



UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO - UFMA
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIA - CCET
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ELETRICIDADE
SISTEMA DE ENERGIA ELÉTRICA



OPERAÇÃO DE UMA MICRORREDE COM GERAÇÃO HÍBRIDA OCEÂNICA E SOLAR FOTOVOLTAICA

JESSICA DE SOUSA ALMEIDA

Orientador: Osvaldo Ronald Saavedra Mendez, Dr.
Universidade Federal do Maranhão

Coorientador: Denisson Queiroz Oliveira, Dr.
Universidade Federal do Maranhão

São Luís - MA
2019

JESSICA DE SOUSA ALMEIDA

**OPERAÇÃO DE UMA MICRORREDE COM GERAÇÃO
HÍBRIDA OCEÂNICA E SOLAR FOTOVOLTAICA**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade da Universidade Federal do Maranhão como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Eletricidade.

Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador: Osvaldo Ronald Saavedra Mendez,
Dr.
Universidade Federal do Maranhão

Coorientador: Denisson Queiroz Oliveira,
Dr.
Universidade Federal do Maranhão

São Luís - MA
2019

Ficha gerada por meio do SIGAA/Biblioteca com dados fornecidos pelo(a) autor(a).
Núcleo Integrado de Bibliotecas/UFMA

Almeida, Jessica de Sousa.

Operação de uma microrrede com geração híbrida oceânica e solar fotovoltaica / Jessica de Sousa Almeida. - 2019.
93 p.

Coorientador(a): Denisson Queiroz Oliveira.

Orientador(a): Osvaldo Ronald Saavedra Mendez.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em Engenharia de Eletricidade/ccet, Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2019.

1. Fontes renováveis de energia. 2. Microrredes. 3. Sistemas híbridos. I. Mendez, Osvaldo Ronald Saavedra. II. Oliveira, Denisson Queiroz. III. Título.

JESSICA DE SOUSA ALMEIDA

**OPERAÇÃO DE UMA MICRORREDE COM GERAÇÃO
HÍBRIDA OCEÂNICA E SOLAR FOTOVOLTAICA**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade da Universidade Federal do Maranhão como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Eletricidade.

Dissertação aprovada em 27 de fevereiro de 2019.

Oswaldo Ronald Saavedra Mendez, Dr.
Orientador

Denisson Queiroz Oliveira, Dr.
Coorientador

Luiz Carlos Pereira da Silva, Dr.
Universidade Estadual de Campinas

Shigeaki Leite de Lima, Dr.
Universidade Estadual de Campinas

À minha mãe Elda Borges.

Agradecimentos

Em primeiro lugar, agradeço à Deus por todas as portas abertas no momento certo, por ter me dado saúde, força e sabedoria para superar as dificuldades encontradas ao longo dessa caminhada.

Agradeço enormemente aos meus pais, Elda e Antonio, que nunca pouparam esforços em me dar a melhor educação possível e ao meu irmão Antonio Jr. Agradeço pelo apoio, carinho, cuidado e incentivo que foram fundamentais para que eu pudesse concluir esse trabalho.

Ao professor Osvaldo Ronald Saavedra pela orientação fornecida, pelos ensinamentos e direcionamento que colaboraram bastante para a realização desta pesquisa. Um agradecimento especial pela compreensão em momentos de dificuldades na minha vida particular e por todo apoio, o tenho como grande exemplo de pessoa, de profissional e de dedicação à pesquisa científica.

Ao professor Denisson Queiroz pelas contribuições na minha pesquisa.

Agradeço a cada um dos meus colegas do Grupo de Sistemas de Potência da UFMA, em especial ao Thiago, Juarez, Lucas, Bruno, Caio e Ítalo; pela amizade, companheirismo e pelos diversos momentos de discussões técnicas que tivemos acerca dos temas abordados nesse trabalho.

Aos professores do curso de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade da UFMA, pelo conhecimento fornecido que serviram para minha qualificação profissional.

Agradeço à FAPEMA pelo suporte financeiro e ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFMA, pela valiosa oportunidade de execução deste trabalho.

Agradeço à banca de avaliação pela disponibilidade e a todos que direta ou indiretamente fizeram parte da minha formação, o meu muito obrigada.

*“Feliz aquele que recebe ajuda do Deus de Jacó,
aquele que põe a sua esperança
no SENHOR, seu Deus.”
(Salmos 146:5)*

RESUMO

Os sistemas elétricos de potência estão passando por mudanças fundamentais que consistem, entre outras coisas, na modernização das tecnologias de geração, transmissão e distribuição. A geração de energia elétrica proveniente de grandes sistemas centralizados, geralmente baseados em combustíveis fósseis começou a transitar para uma nova ideologia que consiste na utilização de sistemas mais descentralizados com unidades geradoras de pequeno porte, ligados à rede elétrica convencional e que utilizam fontes alternativas de energia, as microrredes. A crescente inserção da geração distribuída em sistemas de potência, devido à necessidade de atender ao aumento da demanda por energia elétrica, de maneira confiável e sustentável, direciona esforços para a avaliação dos impactos causados pela conexão destas com o sistema de distribuição assim como a análise da operação otimizada desses sistemas que são caracterizados pela variabilidade das fontes renováveis. Essas fontes de energia são preferidas por serem ecologicamente corretas e a sua integração para formar um sistema híbrido apresenta uma excelente opção para a produção de energia distribuída melhorando a confiabilidade, eficiência e segurança do sistema de energia. Nesta dissertação é discutida a operação de uma microrrede com geração híbrida oceânica e solar fotovoltaica. Os sistemas híbridos com geração solar fotovoltaica já foram bastante estudados devido ao fato desta ser uma tecnologia consolidada. Diante destes aspectos, neste trabalho é proposto o estudo mais direcionado ao impacto da integração das energias oceânicas, que é uma fonte renovável ainda pouco estudada, na rede de distribuição convencional. Posteriormente, foi formulado e resolvido problema do despacho ótimo de uma microrrede híbrida oceânica e solar fotovoltaica com sistema de armazenamento e conectada à rede elétrica. O problema foi formulado como um problema de otimização não linear com variáveis mistas, que é resolvido eficientemente através de uma meta-heurística orientada para o problema.

Palavras-chave: Fontes renováveis de energia, Microrredes, Sistemas híbridos, Integração à rede, Sistema de armazenamento.

ABSTRACT

Electric power systems are going under fundamental changes that consist, among other things, in the modernization of generation, transmission and distribution technologies. The electrical generation from large centralized systems, usually based on fossil fuels, began to move to a new ideology that consists in more decentralized systems with small generating units, connected to the conventional electric grid and using alternative sources of energy, the microgrids. The growing integration of distributed generation into power systems, due to the need to meet the demand for electricity, in a reliable and sustainable manner, directs efforts to evaluate the impacts caused by the connection of these with the distribution system as well as the analysis of the optimized operation of these systems which are characterized by the variability of renewable sources. These energy sources are preferred because they are environmental friendly and their integration to form a hybrid system presents an excellent choice for distributed energy production improving the reliability, efficiency and safety of the energy system. This dissertation discusses the operation of a micro-grid with oceanic and solar photovoltaic hybrid generation. Hybrid systems with solar photovoltaic generation have already been well studied due to the fact that this is a consolidated technology. In view of these aspects, this work proposes the study more directed to the oceanic energy integration impacts, which is a renewable source still little studied, in the conventional distribution network. Subsequently, the optimum dispatch problem of an oceanic and solar photovoltaic hybrid microgrid with storage system and connected to the electric grid was formulated and solved. The problem was formulated as a non-linear optimization problem with mixed variables, which is solved efficiently through a problem-oriented metaheuristic.

Keywords: Renewable energy sources, Microgrids, Hybrid systems, Grid integration, Storage system.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Representação esquemática das partes constituintes de uma microrrede [15].	8
Figura 2.2 - Adição de capacidade em países da OCDE, 1960-2014 [17].	9
Figura 2.3 - Evolução da capacidade de DER [20].	11
Figura 2.4 - Usina de La Rance, França [27].	13
Figura 2.5 - Conversão de energia de corrente de maré [28].	14
Figura 2.6 - Curva característica de corrente versus tensão e potência gerada por um módulo FV [31].	17
Figura 2.7 - Influência da variação da radiação solar sobre a curva $I-V$ para um módulo fotovoltaico [32].	18
Figura 2.8 - Influência da variação da temperatura sobre a curva $I-V$ para um módulo fotovoltaico [32].	18
Figura 3.1 - Fluxo de potência de um alimentador radial [39].	22
Figura 3.2 - Fluxo de potência de um alimentador radial com GD [39].	23
Figura 3.3 - Localização da Ilha do Medo e do PHM.	25
Figura 3.4 - Altura da maré no terminal da Ponta da Madeira (2018).	26
Figura 3.5 - Velocidade da corrente de maré no Terminal da Ponta da Madeira (2018).	26
Figura 3.6 - Potência gerada pelo PHM entre os dias 18 de agosto e 15 de setembro de 2018.	27
Figura 3.7 - Potência gerada pelo PHM para o ano de 2018.	28
Figura 3.8 - Sistema teste de 45 barras.	28
Figura 3.9 - Variação do perfil de tensão na barra 12.	29
Figura 3.10 - Variação de tensão nas barras com e sem a interligação do PHM.	30
Figura 3.11 - Área influenciada pela inserção da GD na barra 12.	31
Figura 3.12 - Variação nas perdas totais do sistema.	32
Figura 4.1 Microrrede Híbrida	35
Figura 4.2 - Fluxograma utilizado no processo de otimização.	41
Figura 4.3 - Demanda utilizada no Estudo de Caso.	42
Figura 4.4 - Curva de geração fotovoltaica.	43
Figura 4.5 - Curva de geração da turbina de velocidade nominal 2m/s.	44

Figura 4.6 - Curva de geração da turbina de velocidade nominal 2,5 m/s.	44
Figura 4.7 - Curva de geração da turbina de velocidade nominal 3 m/s.	45
Figura 4.8 - Curva de demanda (1 dia).....	47
Figura 4.9 - Curva de geração MM (1 dia).	47
Figura 4.10 - Curva de geração FV (1 dia).	48
Figura 4.11 - Curvas de Potência do sistema.	48
Figura 4.12 - Estado de carga (SOC) x Tarifa de energia.	49
Figura 4.13 - Despacho ótimo do sistema.	49
Figura 4.14 - Curva de demanda (ciclo lunar).	50
Figura 4.15 - Curva de geração MM (ciclo lunar).	51
Figura 4.16 - Curva de geração FV (ciclo lunar).	51
Figura 4.17 - Curvas de Potência do sistema (ciclo lunar).....	52
Figura 4.18 - Despacho ótimo do sistema (ciclo lunar).	52
Figura 4.19 - Economia <i>versus</i> Capacidade do SAE.	55
Figura 4.20 - Comparação geração MM e geração FV.	57
Figura B.1 - Turbina maremotriz <i>Tocado DD700</i> [44].	71
Figura B.2 - Curva e geração da Turbina <i>Tocado DD700</i> [44].	72

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 - Economia de energia com a integração da GD.	32
Tabela 4.1 - Equivalência entre estados do AG e a chave binária k.	39
Tabela 4.2 - Fatores de capacidade para velocidades nominais da turbina.	45
Tabela 4.3 - Faixas horárias e tarifas consideradas no estudo.	46
Tabela 4.4 - Impacto da dimensão do banco na economia da operação - Geração MM (Turbina 2m/s) +FV.	53
Tabela 4.5 - Impacto da dimensão do banco na economia da operação - Geração MM (Turbina 2,5m/s) +FV.	53
Tabela 4.6 - Impacto da dimensão do banco na economia da operação - Geração MM (Turbina 3m/s) +FV.	54
Tabela 4.7 - Impacto da dimensão do banco na economia da operação – G. Maremotriz.....	56
Tabela 4.8 - Impacto da dimensão do banco na economia da operação - G. Fotovoltaica.	56
Tabela A.1 - Tábua de marés – Terminal da Ponta da Madeira.....	70
Tabela B.1 - Dados operacionais Turbina Tocardo DD700 [44].	71
Tabela C.1 - Dados de barra do sistema teste.	73
Tabela C.2 - Dados de linha do sistema teste.....	74

LISTA DE ABREVIATURAS

AE	Algoritmo evolutivo
CC	Corrente contínua
DER	<i>Distributed energy resource</i>
EE	Estratégia evolutiva
FV	Fotovoltaica
GD	Geração distribuída
HAM	<i>Harmonic Analysis Method</i>
MM	Maremotriz
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
PHM	Parque hidrocínético marinho
SAE	Sistemas de armazenamento de energia
SHOM	<i>Service Hydrographique et Océanographique de la Marine</i>
SOC	<i>State of Charge</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

H	Altura instantânea da maré
H_0	Altura média das marés
H_{eq}	Altura média das marés de sizígia
A_i	Amplitude da componente harmônica
θ	Ângulo de ataque
k_i	Chave binária no instante i
C_p	Coefficiente de desempenho da turbina MM
C_m	Coefficiente de maré
α	Coefficiente de temperatura do painel FV
P_{Di}	Demanda do sistema no instante i
ρ	Densidade do fluido
SOC_i	Estado de carga das baterias no instante i
SOC_0	Estado de carga inicial das baterias
SOC_{max}	Estado de carga máximo
SOC_{min}	Estado de carga mínimo
φ_i	Fase da componente harmônica i
f_{FV}	Fator de redução para a geração fotovoltaica
ω_i	Frequência angular da componente harmônica i
G	Irradiação média que incide sobre os painéis
Nger	Número máximo de gerações
P_{FVi}	Potência fotovoltaica no instante i
P_{FVi}^B	Parcela da potência FV que carrega a bateria
P_{FVi}^D	Parcela da potência FV que atende a carga
P_{MMi}^B	Parcela da potência MM que carrega a bateria
P_{MMi}^D	Parcela da potência MM que atende a carga
P_{gi}	Potência fornecida pela rede no instante i
P_{FV}	Potência gerada pelo arranjo fotovoltaico
P_{FVN}	Potência nominal do arranjo fotovoltaico

P_M	Potência gerada pela turbina maremotriz
P_{MM_i}	Potência maremotriz no instante i
P_{MN}	Potência nominal da turbina maremotriz
R	Raio da pá da turbina MM
η	Rendimento do gerador elétrico
Pop	Tamanho da população de indivíduos
C_i	Tarifa da energia proveniente da rede no instante i
T_{STC}	Temperatura de operação nominal dos painéis FV
T_C	Temperatura nos painéis FV
v	Velocidade da corrente de maré
λ	Velocidade das pontas da turbina MM
v_S	Velocidade de sobrevivência da turbina MM
v_{min}	Velocidade mínima de geração da turbina MM
V_{nt}	Velocidade na quadratura
V_{st}	Velocidade na sizígia
v_N	Velocidade nominal da turbina MM

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	1
1.1.	Constatações e Justificativas deste Trabalho	2
1.2.	Objetivos Gerais do Trabalho	4
1.2.1.	Objetivos Específicos	4
1.2.2.	Contribuições do Trabalho	5
1.3.	Estrutura do Trabalho.....	5
2.	MICRORREDES COM FONTES RENOVÁVEIS.....	6
2.1.	Introdução.....	6
2.2.	Definição	7
2.3.	Integração de fontes renováveis	9
2.4.	Recursos energéticos em uma microrrede.....	10
2.4.1.	Sistema de geração baseado em energias oceânicas	11
2.4.1.1.	Modelagem da potência elétrica.....	14
2.4.1.2.	Modelagem da corrente de maré	15
2.4.2.	Sistema de geração fotovoltaica.....	16
2.4.2.1.	Módulos fotovoltaicos.....	17
2.4.3.	Sistema de armazenamento de energia.....	19
3.	IMPACTO DA INTEGRAÇÃO DE UM PARQUE HIDROKINÉTICO MARINHO ...	22
3.1.	Introdução.....	22
3.2.	Análise estática.....	24
3.3.	Avaliação do Impacto da Integração de um parque hidrocínético marinho na rede de distribuição	25
3.3.1.	Características da geração maremotriz.....	25
3.3.2.	Configuração do parque hidrocínético	27
3.3.3.	Características do sistema de distribuição radial.....	28
3.3.4.	Avaliação dos Impactos	29
3.3.5.	Considerações e análises dos resultados	33
4.	DESPACHO ÓTIMO DE UM SISTEMA HÍBRIDO	34
4.1.	Introdução.....	34
4.2.	Formulação do problema do despacho ótimo	34
4.2.1.	Função objetivo	35
4.3.	Algoritmo evolutivo	37
4.3.1.	O algoritmo utilizado	39
4.3.2.	Fluxograma.....	40
4.4.	Despacho ótimo de um sistema híbrido à uma microrrede	42
4.4.1.	Configuração da Microrrede	42
4.4.2.	Modelagem da geração fotovoltaica	43

4.4.3.	Modelagem da geração maremotriz	43
4.4.4.	Análise do despacho ótimo de um sistema híbrido à uma microrrede.....	46
4.4.4.1.	Despacho diário do sistema híbrido	46
4.4.4.2.	Despacho do sistema híbrido para um ciclo lunar.....	50
4.4.5.	Considerações e análises dos resultados	57
5.	CONCLUSÕES.....	59
5.1.	Sugestões para trabalhos futuros	61
	Referências	62
	ANEXOS.....	67
	Anexo A - Tábua de marés – Terminal da Ponta da Madeira	68
	Anexo B - Descrição da Turbina Maremotriz	71
	Anexo C - Dados do Sistema teste de 45 barras	73

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

Nos últimos anos os sistemas de energia elétrica têm entrado em uma nova era. A geração de energia elétrica proveniente de grandes sistemas centralizados, geralmente baseados em combustíveis fósseis, como carvão, gás natural e petróleo; e centrais hidrelétricas começou a transitar para uma nova ideologia que consiste na utilização de sistemas mais descentralizados com unidades geradoras de pequeno porte, ligados à rede elétrica convencional e que utilizam fontes alternativas de energia, as *microrredes*.

Os incentivos econômicos e tecnológicos, a consciência ambiental e o desenvolvimento sustentável baseados na diversificação de fontes de energia a longo prazo são os principais impulsionadores dessas mudanças, que contribuíram para a promoção de fontes de energia renováveis.

Muitas dessas fontes de energia, como a energia solar fotovoltaica, estão agora bem desenvolvidas, são rentáveis e amplamente utilizadas, enquanto outras, como as energias oceânicas estão em processo de desenvolvimento, com algumas poucas plantas instaladas ao redor do mundo. Essas fontes de energia são preferidas por serem ecologicamente corretas e a sua integração para formar um sistema híbrido apresenta uma excelente opção para a produção de energia distribuída melhorando a confiabilidade, eficiência e segurança do sistema de energia [1].

As características de diferentes fontes de energia renováveis influenciam o nível do desafio técnico e econômico de integração destas à rede convencional. As energias oceânicas, por exemplo, apesar de sua grande potencialidade, têm opções de integração restritas por localização geográfica, o que implica em desafios de integração contextuais e específicos [2].

Devido à natureza intermitente da geração de energia renovável, é interessante a utilização de sistemas de armazenamento de energia em microrredes, o que permite desvincular a geração de eletricidade da demanda. Em outras palavras, a eletricidade produzida por fontes renováveis intermitentes em momentos de baixa demanda, por exemplo, pode ser utilizada

posteriormente quando há grande demanda ou não há geração disponível. A integração adequada de fontes de energia renováveis com sistemas de armazenamento permite uma maior penetração no mercado e resulta em economia de energia primária e diminuição das emissões.

1.1. Constatações e Justificativas deste Trabalho

A crescente demanda por geração de energia elétrica, aliada ao aumento da preocupação a respeito das mudanças climáticas e consequente necessidade de mitigar a emissão de gases de efeito estufa gerados pela queima de combustíveis fósseis, estão entre os fatores que resultam na crescente difusão do uso de energia renovável.

A introdução da geração distribuída em redes elétricas, especialmente construída com base nas fontes renováveis de energia além de reduzir o impacto ecológico no meio ambiente possibilitam a melhoria na confiabilidade do sistema; redução de custos com transmissão, distribuição e compra de energia; aumento da eficiência energética e qualidade no fornecimento de energia.

Por outro lado, as fontes renováveis modernas em geral se caracterizam por sua intermitência, o que gera a necessidade do uso de sistemas de armazenamento para garantir a continuidade no fornecimento de energia. Além disso, essa característica intermitente apresenta um desafio adicional à interligação e na operação com a rede convencional.

Devido à intermitência das fontes renováveis de energia, a diversificação da matriz energética com o uso de fontes distintas e com diferentes perfis de geração apresenta uma opção a ser investigada de forma a otimizar o fornecimento de energia e o uso dos sistemas de armazenamento.

As energias renováveis não convencionais vêm ganhando espaço na matriz energética global, com destaque para a geração solar fotovoltaica que é a fonte mais comum e com maior percentual de crescimento anual [3]. Assim como a maioria dos recursos renováveis, as fontes fotovoltaicas são intermitentes e a produção de energia varia com as condições ambientais.

A energia de correntes de maré tem um aspecto diferenciador, que é sua previsibilidade e capacidade de manutenção da potência instantânea gerada, consequência da continuidade do fluxo das correntes. Em outras palavras é possível prever quando haverá ou não energia. Adicionalmente, a disponibilidade desta fonte está associada ao ciclo lunar, causando um

deslocamento constante dos ciclos de produção em relação aos ciclos de consumo. Entretanto, isso não reduz o valor energético da geração maremotriz, acentuado pela ausência de ciclos recessivos, pequena variação média anual da afluência (inferior a 5%) e previsibilidade [4], o que representa vantagem quando comparado a outras energias renováveis [5], [6].

Apesar do grande potencial das energias oceânicas, estimado em aproximadamente 2.000.000 TWh/ano, este não pode ser plenamente utilizado devido a restrições ambientais, tecnológicas e de logística. Desta forma, torna-se importante o contínuo investimento em pesquisas nesta área [7], [8].

A geração de energia a partir de correntes de maré está se tornando competitiva e uma opção promissora para a produção de energia renovável. Diversos projetos de parques utilizando correntes e maré estão surgindo ou foram lançados nos últimos anos; por exemplo, o projeto Meygen com capacidade nominal de 398 MW no Reino Unido, o projeto Offshore com capacidade nominal de 150 MW na Indonésia e no projeto Cape Sharp Tidal com capacidade nominal de 300 MW no Canadá [9]. Além disso, é conveniente mencionar a capacidade energética brasileira para a geração a partir de fonte maremotriz, em especial a geração hidrocinética maremotriz, que apresenta um elevado potencial ao longo de toda a costa norte [10].

A ideia é encontrar uma forma de operação que permita que a energia gerada por um sistema híbrido composto pela combinação dessas duas fontes, solar fotovoltaica e energia de correntes de maré, seja aproveitada adequadamente pela rede, e que este uso seja bem remunerado, para garantir sustentabilidade do sistema de geração. O uso concomitante de dispositivos de armazenamento de energia provê alternativas de deslocamento da oferta de energia para horários onde esta é mais necessária, e, portanto, onde as tarifas são mais elevadas.

Dentre as frentes de estudo em que esse trabalho se concentra, salientam-se às relacionadas aos impactos da interligação de uma geração maremotriz à rede de distribuição e o despacho ótimo de um sistema híbrido composto por uma fonte de energia a partir de corrente de maré e uma fonte solar fotovoltaica.

A questão é como transportar o máximo de eletricidade a partir das plantas de geração renovável, como é o caso de um sistema híbrido, de forma otimizada e sem comprometer o funcionamento das redes de energia que precisam dela.

1.2. Objetivos Gerais do Trabalho

Os sistemas elétricos de potência têm enfrentado muitas mudanças recentemente, que consistem, dentre outras coisas, na modernização das tecnologias de geração de energia com a crescente inserção de fontes renováveis em pequenas unidades geradoras conectadas ao sistema de distribuição, em uma microrrede essas unidades estão conectadas entre si e alimentam diversas cargas específicas.

Diferentemente da energia solar fotovoltaica, que já foi amplamente estudada durante décadas e está consolidada, as energias oceânicas se encontram em um estado de desenvolvimento anterior [7]. Além disso, a maioria dos estudos a respeito desta são voltados à demonstração da tecnologia e não aos impactos que essa forma de geração pode causar quando interligada à rede elétrica convencional.

Esta dissertação tem como objetivo principal o estudo de microrredes com geração híbrida composta por um sistema de geração fotovoltaica e um sistema de geração maremotriz com o auxílio de sistemas de armazenamento analisando sua interação com a rede convencional de forma a garantir a qualidade e confiabilidade do fornecimento, assim como a minimização do custo associado à compra de energia da rede.

1.2.1. Objetivos Específicos

- Formular o problema da operação interligada de um parque hidrocínético marinho à rede elétrica convencional (grid);
 - Analisar a influência da interligação da usina maremotriz na operação local da rede;
 - Formular o problema do despacho ótimo de um sistema híbrido composto por geração maremotriz e fotovoltaica, concomitante ao uso de sistemas de armazenamento;
 - Identificar a melhor estratégia de operação que minimize o custo de compra de energia da rede elétrica;
 - Verificar os efeitos da diversificação da matriz energética da microrrede;
 - Comprovar os benefícios do uso dos sistemas de armazenamento de energia em microrredes conectadas.
 - Colaborar nos estudos a respeito da exploração de recursos renováveis oceânicos;

1.2.2. Contribuições do Trabalho

Dentre as contribuições desse trabalho, pode-se citar:

- A análise do impacto da interligação de uma fonte renovável ainda pouco estudada, como é o caso da energia proveniente das correntes de maré, em um sistema interligado de distribuição de energia. Esse estudo permite verificar as alterações nos perfis de tensão e perdas nas linhas de transmissão causadas por essa forma de geração de energia.
- A formulação do problema de operação ótima para um sistema híbrido de geração de energia e sistema de armazenamento com objetivo de minimizar custos associados à compra de energia da rede.
- A análise dos efeitos do tamanho do sistema de armazenamento de energia no aspecto econômico da operação do sistema elétrico mostrando as vantagens da sua utilização em microrredes.

