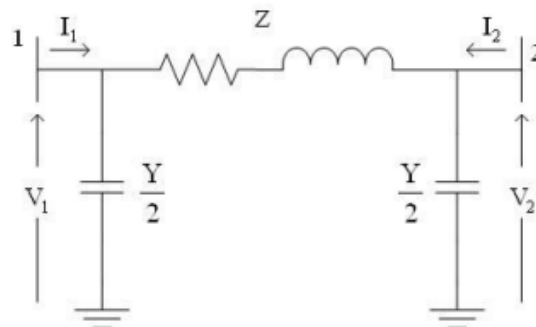
- x : uma das fases da LT;
- μ_r, μ_0 : permeabilidade relativa do meio e do vácuo, respectivamente;
- $\varepsilon_r, \varepsilon_0$: permissividade relativa do meio e do vácuo, respectivamente;
- R_{MG_x} : raio médio geométrico da fase x ;
- $D_{MG_{3\phi}}$: distância média geométrica entre as três fases.

2.2.2 Modelos de Linhas de Transmissão

2.2.2.1 Modelo π

Dentre os modelos de transmissão estabelecidos é importante considerar o modelo π , que é amplamente empregado, agrupa as características indutivas e resistivas na impedância longitudinal total da linha, representado por Z . Por outro lado, o comportamento capacitivo é centralizado na admitância transversal total da linha, representada por Y . A obtenção desses parâmetros ocorre ao se multiplicar os parâmetros por unidade de comprimento pelo comprimento total da linha. [LEMOS 2008]

Figura 4 – Modelo π para linhas de transmissão



Fonte: [LEMOS 2008]

É possível observar na Figura 4 a representação esquemática do modelo π , na qual:

$$Z = (r + j\omega l)d \quad (2.42)$$

$$Y = j\omega cd \quad (2.43)$$

$$\omega = 2\pi f \quad (2.44)$$

sabendo que f é a frequência do sinal aplicado em [Hz] e os parâmetros da LT são:

- r – resistência por unidade de comprimento (Ω/km);
- l – indutância por unidade de comprimento (H/km);
- c – capacitância por unidade de comprimento (F/km);
- d – comprimento (km).

Utilizando o modelo π , podem-se deduzir as equações das correntes nas barras:

$$I_1 = \frac{V_1 - V_2}{Z} + V_1 \frac{Y}{2} \quad (2.45)$$

$$I_2 = \frac{V_2 - V_1}{Z} + V_2 \frac{Y}{2}. \quad (2.46)$$

De modo que a matriz desse sistema é representada da seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{Y}{2} + \frac{1}{Z} & -\frac{1}{Z} \\ -\frac{1}{Z} & \frac{Y}{2} + \frac{1}{Z} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix}. \quad (2.47)$$

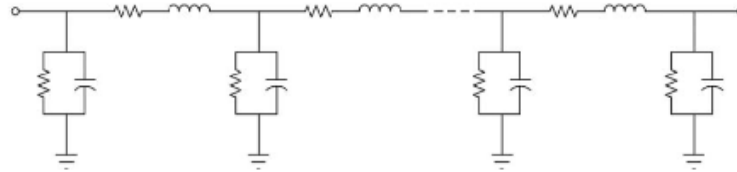
2.2.2.2 Modelo π com parâmetros distribuídos

O modelo π com parâmetros concentrados apresenta limitações para representar com precisão linhas de transmissão longas, pois não considera a distribuição contínua dos efeitos resistivos, indutivos e capacitivos ao longo da linha. Em linhas extensas (geralmente superiores a 240 km), esses efeitos distribuídos impactam significativamente a corrente e a tensão, exigindo o uso de modelos que considerem essa distribuição. Uma alternativa é segmentar a linha em trechos menores e modelá-los com múltiplos circuitos equivalentes π , como no caso de uma linha de 300 km, que pode ser representada por dois modelos π de 150 km. [LEMOS 2008]

O modelo de linha de transmissão com parâmetros distribuídos considera dois elementos fundamentais ao longo de seu comprimento: a impedância longitudinal ($R + jX$) e a admitância transversal ($G + jB$). A impedância longitudinal representa as perdas por efeito Joule (resistência R) e os efeitos do campo eletromagnético (reatância X) gerados pela passagem da corrente elétrica nos condutores. Já a admitância transversal modela as perdas por efeito corona e correntes de fuga através dos isoladores (condutância

G), bem como os efeitos do campo elétrico entre os cabos e o solo (susceptância B). Como esses efeitos ocorrem de forma contínua ao longo da linha, seus parâmetros são normalmente expressos em Ω/km para a impedância longitudinal e em S/km para a admitância transversal. A Figura 5 apresenta a representação matemática da linha com base nesse modelo de parâmetros distribuídos. [Guimarães 2021]

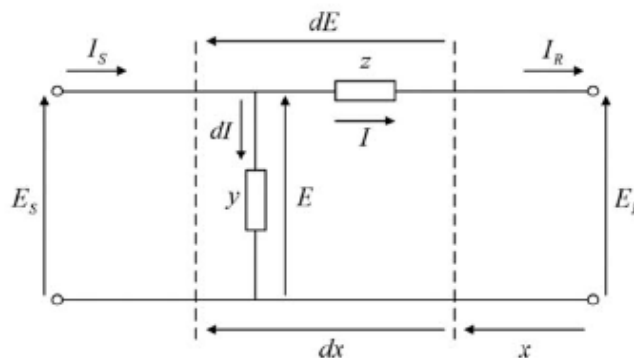
Figura 5 – Modelo de linha de transmissão com parâmetros distribuídos



Fonte: adaptado [Guimarães 2021]

Em análises de fluxo de carga, a contribuição da condutância transversal G é, na maioria dos casos, insignificante, sendo usualmente desconsiderada sem comprometer a precisão dos resultados. O foco recai sobre a obtenção de um modelo equivalente da linha de transmissão, isto é, um circuito com parâmetros concentrados que represente adequadamente o comportamento eletromagnético da linha. Para isso, parte-se dos parâmetros distribuídos conhecidos: a impedância longitudinal z (em Ω/km) e a admitância transversal y (em S/km). A partir desses valores, é possível construir um modelo simplificado que mantenha a fidelidade às características elétricas reais da linha. A Figura 6 ilustra esse modelo elementar, utilizado como base para as aproximações empregadas em estudos de regime permanente.

Figura 6 – Modelo elementar da linha de transmissão



Fonte: adaptado [Guimarães 2021]

No modelo de parâmetros distribuídos, a linha de transmissão é analisada considerando a variação contínua da tensão e da corrente ao longo do seu comprimento. São

utilizadas duas equações diferenciais ordinárias para descrever esse comportamento:

$$\frac{dE(x)}{dx} = z \cdot I(x) \quad (2.48)$$

$$\frac{dI(x)}{dx} = y \cdot E(x) \quad (2.49)$$

A equação (2.48) indica que a variação da tensão em um ponto da linha está relacionada à corrente nesse ponto e à impedância por unidade de comprimento z . Já a equação (2.49) mostra que a corrente varia ao longo da linha em função da tensão e da admitância transversal y .

Derivando a equação (2.48) e substituindo a equação (2.49), obtém-se:

$$\frac{d^2 E(x)}{dx^2} = zyE(x). \quad (2.50)$$

De forma análoga, derivando a equação (2.49) e substituindo a (2.48), chega-se a:

$$\frac{d^2 I(x)}{dx^2} = zyI(x). \quad (2.51)$$

Essas equações diferenciais de segunda ordem admitem solução em termos de funções hiperbólicas. Aplicando as condições de contorno para $x = 0$ (ponto receptor), com $E(0) = E_R$ e $I(0) = I_R$, obtém-se:

$$E(x) = E_R \cosh(\gamma x) + Z_c I_R \sinh(\gamma x) \quad (2.52)$$

$$I(x) = I_R \cosh(\gamma x) + \frac{E_R}{Z_c} \sinh(\gamma x). \quad (2.53)$$

onde $\gamma = \sqrt{zy}$ é a constante de propagação da linha e $Z_c = \sqrt{z/y}$ é a impedância característica.

Ao considerar $x = \ell$, ou seja, o terminal transmissor da linha, temos:

$$E_S = E_R \cosh(\gamma \ell) + Z_c I_R \sinh(\gamma \ell) \quad (2.54)$$

$$I_S = I_R \cosh(\gamma \ell) + \frac{E_R}{Z_c} \sinh(\gamma \ell). \quad (2.55)$$

Essas expressões podem ser organizadas em forma matricial, caracterizando o modelo de quadripolo da linha:

$$\begin{bmatrix} E_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_R \\ I_R \end{bmatrix}, \quad (2.56)$$

com os parâmetros dados por:

$$A = D = \cosh(\gamma \ell)$$

$$B = Z_c \sinh(\gamma \ell)$$

$$C = \frac{1}{Z_c} \sinh(\gamma \ell).$$

Esse modelo é amplamente adotado para representar com precisão o comportamento elétrico de linhas longas, onde os efeitos da capacitância e da indutância ao longo da linha não podem ser negligenciados.

2.2.3 Classificação das Linhas de Transmissão

2.2.3.1 Linhas de Transmissão Aéreas

A seleção do modelo apropriado para representar uma linha de transmissão está intrinsecamente ligada à sua extensão. Normalmente, para transmissão aérea convencional, linhas cuja extensão não excede 80 km são categorizadas como linhas curtas. Para estas, frequentemente, a influência da capacitância é negligenciada devido à sua magnitude reduzida, permitindo que a linha seja modelada predominantemente por sua resistência e indutância. Linhas com comprimento variando entre 80 km e 240 km são designadas como linhas médias e são tipicamente representadas pelo modelo π .

Em contraste, linhas com extensão superior a 240 km são classificadas como linhas longas e sua representação requer a utilização de múltiplos segmentos do modelo π ou, de forma mais precisa, o emprego do modelo a parâmetros distribuídos. No desenvolvimento e análise de sistemas de grande porte, é comum adotar modelos que representem com maior fidelidade o comportamento real do sistema. Um exemplo disso é a substituição de representações físicas por modelos ideais, como no caso da modelagem de linhas de transmissão por elementos de circuitos elétricos. Esses modelos são amplamente utilizados em diferentes tipos de estudo, sendo constantemente aprimorados para garantir maior integração com o sistema analisado. [LEMOS 2008]

2.2.3.2 Linhas de Transmissão Subaquática

As linhas de transmissão subaquáticas têm adquirido crescente relevância, especialmente em projetos *offshore*, interligações entre ilhas, conexões entre parques eólicos marítimos e sistemas de interconexão internacional. Essas linhas apresentam características elétricas e construtivas distintas devido ao ambiente em que são instaladas. Em particular, a capacitância série das linhas submersas é significativamente maior do que nas linhas aéreas, devido à proximidade do condutor com o meio dielétrico (água e camadas de isolamento). Como consequência, mesmo linhas de extensão relativamente reduzida podem exigir modelos que considerem de forma explícita os efeitos capacitivos.

Assim como nas linhas aéreas, a classificação por extensão permanece aplicável, mas com maior rigor na seleção do modelo. Linhas subaquáticas de poucos quilômetros já podem demandar modelos equivalentes do tipo π , enquanto linhas de grande comprimento (como cabos submarinos de transmissão em corrente alternada acima de 50–80 km) frequentemente requerem modelagem por parâmetros distribuídos para capturar adequadamente fenômenos

como correntes de carregamento, queda de tensão e limites operacionais impostos pela capacitância elevada. Em muitos casos, essas restrições tornam a transmissão em corrente contínua mais adequada para longas distâncias subaquáticas, embora isso envolva uma infraestrutura de conversão mais complexa.

2.2.3.3 Linhas de Transmissão Subaquática no Brasil

As linhas de transmissão subaquáticas apresentam grande variabilidade em função do tipo de cabo e da forma de instalação, o que impacta esforços mecânicos, necessidade de embarcações e custos. No Brasil, a experiência ainda é restrita, com apenas uma linha em operação e outra em construção, ambas na localizadas em Florianópolis-SC, em 230 kV, utilizando cabos unipolares instalados em águas rasas.

A Linha de Transmissão (LT) 230 kV Biguaçu–Ratones, leiloadada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 2018, é uma linha híbrida composta por 15 km aéreos, 13 km submarinos e 4 km subterrâneos mostrada, na Figura 7. Ela conecta as subestações de Biguaçu (no continente) e Ratones (na ilha de Florianópolis-SC), sendo planejada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para assegurar o fornecimento de energia e atender ao crescimento da demanda da capital catarinense nos próximos 25 anos [MANSUR e LOPES 2022].

Figura 7 – LT 230 kV Biguaçu – Ratones.



Fonte: [MANSUR e LOPES 2022]

De acordo com os Relatórios da Consultoria "LI.EPE.002/20 – Serviços técnicos especializados para produzir estimativa de custos de linhas de transmissão subterrâneas e/ou subaquáticas", elaborados no âmbito da EPE, diz que as linhas de transmissão subaquáticas podem incluir um trecho subterrâneo para conexão com subestações ou linhas aéreas. Esse segmento pode ser feito com o mesmo cabo subaquático ou com um cabo subterrâneo compatível, a depender do comprimento, capacidade de condução de corrente e outras condições do projeto. [EPE 2020]

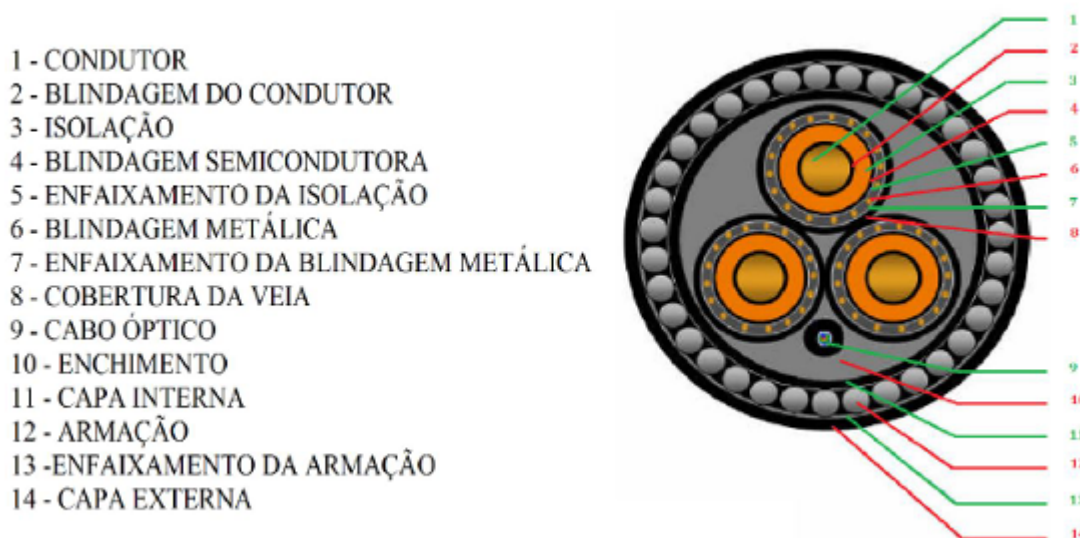
2.2.3.4 Cabos Umbilicais Submarinos

Diferentemente dos cabos normalmente usados em linhas aéreas, os cabos umbilicais possuem uma geometria predominantemente compacta. Eles são suscetíveis aos efeitos pelicular e de proximidade, o que faz com que a influência da frequência seja mais acentuada em comparação aos cabos de transmissão aérea. Assim, trata-se de um ponto que requer grande atenção, sendo necessário o uso de modelos específicos para analisar esses efeitos, tanto em regime permanente quanto em transitórios eletromagnéticos. [Pinheiro 2019]

Os cabos subaquáticos utilizam, em geral, condutores de cobre e blindagem de alumínio, materiais que influenciam tanto os parâmetros elétricos quanto o custo do projeto. Os condutores podem ser formados por fios redondos compactados ou por camadas concêntricas de fios trapezoidais, dependendo da seção transversal. Em alguns casos, podem ser selados para impedir a penetração de água em situações de danos, considerando a imersão permanente em águas profundas. [Nascimento 2017]

Na Figura 8 é mostrada a constituição física do cabo umbilical contendo detalhes acerca de sua constituição física.

Figura 8 – Exemplo de cabo umbilical submarino.



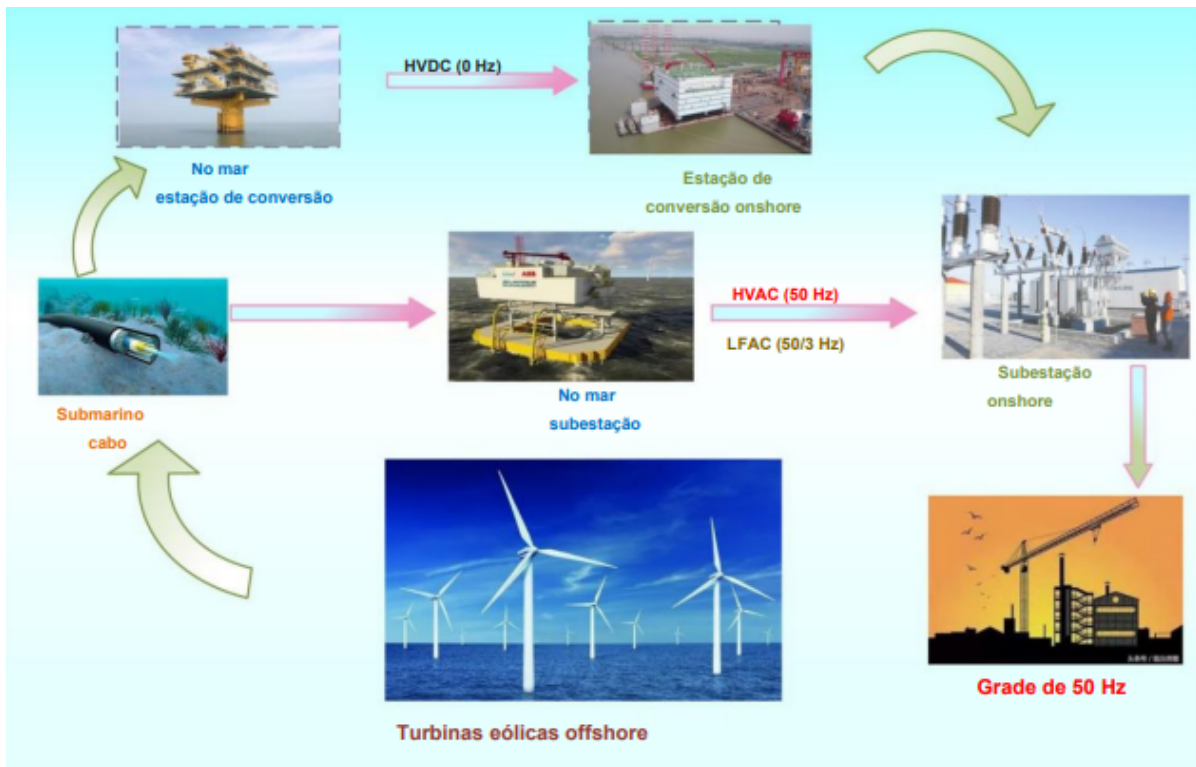
Fonte: [Nascimento 2017]

2.3 Tecnologias de Integração de OFWs

A Figura 9 do artigo de Yang et al. (2022) ilustra de forma esquemática as três principais tecnologias atualmente propostas para a integração de grandes OFWs à rede elétrica continental. Dentre as tecnologias estudadas se destacam as seguintes: HVAC (*High Voltage Alternating Current*), HVDC (*High Voltage Direct Current*) e LFAC (*Low*

Frequency Alternating Current). O diagrama representa, de maneira comparativa, como a energia gerada pelas turbinas eólicas é coletada, transformada e transmitida até os centros de consumo *onshore*, destacando as diferenças estruturais e operacionais entre os três métodos.

Figura 9 – Tecnologias de aplicação.



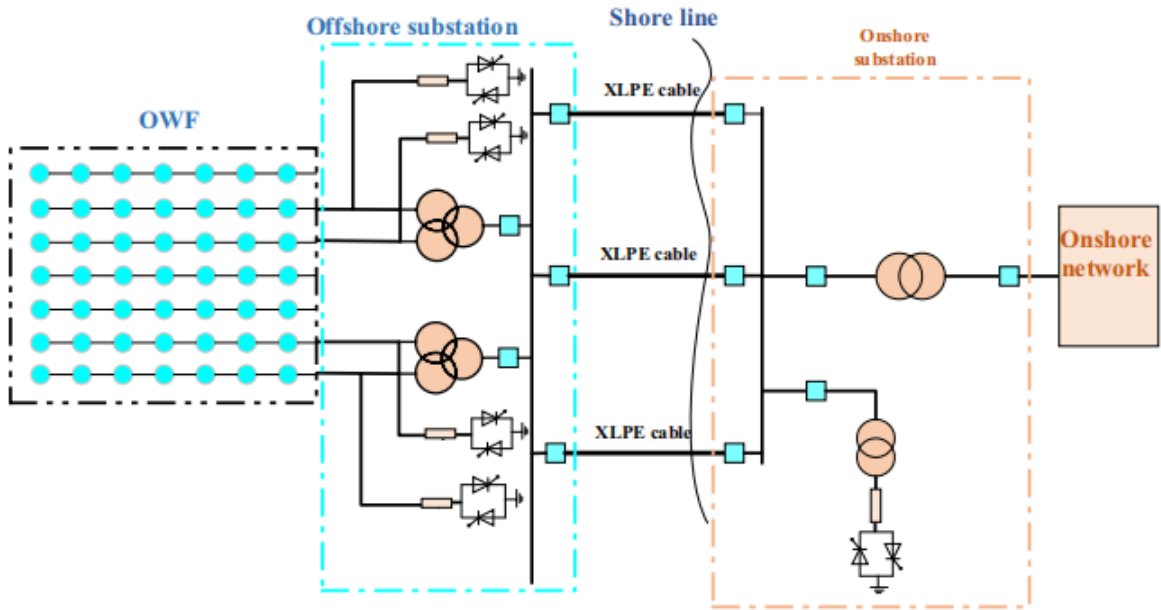
Fonte: adaptado [Yang et al. 2022]

2.3.1 Transmissão HVAC

O sistema de transmissão HVAC, ilustrado na Figura 10, representa a tecnologia mais madura e amplamente adotada nos primeiros projetos de parques eólicos *offshore*. Nesse esquema, a energia gerada pelas turbinas (em baixa tensão e frequência variável) passa por um processo de conversão para corrente alternada com frequência e amplitude compatíveis com a rede elétrica, utilizando-se conversores e transformadores nas subestações *offshore*. Em seguida, essa energia é elevada para níveis de alta tensão (geralmente entre 132 kV a 400 kV) e transmitida por meio de cabos submarinos até uma subestação terrestre, onde é novamente adaptada à rede. [Negra, Todorovic e Ackermann 2006]

Apesar de sua simplicidade e baixo custo inicial, a principal limitação do HVAC em ambientes *offshore* está relacionada às perdas por potência reativa geradas pela capacitância dos longos cabos submarinos. Esse fenômeno reduz a eficiência e restringe a viabilidade econômica do sistema a distâncias ente 60 a 80 km da costa. Além disso, para mitigar as

Figura 10 – Transmissão HVAC.



Fonte: [Yang et al. 2022]

perdas, é necessária a instalação de equipamentos adicionais como compensadores reativos (STATCOMs ou reatores *shunt*), aumentando a complexidade do sistema.

