

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO Nº 1077

**ANÁLISE DA VIABILIDADE DE UTILIZAÇÃO DE GERAÇÃO EÓLICA
OFFSHORE PARA ELETRIFICAÇÃO DE PLATAFORMAS DE PETRÓLEO**

Rodrigo Dias

DATA DA DEFESA: 03/08/2018

Universidade Federal de Minas Gerais

Escola de Engenharia

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

**ANÁLISE DA VIABILIDADE DE UTILIZAÇÃO DE GERAÇÃO
EÓLICA OFFSHORE PARA ELETRIFICAÇÃO DE
PLATAFORMAS DE PETRÓLEO**

Rodrigo Dias

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Sidelmo Magalhães Silva

Belo Horizonte - MG

Agosto de 2018

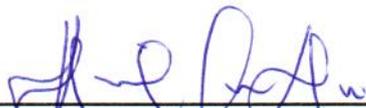
"Análise da Viabilidade de Utilização de Geração Eólica Offshore para Eletrificação de Plataformas de Petróleo"

Rodrigo Dias

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 03 de agosto de 2018.

Por:



Prof. Dr. Sidelmo Magalhães Silva
DEE (UFMG) - Orientador



Prof. Dr. Wallace do Couto Boaventura
DEE (UFMG)



Prof. Dr. Igor Amariz Pires
DELT (UFMG)



Prof. Mauricio Figueiredo de Oliverira
Equipamentos (Petrobras)

Dedico este trabalho a minha avó
Terezinha Teodoro Dias (*in memoriam*)

Agradecimentos

Agradeço em primeiro lugar a minha mãe Vânia Lucia Dias, que por muitas vezes sacrificou seus sonhos para que eu vivesse os meus. Essa vitória é sua também mãe.

Agradeço muito aos meus amigos, que nos piores momentos me lembravam que existe vida fora do Matlab. Muitas vezes, tudo que você precisa num momento difícil é de uma cerveja gelada e rir de uma piada ruim. Meu agradecimento especial a Cris, Joel, Ives, Gilmar, Sergio e Keila, mas sintam-se todos abraçados.

Ao prof. Sidelmo, que em nenhum momento desistiu de mim, mesmo que em alguns momentos parecesse que eu havia desistido. Suas aulas são inspiradoras e nossas discussões técnicas me engrandeceram como engenheiro.

À Petrobras pela oportunidade de desenvolver esse trabalho.

Aos amigos do CENPES, que por vezes tiveram que cobrir minhas ausências. Das discussões técnicas da hora do almoço às piadas no meio de reuniões importantes, todos esses momentos foram importantes para conclusão desse trabalho.

Um agradecimento especial ao grupo Bora lá, que me dá a oportunidade de ser uma pessoa melhor e devolver para o mundo um pouco do que a vida me deu.

“LIBERTAS QUÆ SERA TAMEN”

(Alvarenga Peixoto)

Resumo

Nos últimos anos, a indústria de óleo e gás tem observado um aumento na demanda de energia elétrica nas plataformas de exploração. Por outro lado, as pressões ambientais para redução de emissões, principalmente nas unidades marítimas, são cada vez maiores. Nesse contexto, as empresas de petróleo têm estudado alternativas para eletrificação de plataformas que sejam viáveis, tanto do ponto de vista econômico quanto ambiental. A geração eólica *offshore* se apresenta como uma alternativa tecnológica madura e de baixo carbono para atender a essa demanda de energia das plataformas.

Embora a geração eólica *offshore* esteja em franca expansão no mundo, com potência instalada de aproximadamente 19 GW, a utilização de fontes intermitentes para alimentação de plataformas isoladas é um tema ainda pouco estudado e com raras aplicações em campo.

Com intuito de avaliar a viabilidade técnica e econômica da utilização de geração eólica *offshore* para alimentar plataformas de petróleo, nesta dissertação é apresentado um estudo de caso onde são comparadas soluções clássicas de eletrificação (geração a diesel nas plataformas e conexão com o SIN) com soluções não convencionais, que envolvem a utilização da fonte renovável. No estudo técnico são avaliados parâmetros de regime permanente, como perfil de tensão no sistema elétrico e variação de tensão. No estudo econômico as soluções são comparadas utilizando a metodologia do valor presente líquido e são contabilizadas as emissões atmosféricas de cada caso.

Os resultados das simulações apontam viabilidade técnica e econômica para a utilização de aerogeradores *offshore* para eletrificação de plataformas, tanto em operação isolada quanto em operação conectada ao SIN.

Palavras-chave: Geração eólica *offshore*; plataformas de petróleo; qualidade da energia; viabilidade econômica.

Abstract

In recent years, the oil and gas industry has seen an increase in the demand for electricity in oil platforms. On the other hand, the environmental pressures to reduce emissions are increasing, especially in marine units. In this context, oil companies have studied alternatives to electrification of platforms that are viable, both economically and environmentally. Offshore wind power presents itself as a mature and low-carbon alternative to meet this platform's energy demand.

Although offshore wind power is booming in the world, with an installed capacity of approximately 19 GW, the use of intermittent sources for feeding isolated platforms is a subject that has not yet been studied and has few field applications.

In order to evaluate the technical and economic feasibility of using offshore wind power to feed oil platforms, this dissertation presents a case study comparing classical electrification solutions (diesel generation at platforms and grid connection) with non-conventional solutions, involving the use of the renewable source. In the technical study are evaluated parameters of steady state, such as voltage profile in the electric system and voltage variation. In the economic study the solutions are compared using the net present value methodology and the atmospheric emissions of each case are accounted for.

The simulation results indicate technical and economic viability for the use of offshore wind turbines for platform electrification, both in isolated operation and in operation connected to the grid.

Keywords: Offshore wind power; oil platforms; energy quality; economic feasibility.

Lista de ilustrações

Figura 1.1 – Campos produtores de petróleo, com destaque para distância do Campo de Libra para a costa. Fonte: baseado em dados do Bdep ANP.	2
Figura 1.2 - Evolução do porte dos aerogeradores. Fonte: (IEA, 2013).	3
Figura 1.3 - Evolução da capacidade instalada de geração eólica no mundo. Fonte: Adaptado de (GWEC, 2018).	4
Figura 1.4 - Distribuição da capacidade instalada entre os países. Fonte: Adaptado de (GWEC, 2018).	4
Figura 1.5 - Evolução da potência instalada em usinas eólicas <i>offshore</i> no mundo. Fonte: Adaptado de (GWEC, 2018).	5
Figura 1.6 - Faixa de custo nivelado da energia para diferentes fontes de geração, com dados de 2014. Fonte: Adaptado de (IRENA, 2015).	6
Figura 1.7 - Evolução da capacidade instalada de geração eólica no Brasil. Fonte: Adaptado de (ABEEÓLICA, 2018).	6
Figura 1.8 - Participação das diferentes fontes na matriz energética brasileira. Fonte: Adaptado de (ABEEÓLICA, 2018).	7
Figura 1.9 - Resultados dos leilões de energia eólica.	8
Figura 2.1 - Campo de petróleo de Beatrice com os respectivos equipamentos instalados. Fonte:(REPSOL, 2017).....	13
Figura 2.2- Primeira usina eólica offshore da China, instalada pela CNOOC. Fonte:(WIND POWER MONTHLY, [S.d.])	14
Figura 2.3 - Plataforma <i>Cutter</i> . Fonte: (VITERBO, 2008).	15
Figura 2.4 - Forma de instalação dos aerogeradores do parque <i>Hywind</i> . Fonte: statoil.com.....	16
Figura 2.5 - Exemplo de FPSO com destaque para a planta de geração de energia. Fonte: (OLIVEIRA, 2013).	18
Figura 2.6 - Sistema elétrico de um FPSO de grande porte. Fonte: Adaptado de (OLIVEIRA, 2013).	20
Figura 2.7 - Demanda plurianual típica de energia elétrica em um FPSO. Fonte: (MATOSO, 2013).	21
Figura 2.8 - Exemplo de plataforma fixa com subestrutura do tipo jaqueta. Fonte: (OLIVEIRA, 2013).	22

Figura 2.9 - Sistema elétrico típico de plataforma fixa de pequeno porte.	22
Figura 2.10 - Rastreamento do ponto de máxima potência em um aerogerador. Fonte: adaptado de (POULIEZOS, 2012).	24
Figura 2.11 - Diagrama esquemático de aerogerador com tecnologia DFIG.	25
Figura 2.12 - Diagrama esquemático de aerogerador com tecnologia PMSG.	25
Figura 2.13 - Profundidade e distância da costa dos parques eólicos offshore instalados na Europa em 2017. Fonte: Adaptado de (WINDEUROPE, 2018).....	26
Figura 2.14 - Aerogerador <i>full converter</i> com baterias no barramento c.c. Fonte: Adaptado de (BABAZADEH; GAO; DUNCAN, 2012).....	27
Figura 2.15 - Aerogerador DFIG com armazenamento de energia por supercapacitor. Fonte: baseado em (DÖŞOĞLU; ARSOY, 2016).	27
Figura 2.16 - Aerogerador PMSG com armazenamento de energia por supercapacitor. Fonte: adaptado de (LIU <i>et al.</i> , 2016)	28
Figura 2.17 - Desenho esquemático do primeiro aerogerador com armazenamento de energia integrado. Fonte (MILLER, 2014).	29
Figura 2.18 - Resultado do teste de programação de curto prazo. Fonte: (MILLER, 2014).	29
Figura 2.19 - Resultado do teste de controle de rampas. Fonte: (MILLER <i>et al.</i> , 2013).	30
Figura 2.20 – Exemplo ilustrativo do funcionamento do controle de inércia de um aerogerador. Fonte: Adaptado de (AHO <i>et al.</i> , 2012).....	31
Figura 2.21 - Malha de controle para suporte de controle de frequência pelo aerogerador. Fonte: adaptado de (ÅRDAL <i>et al.</i> , 2014).	33
Figura 2.22 - Comparação da operação do sistema com e sem a malha de controle de suporte de frequência. Fonte: (ÅRDAL <i>et al.</i> , 2014).	34
Figura 2.23 - Sistema elétrico da plataforma simulada. Fonte: Adaptado de (HU <i>et al.</i> , 2008).	37
Figura 2.24 - Sistemas elétricos da plataforma e da usina eólica. Fonte: Adaptado de (KORPÁS <i>et al.</i> , 2012).	39
Figura 2.25 - Rendimento e consumo de gás da turbina da plataforma. Fonte: Adaptado de (KORPÁS <i>et al.</i> , 2012).	39
Figura 3.1 - Número de amostras em cada transição da MTM para (a) o método do número fixo de estados e (b) o método proposto por Tang <i>et al.</i>	48

Figura 3.2 - MTM para (a) divisão linear com 15 estados e (b) divisão dos estados pelo método de Tang <i>et al.</i>	49
Figura 3.3 - Curva de potência dos aerogeradores (a) SWT-4.0-120 e (b) G-128.	51
Figura 3.4 - Curva de potência modeladas dos aerogeradores (a) SWT-120 e (b) G-128.....	52
Figura 3.5 - Comparação entre os dois métodos para conversão de estados para valores de velocidade.	54
Figura 3.6 – Densidade espectral da série temporal de velocidade de vento medida.....	56
Figura 3.7 - Velocidade do vento normalizada em um dia de medição.	58
Figura 3.8 - Histogramas da velocidade de vento da série medida e das séries sintéticas.....	63
Figura 3.9 - Exemplo de ajuste da distribuição de Weibull na série medida e em uma das séries sintéticas geradas.....	64
Figura 3.10 - Densidade de probabilidade acumulada das séries analisadas..	65
Figura 3.11 - Probabilidades acumuladas e diferenças, para ilustrar o procedimento de cálculo dos parâmetros KSI e OVER.	67
Figura 3.12 - Função de autocorrelação.	69
Figura 3.13 - Função de autocorrelação parcial.....	70
Figura 3.14 - Densidade espectral das séries analisadas.	71
Figura 3.15 - Rampas de velocidade de vento da série medida.....	72
Figura 3.16 - Probabilidade acumulada das rampas de velocidade das séries sintéticas.....	73
Figura 3.17 - Rampas de potência da série medida.....	73
Figura 3.18 - Probabilidade acumulada das rampas de potência das séries sintéticas.....	74
Figura 4.1 - Diagrama ilustrativo do caso estudado, com a marcação de comprimento dos cabos submarinos e nível de tensão da conexão.....	78
Figura 4.2 - Desenho ilustrativo de um cabo eletro-óptico submarino. Fonte: www.fulgor.com	80
Figura 4.3 - Arranjo da conexão em terra do cabo que conecta a plataforma 1 ao continente.	81

Figura 4.4 - Probabilidade acumulada do erro de previsão de geração eólica pelo algoritmo da persistência.	85
Figura 5.1 - Sistema elétrico modelado para simulações de fluxo de potência.	89
Figura 5.2 - Faixa de geração/absorção mínima de potência reativa do aerogerador. (Fonte: Submódulo 3.6 do PROREDE.	92
Figura 5.3 - Faixa de geração/absorção mínima de potência reativa dos geradores a diesel.	92
Figura 5.4 - Divisão das plataformas em grupos.	93
Figura 5.5 - Esquemático do circuito simulado para o caso 1 na condição de carga pesada.	94
Figura 5.6 - Perfis de tensão nas plataformas para as condições de carga leve e pesada no caso 1.	95
Figura 5.7 - Esquemático do circuito simulado para o caso 2 na condição de carga pesada e geração eólica em 4,0 MW.	96
Figura 5.8 - Perfis de tensão nas plataformas em função da variação da geração eólica para a condição de carga pesada no caso 2.	97
Figura 5.9 - Perfis de tensão nas plataformas em função da variação da geração eólica para a condição de carga leve no caso 2.	97
Figura 5.10 - Esquemático do circuito simulado para o caso 3 na condição de carga pesada.	98
Figura 5.11 - Perfis de tensão nas plataformas para as condições de carga leve e pesada no caso 3.	99
Figura 5.12 - Esquemático do circuito simulado para o caso 4 na condição de carga pesada e geração eólica em 4,0 MW.	100
Figura 5.13 - Perfis de tensão nas plataformas em função da variação da geração eólica para a condição de carga pesada no caso 4.	101
Figura 5.14 - Perfis de tensão nas plataformas em função da variação da geração eólica para a condição de carga leve no caso 4.	102
Figura 5.15 - Variação de tensão de regime permanente em função da variação da geração eólica para a condição de carga pesada.	103
Figura 5.16 - Variação de tensão de regime permanente em função da variação da geração eólica para a condição de carga leve.	104

Figura 5.17 - Variação das perdas elétricas com o aumento da geração eólica no caso 2.	106
Figura 5.18 - Variação das perdas elétricas com o aumento da geração eólica no caso 4.	106
Figura 6.1 - Curva plurianual de carga.	112
Figura 6.2 - Curva de consumo de combustível do gerador a diesel considerado no estudo.	113
Figura 6.3 - Comparação entre preço do diesel no mercado brasileiro e Brent no mercado internacional. Fonte: dados disponíveis em www.anp.gov.br e www.petrobras.com.br	115
Figura 6.4 - Variação do PLD ao longo do ano. Fonte: dados disponíveis em www.ccee.org.br	116
Figura 6.5 - Regressão dos dados da Tabela 5.5.	118
Figura 6.6 - ilustração do conceito do Valor Presente Líquido onde (a) mostra um fluxo de caixa genérico e (b) mostra o VPL referenciado ao ano 0.	123

Lista de tabelas

Tabela 2.1 - Carga do FPSO separada por tipo. Fonte: Adaptado de (OLIVEIRA, 2013).	19
Tabela 3.1 - Metodologias testadas para geração de séries sintéticas.	57
Tabela 3.2 - Erros relativos dos parâmetros estatísticos das séries sintéticas anuais em valores percentuais.	60
Tabela 3.3 - Comparação das médias mensais (valores percentuais)	60
Tabela 3.4 - Comparação dos desvios padrão mensais (valores percentuais).	61
Tabela 3.5 - Comparação dos parâmetros da distribuição de Weibull.	63
Tabela 3.6 - RMSE e R^2 da fda das séries sintéticas.	66
Tabela 3.7 - Resultados do teste integral de Kolmogorov-Smirnov e OVER.	67
Tabela 3.8 - Resultados dos testes das probabilidades acumuladas das rampas de velocidade (valores percentuais)	75
Tabela 3.9 - Resultados dos testes das probabilidades acumuladas das rampas de potência (valores percentuais)	75
Tabela 4.1 - Previsão de carga das plataformas para o horizonte de 2017 a 2022, valores em kVA.	79
Tabela 4.2 - Parâmetros do cabo eletro-óptico.	80
Tabela 5.1 - Perdas ativas na rede de distribuição elétrica.	105
Tabela 6.1 - Parâmetros do transformador interno do aerogerador.	110
Tabela 6.2 - Fator utilizado para representar as perdas no sistema de distribuição elétrica entre as plataformas.	111
Tabela 6.3 - Cotação de referência das moedas internacionais utilizadas.	117
Tabela 6.4 - Índices de inflação dos últimos 11 anos. Fonte: www.inflation.eu	117
Tabela 6.5 - Custo de aquisição de cabos submarinos. Fonte: (GREEN, JIM <i>et al.</i> , 2007)	118
Tabela 6.6 - Estimativa de custos da conexão da plataforma 1 com uma subestação em terra.	120
Tabela 6.7 - Consolidação das estimativas de custo dos itens da usina eólica.	121
Tabela 6.8 - Custos de instalação e manutenção dos geradores a diesel.	122

Tabela 6.9 - Coeficientes de emissão de SO _x e NO _x	125
Tabela 6.10 - Emissões de cada solução durante os 20 anos de operação do sistema.	127
Tabela 6.11 - VPL das soluções.....	127

Sumário

Agradecimentos.....	ii
Resumo	iv
Abstract.....	v
Lista de ilustrações	vi
Lista de tabelas.....	xi
Sumário	xiii
1 Introdução.....	1
1.1 Energia eólica	2
1.2 Motivação.....	8
1.3 Objetivos	9
1.4 Organização do trabalho.....	10
2 Interfaces entre geração eólica e plataformas de petróleo	12
2.1 Atuação das empresas de petróleo no mercado eólico	12
2.2 Sistemas elétricos de plataformas de petróleo	17
2.3 Sistemas elétricos de usinas eólicas	23
2.4 Conexão de usinas eólicas com plataformas de petróleo	31
3 Geração de Séries Sintéticas para Geração Eólica.....	42
3.1 Modelos de séries sintéticas.....	43
3.2 Modelos baseados em cadeias de Markov	44
3.3 Conversão de séries de velocidade do vento em geração eólica	50
3.4 Modelos de séries sintéticas testados	53
3.5 Comparação de desempenho das metodologias testadas	57
3.5.1 Parâmetros estatísticos	59
3.5.2 Distribuição de probabilidades	62
3.5.3 Função de autocorrelação.....	68

3.5.4	Densidade espectral	70
3.5.5	Análise das rampas	71
3.6	Escolha do método a ser utilizado.....	75
4	Descrição do sistema elétrico estudado.....	77
4.1	Sistema elétrico das plataformas estudadas	78
4.2	Conexão das plataformas com subestação em terra	79
4.3	Sistema elétrico da usina eólica	81
4.4	Casos simulados	81
4.5	Dimensionamento do sistema de armazenamento de energia.....	82
5	Estudo de viabilidade técnica.....	87
5.1	Modelagem computacional.....	89
5.1.1	Modelagem das plataformas.....	90
5.1.2	Modelagem dos transformadores	91
5.2	Premissas das simulações	91
5.3	Análise da tensão em regime permanente	92
5.3.1	Caso 1	93
5.3.2	Caso 2	95
5.3.3	Caso 3	98
5.3.4	Caso 4	100
5.4	Varição de tensão em regime permanente.....	102
5.5	Análise das perdas	104
5.6	Discussão dos resultados.....	107
6	Estudo de viabilidade econômica.....	108
6.1	Modelagem computacional.....	109
6.1.1	Modelagem da geração eólica.....	109
6.1.2	Modelagem da carga das plataformas.....	110
6.1.3	Modelagem da geração a diesel.....	112

6.1.4	Modelagem do intercâmbio de potência entre as plataformas e o SIN	115
6.2	Estimativa de custos dos componentes.....	116
6.2.1	Estimativa de custos da conexão com a terra.....	117
6.2.2	Estimativa de custos da usina eólica offshore.....	120
6.2.3	Estimativa de custos dos geradores a diesel.....	121
6.2.4	Estimativa de custos do banco de baterias.....	122
6.3	Valor presente líquido.....	122
6.4	Emissões atmosféricas.....	124
6.5	Resultados das simulações.....	125
7	Conclusões e propostas de continuidade.....	129
	Referências Bibliográficas.....	132

1 Introdução

A eletrificação de plataformas marítimas de petróleo é um tema que tem sido muito discutido pela indústria de óleo e gás na última década em função do aumento do porte das instalações. Essa eletrificação se dá em duas frentes: (i) substituir os acionamentos mecânicos de grande porte (turbinas a gás e turbinas a vapor) por motores elétricos; e (ii) alimentar as plataformas por meio de cabos submarinos conectados a subestações terrestres.

Com o aumento das unidades marítimas, alguns países europeus implementaram políticas de regulação de emissões atmosféricas da indústria de óleo e gás em ambientes *offshore* (ÅRDAL *et al.*, 2014). No Brasil, a resolução do CONAMA (Conselho Nacional do Meio Ambiente) Nº 436, de 22 de dezembro de 2011, especifica o limite máximo de emissão de poluentes para unidades de geração de energia com capacidade instalada superior a 100 MW. Essa regulamentação é um fator limitante para o crescimento da geração de energia elétrica em plataformas *offshore* por meio de turbinas a gás, visto que muitas unidades já possuem potência instalada de 100 MW e a geração é feita em ciclo aberto, sendo menos eficiente que a geração em usinas termelétricas tradicionais a ciclo combinado.

Um fator que dificulta a eletrificação de plataformas por cabos submarinos é a grande distância que separa alguns campos de produção da costa. Na Figura 1.1 é mostrado em detalhe que a distância do Campo de Libra para a costa é de 183 km. As linhas amarelas delimitam o Polígono do Pré-sal, e os polígonos verdes correspondem aos campos de petróleo em produção atualmente, sendo que os campos ao norte fazem parte da Bacia de Campos e os campos localizados ao sul pertencem a Bacia de Santos.

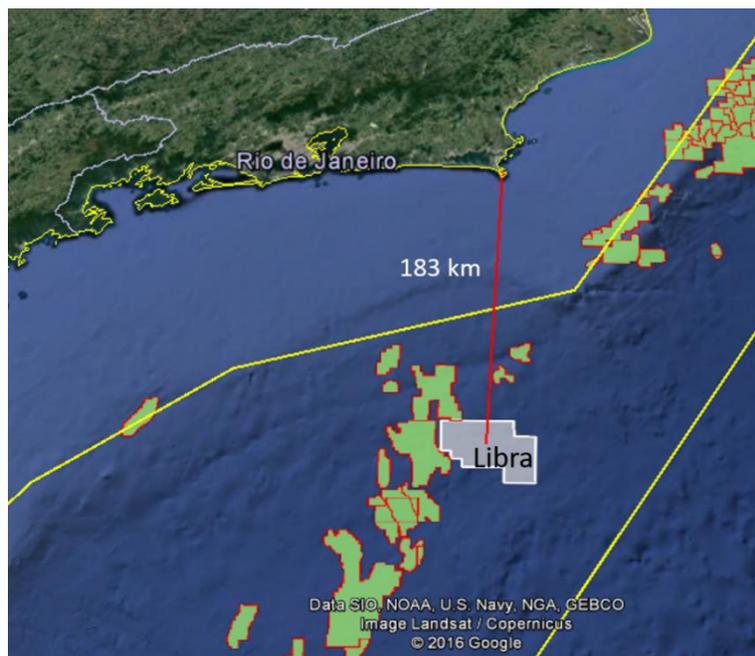


Figura 1.1 – Campos produtores de petróleo, com destaque para distância do Campo de Libra para a costa. Fonte: baseado em dados do Bdep ANP.

Dentre as alternativas de geração de energia elétrica em ambientes *offshore*, a energia eólica se destaca como uma opção a ser analisada em função do elevado nível de maturidade da tecnologia.

1.1 Energia eólica

A energia eólica consiste na energia cinética das massas de ar em deslocamento na superfície terrestre. Esse deslocamento é provocado por dois mecanismos principais, o aquecimento desigual da superfície do planeta e a força de Coriolis proveniente do movimento de rotação da Terra (DUTRA, 2008).

É difícil precisar o momento histórico em que o homem começou a utilizar a energia eólica para fins de tração mecânica, pois os manuscritos antigos sofreram muito com problemas de tradução e revisões nos diferentes períodos históricos. Em seu trabalho (SHEPHERD, 1991) faz uma análise crítica das menções históricas do uso de cata-ventos. Segundo o autor, existe referência do desenvolvimento de um cata-vento no manuscrito *Pneumatica* de Heron de Alexandria (estima-se que o manuscrito seja do século 1 d.C.), porém muitos historiadores alegam que o equipamento descrito podia se tratar apenas de um brinquedo. Segundo o autor, outra referência histórica trata da utilização de um moinho de vento no mundo islâmico na metade do século 7 d.C. A primeira referência plenamente aceita faz menção à utilização de moinhos de vento

na Pérsia no século 10. Ao fim, o autor afirma que existem indícios de que o moinho de vento é utilizado na China há mais de 2000 anos, porém não existe comprovação desse fato. As principais aplicações dos moinhos de vento eram para moagem de grãos, bombeio de água e irrigação.

Com o início da eletrificação das cidades, foram realizados muitos estudos para adaptar o uso de moinhos de vento para a geração de energia elétrica. O primeiro cata-vento adaptado para este fim foi erguido nos Estados Unidos em 1888 e tinha capacidade de gerar 12 kW em corrente contínua para o carregamento de baterias (SHEPHERD, 1991). Na Rússia, em 1931 foi conectado o primeiro aerogerador na rede de corrente alternada. O aerogerador tinha capacidade de 100 kW e foi o primeiro passo para o desenvolvimento de aerogeradores de grande porte. Na Figura 1.2 é apresentada a evolução cronológica do porte dos aerogeradores.

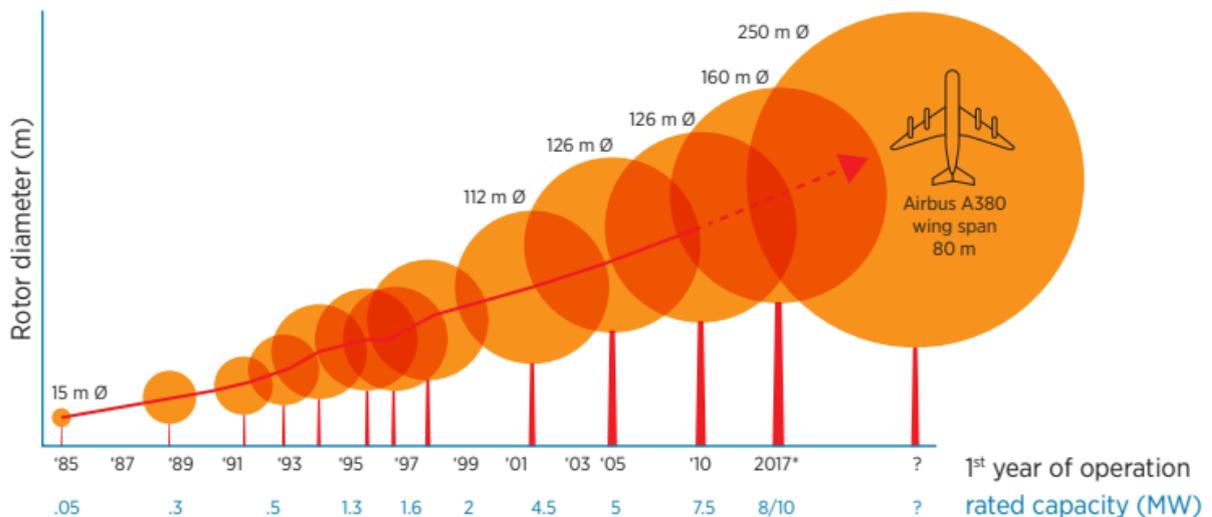


Figura 1.2 - Evolução do porte dos aerogeradores. Fonte:(IRENA; IEA, 2016).

Em 1991 foi instalado na Dinamarca o primeiro parque eólico offshore, composto de 11 aerogeradores de 450 kW (DANISH ENERGY AGENCY, 2015). Esse projeto foi seguido por uma série de pequenas plantas de demonstração em diversas partes do mundo.

A geração eólica está em franca expansão em várias partes do mundo e se consolidou como parte importante da matriz energética dos países que possuem as maiores demandas de energia elétrica. Ao fim de 2017 a capacidade instalada de geração

eólica no mundo era de 539,1 GW (GWEC, 2018). Na Figura 1.3 são mostrados o aumento da capacidade instalada no mundo a cada ano e a potência total instalada.

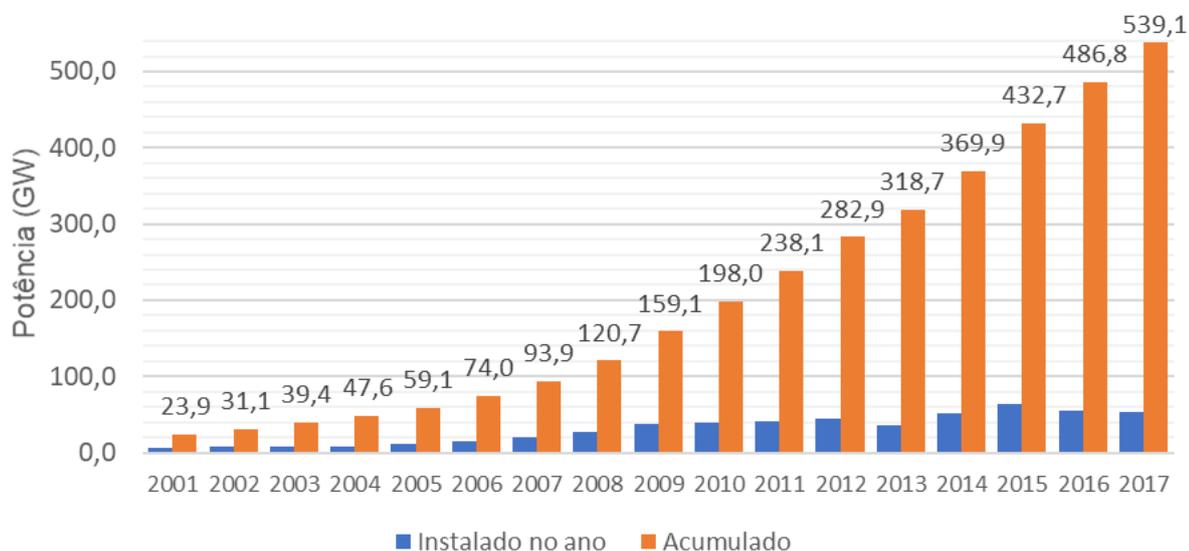


Figura 1.3 - Evolução da capacidade instalada de geração eólica no mundo. Fonte: Adaptado de (GWEC, 2018).

Atualmente o Brasil é o oitavo país com maior capacidade instalada, em um ranking liderado por China e Estados Unidos, conforme mostrado na Figura 1.4. Na Europa, no ano de 2016, nenhuma outra fonte de geração teve um aumento tão expressivo de capacidade instalada, tendo a energia eólica correspondido a 51% da potência instalada no continente, chegando a atender 10,4% da demanda de energia no ano (GWEC, 2017).

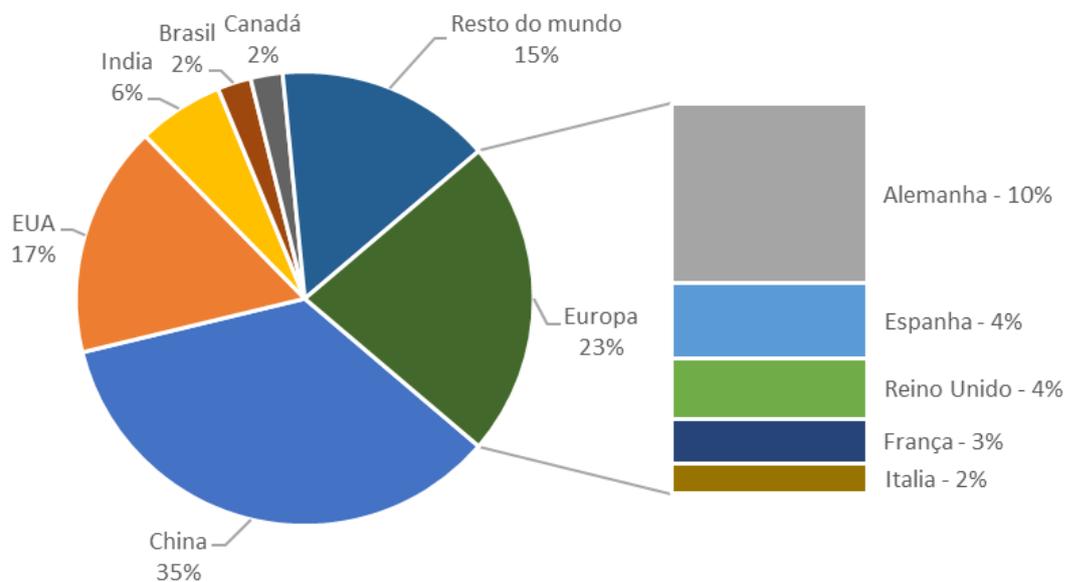


Figura 1.4 - Distribuição da capacidade instalada entre os países. Fonte: Adaptado de (GWEC, 2018).

No ano de 2017 foram instalados 4,4 GW em usinas eólicas *offshore* e a potência instalada *offshore* no mundo totalizava 18,8 GW. A progressão da potência instalada é mostrada na Figura 1.5.

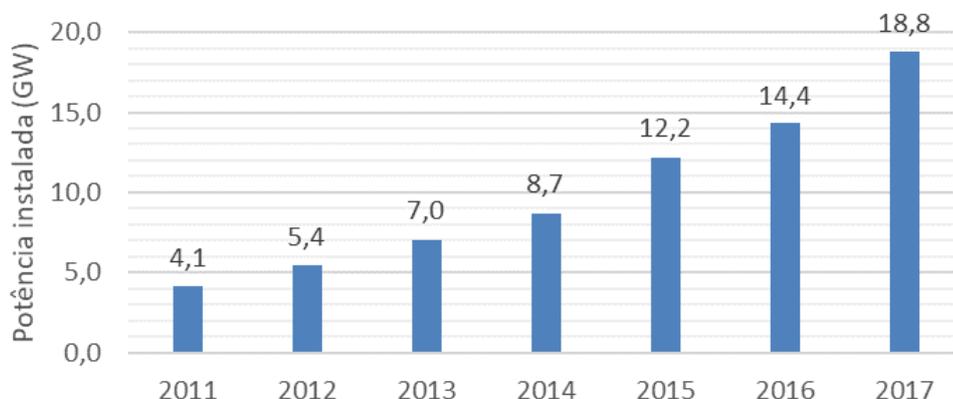


Figura 1.5 - Evolução da potência instalada em usinas eólicas *offshore* no mundo. Fonte: Adaptado de (GWEC, 2018).

Embora em valores absolutos a geração eólica *offshore* ainda não represente uma parcela significativa da matriz mundial, nos últimos anos é observado um movimento forte de expansão dessa fonte. Ao contrário da geração eólica *onshore*, para que os projetos *offshore* sejam viáveis é preciso um grande ganho de escala. Em função disso existe uma barreira maior a entrada de novos empreendimentos, pois é necessário um investimento muito elevado para instalação dos parques. O tamanho médio dos parques *offshore* instalados na Europa no ano de 2017 foi aproximadamente 493 MW (WINDEUROPE, 2018).

A evolução crescente da energia eólica pode ser explicada, em grande parte, pelo aumento de competitividade econômica, como fica evidenciado na Figura 1.6, onde é mostrado que o custo nivelado da energia (LCOE¹) da energia eólica *onshore* se equipara ao LCOE da geração de energia por meio de fontes fósseis tradicionais. O Custo nivelado da energia é definido como a razão entre custos (soma dos custos de geração e operação) e a energia gerada ao longo do tempo de vida do empreendimento.

¹ Do inglês *Levelized Cost of Energy*

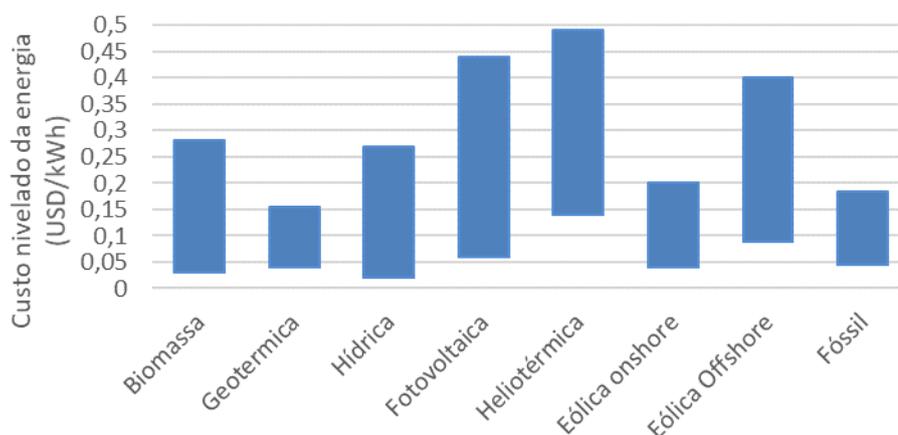


Figura 1.6 - Faixa de custo nivelado da energia para diferentes fontes de geração, com dados de 2014. Fonte: Adaptado de (IRENA, 2015).

No Brasil a capacidade eólica instalada em 2017 foi 2,03 GW, que corresponde a 29,6% de toda a potência instalada no Brasil no ano. Na Figura 1.7 é mostrada a evolução da capacidade eólica instalada no Brasil, que totaliza 12,77 GW. A participação da energia eólica na matriz energética brasileira, ao fim de 2017, era de 8,1% e a energia gerada no ano foi de 42,25 TWh, com um fator de capacidade médio de 42,9% (ABEEÓLICA, 2018). A Figura 1.8 mostra a participação de diferentes fontes na matriz energética brasileira.

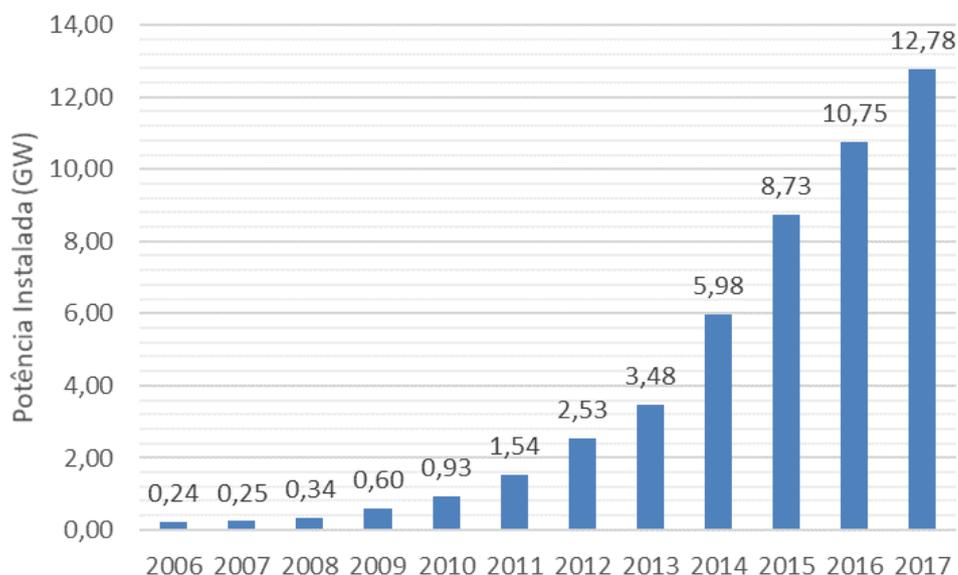


Figura 1.7 - Evolução da capacidade instalada de geração eólica no Brasil. Fonte: Adaptado de (ABEEÓLICA, 2018).

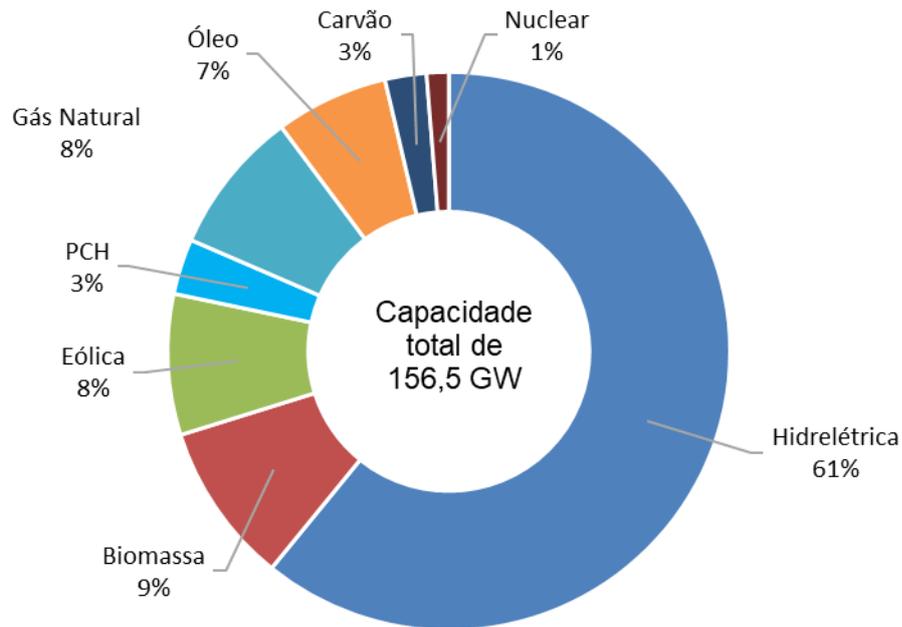


Figura 1.8 - Participação das diferentes fontes na matriz energética brasileira. Fonte: Adaptado de (ABEEÓLICA, 2018).

A expansão da matriz energética brasileira se dá por meio de leilões de energia que são planejados pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética) e realizados pela CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). Inicialmente foram realizados leilões específicos para fontes renováveis de forma a incentivar o crescimento do mercado de energia eólica no país. Com a maturidade do mercado, a fonte eólica passou a ser competitiva e participar de leilões tradicionais de energia, não sendo mais necessários incentivos. Na Figura 1.9 é mostrada a evolução do preço médio da geração eólica nos leilões de energia.

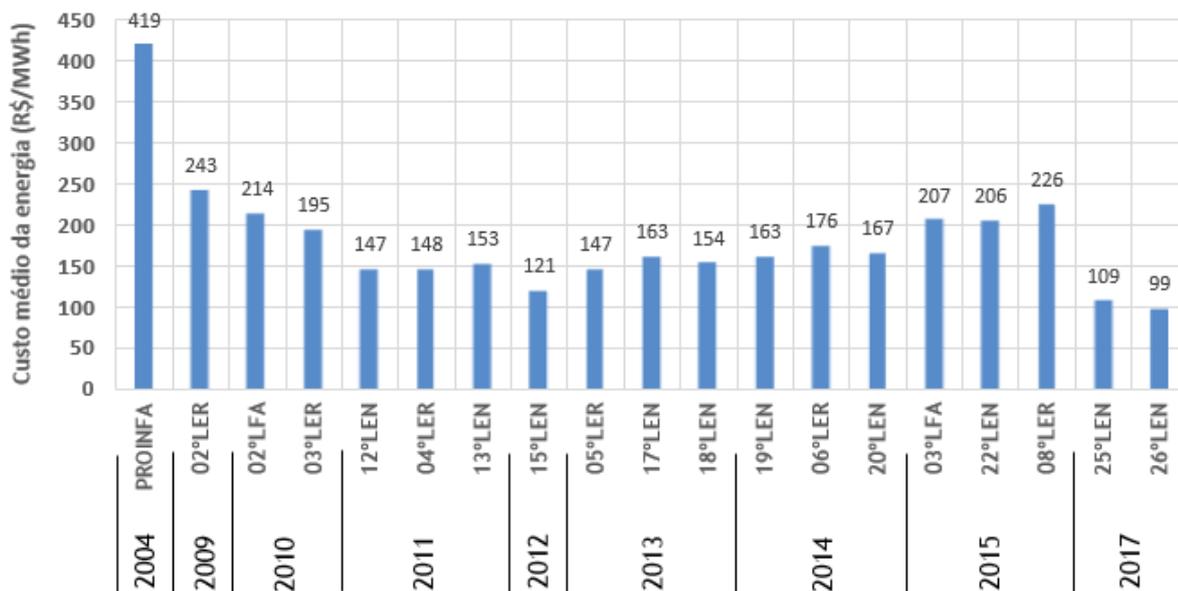


Figura 1.9 - Resultados dos leilões de energia eólica.

1.2 Motivação

Em função das dificuldades apresentadas para suprimento de energia elétrica nas plataformas de produção de petróleo, a geração eólica offshore se apresenta como uma alternativa interessante para a eletrificação de unidades marítimas.

Na Europa, ambientes *offshore* apresentam melhores recursos eólicos, levando a maiores fatores de capacidade, quando comparados com locais *onshore*. Em (GREEN, RICHARD; VASILAKOS, 2011) é mostrado que o fator de capacidade de usinas *offshore* no Reino Unido é aproximadamente 30 % maior que o de usinas *onshore*.

Em função das grandes distâncias entre as plataformas de petróleo e a costa, a utilização de cabos submarinos para suprimento de energia elétrica apresenta elevados custos que podem inviabilizar o desenvolvimento do campo de exploração. Nesse aspecto a utilização de usinas eólicas *offshore* para suprimento de energia apresenta grande sinergia, pois a operação isolada desse sistema evita os custos com lançamento do cabo de exportação de energia. A depender do porte do parque eólico, pode ser evitada também a necessidade de construção de uma subestação *offshore* para transmissão da energia proveniente da usina eólica, pois a tensão de distribuição interna dos parques é normalmente 34,5 kV ou 69 kV, que são níveis de tensão tipicamente encontrados em unidades industriais.

A operação isolada de plataformas conectadas em usinas eólicas ainda esbarra em desafios técnicos, em função da intermitência da fonte. Algumas soluções foram apresentadas em (MILLER, 2014) e (DÖŞOĞLU; ARSOY, 2016) e envolvem a utilização de sistemas de armazenamento de energia para filtrar as oscilações de potência na saída do aerogerador. Em (ÅRDAL *et al.*, 2014) é apresentado um estudo que mostra que as operações conjuntas de um parque eólico com as turbinas a gás de uma plataforma podem melhorar a resposta dinâmica do sistema, em função do aerogeradores responder mais rápido a solicitações de variação de potência.