1.3. Estrutura do Trabalho

O presente trabalho está dividido como segue:

No Capítulo 2 é feita uma abordagem geral sobre microrredes com fontes renováveis, definições e classificações. Adicionalmente, é feito um descritivo de modelos matemáticos dos principais recursos energéticos da microrrede a ser estudada, que são os sistemas de geração maremotriz, fotovoltaico e os sistemas de armazenamento de energia.

No Capítulo 3 é analisado o impacto da integração de uma geração unicamente maremotriz através de um parque hidrocínético marinho interligado à rede de distribuição. Com o propósito de fazer essa análise é feito o uso do fluxo de carga para analisar as variações nos perfis de tensões das barras, assim como as perdas nas linhas do sistema.

No Capítulo 4 é formulado o problema do despacho ótimo de uma microrrede híbrida com sistema de armazenamento e conectada à rede elétrica, um algoritmo evolutivo é a técnica utilizada para o processo de otimização no tempo.

No Capítulo 5 são apresentadas as conclusões e as sugestões de trabalhos futuros a partir desta pesquisa.

Capítulo

2

MICRORREDES COM FONTES RENOVÁVEIS**2.1. Introdução**

O sistema de distribuição oferece grandes oportunidades para o conceito de redes inteligentes e precisa ser reprojeto assumindo a inserção de altos níveis de energia distribuída criando um sistema mais inteligente e flexível, usando conceitos de microrredes.

O conceito de microrrede data de 1882, quando Thomas Edison construiu sua primeira usina. A empresa de Edison instalou 50 microrredes de corrente contínua (CC) em quatro anos. Naquela época, ainda não existiam as grandes unidades de geração controladas e operadas de forma centralizada. Com a rede elétrica subsequentemente utilizando grandes usinas centralizadas que se beneficiaram das economias de escala e aumentando significativamente as conexões de transmissão para fins de confiabilidade, a rede elétrica se transformou em uma utilidade monopolística ao conectar microrredes isoladas, e essas microrredes desapareceram [11].

No entanto, incentivos econômicos, tecnológicos e ambientais estão mudando a face da geração e transmissão de eletricidade. Assim, há alguns anos surgiu uma nova onda de desenvolvimento que vem impulsionando a implantação de microrredes pela necessidade de maior confiabilidade e qualidade de energia; avanços em eletrônica de potência; e crescimento das tecnologias de recursos energéticos distribuídos (DERs) que englobam, por exemplo, motores de combustão interna, turbinas a gás, microturbinas, sistemas fotovoltaicos, células de combustível, energia eólica e sistemas de armazenamento de energia.

Os objetivos básicos de um sistema de distribuição baseado em DER são confiabilidade aprimorada, alta penetração de fontes renováveis, ilhamento dinâmico, controle distribuído e aumento da eficiência de geração. Além disso, o uso de DER no sistema de distribuição reduz a distância física e elétrica entre geração e cargas. A aproximação entre as fontes de geração e

os consumidores contribui para a melhoria do perfil de tensão, redução das perdas e adia os investimentos em novos sistemas de transmissão e geração em larga escala [12].

Os benefícios significativos associados às microrredes levaram a grandes esforços para expandir sua penetração nos sistemas de energia elétrica. Embora sua implantação esteja crescendo rapidamente, ainda há muitos desafios para projetar, controlar e operar eficientemente microrredes quando conectadas à rede e, também, no modo ilhado, onde estão sendo desenvolvidas extensas atividades de pesquisa para resolver esses problemas.

2.2. Definição

Microrrede, como definido pelo Departamento de Energia dos EUA, é “um grupo de cargas interconectadas e recursos de energia distribuída (DERs) com limites elétricos claramente definidos que atuam como um único sistema controlável em relação à rede e podem conectar-se ou desconectar-se para permitir sua operação nos modos conectado à rede ou ilhado” [11].

Essa definição apresenta as microrredes como sistemas de geração de energia de pequena escala com capacidade de autoabastecimento e ilhamento que poderiam gerar, distribuir e regular o fluxo de eletricidade para os clientes locais.

Segundo [13], microrredes são sistemas que integram unidades de geração distribuída (GD), sistemas de armazenamento de energia (SAE) e cargas controláveis em uma rede de baixa tensão que podem operar tanto no modo conectado à rede quanto no modo autônomo.

No modo conectado à rede, a microrrede ajusta o equilíbrio de energia da oferta e da demanda comprando energia da rede elétrica principal ou vendendo energia para a rede principal para maximizar os benefícios operacionais. No modo autônomo, a microrrede é separada da rede de distribuição a montante e visa manter uma fonte de alimentação confiável para os consumidores. Para aliviar as flutuações de energia de unidades de GD não despacháveis, vários esquemas de controle são usados em microrredes, incluindo a regulação de potência de cada unidade de GD despachável e carga e descarga dos SAE [14].

Os geradores ou fontes empregadas em uma microrrede são geralmente DERs renováveis e não convencionais, como por exemplo: módulos fotovoltaicos, geradores eólicos, microturbinas a gás, células a combustível, incluindo também as microcentrais hidrelétricas. A

Figura 2.1 mostra as partes que constituem uma microrrede, englobando os recursos de geração, os sistemas de armazenamento de energia, utilizando baterias e sistema de controle; e as cargas [15].



Figura 2.1 - Representação esquemática das partes constituintes de uma microrrede [15].

As principais diferenças entre uma microrrede e uma usina convencional são as seguintes [16]:

- As fontes de geração em microrredes são de capacidade muito menor em relação aos grandes geradores nas usinas convencionais;
- A energia gerada na tensão de distribuição pode ser alimentada diretamente para a rede de distribuição da concessionária;
- As fontes são normalmente instaladas perto das instalações dos clientes, de modo que as cargas possam ser eficientemente supridas com perfil satisfatório de tensão e frequência e perdas de linha insignificantes.

As características típicas de uma microrrede tornam a sua aplicação adequada em áreas remotas onde há dificuldades de acesso da rede de distribuição convencional, como por exemplo, zonas rurais afastadas. Além disso, também podem ser projetadas para pequenas comunidades, áreas comerciais e locais que exigem fornecimento ininterrupto de energia elétrica, podendo-se destacar os hospitais e os sistemas prisionais.

A intermitência das fontes renováveis, geralmente utilizadas em microrredes, indica que a geração nem sempre está disponível variando de acordo com a hora do dia e condições climáticas. Essa característica apresenta uma desvantagem e aumentam o erro de previsão de geração, o que justifica a utilização dos SAE [11].

2.3. Integração de fontes renováveis

A versatilidade da energia na forma elétrica, a capacidade de transportá-la através de grandes distâncias, sua necessidade para a implantação de tecnologia moderna e o avanço do desenvolvimento econômico e social resultou em um aumento dramático na demanda por eletricidade e este aumento está projetado para continuar. Este crescimento da demanda, juntamente com a variedade de muitas fontes renováveis, as tornam uma opção atraente quando há disponibilidade de infraestrutura de rede adequada [2].

Ao observar a evolução histórica da matriz elétrica ao longo das décadas, principalmente nos países participantes da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), algumas constatações podem ser feitas, ver Figura 2.2. Os investimentos em plantas nucleares, gás natural e carvão aconteceram predominantemente até o fim da década de 80. A partir da década de 90, o amadurecimento dos mercados competitivos levou a uma onda de investimentos em plantas de gás natural e o início do aparecimento das fontes renováveis. Em seguida, a partir do início do século atual, viu-se uma intensificação dos investimentos em fontes renováveis impulsionados por subsídios e mecanismos de suporte [17].

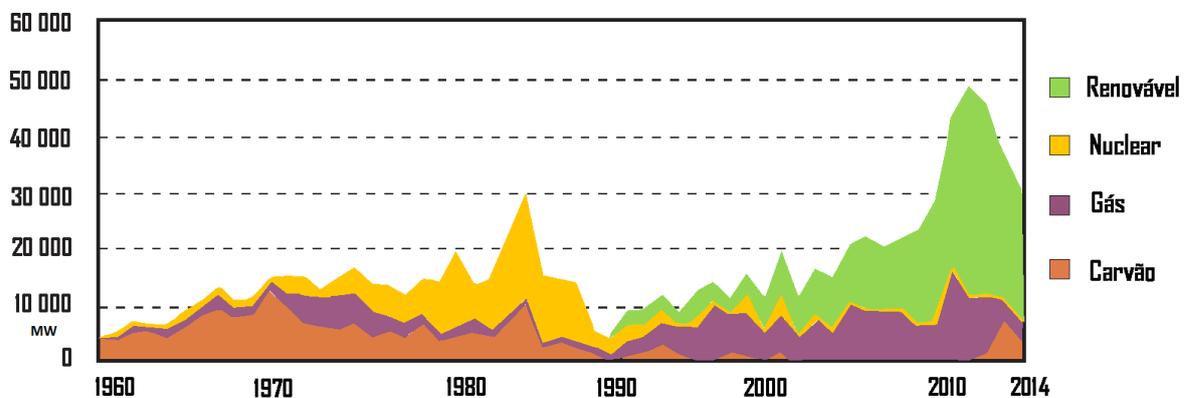


Figura 2.2 - Adição de capacidade em países da OCDE, 1960-2014 [17]

Os principais impulsionadores dessa tendência incluem a natureza limpa e sustentável de tais recursos em comparação com os combustíveis fósseis poluidores e limitados que tradicionalmente têm sido usados para gerar energia. Regulamentações governamentais, que pressionam por uma integração mais ampla de energias renováveis e reforçam a agenda ambiental para mitigar os gases estufa gerados pelo esgotamento de combustíveis fósseis e combater as mudanças climáticas, também estão entre os fatores que resultam no aumento da

proliferação de energia renovável.

Contudo, DER renováveis são geralmente dependentes de fatores meteorológicos, o que torna esses recursos altamente imprevisíveis e cria grandes volatilidades em sua geração de energia. Essa variabilidade é um dos desafios que precisam ser superados para permitir uma ampla integração de energia renovável.

A partir da interligação da geração distribuída a partir de fontes renováveis tornou-se necessário a adequação da rede elétrica para que a mesma permitisse injeções de potência, alterando tanto a quantidade de energia em circulação no sistema, como muitas vezes a direção do fluxo de potência. As redes de distribuição convencionais projetadas para transportar energia das grandes centrais geradoras aos consumidores finais, suportando um fluxo de energia unidirecional agora precisam se adequar ao fluxo bidirecional de energia.

As infraestruturas de distribuição devem garantir o fornecimento de energia elétrica aos consumidores a uma tensão que se encontre, em condições normais de operação, dentro dos limites especificados.

2.4. Recursos energéticos em uma microrrede

Os recursos energéticos distribuídos em uma microrrede podem ser divididos em: geradores distribuídos e sistemas de armazenamento de energia [18].

Os geradores distribuídos incluem uma variedade de fontes de energia, podendo estas serem despacháveis ou não. Visto que as microrredes devem ser capazes de integrar diferentes fontes de energia, a composição da matriz energética da microrrede deve ser de acordo com a disponibilidade do recurso na área de implementação da microrrede e viabilidade técnico-econômica de cada uma destas fontes. As fontes de energia mais comuns utilizadas em microrredes são a solar fotovoltaica, eólica, microturbinas, células a combustíveis e grupo geradores a diesel.

O sistema de armazenamento permite a integração em grande escala de fontes de energia renováveis intermitentes, pois possibilita que a energia seja aproveitada posteriormente aumentando assim a estabilidade, eficiência e confiabilidade do sistema. Os dispositivos armazenadores de energia mais utilizados são as baterias eletroquímicas, os discos de inércia (*flywheels*) e os supercapacitores, com destaque para utilização em maior escala dos bancos de

baterias [19].

A maioria dos países está criando estratégias para apoiar a exploração dos recursos energéticos renováveis não convencionais para o cumprimento do compromisso de redução das emissões de carbono. Um estudo apresentado em [20] estima que, globalmente, a adição de nova capacidade de DER com relação à geração centralizada atingirá uma razão de 3,5:1 em 2024. As projeções são apresentadas na Figura 2.3.

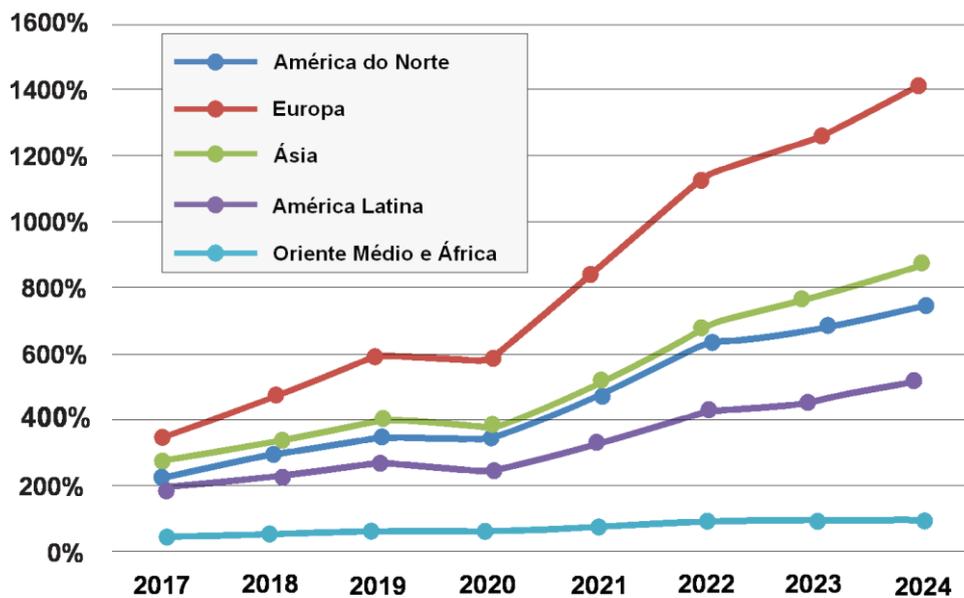


Figura 2.3 - Evolução da capacidade de DER [20]

A seguir serão detalhados alguns dos recursos energéticos que serão analisados nessa dissertação.

2.4.1. Sistema de geração baseado em energias oceânicas

A energia oceânica pode ser definida como energia derivada de tecnologias que utilizam a água do mar como sua força motriz ou aproveitam o potencial químico ou térmico da água.

A conversão das fontes renováveis dos oceanos ainda se encontra em estágio de desenvolvimento anterior ao de outras fontes [7], como é o caso da eólicas e solar, que demandaram investimentos por mais de 30 anos até atingirem sua viabilidade comercial. Apesar de o aproveitamento da energia cinética do mar se encontrar ainda em estágio inicial de

desenvolvimento com projetos de equipamentos de geração bastante semelhantes aos utilizados no aproveitamento eólico, não há expressiva diferenciação quanto ao aproveitamento dessas duas fontes de energia, exceto pela direcionalidade do fluxo d'água e pela profundidade de ancoragem dos equipamentos [4].

Ainda que apenas uma fração do recurso global de energia oceânica seja viável à exploração com as atuais tecnologias disponíveis, esta fração poderia contribuir consideravelmente com a demanda mundial de eletricidade. Esta é a razão pela qual o setor de recursos hídricos marinhos é foco de muitas pesquisas tanto industriais quanto acadêmicas em todo o mundo [21].

Os projetos existentes se preocupam muito mais com a demonstração da tecnologia do que com a maximização da potência de transmissão e os locais escolhidos para a instalação das plantas são escolhidos principalmente por razões práticas e econômicas, procurando por localizações que sejam mais próximas à costa e onde há possíveis pontos de conexão à rede, requerendo o mínimo de infraestrutura de forma a minimizar custos. A distância limitada à costa apresenta vantagens, como por exemplo a transmissão de potência eficiente em baixa e média tensão e por essa razão alguns dispositivos trabalham sem utilizar nenhum tipo de conversor [22].

Há sinais encorajadores de que o custo de investimento das tecnologias de energia oceânica e o custo nivelado da eletricidade gerada diminuirão de seus níveis atuais não competitivos à medida que investimentos em pesquisa, demonstrações e implantações ocorram. Se essas reduções de custos serão suficientes para permitir a implantação em larga escala da energia oceânica é a incerteza mais crítica na avaliação do papel futuro da energia oceânica na mitigação das mudanças climáticas.

O potencial energético dos oceanos, assim como as formas de exploração disponíveis oferecem uma diversidade de potenciais caminhos de desenvolvimento e a maioria destes com baixos impactos ambientais.

A energia maremotriz (MM) é a forma mais comum, quando se trata de exploração das energias oceânicas e já envolve tecnologia avançada para uso em escala comercial. Atualmente, mais de 100 tecnologias de energia oceânica diferentes estão em desenvolvimento em mais de 30 países [2].

Além da energia maremotriz, existem estudos a respeito de outras quatro formas de geração de eletricidade a partir de energias oceânicas: ondas [23], correntes oceânicas [24],

gradiente de salinidade [25] e gradiente térmico [26].

A energia maremotriz pode ser explorada através de gradientes de marés e correntes de marés. O gradiente de maré apresenta tecnologias suficientemente consolidadas para a sua utilização em larga escala comercial. Esta forma de geração utiliza um conceito semelhante ao utilizado em hidroelétricas convencionais; as marés enchem o reservatório de uma barragem, criando uma diferença de potencial entre as massas de água entre os lados da barragem. Um exemplo é a usina maremotriz de La Rance (França, 240 MW), ver Figura 2.4, a qual foi a primeira do tipo a ser construída no mundo e permaneceu por 45 anos como a usina com maior capacidade instalada, sendo apenas ultrapassada pela planta de Sihwa (Coreia do Sul, 254 MW), que entrou em operação em 2012.



Figura 2.4 - Usina de La Rance, França [27].

Similarmente, o potencial da geração de energia maremotriz através das correntes de maré fornece uma fonte de energia renovável altamente confiável. Se considerarmos intervalos de tempo médios de alguns minutos, a velocidade da corrente é altamente previsível.

Como a velocidade da corrente de maré em alto mar é muito baixa para permitir uma conversão de energia eficiente, apenas locais onde as correntes são aceleradas por estreitamentos ou outras condições geográficas se qualificam para a instalação de conversores de energia de marés, tais locais requerem uma velocidade de corrente superior a 2m/s, o que ocorre em poucas partes do mundo.

As tecnologias utilizadas na exploração das correntes de marés ainda se encontram em

desenvolvimento e diferentes conceitos tecnológicos têm sido discutidos e explorados. Contudo, essa vertente tem se tornado uma das formas mais promissoras de exploração das energias oceânicas, por estar em um estágio de desenvolvimento tecnológico avançado e apresentar maior aplicabilidade quando comparada à geração por gradiente de maré pois não precisa de represamento nem de grandes variações de maré [18].

A energia é gerada através do deslocamento da massa de água, produzido pelos fenômenos das marés, indo de encontro perpendicular a uma turbina, transformando energia cinética em mecânica. No eixo da turbina está acoplado um gerador elétrico que transforma energia mecânica em elétrica. A energia elétrica gerada necessita de um conversor de potência para adequar os níveis de tensão e frequência à rede. Como pode ser visualizado na Figura 2.5.

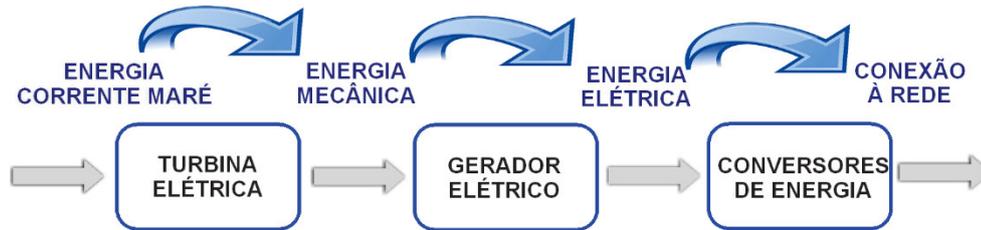


Figura 2.5 - Conversão de energia de corrente de maré [28].

2.4.1.1. Modelagem da potência elétrica

A energia cinética contida nas correntes de maré pode ser aproveitada usando várias tecnologias, a física é semelhante à da energia eólica, onde a potência disponível em qualquer local específico é proporcional à densidade do fluido e ao cubo de sua velocidade. A potência elétrica produzida por uma turbina maremotriz pode ser definida pela Equação (2.1):

$$P_M = \begin{cases} 0 & v \leq v_{min} \text{ ou } v \geq v_S \\ \frac{1}{2} \cdot C_p(\lambda, \theta) \cdot \rho \cdot \eta \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v^3 & v_{min} \leq v \leq v_N \\ P_{MN} & v_N \leq v \leq v_S \end{cases} \quad (2.1)$$

Em que P_M é a potência gerada pela turbina maremotriz [kW]; C_p é o coeficiente de desempenho da turbina, η é o rendimento do gerador elétrico, ρ é a densidade do fluido em $[\text{kg}/\text{m}^3]$, R é o raio da pá da turbina em [m], v é a velocidade da corrente de maré em $[\text{m}/\text{s}]$, v_{min} é a velocidade mínima de geração em $[\text{m}/\text{s}]$, v_N é a velocidade nominal em $[\text{m}/\text{s}]$ e v_S é a

velocidade de sobrevivência da turbina em [m/s].

O coeficiente de desempenho C_p é a variável que determina a relação entre a energia cinética total da massa de água e a energia que é efetivamente transformada em energia mecânica e depende da relação entre a velocidade das pontas das turbinas (λ) e o ângulo de ataque (θ). Para turbinas de corrente de marés esse coeficiente é entre 0,35 e 0,5 [5].

2.4.1.2. Modelagem da corrente de maré

Como visto previamente, para determinar a potência elétrica que será gerada por uma turbina maremotriz é necessário determinar a velocidade da corrente de maré no local de estudo escolhido.

O método utilizado nesta dissertação para modelar a velocidade da corrente de maré é o método SHOM (*Service Hydrographique et Océanographique de la Marine*), que é dado pela Equação (2.2) [19].

$$v = V_{nt} + \frac{(C_m - 45)(V_{st} - V_{nt})}{(95 - 45)} \quad (2.2)$$

Em que V_{nt} é a velocidade na quadratura em m/s, V_{st} é a velocidade na sizígia em m/s e C_m é o coeficiente de maré dado pela Equação (2.3) [29]. A maré de quadratura se caracteriza por ser a maré de menor amplitude que ocorre nos períodos de lua crescente e minguante; e a maré de sizígia é a maré de maior amplitude que ocorre nos períodos de lua nova e cheia.

$$C_m = \frac{H}{H_{eq}} \cdot 100 \quad (2.3)$$

Em que H é a altura instantânea da maré em [m] e H_{eq} é a altura média das marés de sizígia em [m]. Logo, o método SHOM necessita da modelagem da altura ao longo de todo o período a ser analisado para o cálculo dos coeficientes de maré.

Desta forma, o método a ser utilizado para modelar a altura da maré é o HAM (*Harmonic Analysis Method*). Neste método, a altura da maré é modelada como uma soma de cossenos que representa as marés parciais, como pode ser visto na Equação (2.4).

$$H(t) = H_0 + \sum_{i=1}^m A_i \cdot \cos(\omega_i \cdot t + \varphi_i) \quad (2.4)$$

Em que H_0 é a altura média das marés em [m], A_i é a amplitude, ω_i é a frequência angular e φ_i é a fase de cada componente harmônica.

2.4.2. Sistema de geração fotovoltaica

A geração solar fotovoltaica (FV) envolve a geração de eletricidade a partir de energia solar livre e inesgotável. Os dispositivos de geração fotovoltaicos são aqueles capazes de fazer a conversão direta da radiação solar em energia elétrica.

As principais vantagens de um sistema fotovoltaico são: a natureza sustentável da energia solar como combustível, mínimo impacto ambiental, longa vida útil funcional com manutenção mínima e operação silenciosa. Desta forma, a geração FV pode se tornar competitiva em relação às fontes convencionais.

Devido a esses benefícios, hoje os sistemas fotovoltaicos são reconhecidos por governos, organizações ambientais e organizações comerciais como uma tecnologia com potencial para suprir uma parte significativa da necessidade energética global de maneira sustentável e renovável. Além disso, devido à ampla melhoria nas tecnologias de inversores, a geração de energia fotovoltaica agora está sendo preferida e implantada em todo o mundo como DERs para o aumento da geração local no nível de tensão de distribuição.

A energia solar é uma fonte renovável que está disponível em praticamente todos os lugares do mundo. Do ponto de vista estratégico, o Brasil possui uma série de características naturais favoráveis, que podem gerar importante vantagem competitiva para a produção de silício com alto grau de pureza, células e módulos solares, produtos estes de alto valor agregado.