As equações apresentam a capacidade de transmissão de potência ativa do cabo HVAC e a potência reativa produzida pela corrente de carga capacitiva. [Xiang, Merlin e Green 2016] e [Kling, Hendriks e Boon 2008]:

$$P_R = \sqrt{S_{th}^2 - Q_c^2} = \sqrt{S_{th}^2 - (2\pi f C l E^2)^2} \quad (2.57)$$

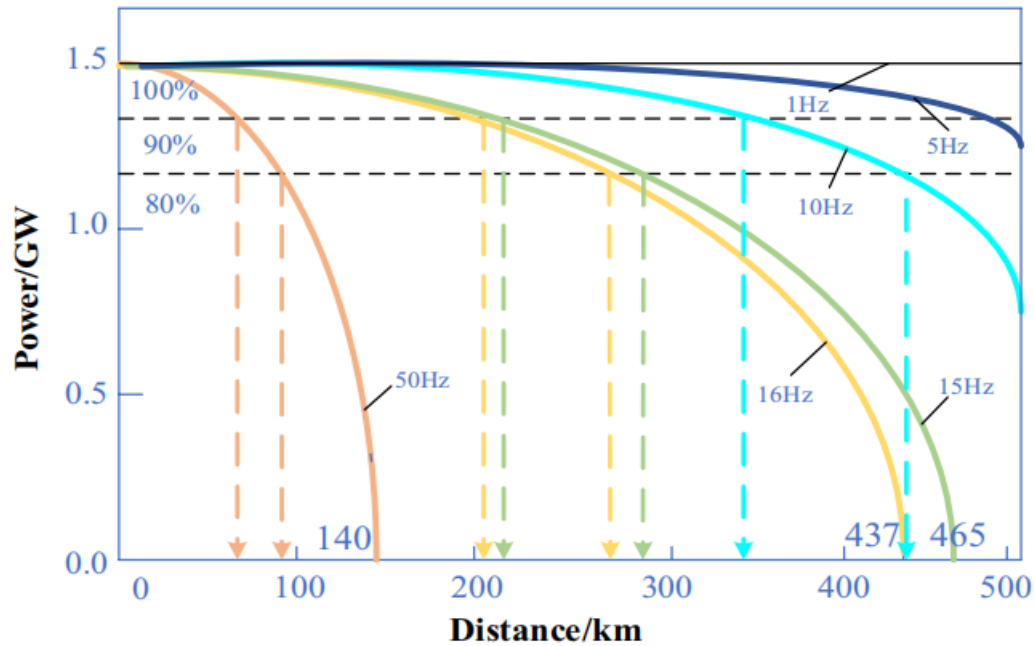
$$Q_c = 3 \left(\frac{E}{\sqrt{3}} \right)^2 \cdot 2\pi f \cdot C \cdot l = E^2 \cdot 2\pi f \cdot C \cdot l, \quad (2.58)$$

em que:

- P_R – potência ativa máxima transmissível (W);
- Q_c – potência reativa (VAr);
- S_{th} – potência aparente máxima (VA);
- C – capacitância do cabo (F);
- l – distância de transmissão (m);
- E – tensão nominal (V);
- f – frequência (Hz).

A Figura 11 ilustra a relação entre a potência ativa transmitida pelo cabo XLPE submarino HVAC em diferentes valores de frequências e distâncias.

Figura 11 – Potência ativa máxima transmissível do cabo em função do comprimento e da frequência.



Fonte: [Mau et al. 2012]

Para uma mesma potência transmitida, a redução da frequência em sistemas HVAC aumenta a capacidade de transmissão em longas distâncias, devido à diminuição da corrente reativa e das perdas associadas à reatância da linha.

2.3.2 Transmissão HVDC

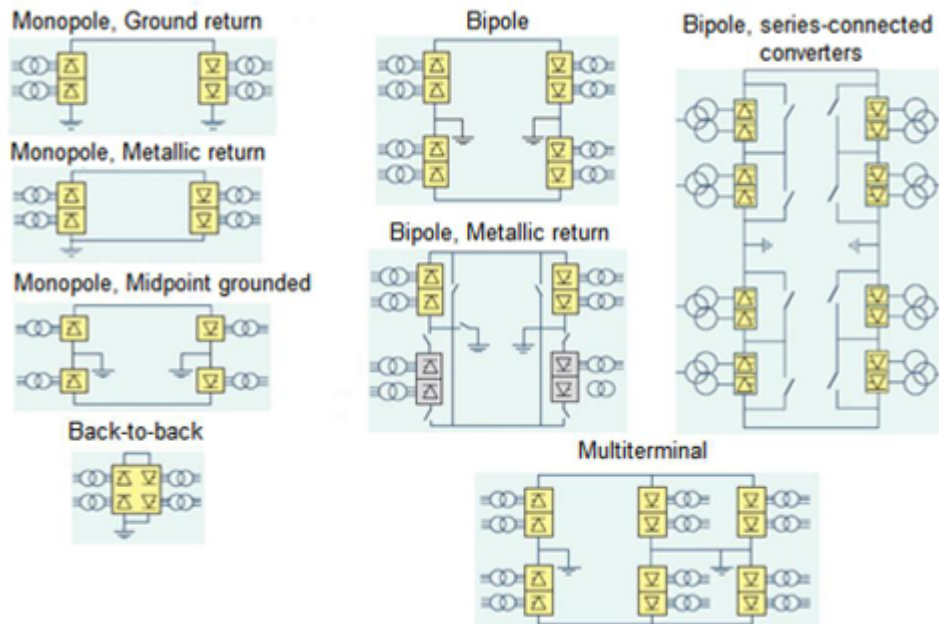
A tecnologia HVDC é considerada uma solução promissora para longas distâncias superando as limitações do HVAC. Nesse modelo, a energia gerada pelas turbinas é convertida de corrente alternada para contínua por meio de um conversor *offshore* (retificador), transmitida em alta tensão contínua (DC) até a costa por cabos submarinos, e reconvertida para alternada em uma estação *onshore* (inversor). A ausência de efeitos capacitivos em cabos DC reduz consideravelmente as perdas por potência reativa, permitindo transmissões eficientes por distâncias superiores a 100 km. Além disso, o HVDC é altamente escalável, capaz de suportar projetos de grande porte, com potência superior a 1 GW.

2.3.2.1 Configurações de Sistemas HVDC

Os conversores HVDC, compostos por retificadores e inversores, podem ser interligados por enlaces em corrente contínua (DC) de diferentes maneiras, conforme ilustrado

na Figura 12. As principais configurações são apresentadas a seguir.

Figura 12 – Topologias do sistema HVDC.



Fonte: [Bahrman e Johnson 2007]

- **Sistema Monopolar (Monopole System):** Pode operar com retorno pela terra, com retorno metálico ou com ponto médio aterrado. É uma configuração simples e de menor custo, adequada para transmissões de potência moderada.
- **Sistema Back-to-Back (Back-to-Back System):** Possui dois conversores instalados no mesmo local, conectados diretamente em DC, sendo utilizado para interligar redes AC com frequências ou características distintas.
- **Sistema Bipole (Bipole System):** É composto por dois condutores de polaridades opostas, podendo incluir retorno metálico ou conexão em série. Oferece maior confiabilidade e capacidade de transmissão.
- **Sistema Multiterminal (MTDC) (Multiterminal DC System):** Conecta três ou mais estações conversoras em uma mesma rede DC, proporcionando maior flexibilidade operacional e integração de múltiplas fontes de energia.

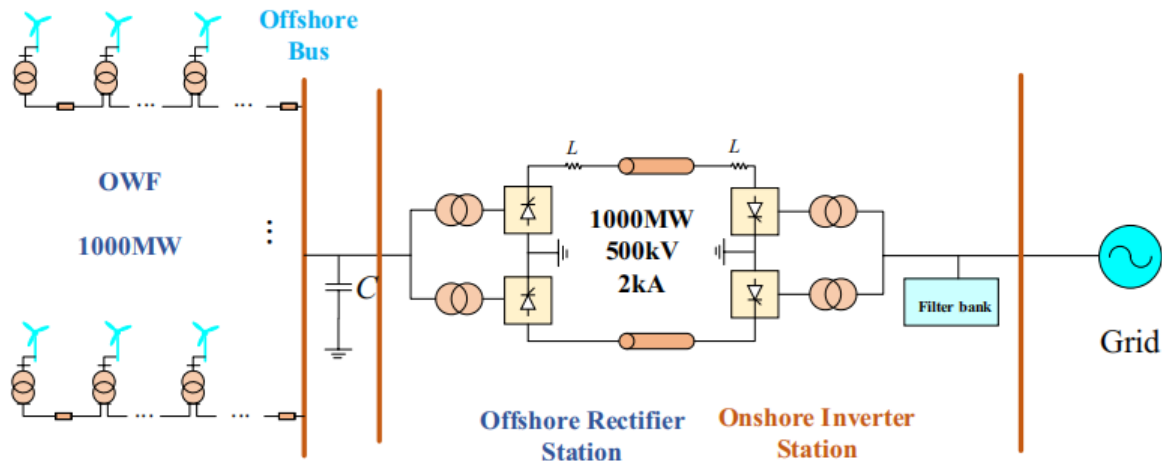
2.3.2.2 Tipos de Conversores HVDC

2.3.2.2.1 LCC-HVDC (*Line Commutated Converter*)

É uma tecnologia fundamentada na utilização de tiristores, sendo a mais empregada em transmissões de longa distância e alta capacidade em sistemas terrestres. Entretanto, as

estações conversoras LCC possuem grandes dimensões e alta complexidade, o que dificulta sua instalação em terra e torna inviável sua implementação em plataformas *offshore*. Assim, essa tecnologia é indicada apenas para sistemas em que as estações conversoras estejam instaladas em terra [Sun et al. 2017]. A Figura 13 ilustra o arranjo de um OWF com transmissão HVDC-LCC.

Figura 13 – OWF com conexão de link LCC-HVDC.



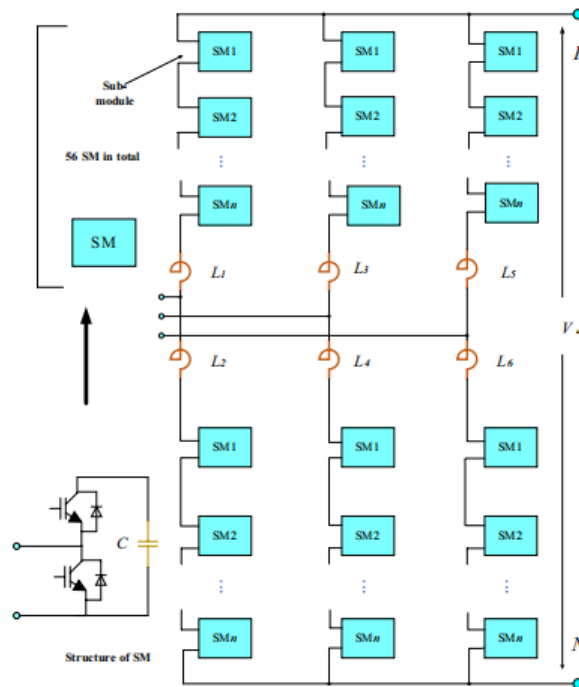
Fonte: [Yang et al. 2022]

2.3.2.2.2 VSC-HVDC (Voltage Source Converter)

Atualmente, a tecnologia VSC-HVDC é predominante na conexão da maioria dos grandes parques eólicos *offshore* (OWFs) em todo o mundo. Essa tecnologia emprega dispositivos eletrônicos de potência, como tiristores desligáveis por porta (GTOs) e transistores bipolares de porta isolada (IGBTs), que podem ser acionados e desligados de forma controlada. Os sistemas VSC-HVDC apresentam capacidade de partida autônoma (*black start*) e possibilitam a interconexão de redes passivas, oferecendo maior flexibilidade operacional. Tais características tornam a tecnologia VSC-HVDC mais adequada para a integração de parques eólicos *offshore* à rede elétrica quando comparada à LCC-HVDC. Além disso, a aplicação dessa tecnologia favorece o desenvolvimento de redes HVDC multiterminais e contribui para a futura interconexão global de sistemas elétricos [Korompili, Wu e Zhao 2016].

As pesquisas sobre sistemas MMC-HVDC, ilustrado na Figura 14, concentram-se principalmente nos métodos de modulação, no controle da tensão dos capacitores dos submódulos e na proteção contra falhas em corrente alternada e contínua. Entre os principais métodos de modulação utilizados estão a modulação por largura de pulso (PWM), a modulação vetorial espacial multinível e a modulação por onda escalonada multinível [Song et al. 2020].

Figura 14 – Estrutura de um VSC trifásico baseado em topologia modular multinível.



Fonte: [Yang et al. 2022]

Com o avanço da eletrônica de potência, especialmente com a adoção dos conversores modulares multiníveis (MMC), a eficiência e a viabilidade econômica dos sistemas VSC-HVDC foram significativamente aprimoradas [Song et al. 2020]. Diferentemente dos conversores de dois ou três níveis, o MMC reduz a frequência e as perdas de comutação, além de melhorar a qualidade da energia [Ramirez et al. 2017].

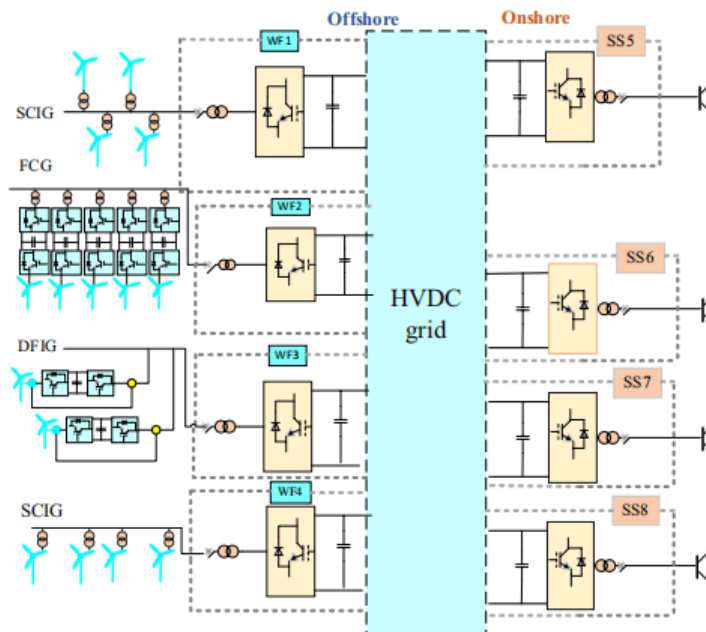
2.3.2.2.3 VSC-MTDC

Os sistemas VSC-MTDC estão diretamente relacionados à confiabilidade e à viabilidade da estratégia de controle. Essa tecnologia pode ser aplicada à transmissão de energia proveniente de grandes OFWs. Entre as configurações existentes, o sistema MMC-MTDC, baseado em conversores modulares multiníveis, destaca-se por permitir a integração de múltiplas fontes de energia em diferentes locais.

Como uma forma de transmissão flexível e eficiente, o MMC-MTDC apresenta grande potencial para aplicação na conexão de OFWs e outras fontes renováveis à rede elétrica. A China lidera o desenvolvimento dessa tecnologia, contando atualmente com três projetos em operação: o projeto Nan'ao (três terminais), o projeto Zhoushan (cinco terminais) e o projeto de demonstração Zhang-Bei 500 kV (quatro terminais) [Yang et al. 2022]. A estrutura de um MTDC-VSC é mostrada na Figura 15 .

Além disso, o MTDC possibilita o controle independente de fluxos de potência ativa e reativa em diferentes terminais, contribuindo para a estabilidade da tensão e a redução

Figura 15 – MTDC baseado no esquema VSC



Fonte: [Yang et al. 2022]

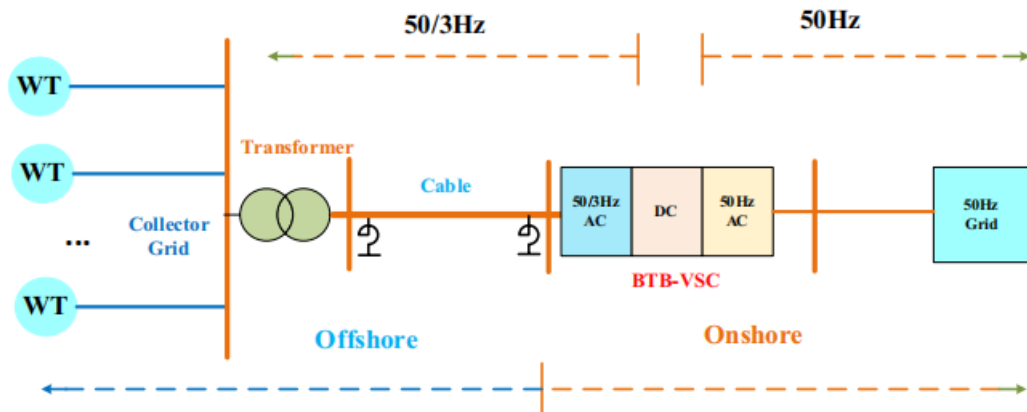
de perdas na transmissão. Essa capacidade torna a tecnologia especialmente atrativa para redes que necessitam integrar grandes volumes de energia renovável de forma segura e eficiente.

2.3.3 Transmissão LFAC

A transmissão LFAC, representada na Figura 16, se mostra como uma solução intermediária, desenvolvida a partir da tecnologia HVAC. Nesse sistema, a corrente alternada é transmitida em frequência de um terço do valor nominal, ou seja, para uma frequência 50 ou 60 Hz será reduzida para valores de 16,67 Hz e 20 Hz, o que diminui a reatância capacitiva dos cabos e, por consequência, reduz as perdas reativas, permitindo a ampliação da distância de transmissão em relação ao HVAC. Existem aplicações do LFAC em sistemas de eletrificação ferroviária, no entanto essa tecnologia pode ser considerada uma alternativa viável também para sistemas de transmissão.

No caso de OWFs com distâncias de transmissão entre 80 e 180 km, o LFAC pode se tornar mais econômico do que as soluções convencionais em HVAC ou HVDC, pois a redução da frequência diminui os efeitos capacitivos dos cabos submarinos, estendendo o alcance técnico e reduzindo custos de compensação. [Ruddy, Meere e O'Donnell 2016] Um dos principais atrativos do LFAC é a eliminação da subestação *offshore*, o que reduz significativamente os custos e os desafios de construção em ambiente marítimo. A reconversão da frequência para 50 Hz ou 60 Hz ocorre por meio de um conversor AC-AC, tipicamente instalado na estação *back-to-back* (BTB) *onshore*.

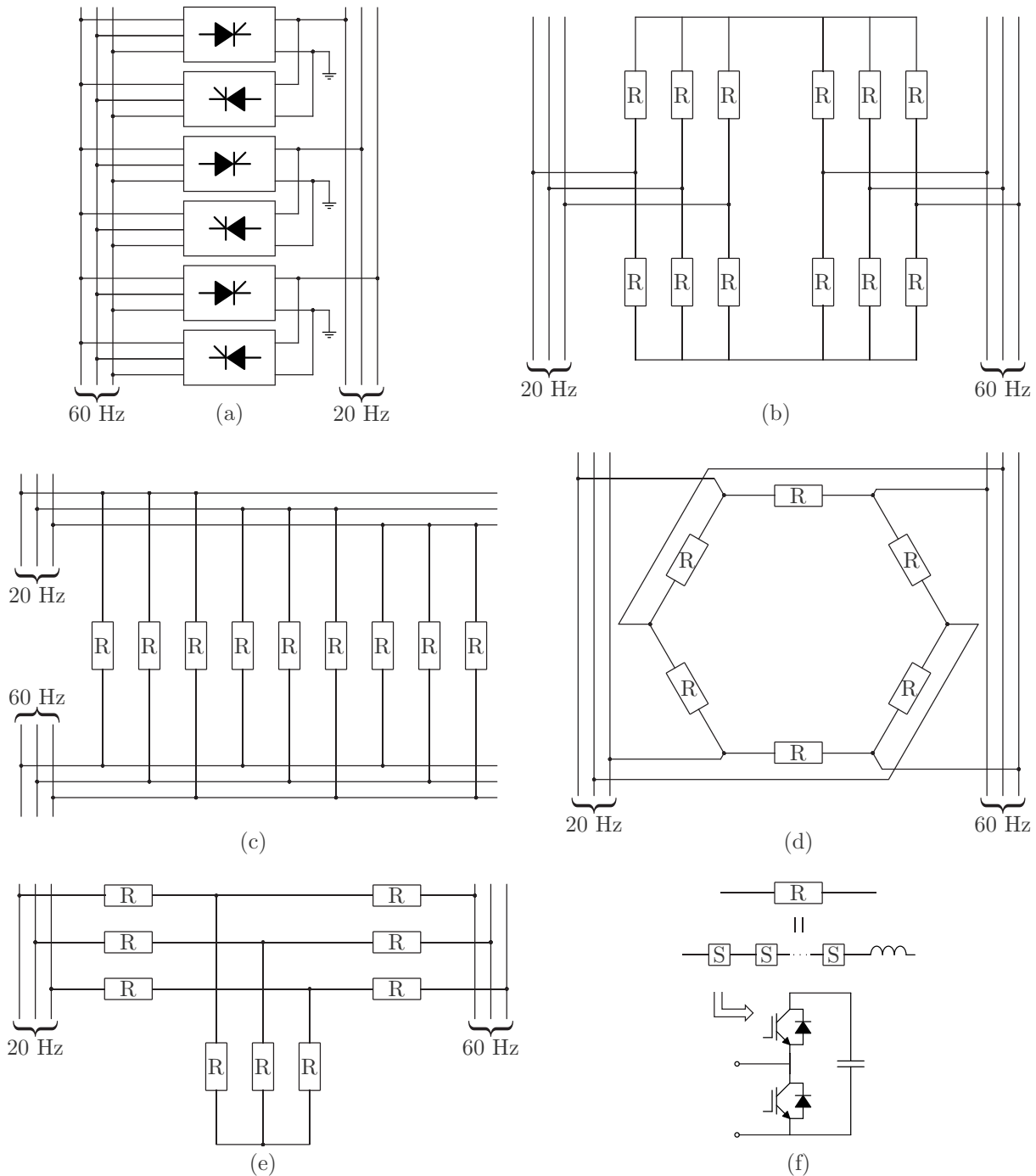
Figura 16 – Transmissão LFAC.



Fonte: [Yang et al. 2022]

Algumas soluções para o conversor AC-AC são apresentadas na Figura 17. O cicloconversor, mostrado na Figura 17 (a), é uma solução clássica que emprega conversores de 36 pulsos com tiristores. Embora amplamente utilizado, sua principal desvantagem é a presença de sub-harmônicas e harmônicas de baixa frequência, que são difíceis de filtrar e exigem projetos de filtros grandes e complexos. Em contraste, uma solução mais adequada consiste no uso de estruturas modulares multiníveis, como o conversor modular multinível *back-to-back*, o conversor matricial modular multinível, o hexaverter e o conversor em Y. Nessas estruturas, respectivamente representadas nas Figura 17 (b)-(e), cada braço R pode ser composto por um indutor em série com submódulos de meia ponte S, conforme mostrado na Figura 17 (f).

Figura 17 – Exemplos de conversores AC-AC: (a) cicloconversor, (b) conversor modular multinível back-to-back (MMC), (c) conversor matricial modular multinível (M3C), (d) hexaverter, (e) conversor em Y. (f) braço R e submódulos de meia ponte S.