Outro benefício direto da utilização de um parque eólico para eletrificar plataformas é a redução das emissões atmosféricas, que pode ter impacto econômico no caso de países que taxam as emissões, e a economia de combustível, o que pode ser muito impactante, haja vista que algumas plataformas, localizadas em campos com pouco gás associado, utilizam diesel para a geração de energia elétrica. Em (KORPÅS *et al.*, 2012) é apresentado um estudo sobre o impacto financeiro da operação de um parque eólico alimentando uma plataforma, considerando a economia de combustível e a taxação de emissões.

Embora existam alguns trabalhos publicados sobre a conexão de plataformas de petróleo com usinas eólicas, ainda existem lacunas a serem estudadas para permitir a operação desse sistema de forma isolada. O tema de utilização de armazenamento de energia em aerogeradores para filtrar as oscilações rápidas de potência ainda foi pouco explorado e existem poucos estudos que analisam de forma conjunta os aspectos técnicos e econômicos de um empreendimento desse tipo.

1.3 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo geral a análise, por meio de simulação computacional de um estudo de caso, da viabilidade técnica e econômica da operação conjunta de um parque eólico *offshore* com plataformas de petróleo.

São avaliadas, de forma comparativa, quatro soluções para a eletrificação das plataformas, sendo duas soluções convencionais (geração a diesel e conexão com a terra) e duas soluções não-convencionais, que abordam a utilização de geração eólica.

A viabilidade técnica das soluções estudadas é analisada com base em estudos de regime permanente, em função da dificuldade de se obter dados sobre as malhas de controle dos aerogeradores comerciais.

A análise econômica comparativa das soluções leva em consideração os custos de instalação e de operação de cada sistema. Embora não exista tributação para emissões atmosféricas no Brasil, serão estimadas as emissões de cada solução para uma avaliação ambiental simplificada.

Os objetivos específicos deste trabalho são elencados a seguir:

- Comparar a viabilidade econômica de soluções consagradas com alternativas que envolvem integração de geração eólica *offshore* para eletrificação de plataformas;
- Comparar o nível de emissões atmosféricas de diferentes soluções para a eletrificação das plataformas;
- Propor uma metodologia para dimensionamento do sistema de armazenamento de energia a ser utilizado junto da usina eólica;
- Discutir técnicas de geração de séries sintéticas de velocidade de vento para simulação de diferentes cenários de operação.

Resultados parciais do estudo de viabilidade técnica foram apresentados no artigo: DIAS, Rodrigo; SILVA, Sidelmo. Análise da Conexão de Usina Eólica *Offshore* com Plataforma de Petróleo. *XII Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica*, 2017.

As discussões e análises sobre geração de séries sintéticas de velocidade de vento foram publicadas e apresentadas no artigo: DIAS, Rodrigo; SILVA, Sidelmo. Synthetic Generation of Offshore Wind Speed Time Series Using MCMC Method. *VII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, 2018.

1.4 Organização do trabalho

Este trabalho é dividido em 7 capítulos de forma a apresentar de forma estruturada os temas abordados. No capítulo 1 é apresentado o panorama atual da energia eólica *onshore* e *offshore* no mundo, assim como a contextualização, motivação e objetivos do trabalho.

No capítulo 2 são explorados em detalhes as nuances da conexão de usinas eólicas com plataformas, começando com uma revisão bibliográfica sobre as tecnologias atuais de aerogeradores e os sistemas elétricos típicos de plataformas de petróleo, assim como os principais desafios da conexão.

No capítulo 3 é abordado o tema de geração de séries sintéticas de velocidade de vento para geração dos cenários de geração eólica nos estudos de viabilidade econômica. Nesse são discutidas e avaliadas as técnicas mais utilizadas para geração de séries sintéticas.

O caso especificamente estudado é apresentado no capítulo 4, onde são detalhados os componentes principais do sistema elétrico e são mostradas as soluções avaliadas para eletrificação das plataformas. Nesse capítulo é apresentada a metodologia proposta para dimensionamento do sistema de armazenamento de energia.

No capítulo 5 é apresentado o estudo de viabilidade técnica das soluções propostas para eletrificação, com mais destaque para a avaliação das soluções não-convencionais, que envolvem a utilização de geração eólica.

No capítulo 6 é apresentado o estudo de viabilidade econômica, onde são avaliados os custos de instalação e operação de cada solução proposta e o desempenho econômico é avaliado por meio da metodologia do valor presente líquido. Nesse capítulo são estimadas também as emissões atmosféricas de cada solução para todo o ciclo de vida dos empreendimentos.

Por fim, no capítulo 7 são mostradas as conclusões deste trabalho e são elencadas algumas propostas de continuidade.

2 Interfaces entre geração eólica e plataformas de petróleo

A indústria de óleo e gás começou sua atividade extrativista em ambientes marinhos algumas décadas antes da instalação das primeiras turbinas eólicas *offshore*. Existe uma grande sinergia entre estes dois negócios e muitos conhecimentos gerados pela exploração de petróleo, como o projeto de estruturas submarinas, foram aproveitados para os projetos de geração eólica.

As restrições para aumento de geração de energia elétrica nas plataformas também contribuem para o interesse das empresas de petróleo na geração eólica *offshore*, de forma que essa fonte pode aumentar a viabilidade de projetos novos ou ajudar a revitalizar projetos com ciclos de vida avançados.

Neste contexto, existem algumas iniciativas de empresas de petróleo para estudar essa forma de geração de energia, tanto para fornecimento de energia para a rede quanto para alimentação de plataformas. Algumas dessas iniciativas são detalhadas na seção seguinte.

2.1 Atuação das empresas de petróleo no mercado eólico

Em 2007 a *Talisman Energy UK* concluiu, em parceria com a *Scottish and Southern Energy*, a construção do parque eólico de demonstração *Beatrice Wind*, que era composto de dois aerogeradores *offshore* de 5,0 MW e localizado próximo ao campo de petróleo de *Beatrice*, no litoral da Escócia (VITERBO, 2008).

O parque eólico *Beatrice Wind* foi instalado a aproximadamente 23 km da costa em uma região com 45 m de lâmina d'água (4COFFSHORE, [S.d.]). As fundações dos aerogeradores são do tipo jaqueta e foram as máquinas instaladas em maior profundidade até então. O parque eólico fornecia energia para a plataforma de petróleo *Beatrice Alpha*, que por sua vez era conectada a terra por um cabo submarino trifásico de 33 kV. Na Figura 2.1 é mostrado um desenho ilustrativo do campo de petróleo de *Beatrice* com as respectivas plataformas e a usina eólica (REPSOL, 2017).

A produção das plataformas se encontrava em declínio e o projeto da usina eólica teve como objetivo manter a operação da plataforma economicamente viável por mais tempo, com isso, a plataforma manteve a sua operação comercial até 2015. Atualmente o parque eólico foi descomissionado e em seu lugar está sendo construído um novo parque, denominado *Beatrice Offshore Windfarm*, com 84 máquinas de 7,0 MW, totalizando 588 MW (4COFFSHORE, [S.d.]).

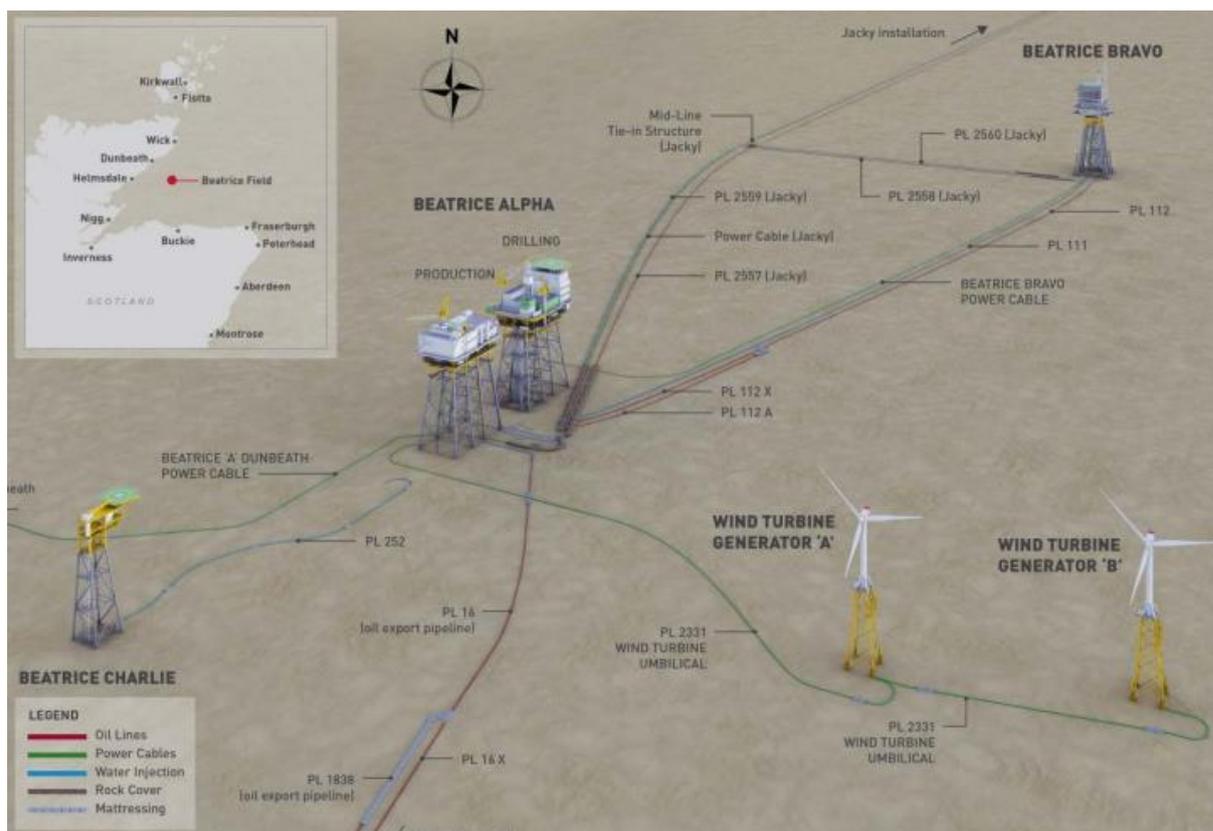


Figura 2.1 - Campo de petróleo de Beatrice com os respectivos equipamentos instalados. Fonte:(REPSOL, 2017)

Também no ano de 2007, a CNOOC (*China National Offshore Oil Corporation*) concluiu a instalação da primeira usina eólica *offshore* da China, constituída de um aerogerador de 1,5 MW. O objetivo da empresa era utilizar a energia eólica para alimentar a plataforma *Bohai Suizhong 36-1*, localizada na baía *Liaodong*, que é uma região rica em gás natural, sendo uma região estratégica para a empresa (VITERBO, 2008). Esta usina eólica é mostrada na Figura 2.2, onde pode-se ver também as plataformas ao fundo.

A usina eólica da CNOOC está localizada a 70 km da costa e foi instalada sob uma lâmina d'água de 30 m. A usina se conecta a plataforma por meio de um cabo

submarino de 6 kV com 5,4 km (4COFFSHORE, [S.d.]). A plataforma de *Bohai Suizhong 36-1* se conecta a outras plataformas, mas não há conexão com a terra.



Figura 2.2- Primeira usina eólica offshore da China, instalada pela CNOOC. Fonte:(WIND POWER MONTHLY, [S.d.])

Outro projeto de utilização de energia eólica para exploração de petróleo no Mar do Norte é o *Cutter Project*, fruto de uma parceria da Shell com a ExxonMobil (VITERBO, 2008). O *Cutter Project* é uma pequena plataforma desabitada (não necessita de operador local) que produz e exporta gás natural para uma plataforma de maior porte. A plataforma é autônoma e toda a geração de energia é proveniente de dois aerogeradores de 2,5 kW e 72 painéis fotovoltaicos (que totalizam 6,12 kW), resultando em uma capacidade instalada total de 11,12 kW. Toda a plataforma é alimentada na tensão de 24 V. A plataforma *Cutter* é mostrada na Figura 2.3.

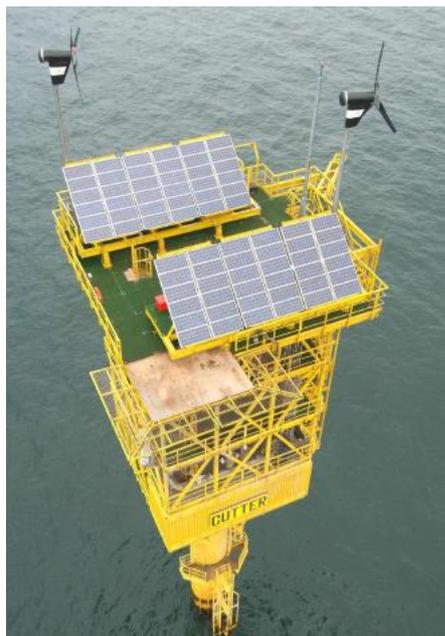


Figura 2.3 - Plataforma *Cutter*. Fonte: (VITERBO, 2008).

No final de 2017 a Statoil (petroleira norueguesa de controle estatal) finalizou a construção do primeiro parque eólico flutuante do mundo. O projeto é denominado *Hywind* e se localiza na costa da Escócia. O parque eólico *Hywind* é composto por cinco aerogeradores de 6,0 MW e se conecta a terra por meio de um cabo trifásico de 33 kV e aproximadamente 30 km de comprimento (STATOIL, 2017). A profundidade de instalação das máquinas varia de 95 a 129 m, ocupando o posto de parque eólico instalado em águas mais profundas. Na Figura 2.4 é ilustrada a forma de instalação dos aerogeradores do parque *Hywind*. O conceito da base flutuante que foi utilizado no parque eólico foi testado em um projeto denominado *Hywind demo*, localizado na costa da Noruega e composto por um aerogerador de 2,3 MW. O *Hywind demo* operou por oito anos e passou por tempestades onde as rajadas de vento atingiram 158 km/h e a altura das ondas alcançaram 19 m. Ao longo dessa operação se verificou a integridade do sistema frente a condições ambientais adversas (STATOIL, 2017).

O próximo passo da Statoil será instalar um sistema de armazenamento de energia na subestação *onshore* do parque *Hywind*. O sistema de armazenamento será constituído de baterias de lítio e terá capacidade de 1 MW/1,3 MWh (STATOIL, 2017).

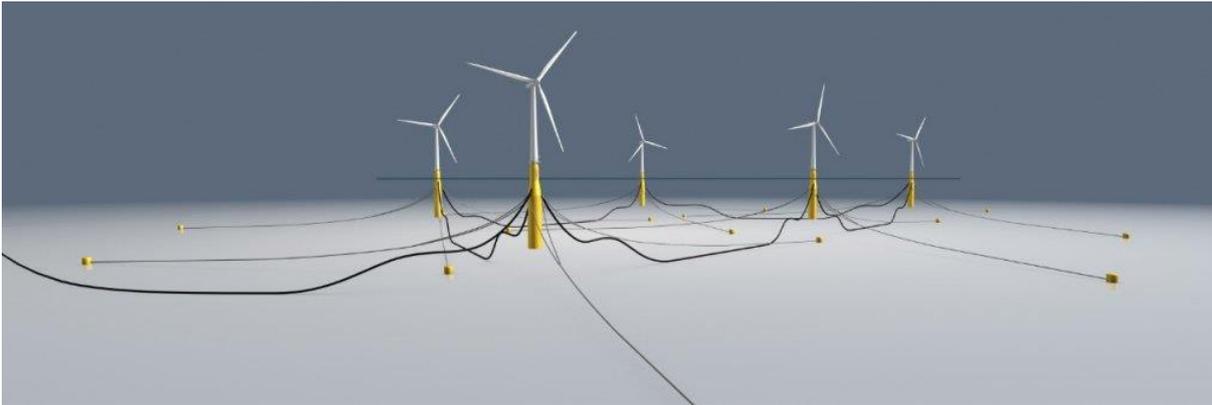


Figura 2.4 - Forma de instalação dos aerogeradores do parque *Hywind*. Fonte: statoil.com

Além do parque eólico *Hywind*, a Statoil possui participação nos parques eólicos *Dudgeon* (402,0 MW, localizado na Inglaterra), *Sheringham Shoal* (316,8 MW, localizado na Inglaterra) e *Arkona* (385,0 MW, localizado na Alemanha), além de participar do projeto *Dogger Bank*, um grande campo na Inglaterra cuja capacidade instalada pode chegar a 4,8 GW (4COFFSHORE, [S.d.]).

Dentre as empresas de petróleo que optaram por expandir seus negócios investindo em energia eólica *offshore* se destaca o caso da DONG (*Danish Oil and Natural Gas*), uma empresa estatal dinamarquesa fundada para explorar petróleo no Mar do Norte. Em 2005 a companhia realizou a aquisição de algumas empresas de energia e como resultado dessas fusões alterou o seu nome para DONG *Energy*. Ao longo da última década a empresa participou da construção de diversos parques eólicos, alcançando um portfólio de 7,45 GW (ØRSTED, 2017). No final de 2017 a companhia vendeu seus negócios de óleo e gás, focando seu portfólio apenas na área de energia, principalmente na construção e operação de parques eólicos *offshore*. Com essa venda a empresa mudou seu nome para Ørsted.

Outras gigantes do petróleo como a Shell, a Eni e a Total também começaram a investir de forma significativa em negócios de energias renováveis, principalmente no ramo de geração eólica *offshore*.

Em dezembro de 2003 entrou em operação a Usina Eólica Piloto de Macau, a primeira usina eólica da Petrobras, localizada no município de Macau/RN. A usina de Macau é constituída de três aerogeradores de 600 kW, totalizando 1,8 MW de potência instalada. A usina eólica se conecta a uma rede de distribuição interna da Petrobras em 13,8 kV e alimenta as plataformas de produção de Aratum 1 e 2 por meio de cabos submarinos. A usina eólica operou até o ano de 2015.

Atualmente a atuação da Petrobras no ramo de geração eólica consiste em deter participação em quatro parques eólicos (complexo Mangue Seco), localizados no Rio Grande do Norte, que totalizam 104,0 MW de capacidade instalada. As usinas eólicas constituintes do complexo eólico Mangue Seco foram vencedoras do Leilão de Energia de Reserva de 2009 e iniciaram sua operação em 2011.

Embora este seja o único investimento significativo da companhia em energias renováveis, o Plano de Negócios e Gestão 2018-2022 coloca como uma das premissas da Petrobras nos próximos anos desenvolver negócios em energias renováveis de forma a preparar a empresa para uma economia de baixo carbono (PETROBRAS, 2017).

2.2 Sistemas elétricos de plataformas de petróleo

A carga elétrica em uma plataforma de petróleo varia muito em função do porte da plataforma e da planta de processo instalada. Embora a tendência dos últimos anos tenha sido o aumento das unidades de exploração para viabilizar economicamente a exploração em águas profundas, ainda existem muitas plataformas de pequeno e médio porte na Petrobras.

Nesta seção são mostrados dois exemplos de sistemas elétricos típicos de plataformas da Petrobras, assim como uma breve descrição dos principais equipamentos.

Devido ao elevado lucro cessante das plataformas de petróleo, é comum o sistema elétrico das plataformas prever diversas redundâncias de forma a aumentar a confiabilidade dos processos industriais. A confiabilidade dos processos é, inclusive, uma das principais premissas de projeto das empresas de petróleo.

As plataformas tipicamente utilizadas pela Petrobras para a exploração do pré-sal são do tipo FPSO² e possuem um porte grande, onde a carga elétrica instalada pode chegar a 70,0 MW. Nessas plataformas, a geração de energia elétrica é provida por quatro geradores síncronos acionados por turbinas a gás, operando a ciclo aberto na configuração 4 x 33 %, onde três geradores atendem toda a carga (divisão igualitária da carga) e o quarto gerador fica de reserva. Essa configuração é adotada para

² Do inglês *Floting Production Storage and Offloading*

aumentar a confiabilidade do sistema de geração, de forma que n-1 geradores consigam atender a demanda plena de carga. Na Figura 2.5 é mostrado o desenho de um FPSO com destaque para o posicionamento da planta de geração de energia.

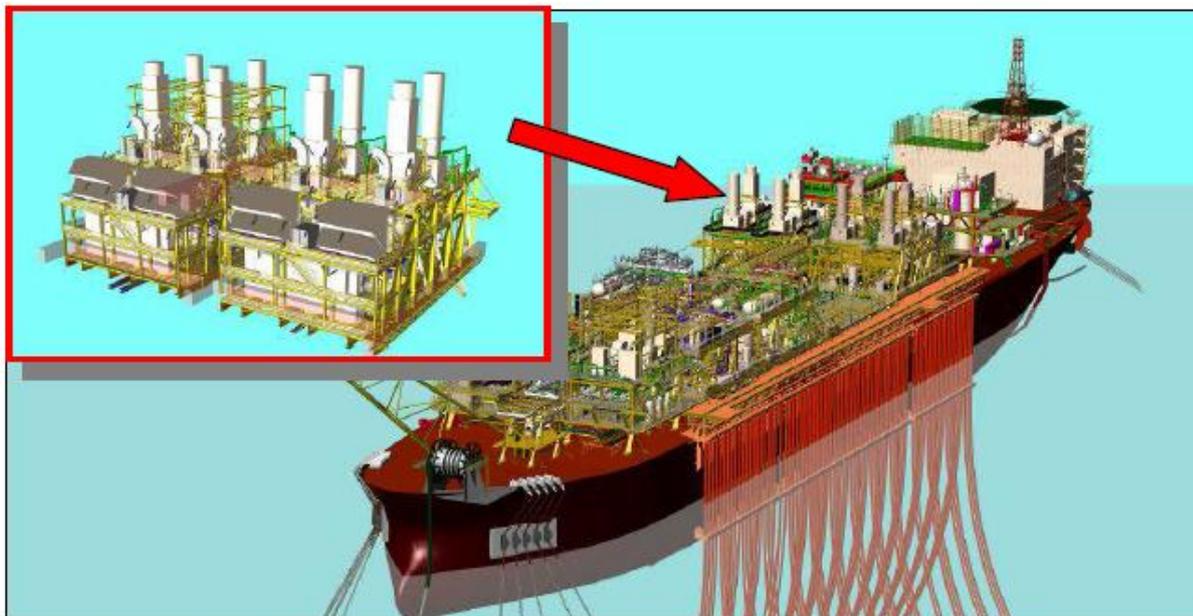


Figura 2.5 - Exemplo de FPSO com destaque para a planta de geração de energia. Fonte: (OLIVEIRA, 2013).

As principais cargas elétricas de uma plataforma são os motores elétricos, que acionam: compressores de gás, bombas de transferência de óleo, bombas de injeção de água, bombeio centrífugo submerso, dentre outras cargas. O acionamento desses motores pode ser direto ou por meio de inversores de frequência. Em função da grande distância para a costa e grande profundidade da lâmina d'água, é comum que estas plataformas operem isoladas.

Segundo (OLIVEIRA, 2013) as cargas elétricas das plataformas de petróleo podem ser divididas em quatro grupos: cargas não essenciais, cargas essenciais, cargas auxiliares e cargas de emergência. As cargas não essenciais representam a maior parte da carga das plataformas e correspondem aos equipamentos elétricos que fazem parte de processos cuja interrupção não acarreta em riscos operacionais ou de segurança. As cargas auxiliares são similares as cargas não essenciais, porém são importantes para a retomada dos processos, de forma que as cargas auxiliares são alimentadas por um gerador auxiliar quando os geradores principais estão fora de trabalho. As cargas essenciais correspondem aos equipamentos elétricos ligados a processos cuja interrupção pode ocasionar riscos operacionais ou de segurança. O

barramento onde se conectam as cargas essenciais se conecta ao barramento principal por dois alimentadores diferentes e na falta da geração principal é alimentado pelo gerador de emergência. As cargas de emergência correspondem aos equipamentos importantes para salvaguardar a vida a bordo e garantir a segurança de poços e equipamentos críticos de processo. O barramento das cargas de emergência é alimentado pelo gerador de emergência e pelo gerador auxiliar, na falta da geração principal, e possui um sistema de energia ininterrupta (UPS³) para garantir a operação dessas cargas.

Na Figura 2.6 é mostrado o sistema elétrico de um FPSO padrão utilizado pela Petrobras para exploração de campos de petróleo do pré-sal. O FPSO mostrado possui quatro turbo geradores de 31,25 MVA, que operam na configuração 4 x 33 %, e que podem utilizar gás natural ou diesel para a geração de energia elétrica. Os geradores de emergência e auxiliar possuem 2,25 MVA cada. Na Tabela 2.1 é mostrado um resumo das cargas da plataforma com as respectivas classificações.

Tabela 2.1 - Carga do FPSO separada por tipo. Fonte: Adaptado de (OLIVEIRA, 2013).

Carga	kW	kVar	cosφ
Não essencial	66.440	37.020	0,87
Auxiliar	1.752	897	0,89
Essencial	1.396	736	0,88
Emergência	785	547	0,82
Total	70.372	38.652	0,88

As turbinas a gás, por se tratarem de máquinas térmicas, possuem tempos de resposta longos para solicitações de aumento de geração de potência ativa. Segundo manual de operação de um tradicional fabricante de turbinas (o nome do fabricante e o modelo da turbina foram omitidos para preservar o sigilo das informações), uma turbina a gás de 30 MVA demora entre 60 s e 90 s para partir até velocidade de marcha lenta e, a partir disso, 15 s para alcançar potência nominal. Porém, essa partida brusca submete as palhetas da turbina a um gradiente de temperatura muito elevado, de forma que o fabricante recomenda que a aceleração da turbina após a

³ Do inglês *Uninterruptible Power Supply*

marcha lenta seja realizada com tempo entre 2 e 3 minutos, para aumentar a vida útil da turbina.

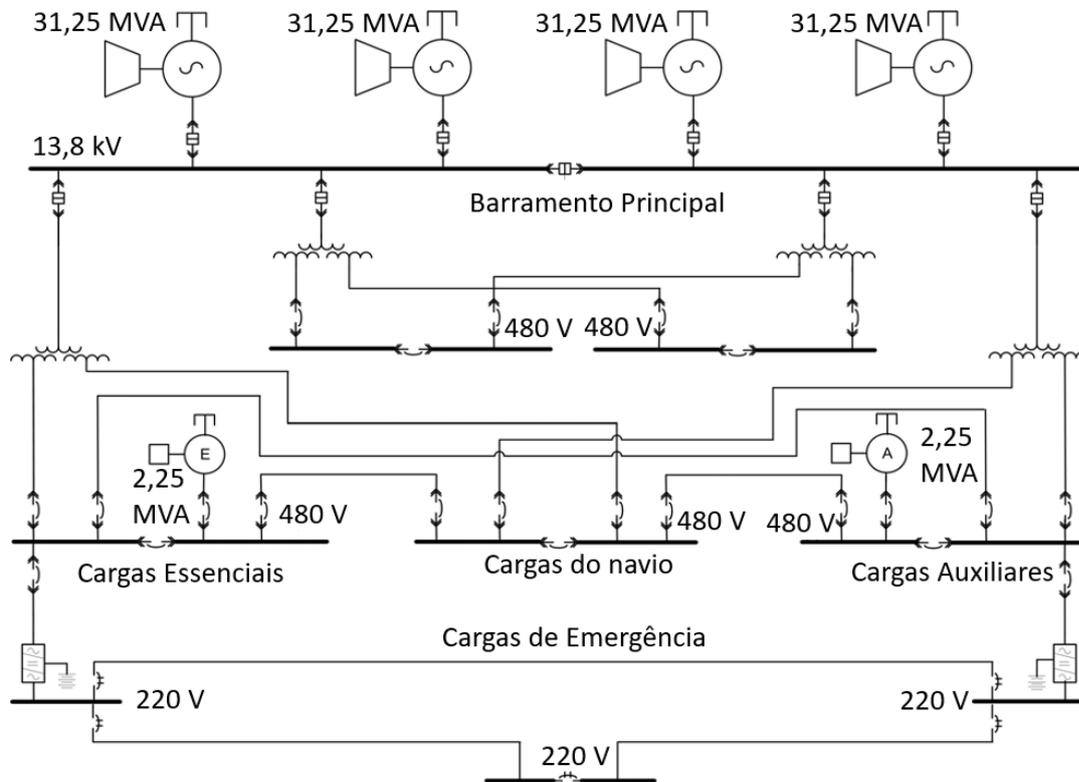


Figura 2.6 - Sistema elétrico de um FPSO de grande porte. Fonte: Adaptado de (OLIVEIRA, 2013).

A carga elétrica das plataformas varia ao longo dos anos, em função do nível de maturidade dos campos de petróleo. Uma curva plurianual de carga típica de FPSOs é mostrada na Figura 2.7. Pode-se notar pela figura que nos primeiros anos o consumo de energia da plataforma aumenta. Isso se justifica, pois, os poços entram em operação de forma escalonada. Com o passar dos anos, a produção dos poços cai em função da diminuição da pressão interna do reservatório, reduzindo a demanda de energia elétrica. Nos últimos anos de vida do empreendimento a demanda elétrica chega aos valores mínimos, pois em função da baixa produção, alguns poços são fechados por não ser mais viável financeiramente a sua exploração.

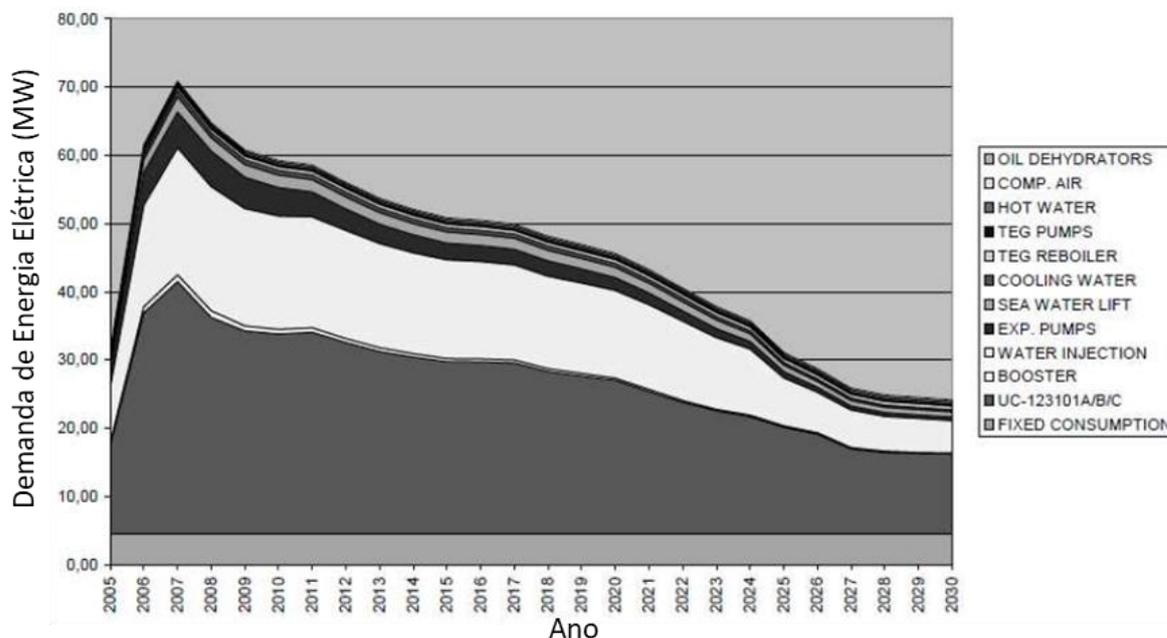


Figura 2.7 - Demanda pluri-anual típica de energia elétrica em um FPSO. Fonte: (MATOSO, 2013).

Normalmente as unidades de produção são dotadas de sistemas de gerenciamento de energia (PMS⁴) que são os responsáveis por controlar os governadores e os AVR⁵ dos turbogeradores, garantir a correta divisão de carga entre os geradores e realizar o descarte de carga, quando necessário (SOUZA, 2012).

Ao contrário dos FPSOs que exploram campos em águas profundas, em águas rasas é comum a utilização de pequenas plataformas fixas para a exploração de petróleo. Essas plataformas fixas possuem carga instalada da ordem de 1,0 MW a 10,0 MW. Em função da pequena demanda, a energia elétrica dessas plataformas é suprida por geradores síncronos acionados por motores a gás ou diesel. Na Figura 2.8 é mostrado um exemplo de plataforma fixa de pequeno porte.

O sistema elétrico de uma plataforma de pequeno porte é mostrado na Figura 2.9, onde o gerador GE-A corresponde ao gerador principal da plataforma e o gerador GE-B corresponde ao gerador reserva. A plataforma mostrada opera na configuração “L”, ou seja, apenas um dos geradores fica ligado e o Tie (disjuntor de interligação) opera fechado, de forma que as duas barras de 480 V ficam energizadas. Nos barramentos de 480 V foram exemplificadas algumas cargas comumente encontradas em plataformas desse tipo.

⁴ Do inglês *Power Management System*

⁵ Do inglês *Automatic Voltage Regulator*



Figura 2.8 - Exemplo de plataforma fixa com subestrutura do tipo jaqueta. Fonte: (OLIVEIRA, 2013).

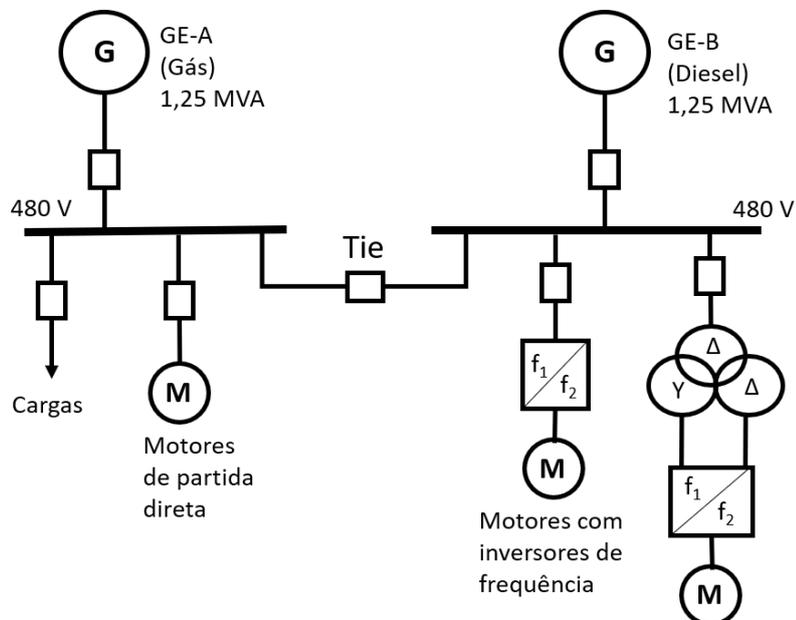


Figura 2.9 - Sistema elétrico típico de plataforma fixa de pequeno porte.

2.3 Sistemas elétricos de usinas eólicas

Historicamente, um grande desafio das tecnologias de geração eólica é manter a frequência da energia injetada na rede pelo aerogerador constante sob condições de variação de velocidade do vento. Para resolver este problema, os primeiros aerogeradores desenvolvidos trabalhavam com velocidade constante, ou seja, controlavam a velocidade do rotor do gerador eólico para que a mesma ficasse aproximadamente constante independente da velocidade do vento. O controle de velocidade do rotor era realizado inicialmente a partir de caixa de engrenagens e posteriormente alguns fabricantes introduziram o controle ativo de estol, ou seja, alterar de forma ativa o ângulo de ataque das pás para regular a velocidade do rotor da turbina. Os geradores elétricos utilizados nesses aerogeradores eram do tipo gerador de indução com rotor em gaiola (SCIG⁶). A segunda geração de turbinas eólicas utilizava geradores do tipo gerador de indução com rotor bobinado (WRIG⁷), que utilizava um conversor eletrônico para controlar uma resistência variável conectada ao rotor, de forma a controlar o escorregamento do gerador e aumentar a gama de velocidades em que o aerogerador podia operar, embora essa faixa de velocidades ainda fosse estreita (TOLMASQUIM, 2016).

Embora estas soluções tenham permitido a conexão dos aerogeradores com a rede elétrica, a eficiência das máquinas era baixa, pois a potência extraída do vento é função da velocidade do vento e da velocidade do rotor da turbina eólica. Dessa forma, para maximizar a produção de energia, o aerogerador deveria ser capaz de controlar a velocidade do rotor para extrair a máxima potência do vento, e não operar com uma velocidade fixa. O rastreamento do ponto de máxima potência eólico é ilustrado na Figura 2.10, onde cada curva representa uma velocidade de vento e a curva em vermelho indica os pontos de máxima potência.

⁶ Do inglês *Squirrel Cage Induction Generator*

⁷ Do inglês *Wound Rotor Induction Generator*

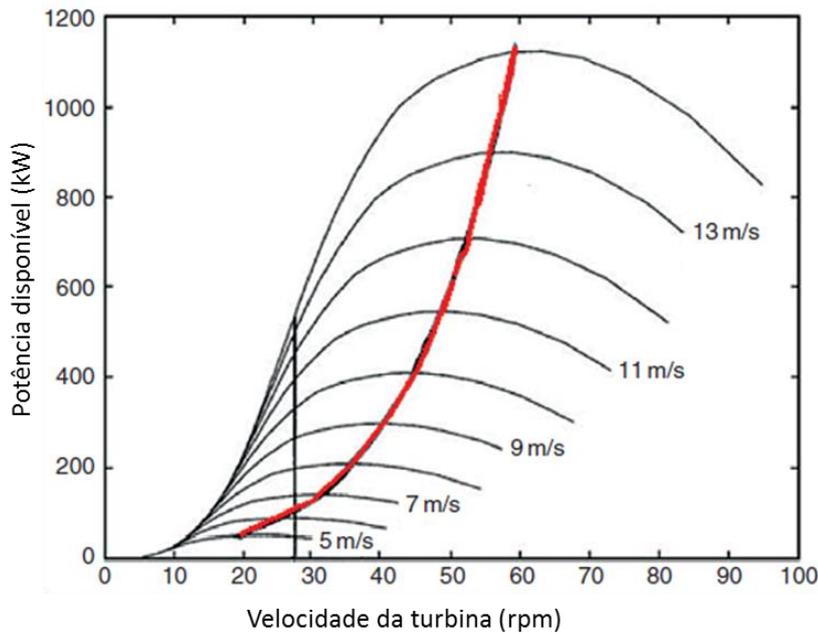


Figura 2.10 - Rastreamento do ponto de máxima potência em um aerogerador. Fonte: adaptado de (POULIEZOS, 2012).

De forma a permitir a operação do aerogerador com velocidade variável, novas tecnologias de geradores surgiram, dentre as quais se destacam o gerador de indução duplamente excitado (DFIG⁸) e o gerador síncrono a ímãs permanentes (PMSG⁹). Essas duas tecnologias de aerogerador dependem da utilização de eletrônica de potência para regular a frequência da potência injetada pelo aerogerador, permitindo a operação da turbina em qualquer velocidade (dentro dos limites mecânicos da máquina).

O aerogerador com tecnologia DFIG consiste em um gerador de indução com rotor bobinado, onde um conversor eletrônico força a frequência das correntes que circulam pelo rotor, de forma a controlar assim a frequência das correntes no estator. Uma das vantagens da utilização dessa tecnologia é que a potência do conversor eletrônico utilizado é aproximadamente 30 % da potência do gerador, reduzindo os custos do conversor. A tecnologia DFIG é ilustrada na Figura 2.11.

⁸ Do inglês *Doubly-fed Induction Generator*

⁹ Do inglês *Permanent Magnet Synchronous Generator*

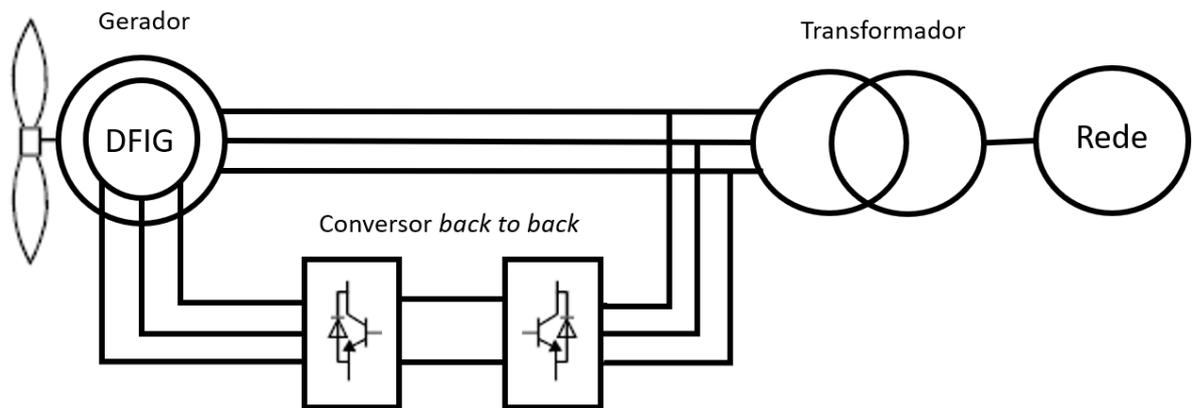


Figura 2.11 - Diagrama esquemático de aerogerador com tecnologia DFIG.

A tecnologia PMSG utiliza gerador síncrono com ímãs permanentes e um conversor eletrônico composto por retificador, *boost* e inversor, por onde passa toda a energia extraída do gerador síncrono (por esse fato, essa tecnologia também é conhecida como *full converter*). Embora o conversor eletrônico utilizado no PMSG seja mais caro que o utilizado no DFIG, esta tecnologia apresenta a vantagem de não depender de um sistema de excitação para o rotor do aerogerador, deixando o sistema mais robusto. O fato de o aerogerador possuir um inversor de frequência pleno na saída também aumenta a flexibilidade de operação da máquina, possibilitando, por exemplo, a regulação de tensão (essa funcionalidade dos aerogeradores é comumente chamada de modo STATCOM). A tecnologia do PMSG é ilustrada na Figura 2.12.

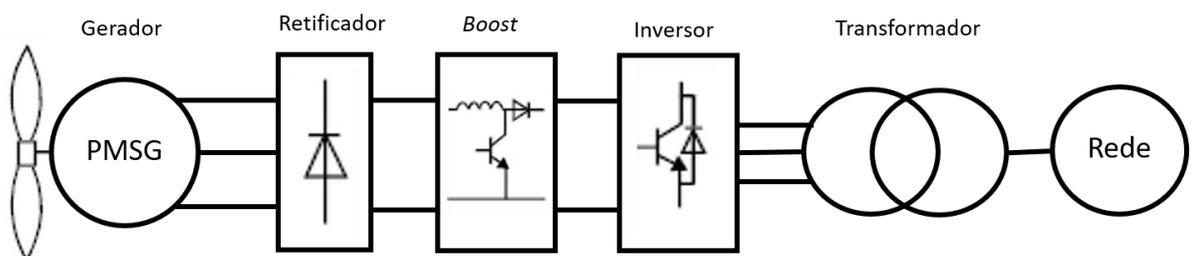
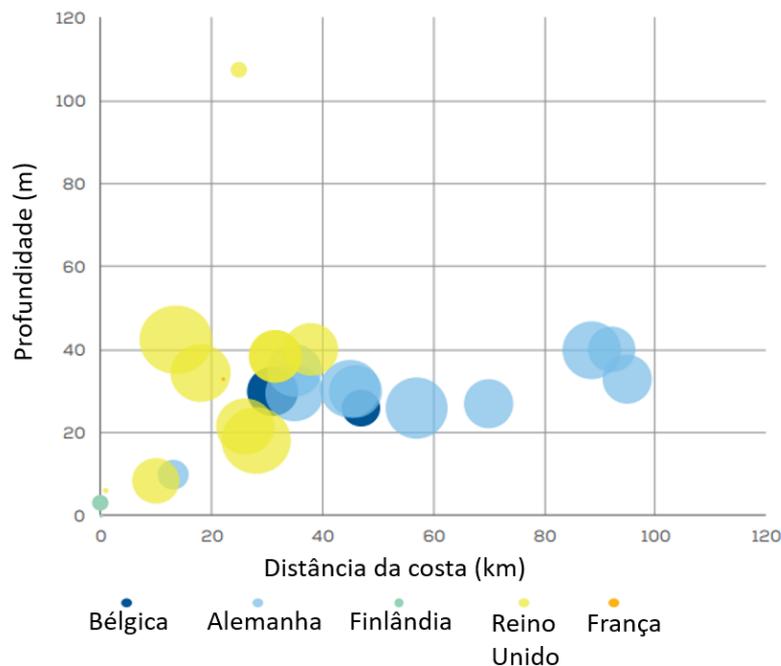


Figura 2.12 - Diagrama esquemático de aerogerador com tecnologia PMSG.

Em função dos elevados custos de construção e montagem dos parques eólicos *offshore*, é comum que os desenvolvedores invistam em parques de grande porte para tentar alcançar a viabilidade por meio do ganho de escala. Na Europa, no ano de 2017, o tamanho médio dos parques construídos foi de 493 MW (34 % maior que no ano de 2016) e o tamanho médio dos aerogerador foi de 5,9 MW (23 % maior que no ano de 2016) (WINDEUROPE, 2018). A profundidade média de instalação dos aerogeradores foi de 27,5 m e a distância média para a costa foi 41 km. Na Figura 2.13 são mostradas

as profundidades e distâncias da costa de todos os parques construídos na Europa em 2017, o tamanho dos círculos é proporcional a potência instalada no parque. O parque instalado a maior profundidade é o *Hywind*, que possui fundações flutuantes e foi detalhado na seção 2.1.