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede representam uma fonte complementar ao sistema elétrico de grande porte ao qual está conectado, uma maneira de melhorar a forma de utilização das unidades fotovoltaicas é associá-las com uso de sistemas de armazenamento de energia. No caso em questão, seu uso tem efeito de mitigar a intermitência, pois a irradiação solar não é constante no intervalo diurno, podendo ocorrer flutuações por mudanças climáticas rápidas como passagem de nuvens e por variações mais longas, devido às mudanças da estação do ano; assim como visa também o deslocamento da oferta de energia [30].

2.4.2.1. Módulos fotovoltaicos

Um módulo fotovoltaico é composto por células fotovoltaicas conectadas em arranjos para produzir tensão e corrente suficientes para a utilização prática da energia, ao mesmo tempo em que promove a proteção das células. As principais células fotovoltaicas conhecidas têm individualmente uma tensão muito baixa, geralmente entre 0,5 e 0,8V, para as células de silício.

Logo, para obter níveis de tensão mais elevados e adequados à rede elétrica, as células são conectadas em série, produzindo uma tensão resultante equivalente à soma das tensões individuais de cada célula. Tais células podem ainda ser ligadas em paralelo, aumentando assim o valor da corrente; o número de células conectadas e seu arranjo dependem da tensão de utilização e da corrente elétrica desejadas.

Um dos ensaios mais completos para determinar as características elétricas de um módulo fotovoltaico é o traçado da curva característica corrente versus tensão, mostrada na Figura 2.6, que é obtida através da aquisição de valores de tensão e corrente para diversas condições de carga.

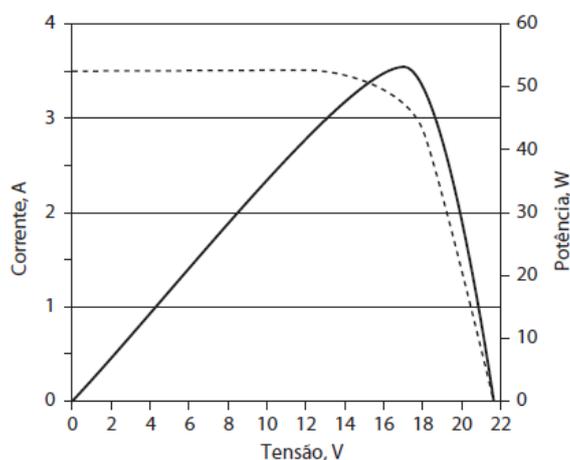


Figura 2.6 - Curva característica de corrente versus tensão e potência gerada por um módulo FV [31].

Para cada ponto na curva I-V (curva tracejada), o produto $I \times V$ representa a potência gerada para aquela condição de operação. A Figura 2.6 mostra, além da curva I-V, uma curva de potência em função da tensão, chamada de curva P-V, que representa a variação da potência gerada à medida em que a operação do painel se move ao longo da curva tracejada e através dela identifica-se o ponto com o máximo valor de potência.

Em síntese, a partir destas relações entre tensão, corrente e potência do painel, é demonstrado que existe um ponto de operação em que ocorre a máxima potência gerada. Através de algoritmos MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) é possível garantir que o painel opere sempre próximo a este ponto de máxima geração.

Além das curvas características apresentadas na Figura 2.6, é importante destacar que a potência gerada pelos painéis FV varia tanto em função da radiação solar quanto em função da temperatura, como demonstrado nas Figuras 2.7 e 2.8, respectivamente.

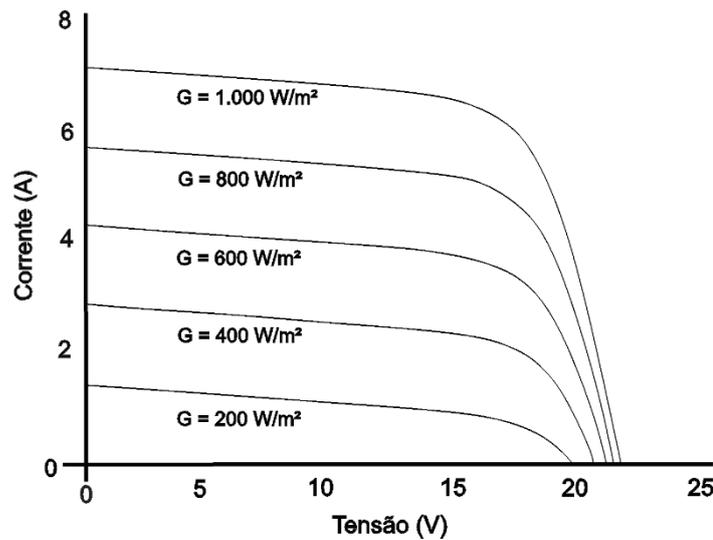


Figura 2.7 - Influência da variação da radiação solar sobre a curva $I-V$ para um módulo fotovoltaico [32].

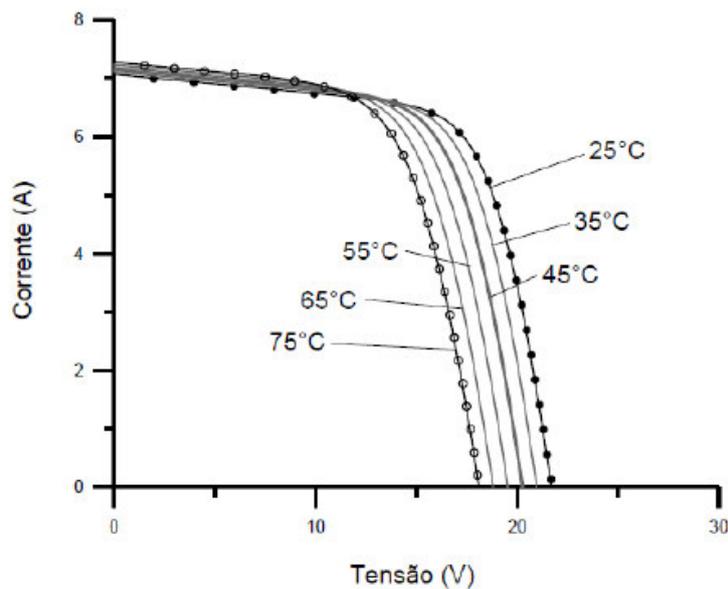


Figura 2.8 - Influência da variação da temperatura sobre a curva $I-V$ para um módulo fotovoltaico [32].

A potência gerada pelos painéis fotovoltaicos no instante t é dada pela Equação (2.5).

$$P_{FV}(t) = P_{FVN} f_{FV} \left(\frac{G(t)}{1kW/m^2} \right) \quad (2.5)$$

Em que P_{FV} é a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico [kW], P_{FVN} é a potência nominal do arranjo fotovoltaico [kW], f_{FV} é um fator de redução para a geração fotovoltaica, que inclui fatores externos tais como poeira, perdas em conexões, eventuais sombreamentos por objetos, etc...[%] e $G(t)$ é a irradiação média que incide sobre os painéis no tempo t [kW/m^2].

Caso seja considerado o efeito da temperatura dos painéis, a potência gerada será:

$$P_{FV}(t) = P_{FVN} f_{FV} \left(\frac{G(t)}{1kW/m^2} \right) [1 + \alpha(T_C - T_{STC})] \quad (2.6)$$

Em que α é o coeficiente de temperatura do painel FV, T_C é a temperatura nos painéis FV [°C] e T_{STC} é a temperatura de operação nominal dos painéis FV [°C].

2.4.3. Sistema de armazenamento de energia

Tendo em vista a interligação das fontes de energia renováveis à rede elétrica convencional, sua integração e controle representam mais desafios para a operação de sistemas de energia. Como mitigar as intermitências de energia renovável; incompatibilidade de oferta e demanda e impactos negativos na estabilidade de tensão da microrrede são alguns dos principais problemas a serem resolvidos. Uma possível solução para os problemas identificados é usar o sistema de armazenamento de energia (SAE) [33].

Existem diversas tecnologias para SAE elétrica, seu princípio de funcionamento baseia-se no armazenamento da energia em um meio não elétrico – por exemplo, químico ou hidráulico – para posterior conversão em energia elétrica. Para aqueles que utilizam o meio químico, seus métodos de armazenamento fundamentam-se nos conceitos tecnológicos de capacitores, baterias e células combustíveis. Quando a microrrede está conectada a uma rede convencional, o sistema de armazenamento permite maior flexibilidade no deslocamento da demanda de

acordo com a variação de preços da energia da rede convencional ao longo de um dia, por exemplo.

Embora não seja necessário um sistema de armazenamento de grande capacidade apenas para compensar pequenos desbalanços entre geração e demanda, as microrredes isoladas requerem um sistema de armazenamento com capacidade suficiente para proporcionar certo grau de autonomia ao sistema, de modo a garantir um atendimento contínuo à demanda mesmo nos períodos com baixa ou nenhuma incidência das fontes renováveis.

Este serviço equivale a um deslocamento de demanda em que a energia excedente produzida durante períodos de alta incidência das fontes renováveis é armazenada a fim de ser posteriormente utilizada para atender à demanda.

A produção de eletricidade dificilmente é constante, muitas fontes renováveis como vento ou energia solar não estão disponíveis o tempo todo. Assim, o uso do SAE permite que a rede elétrica armazene energia quando esta é maior do que a quantidade necessária para atender à demanda e fornece cargas nos horários de pico. Armazenar a energia fornecida por essas fontes permite suprir melhor a demanda disponibilizando, por exemplo, o uso de eletricidade de fonte solar dia e noite. Além disso, a energia armazenada pode auxiliar no fornecimento durante períodos de alta demanda, ajudando a reduzir a carga de sistemas geradores [34], [35].

Por combinar-se com diversas formas de geração de energia – incluindo as fontes renováveis – e diminuir a demanda sobre sistemas geradores em momentos de pico, os sistemas de armazenamento melhoram a relação custo/benefício, confiabilidade, eficiência e reduzem o impacto ambiental dos processos de geração, transmissão e distribuição de energia. O estudo em [36] comprova que os SAE aplicados em microrredes podem realizar a tarefa de balanceamento de potência ativa e regulação de voltagem ao mesmo tempo. No modo conectado à rede, o ESS pode garantir o nivelamento da carga e reduzir a troca de energia com a rede, o que torna a operação do sistema mais eficiente e flexível.

Atualmente, os dispositivos armazenadores de energia mais utilizados são as baterias eletroquímicas, os discos de inércia (*flywheels*) e os supercapacitores.

Os principais desafios enfrentados pela tecnologia de armazenamento química são: ciclo de vida, afundamento de carga, confiabilidade, eficiência e economia. Para utilização em conjunto com energias renováveis, os dois sistemas que possuem custos mais acessíveis são as baterias de chumbo ácido e as baterias de fluxo. Recentemente, as baterias de fluxo estão ampliando sua participação no mercado em aplicações comerciais em segmentos de redes elétricas.

Os sistemas fundamentados em baterias e células combustíveis possuem alta densidade de energia e tem viabilidade para aplicações em grandes escalas, como nos sistemas elétricos de potência.

A bateria é um dispositivo capaz de transformar diretamente energia elétrica em energia potencial química e posteriormente converter, diretamente, a energia potencial química em elétrica através de uma transformação eletroquímica que ocorre seu interior. A mais simples unidade de operação de uma bateria eletroquímica é chamada de “célula”, uma bateria pode ser composta de apenas uma célula ou de um conjunto de células associadas para diversas configurações de tensões e potência de um sistema de armazenamento [37].

A quantidade de energia que pode ser retirada da bateria é apenas um percentual do total armazenado, isto se deve por diversos fatores e o principal é a redução drástica da vida útil da bateria se esta operar descarregando quase toda sua energia armazenada. A bateria de chumbo-ácido é considerada ainda hoje a mais viável de utilização, por ser uma tecnologia conhecida e dominada, que apresenta uma boa relação entre rendimento, custo e vida útil, além da disponibilidade [38].

O estado de carga (SOC) é a relação, em porcentagem (%), da energia disponível na bateria, ou célula, com a energia máxima possível que pode ser armazenada na mesma. SOC igual a 0% quer dizer bateria completamente descarregada e SOC igual a 100% quer dizer bateria completamente carregada. Esta relação é muito relevante, pois através dela é possível gerenciar o nível de energia do sistema de armazenamento.

IMPACTO DA INTEGRAÇÃO DE UM PARQUE HIDROCINÉTICO MARINHO

3.1. Introdução

As redes de distribuição convencionais possuem topologia predominantemente radial e foram projetadas para transportar energia das grandes centrais geradoras aos consumidores finais, suportando um fluxo de energia unidirecional, ver Figura 3.1.

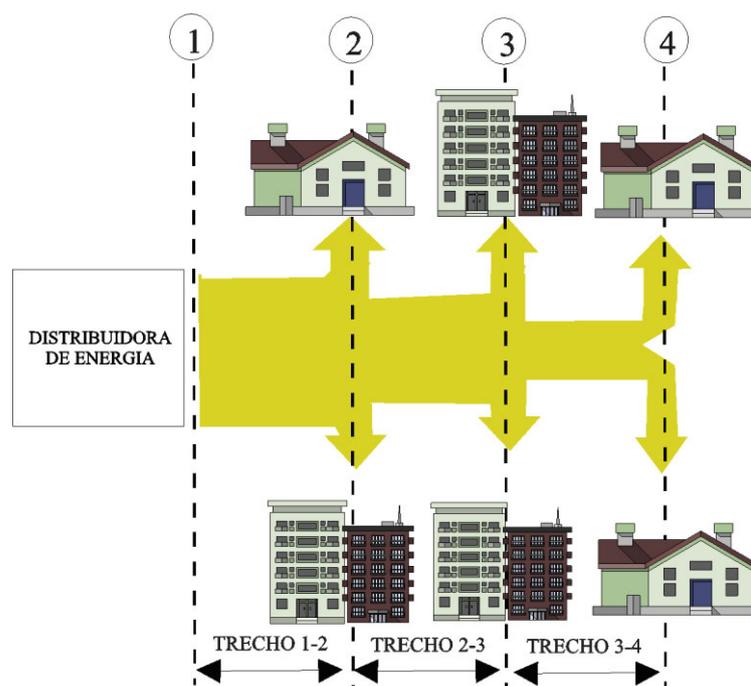


Figura 3.1 - Fluxo de potência de um alimentador radial [39].

Os consumidores localizados nas extremidades dos ramos e distantes das subestações costumam ter valores de tensões precários ou críticos, devido às perdas ao longo da linha. Logo, se torna difícil o fornecimento de tensões com valores adequados.

A partir da interligação da geração distribuída com uso de fontes renováveis tornou-se necessário a adequação da rede elétrica para que a mesma permitisse injeções de potência,

alterando tanto a quantidade de energia em circulação no sistema, como muitas vezes a direção do fluxo de potência, ver Figura 3.2. Tal situação pode provocar diversos impactos na operação da rede de distribuição. As infraestruturas de distribuição devem garantir o fornecimento de energia elétrica aos consumidores a uma tensão que se encontre, em condições normais de operação, dentro dos limites especificados [22].

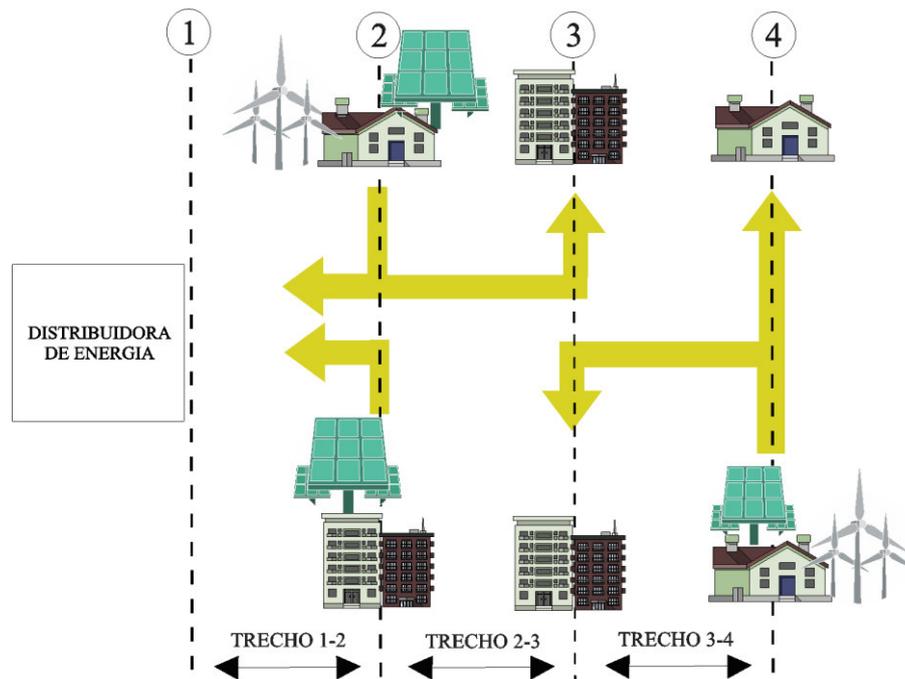


Figura 3.2 - Fluxo de potência de um alimentador radial com GD [39].

Além da modificação do fluxo de potência em redes radiais, dentre outras consequências da inserção da geração distribuída em sistemas de distribuição, pode-se citar:

- Atenuação da capacidade de transmissão e distribuição de Energia: a GD pode proporcionar redução do carregamento das redes em condições de sobrecarga ou congestionamento, garantindo maior flexibilidade operativa, devido a sua proximidade com os pontos de demanda [40];
- Aumento dos Índices de Confiabilidade: A inserção de geração distribuída pode proporcionar um aumento nos índices de confiabilidade do sistema elétrico, tanto do ponto de vista do consumidor, quanto do ponto de vista da concessionária, evitando interrupções de fornecimento de energia elétrica;
- Melhoria do Perfil de Tensão: A integração da GD nos sistemas de distribuição está sendo vista como a solução de problemas relacionados com os afundamentos de tensão,

pois a unidade de GD contribui para o aumento no nível de tensão em sistemas de distribuição radiais.

A energia maremotriz tem a capacidade de desempenhar um papel essencial no futuro da geração de eletricidade devido ao seu grande potencial e melhor previsibilidade das marés quando comparado à outras formas de geração.

Embora a tecnologia de geração maremotriz seja bastante semelhante à de geração eólica, cada tipo de geração apresenta um desafio distinto quanto a interligação à rede e operação da usina. Atualmente, poucas plantas de energia oceânica estão em operação interligadas à rede elétrica, por esse motivo os impactos da interligação desse tipo de geração à rede ainda são pouco estudados.

Neste capítulo é avaliado o efeito na rede convencional decorrentes da adição de fontes de geração distribuída de natureza oceânica. No específico, é considerado um parque hidrocínético marinho, sendo observados os principais parâmetros de operação estática da rede.

3.2. Análise estática

O fluxo de potência é uma ferramenta de análise frequentemente utilizada para avaliação da operação de sistemas de potência que incorporam fatores variáveis, como é o caso dos recursos de energia renováveis [41], [42].

O cálculo do fluxo de potência (ou fluxo de potência) em uma rede elétrica consiste essencialmente em determinar o estado da rede, a distribuição dos fluxos e algumas outras grandezas de interesse, como perdas nas linhas, por exemplo [43].

Desta forma, o seguinte processo de análise do impacto da geração de um parque hidrocínético marinho (PHM) à rede de distribuição é proposto:

- Modelagem do perfil de velocidade das marés;
- Determinação da configuração e cálculo da potência elétrica do PHM;
- Simulação do fluxo de potência utilizando o Método Desacoplado Rápido Primal para analisar a interligação da geração maremotriz na rede de distribuição.

O objetivo resumidamente é avaliar a influência da interligação de um PHM em uma rede de distribuição, verificando as alterações nos perfis de tensão e perdas nas linhas causadas por essa forma de geração de energia.

3.3. Avaliação do Impacto da Integração de um parque hidrocínético marinho na rede de distribuição

3.3.1. Características da geração maremotriz

Para o estudo de caso em questão foi escolhido um possível local pra a instalação do parque hidrocínético marinho, que fica entre a Ilha do Medo e o Terminal da Ponta da Espera em São Luís, Maranhão; conforme Figura 3.3 abaixo.



Figura 3.3 - Localização da Ilha do Medo e do PHM.

A altura da maré foi obtida pelo método HAM, descrito na Seção 2.4.1.2, para o Terminal da Ponta da Madeira através de dados das marés parciais disponibilizados pela Marinha do Brasil, disponíveis no Anexo A [44]. Os componentes harmônicos utilizados no método podem ser encontrados em [45].

Na Figura 3.4 pode ser visualizada a altura da maré entre 01 de janeiro de 2018 e 31 de dezembro de 2018.

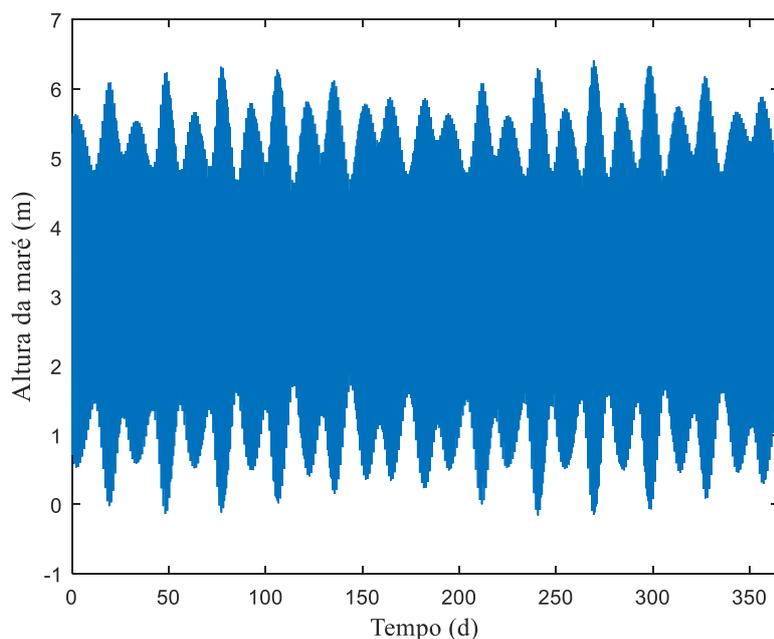


Figura 3.4 - Altura da maré no terminal da Ponta da Madeira (2018).

A velocidade da maré foi modelada através do método SHOM, descrito na Seção 2.4.1.2, para o ano de 2018, como apresentado na Figura 3.5. Os dados de velocidade na sizígia e na quadratura necessários para modelagem da velocidade no método SHOM foram obtidas através de medições no local realizadas pelo Laboratório de Hidrodinâmica Costeira, Estuarina e de Águas Interiores (LHiCEAI) da Universidade Federal do Maranhão (UFMA).

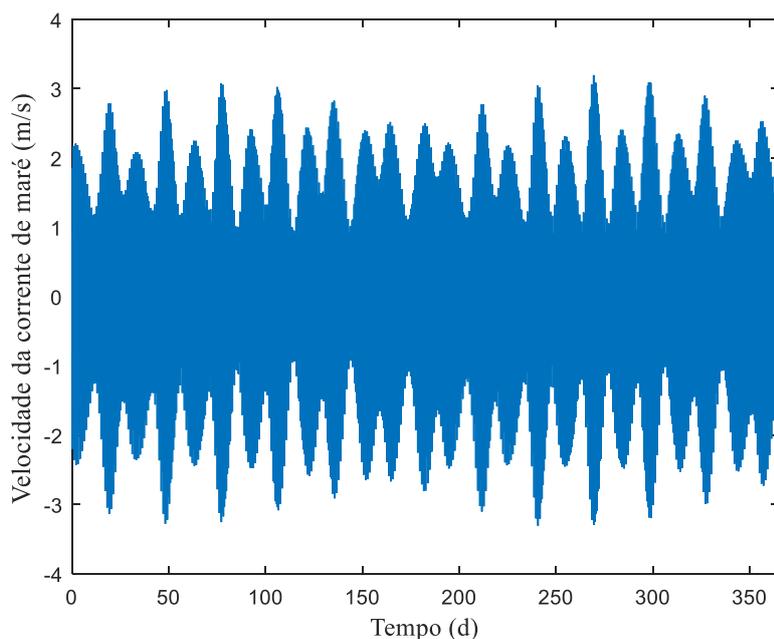


Figura 3.5 - Velocidade da corrente de maré no Terminal da Ponta da Madeira (2018).

3.3.2. Configuração do parque hidrocinético

Para a análise dos impactos da interligação foi considerado um parque hidrocinético marinho composto por 10 turbinas maremotrizes de duas pás, bidirecionais e com velocidade variável; modelo *Tocado DD700*, cujas especificações constam no Anexo B [46]. Esta turbina possui tamanhos variados e a velocidade nominal é inversamente proporcional ao tamanho da pá da turbina.

Para o estudo foi escolhida uma turbina com velocidade nominal de 3 m/s, diâmetro da pá 4,4 metros e potência nominal de 69kW. O potencial energético para esse modelo de turbina foi obtido através da Equação 2.1 - Seção 2.4.1.1, utilizando a curva de velocidade modelada da Figura 3.5. O coeficiente de desempenho C_p utilizado foi 0,40 e o rendimento do gerador 0,85. A curva do potencial energético para um ciclo lunar completo e para um ciclo anual para o PHM pode ser visualizado nas Figuras 3.6 e 3.7, respectivamente.