Fonte: [Schmitz et al. 2025]

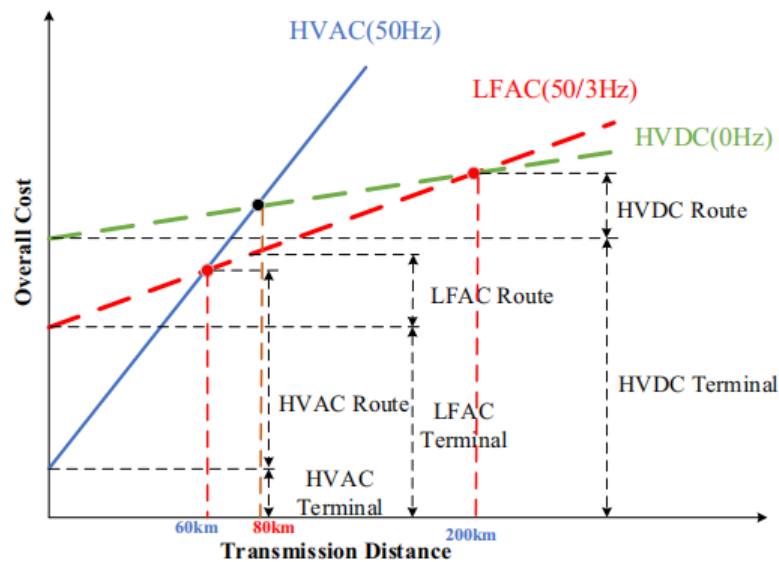
2.3.4 Análise econômica das tecnologias de conexão à rede

A análise econômica das tecnologias de integração de parques eólicos *offshore* (HVAC, HVDC e LFAC) foca principalmente em custos e capacidade de transmissão. Sistemas HVAC têm custos terminais mais baixos que HVDC, mas seus custos de rota

aumentam rapidamente com a distância. Por isso, HVAC é adequado para transmissões curtas, enquanto HVDC se torna mais vantajoso para distâncias maiores [Negra, Todorovic e Ackermann 2006]. Estudos indicam que o ponto de equilíbrio de custo entre HVAC e HVDC ocorre em cerca de 80 km para cabos submarinos. [Elliott et al. 2015]

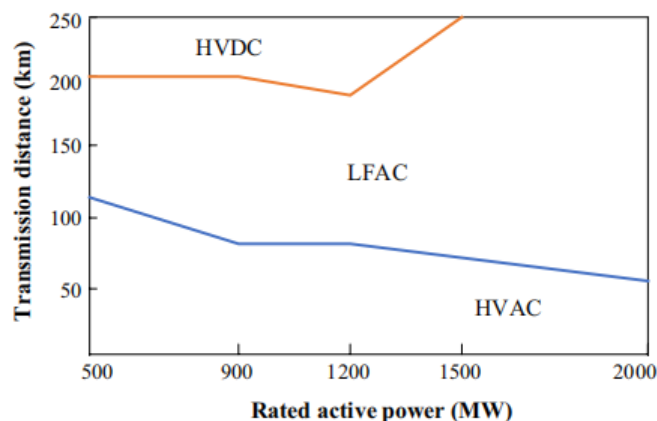
A integração das Figuras 18 e 19 demonstra o princípio de otimização de custo-benefício essencial na seleção de tecnologias de transmissão. A Figura 18 estabelece o modelo de custos, definindo que o custo total resulta da soma do custo fixo do terminal e do custo variável por distância (*Route*). Tal relação é a base para a preferência pela HVAC em distâncias curtas e a superioridade da HVDC nas longas.

Figura 18 – Relação entre custo e distância para as três tecnologias HVAC, LFAC e HVDC



Fonte: [Yang et al. 2022]

Figura 19 – Relação entre potência ativa e distância para as três tecnologias HVAC, LFAC e HVDC



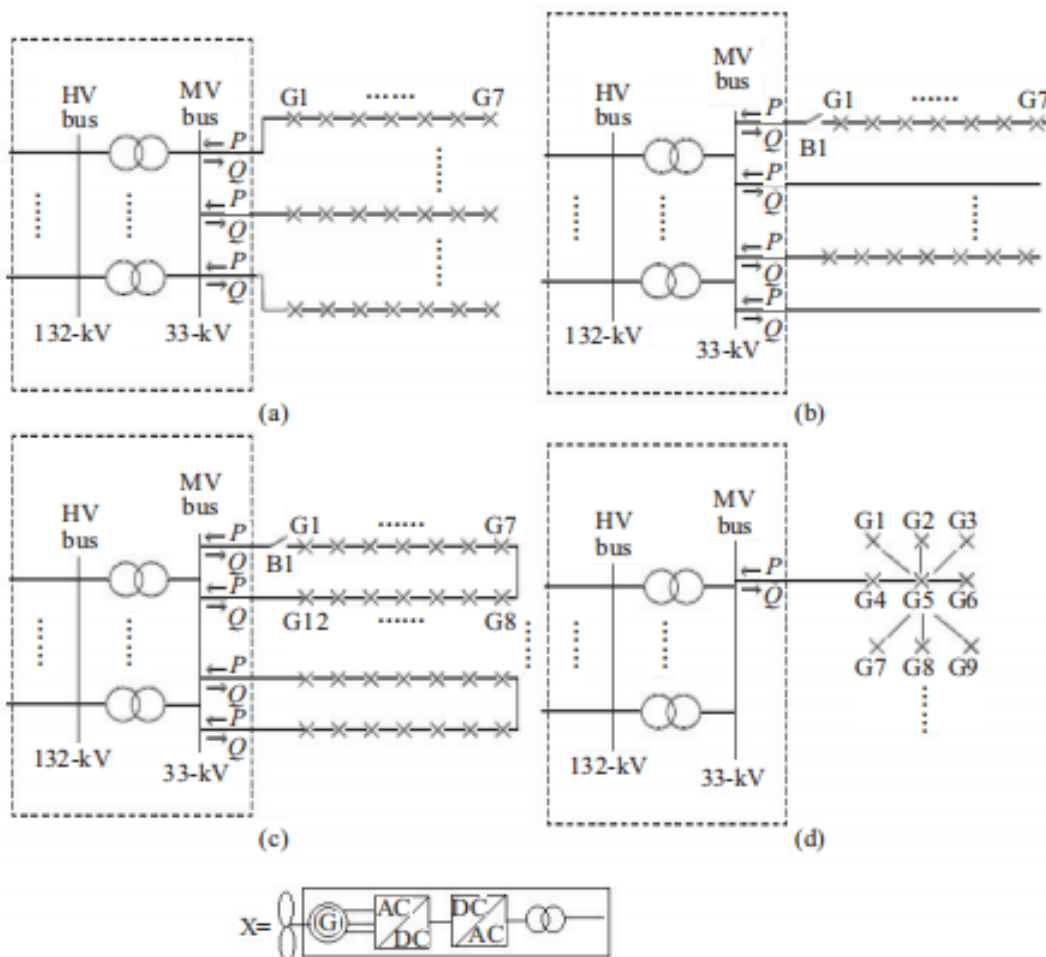
Fonte: [Yang et al. 2022]

A Figura 19 complementa esta visão ao apresentar um mapa de viabilidade, no qual os pontos de transição econômica não são estáticos, mas sim modulados pela potência ativa (em MW). O sistema LFAC se posiciona, nesse contexto, como a solução ideal para a faixa de distâncias médias. Consequentemente, a escolha da tecnologia mais eficiente exige uma análise conjunta da distância de transmissão e da capacidade de potência do empreendimento, garantindo a máxima eficiência econômica no projeto.

2.3.5 Principais Topologias Coletoras

Os sistemas de coleta em corrente alternada (AC) podem ser implementados em diferentes configurações, conforme ilustrado na Figura 20.

Figura 20 – Configurações de sistemas de coleta em AC: (a) sistema radial; (b) sistema em anel de um lado (single-sided ring); (c) sistema em anel de dois lados (double-sided ring); e (d) sistema em estrela (star).



Fonte: [Lakshmanan, Sun e Liang 2021]

Em (a), observa-se o arranjo radial, no qual as turbinas são conectadas sequencialmente a um mesmo circuito até a subestação. Em (b), apresenta-se o sistema em anel de um lado (single-sided ring), que adiciona um caminho redundante para melhorar a

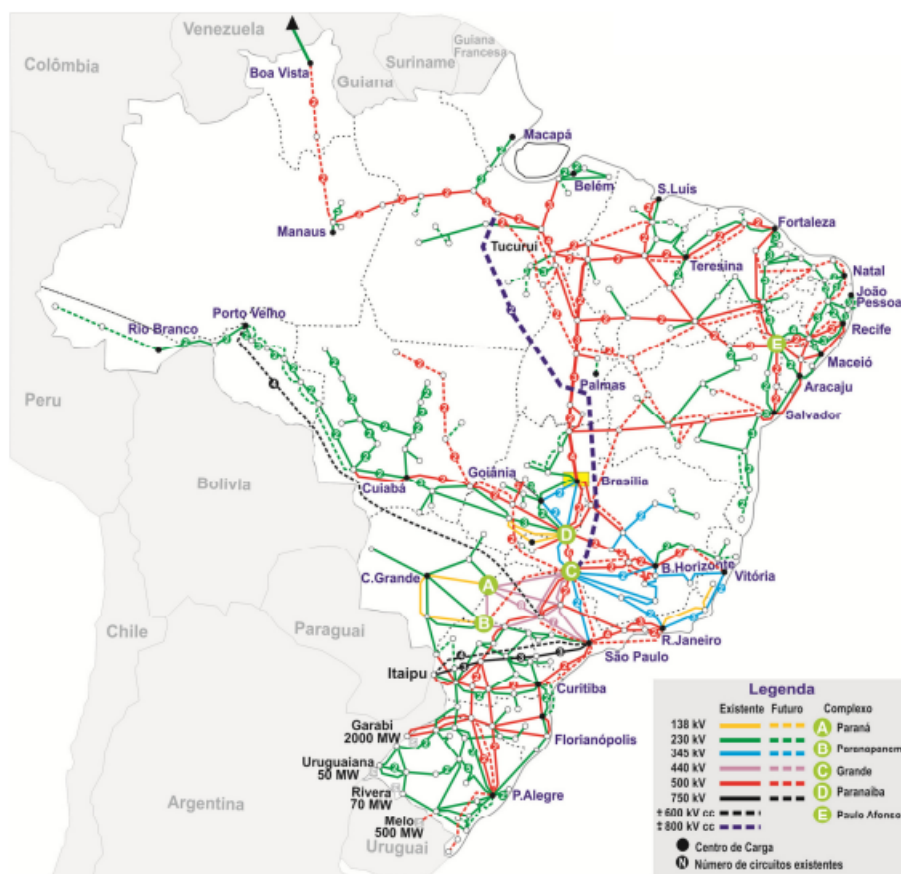
confiabilidade. O diagrama em (c) mostra o anel de dois lados (double-sided ring), no qual os dois últimos aerogeradores são interligados, proporcionando maior capacidade de reconfiguração do fluxo de potência. Por fim, em (d), tem-se a topologia em estrela (star), onde grupos de turbinas convergem para pontos de coleta secundários antes de seguir ao barramento principal em média tensão.

2.4 Operação de sistemas de transmissão

2.4.1 Sistema Integrado Nacional

O Sistema Interligado Nacional (SIN) apresentado na Figura 21, constitui um sistema hidrotérmico de grande porte destinado à geração e transmissão de energia elétrica no Brasil.

Figura 21 – Diagrama do Sistema Interligado Nacional – SIN



Fonte: [Empresa de Pesquisa Energética (EPE) 2025]

Sua operação depende de modelos avançados de simulação e otimização, conduzidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), órgão responsável pela coordenação e controle da rede. A atuação do ONS é regulada e fiscalizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

2.4.2 Procedimentos de Rede do ONS

Os requisitos do Submódulo 2.10, regido pelo ONS, estabelecem as diretrizes e procedimentos necessários para a conexão e a operação de unidades geradoras no Sistema Interligado Nacional. Esse submódulo define critérios de desempenho, limites operativos, responsabilidades do agente e padrões mínimos para garantir que a nova instalação opere de forma segura, estável e integrada ao restante da rede elétrica. [Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) 2025]

Além disso, o Submódulo 2.10 consolida exigências referentes ao comportamento da usina em regime permanente, incluindo controle de tensão, capacidade de suporte reativo, limites de variação de tensão, manutenção de frequência, além de requisitos de monitoramento e supervisão. A seguir, são apresentados alguns dos principais requisitos aplicáveis especificamente ao regime permanente.

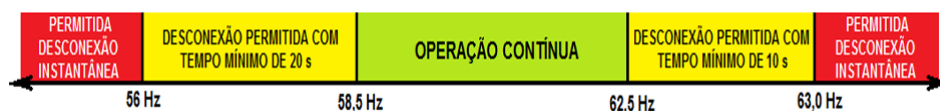
2.4.2.1 Requisitos de frequência

Em operação em regime de frequência não nominal, as centrais geradoras devem atender às seguintes condições no Brasil:

- a) desligamento instantâneo permitido para operação abaixo de 56 Hz;
- b) operação abaixo de 58,5 Hz por período de tempo mínimo de 20 s;
- c) operação entre 58,5 e 62,5 Hz por tempo ilimitado;
- d) operação acima de 62,5 Hz por período de tempo mínimo de 10 s, sendo a temporização da proteção de desligamento por sobrefrequência definida com base em avaliação do desempenho dinâmico, de forma a garantir a segurança operativa do SIN; e
- e) desligamento instantâneo permitido para operação acima de 63 Hz.

A Figura 22 resume todas essas condições operacionais mencionadas acerca dos requisitos apontados pelo ONS .

Figura 22 – Faixas de operação da central geradora em regime de frequência não nominal.

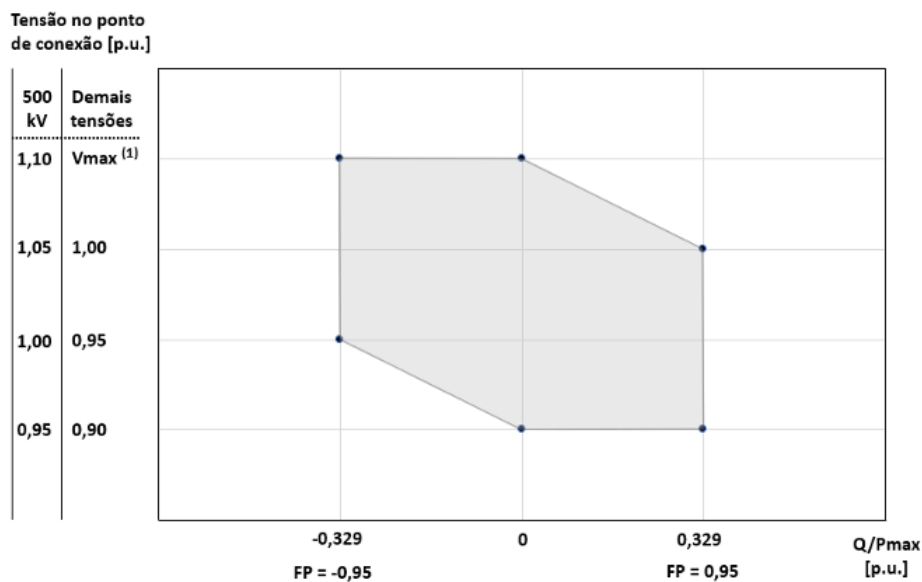


Fonte: [Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) 2025]

2.4.2.2 Requisitos do fator de potência

Em atendimento ao fator de potência em regime de tensão não nominal ($V-Q/P_{\max}$), a injeção de potência reativa em regime permanente, no ponto de conexão da central geradora às instalações sob responsabilidade do agente de transmissão ou distribuição, deve ser garantida dentro de uma faixa operativa de tensões e considerando a potência máxima da central conforme a Figura 23. Essa exigência assegura que a unidade contribua de forma contínua para a estabilidade do sistema elétrico, mesmo sob condições de tensão variáveis.

Figura 23 – Requisito para atendimento ao fator de potência na faixa operativa de tensão no ponto de conexão.



Fonte: [Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) 2025]

Nota 1. Para os níveis de tensão 440 kV e 765 kV: 1,046 p.u.; para o nível de tensão 525 kV: 1,048 p.u.; para os demais níveis de tensão da Tabela 1 do Submódulo 2.3: 1,05 p.u.

2.4.2.3 Variação de tensão em regime permanente

A central geradora deve garantir que a variação de tensão no ponto de conexão ao sistema de transmissão não ultrapasse 5%, mesmo em situações de manobras parciais ou totais, planejadas ou não, no parque gerador.

3 METODOLOGIA

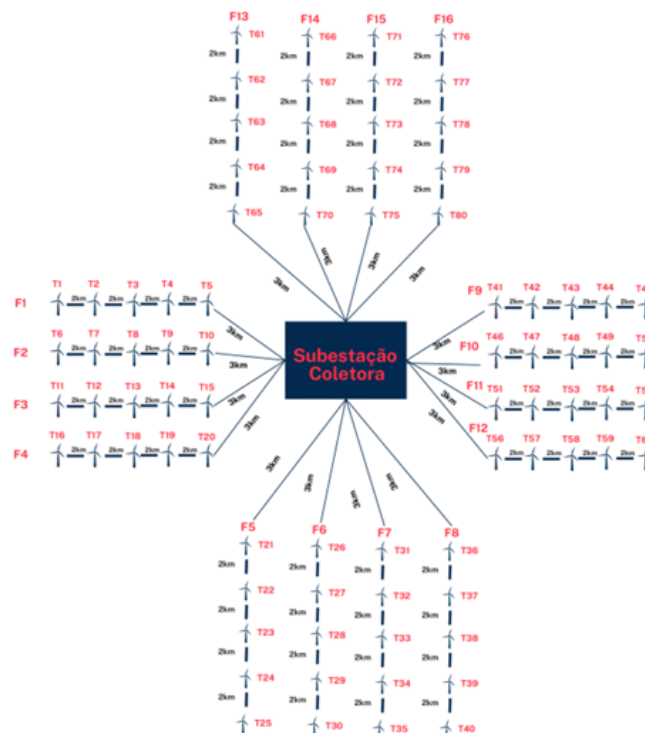
Nesse capítulo serão abordados a metodologia empregada para modelar os sistemas de transmissão HVAC, LFAC e HVDC. Serão apresentadas a definição topológica do parque eólico *offshore*, a parametrização dos sistemas, região de estudo, a conexão com o SIN e a proposta de análise do sistema.

3.1 Definição da Topologia do Parque Eólico Offshore

Neste trabalho, adotou-se, para a coleta de energia, uma topologia de conexão radial. Por ser amplamente utilizada na maior parte dos parques eólicos *offshore* já instalados, a configuração radial é considerada uma tecnologia madura e apresenta custo mais acessível quando comparada a topologias mais robustas. Entretanto, sua confiabilidade tende a ser inferior à de outras arquiteturas de interligação, o que justifica seu menor investimento inicial.

A Figura 24 mostra a estrutura topológica do parque que será a base da modelagem implementada a posteriori.

Figura 24 – Topologia do parque eólico *offshore*.



Fonte: Elaborado pelo autor

O parque *offshore* desenvolvido neste estudo é composto por 80 turbinas eólicas de 15 MW cada, totalizando uma potência instalada de 1.200 MW. A configuração do sistema coletor varia conforme a tecnologia de transmissão empregada entre a subestação *offshore* e o ponto de conexão em terra (*onshore*), sendo analisados os casos de transmissão em HVAC, LFAC e HVDC.

Para as configurações em HVAC e LFAC, o arranjo do sistema coletor foi projetado com 16 *feeders*, organizados em 4 alimentadores, cada um associado a 20 turbinas, resultando em uma potência de 300 MW por alimentador. A distância entre turbinas adjacentes é de aproximadamente 2 km, enquanto a distância entre a primeira turbina de cada *feeder* e a subestação *offshore* é de cerca de 3 km.

A Tabela 2 apresenta a organização do parque eólico para os casos em HVAC e LFAC, destacando a distribuição das turbinas por alimentador, as distâncias dos circuitos coletores e as potências associadas.

Tabela 2 – Distribuição dos alimentadores, turbinas associadas, distâncias e potências no sistema coletor para HVAC e LFAC.

Alimentador/ Feeders	Turbinas Associadas	Distância (km) / Feeder	Potência (MW)
A1 (F1 – F4)	T1 – T20	11	300
A2 (F5 – F8)	T21 – T40	11	300
A3 (F9 – F12)	T41 – T60	11	300
A4 (F12 – F16)	T61 – T80	11	300

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Para o caso HVDC, a configuração foi ajustada de modo a empregar dois alimentadores principais, cada um responsável por 40 turbinas, totalizando 8 *feeders* de coleta. Essa topologia reduz a quantidade de transformadores e linhas de interconexão, otimizando o uso dos conversores e diminuindo as perdas associadas à transmissão em longas distâncias. A Tabela 3 resume o arranjo proposto para a topologia HVDC.

Tabela 3 – Distribuição dos alimentadores, turbinas associadas, distâncias e potências no sistema coletor para HVDC.

Alimentador/ Feeders	Turbinas Associadas	Distância (km) / Feeder	Potência (MW)
A1 (F1 – F8)	T1 – T40	11	600
A2 (F2 – F16)	T41 – T80	11	600

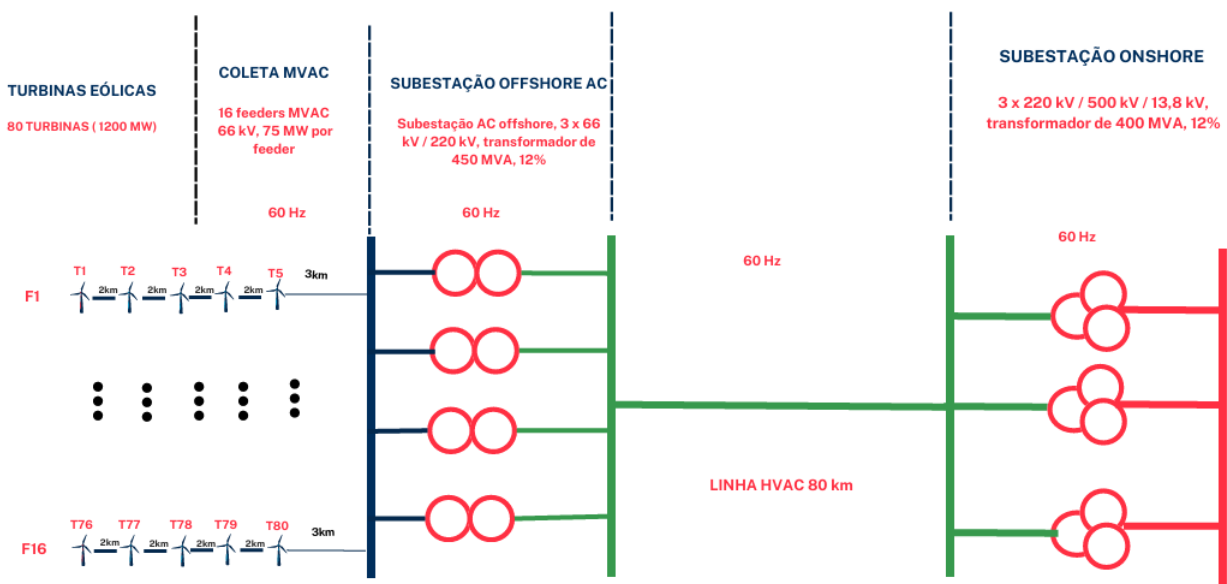
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

3.1.1 Arranjo do modelo HVAC

Para a transmissão HVAC foram adotados 4 transformadores (66/220 kV) na subestação *offshore*, com capacidade de 450 MVA. Na transmissão se utilizou um cabo umbilical percorrendo uma distância de 80 km até chegar na subestação *onshore* que tem 3 transformadores de três enrolamentos (220/500/13,8 kV) com capacidade de 400 MVA.