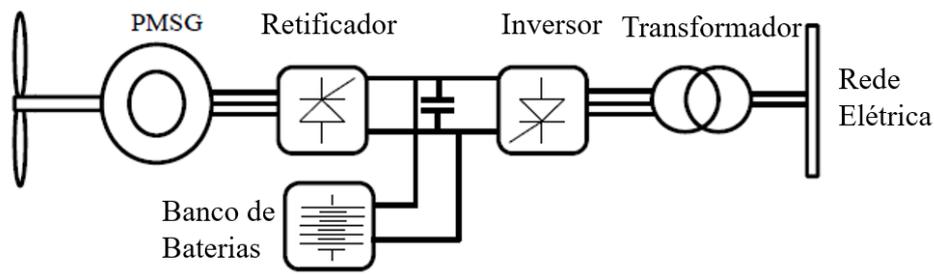


Figura 2.14 - Aerogerador *full converter* com baterias no barramento c.c. Fonte: Adaptado de (BABAZADEH; GAO; DUNCAN, 2012)

Em (DÖŞOĞLU; ARSOY, 2016) os autores estudam a dinâmica de um aerogerador DFIG com armazenamento de energia por meio de supercapacitor conectado ao barramento c.c. do conversor *back-to-back* que alimenta o rotor do gerador. A solução proposta é mostrada na Figura 2.15. No trabalho, os autores mostram que a utilização do supercapacitor melhora a resposta dinâmica do aerogerador frente a distúrbios na rede elétrica, como faltas e afundamentos de tensão, aumentando consideravelmente a suportabilidade do aerogerador frente a esses distúrbios. De forma semelhante, em (LIU *et al.*, 2016) os autores analisam a suportabilidade frente a afundamentos de tensão de um aerogerador PMSG com supercapacitor conectado ao barramento c.c. do conversor. A solução proposta para uso com o aerogerador PMSG é mostrada na Figura 2.16. Neste estudo, os autores concluem que a utilização do supercapacitor aumenta a suportabilidade do aerogerador frente a afundamentos de tensão além de prover potência reativa para ajudar no reestabelecimento da rede elétrica.

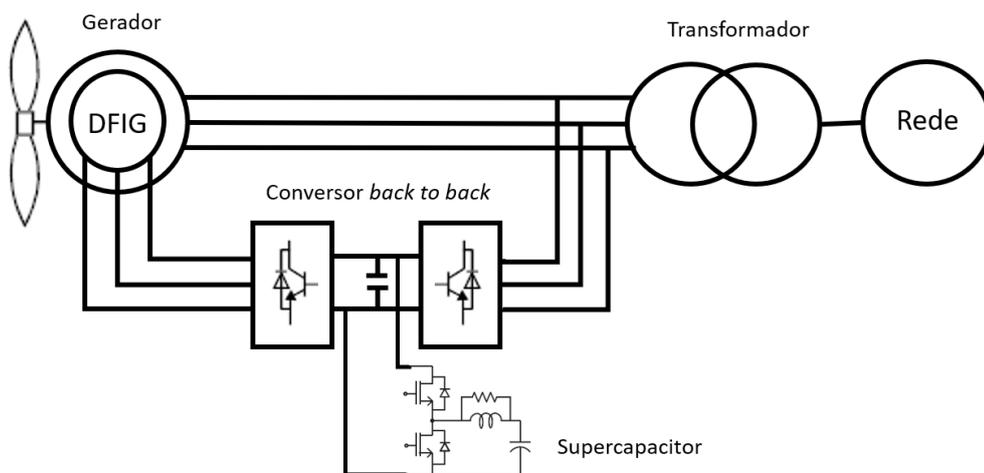


Figura 2.15 - Aerogerador DFIG com armazenamento de energia por supercapacitor. Fonte: baseado em (DÖŞOĞLU; ARSOY, 2016).

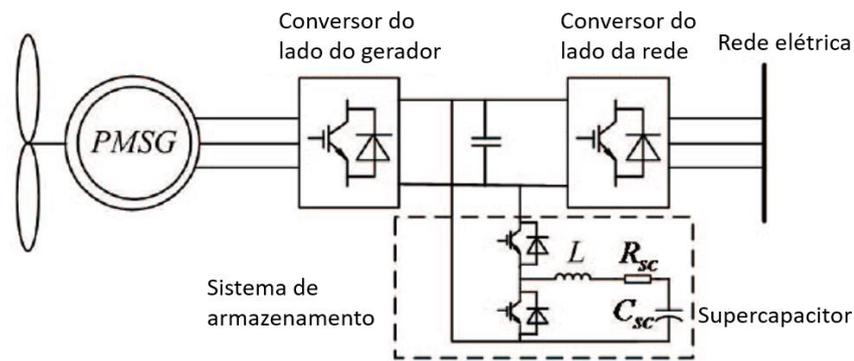


Figura 2.16 - Aerogerador PMSG com armazenamento de energia por supercapacitor. Fonte: adaptado de (LIU *et al.*, 2016)

A *General Electric*[®] (GE) instalou em 2012, em caráter experimental, o primeiro aerogerador com armazenamento de energia integrado ao barramento c.c., em Tehachapi na Califórnia. O aerogerador utilizado no teste era de 1,7 MW do tipo DFIG, e nele foi instalado um banco de baterias de 200 kWh. Após o período de testes, em 2014 foram instalados os primeiros três aerogeradores comerciais com armazenamento de energia, a instalação foi feita no parque de Goldthwaite no Texas. As máquinas comerciais instaladas possuem capacidade nominal de 2,5 MW e sistema de armazenamento de energia de 200 kWh (DOE, 2014). Na Figura 2.17 é mostrado um desenho esquemático do aerogerador da GE com armazenamento de energia.

Em (MILLER, 2014), são apresentados alguns resultados experimentais dos testes do aerogerador com armazenamento de energia. Dentre os testes realizados, destaca-se a programação de curto prazo, onde um algoritmo de previsão calcula a potência média de geração eólica dos próximos 10 minutos e o sistema de baterias fornece ou absorve energia de forma a manter a potência de saída próxima ao valor da previsão. O resultado desse teste é mostrado na Figura 2.18, onde o sinal em vermelho mostra a potência na saída do gerador (antes do barramento c.c.), o sinal em verde corresponde a potência medida na saída do aerogerador e a linha azul corresponde a previsão da geração eólica para o período de 10 minutos. Pelo resultado apresentado, nota-se que na maior parte do tempo o sistema consegue controlar a potência de saída próxima ao *setpoint* de potência do algoritmo de previsão.

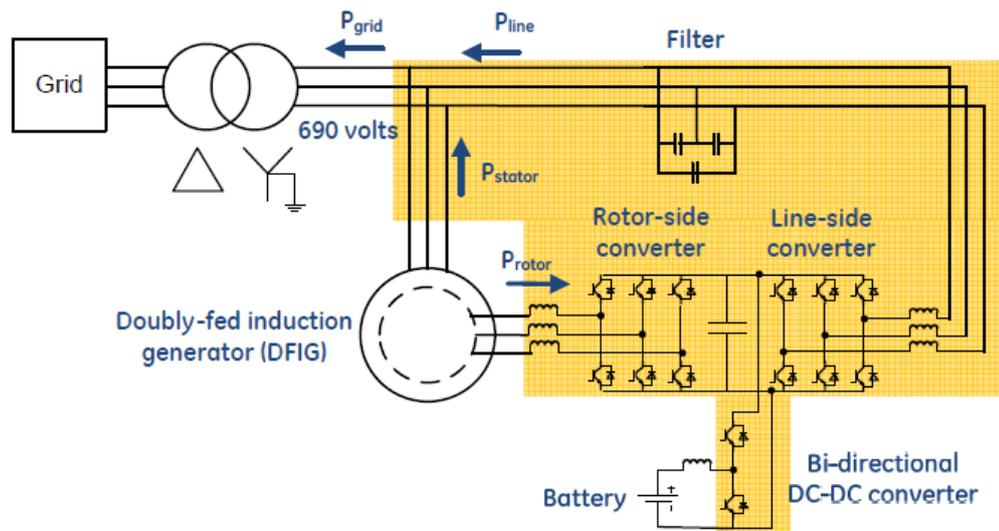


Figura 2.17 - Desenho esquemático do primeiro aerogerador com armazenamento de energia integrado. Fonte (MILLER, 2014).

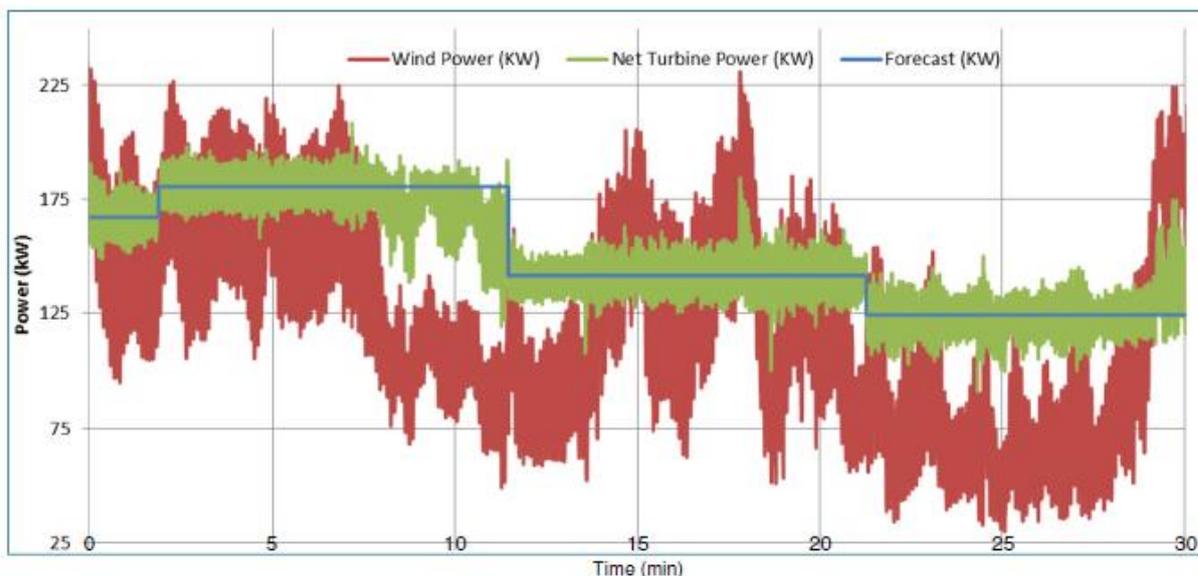


Figura 2.18 - Resultado do teste de programação de curto prazo. Fonte: (MILLER, 2014).

Além do teste de programação de curto prazo, o aerogerador com armazenamento de energia possui implementadas as seguintes funcionalidades:

- Controle de rampas: suavização da potência de saída do aerogerador para filtrar a influência das variações rápidas de velocidade de vento;
- Regulação de frequência: o banco de baterias armazena energia e é capaz de responder rápido frente as variações de carga;
- Deslocamento da geração: o armazenamento consegue deslocar a curva de geração por aproximadamente 5 minutos.

Na Figura 2.19 é mostrado o resultado do teste de controle de rampas, onde o gráfico de cima mostra a medição da potência na saída do gerador (antes do barramento c.c.) e o gráfico de baixo mostra a medição da potência na saída do aerogerador.

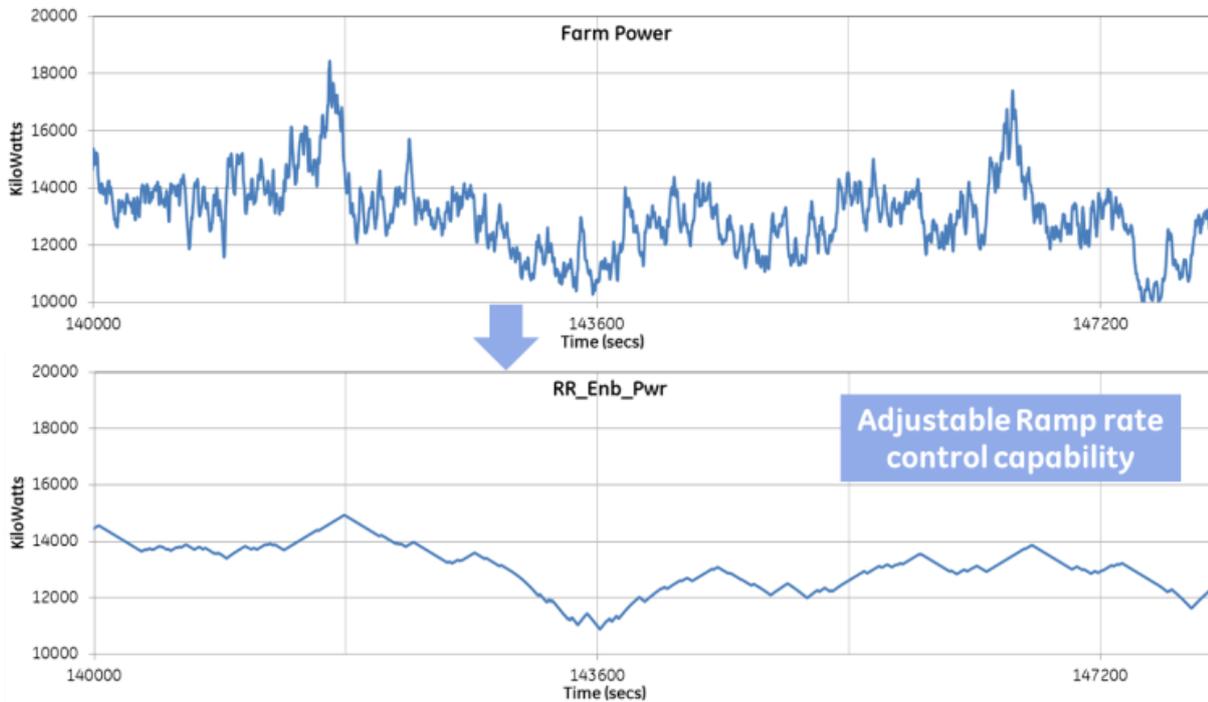


Figura 2.19 - Resultado do teste de controle de rampas. Fonte: (MILLER *et al.*, 2013).

Embora a utilização de sistemas de armazenamento de energia traga benefícios para os sistemas elétricos onde os aerogeradores se conectam, sua utilização não é comum em função dos custos adicionais que estes sistemas implicam. Dessa forma, uma solução alternativa é a utilização da energia armazenada na massa girante do rotor da turbina eólica para atender solicitações rápidas de potência. Essa técnica é conhecida na literatura como controle de inércia ou inércia sintética, e consiste de o gerador elétrico extrair mais potência do rotor da turbina eólica do que o disponibilizado pelo vento em momentos onde a rede demanda mais potência ativa do aerogerador, dessa forma, a velocidade do rotor diminui. Em função da queda de velocidade, a turbina eólica passa a operar fora do ponto de máxima potência e após um curto período a potência ativa disponibilizada pelo aerogerador diminui, pois, parte da energia extraída do vento é utilizada para acelerar novamente o rotor. Quando o aerogerador opera em potência nominal, o controle de inércia é capaz de fornecer uma potência adicional por aproximadamente 10 segundos (DU; WANG, 2015). O controle de inércia é ilustrado na Figura 2.20, onde a linha cinza representa a potência de saída do aerogerador sem o controle de inércia e as linhas preta e vermelha

representam respectivamente a potência de saída do aerogerador e a velocidade do rotor com o controle de inércia ativado.

Em (SHANG *et al.*, 2017), os autores mostram as metodologias mais comuns para implementação do controle de inércia, enquanto em (DU; WANG, 2015), os autores propõem melhorias para as técnicas mais utilizadas de controle de inércia. Atualmente, vários fabricantes de aerogeradores já disponibilizam essa funcionalidade.

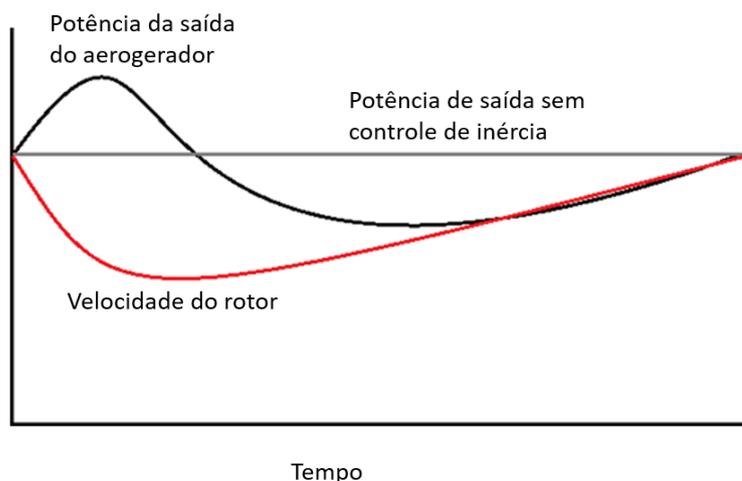


Figura 2.20 – Exemplo ilustrativo do funcionamento do controle de inércia de um aerogerador.
Fonte: Adaptado de (AHO *et al.*, 2012).

2.4 Conexão de usinas eólicas com plataformas de petróleo

Atualmente muitos trabalhos têm abordado o tema de integração de usinas eólicas com plataformas de petróleo. O interesse no tema se justifica pela restrição de emissões atmosféricas, impostas pelos órgãos ambientais, e pela redução de custo de operação das plataformas. Porém, a operação conjunta de usinas eólicas com plataformas de petróleo é um desafio em função da natureza intermitente da geração eólica.

Em relação à redução de custo, existem alguns cenários onde a alimentação de plataformas com geração eólica já se mostra favorável, porque a geração de energia por meio de turbinas a gás nos ambientes *offshore* acontece em ciclo aberto, apresentando rendimento da ordem de 30 %, enquanto a geração *onshore* em ciclo combinado alcança rendimentos entre 50 e 60 % (ÅRDAL *et al.*, 2014). A opção por geração em ciclo aberto nas plataformas se justifica pelos custos elevados do

fechamento de ciclo e do grande espaço ocupado pelos equipamentos adicionais. A prioridade das plataformas de grande porte é a utilização de turbinas a gás em função da maior densidade energética.

Em parques eólicos comerciais, aproximadamente 29,2 % dos custos de instalação dizem respeito à conexão com a terra, arranjo interno e a construção de subestações *offshore* (EPRI, 2011). Dessa forma, a conexão de um parque eólico com uma plataforma próxima iria reduzir significativamente os custos de instalação do parque eólico.

Em (ÅRDAL, 2011) o autor apresenta duas simulações para demonstrar a viabilidade técnica da conexão de usinas eólicas com plataformas de petróleo. Na primeira simulação uma usina eólica de 20,0 MW é conectada a uma plataforma que opera isolada com carga de 40,0 MW e que possui um gerador a gás de 50,0 MW. Na segunda simulação, a mesma usina eólica é conectada a uma plataforma com carga de 45 MW e alimentada por meio de um sistema HVDC¹⁰. Em ambos os casos o autor conclui que é tecnicamente possível a operação conjunta da usina eólica com a plataforma, de forma que uma não provoca distúrbios significativos na outra.

Em (ÅRDAL *et al.*, 2014) os autores listam como os principais desafios para a integração de usinas eólicas com plataformas de petróleo:

- A carga não poder ser atendida unicamente por aerogeradores, pois em função da natureza intermitente do vento, é necessária a utilização de geradores reservas ou uma grande flexibilidade no descarte de cargas não críticas;
- Necessidade de um sistema de controle para o balanço rápido entre geração e carga;
- A usina eólica não pode afetar a operação da plataforma;
- Inexistência de regulação específica sobre essa conexão.

Os autores abordam que a utilização de inversores do tipo VSC¹¹ nas plataformas reduzira os problemas observados, pois os inversores mais comuns, que são do tipo

¹⁰ Do inglês *High Voltage Direct Current*

¹¹ Do inglês *Voltage Source Converter*

LCI¹² ou CSI¹³, utilizam tiristores autocomutados, que são mais sensíveis a distúrbios na rede.

Os autores propõem também uma técnica de controle que utiliza a usina eólica para melhorar o desempenho dinâmico do controle de frequência do sistema, em função da resposta dos aerogeradores ser mais rápida que a resposta da turbina a gás. A proposta consiste em inserir um sinal adicional na malha de controle de torque do aerogerador. Esse sinal é função da frequência da rede. A malha de controle de torque com o sinal adicional é mostrada na Figura 2.21. É importante notar que esse suporte de frequência é temporário, pois a malha de controle de velocidade age para eliminar esse efeito e zerar o erro de velocidade em regime permanente. Dessa forma, o suporte de frequência depende dos ajustes dos controladores e dura normalmente alguns segundos.

A inclusão desse sinal na malha de controle de torque faz com que a potência de saída do aerogerador diminua quando a frequência do sistema aumenta. Essa diferença entre a potência disponível no vento e a potência efetivamente entregue à rede é armazenada na forma de massa girante no rotor. Após a estabilização da frequência, essa energia armazenada é entregue para a rede, voltando o aerogerador a velocidade de operação normal.

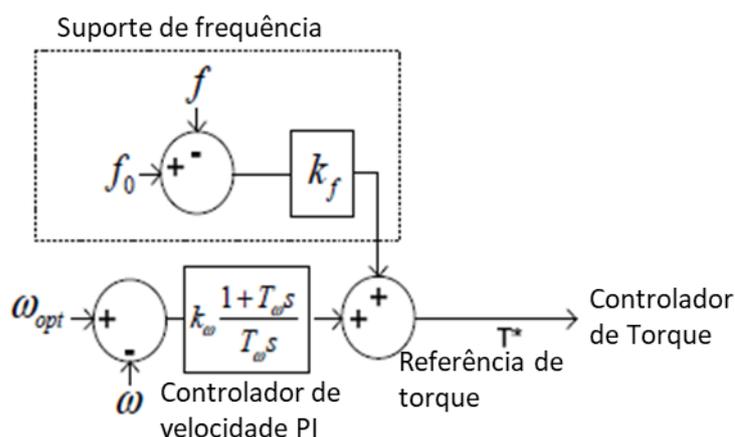


Figura 2.21 - Malha de controle para suporte de controle de frequência pelo aerogerador. Fonte: adaptado de (ÅRDAL *et al.*, 2014).

Na Figura 2.22 é mostrado o resultado da simulação para facilitar o entendimento do método proposto por (ÅRDAL *et al.*, 2014). No instante $t = 5$ s uma grande carga é

¹² Do inglês *Load Commutated Inverters*

¹³ Do inglês *Current Source Inverters*

desconectada da plataforma e para compensar a oscilação de frequência o controle reduz a potência de saída do aerogerador e armazena essa energia na forma de energia cinética no rotor, resultando em um aumento da velocidade do rotor do aerogerador. Após alguns segundos o controle de velocidade do rotor atua e a energia acumulada é devolvida para a rede.

Embora os resultados da Figura 2.22 indiquem que um controle eficaz da usina eólica é capaz de melhorar o desempenho do sistema na regulação de frequência, não foi analisado como o sistema responde a variações abruptas da geração eólica, que demandam uma resposta consistente das turbinas a gás.

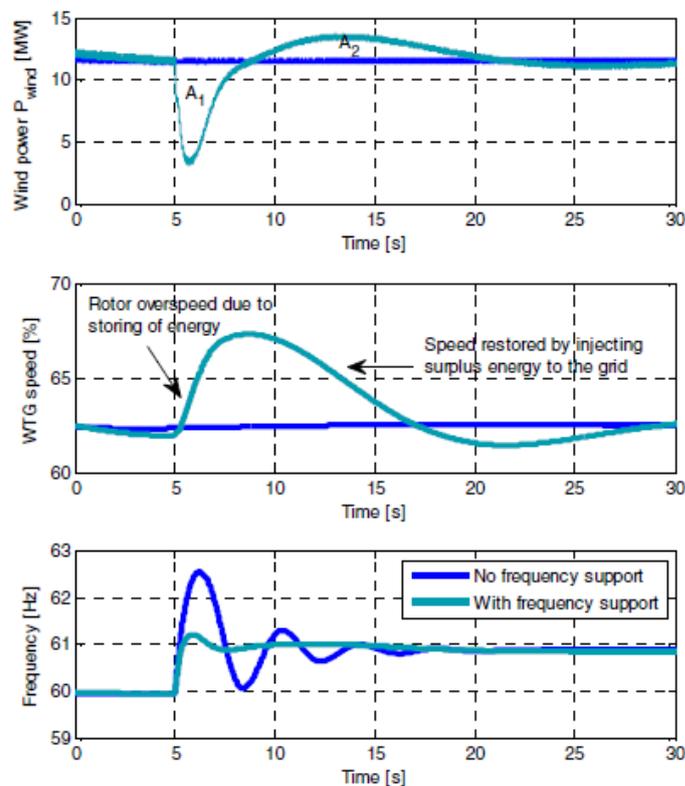


Figura 2.22 - Comparação da operação do sistema com e sem a malha de controle de suporte de frequência. Fonte: (ÅRDAL *et al.*, 2014).

Além do suporte de frequência, em (ÅRDAL; UNDELAND; SHARIFABADI, 2012), os autores propõem a adição de um *droop control* dinâmico para a potência reativa no aerogerador, ou seja, gerar uma potência reativa proporcional ao desvio entre tensão nominal e tensão medida na barra, de forma a ajudar o sistema no controle da tensão. Esse controle melhora a estabilidade do sistema, pois o inversor do aerogerador normalmente apresenta tempo de resposta inferior ao do AVR, que controla a excitação do gerador síncrono da turbina a gás.

Os resultados mostram que ajustando bem essa malha de controle é possível melhorar significativamente o desempenho dinâmico da regulação de tensão no sistema. Como benefício adicional desse controle de fluxo de potência reativa, é possível diminuir as perdas elétricas no cabo submarino entre a usina eólica e a plataforma.

Em (MARVIK; ØYSLEBØ; KORPÅS, 2013) os autores simulam a operação de duas usinas eólicas *offshore* em paralelo com um conjunto de quatro plataformas de petróleo. As plataformas e as usinas eólicas se conectam a uma subestação *offshore*, que é conectada à terra por um *link* HVDC de 280 km. Nesta simulação os autores assumiram que as plataformas não possuem geração própria. A carga total das quatro plataformas é 142,0 MW e as duas usinas eólicas possuem capacidade de 140,0 MW cada uma, de forma que o sistema HVDC pode ser utilizado para alimentar as plataformas ou escoar a geração eólica para o continente.

São analisados 4 casos, em que se varia o nível de geração eólica. Para cada caso é apresentada uma análise de regime permanente (fluxo de potência e perdas elétricas) e uma análise de estabilidade transitória. Os resultados mostraram que, embora as perdas elétricas tenham aumentado em função da geração eólica, a estabilidade transitória aumentou, de forma que o sistema foi capaz de se recuperar mais rapidamente de faltas em pontos importantes do sistema.

Análises semelhantes são mostradas em (KOLSTAD *et al.*, 2013), onde os autores simulam uma rede elétrica *offshore*, composta por uma usina eólica de 50,0 MW e cinco plataformas de petróleo, cujas cargas variam entre 40,0 MW e 70,0 MW. Essa rede elétrica *offshore* se conecta à terra por meio de um sistema de transmissão HVDC de 220 km de comprimento e 300,0 MVA de capacidade de potência. Nas simulações, com intuito de reduzir a complexidade do problema, as plataformas foram modeladas como cargas de impedância constante (carga linear RL), embora os autores indiquem que a modelagem das cargas como potência constante seria a mais indicada, em função da maioria das cargas serem motores de indução ou inversores de frequência.

Segundo os autores, o maior desafio da utilização de geração eólica para alimentar plataformas é a necessidade de um sistema de *backup* capaz de atender 100 % da carga nos períodos sem vento. Em função disso, os autores propõem uma topologia

de sistema com conexão à rede, eliminando a necessidade de geração própria nas plataformas.

No trabalho são realizadas duas simulações: a perda completa da geração eólica e a entrada em operação abrupta de uma das plataformas. A perda da usina acontece em um momento em que a geração eólica era máxima, de forma a explorar o caso mais severo de perda da usina. A entrada abrupta de uma plataforma não é um caso realista, pois, a energização de unidades complexas acontece por etapas, partindo primeiro os sistemas auxiliares e depois os equipamentos principais de forma escalonada, porém, embora não seja um caso real, essa simulação ajuda a analisar o desempenho dinâmico do sistema elétrico.

Os distúrbios de tensão e frequência provocados pela desconexão da usina eólica e partida da plataforma foram comparados com os códigos de rede locais e para ambos os casos o desempenho do sistema foi satisfatório. A rede se recuperou rápido dos distúrbios em função do curto tempo de resposta do conversor HVDC. No sistema HVDC, o conversor do lado da rede *offshore* é o responsável por controlar a tensão e frequência da rede, e o conversor do lado *onshore* é responsável por controlar a tensão no barramento de corrente contínua. Em sistemas que operam ilhados, o reestabelecimento da rede *offshore* frente a distúrbios dessa natureza depende do tempo de resposta dos controladores das turbinas a gás das plataformas, que normalmente são mais lentos que o conversor HVDC.

A operação conjunta de uma usina eólica com uma plataforma em um sistema ilhado é mostrado em (HU *et al.*, 2008), onde os autores simulam a operação de uma usina eólica, constituída de um único aerogerador de 1,5 MW em paralelo com uma plataforma cuja demanda de energia é de aproximadamente 20,0 MW. Em condições normais de operação, a energia da plataforma é suprida por três turbinas a gás de 10,0 MW, que dividem de forma igualitária a demanda, e uma quarta turbina de reserva, para garantir confiabilidade ao sistema. O sistema elétrico da plataforma utilizada na simulação é mostrado na Figura 2.23.

Nesse estudo o aerogerador é do tipo PMSG *full converter* e foi modelado em detalhes na simulação. Foram modeladas também as dinâmicas das turbinas a gás, por meio de modelos do AVR e do regulador de frequência. A maioria das cargas da plataforma são motores de indução, e para simplificar o estudo, os autores modelaram o maior

motor de cada barra, por meio de um modelo dinâmico de terceira ordem, e para as demais foi utilizado um modelo equivalente dependente da frequência e tensão.

A estabilidade do sistema foi analisada em dois casos: a operação normal da usina eólica e uma ocorrência de desligamento da usina por alcançar a velocidade de *cut-off*. Nos dois casos foi possível concluir que o sistema operou de forma estável e que as turbinas a gás conseguiram variar sua geração para compensar a geração eólica. Embora esse estudo apresente um caso de operação isolada de usinas eólicas com plataformas, o nível de penetração da geração eólica é baixo (corresponde a apenas 7,5 % da carga), de forma que os resultados não podem ser extrapolados para casos onde a geração eólica é mais representativa.

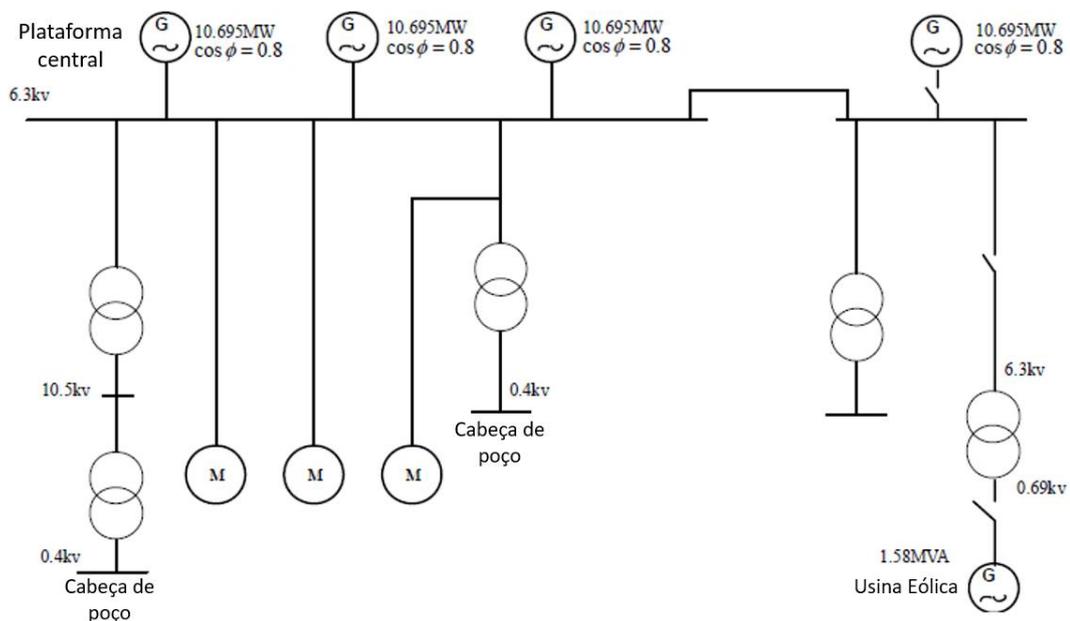


Figura 2.23 - Sistema elétrico da plataforma simulada. Fonte: Adaptado de (HU *et al.*, 2008).

No trabalho (ÅRDAL *et al.*, 2011) os autores modelam uma usina eólica e uma plataforma operando isoladas da rede elétrica, e realizam uma análise de sensibilidade para avaliar como a variação de alguns parâmetros dos equipamentos afetam o desempenho dinâmico do sistema frente a transitórios de frequência e tensão.

O estudo de sensibilidade contemplou três fenômenos transitórios: a partida de um motor de grande porte conectado a plataforma, um curto-circuito com duração de 30 ms na plataforma e a flutuação da velocidade do vento. Para cada situação foram

variados, de forma independente, 18 parâmetros referentes a turbina eólica e a geração termelétrica (turbina a gás com gerador síncrono) da plataforma.

Na simulação da partida do motor de grande porte, os parâmetros de gerador síncrono: reatância de regime permanente (de eixo direto e de quadratura) e reatância transitória (de eixo direto); e os parâmetros da turbina a gás: inércia do rotor, constante de *droop* do governador (controlador de frequência) e uma constante de tempo relacionada a injeção de combustível na turbina a gás; apresentaram sensibilidade para a variação de tensão, e apenas os últimos três parâmetros apresentaram sensibilidade para a variação de frequência.

Na simulação de falta na plataforma, além das reatâncias e constantes de tempo síncronas e transitórias, as reatâncias e constantes de tempo subtransitórias também apresentaram sensibilidade significativa para as variações de tensão. A constante de tempo transitória de eixo direto em regime aberto é a variável que apresenta a maior sensibilidade, levando a 10 % de variação no transitório de tensão. Os únicos parâmetros da turbina a gás que apresentam sensibilidade significativa para a simulação da falta na plataforma são a inércia do rotor (sensibilidade para tensão e frequência) e a constante de *droop* do governador (sensibilidade para a frequência).

O último caso simulado foi a flutuação da velocidade do vento, onde apenas a inércia do rotor do aerogerador e os parâmetros do controlador de velocidade do aerogerador influenciaram os resultados. Os parâmetros do gerador do aerogerador não apresentam sensibilidade significativa pois o conversor eletrônico isola o gerador da rede elétrica.

Em (KORPÅS *et al.*, 2012) os autores realizam um estudo econômico sobre a utilização de uma usina eólica *offshore* para alimentar uma plataforma isolada. O objetivo desse estudo é quantificar os ganhos financeiros da geração eólica, tanto do ponto de vista de economia de combustível, quanto do ponto de vista de evitar as emissões atmosféricas (o estudo foi realizado para uma plataforma na costa da Noruega, onde as emissões de CO₂ e NO_x são taxadas).

A geração própria da plataforma estudada consiste de três geradores síncronos acionados por turbinas a gás operando na configuração 3 x 50 %, ou seja, em operação normal, dois geradores dividem a igualmente toda a carga e o terceiro gerador fica de reserva. As três turbinas a gás são do mesmo tipo e possuem 23,0 MW

de capacidade. A carga da plataforma varia entre 20,0 MW e 35,0 MW. Nessa simulação os autores desconsideraram o critério de confiabilidade n-1, onde a turbina reserva fica rodando em giro lento para estar pronta a operar rápido caso seja solicitada.

A usina eólica é constituída de quatro aerogeradores de 5,0 MW, opera com fator de capacidade de 51,4 % e se conecta em paralelo com a geração própria da plataforma. Como a penetração da geração eólica é grande (aproximadamente 40 % da carga), a eficiência das turbinas a gás cairia muito em função da baixa carga, dessa forma, os autores propõem uma técnica de controle de geração das turbinas a gás para melhorar a eficiência do processo. Os sistemas elétricos da plataforma e da usina eólica são ilustrados na Figura 2.24. Na Figura 2.25 são mostradas as curvas de rendimento e de consumo de gás da turbina a gás da plataforma, pela figura fica claro que o rendimento da turbina a gás cai drasticamente com a redução da carga.

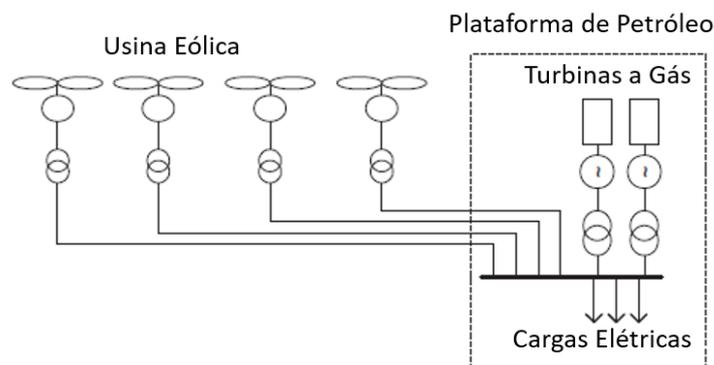


Figura 2.24 - Sistemas elétricos da plataforma e da usina eólica. Fonte: Adaptado de (KORPÅS *et al.*, 2012).

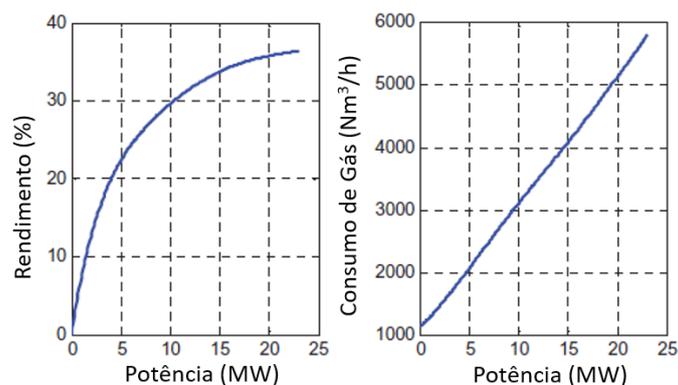


Figura 2.25 - Rendimento e consumo de gás da turbina da plataforma. Fonte: Adaptado de (KORPÅS *et al.*, 2012).

A operação conjunta do sistema termelétrico e eólico foi simulado por meio de um modelo de quase regime permanente. Modelos desse tipo simulam o sistema em cada passo de tempo, porém desconsideram a dinâmica dos processos. O objetivo dessa simulação é realizar apenas um balanço de carga-geração para avaliar o consumo de gás nas diferentes condições de operação. Nas simulações os autores utilizaram passo de um minuto e o sistema foi simulado por um ano.

Na condição normal de operação, duas das turbinas a gás estão sempre ativas dividindo a carga. Quando a geração eólica supre parte da carga, as duas turbinas dividem a carga remanescente de forma igual, podendo levar a pontos de operação com rendimento muito baixos. De forma a contornar esse problema, os autores propõem uma técnica de controle diferente para as turbinas, onde uma das turbinas é desligada quando a carga pode ser atendida por apenas uma turbina em conjunto com a usina eólica. Na simulação os autores levam em consideração o tempo de partida da turbina (cinco minutos) e o tempo mínimo que a turbina deve operar (60 minutos).

Uma limitação da técnica de controle proposta no trabalho é que a decisão por desligar ou não a segunda turbina é tomada com base em um sistema não-causal, onde o controle depende da previsão de carga com um horizonte de cinco minutos (tempo de partida da turbina). Para simplificar os estudos, os autores assumiram que a previsão de carga no horizonte de cinco minutos é perfeita. Outra limitação é que os autores assumem uma margem de variação da potência eólica com base no histórico de dados eólicos, não sendo utilizada nenhuma técnica de previsão de geração.

Os resultados do estudo mostram que, com a técnica de controle tradicional, as duas turbinas operam com geração abaixo de 5,0 MW durante 40,0 % do tempo, chegando a um rendimento médio de 25,6 % (no caso base, sem geração eólica, apresentam rendimento médio de 31,5 %). Utilizando a nova técnica proposta, a primeira turbina opera 15 % do tempo abaixo de 5 MW e a segunda não chega a operar com carga tão baixa, chegando a ficar desligada durante 65 % do tempo. Essa técnica resulta em um rendimento médio de 30,1 % para o sistema termelétrico. Vale ressaltar que o estudo não leva em consideração o aumento da degradação da turbina em função do número elevado de partidas (543 partidas ao longo do ano).

Em termos financeiros, a operação tradicional gerou uma economia de 4,23 milhões de euros, enquanto a técnica de desligar uma das turbinas resultou em uma economia de 5,73 milhões de euros.

Não foram encontrados estudos semelhantes que calculem a viabilidade de utilização de energia eólica para alimentar plataformas no Brasil. Um estudo desse tipo é importante pois muitas premissas econômicas mudam drasticamente de país para país, como por exemplo a taxação das emissões, que não é praticada no Brasil. Em função das diferenças de premissas econômicas, é complexo extrapolar o resultado desse estudo para outros países.

Com base nos diversos trabalhos abordados nessa seção, conclui-se que a utilização de usinas eólicas *offshore* para alimentação elétrica de plataformas de petróleo que operam isoladas da rede é possível, porém os casos devem ser estudados com cuidado para garantir a estabilidade de tensão e frequência, e a correta avaliação econômica de cada empreendimento.

Nesse capítulo foram apresentados sistemas elétricos típicos de usinas eólicas e de plataformas de petróleo. Foram mostrados também casos de sinergia entre a indústria de óleo e gás e a geração eólica, e trabalhos correlatos em que a integração de geração eólica *offshore* com plataformas foi foco do estudo.

Neste trabalho são comparadas formas tradicionais de eletrificação com alternativas que envolvem geração eólica. As soluções avaliadas são comparadas quanto a viabilidade técnica, por meio de um estudo de regime permanente, e quanto a viabilidade econômica, por meio de um estudo de valor presente líquido.

No capítulo seguinte são discutidas técnicas de geração de séries sintéticas de velocidade de vento e de geração eólica, com o intuito de selecionar a melhor técnica dentre as apresentadas para geração da série temporal de geração eólica que será utilizada nos estudos econômicos.

3 Geração de Séries Sintéticas para Geração Eólica

A utilização de séries temporais é importante para estudos que envolvem a caracterização do recurso eólico, como a análise dos impactos da geração eólica na rede elétrica. Normalmente as séries temporais são obtidas a partir da medição direta de velocidade do vento. Porém, para representar de forma fidedigna o comportamento estocástico do vento, essas medições devem ser realizadas por longos períodos (10 a 20 anos). Como muitas vezes as medições disponíveis estão limitadas a períodos de poucos anos, faz-se necessária a utilização de técnicas de simulação estocástica para a geração de séries sintéticas que representem o comportamento do vento (PAPAEFTHYMIU, G.; KLÖCKL, 2008).

A síntese de séries de geração eólica pode ser feita de duas maneiras: (i) utilizar medições de potência para gerar diretamente uma série sintética de geração; e (ii) sintetizar uma série de velocidade de vento e em seguida converter essa série em uma série de geração, por meio de algum modelo de conversão (que pode ser baseado na curva de potência fornecida por algum fabricante de aerogerador ou na curva de potência observada de um parque eólico).

Em (PAPAEFTHYMIU, G.; KLÖCKL, 2008) os autores indicam que a geração de séries sintéticas de potência é mais precisa que a conversão de séries sintéticas de velocidade em séries de potência. A justificativa dessa afirmativa é que, como a energia cinética extraível do vento varia com o cubo da velocidade, os erros de estimação na série de velocidade seriam ampliados na conversão para a série de potência, além dos erros da própria conversão da série.

Porém, embora seja mais assertivo gerar séries de potência, esse procedimento demanda dados de medição de geração, ou seja, só é possível para locais que já possuam parques eólicos. Como este trabalho trata da geração eólica *offshore*, os únicos dados de medição disponíveis para este estudo são de velocidade de vento. Dessa forma, neste trabalho, as séries sintéticas de geração eólica utilizadas serão sintetizadas a partir de séries de velocidade de vento.

Existem duas metodologias básicas para geração de séries sintéticas (PAPAEFTHYMIU, G.; KLÖCKL, 2008; XIE *et al.*, 2017): (i) modelos auto regressivos (AR¹⁴) que podem incorporar médias móveis (MA¹⁵) formando os modelos ARMA; e (ii) as técnicas de simulação de Monte Carlo com Cadeias de Markov (MCMC¹⁶). Cada uma das técnicas apresenta suas vantagens e serão detalhadas nas seções seguintes.

Este capítulo apresenta uma revisão dos principais métodos de geração de séries sintéticas e detalha a metodologia utilizada para a geração da série de velocidade de vento que será utilizada no estudo de viabilidade econômica da integração de plataformas de petróleo com uma usina eólica.

3.1 Modelos de séries sintéticas

Os modelos ARMA, largamente utilizados para síntese de séries temporais de variáveis ambientais, são modelos paramétricos que geram uma série de valores contínuos com base em uma distribuição de probabilidades contínua.

A grande vantagem da utilização deste tipo de modelo é que, com um número reduzido de parâmetros, é possível sintetizar com facilidade séries que reproduzem o comportamento de autocorrelação da série medida (PAPAEFTHYMIU, GEORGE; KLÖCKL, 2008). A função de autocorrelação é uma característica muito importante em modelos de previsão de velocidade de vento, porém é pouco observada em modelos cujo objetivo é a análise de geração de energia.

Por outro lado, a grande desvantagem dos modelos ARMA é que o modelo sintetiza séries que reproduzem uma distribuição de probabilidades contínua especificada. No modelo clássico a série reproduz a distribuição normal, porém é possível realizar modificações no modelo para que o mesmo reproduza outras distribuições, como a distribuição de Weibull (RAB; LEIMGRUBER; ESTERL, 2015). A limitação dessa técnica é que nem sempre as séries temporais medidas se ajustam bem as distribuições de probabilidade conhecidas.

¹⁴ Do inglês *Autoregressive*

¹⁵ Do inglês *Moving Average*

¹⁶ Do inglês *Markov Chain Monte Carlo*

Outra metodologia largamente utilizada para geração de séries sintéticas são os modelos baseados em cadeias de Markov. Esses modelos são não-paramétricos e geram uma série contínua com base em uma matriz de transição.

A vantagem da utilização das cadeias de Markov é que a série sintética gerada reproduz de forma eficiente a distribuição de probabilidades da série temporal utilizada para gerar a matriz de transição. Essa característica é interessante para aplicações relacionadas a geração de energia.

Nesse trabalho optou-se pela utilização de modelos baseados em cadeias de Markov. Na seção seguinte, estes modelos são tratados com mais detalhes.

3.2 Modelos baseados em cadeias de Markov

A cadeia de Markov é um caso especial de processo estocástico de tempo discreto que apresenta a propriedade *markoviana*. Tal propriedade diz que a probabilidade de um evento futuro é independente dos eventos passados, dependendo apenas do estado atual, ou seja, os processos *markovianos* são caracterizados por serem processos sem memória. As cadeias de Markov são ditas homogêneas ou estacionárias se a probabilidade de transição do estado i para o estado j , definida por P_{ij} , é constante ao longo de todo o processo.