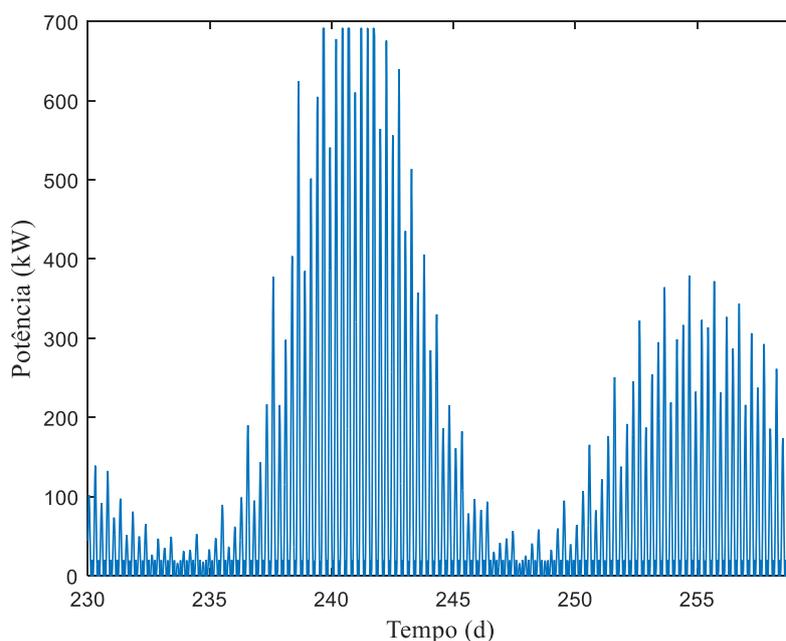


Figura 3.6 - Potência gerada pelo PHM entre os dias 18 de agosto e 15 de setembro de 2018.

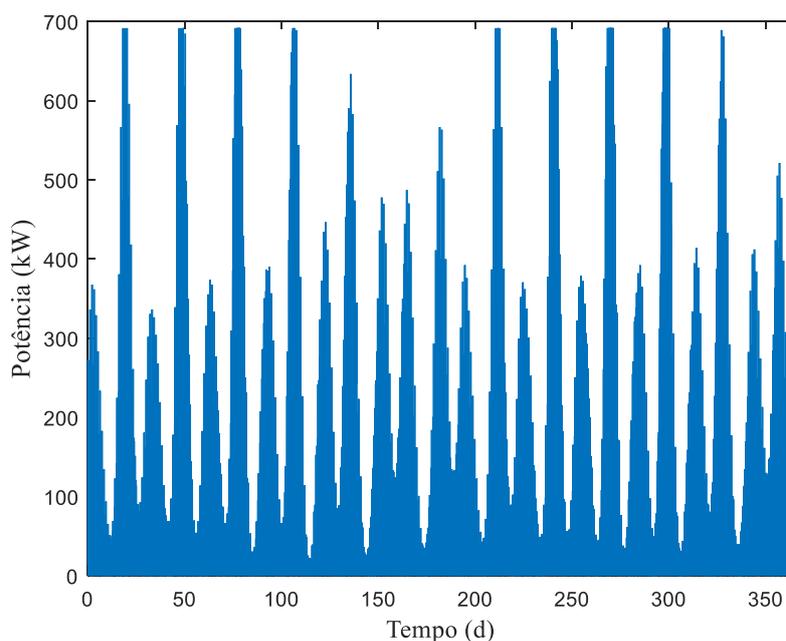


Figura 3.7 - Potência gerada pelo PHM para o ano de 2018.

3.3.3. Características do sistema de distribuição radial

O sistema utilizado para simulação e análise da interligação da geração maremotriz foi o sistema de distribuição de 45 barras com demanda não variável, cujo diagrama unifilar é representado pela Figura 3.8. Os dados completos de barras e linhas podem ser encontrados no Anexo C.

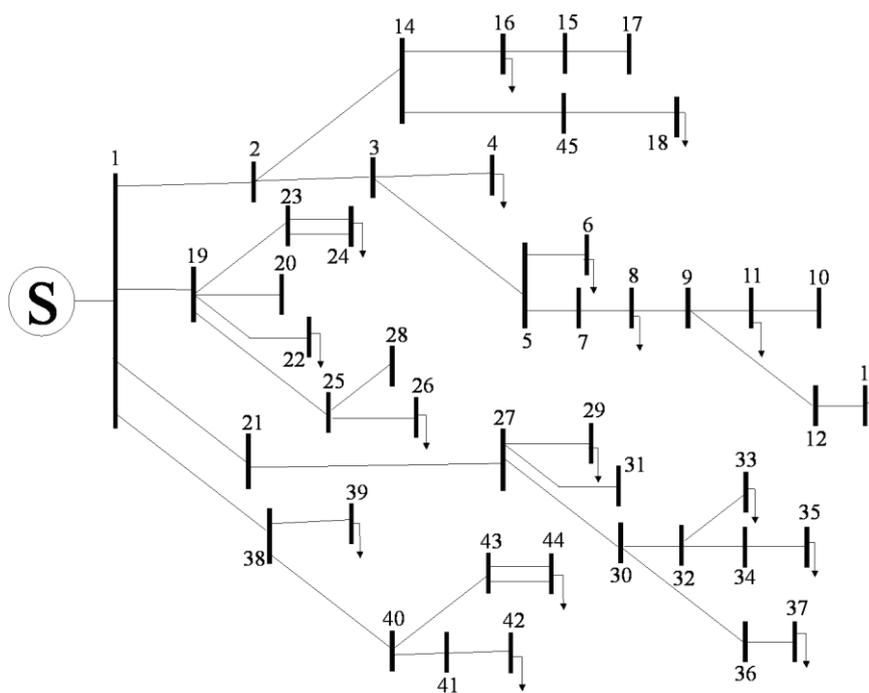


Figura 3.8 - Sistema teste de 45 barras.

3.3.4. Avaliação dos Impactos

Para análise dos efeitos da interligação do sistema maremotriz à rede, foi executado o fluxo de potência de hora em hora para o ano de 2018 com e sem a inserção do parque maremotriz, verificando os valores das tensões nas barras e as perdas do sistema. A geração distribuída instalada no sistema teste é modelada no fluxo de carga como uma barra PQ , com um fator de potência de 0.8. A ferramenta computacional utilizada para as simulações foi o software MATLAB.

Neste sistema, a GD é instalada na Barra 12, pois esta possui a menor tensão dentre todas as barras. A Figura 3.9 mostra como a inserção do PHM altera o perfil de tensão na Barra 12 durante o período de um ano. Anteriormente à interligação do parque hidrocinético, o módulo da tensão na barra em questão era 0,7703(pu), após à interligação esse valor sofre variações podendo alcançar 0.9335(pu) quando há a maior inserção de potência.

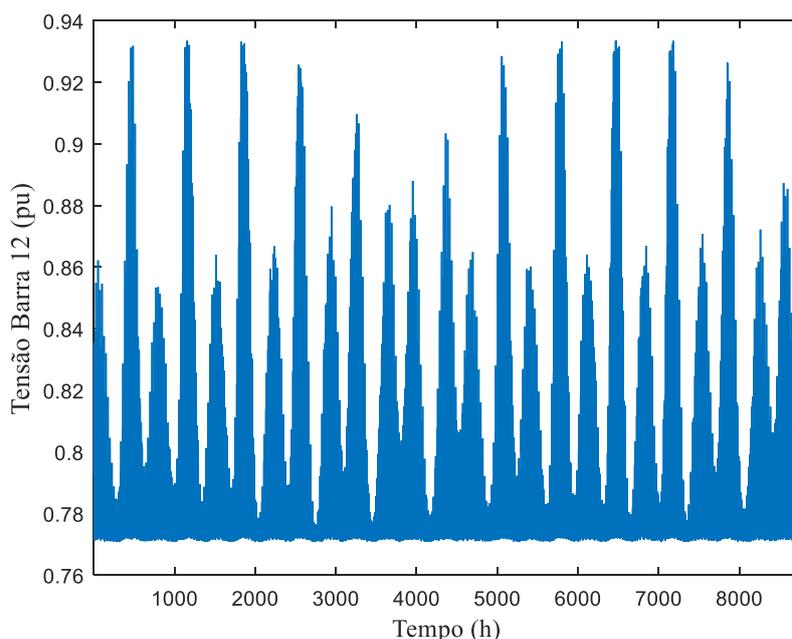


Figura 3.9 - Variação do perfil de tensão na barra 12.

A Figura 3.10 mostra os valores dos módulos das tensões para todas as barras do sistema com e sem a interligação da geração maremotriz. Como, para o sistema interligado, há variação nos valores de potência ao longo do ano devido à variação das marés, a figura mostra o valor máximo da tensão atingido por cada barra que ocorre quando há a máxima injeção de potência no sistema. Em outras palavras, a Barra 12, por exemplo, apresenta uma variação nos valores

de tensão ao longo do ano, como pode ser visualizado na Figura 3.9, mas na Figura 3.10 apenas o maior valor de tensão da barra 12 é representado para comparar com a tensão do caso em que o PHM não está interligado à rede.

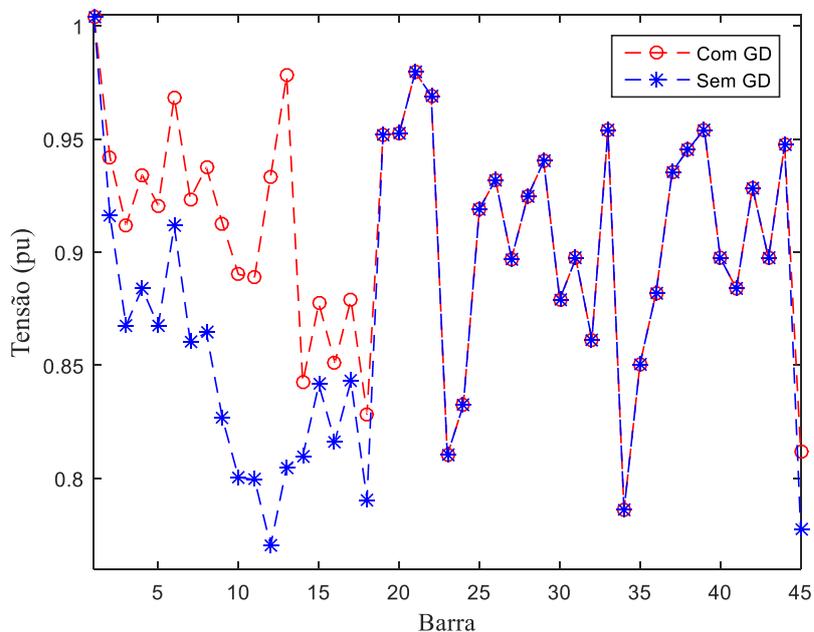


Figura 3.10 - Variação de tensão nas barras com e sem a interligação do PHM.

Além disso, a Figura 3.10 nos permite verificar que para a interligação do parque hidrocinético marinho em uma barra do sistema, há variação de tensão não somente na barra em que houve a conexão, mas as barras próximas desta também irão sofrer a influência da interligação, notando-se que quanto maior a proximidade da GD maior a variação de tensão. Na Figura 3.11 mostra que todas as barras que estavam no mesmo ramo que a barra 12 sofreram variações de tensão, foram estas as barras 2-18 e 45.

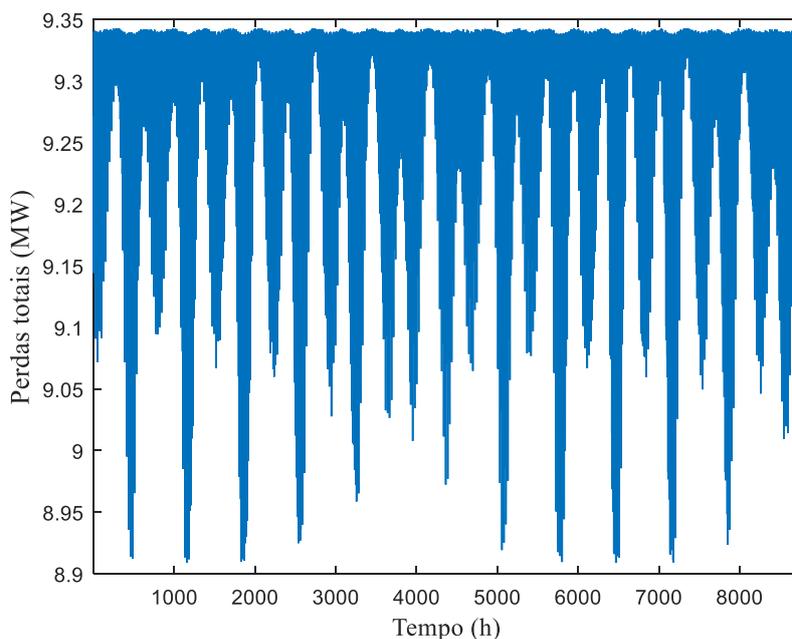


Figura 3.12 - Variação nas perdas totais do sistema.

No período de um ano analisado, a interligação a geração maremotriz na Barra 12 representaria uma redução de perdas devido aos fluxos nas linhas do sistema em 583,6MWh. A Tabela 3.1 apresenta a redução de perdas no sistema para a inserção da GD em todas as barras.

Tabela 3.1 - Economia de energia com a integração da GD.

Barra	Economia (MWh)	Barra	Economia (MWh)	Barra	Economia (MWh)
1	-	16	505,63	31	291,49
2	215,57	17	491,53	32	386,79
3	358,95	18	584,15	33	397,79
4	378,97	19	70,00	34	606,99
5	395,18	20	69,45	35	624,44
6	403,60	21	54,03	36	355,25
7	430,76	22	74,47	37	359,54

8	444,27	23	304,36	38	82,37
9	461,87	24	344,94	39	85,78
10	512,1	25	119,39	40	171,37
11	522,23	26	127,52	41	196,44
12	583,6	27	291,64	42	201,31
13	586,85	28	112,26	43	171,56
14	483,2	29	299,91	44	174,65
15	504	30	340,23	45	554,32

3.3.5. Considerações e análises dos resultados

Este capítulo propôs uma análise dos impactos de interligação de um parque hidrocínético marinho à rede elétrica convencional. Essa integração mostrou-se conveniente; a rede elétrica absorveu a geração de energia maremotriz de forma eficiente, sendo capaz de melhorar o perfil de tensão nos barramentos do sistema, aumentando as tensões em barramentos cujo valor era muito pequeno e reduzindo as perdas nas linhas.

A análise da inserção da geração maremotriz em pontos diferentes da rede, evidenciou que quanto mais distante esta foi conectada da fonte principal de geração de energia do sistema, Barra *slack*, maiores os benefícios quanto à redução de perdas nas linhas.

Adicionalmente, a interconexão do PHM em um barramento do sistema provocou influência nos barramentos vizinhos. O impacto no desempenho do sistema dependerá da quantidade de energia injetada; quanto maior a potência do parque hidrocínético interligado à rede, maiores serão os efeitos dessa interligação no sistema.

Portanto, foi constatado que o uso desta fonte de geração tende a ser bastante benéfica à operação do sistema, quando analisados os aspectos de perfil de tensão e perdas devido aos fluxos nas linhas.

Capítulo

4

DESPACHO ÓTIMO DE UM SISTEMA HÍBRIDO**4.1. Introdução**

As fontes de energias renováveis têm mostrado um excelente potencial, como uma forma de contribuição suplementar às fontes convencionais de energia e uma das suas aplicações mais promissoras é a utilização combinada de fontes renováveis com a instalação de sistemas de energia híbridos.

Um sistema híbrido de energia renovável consiste em duas ou mais fontes de energia, um equipamento de condicionamento de energia, um controlador e um sistema opcional de armazenamento [47]. Os sistemas híbridos estão se tornando populares em aplicações de geração de energia principalmente em áreas remotas, devido aos avanços nas tecnologias de energia renovável e ao aumento substancial dos preços dos combustíveis fósseis. Porém, sua utilização de forma integrada com a rede convencional também é uma alternativa promissora permitindo a compra de energia da rede apenas em momentos que a geração não for capaz de atender a demanda; melhorando a confiabilidade, eficiência e segurança do sistema de energia.

4.2. Formulação do problema do despacho ótimo

Considere-se um grande consumidor de energia, por exemplo um hospital, um campus universitário ou uma indústria, alimentado por um sistema híbrido composto por uma fonte maremotriz, uma fonte fotovoltaica e um sistema de armazenamento de energia. Contudo, este sistema híbrido não é autossuficiente, isto é, não é capaz de suprir a demanda de energia. Nesta situação, a rede principal sempre fornece energia ao consumidor, com três faixas tarifárias.

O sistema de armazenamento de energia permite “deslocar” a geração de energia MM + FV para um horário onde a energia da concessionária é cara, permitindo assim a minimização

do valor pago pela compra de energia. A principal dificuldade está no fato da energia proveniente das fontes renováveis escolhidas não ser fixa, variando e se deslocando no tempo.

O problema a resolver é como despachar as fontes renováveis, maremotriz e fotovoltaica, de forma a minimizar o valor da energia comprada da concessionária. O esquema geral da microrrede híbrida pode ser visualizado na Figura 4.1.

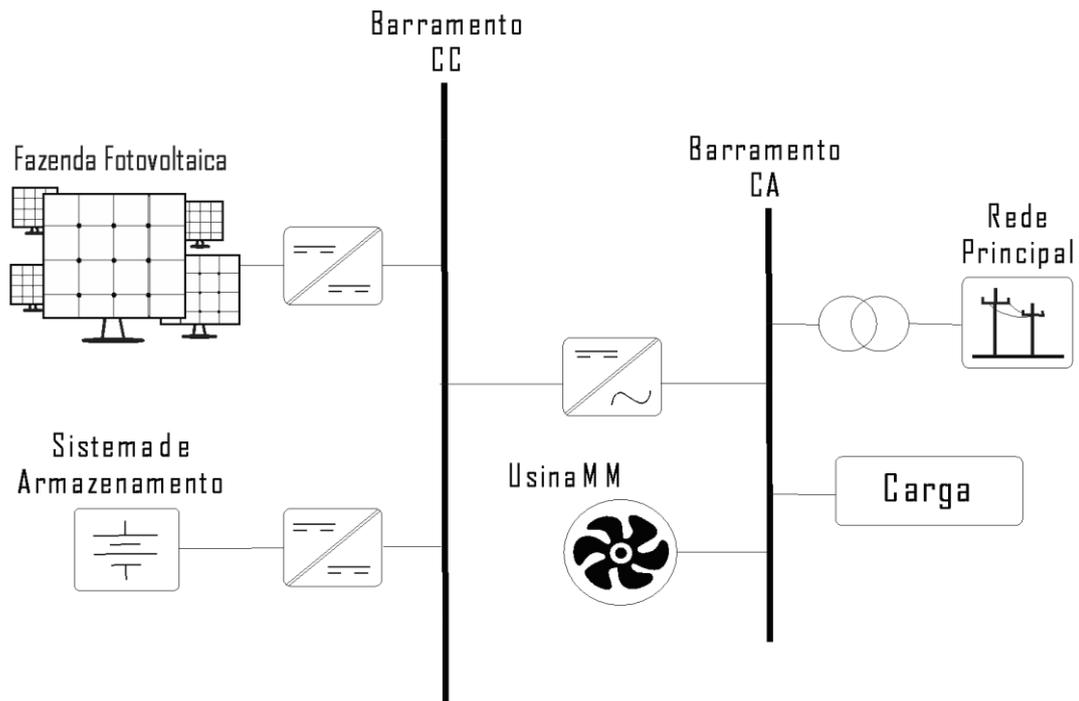


Figura 4.1 Microrrede Híbrida

4.2.1. Função objetivo

O problema é formulado como um processo de otimização no tempo, que tem como objetivo a minimização do custo associado à compra de energia da rede. O problema é tratado de forma discreta, logo em cada intervalo de tempo i , a potência fornecida pela rede P_{g_i} é considerada constante.

$$\text{Min } f = \sum_{i=1}^n C_i P_{g_i} \quad (4.1)$$

Em que a função f representa o custo total de energia comprada da rede no período total de programação em [R\$], P_{g_i} é a potência fornecida pela rede no instante i em [kW] e C_i

representa a tarifa da energia proveniente da rede no instante i [R\$].

O problema está sujeito a restrições apresentadas nas Equações (4.2) – (4.6):

- Balanço de potência:

$$P_{g_i} + P_{FV_i}^D + P_{MM_i}^D + k_i(P_{FV_i}^B + P_{MM_i}^B) = P_{D_i} \quad (4.2)$$

$$P_{FV_i} = (1 - k_i)P_{FV_i}^B + P_{FV_i}^D \quad (4.3)$$

$$P_{MM_i} = (1 - k_i)P_{MM_i}^B + P_{MM_i}^D \quad (4.4)$$

- Estado de carga da bateria:

$$SOC_i = SOC_{i-1} + (P_{MM_i}^B + P_{FV_i}^B)(1 - k_i) - k_i(P_{MM_i}^B + P_{FV_i}^B) \quad (4.5)$$

$$SOC_{min} \leq SOC_i \leq SOC_{max} \quad (4.6)$$

Em que P_{g_i} é a potência fornecida pela rede no instante i em [kW], P_{D_i} é a demanda do sistema em [kW], P_{FV_i} é a potência fotovoltaica no instante i em [kW], $P_{FV_i}^D$ é a parcela da potência FV que atende a carga [kW], $P_{FV_i}^B$ é a parcela da potência FV que carrega o banco de baterias em [kW], P_{MM_i} é a potência maremotriz no instante i em [kW], $P_{MM_i}^D$ é a parcela da potência MM que atende a carga [kW], $P_{MM_i}^B$ é a parcela da potência MM que carrega o banco de baterias em [kW], k_i é a chave binária no instante i , SOC_i é o estado de carga (*State of Charge*) das baterias no instante i em [%], SOC_{min} é o estado de carga mínimo em [%] e SOC_{max} é o estado de carga máximo em [%].

A Equação (4.2) se refere à restrição de balanço de potência.

A Equação (4.3) se refere à restrição da energia gerada pela fonte fotovoltaica. A cada instante i a fonte FV pode estar atendendo à demanda e carregando as baterias ou apenas atendendo à demanda.

A Equação (4.4) se refere à restrição da energia gerada pela fonte maremotriz. A cada instante i a fonte MM pode estar atendendo à demanda e carregando as baterias ou apenas atendendo à demanda.

A Equação (4.5) se refere à restrição do estado de carga da bateria a cada instante i .

A Equação (4.6) se refere à restrição de limite do SOC. Devido às restrições

operacionais, é considerado que o SOC mínimo não seja inferior a 50%.

Nesta formulação:

Se $k_i = 0 \rightarrow$ bateria sem carga ou em processo de carga.

Se $k_i = 1 \rightarrow$ bateria carregada ou em processo de descarga.

Em cada intervalo i , o processo de otimização deverá decidir entre usar a potência gerada pelas fontes maremotriz e fotovoltaica para atender à demanda ou armazená-la para uso em outro período, onde a energia da rede tem um preço mais elevado.

O objetivo é abordar a forma ótima de operação do sistema e não os aspectos de viabilidade econômica da instalação. O sistema de armazenamento introduz uma importante dinâmica no problema, permitindo que a oferta de energia se desloque controladamente para horários que tornem a operação do sistema como um todo mais econômica.

4.3. Algoritmo evolutivo

Os problemas de otimização são problemas de maximização ou minimização de função de uma ou mais variáveis num determinado domínio, sendo que, geralmente, existe um conjunto de restrições nas variáveis. Os Algoritmos Evolutivos (AEs) são um método de busca e otimização usado para encontrar soluções para problemas complexos que às vezes são impossíveis de resolver manualmente. A conseguinte capacidade de encontrar o ótimo global em vez de apenas um ótimo local é sua principal vantagem em comparação com outros métodos de busca.

Embora o algoritmo genérico do AE esteja amplamente disponível, os algoritmos orientados ao problema são comumente usados porque permitem que a codificação do problema seja adaptada de perto às suas características específicas. Este é um fator crítico na eficiência do algoritmo.

É de fundamental importância entender que o comportamento dos algoritmos genéticos é influenciado diretamente pelos seus operadores e parâmetros. Os operadores genéticos fundamentais são a seleção, o cruzamento e a mutação, enquanto que, o tamanho da população inicial, a taxa de cruzamento e a taxa de mutação são os parâmetros genéticos mais importantes. [48].

A principal idéia em que se baseia qualquer variação de um Algoritmo Evolutivo é: dada uma população de indivíduos, a pressão do meio ambiente causa uma seleção natural que evolui a população. Sendo assim, qualquer algoritmo evolutivo deve ter as seguintes componentes

básicas para resolver um problema [49]:

- Uma representação genética das soluções do problema

Cada solução é definida por um cromossomo, que contém genes, que por sua vez são parâmetros codificados a partir dos quais a solução é gerada.

- População

O papel da população é manter as possíveis soluções. Enquanto os indivíduos são estáticos, isto é, não se modificam, a população é uma unidade de evolução. A inicialização da população geralmente é simples na maioria das aplicações, e é feita gerando indivíduos aleatoriamente.

- Uma função *fitness*

É a responsável pelo processo de seleção dos indivíduos e deve indicar a qualidade de cada indivíduo, influenciando diretamente na evolução da população. Com base no *fitness*, algumas das melhores soluções são selecionadas para darem origem a uma nova população pela aplicação de operadores de recombinação e/ou mutação.

- Operadores genéticos

Os operadores genéticos alteram a composição genética dos filhos durante a reprodução. Os principais operadores são recombinação e mutação.