Na Figura 25 são apresentados os detalhes do arranjo adotado para o modelo de transmissão HVAC considerado neste estudo. Nesse arranjo, a energia gerada pelo parque eólico é coletada em 66 kV e, em seguida, elevada para níveis adequados de transmissão, atingindo 220 kV para a etapa de transporte ao longo de 80 km até a subestação onshore. Nessa subestação, ocorre um novo aumento de tensão para 500 kV, permitindo a conexão do sistema à rede elétrica.

Figura 25 – Arranjo HVAC.



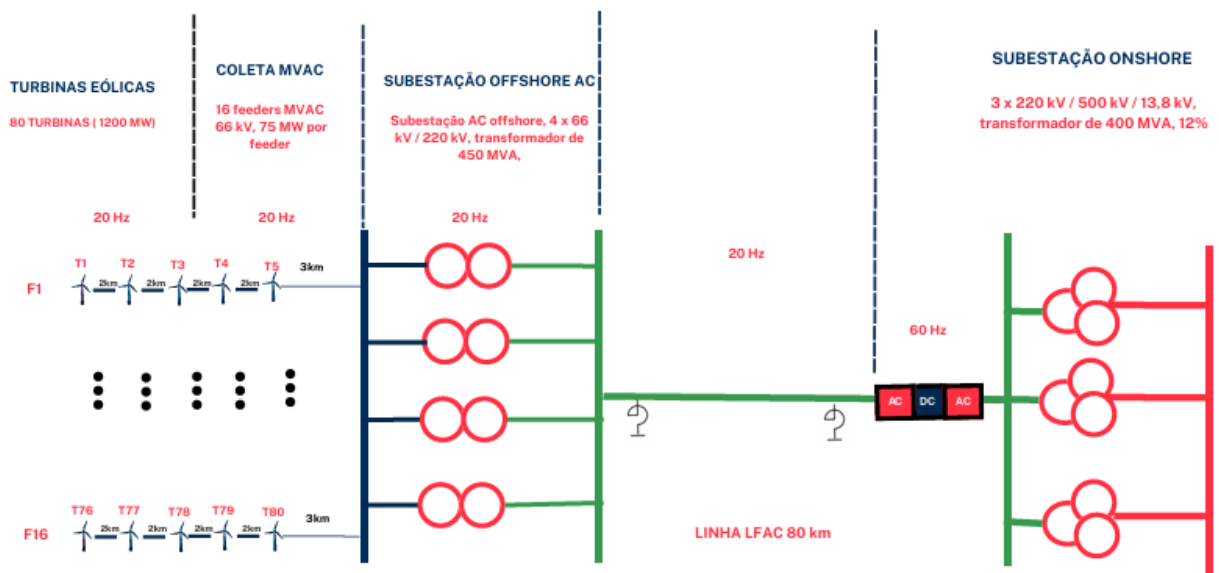
Fonte: Elaborado pelo autor

3.1.2 Arranjo do modelo LFAC

O modelo LFAC apresenta uma configuração semelhante ao sistema HVAC, mas diferencia-se principalmente pela redução da frequência ao longo da geração e da transmissão. Nesse caso, o sistema opera a 20 Hz, ou seja, um terço da frequência nominal de 60 Hz. A operação em frequência reduzida implica menores impedâncias nos equipamentos e na própria linha de transmissão. Na subestação *onshore*, um conversor *back-to-back* é empregado para realizar a conversão de frequência, permitindo a integração do sistema à rede elétrica de 60 Hz.

A Figura 26 apresenta o arranjo do sistema de transmissão LFAC. Com a redução da frequência, espera-se a diminuição das perdas associadas aos efeitos capacitivos da linha. Caso essa redução se confirme, a consequência direta é um aumento da potência ativa entregue no ponto de conexão da subestação *onshore*.

Figura 26 – Arranjo LFAC.



Fonte: Elaborado pelo autor

3.1.3 Arranjo do modelo HVDC

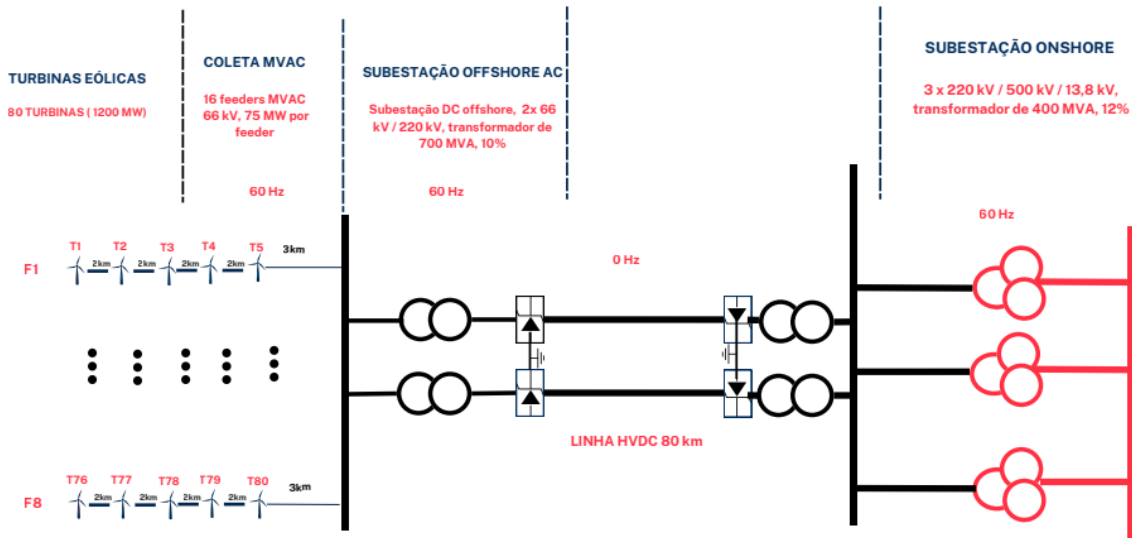
No sistema HVDC, a etapa de geração permanece idêntica à do HVAC: as turbinas eólicas operam em 66 kV e 60 Hz. Diferentemente dos modelos HVAC e LFAC, o parque offshore é configurado em oito feeders. Dois transformadores de 700 MVA (66/220 kV) elevam a tensão para 220 kV, ponto a partir do qual se inicia o bipolo HVDC. Os conversores CA/CC (retificadores) elevam a tensão de 220 kV para 320 kV, formando o bipolo de corrente contínua com aproximadamente 80 km de extensão, que é posteriormente reconvertido em CA por dois conversores CC/CA (inversores).

A adoção do bipolo é motivada pela sua elevada confiabilidade operacional: em caso de falha em uma das linhas, a outra pode continuar operando, garantindo a transferência parcial de potência. Para longas distâncias, o HVDC tende a ser mais econômico que sistemas HVAC, considerando tanto o custo global do empreendimento quanto as menores perdas ao longo da transmissão.

A Figura 27 apresenta o arranjo do sistema de transmissão HVDC. Ao final da transmissão, os conversores CC/CA realizam a reconversão para corrente alternada na

frequência da rede (60 Hz), assegurando conformidade com os requisitos normativos da subestação *onshore*. Em seguida, a tensão é novamente elevada para 500 kV para viabilizar a conexão ao sistema elétrico.

Figura 27 – Arranjo HVDC.



Fonte: Elaborado pelo autor

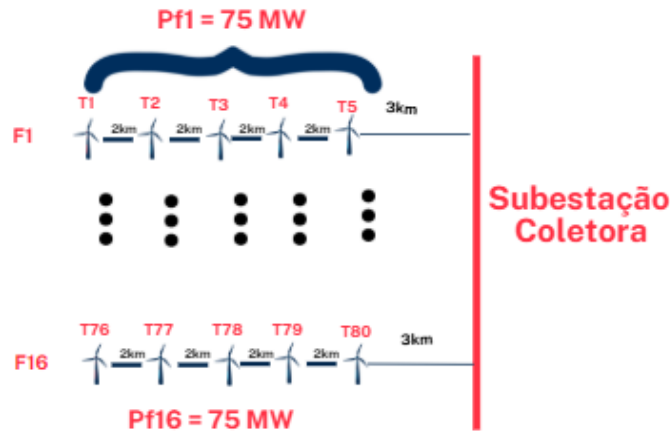
3.2 Parametrização dos Sistemas

Serão apresentados nessa seção os cálculos considerados envolvendo a disposição dos *feeders*, transformadores e a linha de transmissão para cada modelo de transmissão adotado no presente estudo.

3.2.1 Disposição dos *Feeders*

A Figura 28 apresenta o arranjo de conexão dos *feeders* distribuídos ao longo do parque eólico *offshore*. Cada *feeder* é composto por cinco turbinas de 15 MW, totalizando uma potência de aproximadamente 75 MW por *feeder*.

As turbinas são espaçadas a uma distância média de 2 km entre si, de modo a padronizar o arranjo e facilitar o traçado das linhas de interconexão. A distância entre a subestação coletora e a primeira turbina de cada *feeder* é de aproximadamente 3 km, o que permite um equilíbrio entre eficiência e otimização da configuração topológica do sistema.

Figura 28 – Representação dos *feeders* de conexão.

Fonte: Elaborado pelo autor

3.2.2 Transformadores

Os transformadores são responsáveis pela elevação da tensão do sistema de coleta *offshore* até o nível de transmissão, sendo componentes fundamentais para o desempenho elétrico e a estabilidade do sistema. Nesta subseção, apresentam-se os parâmetros elétricos dos transformadores utilizados nas configurações HVAC/LFAC e HVDC, com todos os valores referidos à base comum de 100 MVA, de modo a permitir a modelagem adequada no *software* ANAREDE.

A) Transformadores Elevadores das Naceles (690 V / 69 kV):

Os transformadores de nacele são responsáveis pela elevação da tensão gerada pelas turbinas eólicas, originalmente em 690 V, para o nível de 69 kV, permitindo o envio da energia ao barramento coletor do sistema *offshore*. Esses equipamentos operam individualmente junto a cada turbina, apresentando alta confiabilidade e baixa impedância, de modo a reduzir perdas e assegurar estabilidade no processo de conversão de energia.

A Tabela 4 apresenta os parâmetros nominais adotados para esses transformadores. Para uniformizar os parâmetros com a base de 100 MVA adotada na modelagem do sistema, utiliza-se a relação:

$$Z_{pu,nova} = Z_{pu,antiga} \times \frac{S_{base,nova}}{S_{base,antiga}} \quad (3.1)$$

Substituindo $Z_{pu,antiga} = 0.12$, $S_{base,antiga} = 18$ MVA e $S_{base,nova} = 100$ MVA:

$$Z_{pu,nova} = 0.12 \times \frac{100}{18} = 0.667$$

Tabela 4 – Dados nominais dos transformadores elevadores das naceles.

Parâmetro	Valor
Número de transformadores	2
Potência nominal (MVA)	18
Relação de tensões (kV)	0.69 / 69
Configuração dos enrolamentos (alta/baixa)	Delta / Estrela aterrado
Impedância (% na base nominal)	12
Relação X/R	80

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Considerando $X/R = 80$, tem-se:

$$R_{\text{pu}} = \frac{0.667}{80} = 0.0083 \quad \Rightarrow \quad X_{\text{pu}} \approx 0.667$$

$$R\% = 0.83\% \quad \text{e} \quad X\% = 66.7\%$$

Tabela 5 – Parâmetros elétricos dos transformadores das naceles na base de 100 MVA.

Parâmetro	Símbolo	Valor (%)
Resistência	$R\%$	0.83
Reatância	$X\%$	66.7

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Esses transformadores representam a primeira etapa de elevação de tensão do sistema eólico *offshore*, conectando diretamente as turbinas às linhas coletoras e contribuindo para a eficiência global do processo de transmissão.

B) Transformadores para quatro alimentadores (HVAC/LFAC):

A Tabela 6 apresenta os dados nominais dos transformadores *offshore*, responsáveis por elevar a tensão dos quatro alimentadores conectados ao sistema de coleta.

Tabela 6 – Dados nominais dos transformadores *offshore* (HVAC/LFAC).

Parâmetro	Valor
Número de transformadores	4
Potência nominal (MVA)	300
Relação de tensões (kV)	66/220
Configuração dos enrolamentos (alta/baixa)	Estrela / Delta
Impedância (% na base nominal)	12
Relação X/R	80

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

A conversão da impedância para a base de 100 MVA é realizada de acordo com a Equação (3.1), obtendo-se:

$$Z_{\text{pu,nova}} = 0.12 \times \frac{100}{300} = 0.04$$

Com $X/R = 80$:

$$R_{\text{pu}} = \frac{0.04}{80} = 0.0005 \quad \Rightarrow \quad X_{\text{pu}} \approx 0.04$$

$$R\% = 0.05\% \quad \text{e} \quad X\% = 4.00\%$$

Tabela 7 – Parâmetros elétricos dos transformadores HVAC/LFAC na base de 100 MVA.

Parâmetro	Símbolo	Valor (%)
Resistência	$R\%$	0.05
Reatância	$X\%$	4.00

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

C) Transformadores para dois alimentadores (HVDC):

A Tabela 8 apresenta os dados nominais adotados para os transformadores do sistema HVDC, responsáveis pela interface entre o parque eólico e o conversor retificador.

Tabela 8 – Dados nominais dos transformadores *offshore* (HVDC).

Parâmetro	Valor
Número de transformadores	2
Potência nominal (MVA)	650
Relação de tensões (kV)	220/66
Configuração dos enrolamentos (alta/baixa)	Estrela / Delta
Impedância (% na base nominal)	10
Relação X/R	60

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Aplicando novamente a Equação (3.1):

$$Z_{\text{pu,nova}} = 0.10 \times \frac{100}{650} = 0.0154$$

Com $X/R = 60$:

$$R_{\text{pu}} = \frac{0.0154}{60} = 0.00026 \quad \Rightarrow \quad X_{\text{pu}} \approx 0.0154$$

$$R\% = 0.026\% \quad \text{e} \quad X\% = 1.54\%$$

Tabela 9 – Parâmetros elétricos dos transformadores *HVDC* na base de 100 MVA.

Parâmetro	Símbolo	Valor (%)
Resistência	$R_{\%}$	0.026
Reatância	$X_{\%}$	1.54

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

D) Transformadores principais da subestação *onshore* (230/500 kV):

Os transformadores principais da subestação *onshore* têm a função de elevar a tensão recebida dos cabos de exportação, provenientes da plataforma *offshore*, de 230 kV para o nível de transmissão de 500 kV. Essa etapa é fundamental para a integração da energia gerada pelo parque eólico ao Sistema Interligado Nacional (SIN), garantindo a adequada compatibilidade elétrica e a redução das perdas ao longo das linhas de transmissão.

Esses transformadores operam em regime de alta potência e são projetados com elevado nível de isolamento, sistema de refrigeração a óleo e enrolamentos configurados de forma a otimizar o desempenho eletromagnético e a eficiência operacional.

A Tabela 10 apresenta os principais dados nominais adotados para os transformadores considerados na modelagem do sistema.

Tabela 10 – Dados nominais dos transformadores principais da subestação *onshore*.

Parâmetro	Valor
Número de transformadores	3
Potência nominal (MVA)	400
Relação de tensões (kV)	230/500
Configuração dos enrolamentos (baixa/alta)	Delta / Estrela
Impedância (% na base nominal)	12
Relação X/R	80

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

A conversão da impedância para a base de 100 MVA é realizada conforme a Equação (3.1) (apresentada anteriormente). Substituindo $Z_{pu,antiga} = 0.12$, $S_{base,antiga} = 400$ MVA e $S_{base,nova} = 100$ MVA:

$$Z_{pu,nova} = 0.12 \times \frac{100}{400} = 0.03$$

Com $X/R = 80$:

$$R_{pu} = \frac{0.03}{80} = 0.000375 \Rightarrow X_{pu} \approx 0.03$$

$$R\% = 0.0375\% \quad \text{e} \quad X\% = 3.00\%$$

Tabela 11 – Parâmetros elétricos dos transformadores principais da subestação *onshore* na base de 100 MVA.

Parâmetro	Símbolo	Valor (%)
Resistência	$R_{\%}$	0.0375
Reatância	$X_{\%}$	3.00

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Dessa forma, verifica-se que os transformadores apresentam comportamento predominantemente indutivo, típico de equipamentos de grande porte utilizados em subestações elevadoras de alta tensão, o que assegura um melhor controle do fluxo de potência e reduz a ocorrência de perdas resistivas no sistema.

3.2.3 Linhas de Transmissão

Serão apresentados com detalhes os parâmetros considerados nas linhas HVAC, LFAC e HVDC.

3.2.3.1 Linha HVAC

Serão apresentados os parâmetros elétricos dos cabos de conexão dos *feeders* na tensão de 66 kV e os cabos de transmissão em 220 kV.

- A) **Cabo HVAC 220 kV:** No sistema de transmissão em corrente alternada de alta tensão (HVAC), foram considerados cabos submarinos de 220 kV, empregados na interligação entre o parque eólico *offshore* e a subestação *onshore*. Esses cabos apresentam baixa reatância e elevada seção transversal, reduzindo perdas ôhmicas e melhorando o desempenho em regime permanente.

A Tabela 12 apresenta os principais parâmetros elétricos do cabo de transmissão adotado.

Tabela 12 – Parâmetros elétricos do cabo de transmissão HVAC (220 kV, 60 Hz).

Parâmetro	Símbolo / Unidade	Valor
Seção do condutor	A_c (mm ²)	1600
Capacitância	C (μF/km)	0.22
Indutância	L (mH/km)	0.37
Corrente de carregamento por fase	I_f (A/km)	8.3

Fonte: Adaptado de catálogos técnicos (2025).

Na sequência, a Tabela 13 apresenta os parâmetros elétricos por quilômetro da linha de 230 kV a 60 Hz, utilizados na modelagem do sistema.

Tabela 13 – Parâmetros elétricos por quilômetro da linha de transmissão HVAC (230 kV, 60 Hz).

Parâmetro	Unidade	Valor
Resistência	Ω/km	0.0108
Reatância	Ω/km	0.1395
Susceptância	S/km	0.0000829
Capacidade normal	MVA	3425.99

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Para representar o comportamento global da linha, a Tabela 14 mostra os valores totais em base por unidade, considerando uma extensão de 80 km e na base de 100 MVA.

Tabela 14 – Parâmetros elétricos em %pu para 80 km de linha HVAC (230 kV, 60 Hz).

Parâmetro	Unidade	Valor
Resistência	(%pu)	0.164
Reatância	(%pu)	2.109
Susceptância	MVA _r	350.994
Capacidade normal	MVA	3425.99

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Observa-se que, com o aumento da distância, ocorre elevação significativa da reatância e da susceptância, o que impacta diretamente o controle de tensão e o fluxo de potência reativa ao longo da linha. Dessa forma, a compensação reativa torna-se necessária para garantir a estabilidade do sistema HVAC em longas distâncias.

B) **Cabo Coletor HVAC 66 kV:** Os cabos coletores de 66 kV são empregados na conexão entre os aerogeradores e a subestação *offshore*, conduzindo a energia gerada até os transformadores elevadores.

A Tabela 15 apresenta os principais parâmetros elétricos do cabo de 66 kV adotado neste estudo.

Tabela 15 – Parâmetros elétricos do cabo coletor HVAC (66 kV, 60 Hz).

Parâmetro	Símbolo / Unidade	Valor
Seção do condutor	A_c (mm ²)	300
Capacitância	C ($\mu\text{F}/\text{km}$)	0.24
Indutância	L (mH/km)	0.37
Corrente de carregamento por fase	I_f (A/km)	2.8

Fonte: Adaptado de catálogos técnicos (2025).

Na sequência, a Tabela 16 mostra os parâmetros elétricos por quilômetro do cabo de 66 kV a 60 Hz, considerados na modelagem do sistema.

Tabela 16 – Parâmetros elétricos por quilômetro da linha coletora HVAC (66 kV, 60 Hz).

Parâmetro	Unidade	Valor
Resistência	Ω/km	0.0577
Reatância	Ω/km	0.1395
Susceptância	S/km	0.0000905
Capacidade normal	MVA	983.11

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Para representar o comportamento total da linha coletora, a Tabela 17 apresenta os valores em %pu considerando extensões de 2 e 3 km e base de 100 MVA.

Tabela 17 – Parâmetros elétricos totais em %pu para 2 e 3 km de linha coletora HVAC (66 kV, 60 Hz).

Distância (km)	R (%pu)	X (%pu)	B (MVar)	Capacidade (MVA)
2	0.265	0,213	0.263	983.11
3	0.397	0.320	0.394	983.11

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

3.2.3.2 Linha LFAC

O sistema de transmissão em corrente alternada de baixa frequência (LFAC), operando a 20 Hz, apresenta menores perdas reativas em longas distâncias, sendo uma alternativa eficiente ao sistema HVAC convencional.

A) **Cabo LFAC 230 kV:** A Tabela 18 apresenta os principais parâmetros físicos e elétricos adotados para o cabo de transmissão LFAC em 20 Hz.

Tabela 18 – Parâmetros elétricos do cabo de transmissão LFAC (230 kV, 20 Hz).

Parâmetro	Símbolo / Unidade	Valor
Seção do condutor	A_c (mm ²)	1600
Capacitância	C ($\mu\text{F}/\text{km}$)	0.22
Indutância	L (mH/km)	0.37
Corrente de carregamento por fase	I_f (A/km)	8.3

Fonte: Adaptado de catálogos técnicos (2025).

A Tabela 19 apresenta os parâmetros elétricos por quilômetro para a linha de 230 kV a 20 Hz.

Tabela 19 – Parâmetros elétricos por quilômetro da linha de transmissão LFAC (230 kV, 20 Hz).

Parâmetro	Unidade	Valor
Resistência	Ω/km	0.0063
Reatância	Ω/km	0.0155
Susceptância	S/km	0.0000092
Capacidade normal	MVA	3425.99

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

A Tabela 20 mostra os valores totais em base por unidade para 80 km de linha e base de 100 MVA, evidenciando a redução dos efeitos capacitivos e indutivos devido à menor frequência.

Tabela 20 – Parâmetros elétricos em %pu para 80 km de linha LFAC (230 kV, 20 Hz).

Parâmetro	Unidade	Valor
Resistência	(%pu)	0.098
Reatância	(%pu)	0.240
Susceptância	MVAr	38.666
Capacidade normal	MVA	3425.99

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

B) **Cabo Coletor LFAC 66 kV:** Os cabos coletores de 66 kV no sistema LFAC operam a 20 Hz e realizam a conexão entre os aerogeradores e a subestação *offshore*. A menor frequência reduz as perdas reativas e o efeito capacitivo, favorecendo a transmissão em médias distâncias.

A Tabela 21 apresenta os principais parâmetros elétricos do cabo adotado.

Tabela 21 – Parâmetros elétricos do cabo coletor LFAC (66 kV, 20 Hz).