A partir das probabilidades P_{ij} é possível montar uma matriz de probabilidades de transição entre os estados, denominada Matriz de Transição de Markov (MTM). Um exemplo de MTM de primeira ordem com m estados é mostrada na equação (3.1).

$$P = \begin{bmatrix} P_{11} & P_{12} & \cdots & P_{1m} \\ P_{21} & P_{22} & \cdots & P_{2m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ P_{m1} & P_{m1} & \cdots & P_{mm} \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

Na matriz apresentada na equação (3.1) cada elemento pode variar entre 0 e 1 e a soma dos elementos de cada linha é igual a 1. Os parâmetros da MTM de primeira ordem podem ser calculados a partir do estimador de máxima verossimilhança mostrado na equação (3.2) (PAPAEFTHYMIU, G.; KLÖCKL, 2008).

$$P_{ij} = \frac{n_{ij}}{\sum_{j=1}^m n_{ij}} \quad (3.2)$$

onde n_{ij} é o número de transições do estado i para o estado j observadas na série temporal medida.

É possível a existência de cadeias de Markov de ordem superior a 1 para os casos em que a probabilidade de um evento futuro no tempo t dependa de r estados anteriores, nos tempos $t - 1, t - 2, \dots, t - r$. Porém, nestes casos, o número de elementos da matriz de transição a serem determinados sobe de $m(m - 1)$, da cadeia de primeira ordem, para $m^r(m - 1)$, na cadeia de ordem r (INÁCIO, 2015), onde m é o número de estados.

A utilização do método MCMC para geração de séries sintéticas de velocidade de vento e geração eólica foi abordada por muitos autores na literatura. Dentre os principais motivos de utilização dessa técnica, destacam-se a simplicidade e a velocidade de simulação.

Em (TANG; BROUSTE; TSUI, 2015) o autor cita como vantagem da utilização de Cadeias de Markov o fato de que nem todos os regimes de vento são bem representados pela distribuição de Weibull e o método MCMC sintetiza séries que reproduzem com fidelidade a distribuição de probabilidade da série original.

O algoritmo para geração de séries sintéticas de velocidade de vento a partir do método MCMC pode ser dividido em quatro passos, conforme descrito por (TANG; BROUSTE; TSUI, 2015):

1. Divisão dos estados;
2. Estimação da matriz de transição;
3. Simulação da cadeia de Markov de estados;
4. Simulação das velocidades de vento.

O primeiro passo consiste em discretizar a série de dados medidos em estados. Como todo processo de discretização, esse passo adiciona uma incerteza que pode refletir como um erro na simulação das velocidades de vento. Dessa forma, a escolha correta

do número de estados e dos limites de cada estado é importante para um bom desempenho do modelo.

Segundo (TANG; BROUSTE; TSUI, 2015) a seleção dos estados se dá principalmente de duas maneiras. A primeira é definir as fronteiras dos estados, dessa forma o número de estados é uma consequência dessa escolha. Dentre os autores que utilizam esse método para separação dos estados vale destacar (SHAMSHAD *et al.*, 2005) que utiliza passos de 1 m/s para o intervalo, gerando uma MTM com 12 estados e (XIE *et al.*, 2017) que testa os passos de 1 m/s e 0,5 m/s para duas localidades. Em (RAB; LEIMGRUBER; ESTERL, 2015) e (BIZRAH; ALMUHAINI, 2015) os autores utilizam matrizes com 0,1 m/s de largura entre estados, no caso do segundo a MTM gerada possui 93 estados. Em (HOCAOGLU; GEREK; KURBAN, 2008) o autor testa duas larguras diferentes para os estados, 1 m/s e 0,5 m/s e conclui que a utilização de mais estados melhora a acurácia das séries geradas.

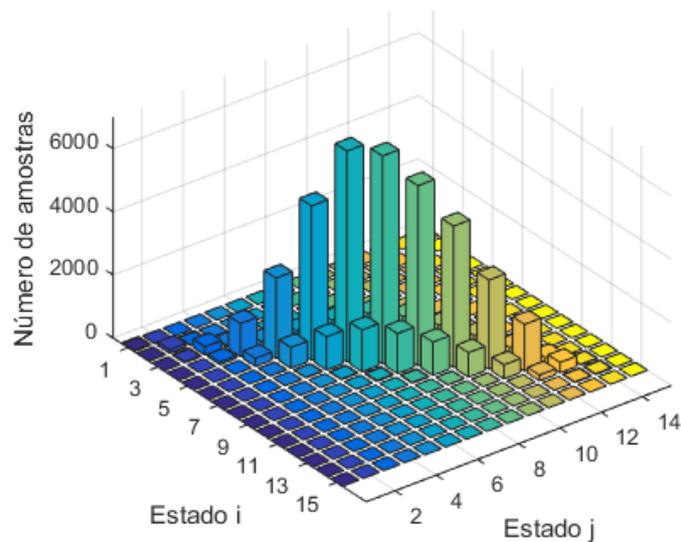
A segunda maneira mais comum para seleção dos estados é escolher um número de estados e assim definir as fronteiras a partir disso. Dentre os autores que utilizam este método, destacam-se (PAPAEFTHYMIOU, G.; KLÖCKL, 2008), que utilizam 11 estados de largura fixa e (WU *et al.*, 2012), que testam a utilização de 10, 15, 20 e 100 estados para a matriz de transição, chegando a conclusão de que, embora a utilização de mais estados melhore a estimativa da distribuição de probabilidade, ela piora os resultados de autocorrelação. Em (LOPES *et al.*, 2012) os autores utilizam 20 estados para determinação da MTM, embora o método utilizado para a geração da série seja mais elaborado, pois leva em consideração a direção do vento. Em (ZHENG *et al.*, 2015) os autores dividem a série de dados em meses e horas, resultando em uma matriz com 288 estados.

Nesses dois métodos os estados são lineares, ou seja, todos estados possuem a mesma largura. Vale ressaltar também que os autores que optam por sintetizar séries de potência utilizam, na maioria das vezes, um número fixo de estados.

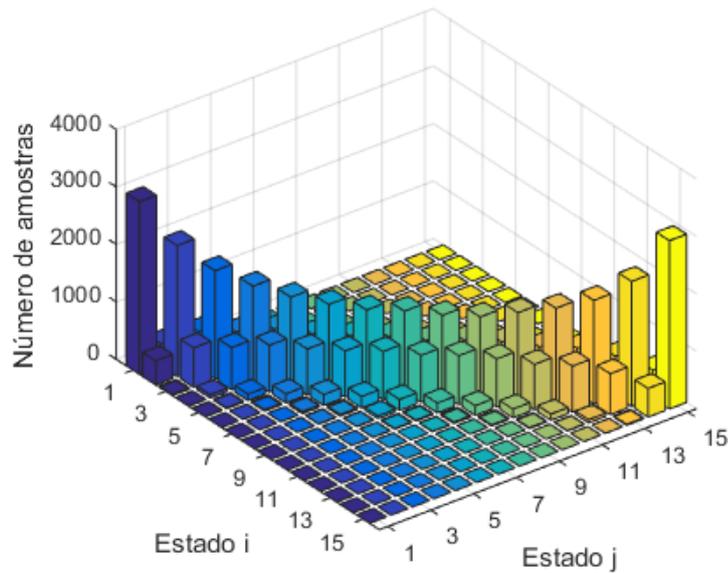
A separação dos estados deve ser realizada de forma cuidadosa, pois a utilização de um número muito elevado de estados faz com que alguns estados possuam muito mais amostras do que outros. Para esses casos em que o número de amostras nos estados é pequeno, as probabilidades calculadas são pouco representativas, podendo levar a erros de estimação na simulação da série. Em função deste problema, (TANG;

BROUSTE; TSUI, 2015) propõe uma nova metodologia para separação dos estados, que consiste em definir um número fixo de estados e calcular os limites de cada estado a partir da função de densidade acumulada (fda), de forma que cada estado possua o mesmo número de amostras.

Na Figura 3.1 é explicitado esse problema da seleção dos estados mostrando o número de amostras em cada transição do estado i para o estado j . Em ambos os casos mostrados a MTM possui 15 estados, porém na primeira simulação os estados foram divididos de forma linear e na segunda simulação foi utilizado o método de seleção de estados proposto em (TANG; BROUSTE; TSUI, 2015). Este método será chamado neste trabalho de Tang *et al.* para facilitar a referência. Pelo método de Tang *et al.* a soma de todas as transições das linhas é constante.



(a)

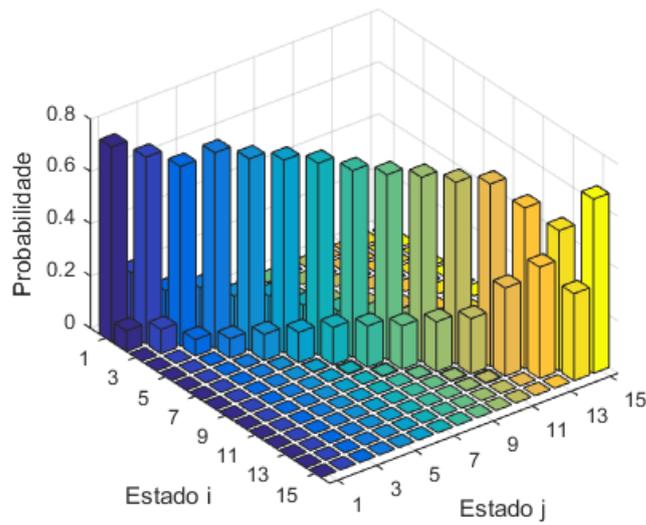


(b)

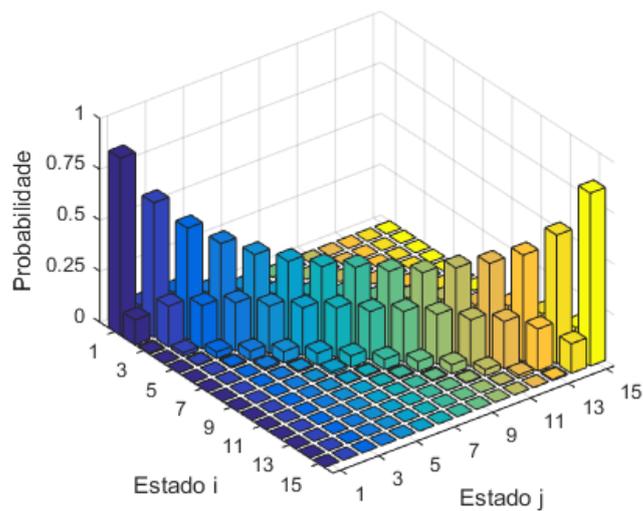
Figura 3.1 - Número de amostras em cada transição da MTM para (a) o método do número fixo de estados e (b) o método proposto por Tang *et al.*

O segundo passo do método MCMC consiste em utilizar a equação (3.2) para estimar todos os parâmetros da MTM. Na Figura 3.2 são mostrados dois exemplos de MTM, uma utilizando a divisão linear em 15 estados e a outra utilizando o método de Tang *et al.* para divisão dos estados.

É possível notar pela Figura 3.2 que as maiores probabilidades se encontram na diagonal principal da matriz de transição, isso acontece devido à forte característica de persistência da velocidade do vento, ou seja, existe uma forte tendência para que a velocidade do vento permaneça no estado atual. É possível notar também que a persistência é menor nos estados intermediários quando se utiliza o método de Tang *et al.*, isso se justifica porque o tamanhos dos estados não é linear e os estados intermediários possuem menores larguras, em função da maioria das amostras se localizar em velocidades intermediárias.



(a)



(b)

Figura 3.2 - MTM para (a) divisão linear com 15 estados e (b) divisão dos estados pelo método de Tang *et al.*

O terceiro passo do método MCMC é realizar a simulação de Monte Carlo para obtenção da cadeia de Markov de estados. Para isso, o primeiro procedimento que deve ser realizado é o cálculo da matriz de transição de probabilidade acumulada, denominada P_{acum} . Esse cálculo é realizado somando a coluna $j - 1$ de P_{acum} com a coluna j de P para determinar a coluna j de P_{acum} (INÁCIO, 2015). Dessa forma, cada linha i de P_{acum} é a fda que será utilizada para estimação do próximo estado.

De posse da matriz P_{accum} é sorteado um número u entre 0 e 1 e com base na fda correspondente ao estado atual i . Se o valor de u está localizado entre $j - 1$ e j , então o próximo estado será j . O processo é reiniciado atualizando o estado atual para o último estado sorteado e sorteando um novo estado, até que se complete a cadeia de Markov.

O quarto passo do MCMC é converter a cadeia de Markov de estados em uma cadeia de velocidades de vento. Para esta conversão, vários autores utilizam a equação (3.3):

$$v_n = v_u^i + u(v_u^i - v_l^i) \quad i = 1 \dots m \quad (3.3)$$

onde v_u^i e v_l^i são o limite superior e o limite inferior do estado i respectivamente e u é o número gerado aleatoriamente na síntese da série. Como u tem distribuição uniforme, ou seja, todos os valores têm a mesma probabilidade de serem sorteados, a distribuição de valores dentro de cada estado também é uniforme. Para cadeias com poucos estados, e conseqüentemente maior largura dos estados, essa aproximação pode ocasionar erros na síntese da série. Para contornar esse problema, em (TANG; BROUSTE; TSUI, 2015) é proposto um método alternativo para a conversão da série de estados em uma série de velocidade de vento. O método consiste em utilizar a própria distribuição de probabilidade da série temporal medida para conversão dos valores.

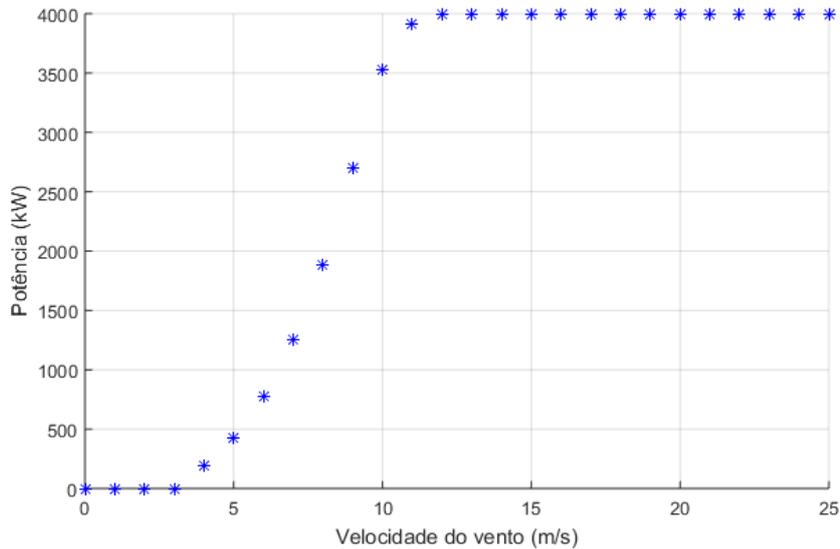
Neste trabalho serão testados diferentes métodos baseados em cadeias de Markov para geração das séries sintéticas.

3.3 Conversão de séries de velocidade do vento em geração eólica

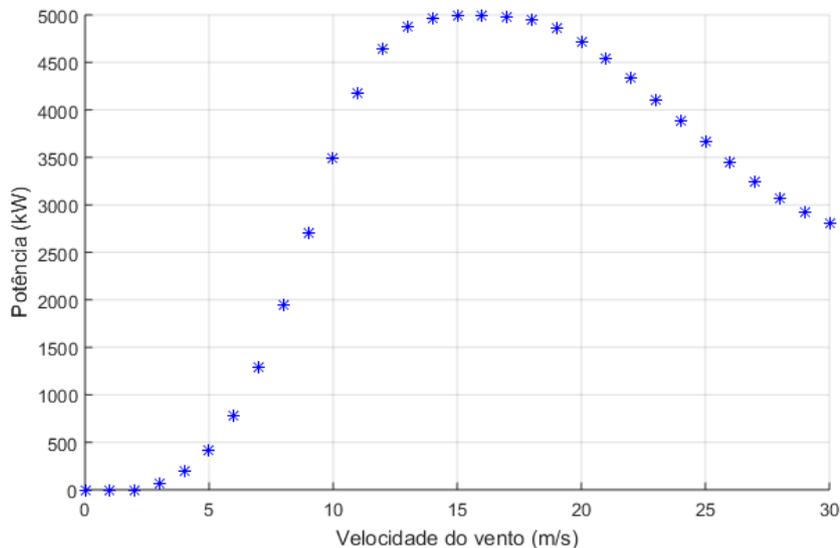
Para a conversão de uma série de velocidade de vento em série de geração eólica é necessária a utilização da curva de potência de um aerogerador. Neste trabalho foram utilizadas duas curvas de potência, disponíveis no software WindPro[®], referentes aos aerogeradores SWT-4.0-120 de 4,0 MW da Siemens e G-128 de 5,0 MW da Gamesa.

No software WindPro[®] as curvas de potência dos aerogeradores são disponibilizadas na forma de uma tabela, onde é mostrado o valor aproximado da potência de saída

para cada valor inteiro da velocidade, entre os valores em que se inicia a geração (*cut-in*) e o valor onde a geração é interrompida por motivos de segurança (*cut-out*). Na Figura 3.3 é mostrada a forma da curva de potência dos dois aerogeradores a partir dos pontos disponibilizados pelo software.



(a)

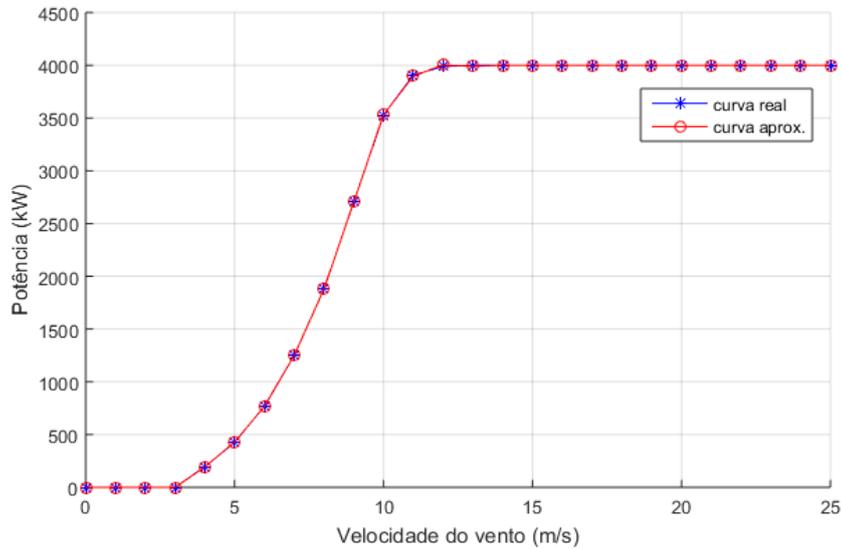


(b)

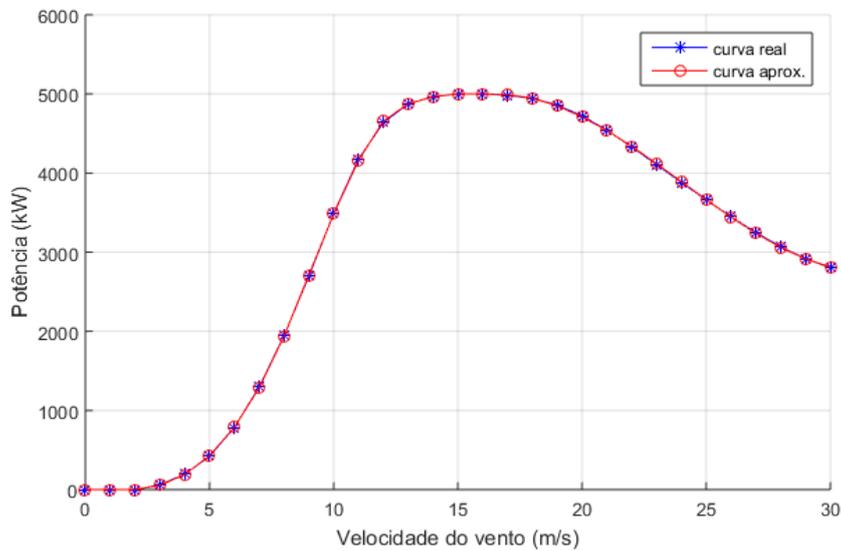
Figura 3.3 - Curva de potência dos aerogeradores (a) SWT-4.0-120 e (b) G-128.

Para realizar a conversão é necessário parametrizar uma ou mais equações que descrevam o comportamento da curva de potência do aerogerador. Para isso foi utilizado o método dos mínimos quadrados. A curva do aerogerador SWT-120 foi dividida em quatro seções, três entre o valor de *cut-in* e a velocidade nominal e uma seção entre a velocidade nominal e a velocidade de *cut-out*. Para as três primeiras

seções foram ajustados polinômios de terceira ordem, e para a quarta seção foi assumido um valor constante de potência. Para a parametrização da curva do aerogerador G-128, a mesma também foi dividida em quatro seções, porém para cada seção foi ajustado um polinômio de terceira ordem. Na Figura 3.4 são mostradas as duas curvas de potência modeladas.



(a)



(b)

Figura 3.4 - Curva de potência modeladas dos aerogeradores (a) SWT-120 e (b) G-128.

Para o prosseguimento dos estudos foi escolhido o modelo de aerogerador SWT-120, uma vez que esse apresenta maior fator de capacidade para as condições de vento medidas no local.

Vale ressaltar também que a curva de potência modela o comportamento de um único aerogerador, não modelando o comportamento de um parque eólico, pois não considera as perdas elétricas nos sistemas de distribuição (perdas ôhmicas nos cabos e transformadores externos ao aerogerador), perdas por efeito esteira e perdas por indisponibilidade das máquinas. Dessa forma, para representar com mais exatidão o comportamento de um parque eólico, a influência desses fenômenos deve ser incluída posteriormente. Esse tema é abordado com mais detalhes no capítulo que trata da simulação dos sistemas elétricos de potência.

3.4 Modelos de séries sintéticas testados

Nesta seção serão detalhados os métodos para geração de séries sintéticas de velocidade de vento que serão testados para a seleção do mais indicado para a aplicação desejada.

Na elaboração deste trabalho foram testados dois métodos de separação de estados para as cadeias de Markov: a divisão linear e o método proposto por Tang *et al.*, ambos descritos na seção 3.2.

Foram testados também dois métodos para conversão da cadeia de estados em cadeias de velocidade de vento (quarto passo do algoritmo descrito na seção 3.2): o primeiro método utiliza a equação (3.3) e o segundo utiliza a distribuição de probabilidade observada na medição real para sortear o valor a ser utilizado, como descrito em (TANG; BROUSTE; TSUI, 2015). Para isso, o método ordena o vetor das medições e, dentro das fronteiras do estado correspondente, utiliza o mesmo número sorteado no terceiro passo para selecionar o valor de velocidade correspondente, respeitando assim a distribuição empírica de probabilidade acumulada (ECDF¹⁷). Para facilitar o entendimento do método descrito, na Figura 3.5 é mostrado um comparativo da distribuição observada para um determinado estado e a distribuição linear. Fica claro que existirá uma diferença no valor estimado para a série considerando o mesmo número aleatório sorteado.

¹⁷ Do inglês *empirical cumulative distribution function*

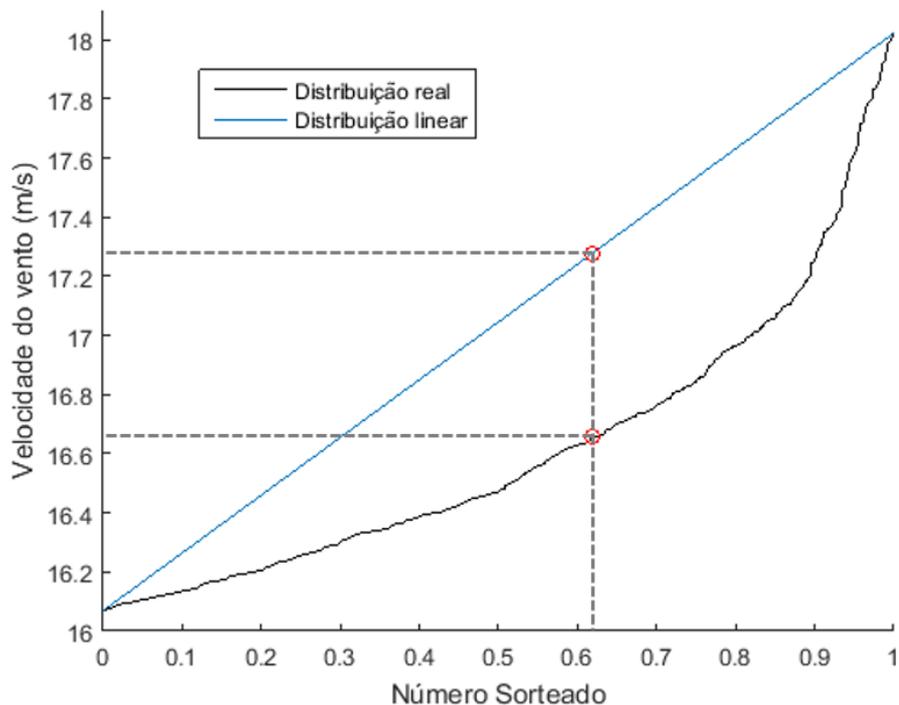


Figura 3.5 - Comparação entre os dois métodos para conversão de estados para valores de velocidade.

Outra característica interessante referente à geração de séries sintéticas que foi testada nesse trabalho é a forma de inserir a sazonalidade nas séries, de forma que a simulação temporal seja coerente. Foram testadas duas técnicas de inserir a sazonalidade nas séries sintéticas. A primeira consiste em gerar uma matriz de transição de Markov para cada mês do ano (WU *et al.*, 2012), essa técnica tem a desvantagem de gerar muitas MTMs, porém é de fácil implementação.

A segunda técnica consiste em retirar a sazonalidade da série medida e após gerar a série sintética inserir novamente a sazonalidade (XIE *et al.*, 2017). A retirada da sazonalidade é realizada dividindo a série de dados medidos em séries temporais menores (os autores propõem a utilização do método de partição ideal de Fisher¹⁸ proposto em (FISHER, 1958)) e dividindo a média de cada série pelo valor médio da série completa, conforme mostrado na equação (3.4).

$$S_i = \frac{\bar{v}_i}{\bar{v}} \quad (3.4)$$

¹⁸ Do inglês *Fisher's optimum partition method*

onde \bar{v}_i é o valor médio da série temporal i , \bar{v} é o valor médio da série temporal completa e S_i é o fator de sazonalidade da série temporal i . De posse do fator de sazonalidade, deve-se dividir os valores da série temporal pelo fator, conforme equação (3.5):

$$v_i'(k) = \frac{v_i(k)}{S_i} \quad (3.5)$$

onde $v_i(k)$ representa os valores da série temporal i e $v_i'(k)$ representa os valores da série temporal modificada. Após a modificação da série os dados devem ser concatenados, de forma a gerar uma série do tamanho da série temporal completa. Com esta nova série temporal é possível determinar a MTM e gerar uma série sintética.

A sazonalidade é adicionada após a geração da série sintética pela multiplicação dos valores sintetizados com os fatores de sazonalidade correspondentes a cada série. Neste trabalho, esse método de inclusão da sazonalidade na geração de séries sintéticas será denominado Xie *et al*, de forma a facilitar a referência.

Neste trabalho não foi utilizado o método de partição ideal de Fisher, a série temporal medida foi dividida em 12 séries menores, correspondentes aos 12 meses de medição.

Por fim, foi testada uma metodologia proposta por (XIE *et al.*, 2017) onde a sazonalidade é retirada da medição, é gerada uma matriz de transição para cada hora do dia e posteriormente a sazonalidade é incluída novamente. Esse método é denominado pelo autor como cadeia de Markov não homogênea (NHMC¹⁹). O autor propõe essa metodologia pois alega que a cadeia de Markov de velocidade de vento não é homogênea, ou seja, não é invariante no tempo.

A proposição de geração de uma matriz de transição para cada hora do dia originou-se da análise do espectro de frequência (por meio da transformada rápida de Fourier em tempo discreto - DFFT²⁰) da série temporal estudada, sendo possível notar uma forte ressonância com período de 24 horas no sinal. Essa análise realizada pelo autor

¹⁹ Do inglês *Non-Homogeneous Markov Chain*

²⁰ Do inglês *Discrete Fast Fourier Transform*

foi reproduzida e é mostrada na Figura 3.6, onde pode-se observar o ponto de ressonância na frequência de $11,57 \mu\text{Hz}$ (período de 24 horas). A maior magnitude encontrada é na frequência nula e ocorre devido a forte persistência da velocidade do vento. A variação de velocidade do vento com periodicidade diária se deve ao aquecimento irregular da superfície da terra, de forma que a forçante climática é muito sensível a transição entre dia e noite.

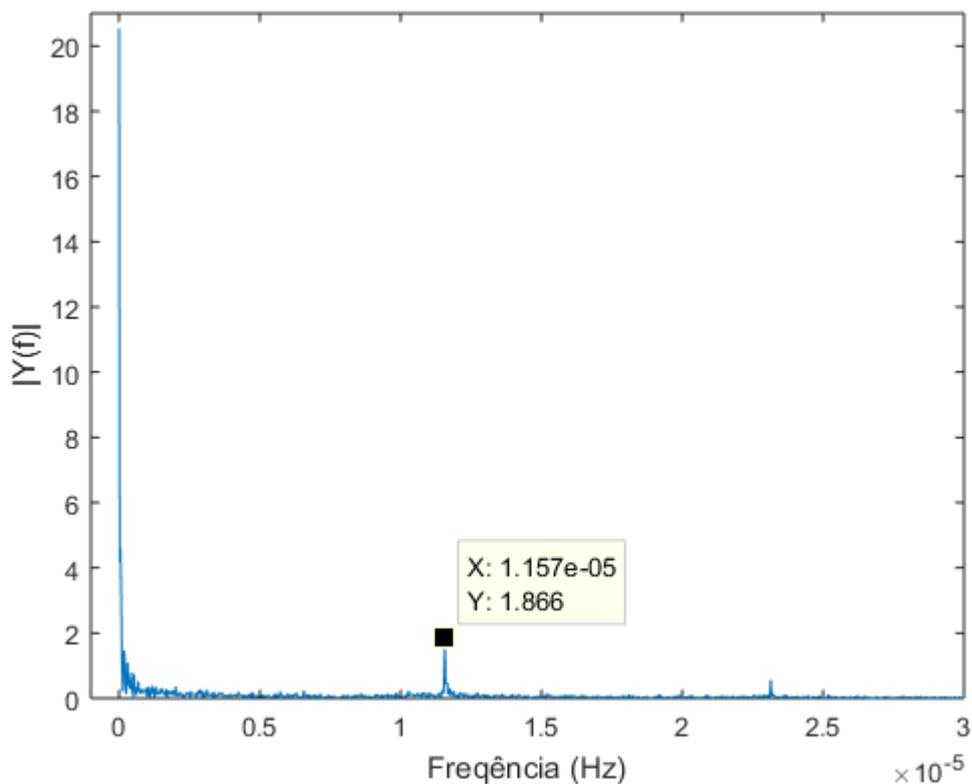


Figura 3.6 – Densidade espectral da série temporal de velocidade de vento medida.

As metodologias para geração de séries sintéticas testadas neste trabalho, assim como a composição de cada uma, estão resumidas na Tabela 3.1. Embora fosse possível gerar um número maior de metodologias a partir das técnicas utilizadas, resultados preliminares descartaram a utilização das metodologias que apresentaram piores resultados, de forma que na Tabela 3.1 são mostradas apenas as metodologias que apresentaram resultados mais satisfatórios nos testes de desempenho. O Caso 6, mostrado na Tabela 3.1 corresponde ao NHMC.

Tabela 3.1 - Metodologias testadas para geração de séries sintéticas.

Casos	Divisão dos estados	Conversão dos estados em valores de velocidade	Forma de inclusão da sazonalidade
Caso 1	Linear	Distribuição linear	Geração de MTM mensal
Caso 2	Linear	Distribuição real	Geração de MTM mensal
Caso 3	Tang <i>et al</i>	Distribuição real	Geração de MTM mensal
Caso 4	Linear	Distribuição linear	Método de Xie <i>et al</i>
Caso 5	Tang <i>et al</i>	Distribuição real	Método de Xie <i>et al</i>
Caso 6	Tang <i>et al</i>	Distribuição real	Método de Xie <i>et al</i>

Na próxima seção serão apresentados resultados dos testes realizados com as seis metodologias escolhidas de forma a se escolher a mais adequada para utilização neste trabalho.

3.5 Comparação de desempenho das metodologias testadas

Não existe consenso na comunidade científica sobre quais testes devem ser realizados para avaliar o desempenho de séries sintéticas de velocidade de vento, dessa forma, nesta seção serão apresentados alguns dos testes mais comumente encontrados na literatura que trata do assunto, que são:

- Parâmetros estatísticos;
- Distribuição de probabilidade;
- Função de autocorrelação;
- Densidade espectral;
- Análise de rampas.

Para geração das séries sintéticas desse trabalho foi utilizada uma série temporal de velocidade de vento, de um ano de duração e intervalo de integralização de 10 minutos, medido pela Petrobras por meio de uma torre anemométrica *offshore*. A torre foi posicionada de forma que a área de interesse do estudo de conexão com as plataformas estivesse localizada dentro do raio de representatividade da torre anemométrica. A definição do raio de representatividade é descrita no procedimento

(MEASNET, 2016). Com base nas informações desse documento, foi definido por meio da portaria nº 102 de 22 de março de 2016 do Ministério de Minas e Energia que no Brasil, o raio de representatividade das torres anemométricas é de 10 km quando instaladas em terrenos simples (de baixa rugosidade) e de 6 km quando instalada em terrenos complexos.

Como os dados anemométricos utilizados são de propriedade da Petrobras, a maioria dos resultados que mostram a velocidade do vento foram normalizados pelo valor máximo, de forma a proteger o sigilo destes dados. Esse procedimento não impacta os resultados pois a comparação de desempenho dos modelos é realizada de forma relativa, e não absoluta.

Na Figura 3.7 é ilustrado um dia de medição normalizada da série temporal utilizada na geração das séries sintéticas.

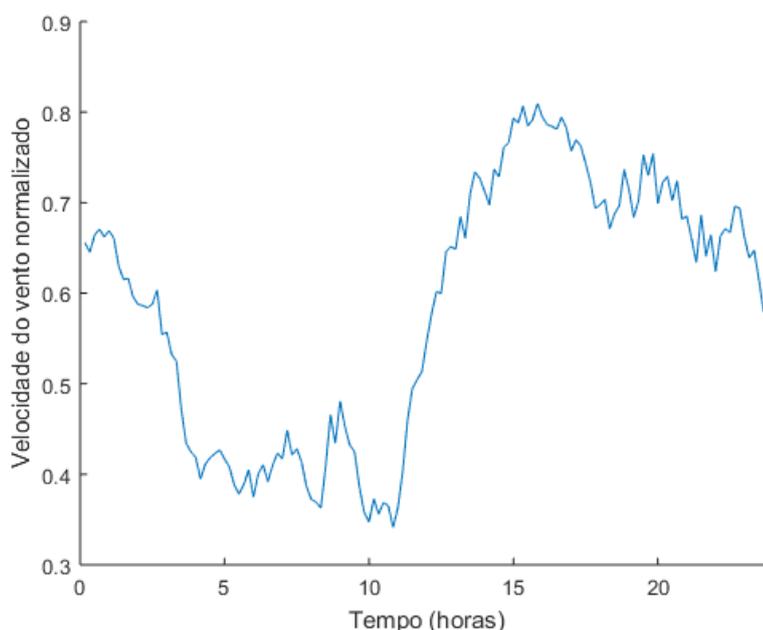


Figura 3.7 - Velocidade do vento normalizada em um dia de medição.

Como a geração de séries sintéticas é um processo aleatório, cada série gerada apresenta características diferentes. Porém, segundo a Lei dos grandes números, quando a série é grande o suficiente, as propriedades estatísticas da série tendem às propriedades da série original (SILVA, 2017). Dessa forma, é interessante na análise de desempenho das séries sintéticas que as características da série se mantenham aproximadamente constantes a cada rodada de geração para não mascarar os resultados. Para isso, na geração das séries sintéticas foram geradas dez séries de

um ano para cada caso. Os testes tratam estas séries de maneiras distintas. Enquanto alguns utilizam uma média dos parâmetros das séries, outros consideram a série como a concatenação das dez séries.

Nas subseções a seguir serão apresentadas as definições e conceitos gerais dos testes mais utilizados para avaliação de desempenho de séries sintéticas, assim como os resultados dos respectivos testes.

3.5.1 *Parâmetros estatísticos*

O teste mais largamente utilizado na literatura para avaliar o desempenho de séries sintéticas é a comparação dos parâmetros estatísticos da série sintética com uma série temporal medida.

Em (SUOMALAINEN *et al.*, 2012; ZHENG *et al.*, 2015) os autores avaliam o desempenho das séries sintéticas geradas, comparando apenas a média e o desvio padrão das séries sintéticas com séries medidas. Em (CARAPELLUCCI; GIORDANO, 2013; HOCAOGLU; GEREK; KURBAN, 2008; KARATEPE; CORSCADDEN, 2013; SHAMSHAD *et al.*, 2005; WU *et al.*, 2012) os autores adicionam outros parâmetros estatísticos no teste, como valor máximo, valor mínimo, mediana, variância, coeficiente de variação e percentis.

Alguns autores como (CARAPELLUCCI; GIORDANO, 2013; WU *et al.*, 2012; XIE *et al.*, 2017) realizam também a comparação dos valores de média e desvio padrão mensais, para avaliar se a série sintética consegue reproduzir a sazonalidade da velocidade do vento.

Na Tabela 3.2 é mostrado o resultado do teste de comparação dos parâmetros estatísticos onde as 6 séries sintéticas geradas foram comparadas com a série medida para os seguintes parâmetros: média, desvio padrão, mediana, valor máximo e valor mínimo. Os resultados mostrados na Tabela 3.2 correspondem ao erro relativo entre os parâmetros estatísticos da série medida e a média dos parâmetros das dez séries sintéticas geradas para cada um dos casos. Como exemplo, o valor mostrado de desvio padrão para o caso 1 corresponde à diferença entre o desvio padrão da série medida e à média dos desvios padrões das dez séries geradas para o caso 1.

Tabela 3.2 - Erros relativos dos parâmetros estatísticos das séries sintéticas anuais em valores percentuais.

Parâmetro	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6
Média	0,32	0,44	0,40	0,52	- 0,28	0,66
Desvio padrão	2,50	1,68	2,50	6,77	7,45	7,80
Mediana	0,32	0,34	0,63	- 0,54	- 1,08	- 0,40
Máximo	- 2,42	0,00	0,00	12,60	15,17	12,06
Mínimo	5,21	38,27	19,36	8,67	37,11	68,52

Na Tabela 3.3 e Tabela 3.4 são mostrados os erros de estimação das médias e dos desvios padrão mensais, respectivamente. Da mesma forma que o teste apresentado na Tabela 3.2, os valores utilizados para a comparação com a série de referência (série medida) são as médias dos parâmetros das dez séries sintéticas de cada caso.

Tabela 3.3 - Comparação das médias mensais (valores percentuais)

Mês	Caso1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6
Jan	- 0,13	- 0,72	0,01	0,57	0,25	1,56
Fev	- 1,25	0,35	0,30	- 0,25	0,56	0,07
Mar	0,16	- 0,49	0,09	1,61	- 0,29	- 0,09
Abr	- 1,09	2,66	- 0,66	- 0,44	0,02	1,00
Mai	0,33	- 0,60	0,97	- 0,24	- 2,08	0,27
Jun	- 0,67	- 0,50	0,12	- 0,53	1,40	- 0,60
Jul	0,34	- 0,10	- 0,55	0,02	- 0,94	0,90
Ago	0,70	- 0,79	- 0,24	0,19	0,43	0,50
Set	- 0,67	1,31	0,59	1,19	- 2,07	0,48
Out	1,73	1,17	0,36	0,49	- 1,68	0,54
Nov	1,48	1,47	1,20	0,61	- 1,49	0,99
Dez	0,56	0,02	0,78	1,09	1,31	0,55

Tabela 3.4 - Comparação dos desvios padrão mensais (valores percentuais)

Mês	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6
Jan	1,07	0,24	1,90	7,76	8,70	10,13
Fev	- 3,14	- 1,63	3,46	- 2,02	- 2,79	1,59
Mar	- 2,91	- 1,40	3,19	2,42	0,27	0,52
Abr	- 0,80	1,09	3,92	- 28,77	- 24,33	- 25,11
Mai	0,97	0,37	3,05	- 19,53	- 18,88	- 18,85
Jun	4,07	3,07	2,56	13,36	16,73	16,22
Jul	2,43	3,43	4,69	11,42	11,09	10,38
Ago	5,85	3,01	2,75	22,07	23,29	23,34
Set	4,23	1,01	2,53	23,83	22,64	24,28
Out	2,72	1,05	- 1,30	12,33	21,89	19,13
Nov	1,34	2,13	- 2,69	22,38	23,10	21,50
Dez	2,19	3,50	- 1,77	24,17	27,82	25,45

Os resultados mostrados na Tabela 3.4 chamam atenção para o mau desempenho dos casos 4, 5 e 6 na comparação do desvio padrão mensal. O mau desempenho dos casos 4, 5 e 6 em representar o desvio padrão da série medida também pode ser observado na Tabela 3.2 na comparação do desvio padrão anual. Esse problema de desempenho é explicado pela forma como o método inclui os efeitos da sazonalidade. Conforme descrito na seção 3.4, a técnica de Xie *et al.* para inclusão da sazonalidade consiste em calcular um fator de sazonalidade com base na média do subconjunto de dados e gerar apenas uma matriz de transição para representar toda a série, dessa forma, a técnica assume que a sazonalidade atua apenas no valor médio da velocidade, não provocando efeitos sobre a distribuição de velocidades. Porém, o efeito observado não é esse, de forma que a geração de MTMs mensais apresenta a vantagem de, além de representar bem a velocidade média de cada mês sem a necessidade de fatores de correção, representar bem a distribuição de velocidades em cada mês, respeitando os impactos da sazonalidade na variabilidade da velocidade mensal.

Nota-se também pelos resultados apresentados que todos os métodos apresentaram bom desempenho na comparação da velocidade média, tanto anual quanto mensal. Essa é uma das características dos métodos baseados em cadeias de Markov.

3.5.2 Distribuição de probabilidades

Muitos autores avaliam o desempenho das séries sintéticas comparando a distribuição de probabilidade da série gerada com a distribuição de probabilidade da série medida, podendo ser utilizada para comparação a função densidade de probabilidade (fdp) ou a função densidade acumulada (fda). Porém, existem várias maneiras de realizar essa comparação e nesta seção serão abordadas algumas técnicas para comparação de distribuição de probabilidades.

Em (CARAPELLUCCI; GIORDANO, 2013; HOCAOGLU; GEREK; KURBAN, 2008; PAPAETHYMIU, G.; KLÖCKL, 2008; SCHOLZ; LOPES; ESTANQUEIRO, 2014; WU *et al.*, 2012; XIE *et al.*, 2017) os autores analisam o desempenho das séries sintéticas por meio de comparação visual das distribuições de probabilidade, sendo que a maioria dos autores utiliza histogramas para essa comparação. Na Figura 3.8 são mostrados histogramas comparando a série medida com as séries sintéticas. Neste teste, a distribuição mostrada em cada caso corresponde à distribuição da concatenação das dez séries simuladas (equivalente a simulação de dez anos de velocidade de vento).

A distribuição de probabilidade mais utilizada para representar o comportamento do vento é a distribuição de Weibull de dois parâmetros. Porém, existem estudos que propõem a utilização de outras distribuições de probabilidade para representar a distribuição da velocidade de vento (CARTA; RAMÍREZ; VELÁZQUEZ, 2009). A formulação matemática da distribuição de Weibull de dois parâmetros é mostrada na equação (3.6).

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (3.6)$$

onde v é a velocidade do vento, c é o fator de escala e k é o fator de forma da distribuição.

Visto que a distribuição de Weibull é largamente utilizada para descrever a velocidade do vento, em (KARATEPE; CORSCADDEN, 2013; SHAMSHAD *et al.*, 2005) os autores estudam o desempenho das séries sintéticas por meio da comparação dos parâmetros da distribuição de Weibull (k e c). Na Tabela 3.5 é mostrado o erro

percentual da comparação dos parâmetros de Weibull das séries sintéticas (média dos parâmetros das dez séries de cada caso) com a série medida.

Tabela 3.5 - Comparação dos parâmetros da distribuição de Weibull.

Parâmetro	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6
c	0,47	0,53	0,49	0,94	0,16	1,14
k	- 2,35	- 1,57	- 2,39	- 8,77	- 9,91	- 9,63

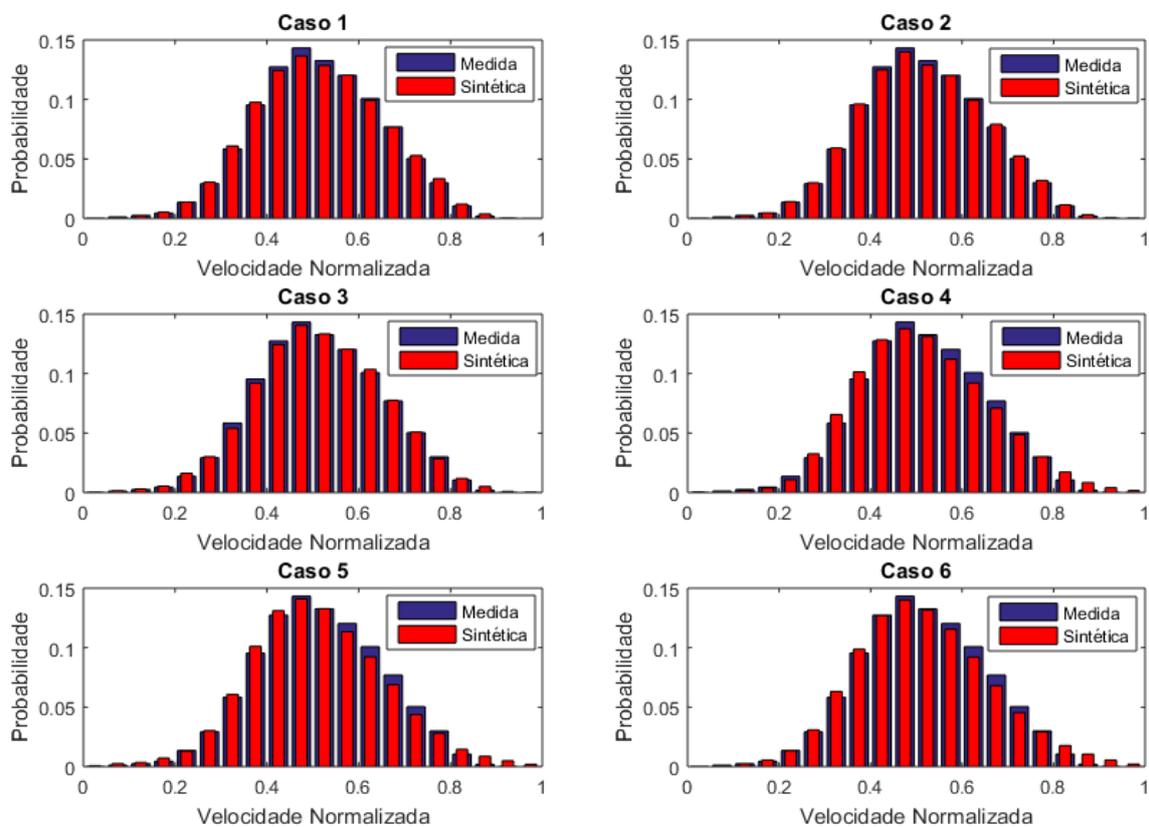


Figura 3.8 - Histogramas da velocidade de vento da série medida e das séries sintéticas.