A recombinação é um operador aplicado a duas ou mais soluções candidatas (chamadas pais) e resulta em duas ou mais novas soluções (chamadas descendentes ou filhos). O operador de recombinação é estocástico, isto é, é aleatória a escolha de que partes de cada pai será recombinada e o modo que estas partes serão recombinadas.

A mutação é um operador que modifica aleatoriamente um ou mais genes de um cromossomo. A probabilidade de ocorrência de mutação em um gene é denominada taxa de mutação. Usualmente, são atribuídos valores pequenos para a taxa de mutação, uma vez que esse operador pode gerar um indivíduo potencialmente pior que o original.

- Um mecanismo de seleção

O papel da seleção é diferenciar os indivíduos baseados nas suas qualidades, em

particular, permitir que os melhores indivíduos tornem-se pais da próxima geração.

- Um critério de parada.

4.3.1. O algoritmo utilizado

Para resolver este problema, foi utilizada uma meta-heurística adaptada ao problema, que envolve apenas o uso dos operadores de seleção e mutação, similar ao paradigma de Programação Evolutiva.

Para o problema em questão, as variáveis de controle são as chaves binárias k_i no período de otimização considerado. No entanto, para a representação do problema, foi utilizada a codificação *inteira*, contendo quatro estados possíveis. A equivalência entre os estados do AE e a chave binária k é apresentada na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Equivalência entre estados do AE e a chave binária k .

Estado do AE	Valor da chave binária k	Descrição do Estado
1	0	Indica que há carregamento das baterias
2	1	Indica que há descarregamento das baterias
3	1	Bateria cheia
4	0	Bateria vazia

O indivíduo x , de comprimento n de uma solução do problema tem a forma seguinte: $x = [1\ 1\ 2\ 3\ 2\ 1\ 4\ \dots\ n]$, e deve atender as restrições definidas na Seção 4.2.1 e tem dimensões igual ao número de intervalos de simulação. O critério de convergência utilizado foi um número máximo de gerações.

O AE proposto não apresenta recombinação, somente mutação com taxa de 5%. O operador elitismo foi incluído no algoritmo e consiste em replicar o melhor indivíduo de uma geração, inalterado, na geração subsequente. Com isto, espera-se que a melhor solução encontrada até o momento não se perca devido ao caráter estocástico do método.

A mutação utilizada foi a Mutação Gaussiana que consiste em utilizar uma distribuição normal ou Gaussiana $N(\text{mean}, \sigma)$. No caso da mutação Gaussiana, todos os componentes de um cromossomo x são modificados pela seguinte expressão [50]:

$$x_i = x_{i-1} + N_i(0, \sigma_i) \quad (4.7)$$

Em que $N_i(0, \sigma_i)$ é um vetor de variáveis aleatórias Gaussianas independentes, com média zero e desvio padrão σ_i . Este procedimento de mutação está de acordo com a observação biológica de que pequenas variações ocorrem com maior frequência do que grandes variações, e de que os filhos herdaram características dos pais, ou seja, são parecidos com eles [49]. O filho (indivíduo mutado) é aceito na nova geração se e somente se ele possuir um fitness melhor do que o pai e for factível.

4.3.2. Fluxograma

O fluxograma do AE proposto inicia para todo o processo evolutivo, o número de períodos discretos a avaliar, o SOC_0 estado de carga inicial das baterias, o tamanho da população de indivíduos (Pop) e o número máximo de gerações que é o critério de parada (Nger).

A população inicial é criada de forma aleatória obedecendo a codificação inteira da Tabela 4.1. Para cada indivíduo é calculado o fitness respeitando as Equações da Seção 4.2.1. De forma a determinar a parcela da geração MM e da geração FV que irá para a carga, a parcela da geração que irá para as baterias e conseqüentemente, a quantidade de potência a comprar da rede.

A cada geração é armazenada a melhor solução obtida, se esta for melhor que a ótima encontrada até esse instante. Por fim, aplica-se os operadores do algoritmo genético, a mutação é feita seguindo uma taxa de mutação e para os indivíduos na nova geração que não fazem parte da elite é gerado um número aleatório real entre 0 e 1, caso o valor fique abaixo da taxa é feita a mutação. Conforme fluxograma da Figura 4.2.

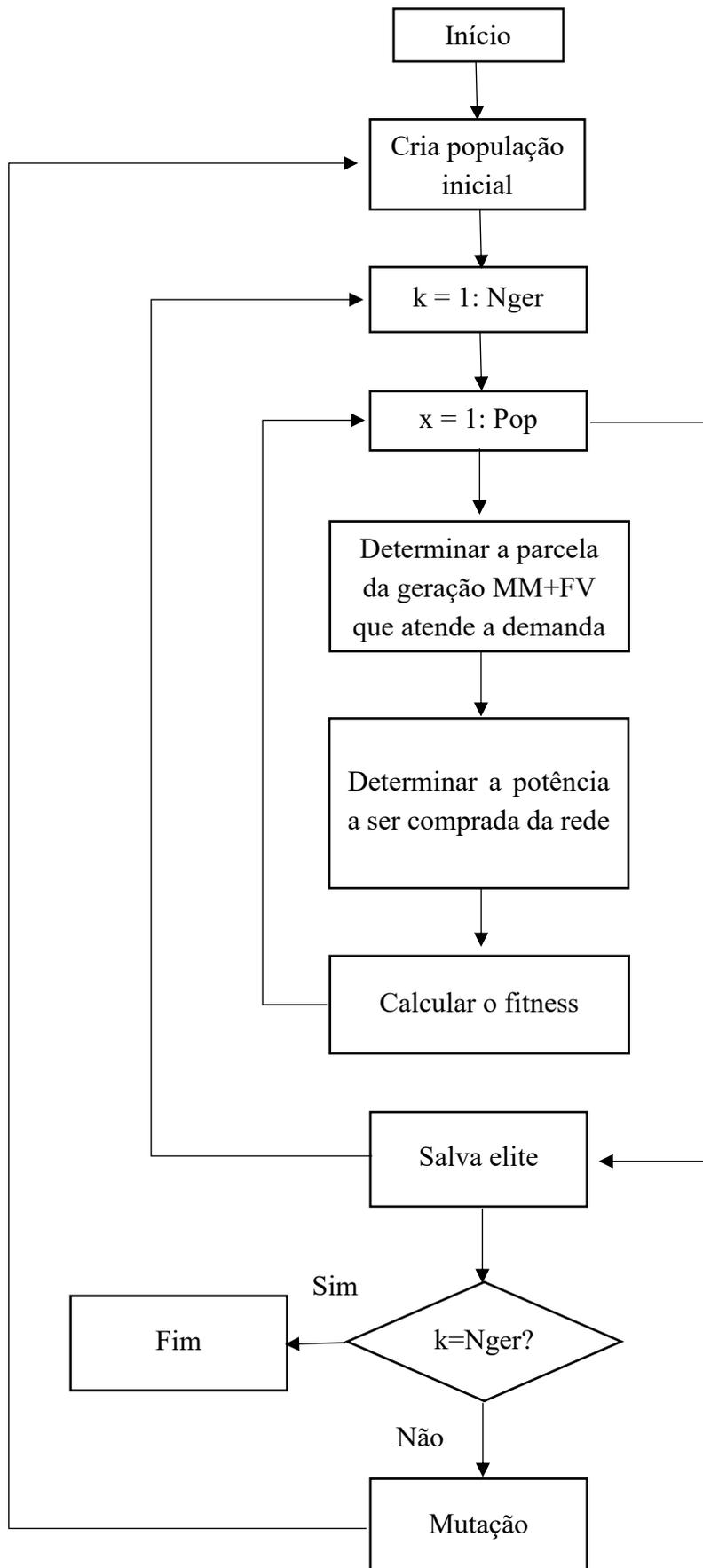


Figura 4.2 - Fluxograma utilizado no processo de otimização.

4.4. Despacho ótimo de um sistema híbrido à uma microrrede

4.4.1. Configuração da Microrrede

A proposta foi testada utilizando um sistema com topologia dada na Figura 4.1, que considera uma geração maremotriz, uma geração fotovoltaica e um sistema de armazenamento de baterias. Uma análise de sensibilidade variando o tamanho do banco também foi realizada. Os conversores realizam a compatibilização de frequência para se interligarem à carga e à rede convencional.

A curva de demanda utilizada foi o perfil de demanda de Ilha Grande, localizada no município de Humberto de Campos – MA. A demanda utilizada corresponde a medições realizadas durante 12 dias e replicadas de modo a poderem preencher o período de um ano [18].

Os valores de demanda originais que atingiam o valor máximo de 7,35kW foram ampliados, preservando o mesmo perfil, com o objetivo de avaliar o comportamento do despacho ótimo relação a um sistema mais robusto, como mostra a Figura 4.3.

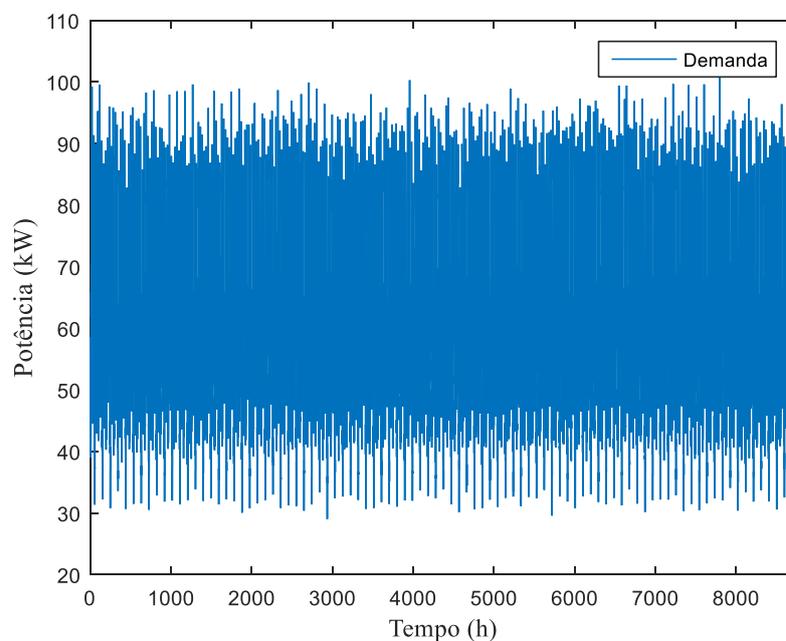


Figura 4.3 - Demanda utilizada no Estudo de Caso.

4.4.2. Modelagem da geração fotovoltaica

O perfil de geração fotovoltaico utilizado foi importado de [18] e também é baseado em medições de irradiação solar reais, porém apenas para uma fração do ano. Em [18] foi adotado o *algoritmo de Graham* para emular as variações sazonais provenientes da irradiação solar, permitindo a criação de uma série sintética da variação horária da irradiação solar para o período de um ano.

A partir das características técnicas de irradiação solar obtidas e da modelagem descrita na Seção 2.4.2, criou-se uma série horária da potência gerada pelo arranjo fotovoltaico. Considerou-se uma geração fotovoltaica com potência nominal de 42kW, como mostrado na Figura 4.4. O fator de capacidade médio da geração FV considerada é de 15% para o período de um ano.

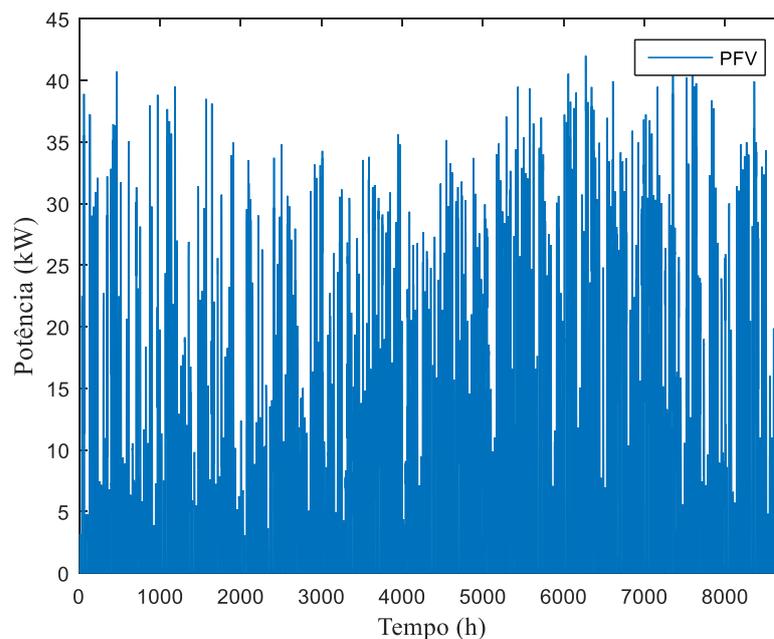


Figura 4.4 - Curva de geração fotovoltaica.

4.4.3. Modelagem da geração maremotriz

A geração maremotriz considerada foi modelada da mesma forma que na Seção 3.3.2, porém com o objetivo de realizar uma análise a respeito da potência firme entregue pela mesma, foi realizada a simulação da potência gerada utilizando três tamanhos de turbina diferentes. Para

que seja possível a realização de uma comparação entre os fatores de capacidade das fontes renováveis consideradas nesse estudo, a geração MM também foi limitada em 42kW, independente da turbina utilizada, preservando o perfil de geração.

As curvas de geração para as turbinas *Tocado* de velocidade nominais 2m/s, 2,5m/s e 3m/s (conforme Anexo B) estão representadas nas Figuras 4.5, 4.6 e 4.7, respectivamente.

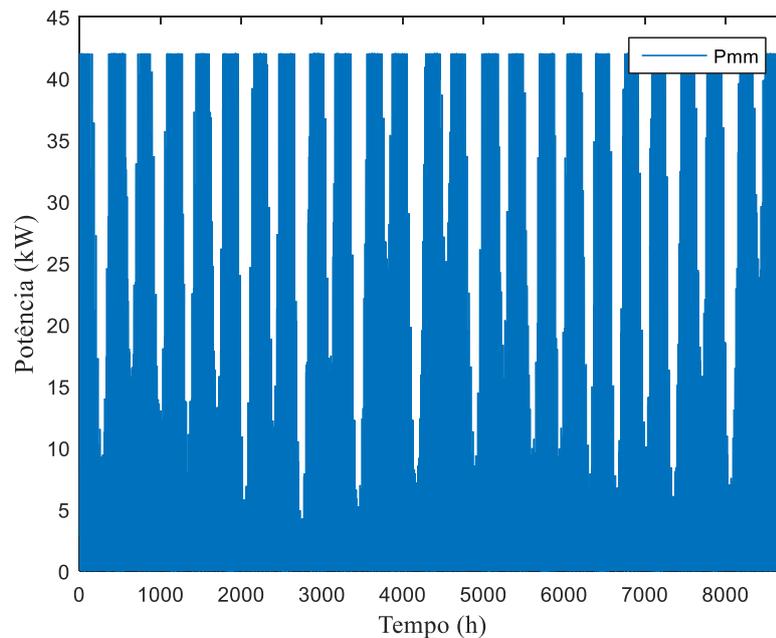


Figura 4.5 - Curva de geração da turbina de velocidade nominal 2m/s.

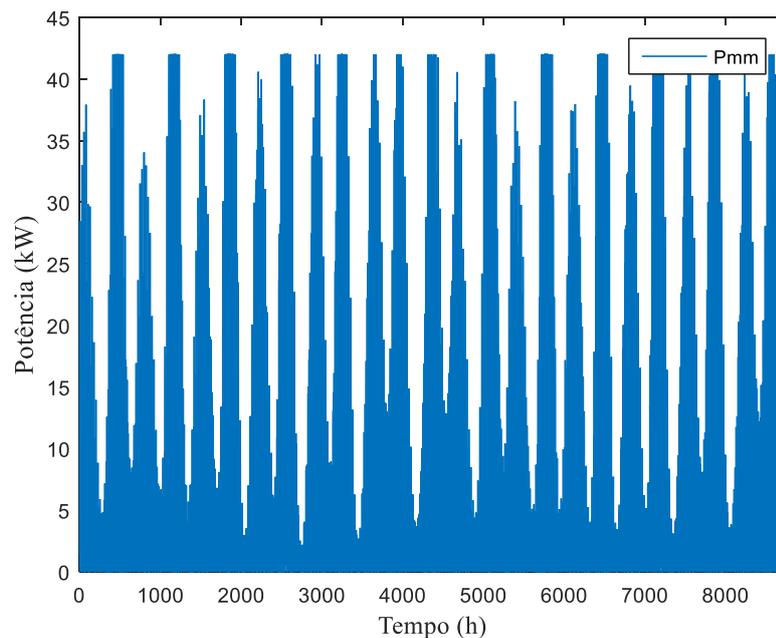


Figura 4.6 - Curva de geração da turbina de velocidade nominal 2,5 m/s.

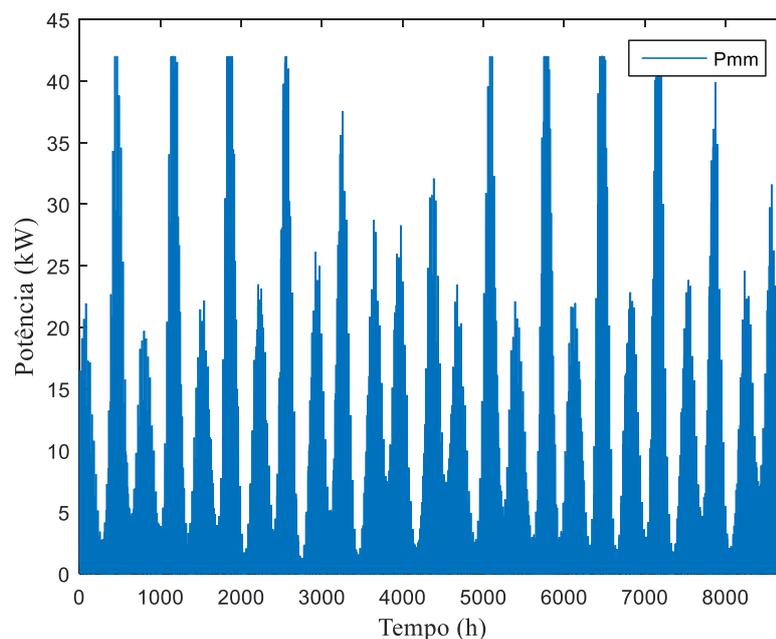


Figura 4.7 - Curva de geração da turbina de velocidade nominal 3 m/s.

Os fatores de capacidade calculados para cada uma das turbinas, considerando o intervalo de 1 ano, são mostrados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Fatores de capacidade para velocidades nominais da turbina.

Velocidade nominal da turbina [m/s]	Fator de capacidade
2	26%
2,5	18%
3	11%

Fica evidenciado que a escolha da turbina correta para a localização escolhida influencia diretamente no fator de capacidade e conseqüentemente na eficiência da geração maremotriz. O fator de capacidade com a utilização de uma turbina com velocidade nominal de 3 m/s é tão baixo devido ao fato de que, de acordo com a velocidade de corrente de maré modelada na Figura 3.5, em um período de um ano são poucas as vezes em que a velocidade alcança 3m/s. Logo, seria mais interessante a escolha de uma turbina de velocidade nominal 2m/s que uma turbina com velocidade nominal maior.

4.4.4. Análise do despacho ótimo de um sistema híbrido à uma microrrede

Para efeitos de simulação serão consideradas as tarifas de energia da rede para três patamares horários, considerando a tarifa branca apresentados na Tabela 4.3. Os horários assim como os valores foram arbitrados próximos dos sugeridos em [52].

Tabela 4.3 - Faixas horárias e tarifas consideradas no estudo.

Horário	16:00 – 17:59h	18:00 – 20:59h	21:00 – 21:59h	22:00 - 15:59h
Custo (R\$/kWh)	0,88	1,40	0,88	0,52

4.4.4.1. Despacho diário do sistema híbrido

Com o objetivo de demonstrar o funcionamento do despacho, será feita uma primeira demonstração considerando um dia qualquer de simulação, com discretização de 1 hora, uma população de 20 indivíduos, número de gerações igual a 200, taxa de mutação de 5% e capacidade de armazenamento do banco de baterias igual a 200kWh.

As Figuras 4.8, 4.9 e 4.10 representam as Curvas de Demanda, Curva de geração MM e Curva de geração FV, respectivamente. Para o dia em questão, identifica-se os baixos potenciais de geração, tanto MM quando FV, que possuem potências nominais de 42kW.

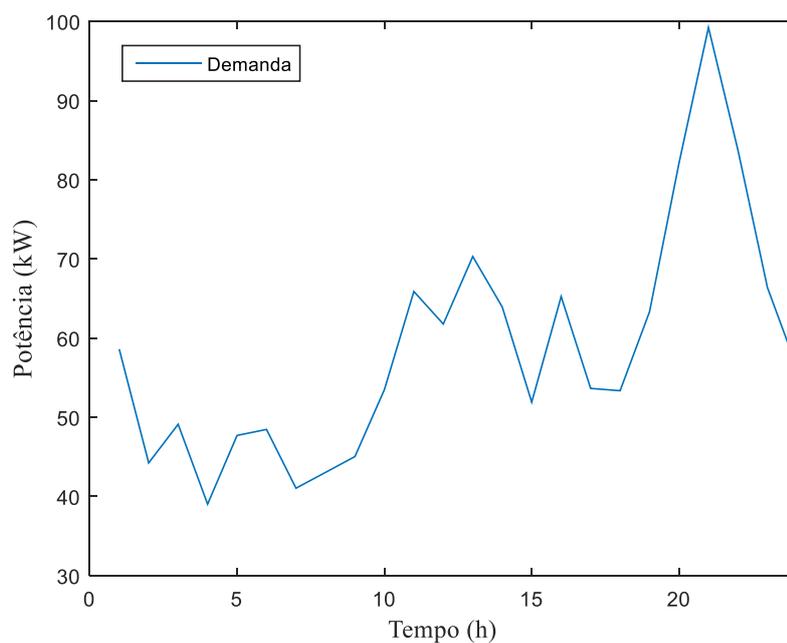


Figura 4.8 - Curva de demanda (1 dia).

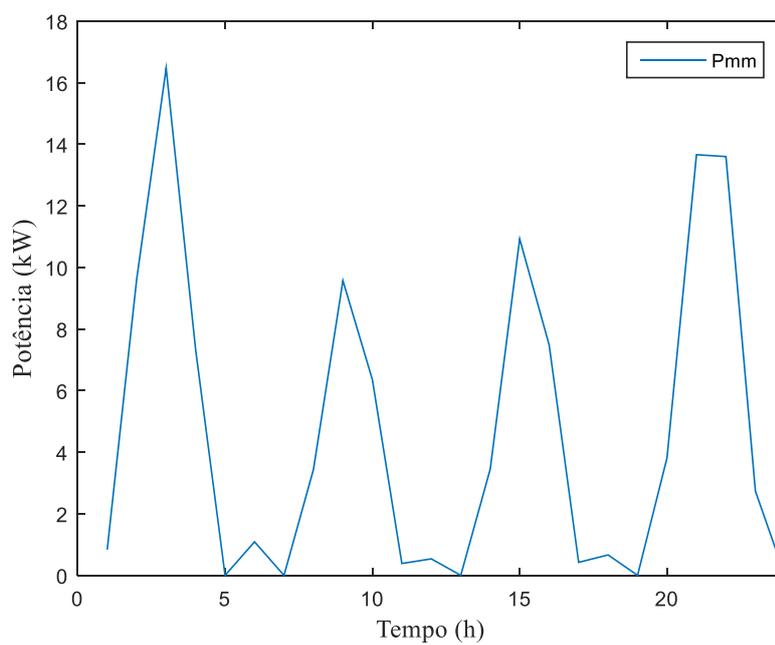


Figura 4.9 - Curva de geração MM (1 dia).

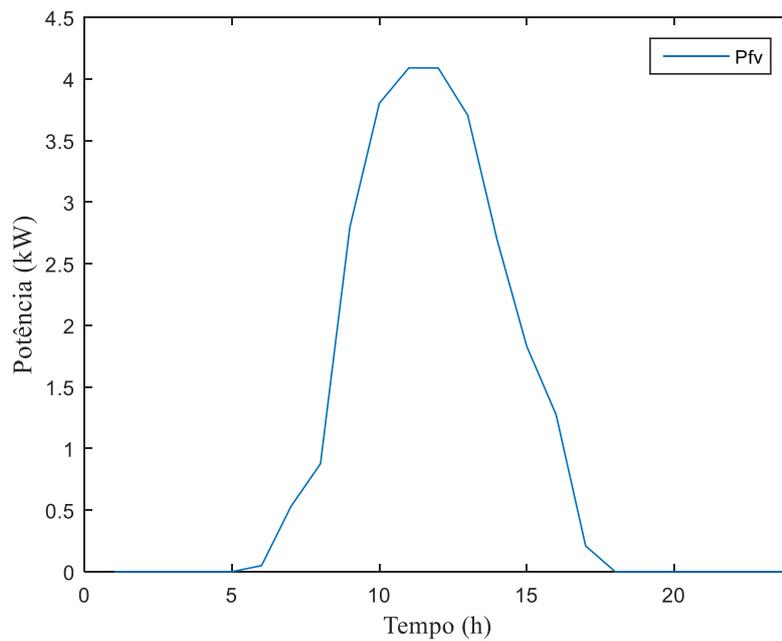


Figura 4.10 - Curva de geração FV (1 dia).