Parâmetro	Símbolo / Unidade	Valor
Seção do condutor	A_c (mm ²)	300
Capacitância	C ($\mu\text{F}/\text{km}$)	0.24
Indutância	L (mH/km)	0.37
Corrente de carregamento por fase	I_f (A/km)	2.8

Fonte: Adaptado de catálogos técnicos (2025).

A Tabela 22 apresenta os parâmetros elétricos por quilômetro do cabo coletor em 20 Hz, evidenciando a redução da reatância e susceptância devido à menor frequência.

Por fim, a Tabela 23 apresenta os valores totais em %PU considerando distâncias de 2 e 3 km e base de 100 MVA.

Tabela 22 – Parâmetros elétricos por quilômetro da linha coletora LFAC (66 kV, 20 Hz).

Parâmetro	Unidade	Valor
Resistência	Ω/km	0.0577
Reatância	Ω/km	0.0465
Susceptância	S/km	0.0000302
Capacidade normal	MVA	983.11

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Tabela 23 – Parâmetros elétricos totais em %pu para 2 e 3 km de linha coletora LFAC (66 kV, 20 Hz).

Distância (km)	R (%pu)	X (%pu)	B (MVAr)	Capacidade (MVA)
2	0.265	0.071	0.088	983.11
3	0.397	0.107	0.132	983.11

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

3.2.3.3 Linha HVDC

O sistema HVDC considerado é composto por um elo bipolo em corrente contínua com tensão nominal de 320 kV, utilizado para a transmissão de potência entre os conversores retificador e inversor. A Tabela 24 apresenta os parâmetros elétricos adotados para o cabo de transmissão.

Tabela 24 – Parâmetros elétricos do cabo HVDC (320 kV).

Parâmetro	Unidade	Valor
Resistência	Ω/km	0.0131
Indutância	mH/km	1.5398
Capacidade nominal	MVA	672
Tensão nominal	kV	320
Extensão do elo	km	80

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

A Tabela 25 apresenta os parâmetros considerados para os conversores retificador e inversor que compõem o sistema bipolo HVDC.

Tabela 25 – Parâmetros elétricos dos conversores HVDC.

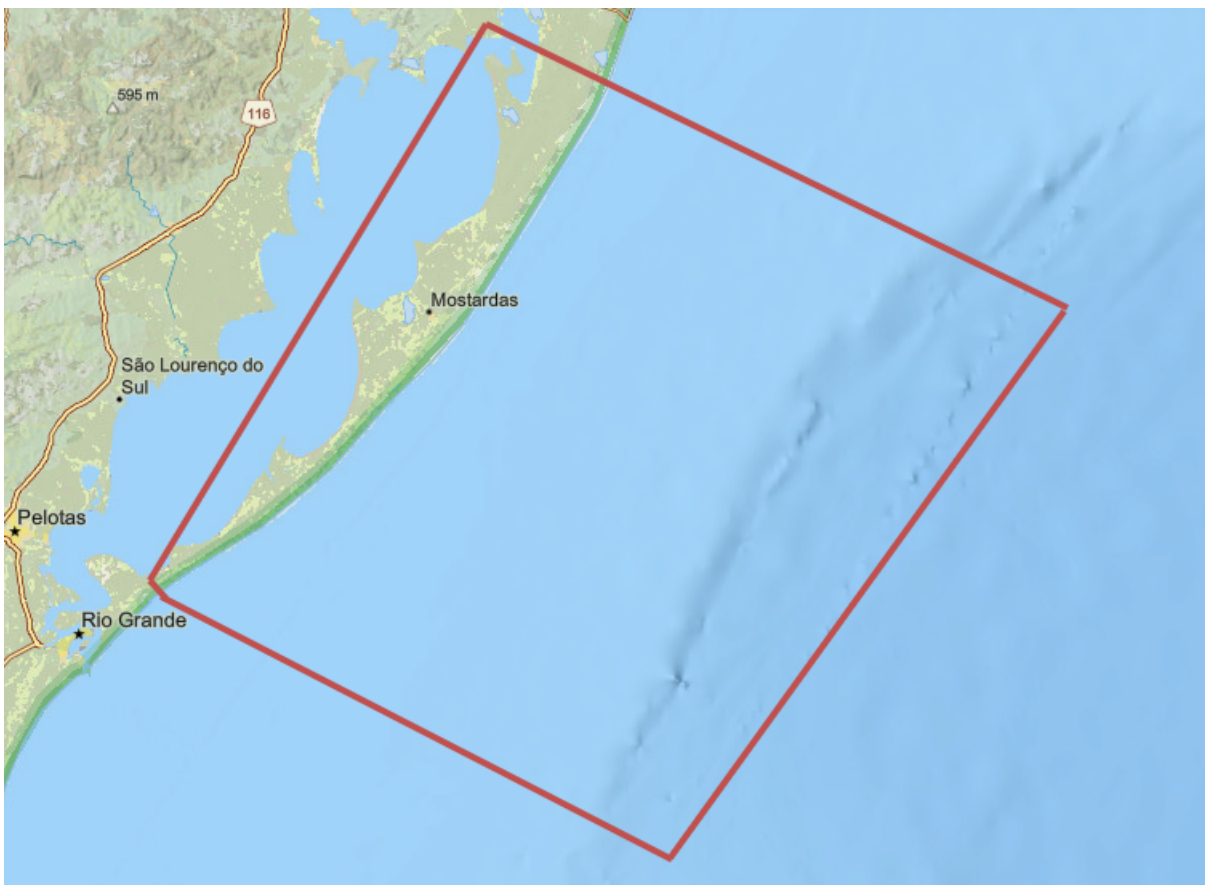
Conversor	Tensão (kV)	Potência (MVA)	Ângulo ($^\circ$)
Retificador	320	650	15
Inversor	320	650	17

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

3.3 Região de estudo

A região de estudo selecionada para a instalação do parque eólico *offshore* está localizada no município de Mostardas, no estado do Rio Grande do Sul. O litoral gaúcho apresenta um potencial eólico *offshore* estimado em aproximadamente 114,2 GW, sendo que a região de Mostardas contribui com cerca de 4 GW desse total [Ramanauskas e Silveira 2018]. A Figura 29 apresenta a localização da área de estudo onde será instalado o parque eólico *offshore*.

Figura 29 – Região de Mostardas (RS).

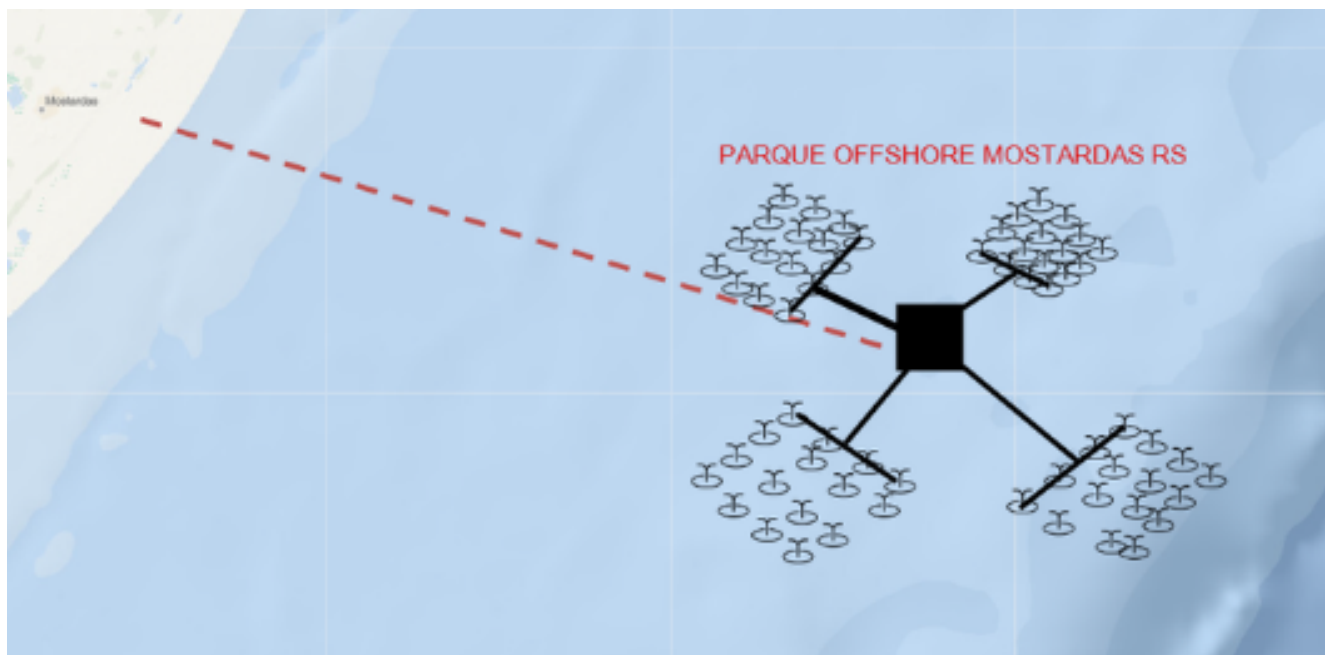


Fonte: Elaborado pelo autor (2025), com base no portal WebMap EPE [(EPE) 2025].

A escolha de Mostardas como área de estudo torna-se ainda mais pertinente diante do fato de que a região já desperta interesse de empreendedores do setor eólico offshore. Um exemplo é o projeto proposto pela Shizen Energia do Brasil Ltda., que pretende instalar um complexo de 3 GW de grande porte na costa gaúcha e que atualmente se encontra em processo de licenciamento ambiental no IBAMA. [IBAMA 2025]

A Figura 30 mostra o arranjo da configuração adotada no escopo do presente trabalho, representando a disposição projetada entre o parque eólico e o ponto de conexão no continente.

No estudo proposto, a capacidade instalada do parque é de 1.200 MW, considerando-

Figura 30 – Representação do parque eólico *offshore*.

Fonte: Elaborado pelo autor (2025), com base no portal WebMap EPE [(EPE) 2025].

se a implantação de um parque eólico *offshore* situado a aproximadamente 80 km da linha costeira.

3.4 Conexão com o SIN

Para permitir a integração do parque eólico *offshore* ao SIN, foi projetada uma linha de transmissão de aproximadamente 250 km, conectando a subestação onshore de Mostardas ao ponto de conexão em Gravataí. A subestação de Mostardas, desenvolvida no escopo deste estudo, atua como ponto de interface entre o sistema *offshore* e a rede terrestre, realizando as funções de elevação de tensão, seccionamento, proteção, compensação e controle.

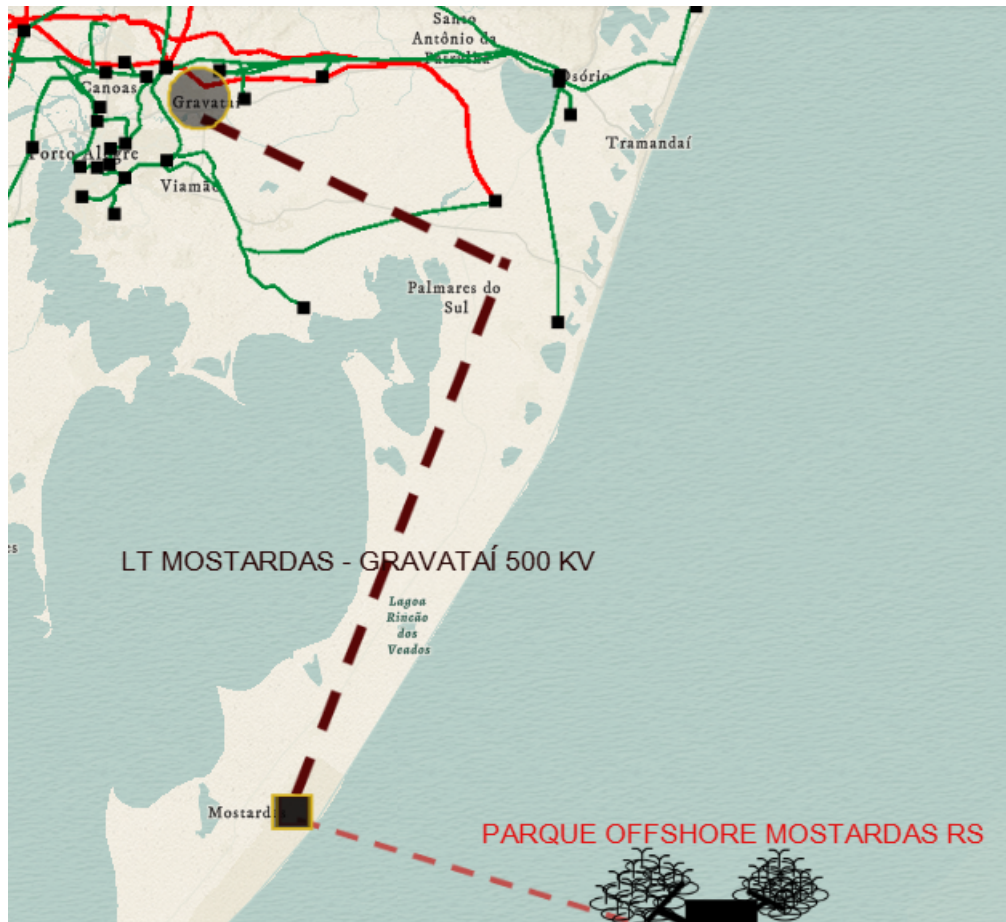
A Figura 31 representa o esboço do trajeto da linha partindo da subestação de Mostardas até a subestação de Gravataí.

3.4.1 Dimensionamento da Linha de Transmissão

O dimensionamento da linha e a escolha do trajeto até Gravataí consideraram critérios de desempenho elétrico, capacidade de escoamento de potência.

A configuração 500CSH2 conforme corresponde a um arranjo típico de linha de transmissão utilizando cabos CAA 45/7. A altura usual da estrutura situa-se entre 47.7 m e 48.1 m, enquanto a flecha normal dos condutores varia de 23.1 m a 23.4 m. O carregamento

Figura 31 – LT Mostardas - Gravataí 500 kV.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025), com base no portal WebMap EPE [(EPE) 2025].

natural (SIL) encontra-se na faixa de 1201 a 1207 MW. A faixa de segurança associada à geometria e ao desempenho eletromecânico do arranjo é de aproximadamente 65 m.

A Tabela 26 apresenta os principais parâmetros elétricos unitários e as ampacidades do cabo 4 x Rail, típico da configuração 500CSH2.

Tabela 26 – Parâmetros elétricos da LT 500 kV – Configuração 500CSH2 (4 x Rail).

Parâmetro	Unidade	Valor
Bitola	MCM	954
Capacidade normal	A	3125
Capacidade de emergência	A	4225
Resistência r_1	Ω/km	0.0176
Reatância x_1	Ω/km	0.2688
Susceptância b_1	$\mu\text{S}/\text{km}$	6.2017

Fonte: Adaptado de EPE (2022).

A Tabela 27 apresenta os parâmetros série e *shunt* da linha de transmissão de 500 kV expressos em valores por unidade (%pu) na base de 100 MVA.

Tabela 27 – Parâmetros elétricos em %pu na base de 100 MVA para LT 500 kV.

Parâmetro	Unidade	1 km	250 km
Resistência	%pu	0.000704	0.176
Reatância	%pu	0.010752	2.688
Susceptância	MVAr	1550.425	1550.425

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

3.5 Metodologia de Análise

A análise proposta será realizada no *software* ANAREDE, desenvolvido pelo CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica). Trata-se de uma ferramenta amplamente utilizada no setor elétrico brasileiro para modelagem e solução de fluxo de potência em regime permanente. Por meio dessa ferramenta é possível representar barras, linhas, transformadores, cargas e unidades geradoras, além de avaliar tensões, fluxos, perdas e diferentes cenários de integração de fontes renováveis ao sistema elétrico.

- A) **Primeira Análise:** Nesta etapa serão modelados os sistemas de transmissão HVAC, LFAC e HVDC. Serão avaliadas as perdas associadas a cada tecnologia ao longo do trecho entre o parque eólico *offshore* e a subestação de Mostardas. Em seguida, será realizada uma comparação direta entre as alternativas, destacando o desempenho energético de cada uma.
- B) **Segunda Análise:** A segunda etapa contempla a modelagem da integração do parque *offshore* ao SIN, visando analisar os impactos elétricos decorrentes da inserção dessa nova fonte em Gravataí, pertencente ao subsistema Sul. Em seguida, será avaliada a conexão entre as subestações de Bateias e Ibiúna, também conhecida como corredor Sul–Sudeste. A partir dessa análise, serão examinadas possíveis alterações nos perfis de tensão, fluxos de potência, carregamento das linhas e eventuais restrições operativas associadas à conexão.

A estruturação das modelagens e os resultados obtidos para as duas serão apresentados e discutidos no próximo capítulo.

4 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Neste capítulo são apresentadas duas frentes de análise. Destaca-se que, para todas as modelagens realizadas, todas as turbinas do parque eólico serão consideradas operando em sua capacidade nominal de 15 MW, de modo a representar uma condição de máxima geração.

A primeira análise discute as perdas associadas aos modelos de transmissão *HVAC*, *LFAC* e *HVDC*. A segunda análise examina o impacto da conexão do parque eólico *offshore* ao SIN, com foco nos subsistemas Sul e Sudeste.

4.1 Primeira análise: topologias de transmissão HVAC, LFAC e HVDC

Nesta seção serão apresentadas os parâmetros para os casos HVAC, LFAC e HVDC. Em seguida serão apresentadas os resultados de simulação, incluindo as perdas ao longo da transmissão para cada um dos modelos.

4.1.1 Modelagem do sistema HVAC

A modelagem do sistema HVAC no ANAREDE utiliza barras classificadas por função e linhas distribuídas entre os níveis de tensão. As Tabelas 28 e 29 apresentam a configuração utilizada.

A) Dados de Barras do modelo HVAC

Tabela 28 – Parâmetros das barras do modelo HVAC.

Nome	ID	Tipo	P (MW)	Q (MVar)	V (pu)	Ângulo (°)
XBARRA-FT01	90101	PV	75	–	1.00	–
XBARRA-FT02	90102	PV	75	–	1.00	–
XBARRA-FT03	90103	PV	75	–	1.00	–
XBARRA-FT04	90104	PV	75	–	1.00	–
XBARRA-FT05	90105	PV	75	–	1.00	–
XBARRA-FT06	90106	PV	75	–	1.00	–
XBARRA-FT07	90107	PV	75	–	1.00	–
XBARRA-FT08	90108	PV	75	–	1.00	–
XBARRA-FT09	90109	PV	75	–	1.00	–

Continua na próxima página

Tabela 28 – Parâmetros das barras do modelo HVAC
(continuação).

Nome	ID	Tipo	P (MW)	Q (MVar)	V (pu)	Ângulo (°)
XBARRA-FT10	90110	PV	75	–	1.00	–
XBARRA-FT11	90111	PV	75	–	1.00	–
XBARRA-FT12	90112	PV	75	–	1.00	–
XBARRA-FT13	90113	PV	75	–	1.00	–
XBARRA-FT14	90114	PV	75	–	1.00	–
XBARRA-FT15	90115	PV	75	–	1.00	–
XBARRA-FT16	90116	PV	75	–	1.00	–
FSWING-220	10000	Slack	0	–	1.00	0
FCOLETORA-220	90000	PQ	0	–	–	–
YCOLET-A-66	90001	PQ	0	–	–	–
YCOLET-B-66	90002	PQ	0	–	–	–
YCOLET-C-66	90003	PQ	0	–	–	–
YCOLET-D-66	90004	PQ	0	–	–	–

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

B) Dados de Linha do modelo HVAC

Tabela 29 – Parâmetros das linhas do modelo HVAC.

De	Para	R (%)	X (%)	MVar	Tap	Tmin	Tmax	Smax (MVA)
10000	90000	0.164	2.109	351.000	–	–	–	3426
90000	90001	0.050	4.000	1.000	1.00	0.90	1.10	330
90000	90002	0.050	4.000	1.000	1.00	0.90	1.10	330
90000	90003	0.050	4.000	1.000	1.00	0.90	1.10	330
90000	90004	0.050	4.000	1.000	1.00	0.90	1.10	330
90001	90101	0.397	0.960	0.394	–	–	–	984
90001	90102	0.397	0.960	0.394	–	–	–	984
90001	90103	0.397	0.960	0.394	–	–	–	984
90001	90104	0.397	0.960	0.394	–	–	–	984
90002	90105	0.397	0.960	0.394	–	–	–	984
90002	90106	0.397	0.960	0.394	–	–	–	984
90002	90107	0.397	0.960	0.394	–	–	–	984
90002	90108	0.397	0.960	0.394	–	–	–	984

Continua na próxima página

Tabela 29 – Parâmetros das linhas do modelo HVAC (continuação).

De	Para	R (%)	X (%)	MVAr	Tap	Tmin	Tmax	Smax (MVA)
90003	90109	0.397	0.960	0.394	–	–	–	984
90003	90110	0.397	0.960	0.394	–	–	–	984
90003	90111	0.397	0.960	0.394	–	–	–	984
90003	90112	0.397	0.960	0.394	–	–	–	984
90004	90113	0.397	0.960	0.394	–	–	–	984
90004	90114	0.397	0.960	0.394	–	–	–	984
90004	90115	0.397	0.960	0.394	–	–	–	984
90004	90116	0.397	0.960	0.394	–	–	–	984

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

4.1.2 Modelagem do sistema LFAC

A modelagem do sistema LFAC segue a mesma lógica do HVAC, utilizando barras por função e linhas operando a 20 Hz. A Tabela 30 e Tabela 31 apresentam a configuração adotada.

A) Dados de Barras do modelo LFAC

Tabela 30 – Parâmetros das barras do modelo LFAC.

Nome	ID	Tipo	P (MW)	Q (MVAr)	V (pu)	Ângulo (°)
XBARRA-FT01	90101	PV	75	–	1.00	–
XBARRA-FT02	90102	PV	75	–	1.00	–
XBARRA-FT03	90103	PV	75	–	1.00	–
XBARRA-FT04	90104	PV	75	–	1.00	–
XBARRA-FT05	90105	PV	75	–	1.00	–
XBARRA-FT06	90106	PV	75	–	1.00	–
XBARRA-FT07	90107	PV	75	–	1.00	–
XBARRA-FT08	90108	PV	75	–	1.00	–
XBARRA-FT09	90109	PV	75	–	1.00	–
XBARRA-FT10	90110	PV	75	–	1.00	–
XBARRA-FT11	90111	PV	75	–	1.00	–
XBARRA-FT12	90112	PV	75	–	1.00	–
XBARRA-FT13	90113	PV	75	–	1.00	–

Continua na próxima página

Tabela 30 – Parâmetros das barras do modelo LFAC (continuação).

Nome	ID	Tipo	P (MW)	Q (MVar)	V (pu)	Ângulo (°)
XBARRA-FT14	90114	PV	75	–	1.00	–
XBARRA-FT15	90115	PV	75	–	1.00	–
XBARRA-FT16	90116	PV	75	–	1.00	–
FSWING-220	10000	Slack	0	–	1.00	0
FCOLETORA-220	90000	PQ	0	–	–	–
YCOLET-A-66	90001	PQ	0	–	–	–
YCOLET-B-66	90002	PQ	0	–	–	–
YCOLET-C-66	90003	PQ	0	–	–	–
YCOLET-D-66	90004	PQ	0	–	–	–

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

B) Dados de Linhas do modelo LFAC

Tabela 31 – Parâmetros das linhas do modelo LFAC.