Embora a comparação dos parâmetros de forma quantitativa seja importante para uma melhor avaliação dos resultados, a utilização da distribuição de Weibull para avaliar o desempenho das séries pode levar a uma análise equivocada, pois esta abordagem tem como premissa que a série temporal se ajusta bem em uma distribuição de Weibull, o que nem sempre ocorre. Dessa forma, os erros de ajuste seriam transportados para a análise de desempenho, podendo mascarar os resultados. Na Figura 3.9 é mostrado um exemplo onde o ajuste da distribuição de Weibull não é perfeito.

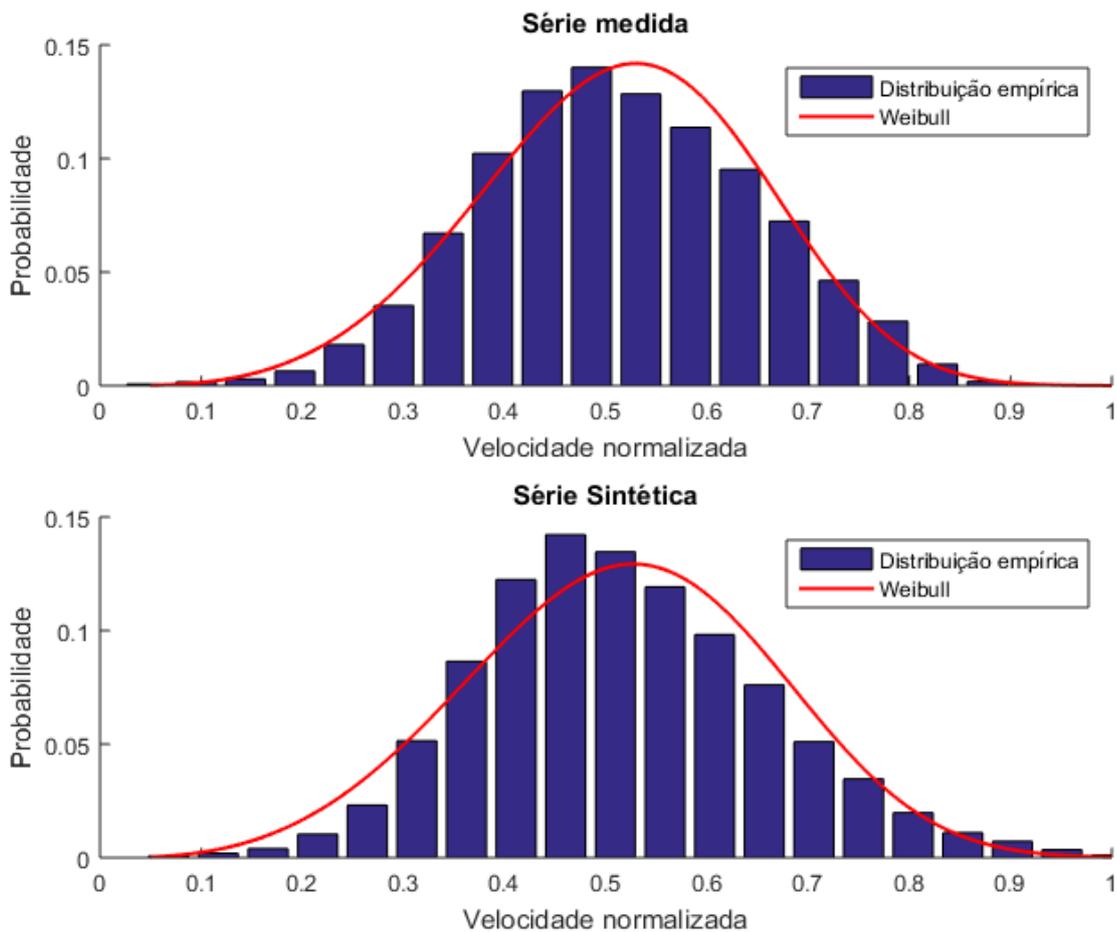


Figura 3.9 - Exemplo de ajuste da distribuição de Weibull na série medida e em uma das séries sintéticas geradas.

Em (TANG; BROUSTE; TSUI, 2015) e (XIE *et al.*, 2017) os autores utilizam o erro quadrático médio (RMSE²¹) entre as distribuições para avaliar o desempenho das séries, sendo que o primeiro calcula o RMSE da fdp e o segundo calcula o RMSE da fda. O erro quadrático médio é definido por:

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_1 - x_2)^2}{n}} \quad (3.7)$$

onde x_1 e x_2 correspondem a fdp ou fda das séries observada e sintética, respectivamente.

²¹ Do inglês *Root Mean Square Error*

Em (XIE *et al.*, 2017) o autor calcula também o coeficiente de determinação (R^2) entre a fda da série medida e a fda da série sintética. O coeficiente de determinação é descrito como:

$$R^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (y_2 - \bar{y})^2}{\sum_{i=1}^n (y_1 - \bar{y})^2} \quad (3.8)$$

onde y_1 corresponde a fda da série medida, y_2 é a fda da série sintética e \bar{y} é a média da fda da série medida.

Na Figura 3.10 são mostradas as distribuições de densidade acumuladas das séries analisadas. É possível notar que a partir da análise visual das fdas é difícil chegar a conclusões significativas pois as diferenças nas distribuições não são facilmente distinguíveis. Dessa forma, faz-se necessária a utilização de uma métrica quantitativa, como o cálculo do RMSE e do R^2 . Na Tabela 3.6 são mostrados os valores de RMSE e R^2 da comparação da fda da série medida com a fda das séries sintéticas. Os valores de RMSE e R^2 apresentados correspondem à média desses parâmetros nas dez séries de cada caso.

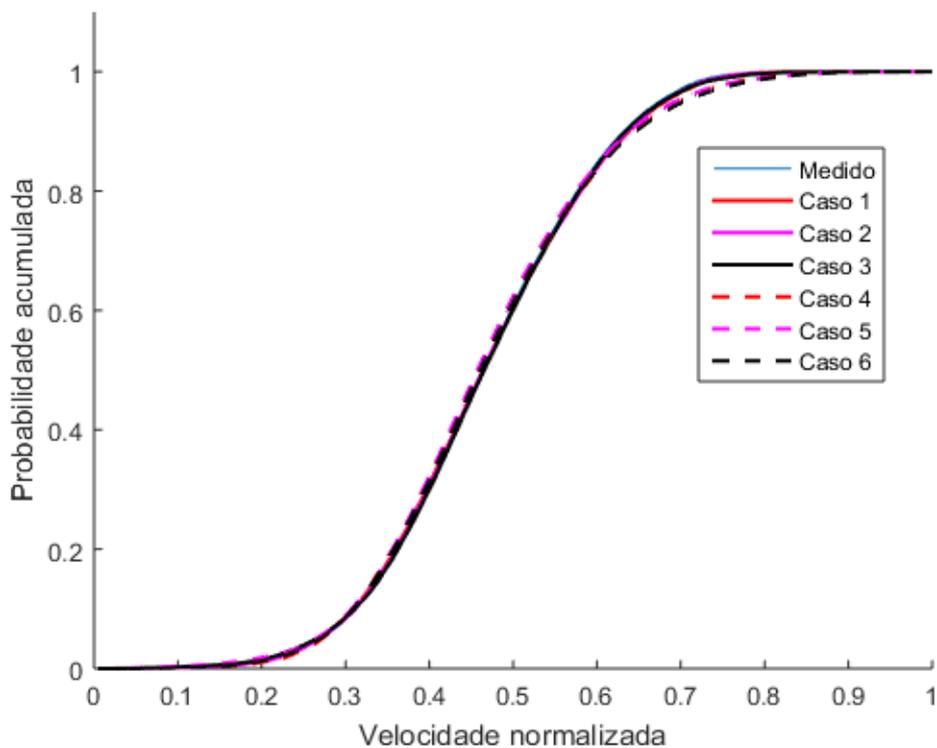


Figura 3.10 - Densidade de probabilidade acumulada das séries analisadas.

Tabela 3.6 - RMSE e R^2 da fda das séries sintéticas.

Parâmetro	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6
RMSE (%)	0,650	0,706	0,864	1,046	1,131	1,293
R^2	0,991	0,994	0,992	0,978	0,976	0,975

Outra forma de avaliar se duas séries possuem a mesma distribuição de probabilidade é a partir de testes de hipóteses não paramétricos. Nesse contexto, em (RAB; LEIMGRUBER; ESTERL, 2015) o autor utiliza o teste de Kolmogorov-Smirnov para avaliar se a série sintética e a série medida são amostras derivadas da mesma população, ou seja, se as séries derivam da mesma distribuição de probabilidade.

O teste de Kolmogorov-Smirnov consiste em avaliar se a máxima diferença entre a fda da série medida e a fda da série sintética ultrapassa um parâmetro denominado valor crítico (V_c). O valor crítico, definido em (MASSEY, 1951), é um parâmetro que depende do número de amostras da série. Para um nível de confiança de 99 % e número de amostras maior que 35, o valor crítico é definido como mostrado na equação (3.9). A hipótese nula do teste é formulada de forma que, se a máxima diferença entre a fda das séries é inferior ao valor crítico, então as séries possuem distribuições de probabilidade muito próximas, que estatisticamente podem ser consideradas iguais.

$$V_c = \frac{1,63}{\sqrt{N}}, N \geq 35 \quad (3.9)$$

Apesar de fornecer uma informação valiosa sobre a comparação das séries, o teste de Kolmogorov-Smirnov apenas aceita ou rejeita a hipótese nula. Com o intuito de expandir a aplicabilidade do teste, em (ESPINAR *et al.*, 2009) a autora propõe a utilização do teste integral de Kolmogorov-Smirnov (KSI) e do parâmetro OVER na análise de séries sintéticas de irradiação solar. O mesmo procedimento é utilizado em (INÁCIO *et al.*, 2016).

Para cálculo do KSI, é necessário primeiro calcular a diferença ponto a ponto entre as duas fdas (D_n). De posse desse vetor, o parâmetro KSI é calculado pela integração de D_n , como indicado na equação (3.10). O parâmetro OVER é definido da mesma forma, porém considera apenas os valores de D_n que ultrapassam o valor crítico, como

mostrado nas equações (3.11) e (3.12). Para facilitar o entendimento, na Figura 3.11 são ilustradas as probabilidades acumuladas e as diferenças para duas das séries sintéticas analisadas.

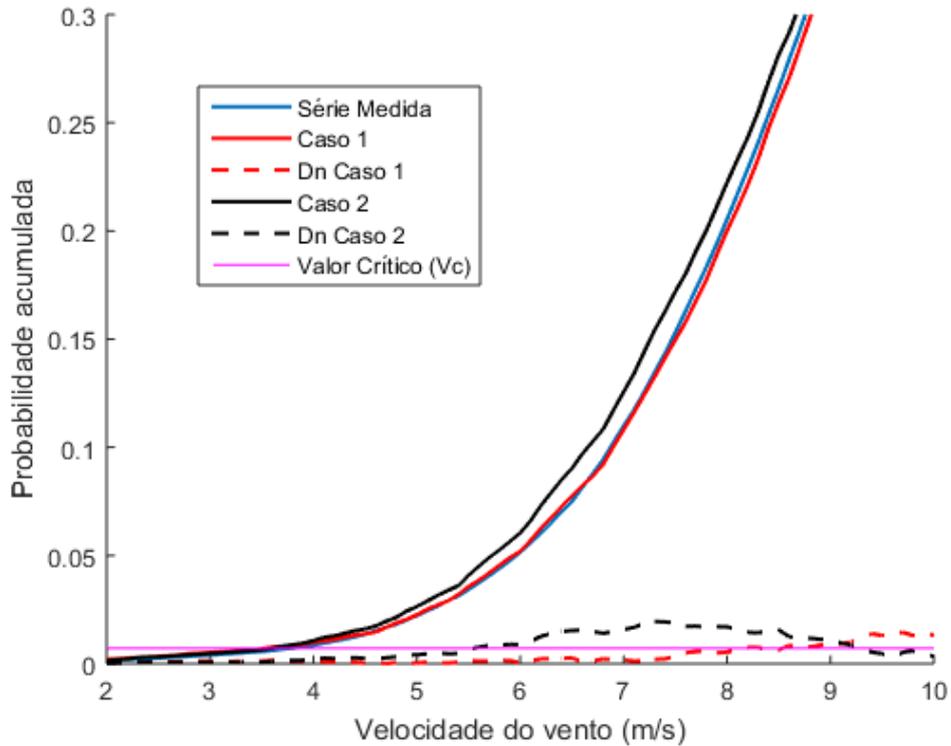


Figura 3.11 - Probabilidades acumuladas e diferenças, para ilustrar o procedimento de cálculo dos parâmetros KSI e OVER.

$$KSI(\%) = 100 \frac{\int_{x_{min}}^{x_{max}} D_n dx}{V_C(x_{max} - x_{min})} \quad (3.10)$$

$$aux = \begin{cases} D_n - V_C, & D_n > V_C \\ 0, & D_n \leq V_C \end{cases} \quad (3.11)$$

$$OVER(\%) = 100 \frac{\int_{x_{min}}^{x_{max}} aux. dx}{V_C(x_{max} - x_{min})} \quad (3.12)$$

Os resultados dos testes de KSI e OVER são mostrados na Tabela 3.7, onde cada valor consiste na média dos resultados dos testes para as dez séries sintéticas de cada caso.

Tabela 3.7 - Resultados do teste integral de Kolmogorov-Smirnov e OVER.

Parâmetro	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6
KSI (%)	59,90	66,68	79,85	102,65	112,90	124,65
OVER (%)	18,31	22,41	31,60	47,71	51,12	68,75

Foram feitas referências a alguns trabalhos que tratam de geração de séries de irradiação solar, pois, embora seja uma grandeza meteorológica muito diferente da velocidade do vento, muitos autores utilizam o método MCMC para geração de tais séries sintéticas, de forma que o tratamento matemático é o mesmo para ambos os casos.

Os resultados dos testes de distribuição de probabilidade mostram, de forma bem clara, que os casos 1, 2 e 3 apresentam desempenho significativamente superior aos casos 4, 5 e 6. Esse comportamento já era esperado em função dos resultados observados nas comparações dos desvios padrão.

Embora o caso 1 tenha apresentado melhores resultados nos parâmetros de KSI, OVER e RMSE, não é possível afirmar com certeza que esse método é o melhor para representar as distribuições de probabilidade, pois os resultados dos casos 2 e 3 também são próximos e essa diferença pode ser função da aleatoriedade dos modelos.

Estes resultados evidenciam que as metodologias utilizadas nos casos 4, 5 e 6 não são eficazes para reproduzir a distribuição de probabilidades observadas na série anual medida.

A reprodução correta da distribuição de probabilidades é importante para o cálculo da energia anual gerada, ou do fator de capacidade que seria obtido no local onde foi sintetizada a série. Dessa forma, para estudos de planejamento energético ou de viabilidade econômica de empreendimentos, é fundamental que a série sintética utilizada consiga reproduzir esse comportamento.

3.5.3 Função de autocorrelação

Outro teste muito utilizado na literatura para avaliação do desempenho de séries sintéticas é a função de autocorrelação e a autocorrelação parcial (CARAPELLUCCI; GIORDANO, 2013; PAPAETHYMIU, GEORGE; KLÖCKL, 2008; RAB;

LEIMGRUBER; ESTERL, 2015; SHAMSHAD *et al.*, 2005; WU *et al.*, 2012; XIE *et al.*, 2017). A função de autocorrelação indica a correlação da série com ela mesma atrasada de l amostras e indica o quanto a velocidade do vento atual influencia a velocidade do vento no tempo $t + l$. A autocorrelação é calculada como mostrado na equação (3.13), onde X_t corresponde aos dados da série original, X_{t+l} corresponde aos dados da série deslocada em l amostras, μ é a média e σ^2 a variância da série.

$$R(l) = \frac{E[(X_t - \mu)(X_{t+l} - \mu)]}{\sigma^2} \quad (3.13)$$

A autocorrelação parcial tem o mesmo significado da autocorrelação, porém exclui a influência dos atrasos menores que l no cálculo da autocorrelação. Na Figura 3.12 é mostrada a função de autocorrelação da série medida e das séries sintéticas, para um atraso de até 24 horas. Na Figura 3.13 é mostrada a função de autocorrelação parcial das séries. Para a análise de autocorrelação as séries foram convertidas em séries de velocidade horária, pois para série de resolução temporal maior, a autocorrelação dos atrasos pequenos é muito alta e acaba corrompendo os resultados.

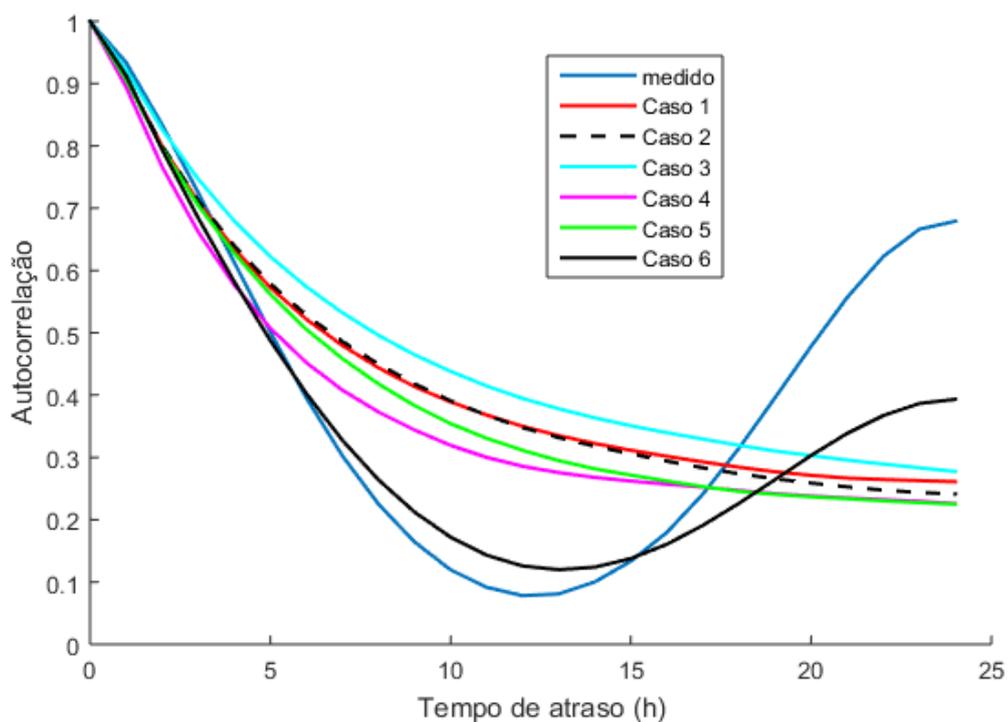


Figura 3.12 - Função de autocorrelação.

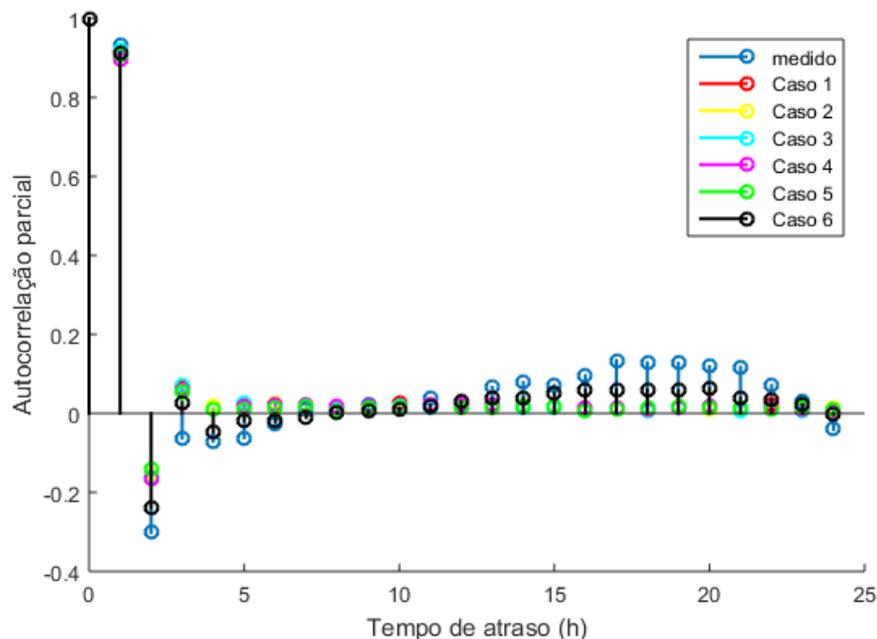


Figura 3.13 - Função de autocorrelação parcial.

Nota-se, pelos resultados apresentados, que para pequenos atrasos (3 a 4 horas) todas os casos conseguiram se aproximar da autocorrelação da série original. Para atrasos maiores, apenas o caso 6 consegue reproduzir o comportamento da série medida, porém para atrasos maiores que 15 horas o erro entre autocorrelação da série sintética com a série medida aumenta de forma significativa.

O teste de autocorrelação é mais utilizado para avaliar o desempenho de modelos de previsão do que de séries sintéticas, sendo raramente um critério determinante na seleção de séries sintéticas.

3.5.4 Densidade espectral

Em (CARAPELLUCCI; GIORDANO, 2013; RAB; LEIMGRUBER; ESTERL, 2015; SHAMSHAD *et al.*, 2005; XIE *et al.*, 2017) os autores utilizam a densidade espectral como um dos critérios para avaliar o desempenho das séries sintéticas. A densidade espectral revela o comportamento no domínio da frequência das séries, ou seja, quais componentes são periódicas e quais são aperiódicas. Existem dois comportamentos periódicos marcantes nas séries de velocidade do vento. O primeiro é provocado pela sazonalidade mensal e possui período anual, e o segundo é a variação diária, com período de 24 horas, conforme mostrado na Figura 3.6.

Na Figura 3.14 são mostradas as densidades espectrais das séries sintéticas e da série medida. Nota-se que a única série que consegue se aproximar da densidade espectral da série medida é a série do caso 6, que consegue reproduzir o comportamento de variação ao longo do dia (variação com período de 24 horas).

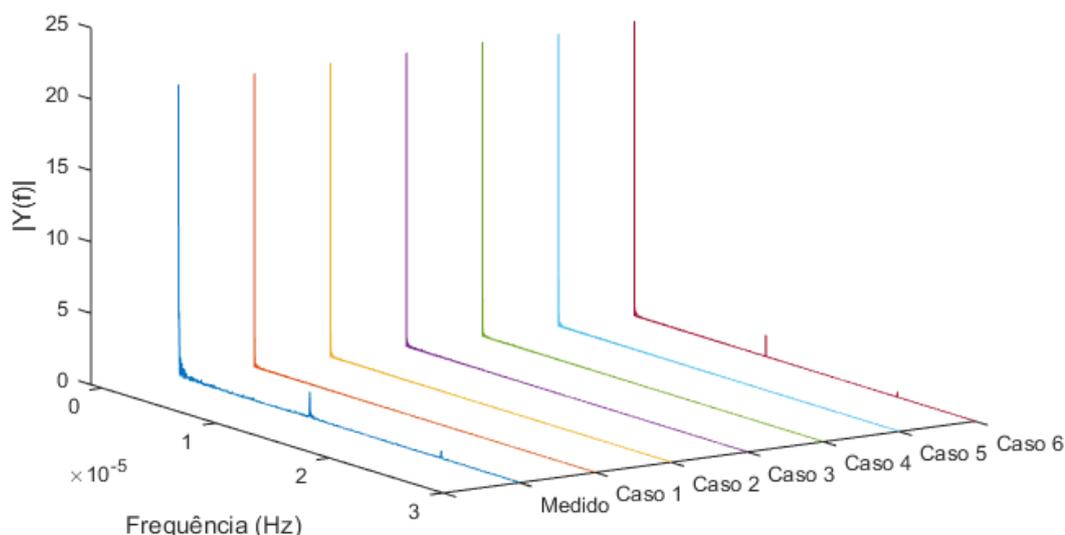


Figura 3.14 - Densidade espectral das séries analisadas.

3.5.5 *Análise das rampas*

Uma análise interessante de ser realizada quando o objetivo das séries sintéticas é estudar o impacto da geração eólica na rede elétrica é a análise das rampas de velocidade de vento e de geração. O principal impacto da conexão das gerações intermitentes na rede diz respeito às variações repentinas de potência, de forma que o sistema elétrico deve ser capaz de absorver essas variações sem provocar distúrbios aos consumidores.

Sendo assim, uma série sintética que visa ser representativa do ponto de vista dos impactos na rede elétrica deve reproduzir o comportamento das rampas da série medida.

Nesta seção serão analisadas as rampas de velocidade do vento e, após conversão da série de velocidade em série de geração (conforme procedimento descrito na seção 3.3), serão analisadas as rampas de geração. Neste trabalho a rampa de velocidade é definida como o módulo da variação da velocidade em dois intervalos de

tempo consecutivos. De forma análoga, a rampa de potência é definida como o módulo da variação de potência entre dois intervalos de tempo consecutivos.

Na Figura 3.15 é mostrado um diagrama de Pareto com as rampas de velocidade da série medida. É possível notar que, em função da forte persistência da velocidade do vento, a maior parte das rampas possui valor baixo e 90 % das rampas são menores que 1,0 m/s.

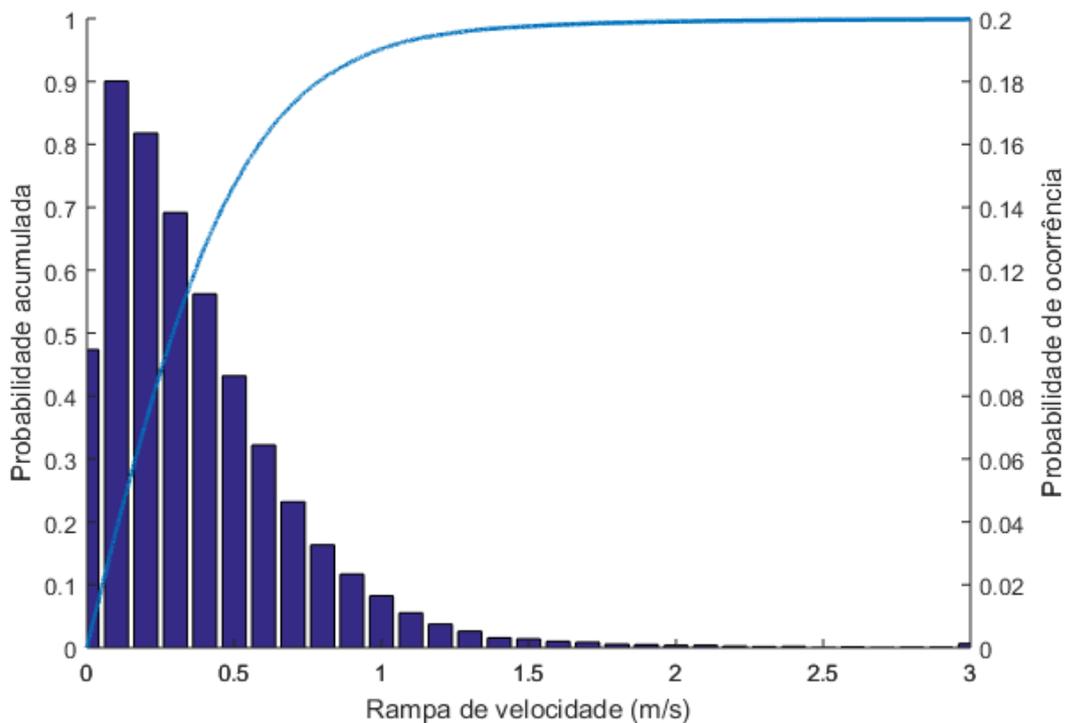


Figura 3.15 - Rampas de velocidade de vento da série medida.

Para facilitar a visualização, na Figura 3.16 é mostrada apenas a probabilidade acumulada das rampas de cada série sintética. Nota-se que as séries possuem distribuições muito diferentes entre si. Enquanto os casos 1, 2 e 4 apresentam grande descolamento da distribuição da série medida para as rampas entre 0,5 m/s e 2,0 m/s, os casos 5 e 6 apresentam probabilidade significativa de ocorrência de rampas superiores a 2,0 m/s, o que não é observado na série medida. O caso 3 foi o que mais se aproximou do comportamento da série medida. Vale ressaltar que todas as séries apresentaram resultados conservativos, ou seja, as rampas de velocidade observadas nas séries sintéticas são mais severas que as rampas observadas na série medida.

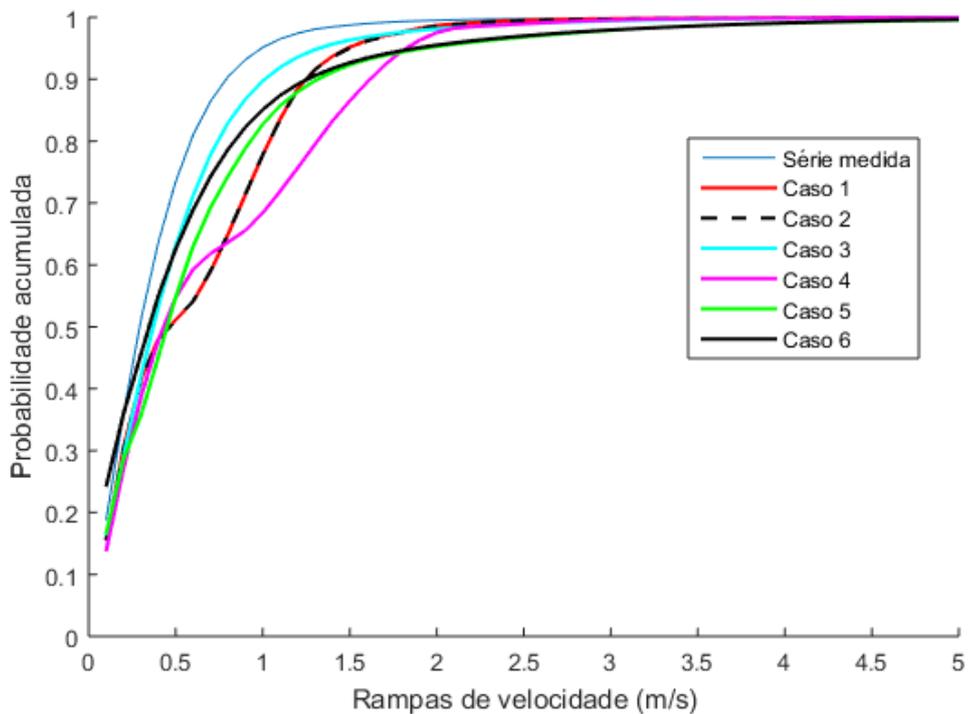


Figura 3.16 - Probabilidade acumulada das rampas de velocidade das séries sintéticas.

Utilizando a metodologia apresentada na seção 3.3 para conversão das séries de velocidade em séries de geração, foram realizadas as mesmas análises para as rampas de potência. O diagrama de Pareto das rampas de geração é mostrado na Figura 3.17 e as probabilidades acumuladas das rampas de geração das séries sintéticas são mostradas na Figura 3.18.

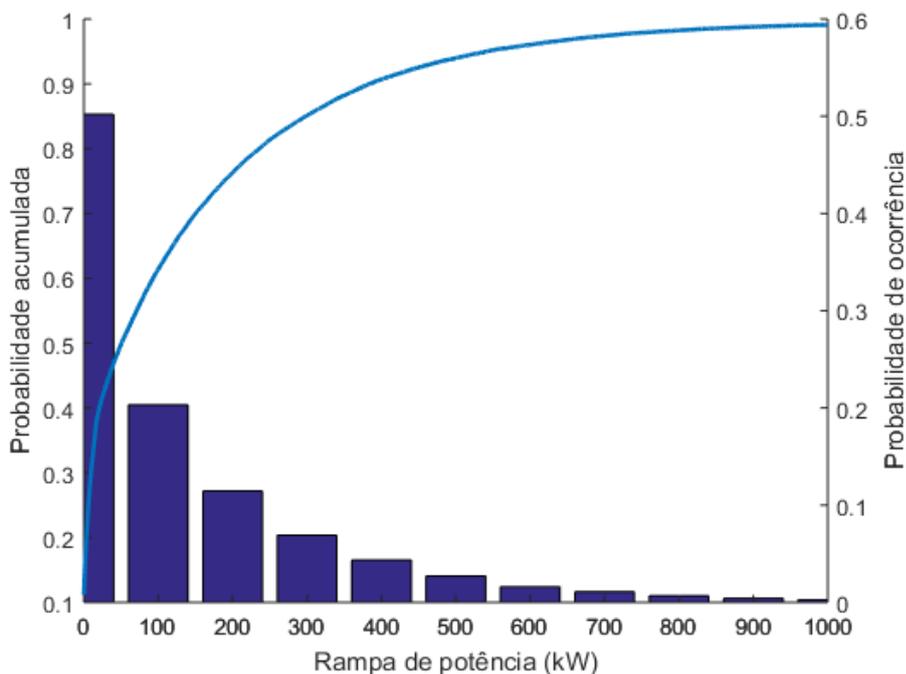


Figura 3.17 - Rampas de potência da série medida.

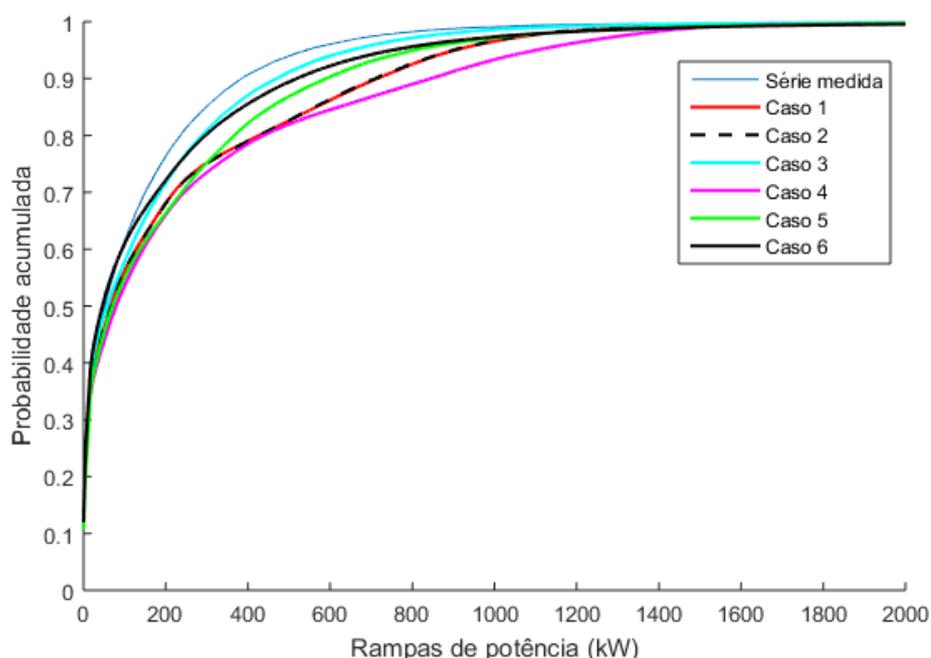


Figura 3.18 - Probabilidade acumulada das rampas de potência das séries sintéticas.

Na Figura 3.17 é possível observar que na série medida, 60 % das rampas são inferiores a 100 kW (2,5 % da potência do aerogerador) e 90 % são inferiores a 400 kW (10,0 % da potência do aerogerador), o que mostra que a geração eólica no local de estudo é comportada e de variação lenta.

Devido ao fato da conversão de velocidade para potência não ser linear (a potência é função da velocidade ao cubo), a distribuição das rampas de potência tem uma forma diferente da distribuição das rampas de velocidade. Esse fato pode ser observado na Figura 3.18, onde as distribuições acumuladas das rampas de potência não apresentam comportamentos tão discrepantes como das rampas de velocidade.

De forma a permitir uma análise quantitativa do desempenho das séries quanto a reprodução das rampas de velocidade e potência, na Tabela 3.8 são apresentados os resultados de testes de KSI, OVER e RMSE das probabilidades acumuladas das rampas de velocidade e na Tabela 3.9 os mesmos resultados para as rampas de potência.

Tabela 3.8 - Resultados dos testes das probabilidades acumuladas das rampas de velocidade (valores percentuais)

Parâmetro	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6
KSI	625,4	631,0	310,2	879,6	663,3	496,4
OVER	577,3	580,26	247,8	820,6	580,2	414,1
RMSE	9,1	9,1	3,8	11,0	7,3	5,1

Tabela 3.9 - Resultados dos testes das probabilidades acumuladas das rampas de potência (valores percentuais)

Parâmetro	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6
KSI	290,9	289,8	94,2	401,9	242,8	154,9
OVER	250,9	249,7	63,4	356,7	196,1	101,7
RMSE	4,1	4,1	1,4	5,2	3,3	1,9

A partir da análise da Tabela 3.8 e Tabela 3.9 fica evidente que o caso 3 apresentou o comportamento mais próximo da série medida do ponto de vista das rampas de velocidade e de potência.

3.6 Escolha do método a ser utilizado

Neste trabalho são avaliados os impactos econômicos e técnicos da conexão de uma usina eólica *offshore* com um conjunto de plataformas de petróleo. Com base no problema que foi estudado, foram definidos os critérios para a seleção da série sintética mais adequada.

Para os estudos dos impactos técnicos na rede elétrica, é importante que a série sintética consiga reproduzir as rampas de potência, de forma a reproduzir os desequilíbrios de geração e carga na rede elétrica.

Por outro lado, para os estudos de economicidade da solução, é necessário que a energia produzida seja condizente com a da série medida, de forma a não mascarar os resultados financeiros. A forma de reproduzir a geração de energia anual é acertando a distribuição de probabilidade.

Dessa forma, analisando os resultados dos testes de KSI, OVER e RMSE das rampas de potência e dos testes de KSI, OVER, RMSE e R^2 , das distribuições de probabilidade, conclui-se que o caso 3 apresenta resultados satisfatórios nos dois

critérios. Assim, o caso 3 foi a metodologia adotada para a geração das séries sintéticas que foram utilizadas nas simulações apresentadas nos próximos capítulos.

Empreendimento eólicos vendidos em leilões de energia no Brasil possuem tempo de vida estimada de 20 anos. Com o intuito de avaliar os impactos econômicos da geração eólica durante todo o tempo de vida do empreendimento, a metodologia do caso 3 (divisão não-linear dos estados, utilização da distribuição de probabilidades real para conversão dos estados em valores de velocidade e geração de MTM mensais) foi utilizada para gerar 20 anos de série sintética de velocidade de vento.

Neste capítulo foram discutidas algumas técnicas de geração de séries sintéticas e foi escolhida a técnica que será utilizada para geração da série temporal de geração eólica do estudo econômico.

No próximo capítulo são detalhados os sistemas elétricos que compõe o estudo de caso, incluindo os sistemas das plataformas e da usina eólica.

4 Descrição do sistema elétrico estudado

A viabilidade de conexão de uma usina eólica com plataformas de petróleo é avaliada com base em um estudo de caso, onde são analisados aspectos técnicos e econômicos da conexão.

O caso analisado é um problema real que tem sido alvo de estudos por equipes da Petrobras, onde se avalia a possibilidade de conexão de uma usina eólica em um conjunto de plataformas, que por sua vez serão conectadas a terra por meio de um cabo submarino.

Com base no caso estudado, são realizadas duas análises: a primeira é uma análise técnica, onde são avaliados os impactos da conexão da usina eólica na operação das plataformas em regime permanente. A segunda análise tem caráter econômico, onde avalia-se a viabilidade de utilizar uma usina eólica para eletrificação do conjunto de plataformas. Nesse estudo é avaliada toda a vida do empreendimento (20 anos).

Em função dos diferentes horizontes de tempo de cada estudo, a modelagem do sistema elétrico é diferente para cada análise. Dessa forma, neste capítulo são apresentados os principais elementos do conjunto estudado e nos capítulos seguintes são detalhadas as modelagens computacionais de cada elemento.

O caso estudado é mostrado na Figura 4.1, onde um conjunto de nove plataformas de pequeno porte, interconectadas por meio de cabos submarinos, é conectado a uma usina eólica e a uma subestação em terra. As plataformas e suas interconexões existem e hoje operam como um sistema isolado da rede, sendo que cada plataforma gera a sua própria energia. A conexão das plataformas com o continente e sua conexão com a usina eólica *offshore* está prevista para o futuro.

O sistema elétrico estudado é apresentado em detalhes nas próximas seções, assim como algumas premissas que são adotadas no estudo em função da falta de dados sobre a operação do sistema.

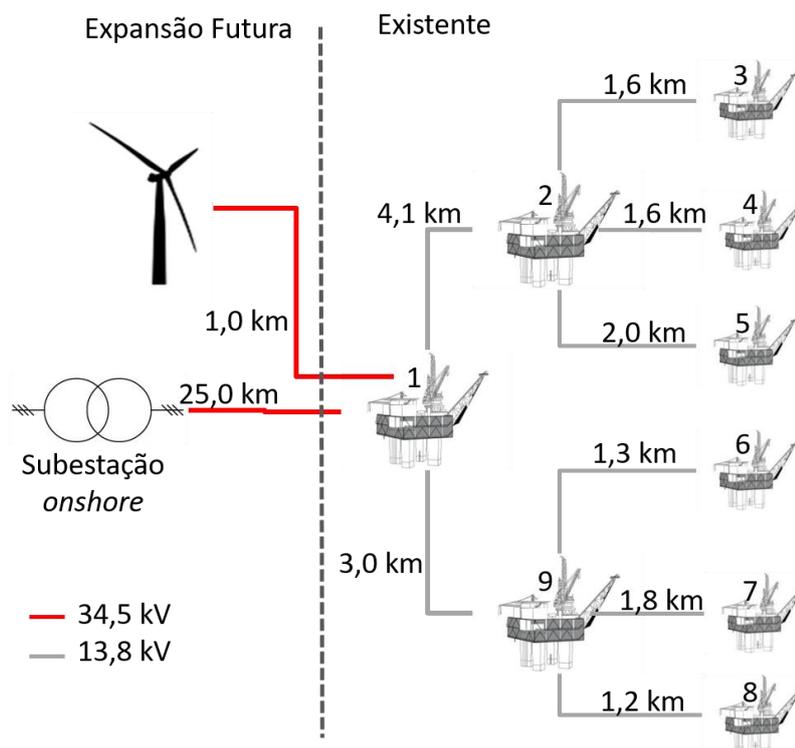


Figura 4.1 - Diagrama ilustrativo do caso estudado, com a marcação de comprimento dos cabos submarinos e nível de tensão da conexão.

4.1 Sistema elétrico das plataformas estudadas

Como mostrado na Figura 4.1, o caso estudado é constituído por um conjunto de nove plataformas de pequeno porte que se conectam por meio de cabos submarinos de 13,8 kV em uma topologia de conexão radial.

As principais cargas das plataformas são bombas de transferência de médio porte (baixa tensão) e inversores de frequência que acionam BCS²² (alguns inversores se conectam em baixa tensão e alguns em média tensão).

A previsão de carga das plataformas para os anos de 2017 a 2022 é mostrada na Tabela 4.1. O aumento da carga é função de uma expansão do sistema elétrico das unidades, onde novos poços com BCS estão sendo conectados às plataformas. Nota-se pela Tabela 4.1 que apenas a plataforma 2 chegará a um nível de carga superior a 1 MVA, sendo que quatro das nove plataformas possuirão carga instalada inferior a 500 kVA.

²² Bombeio Centrífugo Submerso.

No ano de 2022 o projeto de expansão da produção das plataformas é concluído e não há previsão de aumento da carga instalada nas plataformas. Dessa forma, assume-se no estudo que a partir do ano de 2022 a carga da plataforma não será mais expandida, havendo inclusive um declínio da carga com o tempo, em função do nível de maturidade do campo de exploração.

Tabela 4.1 - Previsão de carga das plataformas para o horizonte de 2017 a 2022, valores em kVA.

Unidade	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Plataforma 1	530	640	640	640	640	750
Plataforma 2	250	690	690	690	1130	1570
Plataforma 3	50	50	380	380	490	490
Plataforma 4	270	270	490	710	710	820
Plataforma 5	50	50	50	270	270	600
Plataforma 6	160	270	270	380	490	490
Plataforma 7	50	160	270	270	270	270
Plataforma 8	50	160	380	380	380	380
Plataforma 9	50	160	380	380	600	600
Total	1460	2450	3550	4100	4980	5970

Por se tratar de uma carga industrial com característica de operação contínua, foi assumido que a carga da plataforma é constante ao longo de todo o ano.

Atualmente, as plataformas operam isoladas do sistema elétrico, e cada plataforma gera energia por meio de um gerador a diesel. Por falta de informações sobre os geradores de cada plataforma, assume-se que a carga será dividida de forma igualitária entre os geradores. Para viabilizar essa condição de operação, cada plataforma deve possuir um gerador de 1000 kVA (800 kW). Para referência, o modelo de gerador escolhido foi o Cummins® C800D6, que possui um motor a pistão de seis cilindros e gerador elétrico *brushless*. O dimensionamento dos geradores foi realizado para o ano de 2022, onde ocorre o pico de demanda.

4.2 Conexão das plataformas com subestação em terra

No projeto de expansão elaborado pela Petrobras, a plataforma 1 se conectará à subestação em terra por meio de um cabo eletro-óptico de 12,5 MVA, 34,5 kV, tripolar

e com 24 fibras óticas, onde a seção de cada condutor de potência é de 120 mm². O cabo é composto de um trecho de 18 km no mar e 7 km em terra. Na Figura 4.2 é mostrado um desenho ilustrativo de um cabo eletro-óptico submarino. Os parâmetros elétricos do cabo submarino são apresentados na Tabela 4.2.