Na Figura 4.11 é apresentada a evolução das potências (fornecida ou absorvida) do banco de baterias, da rede, do gerador MM, do gerador FV e a demanda. Em seguida, na Figura 4.12 verifica-se que o banco de baterias permanece carregado até o horário de tarifa mais elevada, onde fornece energia para a carga reduzindo a energia comprada da rede. Assim como, no período de tarifa mais baixa, prioriza-se a compra de energia da rede.

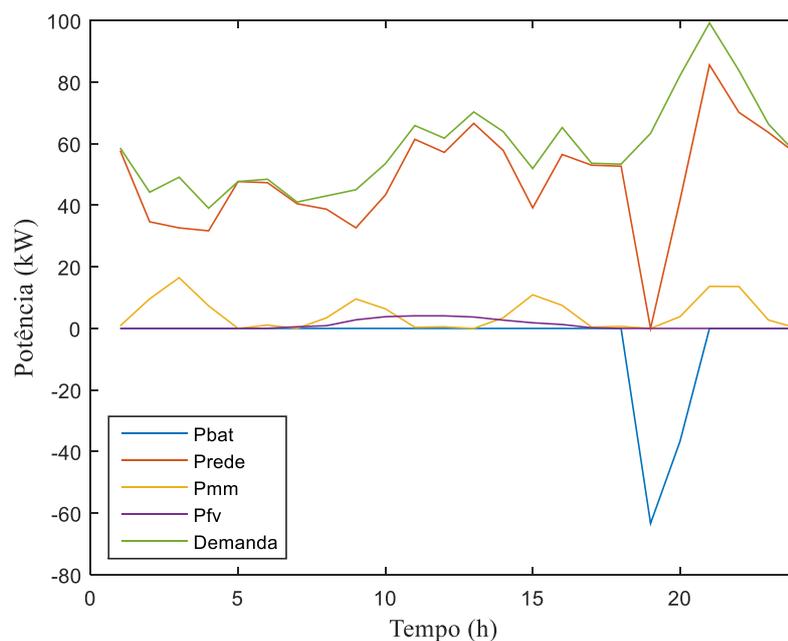


Figura 4.11 - Curvas de Potência do sistema.

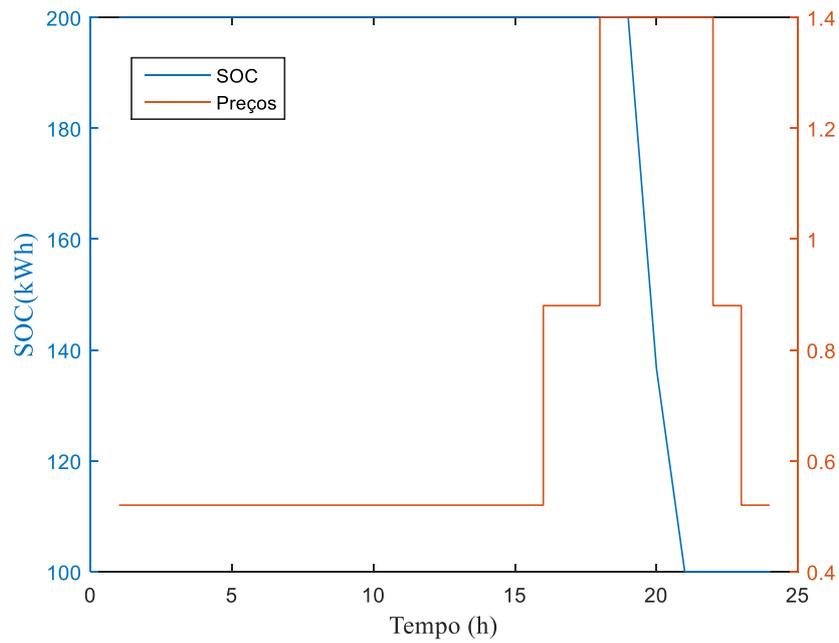


Figura 4.12 - Estado de carga (SOC) x Tarifa de energia.

A Figura 4.13 apresenta a evolução do despacho ótimo do problema, com a correspondente redução do custo de compra de energia a cada geração.

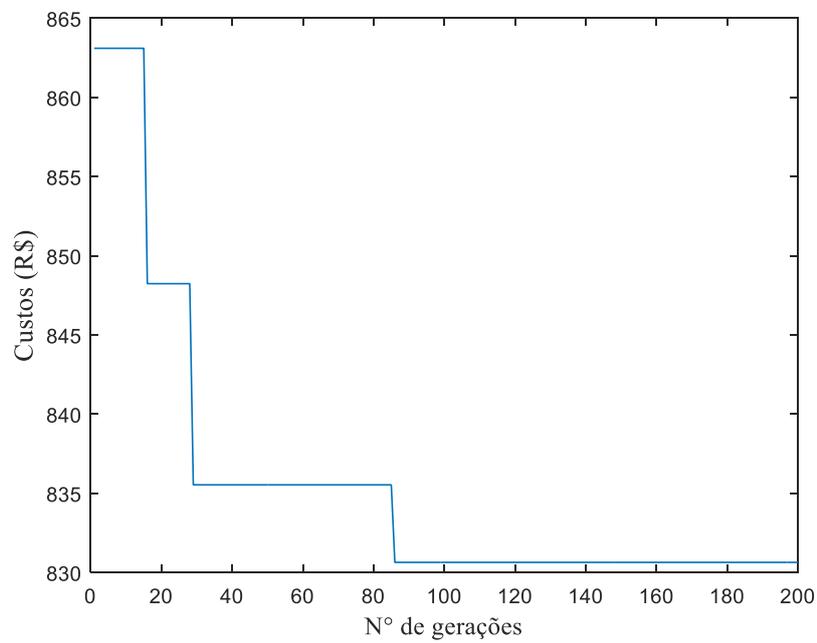


Figura 4.13 - Despacho ótimo do sistema.

4.4.4.2. Despacho do sistema híbrido para um ciclo lunar

Tendo em vista que a geração maremotriz varia substancialmente durante o ciclo lunar, foi considerado o despacho desse sistema híbrido para um ciclo lunar completo com 29 dias, entre os dias 18 de agosto e 15 de setembro de 2018; e discretização de 1 hora. O número de gerações foi alterado para 10000 devido ao intervalo de tempo proposto, a população e a taxa de mutação permaneceram, respectivamente em 20 e 5%.

A Figura 4.14 demonstra a curva de demanda para o ciclo lunar. A turbina maremotriz utilizada foi a turbina *Tocado* com velocidade nominal de 2m/s, cuja curva de geração esta representada na Figura 4.15. Assim também, a Figura 4.16 mostra a curva de geração fotovoltaica para ao período analisado.

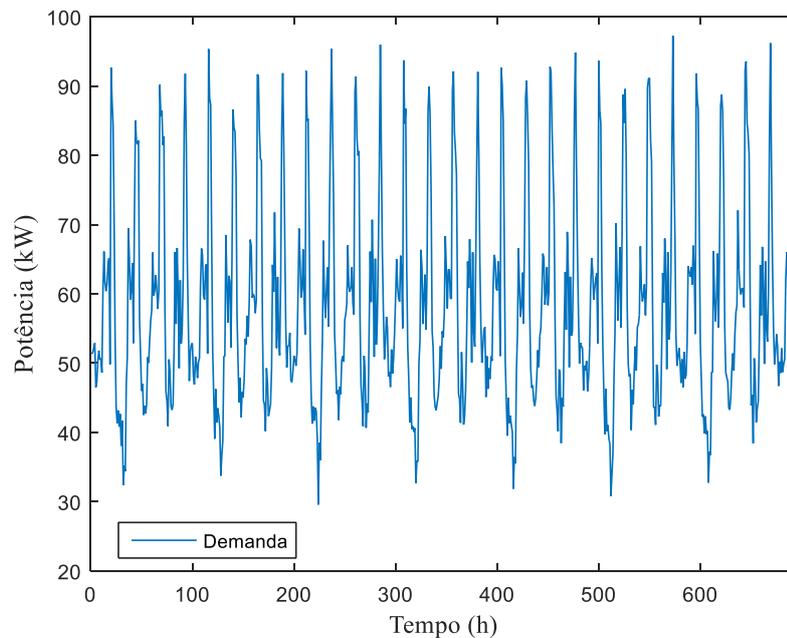


Figura 4.14 - Curva de demanda (ciclo lunar).

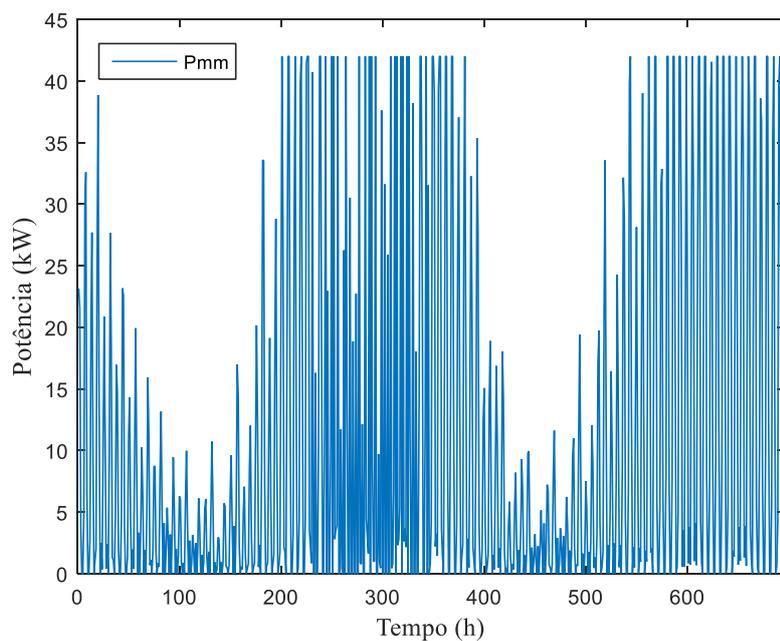


Figura 4.15 - Curva de geração MM (ciclo lunar).

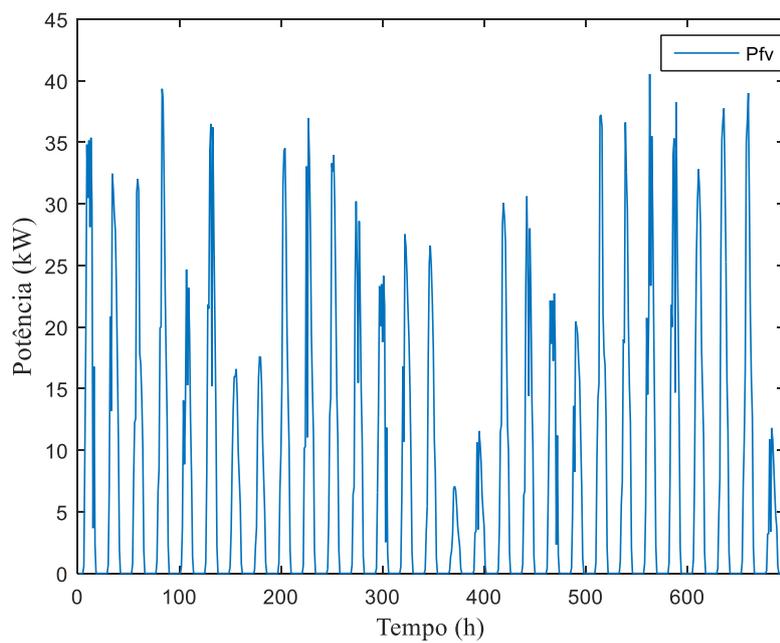


Figura 4.16 - Curva de geração FV (ciclo lunar).

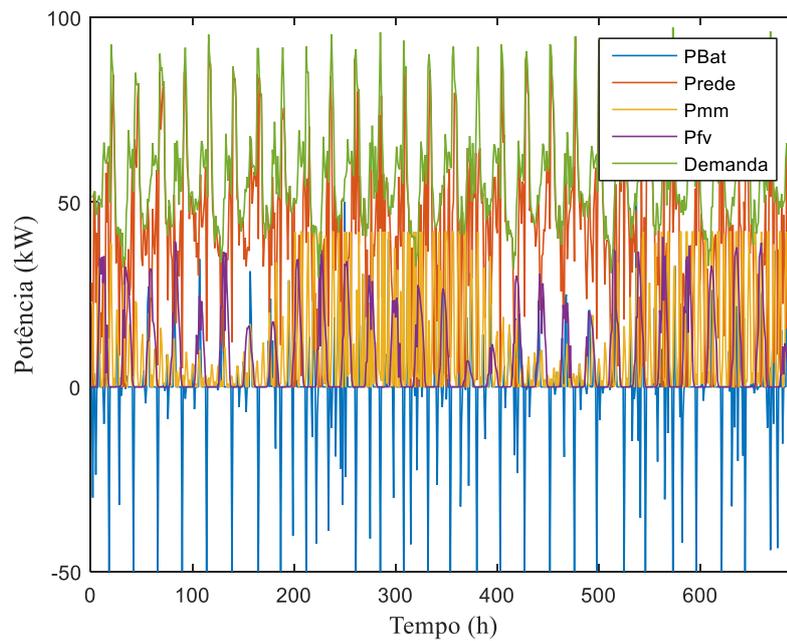


Figura 4.17 - Curvas de Potência do sistema (ciclo lunar).

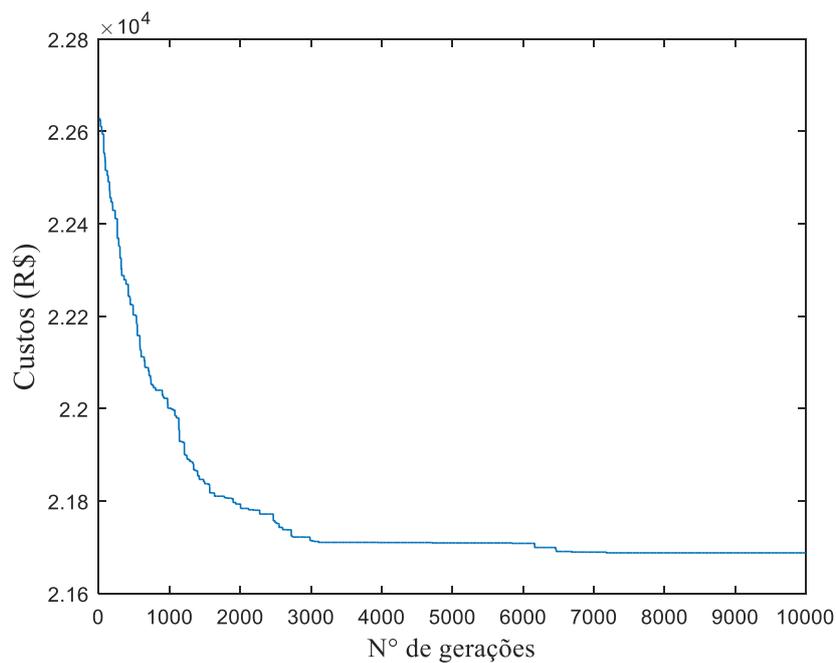


Figura 4.18 - Despacho ótimo do sistema (ciclo lunar).

O tamanho do sistema de armazenamento foi alterado, aumentando o seu valor até o momento em que havia saturação e o aumento do banco de baterias não implicava em um acréscimo na redução de custo. O objetivo é verificar o impacto do SAE na minimização de custo com a compra de energia do sistema, apresentado na Tabela 4.4.

A redução de custo se refere ao caso base, quando o sistema está operando sem SAE e portanto, sem a possibilidade do deslocamento da oferta de energia. Para este exemplo o custo de compra de energia do caso base é R\$ 22959,80.

Tabela 4.4 - Impacto da dimensão do banco na economia da operação - Geração MM (Turbina 2m/s) +FV.

Capacidade do Banco de baterias [kWh]	Redução do Custo [%]	Custo de Compra de Energia da Rede [R\$]
100	5,54	21687,64
200	11,31	20362,91
300	17,00	19056,87
400	21,43	18039,7
500	24,05	17437,57
600	25,47	17112,34
700	26,60	16853,52
800	26,89	16786,32

Nota-se que a partir de um Banco de baterias de 500kWh já não há vantagem significativa em aumentar o tamanho do sistema de armazenamento. O tamanho do sistema de armazenamento tem importante impacto na economia obtida. Quanto maior o banco de baterias maior a economia, entretanto isso implica em um maior investimento, porém este estudo não leva em conta a viabilidade econômica da instalação nem de dimensionamento do sistema.

Como já era esperado, o deslocamento da oferta de energia proveniente das fontes MM e FV para os horários de tarifas mais elevadas, com a utilização do SAE, fornece uma significativa economia na operação do sistema.

As Tabelas 4.5 e 4.6 apresentam o impacto do SAE quando são utilizadas as turbinas de 2,5m/s e 3m/s, respectivamente.

Tabela 4.5 - Impacto da dimensão do banco na economia da operação - Geração MM (Turbina 2,5m/s) +FV.

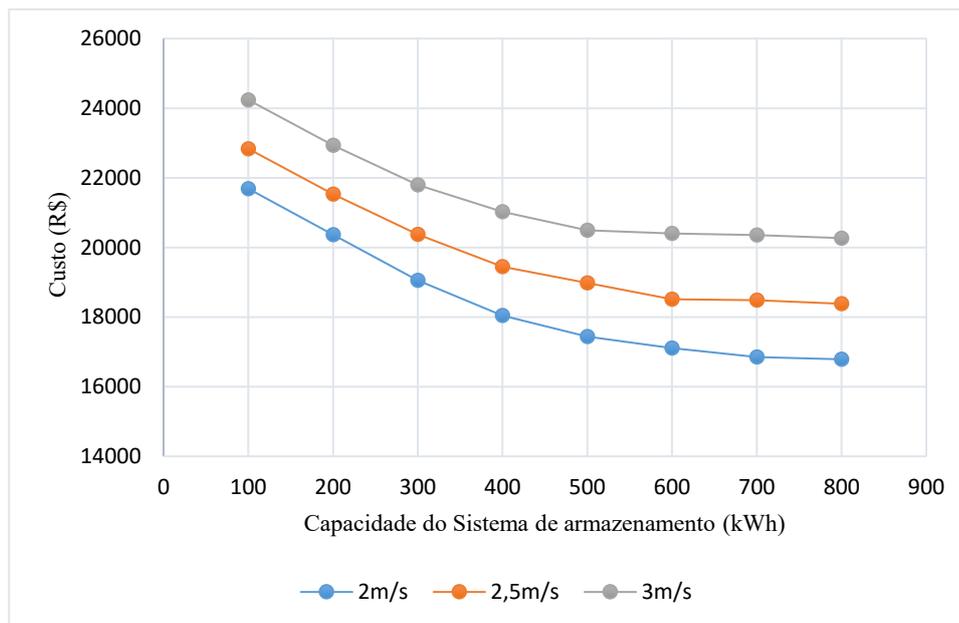
Capacidade do Banco de baterias [kWh]	Redução do Custo [%]	Custo de Compra de Energia da Rede [R\$]
100	5,39	22835,16
200	10,79	21533,12

300	15,60	20371,94
400	19,95	19443,3
500	21,35	18984,04
600	23,30	18513,32
700	23,42	18483,77
800	23,84	18382,01

Tabela 4.6 - Impacto da dimensão do banco na economia da operação - Geração MM (Turbina 3m/s) +FV.

Capacidade do Banco de baterias [kWh]	Redução do Custo [%]	Custo de Compra de Energia da Rede [R\$]
100	5,10	24237,75
200	10,20	22935,75
300	14,67	21793,28
400	17,67	21027
500	19,76	20493,58
600	20,11	20403,55
700	20,31	20352,22
800	20,64	20267,87

A Figura 4.19 mostra a Economia versus Capacidade do SAE para os três modelos de Turbina *Tocado* simulados e seus respectivos valores nominais de velocidade de correntes de maré. Através da observação do gráfico fica mais evidente a saturação para tamanhos muito elevados de sistema de armazenamento. Além disso, como discutido na Seção 4.4.3, constata-se a superioridade da turbina projetada para velocidade nominal de 2m/s em relação a economia do sistema, devido ao seu fator de capacidade superior.

Figura 4.19 - Economia *versus* Capacidade do SAE.

Adicionalmente, foram realizadas simulações considerando a operação isolada da geração MM e da geração FV. Para estes casos foi levado em consideração que cada uma das fontes operando sozinha para o atendimento da demanda do sistema, seria capaz de gerar a mesma potência que as duas fontes renováveis juntas, no caso anterior. Logo, para essa análise, cada uma das fontes possuía uma potência nominal de 84kW; para a geração MM foi considerada a turbina de velocidade nominal 2 m/s.

Os resultados das simulações estão apresentados nas Tabelas 4.7 e 4.8 e na Figura 4.20. Como já esperado, a geração maremotriz teve desempenho superior quando utilizada de forma isolada para atender a demanda tendo em vista que possui um maior fator de capacidade.

O custo de um sistema maremotriz de 84kW com SAE foi menor que quando considerado um sistema com geração MM + FV com SAE, e também menor que o custo associado ao uso da geração fotovoltaica com SAE com a mesma potência nominal.

Os fatores de capacidade da geração maremotriz e fotovoltaica para o período de simulação são, respectivamente, 25% e 18%.

Tabela 4.7 - Impacto da dimensão do banco na economia da operação – G. Maremotriz.

Capacidade do Banco de baterias [kWh]	Redução do Custo [%]	Custo de Compra de Energia da Rede [R\$]
100	4,12	19886,04
200	10,77	18506,82
300	15,93	17437,31
400	19,43	16710,19
500	21,53	16275,83
600	22,54	16066,25
700	23,32	15903,44
800	24,17	15727,44

Tabela 4.8 - Impacto da dimensão do banco na economia da operação - G. Fotovoltaica.

Capacidade do Banco de baterias [kWh]	Redução do Custo [%]	Custo de Compra de Energia da Rede [R\$]
100	4,98	23925,83
200	10,18	22614,96
300	15,00	21401,99
400	19,44	20283,51
500	23,33	19304,84
600	25,82	18677,43
700	27,15	18343,34
800	27,61	18227,73

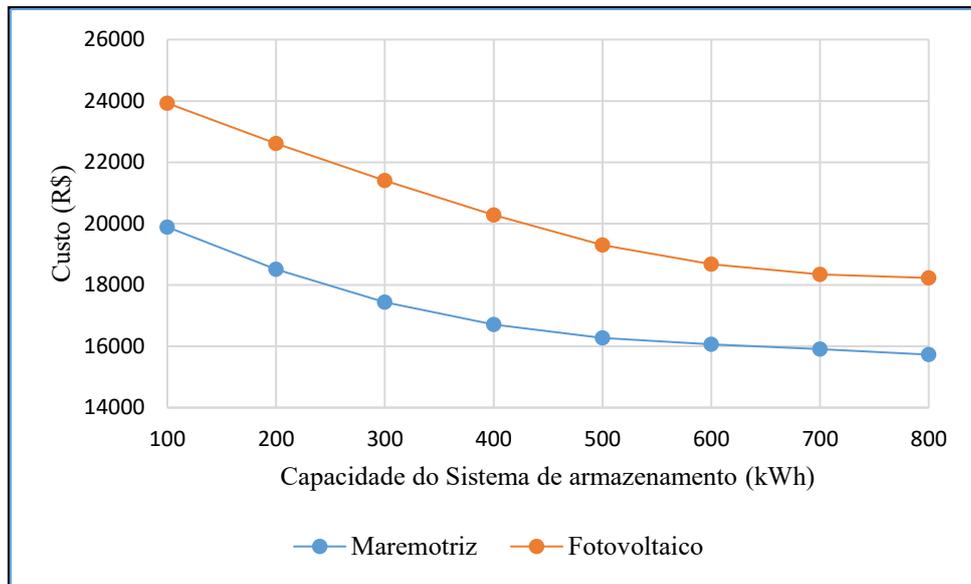


Figura 4.20 - Comparação geração MM e geração FV.

4.4.5. Considerações e análises dos resultados

Neste capítulo foi formulado e resolvido problema do despacho ótimo de uma microrrede híbrida com sistema de armazenamento e conectada à rede elétrica, para um grande consumidor não autossuficiente. O problema foi formulado como um problema de otimização não linear com variáveis mistas, que é resolvido eficientemente a através de uma meta-heurística orientada para o problema.

Verificou-se que a escolha adequada da turbina maremotriz para o local da instalação impacta diretamente sobre a potência firme a ser extraída e o fator de capacidade do sistema. Para o local escolhido é mais interessante a escolha de uma turbina com v_N de 2 m/s em detrimento da escolha de uma com v_N de 3 m/s pois no local em estudo poucas vezes a velocidade chega ou ultrapassa 3 m/s, ocorrendo apenas nos períodos de sizígia.

O Algoritmo evolutivo proposto se mostrou eficiente para o objetivo de minimização do custo associado à compra de energia da rede elétrica. Os resultados das simulações evidenciam significativa economia que pode ser obtida através do deslocamento da oferta de energia de custo “zero” produzida pelas fontes renováveis, maremotriz e fotovoltaica, para horários de alto custo da energia da rede.

Além disso, com a alteração do tamanho do sistema de armazenamento de energia foi possível verificar o seu impacto sobre a operação da microrrede híbrida. Ao aumentar a dimensão do banco de baterias, se expande a possibilidade do deslocamento da potência gerada e conseqüentemente há redução na quantidade de energia comprada da rede. Contudo, a partir de determinado ponto não é mais vantajoso o aumento do SAE, visto que há saturação da economia obtida; além do que o tamanho do banco não pode ser expandido infinitamente por questões econômicas.