De	Para	R (%)	X (%)	MVar	Tap	Tmin	Tmax	Smax (MVA)
10000	90000	0.095	0.703	351.000	–	–	–	3426
90000	90001	0.040	1.330	1.000	1.00	0.90	1.10	330
90000	90002	0.040	1.330	1.000	1.00	0.90	1.10	330
90000	90003	0.040	1.330	1.000	1.00	0.90	1.10	330
90000	90004	0.040	1.330	1.000	1.00	0.90	1.10	330
90001	90101	0.262	0.320	0.394	–	–	–	984
90001	90102	0.262	0.320	0.394	–	–	–	984
90001	90103	0.262	0.320	0.394	–	–	–	984
90001	90104	0.262	0.320	0.394	–	–	–	984
90002	90105	0.262	0.320	0.394	–	–	–	984
90002	90106	0.262	0.320	0.394	–	–	–	984
90002	90107	0.262	0.320	0.394	–	–	–	984
90002	90108	0.262	0.320	0.394	–	–	–	984
90003	90109	0.262	0.320	0.394	–	–	–	984
90003	90110	0.262	0.320	0.394	–	–	–	984
90003	90111	0.262	0.320	0.394	–	–	–	984
90003	90112	0.262	0.320	0.394	–	–	–	984
90004	90113	0.262	0.320	0.394	–	–	–	984

Continua na próxima página

Tabela 31 – Parâmetros das linhas do modelo LFAC (continuação).

De	Para	R (%)	X (%)	MVAr	Tap	Tmin	Tmax	Smax (MVA)
90004	90114	0.262	0.320	0.394	–	–	–	984
90004	90115	0.262	0.320	0.394	–	–	–	984
90004	90116	0.262	0.320	0.394	–	–	–	984

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

4.1.3 Modelagem do sistema HVDC

A modelagem do sistema HVDC utiliza, em grande parte, os parâmetros de barras e linhas do sistema HVAC. As Tabelas 32–36 apresentam a configuração adotada.

A) Dados de Barras do modelo HVDC

Tabela 32 – Parâmetros das barras do modelo HVDC.

Nome	ID	Tipo	P (MW)	Q (MVAr)	V (pu)	Ângulo (°)
DSWING-320	10000	Slack	0	–	1.00	0
ACOLETORA-220	90000	PQ	0	–	–	–
BCOLET-A-66	90001	PQ	0	–	–	–
BCOLET-B-66	90002	PQ	0	–	–	–
XBARRA-FT01	90101	PV	75	–	1.00	–
XBARRA-FT02	90102	PV	75	–	1.00	–
XBARRA-FT03	90103	PV	75	–	1.00	–
XBARRA-FT04	90104	PV	75	–	1.00	–
XBARRA-FT05	90105	PV	75	–	1.00	–
XBARRA-FT06	90106	PV	75	–	1.00	–
XBARRA-FT07	90107	PV	75	–	1.00	–
XBARRA-FT08	90108	PV	75	–	1.00	–
XBARRA-FT09	90109	PV	75	–	1.00	–
XBARRA-FT10	90110	PV	75	–	1.00	–
XBARRA-FT11	90111	PV	75	–	1.00	–
XBARRA-FT12	90112	PV	75	–	1.00	–
XBARRA-FT13	90113	PV	75	–	1.00	–
XBARRA-FT14	90114	PV	75	–	1.00	–
XBARRA-FT15	90115	PV	75	–	1.00	–
XBARRA-FT16	90116	PV	75	–	1.00	–

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

B) Dados de Barras CC

Tabela 33 – Dados das barras do sistema CC.

No	Nome	TP	Vd (kV)
1	RETIFICADORA 1	1+	320.0
2	INVERSORA	+	314.1
3	NEUTRA 3	0	0.0
4	NEUTRA 4	0	0.0
5	RETIFICADORA	1-	320.0
6	INVERSORA	-	313.8

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

C) Elo CC

Tabela 34 – Parâmetros do elo CC

De	Para	R (Ω)	L (mH)
1	2	3.08	385
5	6	3.28	385

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

D) Linha AC

Tabela 35 – Parâmetros das linhas do modelo HVDC.

De	Para	R (%)	X (%)	MVA _r	Tap	T _{min}	T _{max}	S _{max} (MVA)
90000	90001	0.020	1.430	1.000	1.00	0.90	1.10	790
90000	90002	0.020	1.430	1.000	1.00	0.90	1.10	790
90001	90101	0.397	0.960	0.394	–	–	–	984
90001	90102	0.397	0.960	0.394	–	–	–	984

90001	90103	0.397	0.960	0.394	–	–	–	984
90001	90104	0.397	0.960	0.394	–	–	–	984
90001	90105	0.397	0.960	0.394	–	–	–	984
90001	90106	0.397	0.960	0.394	–	–	–	984
90001	90107	0.397	0.960	0.394	–	–	–	984
90001	90108	0.397	0.960	0.394	–	–	–	984
90002	90109	0.397	0.960	0.394	–	–	–	984
90002	90110	0.397	0.960	0.394	–	–	–	984
90002	90111	0.397	0.960	0.394	–	–	–	984
90002	90112	0.397	0.960	0.394	–	–	–	984
90002	90113	0.397	0.960	0.394	–	–	–	984
90002	90114	0.397	0.960	0.394	–	–	–	984
90002	90115	0.397	0.960	0.394	–	–	–	984
90002	90116	0.397	0.960	0.394	–	–	–	984

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

E) Linha AC/CC

Tabela 36 – Parâmetros resumidos da conexão CA/CC

No	CA	CC	Vfs (kV)	Snt (MVA)
1	1	90000	320	650
2	2	10000	320	650
3	5	90000	320	650
4	6	10000	320	650

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

4.2 Simulações da primeira análise

Nesta seção, serão apresentados os resultados do primeiro estudo, envolvendo os casos HVAC, HVDC e LFAC, com foco na análise das perdas ao longo da linha de transmissão de 80 km que conecta as barras 90000 (Subestação *offshore*) e 10000 (Subestação *onshore*). Ao final, será realizada uma discussão comparativa dos resultados obtidos em ambas as simulações.

4.2.1 CASO HVAC

Perdas na transmissão HVAC :

A Figura 32 mostra o relatório de perdas para o caso HVAC.

Figura 32 – Relatório de perdas HVAC

```

CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Eletrica - ANAREDE V11.07.00

SISTEMA OFFSHORE
RELATORIO DE CIRC. CA DO SIST. * AREA 10 *

X---- DADOS-BARRA ----X----- CARGA -----X----- GERACAO -----X
DA BARRA          TENSÃO      >      MW          Mvar >          MW          Mvar
NUM.  KV TIPO    MOD  PARA BARRA          F L U X O S - C I R C U I T O S
      NOME        ANG  NUM.      NOME          NC   MW   Mvar   TAP DEFAS TIE
X-----X-----X-----X-----X--X-----X-----X-----X-----X

10000 230 2    1.000                                >  -1172.2MW -353.1Mvar
SWING-220                0.0
 35.7% MVA/Vd    3426 90000 COLETORA-220 1 -1172.2 -353.1
.....

```

Fonte: Elaborado pelo autor (2025)

Na transmissão HVAC, ao longo do trecho de 80 km entre as barras 90000 e 10000, a simulação realizada no ANAREDE indicou uma potência ativa de 1172 MW e uma potência reativa de 353,1 MVAR injetadas na barra 10000.

4.2.2 CASO LFAC

Perdas na transmissão LFAC :

A Figura 33 mostra o relatório de perdas para o caso LFAC.

Figura 33 – Relatório de perdas LFAC

```

CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Eletrica - ANAREDE V11.07.00

SISTEMA OFFSHORE
RELATORIO DE CIRC. CA DO SIST. * AREA 10 *

X---- DADOS-BARRA ----X----- CARGA -----X----- GERACAO -----X
DA BARRA          TENSÃO      >      MW          Mvar >          MW          Mvar
NUM.  KV TIPO    MOD  PARA BARRA          F L U X O S - C I R C U I T O S
      NOME        ANG  NUM.      NOME          NC   MW   Mvar   TAP DEFAS TIE
X-----X-----X-----X-----X--X-----X-----X-----X-----X

10000 230 2    1.000                                >  -1174.0MW -42.8Mvar
SWING-220                -0.0
 34.3% MVA/Vd    3426 90000 COLETORA-220 1 -1174.0 -42.8
.....

```

Fonte: Elaborado pelo autor (2025)

Na transmissão LFAC, a injeção de potência ativa obtida foi de 1174 MW e a potência reativa de 48,8 MVAR, ambas injetadas na barra 10000.

4.2.3 CASO HVDC

Perdas na transmissão HVDC :

A Figura 34 mostra o relatório de perdas para o caso HVDC.

Figura 34 – Relatório de perdas HVDC

```

CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Eletrica - ANAREDE V11.07.00

SISTEMA OFFSHORE
RELATORIO DE CIRC. CA DO SIST. * AREA 10 *

X---- DADOS-BARRA ----X----- CARGA -----X----- GERACAO -----X
DA BARRA      TENSÃO      >      CARGA      >      GERACAO
NUM.  KV TIPO  MOD  PARA BARRA  MW      Mvar >      MW      Mvar
NOME      ANG  NUM.  NOME      NC      MW      Mvar  TAP  DEFAS TIE
X-----X-----X-----X-----X-X-----X-----X-----X-----X

10000  500  2    1.000      >      -1177.6MW -24.5Mvar
SWING-320      0.0      850.0 SHL
.....

90000  220  2    1.000      >      1200.0MW 267.6Mvar
COLETORA-220  0.0      515.6 SHL

```

Fonte: Elaborado pelo autor (2025)

Para a transmissão HVDC, a injeção de potência ativa foi de 1177 MW e a potência reativa de 24.5 MVar. No elo CC, não há presença de potência reativa, pois em corrente contínua a frequência é nula eliminando as reatâncias indutivas e capacitivas do sistema. Entretanto, após a estação conversora, ocorre a produção de potência reativa, necessária para a operação das linhas e equipamentos em corrente alternada conectados à rede, como mostrado nos resultados.

4.2.4 Discussão da primeira análise

As Figuras 32, 33 e 34 apresentam os valores de potência ativa e reativa para os sistemas HVAC, LFAC e HVDC, respectivamente. A partir desses resultados, é possível calcular as perdas relativas equivalentes de cada alternativa de transmissão, considerando a capacidade nominal máxima de 1200 MW, e expressá-las em termos percentuais. Além disso, tais dados permitem comparar o comportamento da potência reativa em cada tecnologia, evidenciando diferenças no desempenho e na eficiência operacional dos diferentes sistemas de transmissão.

No caso HVAC (figura 32), a potência ativa injetada foi de 1172 MW, resultando em uma perda equivalente a aproximadamente 2.33%. A potência reativa final foi de 353.1 MVar, indicando uma demanda significativa de reativo ao longo da linha em corrente alternada convencional.

Para o esquema LFAC (figura 33), a potência ativa final de 1174 MW corresponde a uma perda de cerca de 2.17%. Já a potência reativa de chegada, igual a 42.8 MVar, demonstra que o sistema em baixa frequência reduz substancialmente o fluxo reativo ao longo da transmissão.

No caso HVDC (figura 34), a potência ativa injetada foi de 1177 MW resulta em uma perda relativa de aproximadamente 1.92%, sendo a menor entre as alternativas analisadas. A potência reativa observada foi de 24.5 MVar, refletindo o fato de que a transmissão em corrente contínua praticamente elimina a circulação de potência reativa na linha, restando apenas as contribuições associadas às estações conversoras.

De forma conjunta, os resultados mostram que o modelo HVDC apresenta as menores perdas de potência ativa, seguido pelo LFAC e, por fim, pelo HVAC.

4.3 Simulações da segunda análise

Os resultados da segunda análise foram obtidos a partir da simulação de dois cenários: inicialmente, sem a inserção do parque eólico e, posteriormente, com o parque conectado ao SIN. Os estudos desenvolvidos nesta etapa concentram-se especificamente na interligação Sul–Sudeste, abrangendo o corredor elétrico formado pelas subestações de Bateias–500 kV e Ibiúna–500 kV.

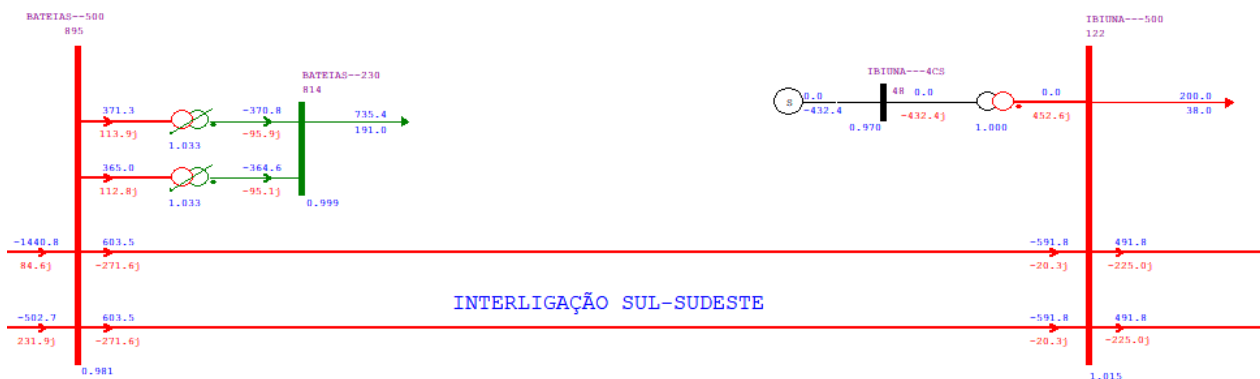
No segundo cenário, a integração do parque eólico *offshore* será analisada considerando cada um dos modelos previamente simulados para o trecho inicial de 80 km: HVAC, LFAC e HVDC. Esses modelos, já avaliados na primeira análise, serão agora aplicados à conexão do parque à rede elétrica. Por fim, discute-se o desempenho comparativo de cada alternativa tecnológica e seus respectivos impactos sobre a interligação Sul–Sudeste.

4.3.1 Simulação com parque offshore *offshore* desconectado

Nessa simulação é considerado apenas o SIN sem a conexão com o parque offshore.

A Figura 35 mostra o fluxo de potência no corredor Sul-Sudeste sem a conexão com o parque *offshore*.

Figura 35 – Corredor Sul - Sudeste antes da conexão com o parque *offshore*



Fonte: Elaborado pelo autor (2025)

As barras e linhas destacadas em vermelho pertencem ao nível de tensão de 500 kV, as representadas em verde correspondem a 230 kV, enquanto as em preto indicam o nível de 13.8 kV.

É possível observar, no corredor Sul–Sudeste, um intercâmbio expressivo de potência do Sul para o Sudeste. Cada linha de 500 kV contribui com uma injeção de aproximadamente 591.8 MW de potência ativa e 20.3 MVar de potência reativa no sentido Sul Sudeste. As tensões nas barras do corredor permanecem dentro dos limites operativos, destacando-se 0.981 pu na barra BATEIAS–500 e 1.015 pu na barra IBIUNA–500, que recebe parte dessa injeção de potência proveniente do Sul.

4.3.2 Simulação com o parque *offshore* conectado

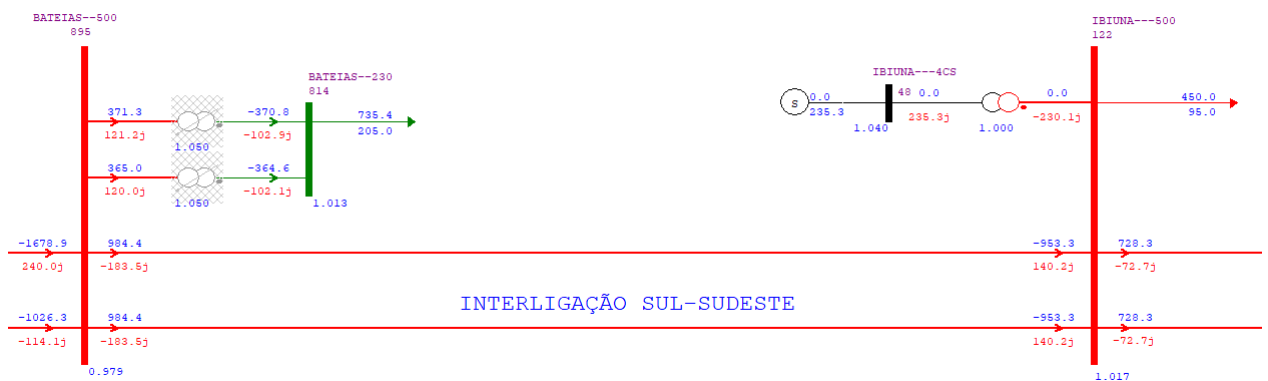
Para a integração do parque eólico *offshore* ao SIN, o trecho entre o parque e a subestação de Mostardas foi representado por uma fonte equivalente, construída a partir dos resultados consolidados da primeira análise apresentada neste capítulo. Nessa etapa, cada alternativa tecnológica (HVAC, LFAC e HVDC) foi integrada individualmente ao sistema, permitindo avaliar seu desempenho e os respectivos impactos sobre a operação do corredor Sul–Sudeste.

A) Conexão com o modelo HVAC

Para o caso HVAC, adotaram-se os valores obtidos no estudo feito na primeira análise, correspondentes à injeção de 1172 MW de potência ativa e 353 MVar de potência reativa na subestação de Mostardas. Para atender ao requisito de fator de potência estabelecido pelos Procedimentos de Rede do ONS, conforme apresentado na Seção 2.4.2.2, foi adicionado um banco de compensação *shunt* de 32.2 MVar no ponto de conexão, de modo a ajustar o balanço de potência reativa e assegurar que a operação permanecesse dentro dos limites regulamentares.

A Figura 36 mostra o fluxo de potência no corredor Sul - Sudeste com o parque *offshore* conectado injetando o máximo de sua potência na rede para o caso HVAC.

Figura 36 – Subsistema Sul - Sudeste para o caso HVAC.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025)

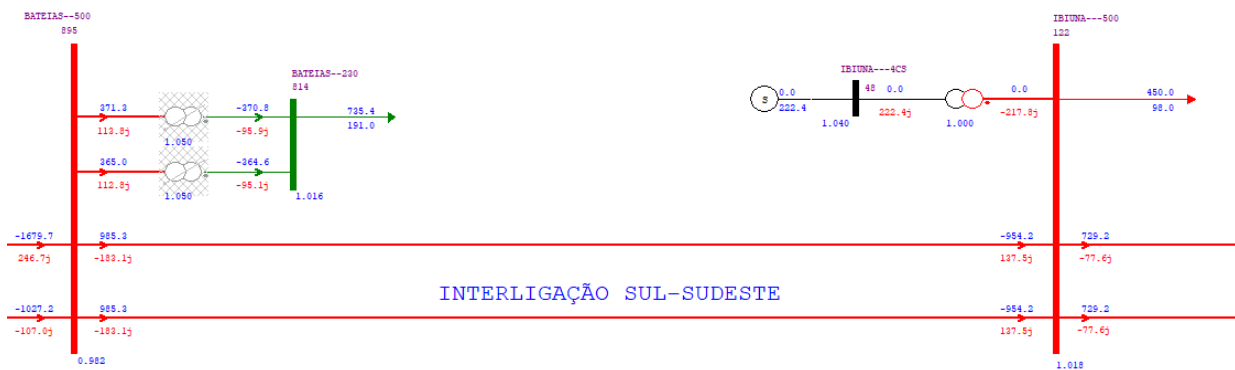
Com a inserção do parque eólico *offshore* utilizando o modelo HVAC, verificou-se uma injeção de aproximadamente 953.3 MW de potência ativa e 140.2 MVar de potência reativa na barra IBIUNA-500, distribuída ao longo de cada linha de 500 kV do corredor Sul–Sudeste. As tensões foram de 0.979 pu na barra BATEIAS-500 e 1.017 pu na barra IBIUNA-500.

B) Conexão com o modelo LFAC

Para o caso LFAC, a injeção de potência na subestação de Mostardas foi de aproximadamente 1174 MW de potência ativa e 42.8 MVar de potência reativa. Para atender ao requisito de fator de potência estabelecido pelo ONS, foi acrescentado um banco de compensação *shunt* de 343 MVar no ponto de conexão, permitindo ajustar o balanço reativo e manter o desempenho do sistema conforme especificado pelos procedimentos de rede.

A Figura 37 mostra o fluxo de potência no corredor Sul - Sudeste com o parque *offshore* conectado injetando o máximo de sua potência na rede para o caso LFAC.

Figura 37 – Subsistema Sul - Sudeste para o caso LFAC.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025)

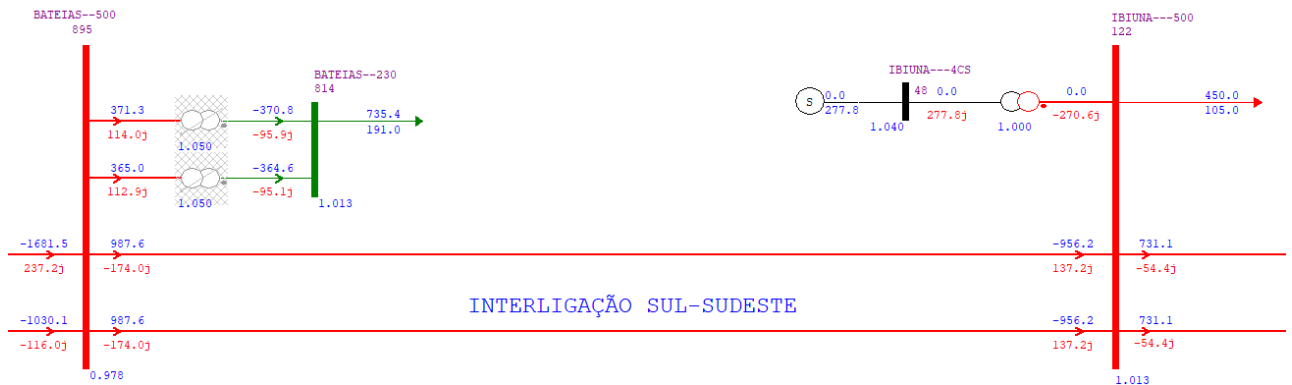
Para a integração do parque *offshore* utilizando o modelo LFAC, obteve-se uma injeção de aproximadamente 954,2 MW de potência ativa e 137,5 MVar de potência reativa na barra IBIUNA-500, distribuída ao longo das linhas de 500 kV que compõem o corredor Sul-Sudeste. As tensões resultantes foram de 0.982 pu na barra BATEIAS-500 e de 1.018 pu na barra IBIUNA-500.

C) Conexão com o modelo HVDC

Por fim, para o caso HVDC, a integração do parque *offshore* resultou em uma injeção de 1177 MW de potência ativa e 24,5 MVar de potência reativa na subestação de Mostardas, sendo este valor já referente ao fluxo pós-estação conversora. Para atender ao requisito de fator de potência, foi acrescentado um banco de compensação *shunt* de 362 MVar no ponto de conexão, de modo a ajustar o balanço reativo e garantir a operação dentro dos parâmetros estabelecidos pelos procedimentos do ONS.

A Figura 38 mostra o fluxo de potência no corredor Sul - Sudeste com o parque *offshore* conectado injetando o máximo de sua potência na rede para o caso HVDC.