A conexão em terra se dará na Subestação Polo (SE-polo), localizada na Refinaria Potiguar Clara Camarão (RPCC) no município de Guamaré/RN. Na subestação, o cabo elétrico se conectará a dois transformadores de potência de 12,5 MVA, que por sua vez se conectarão à rede da COSERN no nível de tensão de 138 kV. O arranjo da conexão em terra é mostrado na Figura 4.3.

Tabela 4.2 - Parâmetros do cabo eletro-óptico.

Parâmetro	Valor
Classe de tensão	47 kV
Resistência c.c.	0,195 Ω/km
Indutância nominal por fase	0,41 mH/km
Capacitância nominal	0,18 μF/km

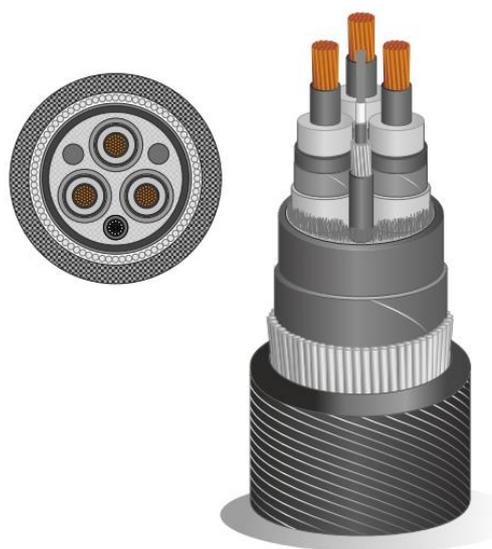


Figura 4.2 - Desenho ilustrativo de um cabo eletro-óptico submarino. Fonte: www.fulgor.com

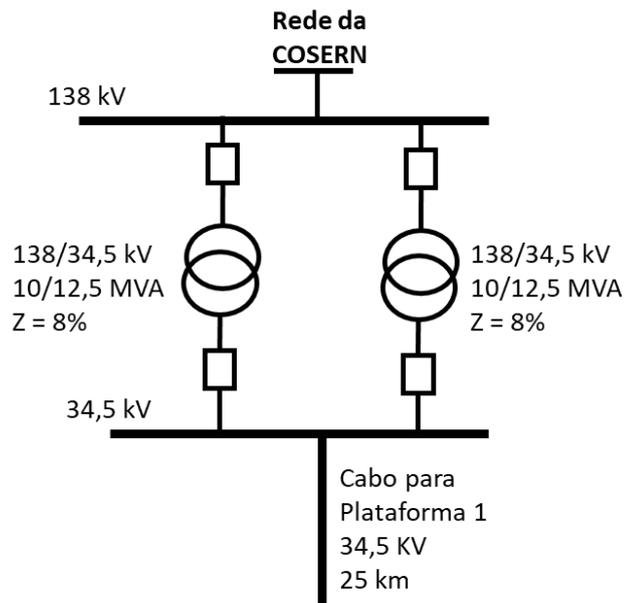


Figura 4.3 - Arranjo da conexão em terra do cabo que conecta a plataforma 1 ao continente.

4.3 Sistema elétrico da usina eólica

A usina eólica considerada nesse estudo é composta de um único aerogerador com potência nominal de 4,0 MW. O aerogerador se localizará a uma distância de 1,0 km da plataforma 1, à qual se conecta no nível de tensão de 34,5 kV.

Em função da sobra de um trecho do cabo que conectará a plataforma 1 na SE-polo, este mesmo cabo será utilizado para conectar a usina eólica na plataforma 1.

O aerogerador escolhido como referência para o estudo é o Siemens® SWT-4.0-120, uma máquina do tipo DFIG de 4,0 MW e 120 m de diâmetro de rotor, cuja curva de potência é mostrada na Figura 3.3. O aerogerador possui um transformador, localizado dentro da torre, que entrega, no lado de alta tensão, potência em 34,5 kV, de forma a não ser necessária a utilização de uma subestação *offshore*.

4.4 Casos simulados

Neste trabalho são testadas quatro soluções de eletrificação das plataformas baseadas no sistema elétrico estudado. Estas soluções são:

- Caso 1 - As plataformas continuam operando isoladas da rede elétrica com sua geração proveniente de geradores a diesel;

- Caso 2 - As plataformas operam isoladas da rede elétrica, porém se conectam à usina eólica *offshore* de 4,0 MW (a energia demandada que excede a geração eólica é suprida pelos geradores a diesel);
- Caso 3 - As plataformas se conectam à uma subestação em terra por meio de um cabo submarino;
- Caso 4 - As plataformas se conectam à uma subestação em terra e se conectam a uma usina eólica *offshore* de 4,0 MW.

Para as simulações, foi considerado que no caso 2, para manter a estabilidade do sistema, é necessário que a usina eólica possua um sistema de armazenamento de energia. O sistema escolhido é baseado em um banco de baterias, que tem como função manter a potência de saída do aerogerador constante durante 10 minutos para que haja tempo para o sistema de gerenciamento de energia aumentar a potência gerada pelos geradores diesel.

Nos casos 3 e 4 não se considera a existência de geradores a diesel nas plataformas. Esses sistemas poderiam ser considerados com o intuito de aumentar a confiabilidade da produção, porém uma análise deste tipo foge ao escopo deste trabalho.

Para o caso 4, foi considerado que nos momentos em que a geração eólica é maior que a demanda da carga, a energia é exportada para o continente.

4.5 Dimensionamento do sistema de armazenamento de energia

O objetivo do sistema de armazenamento de energia, que faz parte da solução estudada no caso 2, é manter a potência de saída da usina eólica constante por um período de 10 minutos, de forma a mitigar as flutuações rápidas da geração eólica e permitir que o sistema de gerenciamento de energia aumente a potência de saída dos geradores diesel, para garantir o balanço de potência do sistema.

O sistema de armazenamento escolhido é baseado em banco de baterias de Li-íon, pois esta solução permite uma atuação rápida para compensar as intermitências da geração eólica. Para este tipo de sistemas de armazenamento, são definidos os seguintes conceitos:

- Profundidade de descarga máxima (DoD²³) – define o nível mínimo de carga com o qual as baterias devem operar. Quanto mais profundo o ciclo de descarga maior o desgaste nas baterias, reduzindo sua vida útil;
- Estado de carga (SoC²⁴) – é o nível de carga da bateria. O sistema de gerenciamento da bateria tenta controlar a carga em torno de um *setpoint* de SoC informado;
- Taxa de degradação anual – é a taxa de redução da energia útil da bateria.

As premissas adotadas para dimensionamento do sistema de armazenamento neste trabalho são:

- DoD de 70,0 %;
- SoC inicial de 65,0 %;
- Taxa de degradação anual de 1,5 %;
- Vida útil das baterias de 20 anos.

O sistema de armazenamento deve ser associado a um algoritmo de previsão de geração eólica de forma que o sistema de armazenamento estabilize a potência de saída da usina eólica, no intervalo de 10 minutos, em um valor igual ao estimado pelo sistema de previsão.

O pior caso para dimensionamento do sistema é o algoritmo prever uma geração eólica igual à nominal e a geração real observada ser nula. Nessa condição o banco de baterias precisa fornecer uma potência de 4,0 MW por 10 minutos, resultando em uma demanda de energia de aproximadamente 666,7 kWh. Essa energia corresponde a energia útil demandada do banco de baterias. Aplicando os fatores de DoD e SoC, a energia total do banco de baterias é 1,9 MWh.

Para que o sistema consiga operar de forma plena durante os 20 anos de vida útil, o dimensionamento da bateria precisa considerar a degradação anual. O cálculo do dimensionamento da energia de um banco de baterias em função da degradação durante 20 anos de operação é dado pela equação (4.1), onde ESS_0 é o dimensionamento das baterias considerando a degradação, ESS_{20} é o

²³ Do inglês *Depth of Discharge*

²⁴ Do inglês *State of Charge*

dimensionamento do banco desconsiderando a degradação e TDA é a taxa de degradação anual.

$$ESS_0 = \frac{ESS_{20}}{(1 - TDA)^{20}} \quad (4.1)$$

Considerando a degradação para uma vida útil de 20 anos, o dimensionamento do banco de baterias, em energia, é de 2,6 MWh.

O valor calculado nesse dimensionamento é muito elevado considerando que a usina eólica é de 4,0 MW, o que leva a conclusão de que o pior caso não é o ponto de operação mais indicado para o dimensionamento, sendo necessário explorar outras abordagens.

Embora não faça parte do escopo deste trabalho discutir técnicas de previsão de geração eólica, para o dimensionamento otimizado do banco de baterias é importante levar em consideração as características dos algoritmos de previsão.

Para avaliar uma metodologia mais consistente de dimensionamento será utilizada a técnica de previsão mais simples possível, chamada de método da persistência (COSTA *et al.*, 2008), que consiste em assumir que o valor previsto no tempo t é igual ao valor medido no tempo $t - 1$.

Conforme foi discutido no capítulo 3, a velocidade de vento é uma grandeza que apresenta grande tendência de persistência, de forma que é esperado que o desempenho do método da persistência seja razoável para a previsão de velocidades.

Analisando os dados de velocidade de vento disponíveis, foi avaliado o desempenho do método da persistência na previsão da velocidade de vento dos próximos 10 minutos. O resultado foi que para uma série temporal de um ano, o erro quadrático médio da previsão foi de 0,5 m/s e o erro quadrático médio normalizado pela velocidade média foi de aproximadamente 5,0 %. Quanto à distribuição dos erros de previsão de velocidade, 99,5 % dos erros se encontram abaixo de 2,0 m/s.

Convertendo para potência (por meio da curva de potência do aerogerador), a série de velocidade medida e a série das previsões, observa-se que o erro quadrático médio da previsão foi de 253,6 kW e o erro médio quadrático normalizado pela potência nominal foi de 6,4 %. Analisando a distribuição dos erros de previsão de potência, observa-se que 99,5 % dos erros de previsão são inferiores a 30 % da potência

nominal, ou seja, dimensionar o sistema de armazenamento pelo pior caso (erro de previsão de 100 %) é demasiadamente conservativo, de forma que foi adotado para dimensionamento o caso em que o algoritmo de previsão erra em 30,0 % a previsão de potência. A probabilidade acumulada do erro de previsão de potência é mostrada na Figura 4.4.

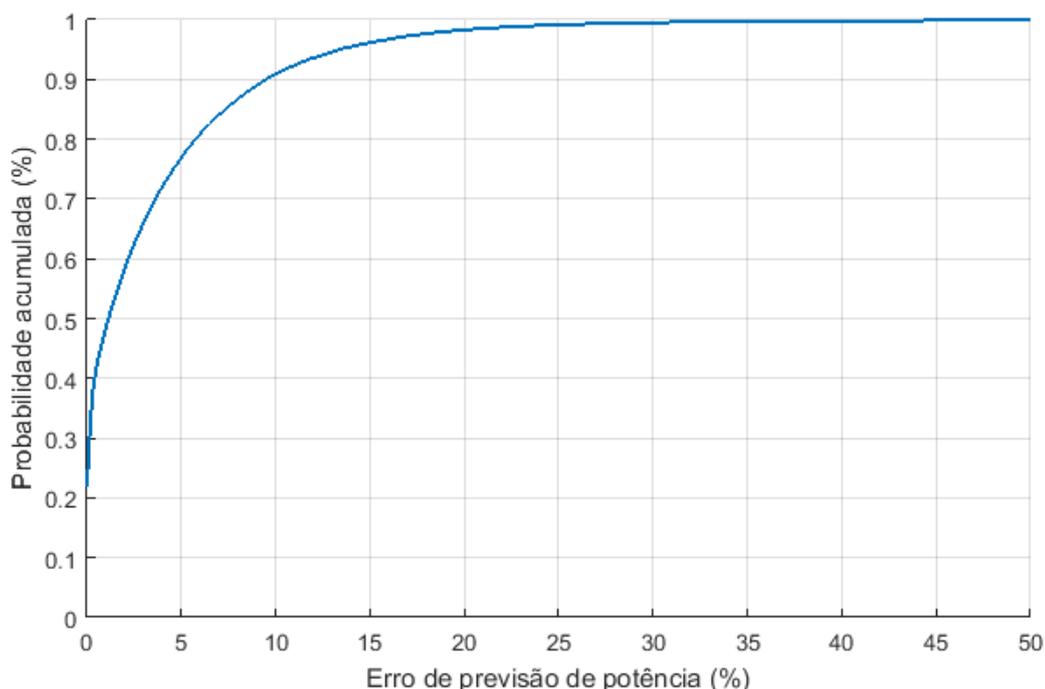


Figura 4.4 - Probabilidade acumulada do erro de previsão de geração eólica pelo algoritmo da persistência.

Repetindo os cálculos para a condição em que o algoritmo de previsão erra 30,0 %, encontra-se o valor de 773,1 kWh, que foi arredondado para 800 kWh para compatibilizar com os valores comerciais dos sistemas.

Para o dimensionamento em potência instantânea foi analisado a maior rampa de potência para os intervalos de 10 minutos. Dentro dos dados de medição, a maior variação de potência observado foi de 2,1 MW. Em função da inércia do rotor do aerogerador, é impossível que a variação de potência aconteça de forma instantânea. Dessa forma, assumiu-se que essa variação possa ocorrer no intervalo de 30 segundos, o que corresponde a uma rampa de 70,2 kW/s. Para compatibilizar com valores comerciais e realizar um dimensionamento mais conservativo, o sistema de armazenamento foi dimensionado para uma potência instantânea de 100 kW.

O dimensionamento final encontrado para o sistema de armazenamento é de 100 kW / 800 kWh. Esse dimensionamento foi realizado tomando como base os erros de previsão do algoritmo da persistência. Espera-se que a utilização de algoritmos mais refinados leve a um dimensionamento menor, de forma que este dimensionamento é conservativo.

A proposta é que o sistema de armazenamento fique localizado dentro da torre do aerogerador. Segundo (IRENA, 2017), os sistemas de armazenamento baseados em baterias de íon de lítio possuem densidades energéticas que variam de 200 Wh/l a 600 Wh/l. De forma conservativa, assumindo a menor densidade energética, o sistema de armazenamento dimensionado teria volume de 4000 litros, o equivalente a 4,0 m³.

De forma simplificada, assumindo que a torre do aerogerador tem formato cônico, 100 m de altura e diâmetro interno da base de 4,0 m, o volume interno da torre do aerogerador é aproximadamente 420 m³. Embora existam diversos equipamentos no interior do aerogerador (transformador, inversor, elevador, etc.) o espaço interno da torre é suficiente para acomodar o sistema de armazenamento de energia.

De posse dos dados do sistema elétrico estudado, no capítulo seguinte é desenvolvida a avaliação de viabilidade técnica dos quatro casos analisados por meio de simulações computacionais.

5 Estudo de viabilidade técnica

Neste capítulo é apresentado um estudo de viabilidade técnica das soluções propostas para alimentação elétrica das plataformas, com destaque para as alternativas que envolvem geração eólica (casos 2 e 4), pois estes sistemas são pouco usuais e ainda necessitam ter sua viabilidade demonstrada. Os casos 1 e 3 (geração a diesel nas plataformas e alimentação das plataformas por meio de conexão com a terra, respectivamente) constituem aplicações usuais na indústria do petróleo e sua viabilidade já foi demonstrada muitas vezes em campo.

O estudo apresentado nesse capítulo tem como foco principal analisar as variações de tensão de regime permanente por meio de simulações computacionais do sistema em diferentes pontos de operação.

A análise transitória também é importante para determinar a viabilidade técnica das soluções, porém essa análise demanda acesso a detalhes sobre os modos de controle das máquinas (sistemas de controle do aerogerador e dos geradores a diesel) que são difíceis de se obter pois são informações confidenciais dos fabricantes, dessa forma, essa abordagem não será avaliada neste trabalho.

As simulações foram realizadas no software ANAREDE, que é um programa especializado em solução de fluxo de potência desenvolvido pelo CEPEL. Esse *software* é utilizado pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética) nos estudos de expansão da rede de transmissão e pelo ONS (Operador Nacional do Sistema) nos estudos de operação.

Uma vantagem do ANAREDE em relação a outros *softwares* de solução de fluxo de potência é que a EPE e o ONS disponibilizam arquivos de simulação onde está modelado todo o SIN (Sistema Interligado Nacional), facilitando a modelagem do ponto de conexão do novo sistema estudado e permitindo a análise de impactos da inserção deste sistema nas barras próximas.

As simulações realizadas consistiram em calcular o fluxo de potência para diferentes pontos de operação do sistema e observar o perfil de tensão em cada plataforma para analisar se em alguma situação a tensão nas plataformas fica fora dos limites considerados adequados.

O módulo 8 dos procedimentos de distribuição da ANEEL (PRODIST) define como valores adequados tensões entre 95 % e 105 % do valor nominal (para consumidores atendidos em tensão acima de 1,0 kV).

No submódulo 3.6 dos procedimentos de rede do ONS (PROREDE) é definido que uma central eólica conectada a rede básica não pode provocar uma variação de tensão superior a 5,0 % em função da sua operação ou manobra. Como o PRODIST não estipula nenhum limite para essa variação de tensão provocada por usinas conectadas na rede de distribuição, foi adotado neste trabalho o limite imposto pelos procedimentos de rede, de forma a avaliar de forma quantitativa o impacto da geração eólica na rede elétrica.

Como as plataformas constituem uma rede elétrica interna da Petrobras, não é obrigatório o atendimento aos procedimentos de distribuição da ANEEL, principalmente nos sistemas que operam isolados. Porém, estes limites de variação de tensão do PRODIST e PROREDE serão adotados como referência nos estudos.

Para todos os casos foram analisadas as operações com carga leve e com carga pesada, sendo que foi definido como carga leve a carga das plataformas no ano de 2017 e como carga pesada a carga das plataformas no ano de 2022.

Para os casos 2 e 4 foi considerada também a variação da geração eólica, de forma a determinar sua influência no perfil de tensão das plataformas.

Nos casos onde há conexão com a terra (casos 3 e 4) a análise foi estendida até o ponto de conexão com a rede básica, que se dá na barra de 138,0 kV na SE-polo, em Guamaré/RN.

O sistema elétrico modelado no ANAREDE, com todos os elementos considerados nesse estudo, é mostrado na Figura 5.1. Para cada caso simulado existem alterações no sistema. Para o caso 1 é retirada a conexão com a terra e gerador eólico. Para o caso 2 é retirado apenas o cabo submarino de conexão com a terra. No caso 3 são retirados todos os geradores diesel das plataformas e o gerador eólico. Para o caso 4 são retirados os geradores a diesel.

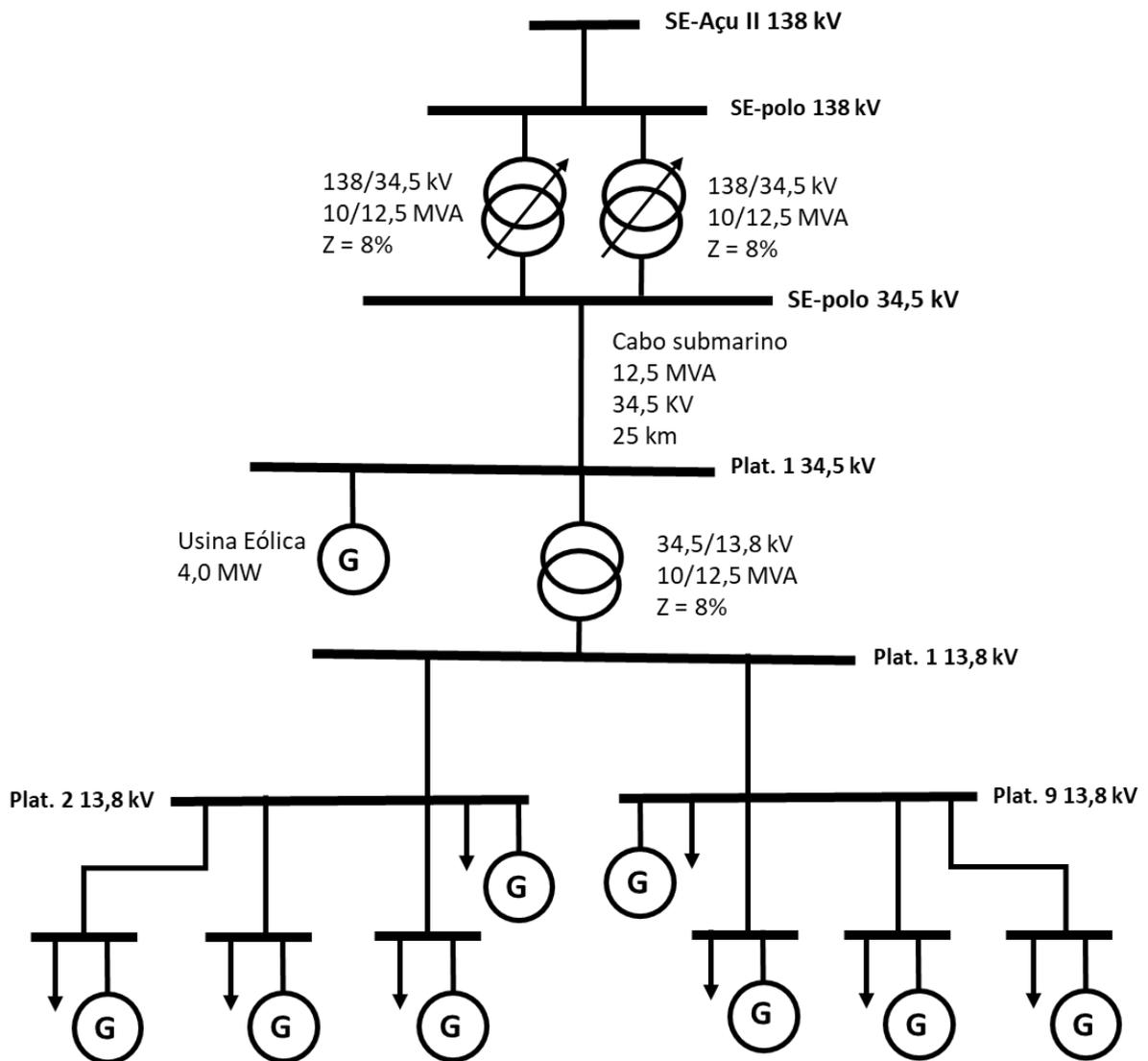


Figura 5.1 - Sistema elétrico modelado para simulações de fluxo de potência.

Além da análise do perfil de tensão nas plataformas, nesse capítulo também é apresentada uma avaliação sobre as perdas elétricas observadas para cada uma das soluções e como essas perdas variam em função da geração eólica (nos casos 2 e 4).

5.1 Modelagem computacional

Nesta seção são detalhadas algumas premissas e as modelagens dos componentes do sistema que foram realizadas para permitir o cálculo dos fluxos de potência no software ANAREDE.

Como referência para conexão ao SIN foi utilizado como base o caso disponibilizado pela EPE 2020 *Norte Seco Carga Pesada*. A escolha do caso entre Norte Seco e Norte

Úmido é irrelevante, pois diz respeito apenas ao despacho das usinas e não acarreta impactos nas análises deste trabalho.

5.1.1 Modelagem das plataformas

Nas simulações realizadas, de forma a simplificar as análises, cada plataforma foi modelada como apenas uma barra, que possui uma carga e pode possuir uma geração própria. Apenas a plataforma 1 foi modelada como duas barras porque era importante modelar o seu transformador.

O detalhamento individualizado dos painéis de cada plataforma, além de aumentar em muito a complexidade das simulações, demandaria muitas informações das unidades e não traria ganhos significativos para as análises.

O ANAREDE permite a modelagem das barras de um sistema de potência de 3 formas diferentes, sendo elas:

- Barra PQ – a carga e a geração são modeladas como potência constante e a geração é abatida da carga para contabilização do fluxo de potência;
- Barra PV – barra onde a potência ativa é especificada e a tensão é controlada, normalmente são barras de geração;
- Barra de Referência – também conhecida como barra *swing* ou $V\theta$, nessa barra são especificados uma tensão e um ângulo, de forma que todos os outros valores calculados sejam referenciados aos dessa barra. A barra $V\theta$ também tem a função de fechar o balanço de potência ativa e reativa.

Para os casos 1 e 2, em que as plataformas possuem geração própria, as plataformas foram modeladas como barras do tipo PV, pois o gerador diesel pode regular a tensão no seu ponto de conexão.

Nos casos 3 e 4, onde não existe geração nas plataformas, as mesmas foram modeladas como barras do tipo PQ, representando apenas uma carga do tipo potência constante.

É necessário definir uma barra de referência para cada sistema, dessa forma, para os casos em que existe conexão com o SIN (casos 3 e 4) a barra de 138,0 kV da subestação Açú II foi escolhida como barra de referência, por se tratar de uma barra

mais robusta. Nos casos em que não há conexão ao SIN, a barra de 13,8 kV da Plataforma 1 foi escolhida como barra de referência.

5.1.2 Modelagem dos transformadores

Os transformadores foram modelados com impedância de 8,0 %, razão X/R de 15 e *tap* variável, sendo que os transformadores da SE-polo possuem comutação de *tap* sob carga (OLTC²⁵) e o transformador da plataforma 1 possui comutação sem carga.

Embora existam dois transformadores de 138/34,5 kV que operam em paralelo na SE-polo, neste estudo foi considerada a contingência onde apenas um dos transformadores está operando. Esse modo operativo é mais severo e o sistema deve ser capaz de operar nesta condição.

5.2 Premissas das simulações

Nas Simulações dos casos 3 e 4, assumiu-se que o OLTC do transformador da SE-polo atua regulando a tensão da barra de 34,5 kV da subestação em 1,025 pu, de forma a compensar as quedas de tensão no cabo submarino que conecta a SE-polo na plataforma 1.

No transformador da plataforma 1, para cada caso, existem dois ajustes do *tap*, um para a carga leve e outro para carga pesada, que se mantêm fixos independente da geração eólica.

Na ausência de informações técnicas detalhadas sobre o funcionamento do aerogerador e dos geradores a diesel, assumiu-se que os geradores são capazes de operar com fator de potência mínimo de 0,8 (indutivo ou capacitivo) independente da potência ativa gerada e que o aerogerador consegue operar em qualquer ponto da área da Figura 5.2, conforme consta no submódulo 3.6 dos procedimentos de rede. A região de operação dos geradores a diesel é mostrada na Figura 5.3.

O aerogerador pode operar em três modos distintos: regulação de tensão, controle do fator de potência ou controle de potência reativa. No caso 2, onde o sistema se encontra isolado, o aerogerador precisa fornecer parte da potência reativa demandada pelas plataformas, em função da limitação de fornecimento de reativos dos geradores

²⁵ Do inglês *On Load Tap Changer*

diesel. Para o caso 4, onde existe conexão com a rede, o aerogerador opera com fator de potência unitário.

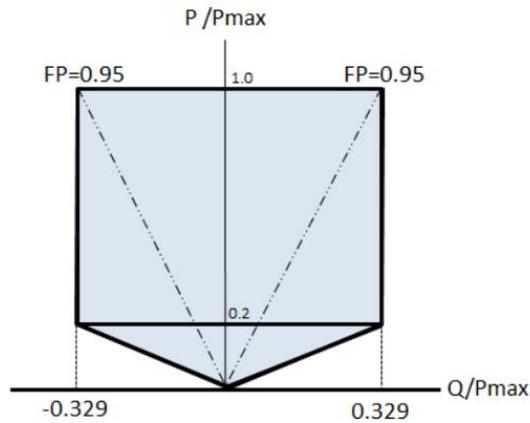


Figura 5.2 - Faixa de geração/absorção mínima de potência reativa do aerogerador. (Fonte: Submódulo 3.6 do PROREDE.)

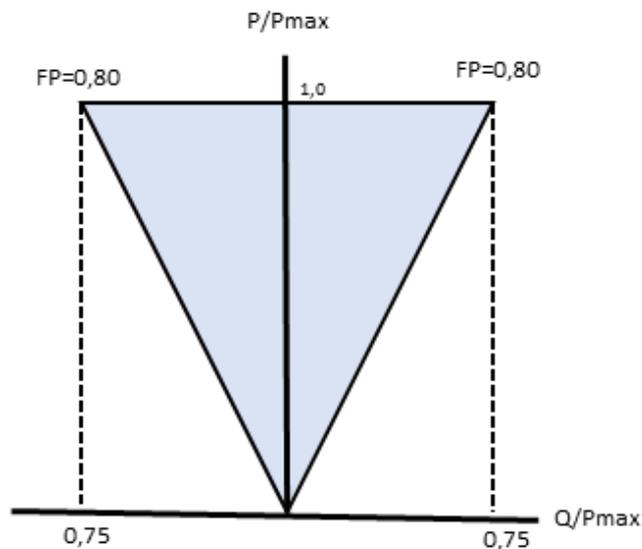


Figura 5.3 - Faixa de geração/absorção mínima de potência reativa dos geradores a diesel.

5.3 Análise da tensão em regime permanente

Nesta seção serão analisados os resultados das simulações quanto ao perfil de tensão nas plataformas em função da carga e em função da geração eólica (para os casos 2 e 4).

Nos resultados apresentados nessa seção, foi dado o nome Plat 1.1 para a barra de 34,5 kV da plataforma 1 e Plat 1.2 para a barra de 13,8 kV. De forma análoga foi dado

o nome Polo.1 para a barra de 138,0 kV da SE-polo e Polo.2 para a barra de 34.5 kV da mesma subestação.

Em função da topologia radial do sistema elétrico das plataformas, é possível separar as plataformas em dois grupos, de forma a facilitar as análises. Dessa forma, o grupo 1 será composto pelas plataformas 2, 3, 4 e 5 e o grupo 2 será composto pelas plataformas 6, 7, 8 e 9, conforme mostrado na Figura 5.4.

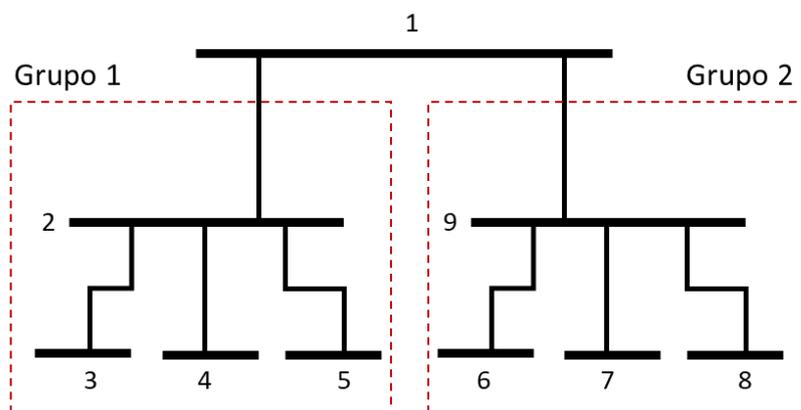


Figura 5.4 - Divisão das plataformas em grupos.

5.3.1 Caso 1

O caso 1 compreende o menor sistema elétrico simulado, pois não engloba a geração eólica e não apresenta conexão com a terra. Para este caso foram realizadas duas simulações, uma com carga leve e outra com carga pesada.

O esquemático do circuito do caso 1 simulado no ANAREDE para a situação de carga pesada é mostrado na Figura 5.5, onde constam as tensões nas barras e os fluxos de potência nos cabos de interligação (em azul o fluxo de potência ativa e em vermelho o fluxo de potência reativa). Os perfis de tensão nas plataformas para as duas condições de carga são mostrados na Figura 5.6.

Nota-se pela Figura 5.6 que a tensão nas plataformas é aproximadamente constante na condição de carga leve, isso se justifica em função do baixo fluxo de potência entre as barras, o que faz com que as perdas e as quedas de tensão sejam pequenas.

Para a condição de carga pesada, observa-se um aumento na variação da tensão das plataformas do grupo 2 em relação às plataformas do grupo 1. Isso se justifica pelo fato de que foi definido como premissa do caso 1 que os geradores a diesel das plataformas dividiriam a carga de forma igualitária. Porém, a carga das plataformas

não é uniforme, o que faz com que, na condição de carga pesada, as plataformas do grupo 2 são exportadoras de potência ativa e reativa, e as plataformas do grupo 1 são importadoras de potência ativa e reativa. O excesso de potência reativa nas plataformas do grupo 2 leva a um aumento da tensão nas barras, enquanto o elevado fluxo de potência em direção à plataforma 2 provoca uma queda de tensão mais acentuada.

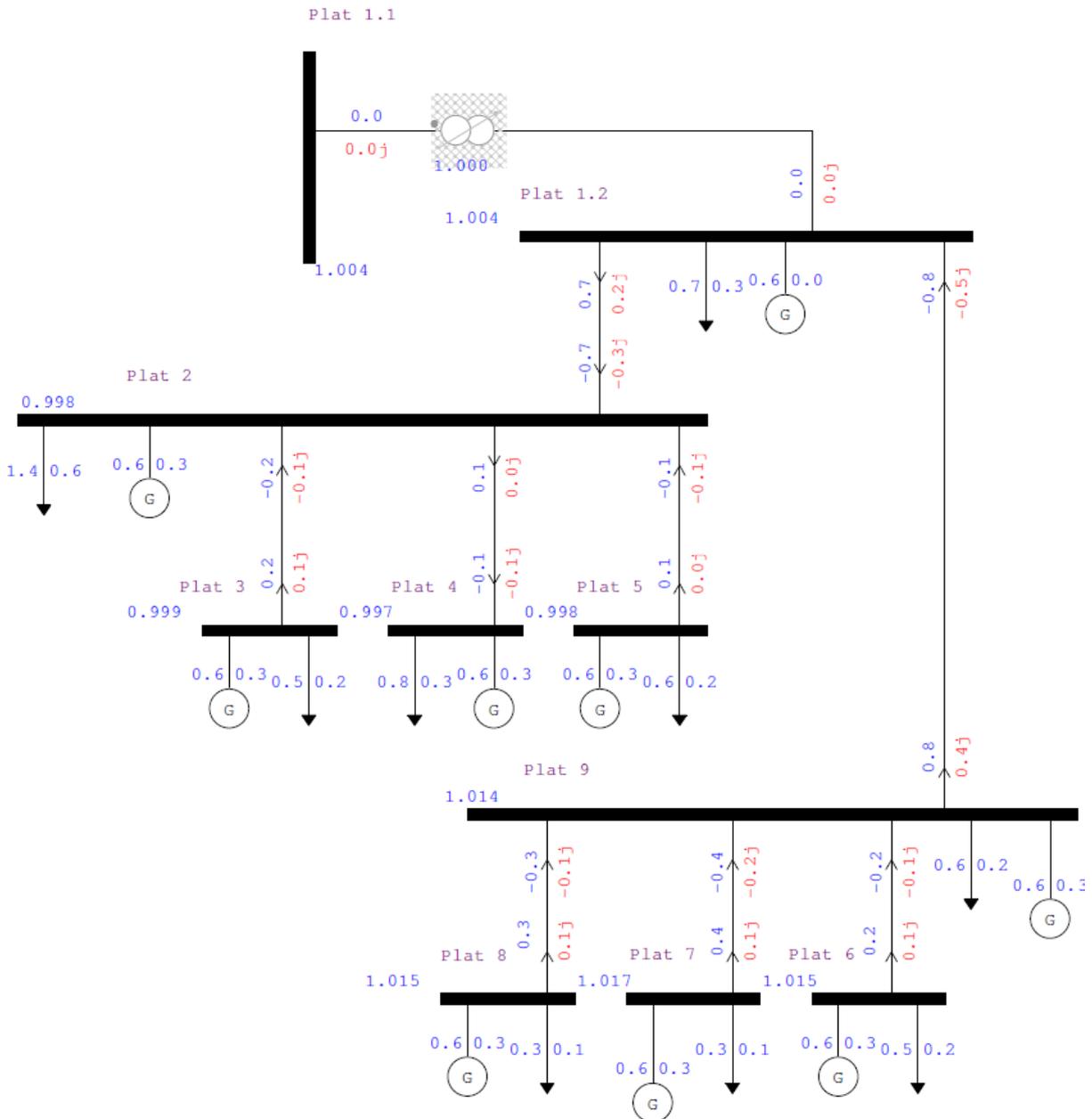


Figura 5.5 - Esquemático do circuito simulado para o caso 1 na condição de carga pesada.

As tensões na barra de 13,8 kV da plataforma 1 (Plat 1.2) são iguais nos dois cenários, pois trata-se da barra de referência. A tensão da barra de 34,5 kV da plataforma 1

(Plat 1.1) também não se altera em função de não haver nenhum fluxo de potência em direção a essa barra (não existem cargas ou geração conectadas na barra).

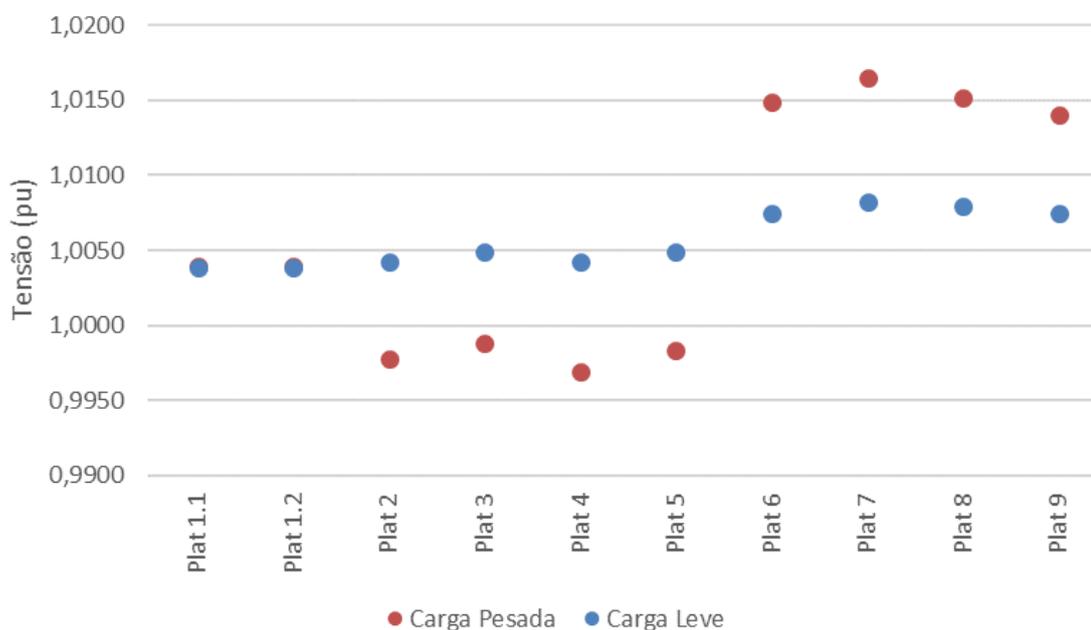


Figura 5.6 - Perfis de tensão nas plataformas para as condições de carga leve e pesada no caso 1.

O esquemático do circuito do caso 2 simulado no ANAREDE para o caso de carga pesada e geração eólica de 4,0 MW é mostrado na Figura 5.7, onde são explicitadas as tensões nas barras e os fluxos de potência. O circuito do caso 2 se difere do caso 1 pela inclusão da usina eólica.

5.3.2 Caso 2

Para o caso 2, além de avaliar as condições de carga leve e pesada, foi estudada a influência da geração eólica no perfil de tensão das plataformas. Dessa forma, para o cenário de carga pesada foram realizadas cinco simulações, com a geração eólica variando em passos de 1,0 MW. Como no caso 2 o sistema elétrico opera isolado, para a condição de carga leve foram realizadas apenas três simulações, pois a geração eólica não pode exceder a carga (1,3 MW).

Os perfis de tensão nas plataformas em função da variação da geração eólica são mostrados na Figura 5.8 para a condição de carga pesada e na Figura 5.9 para a condição de carga leve.

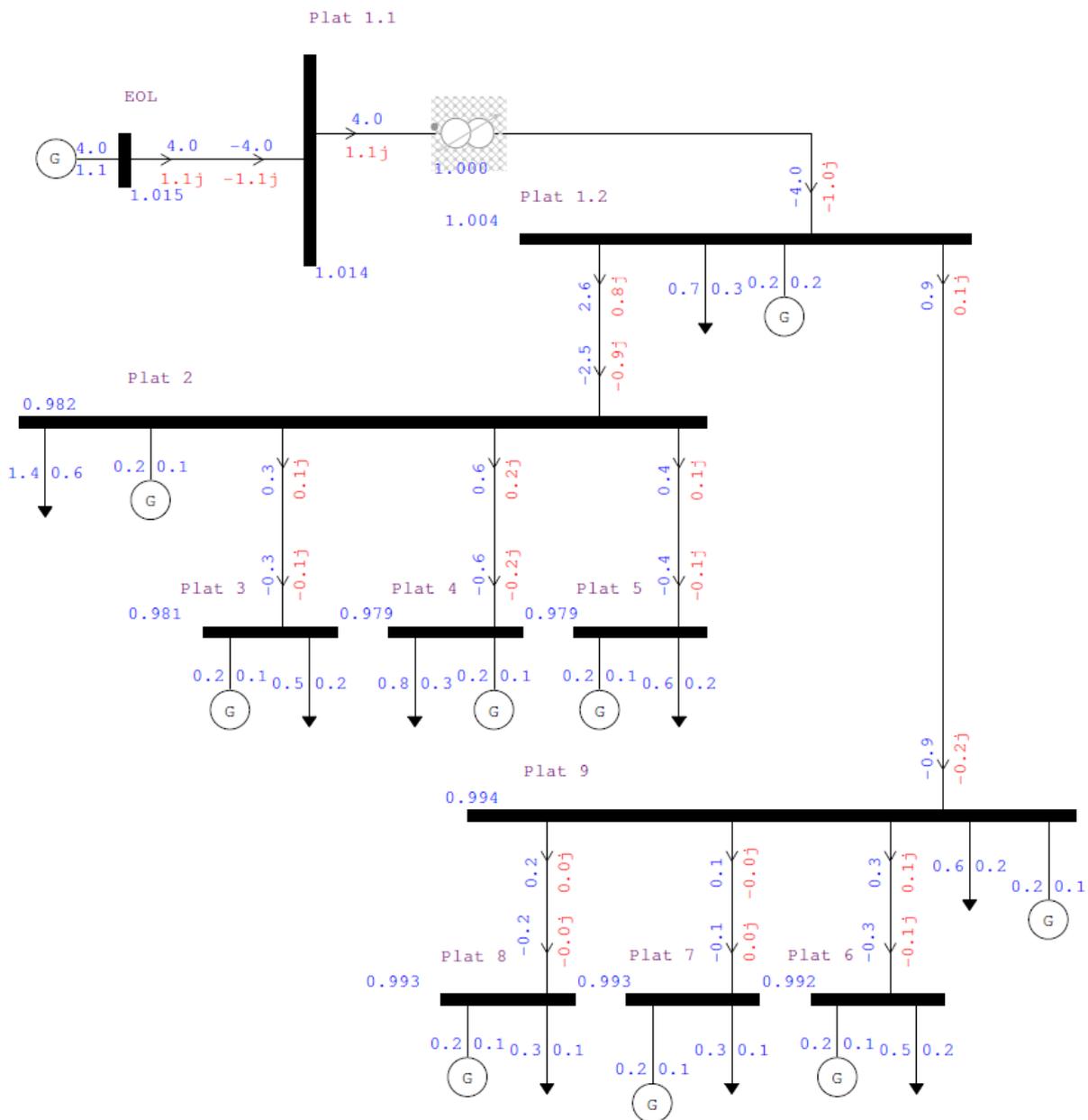


Figura 5.7 - Esquemático do circuito simulado para o caso 2 na condição de carga pesada e geração eólica em 4,0 MW.

É possível observar, a partir dos resultados mostrados na Figura 5.8 e na Figura 5.9, que o aumento da geração eólica provoca a diminuição da tensão nas plataformas dos grupos 1 e 2. Esse resultado era esperado pois o aumento da geração eólica implica na diminuição da geração própria das plataformas. Com o aumento da distância elétrica entre geração e carga, as perdas e quedas de tensão tornam-se mais significativas.

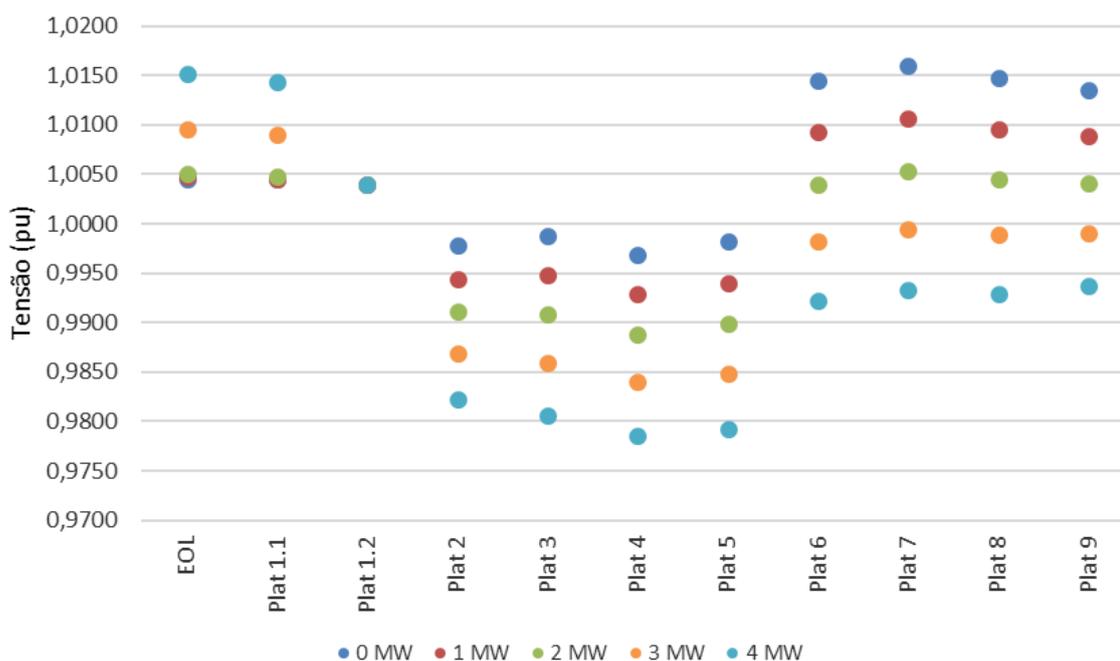


Figura 5.8 - Perfis de tensão nas plataformas em função da variação da geração eólica para a condição de carga pesada no caso 2.