Quando analisado qual seria o custo de compra de energia da rede para a operação das duas fontes renováveis escolhidas se estas fossem utilizadas de forma separada, a fonte maremotriz apresentou melhor rendimento, logo menor compra de energia do sistema devido ao seu fator de capacidade ser superior ao da geração fotovoltaica.

É importante frisar que o fator de capacidade vai ser variável de acordo com o período analisado, a análise foi realizada para um período de simulação de um ciclo lunar completo em que o fator de capacidade da geração maremotriz era de 25% enquanto o da geração fotovoltaica era de 18%. Se fosse analisado, por exemplo, um dia de maré de quadratura em que há pouca geração maremotriz, um sistema composto por geração fotovoltaico seria mais eficiente.

Os aspectos relacionados aos custos de investimentos e vida útil do sistema não foram considerados neste estudo.

Capítulo

5

CONCLUSÕES

A política energética mundial é crescentemente conduzida a impulsionar a participação de fontes renováveis na matriz de geração de eletricidade, com o objetivo de aumentar a segurança do abastecimento, atender a crescente demanda de energia e mitigar as mudanças climáticas causadas pelo uso prolongado de geração de energia a partir de fontes convencionais. Nesse contexto surgiram as microrredes pela necessidade de suprir os consumidores com eletricidade de forma mais eficiente, estável e confiável.

No entanto, apesar dos benefícios da inclusão de microrredes na matriz energética, é necessário investigar os impactos provocados pela integração de diferentes recursos energéticos ao sistema elétrico convencional; assim como a forma de ótima de operação com a finalidade de obter o máximo aproveitamento energético e econômico desses sistemas.

Uma das aplicações mais promissoras das microrredes é a utilização combinada de fontes renováveis com a instalação de sistemas de energia híbridos. Diante disto, esse trabalho apresentou um estudo sobre a operação de uma microrrede com geração híbrida maremotriz e solar fotovoltaica concomitante ao uso de um sistema de armazenamento de energia.

Como a geração fotovoltaica já é uma tecnologia altamente difundida e seus impactos sobre a operação do sistema conhecidos, em um primeiro momento foi realizado um estudo específico sobre os impactos da interligação da geração maremotriz à rede elétrica e posteriormente, foi resolvido o despacho ótimo do sistema híbrido com a utilização de um algoritmo evolutivo.

A análise dos impactos de interligação de um parque hidrocínético marinho mostrou que a rede elétrica foi capaz de absorver a geração maremotriz de forma eficiente e houve melhora nos valores de tensão dos barramentos do sistema às quais este estava conectado, assim como nos barramentos próximos. Além disso, verificou-se a redução das perdas elétricas provenientes dos fluxos nas linhas para a inserção do PHM em diversos pontos do sistema; quanto mais distantes da geração principal da rede convencional for instalada a GD maiores as vantagens

desta ao sistema.

Portanto, foi constatado que o uso da geração maremotriz em microrredes tende a ser bastante benéfica à operação do sistema, quando analisados os aspectos de perfil de tensão e perdas devido aos fluxos nas linhas; os efeitos estão suscetíveis à quantidade de energia e às características do local.

Em seguida, foi formulado e resolvido o problema do despacho ótimo do sistema híbrido composto pelas gerações maremotriz e fotovoltaica com sistema de armazenamento e conectada à rede elétrica, para um grande consumidor não autossuficiente. O Algoritmo evolutivo proposto se mostrou apropriado para o seu principal objetivo que é a minimização do custo relacionado a compra de energia do sistema convencional.

A redução de custo é diretamente proporcional ao aumento do tamanho do sistema de armazenamento de energia, contudo em determinado momento há saturação da economia obtida, o que não justifica o contínuo aumento do SAE. Essa redução de custo se fundamenta pela capacidade de deslocamento da oferta de energia, com o uso do SAE, a partir das fontes renováveis para os horários em que a tarifa de energia da rede é mais elevada

Além disso, a avaliação do perfil de velocidade de marés para a localização da geração maremotriz é de extrema importância para a escolha do modelo de turbina a ser instalado no local, de forma a obter o máximo aproveitamento da capacidade de geração.

Em conclusão, o estudo apresenta uma importante análise a respeito do uso da energia maremotriz integrada a rede convencional, os aspectos relacionados a essa integração ainda são pouco estudados, a maioria dos estudos ainda está concentrada na demonstração dessa forma de tecnologia. A geração maremotriz se mostra muito interessante devido à sua alta previsibilidade, o que permite um bom dimensionamento do sistema.

Foi constatado que a combinação entre diferentes fontes de geração renováveis ou o uso isolado destas pode resultar em efeitos significativos sobre o desempenho econômico e operacional das microrredes. A energia maremotriz tanto sozinha quanto combinada à outras fontes, tende a ser bastante benéfica à operação do sistema.

5.1.Sugestões para trabalhos futuros

As análises feitas nessas dissertações trouxeram questionamentos a serem pesquisados em trabalhos futuros, que são:

- Incluir na análise dos impactos da geração maremotriz em sistemas de distribuição, os efeitos na estabilidade e qualidade de energia do sistema, assim como em equipamentos de proteção.
- Estudo sobre a operação resiliente de uma microrrede com geração híbrida oceânica e solar fotovoltaica.

Referências

- [1] D.Q. Oliveira, P. B. Leite Neto, O.R. Saavedra, L.F.N. Delboni and B.I.L. Lima, The Impacts of Plug-in Hybrid Electric Vehicles and Renewable Power Penetration into Distribution Systems. presented at Proceedings of 6th IEEE/PES T&D-LA 2012. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6319140/>
- [2] IPCC Working Group III , “Renewable energy sources and climate change mitigation: special report of the Intergovernmental Panel on Climate Change ,” IPCC, New York, USA, 2012.
- [3] M. Liserre, T. Sauter and J. Y. Hung, “Future energy systems: Integrating renewable energy sources into the smart power grid through industrial electronics,” *IEEE Ind. Electron. Mag.*, vol. 4, no. 1, pp. 18–37, Mar. 2010.
- [4] Empresa de Pesquisa Energética, “Plano Nacional de Energia 2030,” MME, Brasília, Brasil, 2007.
- [5] S.E. Ben Elghali, M.E.H. Benbouzid and J.F. Charpentier, “Marine Tidal Current Electric Power Generation Technology: State of the Art and Current Status,” *2007 IEEE International Electric Machines & Drives Conference*, vol. 2, pp. 1407-1412, 2007.
- [6] B.M. Rule, Z.J. Worth and C.A. Boyle, “Comparison of life cycle carbon dioxide emissions and embodied energy in four renewable electricity generation technologies in New Zealand,” *Environmental Science & Technology*, 43(16), pp. 6406-6413, Aug. 2009.
- [7] P. B. Leite Neto, O. R. Saavedra, and L. A. Souza Ribeiro, “Analysis of a Tidal Power Plant in the Estuary of Bacanga in Brazil Taking into Account the Current Conditions and Constraints,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 8, pp. 1187-1194, Feb. 2017.
- [8] P. B. Leite Neto, O. R. Saavedra, and L. A. Souza Ribeiro, “Optimization of electricity generation of a tidal power plant with reservoir constraints,” *Renew. Energy*, vol. 81, pp. 11–20, Set. 2015.
- [9] R. Zhouyang, W. Yuanmeng, L. Xuan, W. Yunfeng and L. Wenyuan, “A Coordinated Planning Method for Micro-siting of Tidal Current Turbines and Collector System Optimization in Tidal Current Farms,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no.01 , pp. 292 – 302, Jan. 2019.
- [10] P.B. Leite Neto, O.R. Saavedra, N.J. Camelo, L.A.S. Ribeiro and R.M. Ferreira, "Exploração de energia

- maremotriz para geração de eletricidade: aspectos básicos e principais tendências," *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, vol. 19, no. 2, pp. 219-232, Ago. 2011.
- [11] S. Parhizi, H. Lotfi, A. Khodaei and S. Bahramirad, "State of the Art in Research on Microgrids: A Review," *IEEE Access*, vol. 3, pp. 890 - 925, Jun. 2015.
- [12] R. H. Lasseter, "Smart Distribution: Coupled Microgrids," in *Proceedings of the IEEE*, vol. 99, no. 6, pp. 1074 – 1082, Jun. 2011.
- [13] Q. Jiang, M. Xue, and G. Geng, "Energy Management of Microgrid in Grid-Connected and Stand-Alone Modes," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 3380-3389, Aug. 2013.
- [14] A. G. Tsikalakis and N. D. Hatziargyriou, "Centralized control for optimizing microgrids operation," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 23, no. 1, pp. 241–248, Mar. 2008.
- [15] RAYTHEON COMPANY. **How to build a power base**. Waltham, 2016. Available: http://www.raytheon.com/news/feature/power_tech.html. Accessed on: Jan., 30, 2019.
- [16] S. Chowdhury, S. P. Chowdhury, and P. Crossley, *Microgrids and Active Distribution Networks*. Stevenage, U.K.: IET, 2009.
- [17] IEA. *Re-powering Markets: Market Design and Regulation during the transition to lowcarbon power systems*. International Energy Agency Electricity Market Series, 2016.
- [18] Pedro Bezerra Leite Neto, "Contribuições para a operação energética e econômica de microrredes isoladas com fontes renováveis diversificadas", Ph.D. Dissertation, UFMA, São Luís, BR, 2017.
- [19] B. Kroposki, R. Lasseter, T. Ise, S. Morozumi, S. Papathanassiou and N. Hatziargyriou, "Making microgrids work," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 6, no. 3, pp. 40–53, May. 2008.
- [20] A. Eller and M. Lawrence, *Distributed Energy Resources Global Forecast*. Navigant Research, 2015.
- [21] H. Chen, N. Ait-Ahmed, E. H. Zaim and M. Machmoum, "Marine Tidal Current Systems: state of the art", in *Proc. IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, Jul. 2012.
- [22] J. S. Almeida, O. R. Saavedra and D. Q. Oliveira, "Impact of a Grid-connected Marine Hydrokinetic Farm

- on Distribution Systems,” in *Proc. IEEE 2018 9th Power, Instrumentation and Measurement Meeting*, Nov. 2018.
- [23] A. Uihlein; D. Magagna, “Wave and tidal current energy – A review of the current state of research beyond technology,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 58, pp. 1070–1081, May. 2016.
- [24] Z. Zhou, M. Benbouzid, J. F. Charpentier, F. Scuiller and T. Tang, “Developments in large marine current turbine technologies – A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 71, pp. 852–858, May. 2017.
- [25] O. A. Alvarez-Silva, A. F. Osorio and C. Winter, “Practical global salinity gradient energy potential,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 60, pp. 1387–1395, Jul. 2016.
- [26] J. H. Vanzwieten, L. T. Rauchenstein and L. Lee, “An assessment of Florida’s ocean thermal energy conversion (OTEC) resource,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 75, pp. 683–691, Aug. 2017.
- [27] Energy Informative, “How does tidal power work?,” [Online]. Available: <http://energyinformative.org/how-does-tidal-power-work/>
- [28] Bruno Felipe Gomes de Sá Sousa, “Micro-Geração de Energia Elétrica a partir de Correntes de Marés para Sistemas Isolados,” M.S. Thesis, UFMA, São Luís, BR, 2018.
- [29] T. El Tawil, J. F. Charpentier, and M. Benbouzid, “Tidal energy site characterization for marine turbine optimal installation: Case of the Ouessant Island in France,” *Int. J. Mar. Energy*, vol. 18, pp. 57–64, 2017.
- [30] Jessica de Sousa Almeida, “Ferramenta computacional para desenvolvimento de projetos de geração fotovoltaica,” ifma, São Luís, BR, 2015.
- [31] R. Foster, M. Ghassemi, A. Cota, J. Moore and V. Nelson, *Introduction to Renewable Energy. Solar Energy: Renewable Energy and the Environment*” 1.ed. Boca Raton: Taylor & Francis Group, 2011.
- [32] CEPEL – CRESESB. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro, 2014.
- [33] H. T. Le and T. Q. Nguyen, “Sizing energy storage systems for wind power firming: An analytical approach and a cost-benefit analysis,” in *Proc. Power Energy Soc. Gen. Meet.*, Jul. 2008.

- [34] X. Wang, D.M. Vilathgamuwa, and S. Choi, "Determination of battery storage capacity in energy buffer for wind farm," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 23, no. 3, pp. 868–878, Sep. 2008.
- [35] C. Venu, Y. Rifonneau, S. Bacha, and Y. Baghzouz, "Battery storage system sizing in distribution feeders with distributed photovoltaic systems," in *Proc. IEEE Bucharest PowerTech*, Jun. 2009.
- [36] R. Pawelek, I. Wasiak, P. Gburczyk, and R. Mienski, "Study on operation of energy storage in electrical power microgrid_Modeling and simulation," in *Proc. 14th Int. Conf. Harmon. Quality Power (ICHQP)*, Sep. 2010.
- [37] D. F. P. Magalhães, "Modelo de Baterias com aplicação em sistemas de gestão de baterias (BMS) de Veículos Elétricos (EVs)." Dissertação de mestrado, Universidade do Porto, Faculdade de Engenharia, Porto, p. 131, 2013.
- [38] J. Copetti, F. Chenlo, "Lead/acid batteries for photovoltaic applications. Test results and modeling," *Journal of Power Sources*, vol. 47, no. 1-2, pp. 109–118, 1994. ISSN 03787753.
- [39] R. A. Shayani, "Método para determinação do limite de penetração da geração distribuída," Universidade de Brasília, Distrito Federal - DF, 2010.
- [40] A. A. Bayod-Rújula, "Future development of the electricity systems with distributed generation," *Energy*, vol. 34, no. 3, pp. 377-383, Mar. 2009.
- [41] H. Wu, Y. Zhou, S. Dong, and Y. Song, "Probabilistic load flow based on generalized polynomial chaos," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 1, pp. 820–821, Jan. 2017.
- [42] X. Ran and S. Miao, "Three-phase probabilistic load flow for power system with correlated wind, photovoltaic and load," *IET Gener., Transmiss. Distrib.*, vol. 10, no. 12, pp. 3093–3101, Aug. 2016.
- [43] A. Monticelli, *Fluxo de Carga em Rede de Energia Elétrica*, 1st ed. São Paulo: Editora Edgard Blücher LTDA, 1983.
- [44] Marinha do Brasil, "Tábua das marés," Brasil, 2018. [Online]. Available: <https://www.marinha.mil.br/chm/tabuas-de-mare>

- [45] R. M. Ferreira and S. F. Estefen, "Alternative concept for tidal power plant with reservoir restrictions," *Renew. Energy*, vol. 34, no. 4, pp. 1151–1157, 2009.
- [46] Tocado Tidal Power BV (2012). Tocado T100. Den Oever, The Netherlands. [Online]. Available: http://www.all-energy.co.uk/__novadocuments/67698?v=635512157060400000.
- [47] P. Nema, R. K. Nema, S. Rangnekar, "A current and future state of art development of hybrid energy system using wind and PV-solar: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, no. 08, pp 2096-2103, Oct. 2009.
- [48] Catarina, A. S. e Bach, S. L. (2003). Estudo do efeito dos parâmetros genéticos sobre a solução otimizada e sobre o tempo de convergência em algoritmos genéticos com codificações binária e real. *Acta Scientiarum Technology: Maringá*, v. 25 n. 2, p. 147 -152.
- [49] BÄCK, T.; FOGEL, D. B.; MICHALEWICZ, T., eds. *Evolutionary computation 1: Basic algorithms and operators*. New York: Taylor & Francis Group, 2000.
- [50] J. R. Gomes and O. R. Saavedra, "A Cauchy-based evolution strategy for solving the reactive power dispatch problem," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 24, no. 04, pp. 277-283, May. 2002.
- [51] BÄCK, T., HOFFMEISTER, F. & SCHWEFEL, H.-P (1991), "A Survey of Evolution Strategies", In L. B. Belew and Booker, R. K. (eds.), *Proc. of the 4th Int. Conf. on GAs*, pp. 2-9, San Diego, CA, Julho.
- [52] CEMAR. [Online]. Available: <http://www.cemar116.com.br/residencial/informacoes/cobranca-de-tarifas>.

ANEXOS

Anexo A - Tábua de marés – Terminal da Ponta da Madeira

Tabela A.1 - Tábua de marés – Terminal da Ponta da Madeira.

TERMINAL DA PONTA DA MADEIRA (ESTADO DO MARANHÃO) - 2018

Latitude 02° 33'9 S Longitude 044° 22'7 W Fuso +03.0 horas

CV 65 Componentes Nível Médio 3.23 m Carta 413

Janeiro		Fevereiro		Março		Abril	
HORA ALT (m)							
01 SEG 0004 0.3 0619 5.8 1223 0.5 1838 6.0	17 QUA 0108 0.7 0721 5.4 1319 0.9 1930 5.7	01 QUI 0139 0.1 0751 6.0 1354 0.3 2004 6.2	17 SAB 0156 0.5 0806 5.7 1408 0.6 2019 5.9	01 QUI 0034 0.3 0649 5.9 1253 0.4 1906 6.1	17 SAB 0056 0.5 0704 5.7 1309 0.5 1923 5.9	01 DOM 0139 0.2 0749 6.0 1356 0.2 2006 6.0	17 TER 0149 0.3 0756 6.1 1408 0.2 2019 6.0
02 TER 0100 0.1 0711 5.9 1313 0.4 1928 6.1	18 QUI 0145 0.7 0756 5.4 1356 0.9 2004 5.7	02 SEX 0221 0.0 0836 6.0 1441 0.3 2051 6.2	18 DOM 0230 0.5 0841 5.7 1447 0.6 2056 5.8	02 SEX 0117 0.1 0734 6.0 1338 0.3 1951 6.2	18 DOM 0134 0.4 0743 5.9 1353 0.4 2000 6.0	02 SEG 0211 0.3 0821 6.0 1432 0.3 2041 5.9	18 QUA 0226 0.4 0836 6.0 1453 0.2 2102 5.9
03 QUA 0153 0.0 0802 6.0 1404 0.4 2017 6.1	19 SEX 0213 0.7 0826 5.5 1428 0.9 2039 5.7	03 SAB 0304 0.1 0915 6.0 1519 0.4 2132 6.0	19 SEG 0300 0.6 0911 5.7 1517 0.7 2128 5.7	03 SAB 0202 0.1 0811 6.0 1415 0.2 2030 6.1	19 SEG 0206 0.4 0817 5.9 1426 0.4 2038 6.0	03 TER 0251 0.4 0854 5.9 1504 0.4 2113 5.7	19 QUI 0304 0.5 0913 5.9 1536 0.4 2147 5.7
04 QUI 0241 0.1 0853 6.0 1456 0.4 2106 6.1	20 SAB 0251 0.7 0900 5.4 1500 0.9 2109 5.6	04 DOM 0349 0.3 0958 5.8 1600 0.6 2211 5.8	20 TER 0336 0.7 0949 5.6 1554 0.8 2204 5.6	04 DOM 0245 0.2 0851 6.0 1458 0.3 2106 6.0	20 TER 0247 0.4 0854 5.9 1502 0.4 2113 5.9	04 QUA 0319 0.7 0926 5.7 1539 0.6 2149 5.5	20 SEX 0351 0.8 0958 5.7 1617 5.6 2234 5.4
05 SEX 0323 0.2 0939 5.8 1541 0.5 2154 5.9	21 DOM 0319 0.8 0934 5.4 1536 1.0 2147 5.5	05 SEG 0423 0.7 1038 5.6 1643 0.8 2254 5.5	21 QUA 0409 0.9 1023 5.4 1638 0.9 2251 5.4	05 SEG 0315 0.4 0924 5.9 1534 0.5 2143 5.8	21 QUA 0317 0.6 0928 5.7 1543 0.6 2154 5.7	05 QUI 0354 0.9 1000 5.5 1609 0.9 2223 5.2	21 SAB 0439 1.0 1051 5.4 1709 0.9 2332 5.2
06 SAB 0408 0.4 1024 5.7 1624 0.8 2241 5.6	22 SEG 0353 0.9 1006 5.3 1609 1.1 2223 5.4	06 TER 0502 1.0 1119 5.3 1723 1.1 2341 5.1	22 QUI 0454 1.1 1109 5.3 1728 1.1 2345 5.1	06 TER 0353 0.6 1000 5.7 1606 0.7 2217 5.5	22 QUI 0356 0.8 1006 5.6 1624 0.8 2238 5.4	06 SEX 0428 1.3 1041 5.2 1653 1.2 2306 4.9	22 DOM 0536 1.3 1154 5.2 1815 1.1
07 DOM 0456 0.7 1111 5.4 1711 1.0 2330 5.4	23 TER 0432 1.0 1049 5.2 1656 1.2 2309 5.2	07 QUA 0549 1.3 1208 5.1 1813 1.4	23 SEX 0553 1.3 1211 5.1 1838 1.3	07 QUA 0424 1.0 1038 5.4 1645 1.0 2258 5.2	23 SEX 0443 1.0 1054 5.3 1715 1.0 2332 5.1	07 SAB 0509 1.6 1130 4.9 1743 1.5	23 SEG 0647 5.0 0649 1.4 1311 5.1 1934 1.2
08 SEG 0545 1.1 1204 5.2 1804 1.3	24 QUA 0517 1.2 1139 5.1 1754 1.3	08 QUI 0038 4.9 0645 1.6 1308 4.9 1917 1.6	0058 4.9 0706 1.5 1332 5.0 1958 1.3	08 QUI 0502 1.3 1119 5.1 1728 1.3 2347 4.9	0539 1.3 1156 5.1 1823 1.2	08 DOM 0004 4.6 1234 4.7 1847 1.7	24 TER 0204 5.0 1436 5.1 2053 1.1
09 TER 0024 5.1 0638 1.3 1302 5.0 1904 1.4	25 QUI 0009 5.1 0619 1.3 1245 5.1 1904 1.3	09 SEX 0145 4.7 0754 1.7 1415 4.9 2034 1.6	25 DOM 0223 4.9 0832 1.5 1456 5.1 2123 1.2	09 SEX 0554 1.6 1215 4.9 1824 1.6	25 DOM 0047 4.9 0653 1.5 1317 5.0 1945 1.3	09 SEG 0121 4.5 0724 2.0 1351 4.6 2006 1.7	25 QUA 0319 5.2 0921 1.2 1549 5.3 2200 0.9
10 QUA 0128 4.9 0741 1.5 1404 5.0 2011 1.5	26 SEX 0124 5.0 0736 1.4 1400 5.1 2023 1.3	10 SAB 0300 4.7 0908 1.7 1524 4.9 2145 1.4	26 SEG 0349 5.1 0953 1.3 1615 5.3 2239 0.9	10 SAB 0053 4.6 0700 1.8 1324 4.7 1939 1.7	26 SEG 0213 4.9 0817 1.5 1445 5.1 2108 1.2	10 TER 0239 4.6 0845 1.9 1502 4.7 2117 1.6	26 QUI 0424 5.5 1024 0.9 1653 5.6 2258 0.7
11 QUI 0236 4.9 0849 1.5 1506 5.1 2119 1.3	27 SAB 0247 5.0 0854 1.3 1515 5.3 2143 1.0	11 DOM 0409 4.8 1009 1.5 1626 5.1 2243 1.2	27 TER 0458 5.4 1100 1.0 1723 5.6 2343 0.5	11 DOM 0209 4.5 0821 1.9 1441 4.7 2100 1.7	27 TER 0338 5.1 0941 1.3 1604 5.3 2221 0.9	11 QUA 0345 4.8 0949 1.6 1602 5.0 2213 1.3	27 SEX 0517 5.7 1119 0.6 1743 5.8 2349 0.5
12 SEX 0343 5.0 0951 1.3 1606 5.2 2217 1.2	28 DOM 0400 5.2 1006 1.1 1626 5.5 2254 0.8	12 SEG 0504 5.0 1102 1.3 1717 5.3 2328 1.1	28 QUA 0558 5.6 1200 0.7 1817 5.9	12 SEG 0328 4.6 0936 1.8 1551 4.9 2206 1.5	28 QUA 0447 5.4 1049 1.0 1709 5.6 2321 0.6	12 QUI 0436 5.0 1039 1.3 1653 5.2 2300 1.0	28 SAB 0602 5.8 1206 0.4 1828 5.9
13 SAB 0441 5.1 1043 1.2 1658 5.4 2308 1.0	29 SEG 0508 5.4 1111 0.9 1730 5.7 2356 0.5	13 TER 0551 5.2 1147 1.2 1758 5.4	13 TER 0551 5.2 1147 1.2 1758 5.4	13 TER 0430 4.8 1032 1.5 1645 5.1 2258 1.2	29 QUI 0543 5.7 1145 0.6 1802 5.8	13 SEX 0517 5.3 1123 1.0 1738 5.5 2347 0.8	29 DOM 0030 0.4 0645 5.9 1253 0.3 1906 5.9
14 DOM 0530 5.2 1126 1.1 1741 5.5 2354 0.8	30 TER 0608 5.7 1209 0.7 1826 5.9	14 QUA 0008 0.9 0624 5.3 1223 1.0 1836 5.5	14 QUA 0008 0.9 0624 5.3 1223 1.0 1836 5.5	14 QUA 0517 5.1 1115 1.3 1730 5.3 2341 1.0	30 SEX 0009 0.4 0628 5.9 1232 0.4 1851 6.0	14 SAB 0558 5.6 1204 0.6 1817 5.8	30 SEG 0108 0.4 0719 5.9 1330 0.3 1945 5.9
15 SEG 0611 5.3 1206 1.0 1819 5.6	31 QUA 0051 0.2 0700 5.9 1302 0.4 1919 6.1	15 QUI 0049 0.7 0700 5.4 1300 0.9 1909 5.7	15 QUI 0049 0.7 0700 5.4 1300 0.9 1909 5.7	15 QUI 0556 5.3 1158 1.0 1808 5.5	31 SAB 0058 0.2 0708 6.0 1311 0.2 1930 6.1	15 DOM 0024 0.5 0638 5.9 1249 0.4 1858 6.0	15 DOM 0024 0.5 0638 5.9 1249 0.4 1858 6.0
16 TER 0034 0.8 0649 5.4 1249 1.0 1856 5.6	16 TER 0034 0.8 0649 5.4 1249 1.0 1856 5.6	16 SEX 0119 0.6 0734 5.6 1338 0.7 1947 5.8	16 SEX 0119 0.6 0734 5.6 1338 0.7 1947 5.8	16 SEX 0015 0.7 0630 5.5 1236 0.8 1847 5.8	16 SEX 0015 0.7 0630 5.5 1236 0.8 1847 5.8	16 SEG 0104 0.4 0715 6.0 1328 0.2 1941 6.1	16 SEG 0104 0.4 0715 6.0 1328 0.2 1941 6.1