Figura 38 – Subsistema Sul - Sudeste para o caso HVDC.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025)

Para a integração do parque *offshore* utilizando o modelo HVDC, obteve-se uma injeção de aproximadamente 956.2 MW de potência ativa e 137.2 MVar de potência reativa na barra IBIUNA-500, distribuída ao longo das linhas de 500 kV que compõem o corredor Sul-Sudeste. As tensões resultantes foram de 0.978 pu na barra BATEIAS-500 e de 1.013 pu na barra IBIUNA-500.

4.3.3 Discussão da segunda análise

A integração do parque eólico *offshore* ao SIN foi avaliada para três alternativas tecnológicas de transmissão (HVAC, LFAC e HVDC), utilizando como referência os resultados consolidados da primeira análise. O trecho entre o parque e a subestação de Mostardas foi representado por uma fonte equivalente, permitindo inserir cada modelo individualmente no sistema e observar seu impacto sobre o comportamento elétrico do corredor Sul-Sudeste.

4.3.3.1 Comportamento das tensões

Assim como no cenário sem a conexão, a inserção do parque *offshore* não gerou violação de limites de tensão conforme o trecho analisado. As variações foram praticamente desprezíveis, independentemente da tecnologia utilizada: na barra BATEIAS-500 observou-se redução de apenas 0,001 pu (tornando-se 0,980 pu), enquanto na IBIUNA-500 a tensão reduziu 0,012 pu, atingindo 1,003 pu. Esses valores indicam que o corredor Sul-Sudeste possui margem para absorver o aumento de carregamento sem comprometer a estabilidade em regime permanente.

4.3.3.2 Ajustes operativos

A entrada do parque no SIN aumentou substancialmente o intercâmbio de potência do Sul para o Sudeste. Para viabilizar o escoamento máximo da geração *offshore*, foram

realizados incrementos de carga no Sudeste, redução de geração em usinas hidráulicas do Sul, conversão de barras PQ para PV e ajustes nos taps dos transformadores, garantindo a convergência numérica das simulações.

4.3.3.3 Comparação entre HVAC, LFAC e HVDC

No corredor Sul–Sudeste, a integração do parque eólico *offshore* resultou em potência ativa injetada em IBIÚNA–500 de 953,3 MW para o modelo HVAC, 954,2 MW para o LFAC e 956,2 MW para o HVDC. Assim, embora todas as tecnologias apresentem desempenho muito próximo e garantam transferência eficiente de energia do Sul para o Sudeste, o HVDC se destaca por entregar a maior potência ativa, seguido pelo LFAC, enquanto o HVAC apresentou o menor valor. Essa análise evidencia que, apesar da diferença marginal, cada alternativa contribui de forma levemente distinta para o escoamento de potência no corredor, permitindo avaliar a eficiência relativa de cada tecnologia na transferência de energia ativa.

Contudo, diferenças relevantes emergem no comportamento da potência reativa e na necessidade de compensação no ponto de conexão:

- **HVAC**: apresentou a maior injeção reativa no trecho offshore (353 MVar), mas exigiu o menor banco de compensação (32,2 MVar). Após a integração, injetou cerca de 140,2 MVar em IBIÚNA–500.
- **LFAC**: apresentou injeção reativa intermediária (42,8 MVar), porém exigiu compensação significativamente maior (343 MVar). A injeção reativa final foi de aproximadamente 137,5 MVar.
- **HVDC**: apresentou a menor injeção reativa offshore (24,5 MVar), mas foi a tecnologia que demandou o maior banco de compensação (362 MVar). A injeção final foi de 137,2 MVar.

5 Conclusão

5.1 Considerações finais

Este trabalho teve por objetivo comparar as alternativas de transmissão HVDC, HVAC e LFAC para aplicação em parques eólicos *offshore* e avaliar, em seguida, a inserção da solução escolhida no Sistema Interligado Nacional (SIN). A análise foi dividida em duas etapas: a primeira avaliou o desempenho elétrico das três tecnologias de transmissão, enquanto a segunda examinou o impacto da conexão do parque offshore ao SIN, com foco no corredor Sul–Sudeste.

Os resultados da primeira etapa mostraram que o HVDC apresenta o melhor desempenho técnico, com menores perdas de potência ativa, seguido pelo LFAC, que também demonstrou eficiência elevada e perdas reduzidas, superando o HVAC em todos os indicadores. Entretanto, o custo elevado do HVDC pode limitar sua adoção em distâncias relativamente curtas, tornando LFAC e HVAC alternativas mais viáveis economicamente.

Na segunda etapa, a conexão do parque offshore ao SIN não gerou violações de tensão, mantendo-se dentro dos limites do ONS. A potência ativa injetada no corredor Sul–Sudeste foi semelhante entre os três modelos, em torno de 953 a 956 MW, mostrando que o fluxo ativo é pouco sensível à tecnologia utilizada. Por outro lado, o comportamento reativo variou significativamente: o HVAC apresentou maior circulação de potência reativa (140,2 MVar em IBIÚNA), o LFAC apresentou valores intermediários (137,5 MVar) e o HVDC apresentou menor reativo (137,2 MVar), exigindo diferentes níveis de compensação shunt.

De forma integrada, os resultados indicam que todas as alternativas são viáveis para a integração do parque eólico *offshore*, mas o HVDC se mostra a solução mais adequada do ponto de vista técnico, devido à menor circulação reativa e à eficiência na transferência de potência ativa. O LFAC surge como uma alternativa intermediária, equilibrando desempenho elétrico e viabilidade econômica, enquanto o HVAC, embora tecnicamente funcional, apresenta maior sensibilidade a perdas reativas em longas distâncias. Essas análises permitem compreender de forma clara as vantagens, limitações e impactos de cada tecnologia na integração de geração offshore ao SIN, fornecendo subsídios para a escolha da solução mais apropriada no contexto brasileiro.

5.2 Sugestões para Trabalhos Futuros

No futuro, um possível estudo complementar seria a avaliação de condições de regime transitório em diferentes modelos de transmissão (HVAC, HVDC e LFAC), considerando os impactos na estabilidade do sistema ao integrar parques eólicos offshore ao SIN. Esses estudos possibilitariam uma melhor compreensão do comportamento dinâmico da rede frente a variações rápidas de geração e cargas, fornecendo subsídios para estratégias de proteção e operação segura.

Além disso, há interesse em desenvolver modelagens envolvendo diferentes tipos de conversores para sistemas HVDC e LFAC, avaliando desempenho operacional, eficiência e impactos na integração de parques offshore ao SIN. Por fim, estudos sobre a alimentação de grandes cargas, como Data Centers e produção de Hidrogênio Verde a partir de energia offshore nas regiões nordeste e sul, poderiam analisar seus efeitos no SIN e auxiliar no planejamento da expansão da rede.

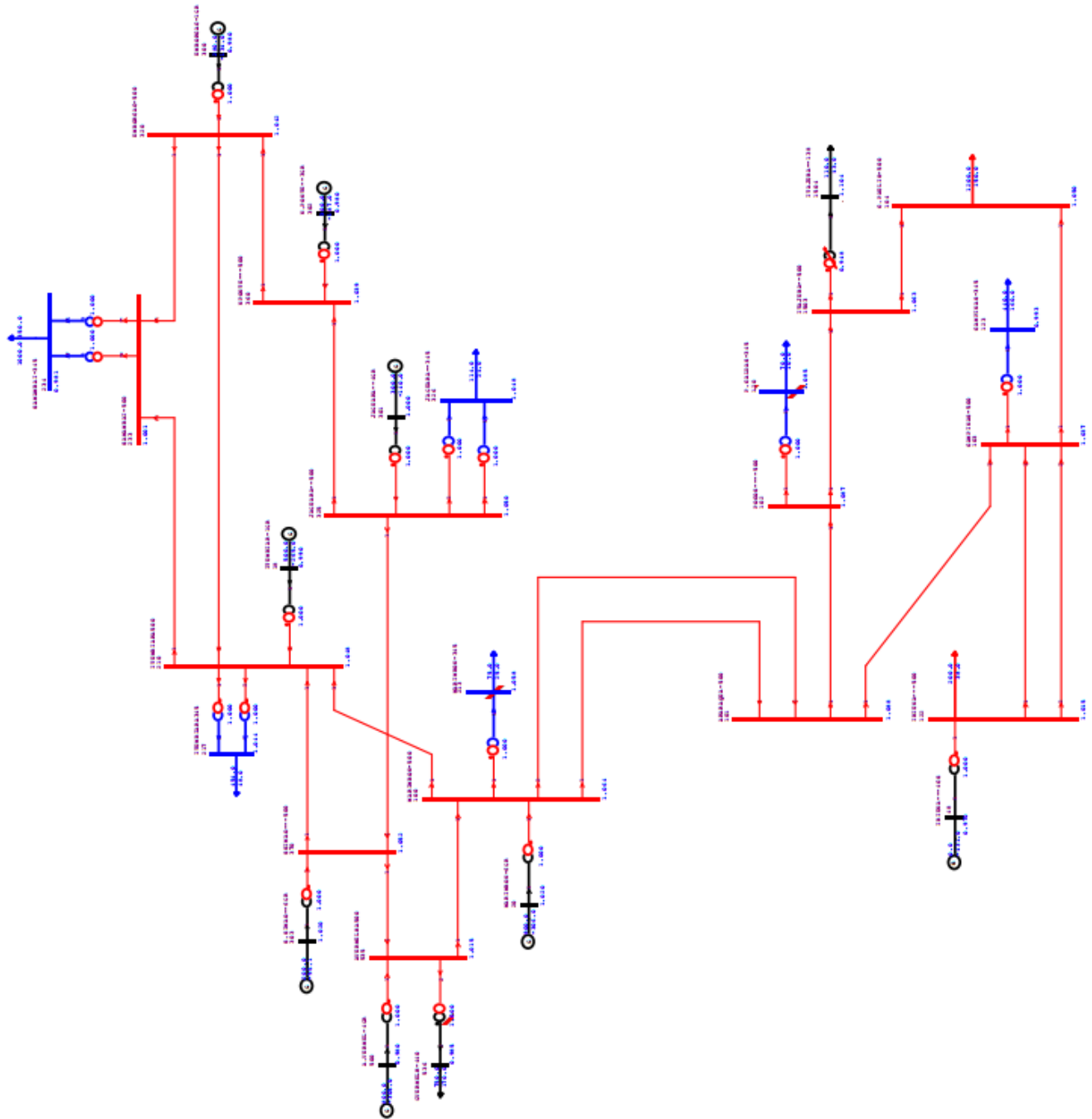
Referências

- ASTA, M. S. D. et al. Offshore wind energy conversion system connected to a floating production storage and offloading unit: Electrical aspects. In: *2023 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*. [S.l.: s.n.], 2023. p. 321–328. 16
- BAHRMAN, M. P.; JOHNSON, B. K. The abcs of hvdc transmission technologies. *IEEE power and energy magazine*, IEEE, v. 5, n. 2, p. 32–44, 2007. 39
- ELGERD, O. I. Electric energy systems theory: an introduction. McGraw-Hill Book Company, New York, NY, 1982. 21
- ELLIOTT, D. et al. A comparison of ac and hvdc options for the connection of offshore wind generation in great britain. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 31, n. 2, p. 798–809, 2015. 45
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 – Figuras do Capítulo 4*. 2025. <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-40/topico-70/Cap4_Figuras.pdf>. Acesso em: 2 nov. 2025. 47
- EPE, E. de P. E. *LI.EPE.002/20 – Serviços técnicos especializados para produzir estimativa de custos de linhas de transmissão subterrâneas e/ou subaquáticas: Etapa I – Pesquisa para levantamento de dados e melhores práticas internacionais*. Rio de Janeiro, 2020. 34
- (EPE), E. de P. E. *WebMap EPE – Portal de Dados Geoespaciais do Setor Energético*. 2025. Acesso em: nov. 2025. Disponível em: <<https://gisepeprd2.epe.gov.br/WebMapEPE/>>. 64, 65, 66
- GAO, Q.; ERTUGRUL, N.; DING, B. Review and evaluation of offshore wind energy: Resources, markets and technologies. *International Marine Energy Journal*, v. 8, n. 3, p. 309–319, 2025. 16, 17, 18
- GUIMARÃES, C. H. C. *Sistemas Elétricos de Potência e seus Principais Componentes*. 2. ed. Brasil: Carlos Henrique Costa Guimarães, 2021. Fluminense Federal University. ISBN 978-85-399-0550-8. 31
- IBAMA. *Mapas de Projetos em Licenciamento – Complexos Eólicos Offshore*. 2025. <<https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/consultas/mapas-de-projetos-em-licenciamento-complexos-eolicos-offshore>>. Acessado em: 15 de novembro de 2025. 64
- KLING, W.; HENDRIKS, R.; BOON, J. D. Advanced transmission solutions for offshore wind farms. In: IEEE. *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*. [S.l.], 2008. p. 1–6. 37
- KOROMPILI, A.; WU, Q.; ZHAO, H. Review of vsc hvdc connection for offshore wind power integration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 59, p. 1405–1414, 2016. 40

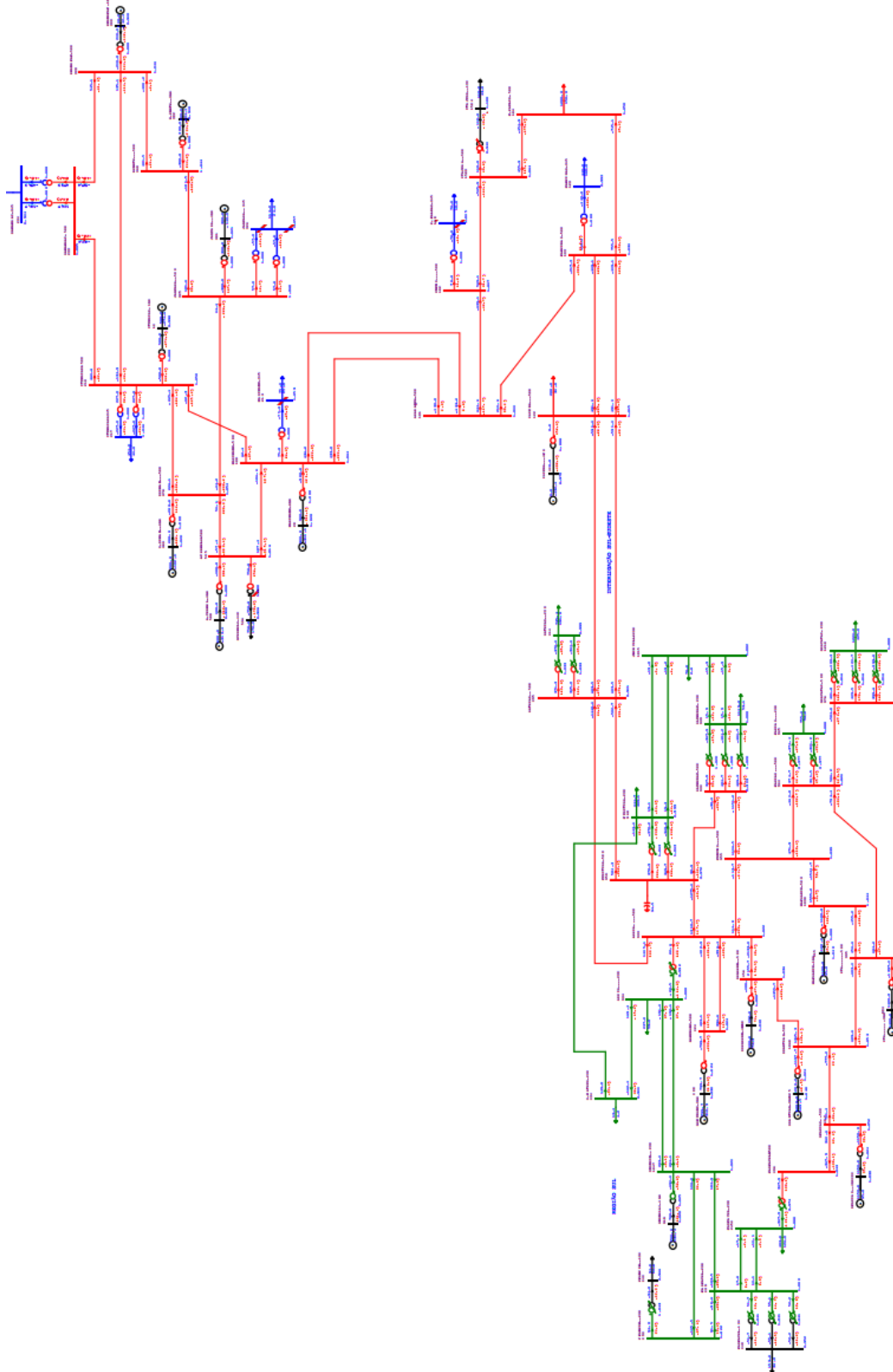
- LAKSHMANAN, P.; SUN, R.; LIANG, J. Electrical collection systems for offshore wind farms: A review. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, IEEE, v. 7, n. 5, p. 1078–1090, set. 2021. ISSN 2096-0042. 46
- LEMOS, J. R. F. *Modelagem de linhas de transmissão para estudos de transitórios eletromecânicos*. Tese (Monografia (Graduação em Engenharia Eletricista)) — Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 2008. 29, 30
- MANSUR, R. M.; LOPES, I. Modelagem de uma linha de transmissão com trecho aéreo, subterrâneo e subaquático para o estudo de desequilíbrio de tensão. *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos-SBSE*, v. 2, n. 1, 2022. 34
- MAU, C. N. et al. Grid connection of offshore wind farm based dfig with low frequency ac transmission system. In: IEEE. *2012 IEEE power and energy society general meeting*. [S.l.], 2012. p. 1–7. 38
- MONTICELLI, A. J. *Fluxo de carga em redes de energia elétrica*. [S.l.]: E. Blucher, 1983. 24, 25
- NASCIMENTO, R. S. do. *Análise da Transmissão de Energia em Cabos Subaquáticos*. Dissertação (Mestrado) — Instituto Politecnico do Porto (Portugal), 2017. 35
- NEGRA, N. B.; TODOROVIC, J.; ACKERMANN, T. Loss evaluation of hvac and hvdc transmission solutions for large offshore wind farms. *Electric power systems research*, Elsevier, v. 76, n. 11, p. 916–927, 2006. 36, 45
- Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). *2.10 – Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão, Revisão 2025.02*. [S.l.]: ONS, 2025. 48, 49
- PINHEIRO, A. C. N. Cálculo de impedâncias e admitâncias internas de cabos isolados empregando modelos analíticos e elementos finitos. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2019. 35
- Presidência da República. *LEI Nº 15.097, DE 10 DE JANEIRO DE 2025: Mensagem de VetoDisciplina o aproveitamento de potencial energético offshore; e altera a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021, e a Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022*. 2025. Publicado no DOU de 10.1.2025 - Edição extra e retificado no DOU de 19.2.2025. 17
- RAMANAUSKAS, L. F. da C.; SILVEIRA, E. J. T. Estudo preliminar de um projeto de parque eólico na região da fronteira oeste do rio grande do sul. In: *Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS*. [S.l.: s.n.], 2018. 64
- RAMIREZ, D. et al. Assessment of a non linear current control technique applied to mmc-hvdc during grid disturbances. *Renewable energy*, Elsevier, v. 101, p. 945–963, 2017. 41
- RUDDY, J.; MEERE, R.; O'DONNELL, T. Low frequency ac transmission for offshore wind power: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 56, p. 75–86, 2016. 42
- SALGADO, R. S. *Introdução aos Sistemas de Energia Elétrica*. Florianópolis: [s.n.], 2009. Curso de Graduação em Engenharia Elétrica. 21, 22, 24, 26, 27

- SANTOS, P. C. dos; OLIVEIRA, M. E. de. Linha de transmissão de energia elétrica em escala reduzida para aplicações didáticas. In: *Anais do Simpósio Nacional de Pesquisa e Desenvolvimento em Energia Fotovoltaica (SNP&D)*. Instituto Federal de Goiás – Câmpus Itumbiara, NuPSE – Núcleo de Pesquisas em Sistemas de Energia, 2023. Acesso em: 6 jun. 2025. Disponível em: <<https://repositorio.ifg.edu.br/bitstream/prefix/1731/1/3.2.6.%20%20-%20Poliana%20Artigo%20-%20COBENGE-2023-1.pdf>>. 28
- SCHMITZ, L. et al. Comparative analysis of hvac and lfacc transmission for offshore wind integration with fpcos units via long-distance deep-water umbilicals. In: *18th Brazilian Power Electronics Conference (COBEP)*. [S.l.: s.n.], 2025. p. To be published. 44
- SONG, G. et al. Pilot protection of hybrid mmc dc grid based on active detection. *Protection and Control of Modern Power Systems*, PSPC, v. 5, n. 1, p. 1–15, 2020. 40, 41
- SUN, S. et al. Control and operation of a hybrid hvdc integrating wind farm based on sb-mmc and lcc. *The Journal of Engineering*, Wiley Online Library, v. 2017, n. 13, p. 816–821, 2017. 40
- VAICBERG, H.; VALIATT, G. de C.; QUEIROZ, M. F. de. Energia eólica offshore: Um overview do cenário global e o contexto brasileiro. *Revista de Direito e Negócios Internacionais da Maritime Law Academy - MLAW*, v. 1, n. 1, p. 114–143, 2021. 16, 18
- XIANG, X.; MERLIN, M. M.; GREEN, T. C. Cost analysis and comparison of hvac, lfacc and hvdc for offshore wind power connection. In: IET. *12th IET international conference on AC and DC power transmission (ACDC 2016)*. [S.l.], 2016. p. 6. 37
- YANG, B. et al. A critical survey of technologies of large offshore wind farm integration: Summary, advances, and perspectives. *Protection and Control of Modern Power Systems*, PSPC, v. 7, n. 2, p. 1–3, 2022. 36, 37, 40, 41, 42, 43, 45

ANEXO B – Modelo Subsistema Sudeste



ANEXO C – Modelo SIN 65 barras



ANEXO D – Parque *offshore* desconectado

Fluxo de Carga Subsistema Sudeste

Barra	Nome	V_pu	Ang	Pg	Qg	Pc	Qc
18	ITUMBIAR-1GR	0.990	-32.4	500.0	-274.6	0.0	0.0
20	MARIMBON-6GR	1.020	-31.0	900.0	-311.1	0.0	0.0
48	IBIUNA—4CS	0.970	-41.0	0.0	-432.4	0.0	0.0
100	MARIMBON-500	1.064	-37.1	0.0	0.0	0.0	0.0
101	ARARAQUA-500	1.088	-43.0	0.0	0.0	0.0	0.0
102	POCOS—500	1.087	-50.7	0.0	0.0	0.0	0.0
103	CAMPINAS-500	1.038	-45.5	0.0	0.0	0.0	0.0
104	C.PAULIS-500	1.050	-57.9	0.0	0.0	1200.0	150.0
120	P.CALDAS-345	1.085	-51.5	0.0	0.0	70.0	10.0
122	IBIUNA—500	1.015	-41.0	0.0	0.0	200.0	38.0
123	CAMPINAS-345	0.993	-51.4	0.0	0.0	440.0	160.0
210	ITUMBIARA500	1.050	-37.9	0.0	0.0	0.0	0.0
213	MARIMBON-345	1.059	-38.0	0.0	0.0	75.0	25.0
217	ITUMBIARA345	1.046	-40.0	0.0	0.0	454.0	48.0
233	SAMAMBAI-500	1.005	-48.0	0.0	0.0	0.0	0.0
234	SAMAMBAI-345	0.984	-51.0	0.0	0.0	1000.0	350.0
300	EMBORCAC-1GR	0.980	-30.2	280.0	-142.4	0.0	0.0
301	JAGUARA—4GR	1.021	-29.0	300.0	-140.0	0.0	0.0
302	N.PONTE—3GR	0.980	-29.0	300.0	-204.4	0.0	0.0
303	S.SIMAO—6GR	1.020	-31.8	200.0	-102.8	0.0	0.0
320	EMBORCAC-500	1.046	-36.6	0.0	0.0	0.0	0.0
325	JAGUARA—500	1.060	-33.2	0.0	0.0	0.0	0.0
326	JAGUARA—345	1.057	-33.8	0.0	0.0	114.0	24.0
360	NPONTE—500	1.044	-33.9	0.0	0.0	0.0	0.0
370	SSIMAO—500	1.054	-35.2	0.0	0.0	0.0	0.0
500	A.VERMEL-4GR	0.980	-30.8	800.0	-313.4	0.0	0.0
535	AVERMELHA500	1.016	-35.5	0.0	0.0	0.0	0.0
536	GVERMELH-440	0.986	-41.6	0.0	0.0	750.0	170.0
1503	ITAJUBA—500	1.064	-56.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1504	ITAJUBA—138	1.100	-58.6	0.0	0.0	110.0	43.0