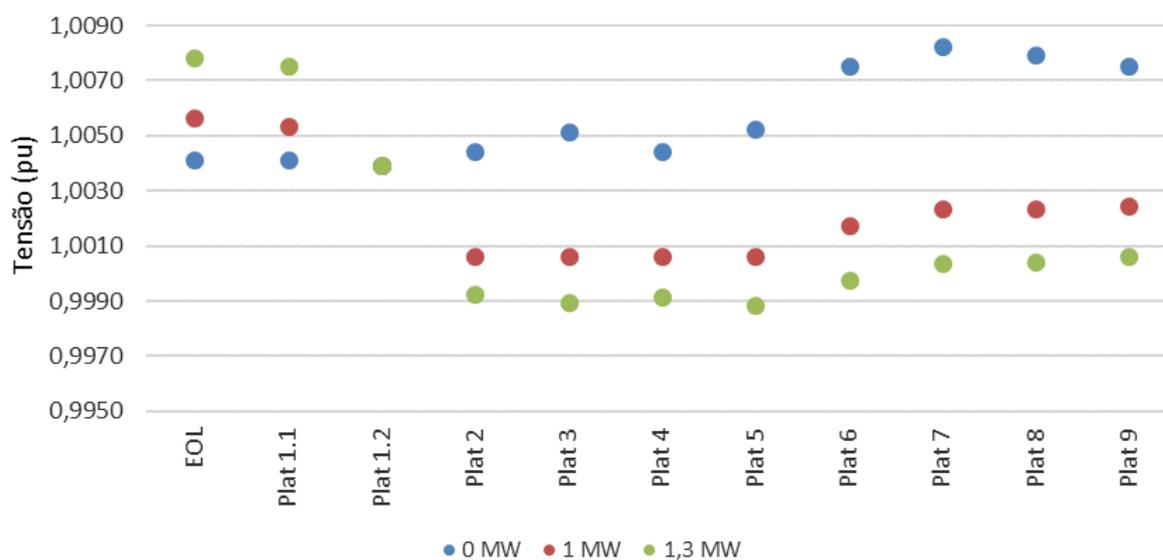


Figura 5.9 - Perfis de tensão nas plataformas em função da variação da geração eólica para a condição de carga leve no caso 2.

O perfil de tensão na barra da usina eólica e na barra de 34,5 kV da plataforma 1 (Plat 1.1) apresentam comportamento contrário às outras barras do sistema, pois a necessidade de fornecimento de potência reativa proveniente do aerogerador acarreta um aumento na tensão das barras próximas.

Conforme discutido para o caso 1, a tensão na barra de 13,8 kV da plataforma 1 não se altera nas simulações por se tratar da barra de referência.

5.3.3 Caso 3

O circuito do caso 3 compreende todo o circuito elétrico das plataformas e a conexão com o SIN, resultando em um sistema maior que o dos casos 1 e 2. O caso 3 possui a premissa de que a geração própria nas plataformas é nula, ou seja, toda a energia é drenada da SE-polo. O esquemático simulado no ANAREDE para a condição de carga pesada é mostrado na Figura 5.10. Para este caso foram simuladas as condições de operação com carga leve e carga pesada.

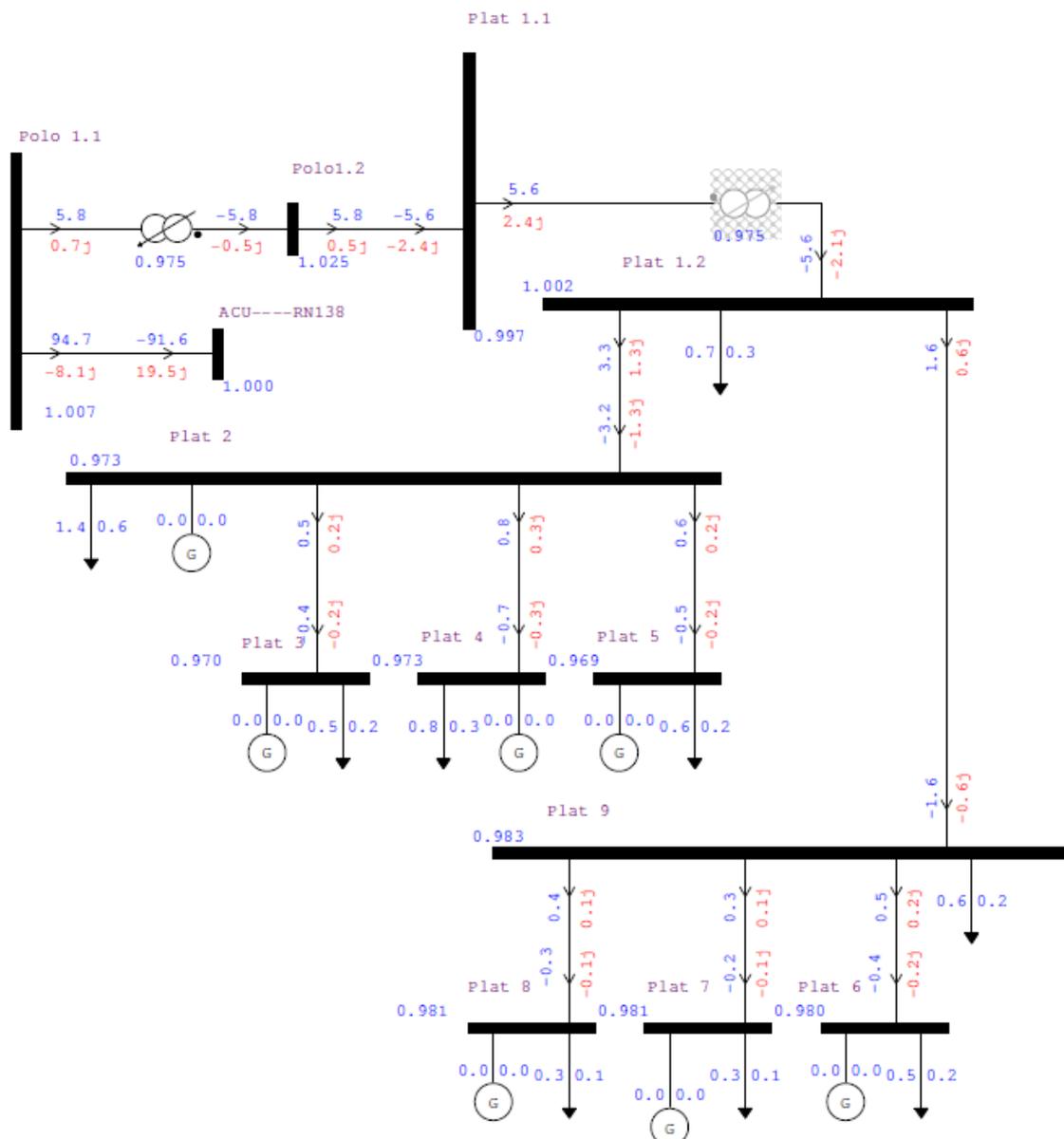


Figura 5.10 - Esquemático do circuito simulado para o caso 3 na condição de carga pesada.

O resultado das simulações é mostrado na Figura 5.11, onde são mostrados os perfis de tensão das plataformas para as duas condições de carga. A tensão na barra de 34,5 kV da SE-polo (Polo.2) é regulada pelo OLTC do transformador da subestação. Em função disso, a tensão nessa barra possui o mesmo valor nas duas simulações.

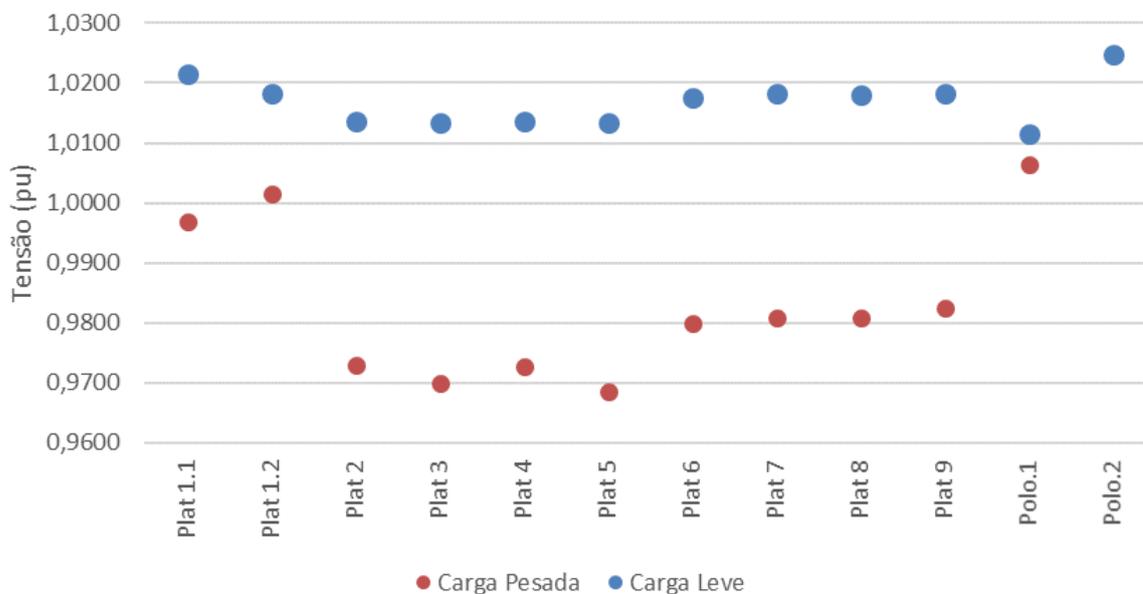


Figura 5.11 - Perfis de tensão nas plataformas para as condições de carga leve e pesada no caso 3.

Em todas plataformas, a tensão na condição de carga pesada é inferior à tensão na condição de carga leve. Isso ocorre em função do aumento do fluxo de potência, que ocasiona uma maior queda de tensão nos cabos submarinos.

Na condição de carga pesada, as tensões nas plataformas do grupo 1 são inferiores às tensões nas plataformas do grupo 2. Isso é explicado pelo fato da carga instalada no grupo 1 ser o dobro da carga do grupo 2 (3,48 MVA e 1,74 MVA respectivamente) na condição de carga pesada, ocasionando maior queda de tensão nos cabos.

A tensão observada na barra de 138,0 kV da SE-polo (Polo.1) é maior na condição de carga leve, mas esse fato não é decorrente do impacto direto da demanda de potência ativa no SIN. O que faz com que essa tensão aumente na condição de carga leve é a reatância capacitiva do cabo submarino que conecta a SE-polo na plataforma 1. Na condição de carga pesada, a potência reativa capacitiva fornecida pelo cabo é consumida pelas plataformas, enquanto na condição de carga leve esse excedente de potência reativa flui para o SIN. Esses fluxos de potência reativa podem ser vistos na Figura 5.10.

eólica para cada uma das condições de carga. Ao contrário do caso 2, é possível simular casos onde a geração eólica supera a carga das plataformas, pois o sistema elétrico do caso 4 se conecta ao SIN, dando uma opção para escoamento do excedente de geração.

Os resultados das simulações são mostrados na Figura 5.13 para a condição de carga pesada e na Figura 5.14 para a condição de carga leve. É possível notar que, ao contrário do observado no caso 2, as tensões nas plataformas aumentam com o aumento da geração eólica. Esse efeito se deve à diminuição da queda de tensão no cabo submarino que liga a SE-polo na plataforma 1 em função da diminuição de potência ativa demandada do SIN.

Em função da elevada geração de potência reativa no cabo submarino, as tensões observadas no caso 4 são, em média, maiores que as observadas nos casos 1 e 2.

Na condição de carga pesada, o *tap* do transformador da plataforma 1 é ajustado de forma a aumentar as tensões nas demais plataformas para compensar a queda de tensão no cabo submarino. Na condição de carga leve o *tap* do transformador é ajustado para reduzir a tensão das plataformas em função do excedente de potência reativa.

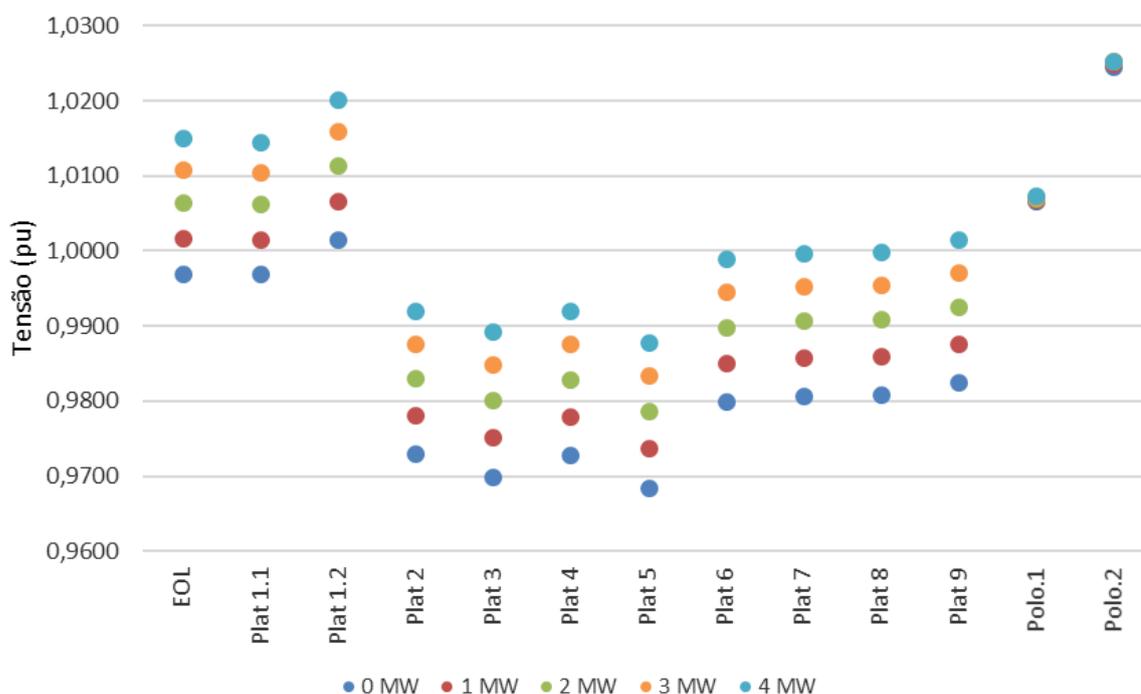


Figura 5.13 - Perfis de tensão nas plataformas em função da variação da geração eólica para a condição de carga pesada no caso 4.

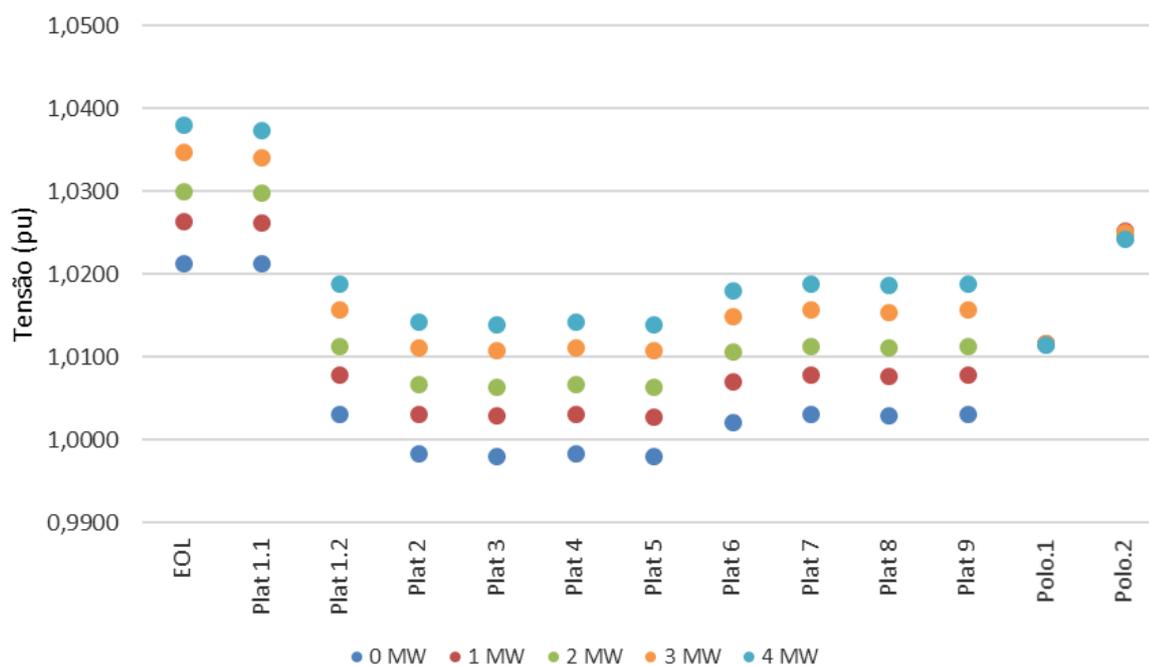


Figura 5.14 - Perfis de tensão nas plataformas em função da variação da geração eólica para a condição de carga leve no caso 4.

Em todas as simulações realizadas as tensões em todas as barras do sistema ficaram na faixa considerada adequada, o que demonstra a viabilidade técnica, do ponto de vista de regime permanente, de todos os casos considerados. Para os casos 3 e 4, a viabilidade foi avaliada na condição de contingência, onde assumiu-se que a SE-polo operava com apenas um transformador. Mesmo na condição de contingência o transformador foi capaz de regular a tensão na barra de 34,5 kV da subestação.

5.4 Variação de tensão em regime permanente

Para a avaliação da variação de tensão em regime permanente, é simulada a variação intempestiva da geração eólica de seu valor nominal (4,0 MW) para condição de geração nula assumindo que essa variação ocorre mais rápido do que o ajuste de *taps* do transformador da SE-polo.

Esta análise é válida para o caso 4, onde o sistema elétrico se conecta com a terra. Para o caso 2, onde o sistema opera isolado, uma variação intempestiva da geração eólica precisa ser compensada pelo banco de baterias de forma a não provocar um colapso de tensão no sistema.

A simulação realizada assume que o sistema opera em condição de geração nominal eólica e abruptamente a geração é cortada, sem ajuste no *tap* do transformador da SE-polo (o *tap* do transformador da plataforma 1 não varia em função da geração eólica). As tensões nas barras e a variação da tensão entre as duas condições de geração eólica são mostradas na Figura 5.15, para o cenário de carga pesada, e na Figura 5.16, para a condição de carga leve.

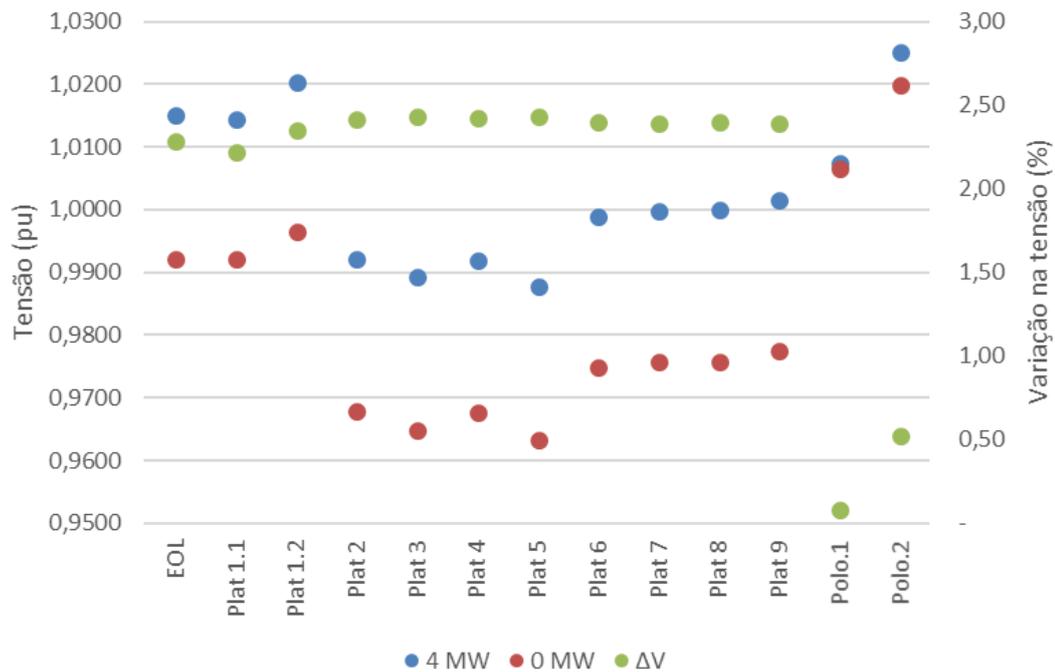


Figura 5.15 - Variação de tensão de regime permanente em função da variação da geração eólica para a condição de carga pesada.

Os resultados mostrados na Figura 5.15 e na Figura 5.16 indicam que, para as duas condições de carga, a variação de tensão não supera o limite estabelecido nos procedimentos de rede, que é de 5,0 %. As tensões nas plataformas também permanecem dentro da faixa adequada, embora na condição de carga pesada as tensões nas plataformas do grupo 1 se aproximem do limite inferior da faixa.

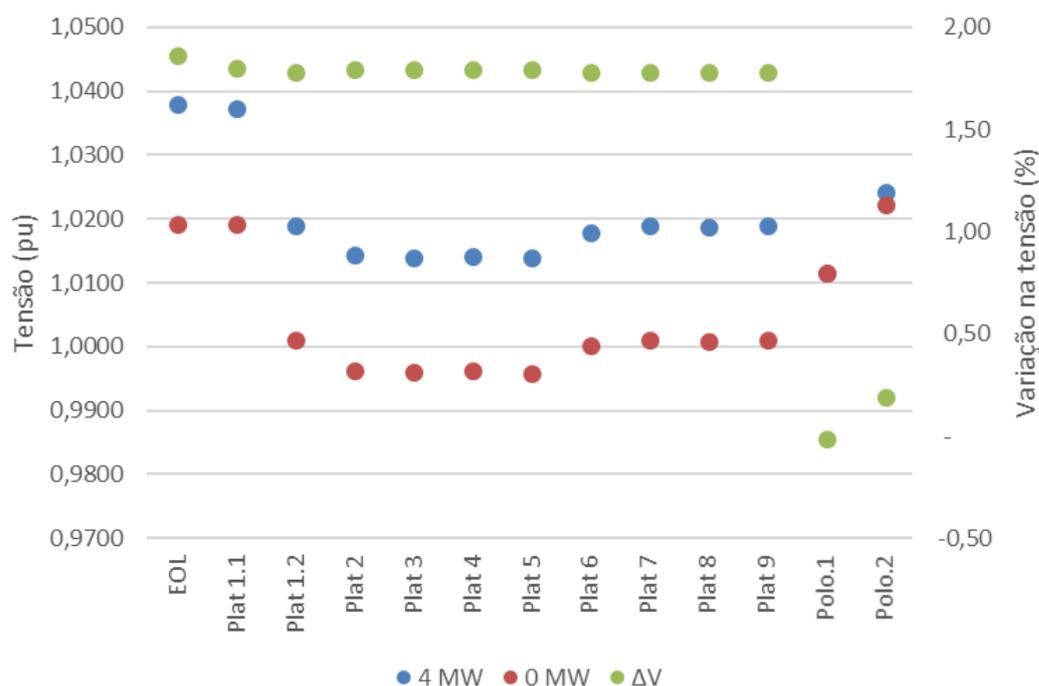


Figura 5.16 - Variação de tensão de regime permanente em função da variação da geração eólica para a condição de carga leve.

5.5 Análise das perdas

Esta seção tem o objetivo de avaliar de forma quantitativa as perdas no sistema de distribuição de energia elétrica de cada solução proposta e analisar como estas perdas variam em função do aumento da geração eólica.

Para os casos 1 e 2, são contabilizadas apenas as perdas nos cabos elétricos que interligam as plataformas, enquanto para os casos 3 e 4 são contabilizadas também as perdas elétricas no transformador da plataforma 1, no cabo submarino que conecta a plataforma 1 à SE-polo e no transformador da SE-polo. Nos casos 2 e 4, onde existe conexão com a usina eólica, são contabilizadas também as perdas nesse cabo submarino.

Na Tabela 5.1 são mostrados os resultados da análise de perdas nos sistemas para as condições de carga leve e carga pesada. Nos casos 2 e 4 assumiu-se uma geração eólica de 3,0 MW para a condição de carga pesada e 1,0 MW para a condição de carga leve.

Tabela 5.1 - Perdas ativas na rede de distribuição elétrica.

Casos	Carga Leve (kW)	Carga Leve (%)	Carga Pesada (kW)	Carga Pesada (%)
Caso 1	1,6	0,1	15,6	0,3
Caso 2	2,5	0,2	45,4	0,8
Caso 3	15,5	1,2	304,7	5,6
Caso 4	8,9	0,7	184,5	3,4

A solução apresentada no caso 1 é a que apresenta o menor nível de perdas elétricas nas duas condições de carga. Esse comportamento era esperado em função da geração se encontrar distribuída e perto da carga. Com a inserção da geração eólica nesse cenário (caso 2) as perdas aumentam ligeiramente por deslocar a geração que era distribuída para um ponto centralizado.

O caso 3 é o que apresenta as maiores perdas elétricas. Esse resultado se justifica pelo nível elevado de perdas no cabo submarino que liga as plataformas na SE-polo. As perdas nesse cabo correspondem a aproximadamente 61 % das perdas na condição de carga leve e 46 % na condição de carga pesada. No caso 4, embora as perdas no cabo submarino ainda sejam significativas (36 % para carga leve e 19 % para carga pesada), para o caso de carga pesada, a geração eólica atua diminuindo o fluxo de potência no cabo, reduzindo assim as perdas globais.

O comportamento das perdas em função da geração eólica é mostrado na Figura 5.17 para o caso 2 e na Figura 5.18 para o caso 4. Para o caso 2, o aumento da geração eólica provoca aumento nas perdas, independente da condição de carga. No caso 4, o aumento da geração eólica diminui as perdas na condição de carga pesada, por diminuir o fluxo de potência no cabo de conexão com a terra, e aumenta as perdas na condição de carga leve, em função do excedente de potência ser escoado para terra aumentando o fluxo de potência no cabo submarino.

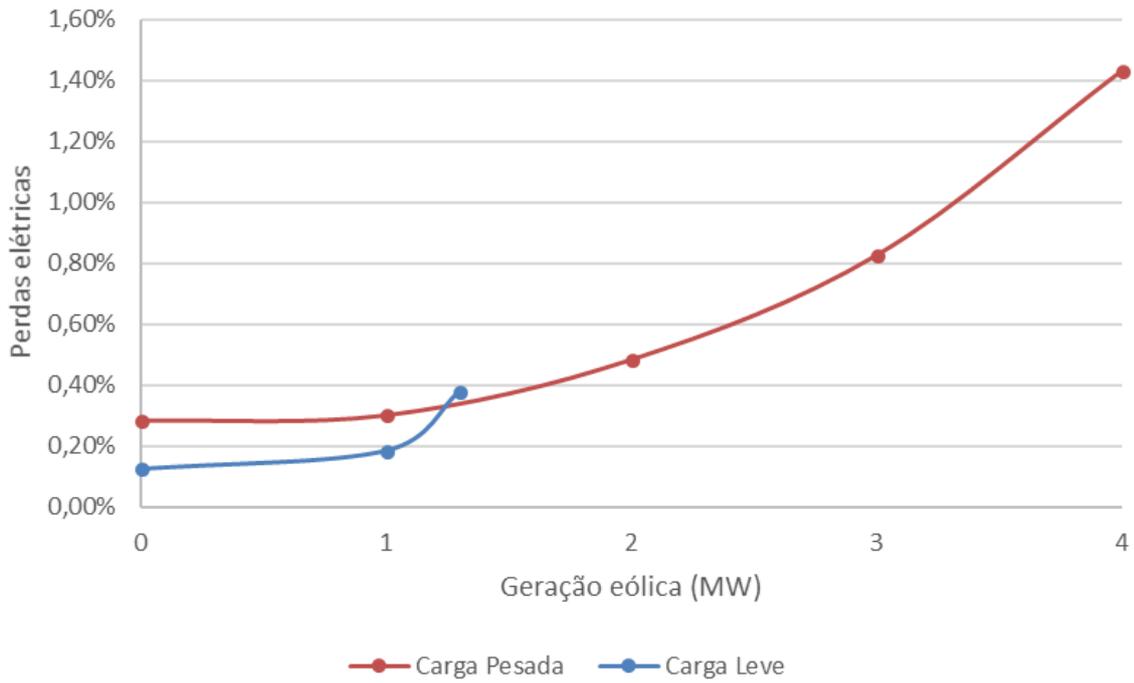


Figura 5.17 - Variação das perdas elétricas com o aumento da geração eólica no caso 2.

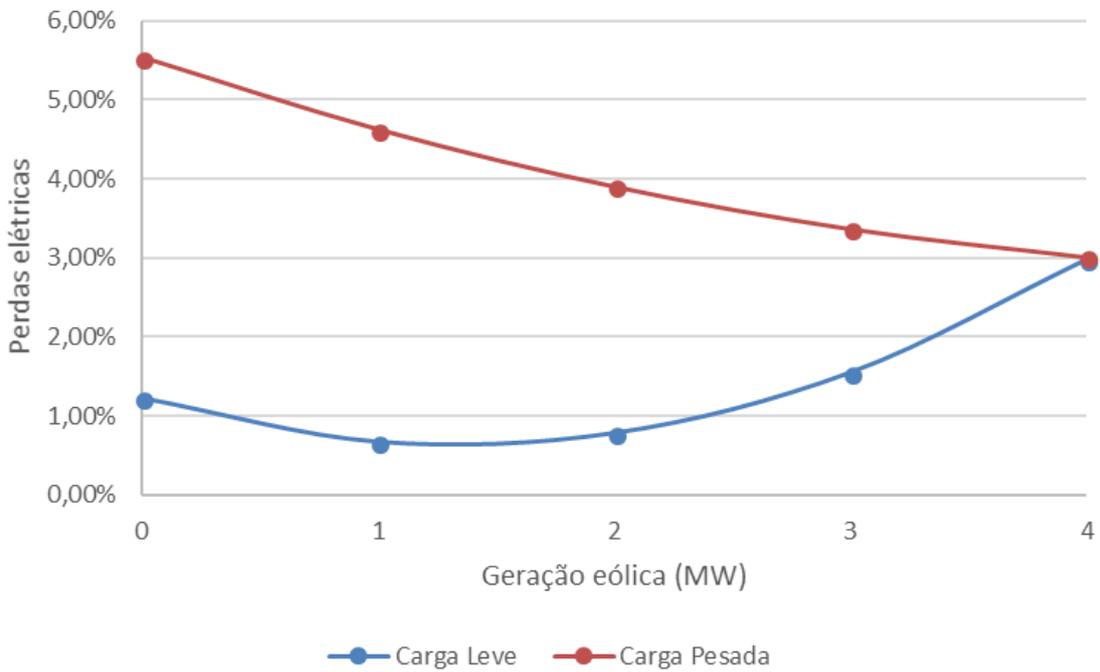


Figura 5.18 - Variação das perdas elétricas com o aumento da geração eólica no caso 4.

5.6 Discussão dos resultados

Do ponto de vista da viabilidade técnica, não existe nenhum impeditivo na utilização de usinas eólicas para a eletrificação das plataformas, inclusive no caso 2, onde o sistema opera isolado.

No caso 4, a utilização da usina eólica em conjunto da eletrificação por cabo submarino provoca a diminuição das perdas elétricas no sistema (condição de carga pesada). Na condição de carga leve, as perdas aumentem em função da exportação do excedente eólico. Porém, essa exportação ocorre apenas em 3 dos 20 anos de operação do sistema, com o aumento da carga o sistema tende para o cenário de carga pesada.

As perdas do sistema nos casos 1 e 2 serão sempre menores pois a geração se encontra distribuída pelas plataformas, minimizando o fluxo de potência.

Comparando os casos onde existe conexão com a terra (casos 3 e 4), nota-se que a utilização de geração eólica melhorou os perfis de tensão nas plataformas (tensões mais próximas de 1,0 pu), como pode ser visto na Figura 5.14.

Vale destacar também, que a variação abrupta da geração eólica provoca uma variação de tensão em regime permanente nas plataformas inferior a 2,5 % para ambas condições de carga. Valor este bastante inferior ao limite estabelecido nos Procedimentos de Rede, que é de 5,0 %.

Visto que todos os casos estudados apontam viabilidade técnica, no capítulo seguinte são realizadas as análises financeiras dos quatro casos estudados. Para cada um dos casos é apresentada também uma avaliação das emissões atmosféricas, dado o fato de que alguns países taxam as emissões atmosféricas.

6 Estudo de viabilidade econômica

Neste capítulo é apresentado um estudo comparando a economicidade dos quatro casos definidos no capítulo 4. Para cada uma das soluções é discutido também o volume de emissões atmosféricas produzida ao longo do tempo de vida do empreendimento.

Este estudo econômico se baseia em simular a operação de regime permanente de cada solução durante todo o tempo de vida proposto para o empreendimento (20 anos) e calcular os custos de instalação e operação das soluções, assim como as emissões atmosféricas.

A simulação realizada se baseia na técnica de *quasi-steady state*, que consiste em realizar uma simulação temporal do sistema, com um passo de tempo conhecido (neste trabalho o passo utilizado foi de 10 minutos), desprezando os fenômenos transitórios e assumindo que o sistema encontra-se sempre em regime permanente, independente do ponto de operação. Essa técnica é utilizada para simular sistemas por um longo período, em casos onde a simulação detalhada é impeditiva.

No estudo econômico, será assumido que no caso 4, quando a geração eólica supera a demanda da carga das plataformas, o excedente de energia é vendido para a rede pelo valor do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

Em (KORPÅS *et al.*, 2012) os autores utilizam uma simulação de *quasi-steady state* para avaliar a economicidade de se utilizar uma usina eólica *offshore* para eletrificar uma plataforma de produção de petróleo. O período simulado foi de um ano e os autores concluíram que a utilização da usina eólica, associada a uma melhor técnica de controle da geração das turbinas a gás da plataforma, poderia gerar uma economia de 5,73 milhões de euros. Vale ressaltar que este estudo foi realizado para uma plataforma localizada na costa da Noruega, onde a taxa de CO₂ e de NO_x para as empresas de petróleo são muito significativas.

Neste trabalho serão simulados os 20 anos de operação do sistema, pois assim é possível considerar na análise alguns fatores que não foram avaliados em (KORPÅS *et al.*, 2012), como a variação plurianual da carga e as perdas de rendimento, tanto da usina eólica quanto dos geradores próprios das plataformas.

6.1 Modelagem computacional

Nesta seção são detalhadas as modelagens computacionais das diferentes partes do sistema, de forma a possibilitar a simulação de longo prazo que é a base da análise econômica e de emissões atmosféricas.

Para o caso 1, onde assume-se que toda a carga é atendida pelos geradores a diesel, é importante apenas a modelagem de carga e geração a diesel, onde é calculado o consumo de diesel dos geradores e, conseqüentemente, o custo de operação e as emissões atmosféricas.

No caso 2, além da modelagem utilizada no caso 1, também é fundamental a modelagem da geração eólica, pois a geração a diesel será responsável por atender apenas a diferença entre a carga e a geração eólica.

O caso 3 considera as plataformas conectadas ao sistema interligado nacional (SIN) por meio de uma subestação em terra, que é responsável por suprir toda a demanda de energia das plataformas. Dessa forma, é importante contabilizar o intercâmbio de energia entre a plataforma e o SIN para quantificar corretamente o custo de operação do sistema na condição não-isolada.

Para o caso 4, o intercâmbio de energia entre as plataformas e o SIN é alterado em função da geração eólica, inclusive em momentos em que a geração eólica supera a carga das plataformas o sistema exporta energia para a rede.

6.1.1 Modelagem da geração eólica

O primeiro passo para modelar a geração eólica durante os 20 anos de operação do sistema é gerar uma série sintética de velocidade do vento conforme metodologia descrita no capítulo 3.

De posse dessa série temporal de velocidades, a série de potência é obtida utilizando a curva de potência do aerogerador. Porém essa é a potência que é entregue na base do aerogerador em condições ideais. Para aproximar a simulação de uma situação real é necessário considerar algumas perdas.

As primeiras perdas consideradas foram as perdas elétricas no transformador interno do aerogerador e no cabo submarino. Em função da ausência de informações sobre o transformador interno do aerogerador, foram assumidos alguns valores de

referência, baseados em informações apresentadas no padrão IEEE 241-2001 – *Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems*. Os parâmetros considerados para o transformador interno ao aerogerador são mostrados na Tabela 6.1.

Tabela 6.1 - Parâmetros do transformador interno do aerogerador.

Parâmetro	Valor
Potência (MVA)	5,0
Impedância (%)	6,0
Razão X/R	15
Tensão nominal (kV)	34,5

Os parâmetros do cabo elétrico que liga o aerogerador à plataforma 1 são os mesmos do cabo que liga a plataforma 1 à subestação em terra. Esses parâmetros são mostrados na Tabela 4.2.

Além das perdas, elétricas foram consideradas perdas por indisponibilidade (5,0 %) (CARROLL *et al.*, 2017) e perdas de desempenho do aerogerador (6,0 %). As perdas de desempenho do aerogerador estão associadas a erros de posicionamento, erros no controle do MPPT, incerteza na curva de potência fornecida pelo fabricante e incerteza sobre as condições de vento (turbulência e inclinação do fluxo) (HARMAN, 2012). Em função da usina eólica ser composta de um único aerogerador, não foi considerada perda por efeito esteira.

Em (STAFFELL; GREEN, 2014) os autores avaliam a perda de rendimento em parques eólicos com o passar do tempo com base em dados de parques *onshore* no Reino Unido. A conclusão do estudo é que o fator de capacidade dos parques cai em média 0,43 % ao ano. Com intuito de representar os impactos de longo prazo na simulação, esse efeito de perda de rendimento ao longo dos anos foi considerado neste trabalho.

6.1.2 Modelagem da carga das plataformas

A evolução plurianual da carga é mostrada na Tabela 4.1, onde as cargas são dadas em kVA. Nesse estudo, assumiu-se que as cargas operaram com fator de potência constante e igual a 0,92 indutivo.

Para simplificar as simulações e evitar a necessidade de se resolver um fluxo de potência para cada passo de tempo, as cargas das plataformas foram somadas, como se toda a carga se localizasse na plataforma 1. Em seguida, a carga foi acrescida de um fator para compensar as perdas elétricas nos cabos submarinos que conectam as plataformas, que haviam sido desconsiderados num primeiro momento.

Conforme mostrado no capítulo 5, as perdas elétricas são diferentes para cada um dos casos, e são função da carga do sistema. De forma a utilizar um fator único para representar as perdas em cada caso, foi calculada a média ponderada das perdas nas condições de carga leve e pesada. Os fatores de ponderação utilizados foram 0,68 para a carga pesada e 0,32 para a carga leve. Esses fatores foram determinados para que correspondessem ao valor médio da carga.

Na Tabela 6.2 são apresentados os fatores utilizados para considerar as perdas elétricas no sistema de distribuição submarina das plataformas. Em relação aos valores das mostrados no capítulo 5, os valores da Tabela 6.2 desconsideram as perdas no cabo que liga a usina eólica à plataforma 1, no cabo que liga a plataforma 1 na SE-polo e no transformador da SE-polo. A razão disso é o fato desses elementos serem modelados individualmente e suas perdas contabilizadas para cada ponto de operação simulado.

No caso 4, para a condição de carga pesada, foi utilizado o valor das perdas elétricas quando a geração eólica é igual a 3,0 MW. No caso 2, para a condição de carga pesada, foi utilizado o valor de perda para uma geração eólica de 3,0 MW e para condição de carga leve foi utilizada a perda para geração eólica de 1,3 MW (maior geração eólica possível para o caso 2). Estas escolhas se justificam pelo fato da mediana da geração eólica ser aproximadamente 3,1 MW.

Tabela 6.2 - Fator utilizado para representar as perdas no sistema de distribuição elétrica entre as plataformas.

Grandeza	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Perdas (%)	0,23	0,69	1,94	1,93

Conforme mostrado na Figura 2.7, a carga de uma plataforma de petróleo cresce nos primeiros anos do empreendimento e depois decai à medida que os campos

amadurecem. De forma a reproduzir esse comportamento, neste estudo foi assumido que a partir do sexto ano, a carga das plataformas começa a decair com uma taxa de 2,5% ao ano, alcançando, ao fim dos 20 anos do empreendimento, 65 % do valor de pico da carga. Na Figura 6.1 é mostrada evolução da carga ao longo dos anos.

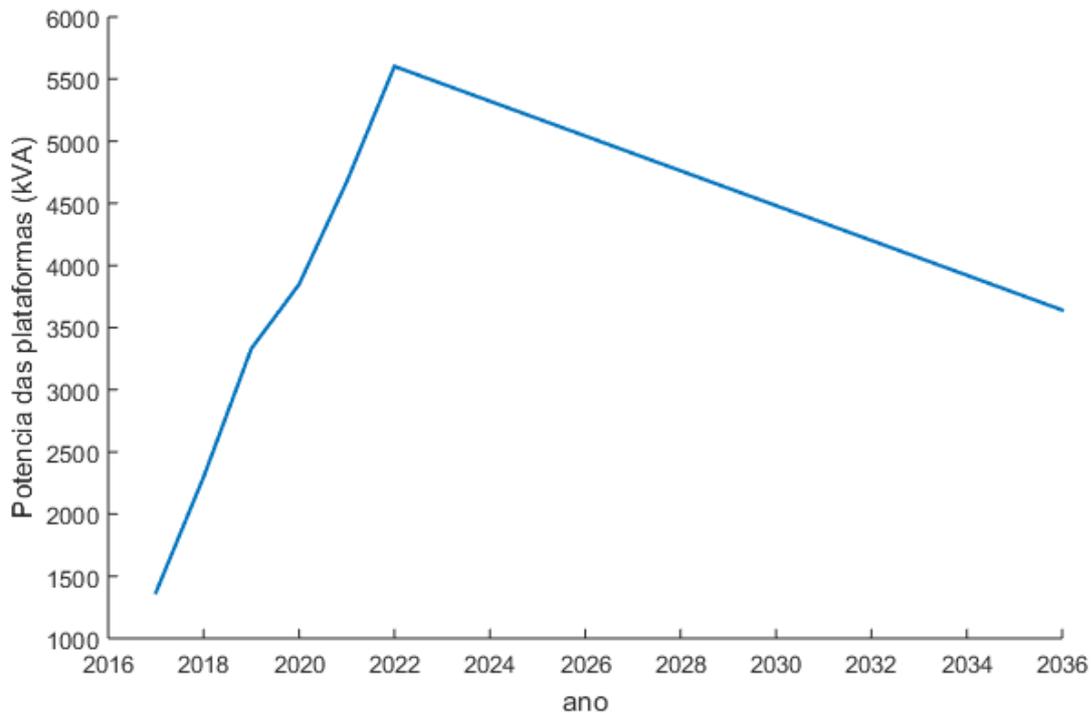


Figura 6.1 - Curva plurianual de carga.

Em função de ausência de dados sobre a condição operativa detalhada das plataformas, assumiu-se que o perfil de carga é constante ao longo de todo o ano.

6.1.3 Modelagem da geração a diesel

A curva de consumo de diesel do gerador Cummins® C800D6 é mostrada na Figura 6.2. Em vermelho são mostrados os pontos informados pelo fabricante no catálogo do gerador e em azul é mostrada uma curva obtida pela regressão polinomial de segunda ordem dos pontos informados pelo fabricante. A curva ajustada para o consumo de diesel do gerador utilizado é mostrada na equação (6.1).

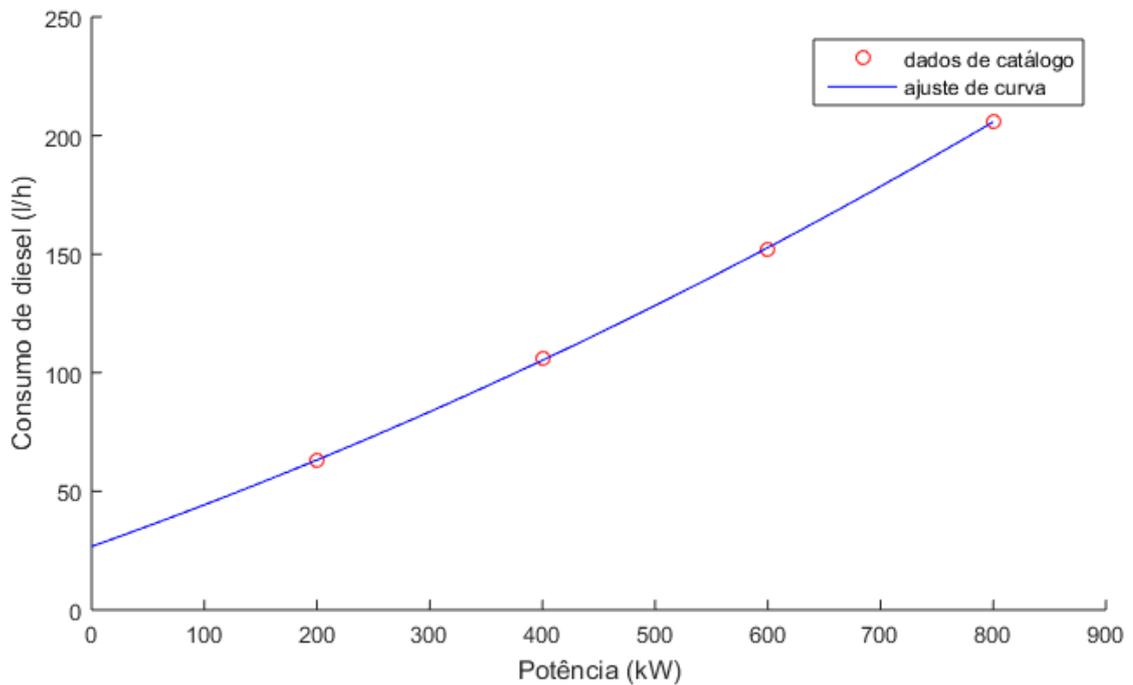


Figura 6.2 - Curva de consumo de combustível do gerador a diesel considerado no estudo.

$$C_{diesel} = 6,88 \cdot 10^{-5} P_{diesel}^2 + 0,17 \cdot P_{diesel} + 26,75 \quad (6.1)$$

Onde C_{diesel} é o consumo do gerador em litros de diesel por hora e P_{diesel} é a potência de operação do gerador em kW.

Neste estudo foi assumido que a carga se divide de forma igualitária entre os geradores de cada plataforma. Em uma situação real, a divisão de carga entre os geradores deveria ser calculada em função das tensões nas barras. Porém, é de se esperar que a divisão não seja tão diferente da igualitária porque os geradores podem operar regulando a tensão no ponto de conexão.

Assim como acontece com a usina eólica, é de se esperar uma perda de desempenho do gerador a diesel com o tempo, e essa perda pode ser significativamente maior que a perda de desempenho dos aerogeradores, por se tratar de uma máquina térmica. Como a aplicação de geradores a diesel para operação contínua não é muito comum, é raro que as empresas geradoras realizem medições de fluxo de combustível. Dessa forma, não foram encontradas informações na literatura sobre a perda de desempenho dos moto-geradores. Em função da escassez de informações, assumiu-se uma perda de rendimento (aumento de consumo) de 0,5 % ao ano.

O consumo de diesel de cada gerador é calculado utilizando a equação (6.1) e corrigido no tempo em função da perda de rendimento dos geradores.

Vale ressaltar que este estudo não considera a confiabilidade da geração, de forma que em uma situação real a empresa pode optar por alocar alguns geradores reservas em algumas plataformas de forma a aumentar a confiabilidade do sistema elétrico como um todo.

O custo unitário do litro de diesel não apresenta uma sazonalidade definida, pois é função do preço internacional do barril de petróleo. Na Figura 6.3 é apresentada uma comparação entre o preço médio semanal do litro do diesel (valor apurado pela agência nacional do petróleo) e o preço do Brent, que é um petróleo de referência.

Em (PETROBRAS, 2017) a estimativa de preço do Brent para o horizonte de 2018 a 2022 varia entre US\$ 53,00 e US\$ 73,00. Dessa forma, para estimativa do custo do diesel a ser utilizado nas simulações, foi utilizada a média dos preços do derivado entre setembro de 2017 e fevereiro de 2018, que é o intervalo em que o Brent se encontra dentro da faixa de estimativa da Petrobras para os próximos anos. Face ao exposto, o preço assumido para o diesel nesse estudo foi R\$ 2,14 por litro.

Os preços dos derivados avaliados pela ANP correspondem ao valor de compra nos postos ou centros de distribuição. A logística de distribuição não foi valorada neste trabalho, ou seja, não foram considerados custos adicionais para a entrega do combustível nas plataformas.



Figura 6.3 - Comparação entre preço do diesel no mercado brasileiro e Brent no mercado internacional. Fonte: dados disponíveis em www.anp.gov.br e www.petrobras.com.br.

6.1.4 Modelagem do intercâmbio de potência entre as plataformas e o SIN

Neste estudo foi considerado que o faturamento de energia da concessionária acontece na subestação em terra, de forma que as perdas no cabo elétrico devem ser consideradas para o cálculo do custo de compra da energia.

Como não foram obtidas informações sobre o contrato de compra de energia por parte das plataformas, assumiu-se que o custo da energia pago pelas unidades de produção é igual ao preço de liquidação das diferenças (PLD). Para tal, usou-se como referência os PLDs semanais do ano de 2017.

O PLD apresenta uma sazonalidade anual relativamente bem definida, sendo maior nas estações secas, em função do maior despacho termelétrico.

Para reproduzir na simulação a sazonalidade do PLD, foi criado um vetor com os preços semanais de 2017 e esse vetor foi repetido para os 20 anos de simulação. Na Figura 6.4 é mostrada a variação do PLD ao longo do ano.

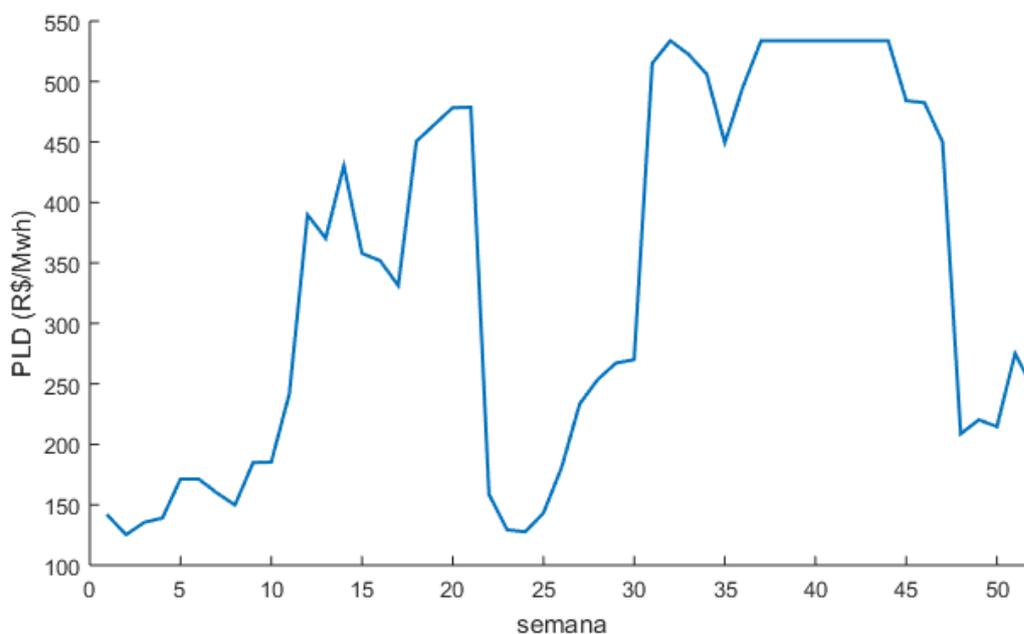


Figura 6.4 - Variação do PLD ao longo do ano. Fonte: dados disponíveis em www.ccee.org.br.

No caso 4, o excedente de geração eólica (diferença entre geração e carga) que existe nos primeiros anos é vendido para a rede. De maneira similar à compra de energia, assumiu-se que a energia eólica excedente é vendida pelo valor do PLD.

6.2 Estimativa de custos dos componentes

Nesta seção serão apresentadas as estimas de custo de instalação (CAPEX) e de operação (OPEX) dos principais componentes do sistema de eletrificação das plataformas. O custo de instalação de um mesmo elemento pode ser diferente em cada caso, em função das nuances de cada solução.

Todos os valores retirados da literatura foram corrigidos segundo o índice oficial da inflação para a moeda em questão até a data de referência 02/01/2018. Essa data de referência também foi utilizada para definir a cotação das moedas necessárias para conversão. As cotações utilizadas são mostradas na Tabela 6.3 e os índices de inflação dos últimos 11 anos são mostrados na Tabela 6.4.

Tabela 6.3 - Cotação de referência das moedas internacionais utilizadas.

Moeda	Cotação (R\$)
Dólar americano (US\$)	3,26
Euro (€)	3,97

Tabela 6.4 - Índices de inflação dos últimos 11 anos. Fonte: www.inflation.eu

Ano	Dólar americano (US\$)	Euro (€)
2007	4,08	3,11
2008	0,09	1,64
2009	2,72	0,92
2010	1,50	2,23
2011	2,96	2,75
2012	1,74	2,22
2013	1,50	0,85
2014	0,76	-0,17
2015	0,73	0,23
2016	2,07	1,14
2017	2,11	1,35

6.2.1 *Estimativa de custos da conexão com a terra*

A estimativa de custos da conexão da plataforma 1 com a terra pode ser dividida em três partes: custo de aquisição do cabo submarino, custos de instalação do cabo e infraestrutura em terra.

Como referência para o custo de aquisição dos cabos, em (GREEN, JIM *et al.*, 2007) os autores mostram os custos de cabos submarinos de duas empresas diferentes. Os valores corrigidos para o ano de 2018 são mostrados na Tabela 6.5. Nota-se uma grande diferença de custo entre os cabos de mesma seção transversal dos dois fabricantes. Isso se deve à diferença nas perdas elétricas, que podem ser maiores nos cabos do fabricante A para altos níveis de carregamento. Em função da baixa potência do sistema considerado, não existe grande diferença nas perdas dos dois cabos, de forma que foram utilizados os custos do fabricante A.

Tabela 6.5 - Custo de aquisição de cabos submarinos. Fonte: (GREEN, JIM *et al.*, 2007)

Seção do condutor (mm ²)	Fabricante A (US\$/m)	Fabricante B (US\$/m)
95	185,7	555,8
150	278,5	603,5
400	465,4	743,9

Com base nos dados apresentados na Tabela 6.5 é possível observar uma tendência de variação do preço com a seção do condutor. Dessa forma, para se determinar o custo de aquisição do cabo de 120 mm² que foi dimensionado para esta conexão, foi feita uma regressão dos dados da tabela. A Figura 6.5 mostra a regressão com a equação resultante. O valor encontrado para o custo de aquisição do cabo submarino foi de 232,71 US\$/m.

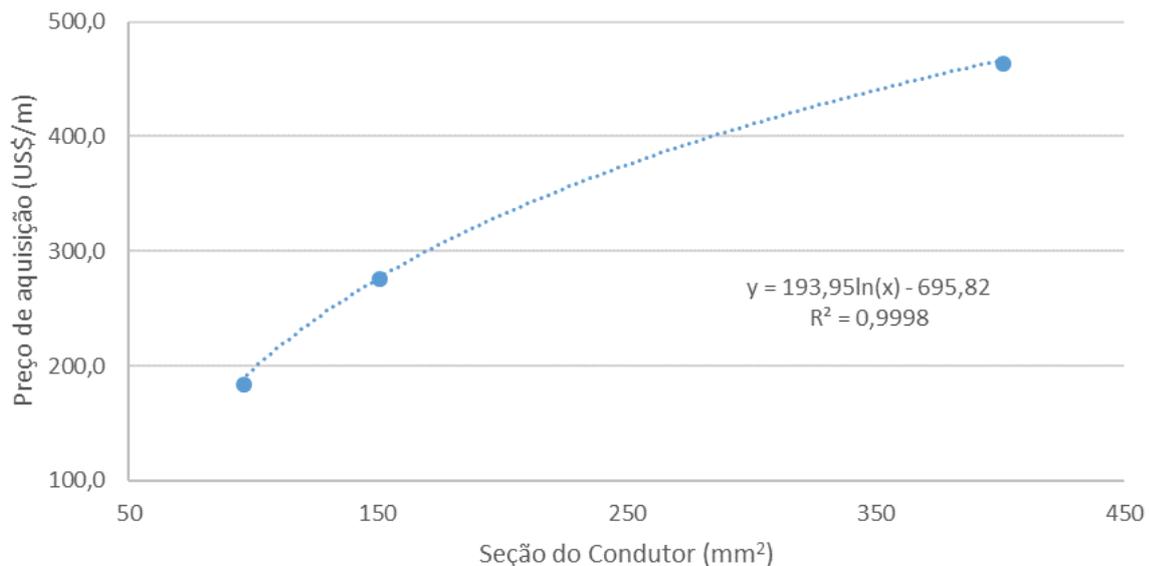


Figura 6.5 - Regressão dos dados da Tabela 6.5.

Em (GONZALEZ-RODRIGUEZ, 2017) o autor faz uma revisão bibliográfica sobre os custos de instalação de usinas eólicas *offshore*, comparando os custos observados na construção de diversos parques. Em uma das análises é possível ver que o custo de aquisição dos cabos terrestres é, em média, um quarto do custo de aquisição dos cabos submarinos. Dessa forma, neste estudo assumiu-se como premissa que o trecho terrestre do cabo apresenta custo específico de aquisição (US\$/m) igual a um quarto do custo específico do cabo submarino.

Dessa forma, o custo de aquisição do cabo de conexão da plataforma 1 com a subestação em terra (18 km do trecho submarino e 7 km do trecho terrestre) totalizou R\$ 14,983 milhões (US\$ 4,596 milhões).

Segundo (GONZALEZ-RODRIGUEZ, 2017), os custos de instalação do cabo no mar apresentam grande variação de projeto para projeto, de forma que é difícil estimar com precisão qual seria este custo. Dessa forma, assumiu-se o custo de lançamento do cabo do menor parque dentre os apresentados. Essa escolha se justifica pois para parques maiores, os custos fixos se diluem, enquanto nos parques menores esses custos são mais aparentes. Dito isso, o valor específico (atualizado para o ano de 2018) adotado para a instalação do cabo submarino foi de 339,3 €/m.

Os custos de instalação do trecho terrestre do cabo também podem variar muito, pois dependem do tipo de caminho que será percorrido pelo cabo (trechos urbanos apresentam maiores custos). Em (GONZALEZ-RODRIGUEZ, 2017) o autor cita que o custo de instalação do cabo terrestre varia entre 392,6 e 694 €/m. Neste trabalho o valor adotado é a média dos valores apresentados (543,3 €/m).

Somando o custo da instalação do cabo submarino com a instalação do cabo em terra e convertendo o valor para Reais, o custo de instalação totaliza R\$ 39,397 milhões (€ 9,924 milhões).

Os demais custos de instalação da conexão entre a plataforma e a subestação em terra correspondem à transição terra-mar, obras na subestação *onshore* e a infraestrutura da conexão à rede, com a aquisição de equipamentos.

Com base em (GONZALEZ-RODRIGUEZ, 2017), o custo assumido para a obra da transição terra-mar é de R\$ 6,759 milhões, para as obras na subestação *onshore* é R\$ 0,789 milhão e para a conexão à rede é de R\$ 0,082 milhão.

Na Tabela 6.6 é apresentada a consolidação da estimativa de custo da conexão da plataforma 1 com a subestação em terra.

Tabela 6.6 - Estimativa de custos da conexão da plataforma 1 com uma subestação em terra.

Item	Custo estimado (milhões de R\$)
Aquisição do cabo	14,983
Instalação do cabo (terra + mar)	39,397
Infraestrutura em terra	7,875
Total	62,255

6.2.2 Estimativa de custos da usina eólica offshore

O custo do cabo elétrico da usina eólica foi estimado com base nas mesmas premissas apresentadas na seção 0, porém considerando o comprimento do cabo (1,0 km) e que não há instalação em terra (o que elimina os custos de instalação e infraestrutura em terra). Dessa forma, o custo estimado para o cabo elétrico que liga a usina eólica na plataforma 1 é R\$ 2,235 milhões. As outras informações de custo utilizadas para estimativa de custo da usina eólica foram retiradas de (GONZALEZ-RODRIGUEZ, 2017).

O custo total adotado para o projeto de engenharia e para o sistema SCADA foi de R\$ 2,321 milhões (GONZALEZ-RODRIGUEZ, 2017).

O custo do aerogerador pode ser estimado com base na equação (6.2), onde C_{aero} é o custo do aerogerador em milhares de euros (referenciado ao ano de 2016) e P_{aero} é a potência da máquina (GONZALEZ-RODRIGUEZ, 2017).

$$C_{aero} = 1374 \cdot P_{aero}^{0,87} \quad (6.2)$$

Utilizando a equação (6.2) e corrigindo o valor encontrado para o ano base de 2018, o custo estimado do aerogerador é R\$ 18,677 milhões (€ 4,705 milhões).

A primeira premissa assumida para estimativa de custo da fundação do aerogerador é que a fundação é do tipo *monopile*, que corresponde a aproximadamente 82 % das fundações instaladas na Europa (WINDEUROPE, 2018).

O custo da fundação tipo *monopile* pode ser estimado com base na equação (6.3), onde C_{fund} corresponde ao custo da fundação em milhares de euros (GONZALEZ-

RODRIGUEZ, 2017). Na equação (6.3) o expoente próximo de 1 indica que há pouca economia de escala.

$$C_{fund} = 363 \cdot P_{aero}^{1.06} \quad (6.3)$$

A partir da equação (6.3) o custo calculado (ajustado para o ano base de 2018) para a fundação do aerogerador é R\$ 6,421 milhões (€ 1,617 milhão).

Em (EPRI, 2011) são apresentados os custos de operação e manutenção de três diferentes parques eólicos *offshore*. Neste estudo foi assumido como valor de referência para os custos de OPEX do parque eólico a média dos valores apresentados, que corrigida para pela inflação do período resulta em um custo específico de 189,44 R\$/kW por ano e um custo anual total de R\$ 0,758 milhão.

Na Tabela 6.7 são consolidadas as estimativas de custo de cada item da usina eólica e apresentado o custo total.

Tabela 6.7 - Consolidação das estimativas de custo dos itens da usina eólica.

Item	Custo estimado (milhões de R\$)
Conexão Elétrica	2,235
Projeto de engenharia e SCADA	2,321
Aerogerador	18,677
Fundação	6,421
Total	29,654

6.2.3 Estimativa de custos dos geradores a diesel

Atualmente as plataformas operam com geradores a diesel alugados. Porém, a expansão da carga e uma perspectiva de operação de longo prazo nesse cenário (20 anos) motivariam a aquisição dos equipamentos de forma a reduzir os custos de operação.

Em (BREYER et al., 2010) os autores apresentam valores de referência para custos de instalação e manutenção de geradores a diesel. Corrigindo os valores pela inflação do período tem-se que o custo específico de instalação dos geradores diesel (aquisição, montagem e comissionamento) é de 853,90 €/MW e o custo específico de

manutenção é de 43,50 €/MW por ano. Os custos totais com aquisição e manutenção dos geradores a diesel são mostrados na Tabela 6.8.

Tabela 6.8 - Custos de instalação e manutenção dos geradores a diesel.

Item	Custo (milhões de R\$)
Instalação	24,409
Manutenção anual	1,242

6.2.4 Estimativa de custos do banco de baterias

O Banco de baterias foi dimensionado para 100 kW / 800 kWh com baterias de íon de lítio, conforme discutido no capítulo 4. A família de baterias escolhida para utilização na usina eólica foi a de fosfato de ferro-lítio (LFP²⁶), que apresenta uma capacidade de potência relativamente alta e um ciclo de vida longo.

Em (IRENA, 2017), são apresentados alguns custos típicos de sistemas de armazenamento e a faixa de custo da bateria do tipo LFP é de 200 a 840 US\$/kWh, com mediana em aproximadamente 600 US\$/kWh. Como o sistema de armazenamento dimensionado para o parque eólico possui uma baixa relação entre potência e energia, é de se esperar que os custos do banco não se aproximem muito do limite superior da faixa. Dessa forma, o valor de 600 US\$/kWh foi adotado neste estudo, totalizando para o sistema de armazenamento o custo de R\$ 1,565 milhão.

6.3 Valor presente líquido

Neste trabalho, a metodologia adotada para análise da viabilidade do investimento é o Valor Presente Líquido (VPL), que é um método quantitativo para relacionar entradas e saídas de caixa considerando o valor do dinheiro no tempo.

O VPL consiste na soma algébrica do valor das entradas de fluxo de caixa corrigidas para um ano base por meio de uma taxa de desconto, também denominada Taxa Mínima de Atratividade (TMA). O conceito do VPL é mostrado na Figura 6.6, onde a primeira figura ilustra um fluxo de caixa genérico e a segunda figura mostra o VPL referenciado ao ano 0.

²⁶ Do inglês *Lithium Iron Phosphate*

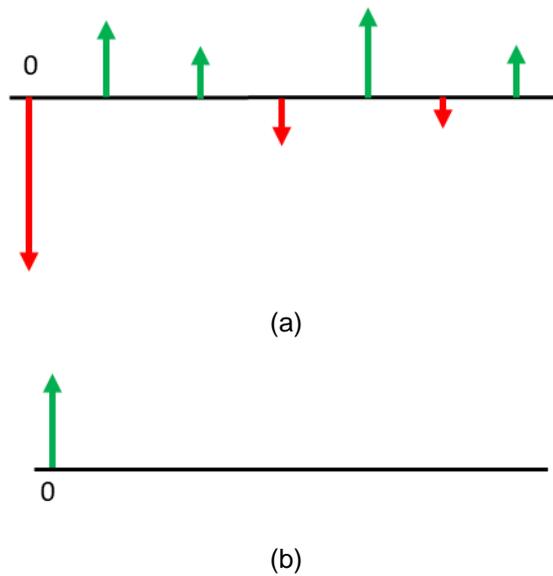


Figura 6.6 - ilustração do conceito do Valor Presente Líquido onde (a) mostra um fluxo de caixa genérico e (b) mostra o VPL referenciado ao ano 0.

A forma de cálculo do VPL é mostrada na equação (6.4).

$$VPL = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1 + TMA)^j} - FC_0 \quad (6.4)$$

onde FC_0 corresponde ao investimento inicial e FC_j é o fluxo de caixa de caixa no ano j .

Em todos os casos estudados, assume-se que a receita com a produção de petróleo é idêntica, pois as diferentes formas de eletrificação não devem interferir na operação das plataformas. Em função das informações sobre a curva de produção de petróleo serem confidenciais, o valor das receitas com produção será retirado do cálculo, o que não afeta a comparação dos resultados.

Na análise de investimentos, um critério determinante é o VPL do empreendimento ser positivo, ou seja, ao fim do tempo de vida o empreendimento gerou valor. Em função da omissão das receitas, todos os casos apresentam VPL negativo. Porém, a análise de viabilidade desse trabalho será realizada de forma comparativa, ou seja, o caso que apresenta menor VPL (valor mais próximo de zero) é o investimento mais interessante do ponto de vista econômico.

6.4 Emissões atmosféricas

Além da viabilidade econômica, neste trabalho foi avaliado também o impacto ambiental de cada solução, sob o aspecto das emissões atmosféricas. Nos casos 1 e 2 foram calculadas as emissões da queima do diesel nas plataformas, e nos casos 3 e 4, foram calculadas as emissões da geração termelétrica a gás natural no Brasil, assumindo que o incremento de carga na rede acarretaria um maior despacho termelétrico para suprir a demanda. Neste estudo são comparadas as emissões de CO₂, SO_x e NO_x dos quatro casos.

Embora no Brasil não exista taxação da emissão de CO₂, muitos países europeus adotam essa prática há algumas décadas. Com a crescente pressão de órgãos ambientais para que os governos assinem acordos internacionais para redução de emissão de gases de efeito estufa, não é difícil imaginar cenários onde o governo brasileiro adote essa prática.

Para ilustrar o impacto financeiro da taxação do carbono, em (ANDERSEN, 2010) o autor cita que em 2010 o governo francês anunciou uma taxa de 17 €/tonelada de CO₂ e o governo da Irlanda implementou uma taxa de 15 €/tonelada de CO₂. Outros países como Dinamarca, Noruega, Alemanha, Holanda e Suécia implementaram a taxação do carbono ainda na década de 90.

O cálculo da emissão de CO₂ dos casos 1 e 2 foi realizado tomando como base o coeficiente de emissão de 2,68 kg de CO₂ por litro de diesel (DOE, 2003). Para esta conversão, foi assumido que, em todos os pontos de operação, o coeficiente de emissão do motogerador é constante.

Para o cálculo da emissão dos casos 3 e 4 foi necessário estimar o coeficiente de emissão das termelétricas no Brasil. Em (COELHO, 2014) o autor coleta dados de operação das principais termelétricas brasileiras e mostra que no ano de 2013 a emissão de CO₂ desse conjunto de usinas foi 21.328.983 toneladas, enquanto a geração elétrica total foi de 56.875,53 GWh. Calculando a média de emissões por MWh obtém-se 375,01 kg de CO₂ por MWh.

Na Tabela 6.9 são apresentados os coeficientes de emissão de SO_x e NO_x para a queima de diesel e para a geração termelétrica a gás natural. Os dados referentes a

geração de energia a diesel são proveniente de (EPA, 1995) e os dados da geração termelétrica são provenientes de (COELHO, 2014).

Tabela 6.9 - Coeficientes de emissão de SO_x e NO_x.

Poluente	Geração de energia a diesel (kg/l)	Geração termelétrica a gás natural (kg/MWh)
SO _x	3,28.10 ⁻³	0,012
NO _x	2,40.10 ⁻³	0,443

6.5 Resultados das simulações

O primeiro passo das simulações é o cálculo da potência injetada pela usina eólica no ponto de conexão da plataforma. Esse cálculo foi realizado a partir da conversão da série sintética de velocidade de vento em uma série de potência e em seguida descontadas as perdas. A geração eólica total calculada para os 20 anos de operação é 436,86 GWh no caso 2 e 456,07 GWh no caso 4.

A geração eólica do caso 4 é maior porque no caso 2 as plataformas operam isoladas da rede, de forma que nos momentos em que a geração eólica poderia superar a carga das plataformas a geração eólica é reduzida para compatibilizar com a demanda. No caso 4 esse excedente de energia é exportado para a rede.

A geração própria das plataformas (casos 1 e 2) e a importação de energia da rede elétrica (casos 3 e 4) foram calculadas subtraindo a geração eólica da carga total das plataformas. A demanda total de energia das plataformas é 730,38 GWh para o caso 1, 733,73 GWh para o caso 2, 742,84 GWh para o caso 3 e 742,77 para o caso 4. A diferença entre as demandas de energia é justificada pelas perdas no sistema de distribuição de energia das plataformas.

A geração própria das plataformas é 730,38 GWh para o caso 1 e 296,87 GWh para o caso 2. A geração própria do caso 1 é exatamente igual a carga das plataformas, pois no cálculo das cargas já foram consideradas as perdas elétricas nos cabos que conectam as plataformas.

De posse da geração própria das plataformas, foi possível calcular o consumo de combustível de cada gerador a diesel, assumindo que a carga é dividida de forma

igualitária entre os geradores. O consumo total de diesel calculado para os 20 anos de operação do sistema foi de 199,60 milhões de litros no caso 1 e 102,96 milhões de litros no caso 2.

Em função da menor demanda de geração a diesel no caso 2, em relação ao caso 1, os geradores operam em média em um nível de carga menor, o que provoca uma notável perda de rendimento nos mesmos. Essa perda de desempenho é evidenciada na análise do consumo específico, onde para o caso 1 o consumo é de 273,29 l/MWh e para o caso 2 é 346,83 l/MWh.

O problema da operação dos geradores com baixo rendimento poderia ser contornado desligando alguns geradores nos momentos de baixa geração, de forma a aumentar a carga dos geradores que permanecem ligados. O estudo de uma técnica de controle dos geradores que otimizasse o consumo de combustível não faz parte do escopo deste trabalho.

A importação de energia da rede elétrica no caso 3 é 747,98 GWh e no caso 4 é 306,67 GWh. No caso 3, o consumo de energia da rede é maior que a demanda em função das perdas elétricas no cabo submarino que liga a plataforma 1 à subestação em terra. A exportação de energia da usina eólica para a rede elétrica é 18,71 GWh e acontece apenas no caso 4.

O custo de instalação das soluções dos casos 1, 2, 3 e 4 foram, em milhões de reais, R\$ 24,41, R\$ 55,63, R\$ 62,26 e R\$ 91,91, respectivamente. Nota-se que os custos dos casos 3 e 4 são os mais elevados, em função do alto custo do cabo submarino.

Na Tabela 6.10 são mostradas as emissões atmosféricas calculadas para cada uma das soluções durante o tempo de vida do empreendimento. Nota-se que, embora a emissão específica dos geradores a diesel seja drasticamente maior que das usinas termelétricas, a utilização da usina eólica no caso 2 faz com que as emissões de CO₂ dos casos 2 e 3 sejam muito próximas. Outro ponto discrepante são as emissões de SO_x, que são muito elevadas para os casos que utilizam geradores a diesel, quando comparado com os casos que consomem energia de termelétricas a gás. Para as emissões de NO_x as diferenças não são tão significativas. De forma análoga ao consumo específico de diesel, as emissões específicas do caso 2 são significativamente maiores que as emissões específicas do caso 1, em função dos geradores operarem com menor rendimento.

Tabela 6.10 - Emissões de cada solução durante os 20 anos de operação do sistema.

Poluente	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
CO ₂ (toneladas)	534.938,30	275.941,00	280.500,90	115.005,70
CO ₂ (kg/MWh)	732,41	929,50	375,01	375,01
SO _x (toneladas)	654,70	337,72	8,67	3,55
SO _x (kg/MWh)	0,90	1,14	0,01	0,01
NO _x (toneladas)	479,05	247,11	331,50	135,92
NO _x (kg/MWh)	0,66	0,83	0,44	0,44

Para análise do VPL dos casos foi utilizada uma TMA de 9,0 %, que é condizente com o valor utilizado pela Petrobras na análise de investimento do setor de energia. Foi também considerado que os custos de instalação (CAPEX) ocorrem no ano 0, ou seja, imediatamente antes do início da operação. Os resultados da análise do VPL de cada solução são mostrados na Tabela 6.11. Quanto maior o valor de TMA utilizado, maior o impacto do CAPEX no VPL.

Tabela 6.11 - VPL das soluções.

Solução	Valor (milhões de R\$)	Varição em relação ao caso 1 (%)
Caso 1	- 224,83	-
Caso 2	- 171,27	- 23,8
Caso 3	- 171,80	- 23,6
Caso 4	- 135,68	- 39,7

Pelos resultados apresentados na Tabela 6.11 nota-se que o caso 1 apresenta o pior VPL, ou seja, a solução de utilizar apenas geradores a diesel para atender a demanda das plataformas se mostra a opção mais cara a longo prazo, embora seja a solução que apresenta o menor CAPEX.

Uma conclusão importante desse estudo é que os casos 2 e 3 apresentam resultados muito próximos, tanto para o VPL quanto na quantidade de emissões de CO₂. Isso significa que a solução não-convencional de utilizar uma usina eólica com armazenamento de energia para alimentar as plataformas apresenta a mesma

viabilidade econômica da solução consagrada de eletrificar as plataformas por meio de um cabo submarino.

Mesmo que o custo operacional de atender parte da demanda das plataformas com diesel seja alto (caso 2), a utilização de geração eólica contribui fortemente para viabilizar o empreendimento.

O caso 4 apresenta o menor VPL, pois a utilização de geração eólica para atender a demanda das plataformas reduz a compra de energia da concessionária melhorando o desempenho econômico do empreendimento.

Pelos resultados apresentados, é visível que a utilização de geração eólica *offshore* para alimentar plataformas de petróleo é competitiva quando comparada com as soluções tradicionalmente utilizadas para eletrificação destas cargas. Conclui-se também que a associação de usinas eólicas com as soluções tradicionais melhora o desempenho econômico do empreendimento.

Vale ressaltar que a utilização da geração eólica se mostrou viável nestes cenários em função da proximidade do aerogerador com o ponto de conexão (1,0 km). Para usinas de pequeno porte, os custos associados ao cabo de exportação de energia e a infraestrutura de conexão com a terra são muito significativos, podendo ser decisivos na viabilidade do empreendimento. Em usinas de grande porte esses custos são diluídos.

7 Conclusões e propostas de continuidade

Neste trabalho foram avaliados os aspectos técnicos e econômicos da utilização de geração eólica *offshore* para eletrificação de plataformas de petróleo. Foram comparadas quatro soluções de eletrificação, sendo duas opções tradicionais e duas opções não-convencionais, que envolviam a geração eólica.

As quatro opções de eletrificação foram comparadas para um caso específico, composto por 9 plataformas de pequeno porte que se conectam por meio de cabos submarinos.

Em função da ausência de informações detalhadas sobre as malhas de controle do aerogerador, a avaliação de viabilidade técnica foi realizada apenas em regime permanente. Foram avaliados o perfil de tensão, a variação de tensão de regime permanente e as perdas elétricas no sistema.

Todas as soluções avaliadas se mostraram tecnicamente viáveis do ponto de vista de regime permanente, inclusive a utilização de geração eólica associada a armazenamento de energia em um sistema isolado.

Para as soluções de eletrificação que envolvem conexão com o sistema interligado, a utilização de geração eólica melhorou o perfil de tensão das plataformas e reduziu o nível de perdas elétricas.

A análise de viabilidade econômica se baseou na metodologia de VPL, onde todos os custos e receitas do empreendimento, ao longo de toda vida útil, são contabilizados em valor presente para permitir uma comparação quantitativa das soluções.

A alternativa que apresentou o pior VPL foi a geração de energia individualizada nas próprias plataformas por meio de geradores a diesel. Essa alternativa é uma das soluções mais comuns para eletrificação de plataformas.

A solução que envolve geração eólica associada a armazenamento de energia e geração diesel de *backup* apresentou o mesmo VPL da solução de eletrificar a plataforma por meio de um cabo submarino conectado a uma subestação em terra. Esse resultado é importante pois mostra uma alternativa competitiva baseada em geração renovável. Embora a geração a diesel complete o balanço de carga, o nível

de emissões dessa solução ficou equivalente ao consumo integral de energia da rede da concessionária.

A associação de geração eólica com conexão à subestação em terra foi a solução de eletrificação que apresentou o melhor VPL. A utilização de geração eólica se mostrou muito viável nesses casos em função da curta distância (1,0 km) entre o aerogerador e o ponto de conexão.

Para o dimensionamento do sistema de armazenamento de energia que deve ser integrado a usina eólica (para permitir operação em sistemas isolados), foi mostrado que dimensionar o sistema para o pior caso sobrestima a capacidade do armazenamento, de forma que o sistema foi dimensionado para um caso em que o algoritmo de previsão de geração erra em 30 % da potência nominal.

Adicionalmente, este trabalho mostrou que a utilização do método MCMC é adequado para a geração de séries sintéticas de velocidade de vento quando o objetivo é a geração de séries que reproduzam bem a distribuição de probabilidade da série original.

Foi mostrado também que o cálculo de matrizes de transição de Markov mensais constitui um método eficiente para incluir a sazonalidade nas séries sintéticas de velocidade de vento.

Como propostas de continuidade, merecem destaque:

- Comprovação de viabilidade técnica das soluções que envolvem geração eólica em estudos transitórios, principalmente frente à variação abrupta da geração eólica;
- Proposição de algoritmo de controle da geração a diesel visando a economia de combustível;
- Estudo de técnicas de previsão de geração para otimizar a operação da usina eólica em conjunto com o armazenamento de energia;
- Estimativas de custos de instalação, operação e manutenção da usina eólica *offshore* para as condições brasileiras, onde a disponibilidade de embarcações é menor que na Europa;

- Utilização do método MCP (*measure-correlate-predict*) para geração de séries sintéticas que reflitam a variação interanual do recurso eólico.

Referências Bibliográficas

4COFFSHORE. *Wind Farms*. Disponível em: <<http://www.4coffshore.com/>>. Acesso em: 4 jan. 2018.

ABEEÓLICA. *Boletim Anual de Geração Eólica 2017*. . São Paulo: [s.n.], 2018.

AHO, J. *et al.* A tutorial of wind turbine control for supporting grid frequency through active power control. *2012 American Control Conference (ACC)*, n. March, p. 3120–3131, 2012.

ANDERSEN, M. S. Europe's experience with carbon-energy taxation. *S.a.P.I.En.S 3.2*, v. 3, n. September, 2010.

ÅRDAL, Atle Rygg *et al.* Challenges with integration and operation of offshore oil & gas platforms connected to an offshore wind power plant. *11th Petroleum and Chemical Industry Conference Europe Electrical and Instrumentation Applications, PCIC 2014*, 2014.

ÅRDAL, Atle Rygg. *Feasibility Studies on Integrating Offshore Wind Power with Oil Platforms*. 2011. 130 f. NTNU - Norwegian University of Science and Technology, 2011.

ÅRDAL, Atle Rygg *et al.* Parametric sensitivity of Transients in an Islanded System with an Offshore Wind Farm Connected to an Oil Platform. 2011, Birmingham: [s.n.], 2011. p. 1–10.

ÅRDAL, Atle Rygg; UNDELAND, Tore; SHARIFABADI, Kamran. Voltage and frequency control in offshore wind turbines connected to isolated oil platform power systems. *Energy Procedia*, v. 24, n. 1876, p. 229–236, 2012.

BABAZADEH, Hamed; GAO, Wenzhong; DUNCAN, Kurtis. A New Control Scheme in a Battery Energy Storage System for Wind Turbine Generators. *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, p. 1–7, 2012.

BIZRAH, Asad; ALMUHAINI, Mohammad. Modeling wind speed using probability distribution function, Markov and ARMA models. jul. 2015, [S.I.]: IEEE, jul. 2015. p. 1–5.

BREYER, Christian *et al.* Fuel-parity: New very large and sustainable market segments

for PV systems. dez. 2010, [S.l.]: IEEE, dez. 2010. p. 406–411.

CARAPELLUCCI, Roberto; GIORDANO, Lorena. A new approach for synthetically generating wind speeds: A comparison with the Markov chains method. *Energy*, v. 49, p. 298–305, jan. 2013.

CARROLL, James *et al.* Availability, operation and maintenance costs of offshore wind turbines with different drive train configurations. *Wind Energy*, v. 20, n. 2, p. 361–378, fev. 2017.

CARTA, J. A.; RAMÍREZ, P.; VELÁZQUEZ, S. A review of wind speed probability distributions used in wind energy analysis. Case studies in the Canary Islands. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 13, n. 5, p. 933–955, 2009.

COELHO, Silas de Oliveira. *Avaliação das Emissões Atmosféricas das Principais Termelétricas Brasileiras a Gás Natural - Ano Base 2013*. 2014. 115 f. Universidade Federal de Juiz de Fora, 2014.

COSTA, Alexandre *et al.* A review on the young history of the wind power short-term prediction. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 12, n. 6, p. 1725–1744, 2008.

DANISH ENERGY AGENCY. *Danish Experiences from Offshore Wind Development*. . [S.l: s.n.], 2015.

DOE. *DOE Global Energy Storage Database*. Disponível em: <<http://www.energystorageexchange.org/>>. Acesso em: 7 fev. 2018.

DOE. *Long Form for Voluntary Reporting of Greenhouse Gases*. . Washington: [s.n.], 2003.

DÖŞOĞLU, M. Kenan; ARSOY, Ayşen Basa. Transient modeling and analysis of a DFIG based wind farm with supercapacitor energy storage. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, v. 78, n. July, p. 414–421, 2016.

DU, W.; WANG, X. Virtual inertia control of grid-connected wind farms. 2015, [S.l.]: Institution of Engineering and Technology, 2015. p. 6 .-6 .

DUTRA, Ricardo. *Energia Eólica: Princípios e Tecnologias*. . [S.l: s.n.], 2008.

EPA. *AP-42: Compilation of air emission factors*. . [S.l: s.n.], 1995.

EPRI. *Engineering and Economic Evaluation of Offshore Wind Technology*. . Palo Alto,

CA: [s.n.], 2011.

ESPINAR, Bella *et al.* Analysis of different comparison parameters applied to solar radiation data from satellite and German radiometric stations. *Solar Energy*, v. 83, n. 1, p. 118–125, jan. 2009.

FISHER, Walter D. On Grouping for Maximum Homogeneity. *Journal of the American Statistical Association*, v. 53, p. 789–798, 1958.

GONZALEZ-RODRIGUEZ, Angel G. Review of offshore wind farm cost components. *Energy for Sustainable Development*, v. 37, p. 10–19, 2017.

GREEN, Jim *et al.* Electrical Collection and Transmission Systems for Offshore Wind Power. 2007, [S.l: s.n.], 2007. p. 7.

GREEN, Richard; VASILAKOS, Nicholas. The economics of offshore wind. *Energy Policy*, v. 39, n. 2, p. 496–502, fev. 2011.

GWEC. *Global Wind Report: Annual Market Update 2016*. . Bruxelas: [s.n.], 2017.

GWEC. *Global Wind Report - Annual Market Update 2017*. . [S.l: s.n.], 2018.

HARMAN, Keir. How does the real world performance of wind turbines compare with sales power curves? 2012, Lyon: [s.n.], 2012.

HOCAOGLU, F O; GEREK, O N; KURBAN, M. The Effect of Markov Chain State Size for Synthetic Wind Speed Generation. *Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2008. PMAPS '08. Proceedings of the 10th International Conference on*, n. March 2016, p. 2–5, 2008.

HU, D *et al.* Impact of Wind Power on Stability of Offshore Platform Power Systems. 2008, Nanjuing: [s.n.], 2008. p. 1688–1692.

INÁCIO, Cleber Onofre *et al.* Geração de séries sintéticas de irradiação diária para as condições climáticas brasileiras. 2016, [S.l: s.n.], 2016.

INÁCIO, Cleber Onofre. *Geração de Séries Sintéticas de Irradiância e Caracterização do Recurso Solar Brasileiro para a Geração Fotovoltáica*. 2015. 127 f. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2015.

IRENA. *Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2013*. . Abu Dhabi: [s.n.], 2017.

- IRENA. *Renewable Power Generation Costs in 2014*. . [S.l: s.n.], 2015.
- IRENA; IEA. *Wind Power Technology Brief*. . [S.l: s.n.], 2016.
- KARATEPE, Selin; CORSCADDEN, Kenneth W. Wind Speed Estimation: Incorporating Seasonal Data Using Markov Chain Models. *ISRN Renewable Energy*, v. 2013, p. 1–9, 2013.
- KOLSTAD, Magne Lorentzen *et al.* Grid integration of offshore wind power and multiple oil and gas platforms. *OCEANS 2013 MTS/IEEE Bergen: The Challenges of the Northern Dimension*, p. 0–6, 2013.
- KORPÅS, Magnus *et al.* A case-study on offshore wind power supply to oil and gas rigs. *Energy Procedia*, v. 24, n. 1876, p. 18–26, 2012.
- LIU, Shi Han *et al.* Study on low-voltage ride through capability of the offshore wind power integration based on super-capacitor energy storage. *China International Conference on Electricity Distribution, CIGED*, v. 2016–Septe, n. Ciced, p. 10–13, 2016.
- LOPES, Vitor V. *et al.* On the use of Markov chain models for the analysis of wind power time-series. *2012 11th International Conference on Environment and Electrical Engineering*, n. 1, p. 770–775, 2012.
- MARVIK, Jorun I.; ØYSLEBØ, Eirik V.; KORPÅS, Magnus. Electrification of offshore petroleum installations with offshore wind integration. *Renewable Energy*, v. 50, p. 558–564, 2013.
- MASSEY, Frank J. The Kolmogorov-Smirnov Test for Goodness of Fit. *Journal of the American Statistical Association*, v. 46, n. 253, p. 68–78, 1951.
- MATOSO, Hugo Monteiro. *Proposta de novo padrão para alimentação de cargas críticas em plataformas com o objetivo de aumentar a confiabilidade dos sistemas de energia ininterrupta (UPS)*. 2013. 65 f. Sistema Educacional Corporativo Petrobras, 2013.
- MEASNET. *MEASNET Procedure: Evaluation of Site Specific Wind Conditions, Version 2 April 2016*. . [S.l: s.n.], 2016
- MILLER, Nicholas W. GE Experience with Turbine Integrated Battery Energy Storage. 2014, [S.l: s.n.], 2014. p. 7.

MILLER, Nicholas W. *et al.* WindINERTIA™: Inertial Response Option for GE Wind Turbine Generators. 2013, [S.l: s.n.], 2013. p. 15.

OLIVEIRA, Maurício F. *Metodologia para aplicação de fontes renováveis de energia elétrica em plataformas marítimas de produção de petróleo e gás natural*. 2013. 181 f. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2013.

ØRSTED. *Our Wind Farms*. Disponível em: <www.orsted.com/en/>. Acesso em: 9 jan. 2018.

PAPAEFTHYMIU, G.; KLÖCKL, B. MCMC for Wind Power Simulation. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 23, n. 1, p. 234–240, 2008.

PAPAEFTHYMIU, George; KLÖCKL, Bernd. MCMC for wind power simulation. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 23, n. 1, p. 234–240, 2008.

PETROBRAS. *Plano de Negócios e Gestão 2018-2022*. . [S.l: s.n.], 2017.

POULIEZOS, A. Wind Turbine Control Systems and Power Electronics. *Comprehensive Renewable Energy*. [S.l.]: Elsevier, 2012. p. 329–370.

RAB, Nikolaus; LEIMGRUBER, Fabian; ESTERL, Tara. Synthetic wind speed time series with Markov and ARMA models: Comparison for different use cases. maio 2015, [S.l.]: IEEE, maio 2015. p. 1–5.

REPSOL. *Beatrice Decommissioning - Environmental Impact Assessment Scoping Report*. . [S.l: s.n.], 2017.

SCHOLZ, Teresa; LOPES, Vitor V.; ESTANQUEIRO, Ana. A cyclic time-dependent Markov process to model daily patterns in wind turbine power production. *Energy*, v. 67, p. 557–568, abr. 2014.

SHAMSHAD, A. *et al.* First and second order Markov chain models for synthetic generation of wind speed time series. *Energy*, v. 30, n. 5, p. 693–708, 2005.

SHANG, Lei *et al.* Understanding inertial response of variable-speed wind turbines by defined internal potential vector. *Energies*, v. 10, n. 1, p. 1–17, 2017.

SHEPHERD, Dennis G. *Historical Development of Windmill*. . Nova York: [s.n.], 1991.

SILVA, Larissa Miguez Da. *Cadeias de Markov e Aplicações*. 2017. 91 f. Universidade Federal Fluminense, 2017.

- SOUZA, Igor Massariol De. *Sistemas de Gerenciamento de Energia em Plataformas Marítimas*. 2012. 57 f. Sistema Educacional Corporativo da Petrobras, 2012.
- STAFFELL, Iain; GREEN, Richard. How does wind farm performance decline with age? *Renewable Energy*, v. 66, p. 775–786, 2014.
- STATOIL. *Hywind—the world’s leading floating offshore wind solution*. Disponível em: <www.statoil.com/en>. Acesso em: 9 jan. 2018.
- SUOMALAINEN, K. *et al.* Synthetic wind speed scenarios including diurnal effects: Implications for wind power dimensioning. *Energy*, v. 37, n. 1, p. 41–50, jan. 2012.
- TANG, Jie; BROUSTE, Alexandre; TSUI, Kwok Leung. Some improvements of wind speed Markov chain modeling. *Renewable Energy*, v. 81, p. 52–56, set. 2015.
- TOLMASQUIM, Maurício T. *Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar e Oceânica*. . Rio de Janeiro: [s.n.], 2016.
- VITERBO, Jean Carlo. *Geração de Energia elétrica a partir da fonte eólica offshore*. 2008. 168 f. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2008.
- WIND POWER MONTHLY. *China National Offshore Oil Corporation “to shut renewables division”*. Disponível em: <<https://www.windpowermonthly.com/article/1226171/china-national-offshore-oil-corporation-to-shut-renewables-division>>. Acesso em: 5 jan. 2018.
- WINDEUROPE. *Offshore Wind in Europe - key trends and statistics 2017*. . Bruxelas: [s.n.], 2018.
- WU, Tong *et al.* Markov Chain Monte Carlo Method for the Modeling of Wind Power Time Series. *2012 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia)*, p. 1–6, 2012.
- XIE, Kaigui *et al.* Non-Homogeneous Markov Wind Speed Time Series Model Considering Daily and Seasonal Variation Characteristics. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 8, n. 3, p. 1281–1290, jul. 2017.
- ZHENG, Kuan *et al.* Simulation of wind power time series based on the MCMC method. nov. 2015, [S.I.]: IEEE, nov. 2015. p. 187–191.