Fluxo de Carga Subsistema Sul

Barra	Nome	V_pu	Ang	Pg	Qg	Pc	Qc
800	GBMUNHOZ-3GR	1.030	0.0	799.7	310.9	0.0	0.0
808	SCAXIAS-4GR	1.030	18.4	1150.0	95.0	0.0	0.0
810	SSEGREDO-4GR	1.040	5.7	800.0	74.3	0.0	0.0
814	BATEIAS-230	0.999	-29.6	0.0	0.0	735.4	191.0
824	GBMUNHOZ-500	1.024	-5.0	0.0	0.0	0.0	0.0
834	S.MATEUS-230	0.988	-18.0	0.0	0.0	13.4	4.2
839	CASCADEL-230	1.000	8.3	0.0	0.0	0.0	0.0
840	CASCADEL-138	0.952	6.1	0.0	0.0	159.0	36.0
848	FCHOPIM-138	0.966	8.1	0.0	0.0	94.0	18.0
856	SEGREDO-500	1.036	2.3	0.0	0.0	0.0	0.0
895	BATEIAS-500	0.981	-27.0	0.0	0.0	0.0	0.0
896	CASCADELO500	1.043	10.7	0.0	0.0	0.0	0.0
897	SCAXIAS-500	1.052	12.0	0.0	0.0	0.0	0.0
898	FCHOPIM-230	1.022	11.7	0.0	0.0	0.0	0.0
904	ITA-3GR	1.040	7.2	1400.0	-67.4	0.0	0.0
915	MACHADIN-1GR	1.040	6.2	1100.0	45.0	0.0	0.0
919	SOSOR1A4-4GR	1.020	19.1	700.0	131.4	0.0	0.0
925	SSANTIAG-3GR	1.040	14.5	1200.0	169.5	0.0	0.0
933	AREIA-500	1.022	-5.3	0.0	0.0	0.0	0.0
934	AREIA-230	1.000	-5.4	0.0	0.0	237.0	59.0
938	BLUMENAU-500	0.983	-26.0	0.0	0.0	0.0	0.0
939	BLUMENAU-230	1.000	-28.8	0.0	0.0	1149.0	53.1
955	CNOVOS-500	1.039	-6.6	0.0	0.0	0.0	0.0
959	CURITIBA-500	0.972	-25.6	0.0	0.0	0.0	94.5
960	CURITIBA-230	0.999	-28.3	0.0	0.0	844.7	469.1
964	CAXIAS-500	1.028	-12.5	0.0	0.0	0.0	0.0
965	CAXIAS-230	1.000	-15.0	0.0	0.0	755.6	56.2
976	GRAVATAI-500	1.004	-15.0	0.0	0.0	0.0	0.0
995	ITA-500	1.052	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0
1015	JOINVILLE230	1.002	-29.4	0.0	0.0	70.0	2.0
1030	MACHADIN-500	1.044	-1.8	0.0	0.0	0.0	0.0
1047	SOSORIO-230	1.028	12.6	0.0	0.0	0.0	0.0
1060	SSANTIAG-500	1.053	7.3	0.0	0.0	0.0	0.0
1210	GRAVATAI-230	1.000	-17.8	0.0	0.0	1228.0	425.0
2458	CASCADEL-230	1.000	8.2	0.0	0.0	403.0	126.0

ANEXO E – Parque *offshore* conectado

CASO HVAC

Fluxo de Carga - Subsistema Sudeste

Barra	Nome	V_pu	Ang	Pg	Qg	Pc	Qc
18	ITUMBIAR-1GR	1.000	-112.0	500.0	-229.2	0.0	0.0
20	MARIMBON-6GR	1.000	-110.9	800.0	-311.5	0.0	0.0
48	IBIUNA—4CS	1.040	-114.3	0.0	374.7	0.0	0.0
100	MARIMBON-500	1.044	-116.4	0.0	0.0	0.0	0.0
101	ARARAQUA-500	1.044	-121.9	0.0	0.0	0.0	0.0
102	POCOS—500	1.007	-131.9	0.0	0.0	0.0	0.0
103	CAMPINAS-500	0.995	-121.7	0.0	0.0	0.0	0.0
104	C.PAULIS-500	0.957	-141.7	0.0	0.0	1550.0	150.0
120	P.CALDAS-345	1.000	-133.2	0.0	0.0	95.0	30.0
122	IBIUNA—500	1.003	-114.3	0.0	0.0	450.0	98.0
123	CAMPINAS-345	1.002	-128.4	0.0	0.0	510.0	160.0
210	ITUMBIARA500	1.051	-117.5	0.0	0.0	0.0	0.0
213	MARIMBON-345	0.988	-117.5	0.0	0.0	75.0	25.0
217	ITUMBIARA345	0.996	-119.7	0.0	0.0	454.0	48.0
233	SAMAMBAI-500	1.008	-127.5	0.0	0.0	0.0	0.0
234	SAMAMBAI-345	1.038	-130.5	0.0	0.0	1000.0	350.0
300	EMBORCAC-1GR	1.000	-109.9	280.0	-109.6	0.0	0.0
301	JAGUARA—4GR	1.000	-108.5	300.0	-192.1	0.0	0.0
302	N.PONTE—3GR	1.000	-108.8	300.0	-153.9	0.0	0.0
303	S.SIMAO—6GR	1.000	-111.3	200.0	-155.7	0.0	0.0
320	EMBORCAC-500	1.051	-116.2	0.0	0.0	0.0	0.0
325	JAGUARA—500	1.054	-112.8	0.0	0.0	0.0	0.0
326	JAGUARA—345	1.049	-113.5	0.0	0.0	124.0	40.0
360	NPONTE—500	1.048	-113.6	0.0	0.0	0.0	0.0
370	SSIMAO—500	1.051	-114.8	0.0	0.0	0.0	0.0
500	A.VERMEL-4GR	1.000	-110.4	800.0	-170.5	0.0	0.0
535	AVERMELHA500	1.021	-115.0	0.0	0.0	0.0	0.0
536	GVERMELH-440	0.991	-121.1	0.0	0.0	750.0	170.0
1503	ITAJUBA—500	0.971	-139.1	0.0	0.0	0.0	0.0
1504	ITAJUBA—138	0.999	-143.2	0.0	0.0	140.0	50.0

Fluxo de Carga - Subsistema Sul

Barra	Nome	V_pu	Ang	Pg	Qg	Pc	Qc
800	GBMUNHOZ-3GR	1.005	-58.1	583.8	487.3	0.0	0.0
808	SCAXIAS-4GR	1.000	-35.5	1100.0	78.4	0.0	0.0
810	SSEGREDO-4GR	1.000	-50.8	600.0	42.2	0.0	0.0
814	BATEIAS-230	0.989	-91.7	0.0	0.0	705.4	191.0
824	GBMUNHOZ-500	1.001	-62.1	0.0	0.0	0.0	0.0
834	S.MATEUS-230	1.003	-76.7	0.0	0.0	13.4	4.2
839	CASCAVEL-230	1.011	-46.7	0.0	0.0	0.0	0.0
840	CASCAVEL-138	1.003	-48.7	0.0	0.0	159.0	36.0
848	FCHOPIM-138	1.007	-47.1	0.0	0.0	94.0	18.0
856	SEGREDO-500	0.998	-53.5	0.0	0.0	0.0	0.0
895	BATEIAS-500	0.980	-89.3	0.0	0.0	0.0	0.0
896	CASCAVELO500	0.986	-43.6	0.0	0.0	0.0	0.0
897	SCAXIAS-500	0.998	-42.0	0.0	0.0	0.0	0.0
898	FCHOPIM-230	1.021	-43.8	0.0	0.0	0.0	0.0
904	ITA—3GR	1.040	-43.0	948.0	-9.8	0.0	0.0
915	MACHADIN-1GR	1.000	-44.5	898.0	-99.8	0.0	0.0
919	SOSOR1A4-4GR	1.030	-36.7	700.0	60.7	0.0	0.0
925	SSANTIAG-3GR	1.000	-39.7	1100.0	-17.6	0.0	0.0
933	AREIA—500	0.998	-62.3	0.0	119.7	0.0	0.0
934	AREIA—230	1.024	-62.4	0.0	0.0	237.0	59.0
938	BLUMENAU-500	1.003	-83.8	0.0	306.0	0.0	0.0
939	BLUMENAU-230	1.049	-86.6	0.0	0.0	1149.0	53.1
955	CNOVOS—500	1.016	-56.9	0.0	0.0	0.0	0.0
959	CURITIBA-500	1.000	-86.5	0.0	936.7	100.0	0.0
960	CURITIBA-230	1.019	-88.7	0.0	0.0	844.7	469.1
964	CAXIAS—500	1.021	-51.7	0.0	0.0	0.0	0.0
965	CAXIAS—230	1.000	-54.3	0.0	0.0	755.6	56.2
976	GRAVATAI-500	1.000	-46.9	0.0	518.1	0.0	0.0
995	ITA—500	1.043	-47.6	0.0	0.0	0.0	0.0
1015	JOINVILLE230	1.039	-88.2	0.0	0.0	70.0	2.0
1030	MACHADIN-500	1.021	-51.4	0.0	0.0	0.0	0.0
1047	SOSORIO-230	1.025	-43.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1060	SSANTIAG-500	1.008	-46.7	0.0	0.0	0.0	0.0
1210	GRAVATAI-230	1.001	-49.7	0.0	0.0	1228.0	425.0
2458	CASCAVEL-230	1.013	-46.7	0.0	0.0	403.0	126.0
10000	SWING-220	1.033	6.5	1172.0	353.0	37.3	0.0
10001	CCOLETOR-500	1.000	-0.0	1171.8	-102.2	0.0	0.0

ANEXO F – Parque *offshore* conectado

CASO LFAC

Fluxo de Carga - Subsistema Sudeste

Barra	Nome	V_pu	Ang	Pg	Qg	Pc	Qc
18	ITUMBIAR-1GR	1.000	-107.5	500.0	-242.6	0.0	0.0
20	MARIMBON-6GR	1.000	-106.5	800.0	-370.5	0.0	0.0
48	IBIUNA—4CS	1.040	-111.4	0.0	222.3	0.0	0.0
100	MARIMBON-500	1.052	-112.0	0.0	0.0	0.0	0.0
101	ARARAQUA-500	1.064	-117.4	0.0	0.0	0.0	0.0
102	POCOS—500	1.042	-126.5	0.0	0.0	0.0	0.0
103	CAMPINAS-500	1.019	-117.9	0.0	0.0	0.0	0.0
104	C.PAULIS-500	0.993	-135.5	0.0	0.0	1500.0	180.0
120	P.CALDAS-345	0.990	-127.5	0.0	0.0	70.0	10.0
122	IBIUNA—500	1.018	-111.4	0.0	0.0	450.0	98.0
123	CAMPINAS-345	1.028	-124.2	0.0	0.0	500.0	160.0
210	ITUMBIARA500	1.053	-113.0	0.0	0.0	0.0	0.0
213	MARIMBON-345	0.996	-113.1	0.0	0.0	75.0	25.0
217	ITUMBIARA345	0.998	-115.2	0.0	0.0	454.0	48.0
233	SAMAMBAI-500	1.011	-122.9	0.0	0.0	0.0	0.0
234	SAMAMBAI-345	1.041	-125.9	0.0	0.0	1000.0	350.0
300	EMBORCAC-1GR	1.000	-105.4	280.0	-114.7	0.0	0.0
301	JAGUARA—4GR	1.000	-103.9	300.0	-202.3	0.0	0.0
302	N.PONTE—3GR	1.000	-104.2	300.0	-160.3	0.0	0.0
303	S.SIMAO—6GR	1.000	-106.8	200.0	-162.0	0.0	0.0
320	EMBORCAC-500	1.053	-111.6	0.0	0.0	0.0	0.0
325	JAGUARA—500	1.056	-108.2	0.0	0.0	0.0	0.0
326	JAGUARA—345	1.054	-108.8	0.0	0.0	114.0	24.0
360	NPONTE—500	1.050	-109.0	0.0	0.0	0.0	0.0
370	SSIMAO—500	1.053	-110.3	0.0	0.0	0.0	0.0
500	A.VERMEL-4GR	1.000	-106.0	800.0	-192.1	0.0	0.0
535	AVERMELHA500	1.023	-110.6	0.0	0.0	0.0	0.0
536	GVERMELH-440	0.993	-116.6	0.0	0.0	750.0	170.0
1503	ITAJUBA—500	1.009	-133.1	0.0	0.0	0.0	0.0
1504	ITAJUBA—138	0.935	-136.7	0.0	0.0	110.0	43.0

Fluxo de Carga - Subsistema Sul

Barra	Nome	V_pu	Ang	Pg	Qg	Pc	Qc
800	GBMUNHOZ-3GR	1.050	-58.0	683.8	767.1	0.0	0.0
808	SCAXIAS-4GR	1.000	-37.5	1100.0	50.9	0.0	0.0
810	SSEGREDO-4GR	1.000	-51.6	600.0	-70.2	0.0	0.0
814	BATEIAS-230	1.016	-91.0	0.0	0.0	735.4	191.0
824	GBMUNHOZ-500	1.019	-62.3	0.0	0.0	0.0	0.0
834	S.MATEUS-230	1.010	-76.6	0.0	0.0	13.4	4.2
839	CASCAVEL-230	1.017	-50.0	0.0	0.0	0.0	0.0
840	CASCAVEL-138	1.009	-52.0	0.0	0.0	159.0	36.0
848	FCHOPIM-138	1.014	-52.4	0.0	0.0	94.0	18.0
856	SEGREDO-500	1.007	-54.3	0.0	0.0	0.0	0.0
895	BATEIAS-500	0.982	-88.5	0.0	0.0	0.0	0.0
896	CASCAVELO500	0.989	-46.0	0.0	0.0	0.0	0.0
897	SCAXIAS-500	1.001	-43.9	0.0	0.0	0.0	0.0
898	FCHOPIM-230	1.027	-49.1	0.0	0.0	0.0	0.0
904	ITA—3GR	1.040	-43.0	983.0	-30.8	0.0	0.0
915	MACHADIN-1GR	1.000	-44.7	880.0	-111.3	0.0	0.0
919	SOSOR1A4-4GR	1.030	-44.0	500.0	4.4	0.0	0.0
925	SSANTIAG-3GR	1.000	-41.6	1000.0	-73.9	0.0	0.0
933	AREIA—500	1.015	-62.5	0.0	161.7	0.0	0.0
934	AREIA—230	1.045	-63.2	0.0	0.0	237.0	59.0
938	BLUMENAU-500	0.969	-83.4	0.0	0.0	0.0	0.0
939	BLUMENAU-230	1.013	-86.4	0.0	0.0	1149.0	53.1
955	CNOVOS—500	1.017	-56.8	0.0	0.0	0.0	0.0
959	CURITIBA-500	0.992	-85.8	0.0	768.6	0.0	98.3
960	CURITIBA-230	1.009	-88.1	0.0	0.0	844.7	469.1
964	CAXIAS—500	1.025	-51.6	0.0	0.0	0.0	0.0
965	CAXIAS—230	1.001	-54.1	0.0	0.0	755.6	56.2
976	GRAVATAI-500	1.005	-46.8	0.0	595.9	0.0	0.0
995	ITA—500	1.045	-47.8	0.0	0.0	0.0	0.0
1015	JOINVILLE230	1.014	-87.9	0.0	0.0	70.0	2.0
1030	MACHADIN-500	1.022	-51.5	0.0	0.0	0.0	0.0
1047	SOSORIO-230	1.031	-48.5	0.0	0.0	0.0	0.0
1060	SSANTIAG-500	1.013	-48.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1210	GRAVATAI-230	1.040	-49.5	0.0	0.0	1200.0	595.0
2458	CASCAVEL-230	1.018	-49.8	0.0	0.0	403.0	126.0
10000	SWING-220	1.035	6.5	1174.0	48.8	0.0	367.6
10001	CCOLETOR-500	1.000	0.0	1174.5	-143.3	0.0	0.0

ANEXO G – Parque *offshore* conectado CASO HVDC

Fluxo de Carga - Subsistema Sudeste

Barra	Nome	V_pu	Ang	Pg	Qg	Pc	Qc
18	ITUMBIAR-1GR	1.000	-108.3	500.0	-239.4	0.0	0.0
20	MARIMBON-6GR	1.000	-107.3	800.0	-355.0	0.0	0.0
48	IBIUNA—4CS	1.040	-112.0	0.0	277.8	0.0	0.0
100	MARIMBON-500	1.050	-112.8	0.0	0.0	0.0	0.0
101	ARARAQUA-500	1.059	-118.2	0.0	0.0	0.0	0.0
102	POCOS—500	1.035	-127.4	0.0	0.0	0.0	0.0
103	CAMPINAS-500	1.010	-118.7	0.0	0.0	0.0	0.0
104	C.PAULIS-500	0.985	-136.6	0.0	0.0	1503.0	170.0
120	P.CALDAS-345	0.984	-128.4	0.0	0.0	70.0	10.0
122	IBIUNA—500	1.013	-112.0	0.0	0.0	450.0	105.0
123	CAMPINAS-345	1.007	-125.1	0.0	0.0	500.0	205.0
210	ITUMBIARA500	1.053	-113.8	0.0	0.0	0.0	0.0
213	MARIMBON-345	0.994	-113.8	0.0	0.0	75.0	25.0
217	ITUMBIARA345	0.998	-116.0	0.0	0.0	454.0	48.0
233	SAMAMBAI-500	1.011	-123.7	0.0	0.0	0.0	0.0
234	SAMAMBAI-345	1.040	-126.7	0.0	0.0	1000.0	350.0
300	EMBORCAC-1GR	1.000	-106.2	280.0	-113.7	0.0	0.0
301	JAGUARA—4GR	1.000	-104.7	300.0	-201.5	0.0	0.0
302	N.PONTE—3GR	1.000	-105.0	300.0	-159.5	0.0	0.0
303	S.SIMAO—6GR	1.000	-107.6	200.0	-160.6	0.0	0.0
320	EMBORCAC-500	1.052	-112.4	0.0	0.0	0.0	0.0
325	JAGUARA—500	1.056	-109.0	0.0	0.0	0.0	0.0
326	JAGUARA—345	1.053	-109.6	0.0	0.0	114.0	24.0
360	NPONTE—500	1.050	-109.8	0.0	0.0	0.0	0.0
370	SSIMAO—500	1.053	-111.0	0.0	0.0	0.0	0.0
500	A.VERMEL-4GR	1.000	-106.8	800.0	-186.7	0.0	0.0
535	AVERMELHA500	1.022	-111.3	0.0	0.0	0.0	0.0
536	GVERMELH-440	0.992	-117.4	0.0	0.0	750.0	170.0
1503	ITAJUBA—500	1.001	-134.1	0.0	0.0	0.0	0.0
1504	ITAJUBA—138	0.929	-137.8	0.0	0.0	110.0	40.0

Fluxo de Carga - Subsistema Sul

Barra	Nome	V_pu	Ang	Pg	Qg	Pc	Qc
800	GBMUNHOZ-3GR	1.050	-58.2	683.8	767.1	0.0	0.0
808	SCAXIAS-4GR	1.000	-37.8	1100.0	51.1	0.0	0.0
810	SSEGREDO-4GR	1.000	-51.9	600.0	-69.8	0.0	0.0
814	BATEIAS-230	1.013	-91.4	0.0	0.0	735.4	191.0
824	GBMUNHOZ-500	1.019	-62.6	0.0	0.0	0.0	0.0
834	S.MATEUS-230	1.008	-76.9	0.0	0.0	13.4	4.2
839	CASCAVEL-230	1.017	-50.3	0.0	0.0	0.0	0.0
840	CASCAVEL-138	1.009	-52.3	0.0	0.0	159.0	36.0
848	FCHOPIM-138	1.014	-52.7	0.0	0.0	94.0	18.0
856	SEGREDO-500	1.007	-54.6	0.0	0.0	0.0	0.0
895	BATEIAS-500	0.978	-88.9	0.0	0.0	0.0	0.0
896	CASCAVELO500	0.989	-46.3	0.0	0.0	0.0	0.0
897	SCAXIAS-500	1.001	-44.2	0.0	0.0	0.0	0.0
898	FCHOPIM-230	1.027	-49.4	0.0	0.0	0.0	0.0
904	ITA—3GR	1.040	-43.3	982.5	-29.1	0.0	0.0
915	MACHADIN-1GR	1.000	-45.0	880.0	-108.6	0.0	0.0
919	SOSOR1A4-4GR	1.030	-44.3	500.0	4.6	0.0	0.0
925	SSANTIAG-3GR	1.000	-41.9	1000.0	-73.5	0.0	0.0
933	AREIA—500	1.015	-62.8	0.0	195.9	0.0	0.0
934	AREIA—230	1.045	-63.5	0.0	0.0	237.0	59.0
938	BLUMENAU-500	0.966	-83.7	0.0	0.0	0.0	0.0
939	BLUMENAU-230	1.011	-86.7	0.0	0.0	1149.0	53.1
955	CNOVOS—500	1.016	-57.1	0.0	0.0	0.0	0.0
959	CURITIBA-500	0.989	-86.2	0.0	768.6	0.0	97.7
960	CURITIBA-230	1.005	-88.5	0.0	0.0	844.7	469.1
964	CAXIAS—500	1.024	-51.8	0.0	0.0	0.0	0.0
965	CAXIAS—230	1.001	-54.4	0.0	0.0	755.6	56.2
976	GRAVATAI-500	1.005	-47.0	0.0	606.9	0.0	0.0
995	ITA—500	1.045	-48.1	0.0	0.0	0.0	0.0
1015	JOINVILLE230	1.011	-88.3	0.0	0.0	70.0	2.0
1030	MACHADIN-500	1.022	-51.8	0.0	0.0	0.0	0.0
1047	SOSORIO-230	1.031	-48.8	0.0	0.0	0.0	0.0
1060	SSANTIAG-500	1.013	-48.2	0.0	0.0	0.0	0.0
1210	GRAVATAI-230	1.040	-49.7	0.0	0.0	1200.0	595.0
2458	CASCAVEL-230	1.018	-50.1	0.0	0.0	403.0	126.0
10000	SWING-220	1.035	6.5	1177.0	24.5	0.0	387.6
10001	CCOLETOR-500	1.000	0.0	1179.4	-131.4	0.0	0.0