TERMINAL DA PONTA DA MADEIRA (ESTADO DO MARANHÃO) - 2018
 Latitude 02° 33'9 S CV 65 Componentes Longitude 044° 22'7 W Fuso +03.0 horas
 Nível Médio 3.23 m Carta 413

Maio		Junho		Julho		Agosto	
HORA ALT (m)							
01 TER 0149 0.5 0754 5.9 1404 0.3 2017 5.8	17 QUI 0208 0.4 0819 6.1 1441 0.1 2054 5.9	01 SEX 0230 0.9 0839 5.6 1453 0.7 2104 5.3	17 DOM 0336 0.5 0951 5.9 1604 0.3 2226 5.7	01 DOM 0245 1.0 0854 5.5 1502 0.8 2119 5.3	17 TER 0406 0.5 1026 5.9 1636 0.4 2258 5.7	01 QUA 0326 1.0 0939 5.5 1545 0.9 2200 5.3	17 SEX 0508 0.9 1128 5.3 1734 1.2 2356 5.2
02 QUA 0219 0.6 0826 5.8 1441 0.5 2053 5.6	18 SEX 0256 0.5 0906 5.9 1524 0.3 2141 5.8	02 SAB 0302 1.0 0911 5.5 1523 0.8 2141 5.2	18 SEG 0423 0.7 1045 5.7 1656 0.5 2321 5.6	02 SEG 0313 1.1 0928 5.4 1536 0.9 2154 5.2	18 QUA 0456 0.7 1113 5.6 1721 0.7 2349 5.5	02 QUI 0400 1.0 1011 5.3 1617 1.0 2236 5.2	18 SAB 0600 1.2 1223 5.0 1824 1.5
03 QUI 0254 0.8 0900 5.7 1509 0.6 2123 5.4	19 SAB 0345 0.7 0956 5.8 1611 0.5 2234 5.5	03 DOM 0339 1.2 0951 5.3 1558 1.0 2215 5.0	19 TER 0515 0.9 1141 5.5 1751 0.8	03 TER 0353 1.2 1002 5.3 1608 1.0 2228 5.1	19 QUI 0547 1.0 1206 5.3 1811 1.0	03 SEX 0443 1.1 1054 5.2 1658 1.1 2317 5.1	19 DOM 0054 5.0 0700 1.4 1328 4.8 1932 1.6
04 SEX 0324 1.0 0934 5.5 1547 0.9 2200 5.2	20 DOM 0434 0.9 1049 5.5 1706 0.7 2332 5.4	04 SEG 0413 1.4 1026 5.1 1638 1.2 2258 4.9	20 QUA 0019 5.4 0611 1.1 1241 5.3 1849 1.0	04 QUA 0430 1.3 1041 5.1 1649 1.1 2309 5.0	20 SEX 0043 5.3 0641 1.2 1306 5.1 1909 1.3	04 SAB 0532 1.2 1145 5.0 1753 1.3	20 SEG 0200 5.0 0809 1.5 1443 4.8 2047 1.6
05 SAB 0400 1.2 1011 5.2 1621 1.1 2239 4.9	21 SEG 0530 1.1 1153 5.3 1806 0.9	05 TER 0458 1.5 1111 4.9 1721 1.3 2347 4.8	21 QUI 0119 5.3 0715 1.2 1347 5.2 1953 1.1	05 QUI 0511 1.4 1126 5.0 1738 1.3	21 SAB 0141 5.2 0745 1.3 1409 5.0 2013 1.4	05 DOM 0013 5.1 0632 1.3 1253 4.9 1858 1.4	21 TER 0308 5.0 0923 1.4 1554 4.9 2153 1.5
06 DOM 0443 1.5 1056 5.0 1704 1.4 2328 4.7	22 TER 0039 5.2 0636 1.2 1302 5.2 1913 1.1	06 QUA 0553 1.6 1208 4.8 1817 1.4	22 SEX 0221 5.3 0812 1.2 1453 5.2 2056 1.1	06 SEX 0000 5.0 0608 1.4 1224 5.0 1834 1.3	22 DOM 0243 5.2 0853 1.3 1519 5.0 2119 1.4	06 SEG 0124 5.1 0745 1.3 1409 4.9 2011 1.4	22 QUA 0413 5.2 1023 1.2 1654 5.1 2249 1.3
07 SEG 0532 1.7 1151 4.8 1800 1.6	23 QUA 0149 5.2 0747 1.3 1413 5.2 2024 1.1	07 QUI 0049 4.8 0656 1.6 1315 4.8 1923 1.5	23 SAB 0321 5.4 0926 1.1 1554 5.3 2156 1.1	07 SAB 0100 5.0 0711 1.4 1334 5.0 1941 1.3	23 SEG 0345 5.3 0956 1.1 1624 5.1 2217 1.2	07 TER 0241 5.2 0902 1.1 1528 5.1 2128 1.3	23 QUI 0506 5.3 1111 1.0 1741 5.3 2332 1.1
08 TER 0032 4.6 0636 1.9 1258 4.7 1908 1.6	24 QUI 0256 5.3 0856 1.1 1523 5.3 2130 1.0	08 SEX 0154 4.9 0802 1.5 1423 4.9 2030 1.3	24 DOM 0417 5.5 1023 0.9 1653 5.4 2251 1.0	08 DOM 0208 5.1 0823 1.2 1447 5.1 2051 1.2	24 TER 0441 5.4 1053 1.0 1719 5.3 2308 1.1	08 QUA 0354 5.4 1015 0.9 1639 5.4 2241 1.0	24 SEX 0551 5.5 1156 0.8 1817 5.4
09 QUA 0145 4.6 0749 1.8 1409 4.7 2019 1.6	25 SEX 0356 5.5 0958 0.9 1624 5.5 2226 0.8	09 SAB 0258 5.1 0906 1.2 1526 5.1 2132 1.1	25 SEG 0508 5.6 1113 0.7 1741 5.5 2336 0.9	09 SEG 0313 5.3 0932 1.0 1554 5.2 2156 1.1	25 QUA 0532 5.5 1139 0.8 1804 5.4 2356 1.0	09 QUI 0500 5.6 1121 0.6 1743 5.6 2343 0.8	25 SAB 0009 1.0 0626 5.6 1234 0.7 1853 5.5
10 QUI 0251 4.8 0856 1.6 1513 4.9 2123 1.3	26 SAB 0451 5.6 1054 0.7 1717 5.6 2315 0.7	10 DOM 0354 5.4 1006 0.9 1624 5.4 2230 0.9	26 TER 0554 5.7 1200 0.6 1824 5.5	10 TER 0415 5.5 1038 0.7 1656 5.5 2258 0.9	26 QUI 0611 5.6 1219 0.7 1845 5.4	10 SEX 0600 5.9 1217 0.3 1838 5.9	26 DOM 0049 0.9 0700 5.7 1306 0.6 1923 5.6
11 SEX 0349 5.1 0954 1.3 1609 5.2 2217 1.1	27 DOM 0538 5.7 1143 0.6 1804 5.7	11 SEG 0449 5.6 1102 0.6 1721 5.6 2323 0.7	27 QUA 0015 0.9 0634 5.7 1245 0.6 1902 5.5	11 QUA 0515 5.7 1139 0.5 1756 5.7 2356 0.7	27 SEX 0036 1.0 0651 5.6 1258 0.7 1917 5.4	11 SAB 0039 0.5 0656 6.1 1309 0.1 1928 6.0	27 SEG 0121 0.8 0734 5.7 1343 0.6 1956 5.6
12 SAB 0438 5.4 1047 0.9 1700 5.5 2306 0.8	28 SEG 0000 0.6 0617 5.8 1224 0.5 1847 5.7	12 TER 0539 5.8 1158 0.4 1811 5.8	28 QUI 0058 0.8 0709 5.7 1319 0.6 1941 5.5	12 QUI 0611 5.9 1236 0.3 1853 5.9	28 SAB 0109 0.9 0724 5.6 1334 0.6 1953 5.5	12 DOM 0128 0.3 0747 6.2 1400 0.0 2013 6.1	28 TER 0158 0.7 0806 5.8 1411 0.6 2026 5.7
13 DOM 0521 5.6 1136 0.6 1751 5.7 2354 0.6	29 TER 0045 0.6 0656 5.8 1302 0.4 1921 5.7	13 QUA 0013 0.6 0630 6.0 1251 0.2 1904 5.9	29 SEX 0135 0.9 0747 5.7 1356 0.6 2013 5.4	13 SEX 0053 0.5 0706 6.1 1324 0.1 1945 6.0	29 DOM 0149 0.9 0800 5.6 1404 0.6 2023 5.5	13 SEG 0213 0.2 0834 6.2 1447 0.0 2100 6.1	29 QUA 0232 0.7 0843 5.7 1449 0.6 2100 5.6
14 SEG 0606 5.9 1221 0.3 1836 5.9	30 QUA 0119 0.7 0730 5.8 1345 0.4 1958 5.6	14 QUI 0104 0.5 0719 6.1 1341 0.1 1956 6.0	30 SAB 0206 0.9 0819 5.6 1430 0.7 2049 5.4	14 SAB 0147 0.4 0758 6.1 1413 0.0 2034 6.0	30 SEG 0219 0.9 0834 5.6 1441 0.7 2056 5.5	14 TER 0300 0.2 0915 6.1 1526 0.2 2143 6.0	30 QUI 0302 0.7 0913 5.6 1517 0.7 2132 5.5
15 TER 0041 0.4 0653 6.0 1306 0.2 1919 6.0	31 QUI 0156 0.7 0804 5.7 1415 0.5 2032 5.5	15 SEX 0156 0.4 0808 6.1 1428 0.1 2047 6.0		15 DOM 0234 0.3 0851 6.2 1502 0.0 2121 6.0	31 TER 0254 0.9 0906 5.6 1508 0.8 2126 5.4	15 QUA 0347 0.4 1000 5.9 1606 0.4 2224 5.8	31 SEX 0339 0.8 0951 5.5 1553 0.9 2204 5.4
16 QUA 0124 0.4 0736 6.1 1356 0.1 2006 6.0		16 SAB 0247 0.4 0900 6.0 1513 0.1 2136 5.9		16 SEG 0319 0.4 0939 6.1 1553 0.2 2208 5.9		16 QUI 0426 0.6 1043 5.6 1651 0.8 2308 5.5	

TERMINAL DA PONTA DA MADEIRA (ESTADO DO MARANHÃO) - 2018

Latitude 02° 33'9 S

Longitude 044° 22'7 W

Fuso +03.0 horas

CV

65 Componentes

Nível Médio 3.23 m

Carta 413

Setembro			Outubro			Novembro			Dezembro		
HORA	ALT (m)	HORA ALT (m)	HORA	ALT (m)	HORA ALT (m)	HORA	ALT (m)	HORA ALT (m)	HORA	ALT (m)	HORA ALT (m)
01	0415 0.9	17	0004 4.9	01	0445 1.0	17	0023 4.7	01	0030 5.0	17	0154 4.7
SAB	1026 5.3	SEG	0611 1.5	SEG	1100 5.1	QUA	0632 1.7	QUI	0654 1.3	SAB	0804 1.6
	1630 1.1		1243 4.6		1702 1.3		1311 4.5		1326 4.9		1438 4.7
	2247 5.3		1843 1.8		2319 5.1		1911 2.0		1926 1.5		2043 1.7
02	0500 1.1	18	0111 4.8	02	0547 1.2	18	0141 4.7	02	0154 5.1	18	0258 4.9
DOM	1115 5.1	TER	0723 1.7	TER	1208 4.9	QUI	0754 1.7	SEX	0813 1.2	DOM	0908 1.4
	1721 1.3		1402 4.6		1811 1.5		1430 4.6		1445 5.1		1532 5.0
	2341 5.1		2004 1.9				2034 1.9		2047 1.3		2139 1.4
03	0602 1.3	19	0228 4.8	03	0036 5.0	19	0253 4.8	03	0309 5.3	19	0353 5.1
SEG	1223 4.9	QUA	0845 1.6	QUA	0702 1.3	SEX	0906 1.5	SAB	0926 0.9	SEG	1000 1.2
	1828 1.5		1519 4.7		1338 4.8		1536 4.8		1553 5.4		1617 5.3
			2119 1.7		1938 1.6		2138 1.6		2156 1.0		2228 1.1
04	0054 5.0	20	0339 5.0	04	0206 5.0	20	0353 5.0	04	0417 5.5	20	0441 5.4
TER	0717 1.3	QUI	0953 1.3	QUI	0830 1.2	SAB	1002 1.2	DOM	1026 0.7	TER	1049 0.9
	1349 4.8		1621 5.0		1500 5.0		1623 5.1		1649 5.7		1702 5.5
	1949 1.5		2217 1.4		2100 1.4		2226 1.3		2254 0.7		2313 0.8
05	0217 5.1	21	0434 5.2	05	0328 5.3	21	0439 5.3	05	0511 5.7	21	0524 5.6
QUA	0843 1.2	SEX	1045 1.1	SEX	0949 0.9	DOM	1126 0.8	SEG	1119 0.5	QUA	1134 0.7
	1511 5.0		1706 5.2		1611 5.4		1704 5.4		1738 5.9		1745 5.8
	2111 1.4		2302 1.2		2211 1.0		2306 1.0		2345 0.5		
06	0339 5.3	22	0517 5.4	06	0436 5.6	22	0519 5.5	06	0600 5.9	22	0000 0.5
QUI	1000 0.9	SAB	1124 0.9	SAB	1053 0.6	SEG	1126 0.8	TER	1204 0.4	QUI	0608 5.8
	1626 5.3		1745 5.4		1709 5.7		1741 5.6		1819 6.0		1213 0.6
	2224 1.1		2345 1.0		2309 0.7		2351 0.7				1824 5.9
07	0449 5.6	23	0556 5.6	07	0534 5.9	23	0558 5.7	07	0028 0.3	23	0047 0.3
SEX	1106 0.6	DOM	1202 0.7	DOM	1147 0.3	TER	1204 0.6	QUA	0645 5.9	SEX	0654 5.9
	1728 5.6		1817 5.5		1800 5.9		1815 5.8		1251 0.4		1258 0.5
	2328 0.7								1858 6.0		1906 6.0
08	0549 5.9	24	0017 0.8	08	0002 0.4	24	0026 0.5	08	0108 0.2	24	0128 0.2
SAB	1202 0.3	SEG	0632 5.7	SEG	0621 6.0	QUA	0638 5.9	QUI	0721 5.9	SAB	0738 5.9
	1821 5.9		1239 0.6		1232 0.2		1247 0.5		1326 0.4		1345 0.5
			1851 5.7		1845 6.1		1854 5.9		1936 6.0		1951 6.0
09	0021 0.4	25	0056 0.6	09	0053 0.2	25	0104 0.4	09	0153 0.3	25	0209 0.3
DOM	0641 6.1	TER	0704 5.8	TER	0704 6.1	QUI	0715 6.0	SEX	0758 5.8	DOM	0821 5.8
	1254 0.1		1311 0.5		1311 0.1		1321 0.4		1402 0.5		1426 0.6
	1906 6.1		1923 5.8		1924 6.1		1930 6.0		2008 5.9		2034 5.9
10	0108 0.2	26	0134 0.5	10	0136 0.2	26	0149 0.3	10	0224 0.4	26	0256 0.3
SEG	0726 6.2	QUA	0743 5.9	QUA	0747 6.1	SEX	0756 5.9	SAB	0834 5.6	SEG	0906 5.7
	1341 0.0		1351 0.4		1356 0.2		1400 0.5		1441 0.7		1508 0.7
	1953 6.1		1958 5.9		2002 6.1		2008 6.0		2045 5.7		2119 5.8
11	0158 0.1	27	0206 0.5	11	0209 0.2	27	0224 0.4	11	0300 0.6	27	0345 0.5
TER	0809 6.2	QUI	0815 5.9	QUI	0823 5.9	SAB	0836 5.8	DOM	0908 5.4	TER	0958 5.5
	1419 0.1		1421 0.5		1432 0.4		1441 0.6		1509 1.0		1558 0.9
	2034 6.1		2032 5.8		2039 5.9		2049 5.8		2117 5.5		2209 5.6
12	0241 0.2	28	0245 0.5	12	0253 0.4	28	0304 0.5	12	0334 0.9	28	0434 0.8
QUA	0853 6.1	SEX	0854 5.8	SEX	0900 5.7	DOM	0913 5.6	SEG	0945 5.1	QUA	1053 5.3
	1500 0.2		1456 0.7		1504 0.6		1517 0.8		1547 1.2		1654 1.1
	2109 6.0		2106 5.7		2111 5.8		2126 5.6		2156 5.3		2309 5.3
13	0315 0.3	29	0319 0.6	13	0324 0.6	29	0351 0.7	13	0406 1.1	29	0532 1.0
QUI	0930 5.8	SAB	0930 5.5	SAB	0936 5.5	SEG	1000 5.4	TER	1023 4.9	QUI	1158 5.1
	1539 0.5		1534 0.9		1541 0.9		1602 1.0		1623 1.5		1756 1.3
	2149 5.8		2143 5.5		2149 5.5		2211 5.4		2239 5.0		
14	0356 0.6	30	0358 0.8	14	0400 0.9	30	0439 0.9	14	0453 1.4	30	0019 5.2
SEX	1006 5.5	DOM	1008 5.3	DOM	1011 5.2	TER	1056 5.1	QUA	1111 4.7	SEX	0639 1.1
	1611 0.9		1611 1.1		1613 1.3		1658 1.3		1711 1.8		1308 5.1
	2226 5.5		2223 5.3		2228 5.2		2311 5.2		2334 4.8		1906 1.4
15	0436 0.9	31	0441 1.2	15	0441 1.2	31	0539 1.2	15	0545 1.6	31	0554 1.5
SAB	1049 5.2	QUA	1058 4.8	SEG	1058 4.8	QUA	1204 4.9	QUI	1217 4.5	SAB	1223 4.7
	1654 1.2		1658 1.6		1658 1.6		1804 1.5		1813 1.9		1826 1.8
	2309 5.2		2317 4.9		2317 4.9						2058 1.2
16	0515 1.2	31	0528 1.5	16	0528 1.5			16	0041 4.7	31	0047 4.7
DOM	1139 4.9	TER	1156 4.6	TER	1156 4.6			SEX	0653 1.7	DOM	0658 1.6
	1741 1.6		1756 1.9		1756 1.9				1330 4.6		1328 4.7
									1930 1.9		1938 1.7

Anexo B - Descrição da Turbina Maremotriz

A turbina maremotriz *Tocado DD700*, exibida na Figura B.1 foi desenvolvida e é comercializada pela empresa *Tocado Tidal Turbines*. Esse modelo de turbina é apresentado como uma opção de utilização em água corrente, como rios, canais e correntes de maré.



Figura B.1 - Turbina maremotriz *Tocado DD700* [44].

Os dados operacionais estão descritos na Tabela B.1:

Tabela B.1 - Dados operacionais Turbina *Tocado DD700* [44].

Velocidade nominal (m/s)	2,00	2,50	3,00	3,50	4,00	4,50
Diâmetro da pá (m)	6,3	5,1	4,4	3,8	3,4	3,1
Área varrida (m ²)	31,2	20,4	15,0	11,5	9,3	7,7
Potência nominal (kW)	42	55	66	78	88	98
Velocidade mínima (m/s)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
Velocidade nominal (m/s)	2,6	3,8	4,5	5,3	6,0	6,8
Velocidade de sobrevivência (m/s)	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0

A curva de geração da turbina é apresentada na Figura B.2:

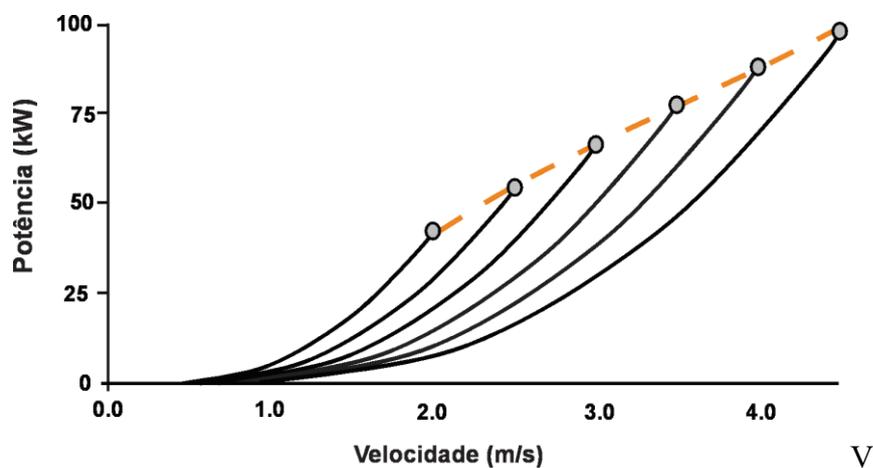


Figura B.2 - Curva e geração da Turbina Tocardo DD700 [44].

Anexo C - Dados do Sistema teste de 45 barras

Tabela C.1 - Dados de barra do sistema teste.

Barra	Tipo	V	θ	P	Q	Q _{sh}
1	V θ	1,004	0,00	0,00	0,00	0,00
2	PQ	1,000	0,00	0,00	0,00	0,00
3	PQ	1,000	0,00	0,00	0,00	0,00
4	PQ	1,000	0,00	3,76	2,53	1,20
5	PQ	1,000	0,00	0,00	0,00	0,00
6	PQ	1,000	0,00	1,39	0,2	1,20
7	PQ	1,000	0,00	0,00	0,00	0,00
8	PQ	1,000	0,00	1,74	0,44	1,20
9	PQ	1,000	0,00	0,00	0,00	0,00
10	PQ	1,000	0,00	0,00	0,00	0,00
11	PQ	1,000	0,00	1,22	0,31	0,00
12	PQ	1,000	0,00	0,00	0,00	0,00
13	PQ	1,000	0,00	0,64	0,16	0,00
14	PQ	1,000	0,00	0,00	0,00	0,00
15	PQ	1,000	0,00	0,00	0,00	0,00
16	PQ	1,000	0,00	2,77	1,26	0,60
17	PQ	1,000	0,00	0,00	0,00	0,00
18	PQ	1,000	0,00	3,47	1,58	0,00
19	PQ	1,000	0,00	0,00	0,00	0,00
20	PQ	1,000	0,00	0,00	0,00	0,00
21	PQ	1,000	0,00	0,00	0,00	0,00
22	PQ	1,000	0,00	2,48	0,35	1,20
23	PQ	1,000	0,00	0,00	0,00	0,00
24	PQ	1,000	0,00	10,79	5,23	1,20
25	PQ	1,000	0,00	0,00	0,00	0,00
26	PQ	1,000	0,00	4,16	2,13	0,00

27	PQ	1,000	0,00	0,00	0,00	0,00
28	PQ	1,000	0,00	0,00	0,00	0,00
29	PQ	1,000	0,00	2,28	1,29	1,20
30	PQ	1,000	0,00	0,00	0,00	0,00
31	PQ	1,000	0,00	0,00	0,00	0,00
32	PQ	1,000	0,00	0,00	0,00	0,00
33	PQ	1,000	0,00	5,05	1,27	1,20
34	PQ	1,000	0,00	0,00	0,00	0,00
35	PQ	1,000	0,00	5,36	0,51	1,20
36	PQ	1,000	0,00	0,00	0,00	0,00
37	PQ	1,000	0,00	1,78	0,52	1,20
38	PQ	1,000	0,00	0,00	0,00	0,00
39	PQ	1,000	0,00	4,65	2,88	0,00
40	PQ	1,000	0,00	0,00	0,00	0,00
41	PQ	1,000	0,00	0,00	0,00	0,00
42	PQ	1,000	0,00	6,44	0,92	1,20
43	PQ	1,000	0,00	0,00	0,00	0,00
44	PQ	1,000	0,00	6,22	2,65	3,60
45	PQ	1,000	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela C.2 - Dados de linha do sistema teste.

De	Para	R	X	b _{sh}	Tap
1	2	38,74	93,22	1,663	-
2	3	51,22	75,17	1,073	-
3	4	0,00	150,40	0,000	0,950
3	5	22,86	54,98	0,981	-
5	6	0,00	259,60	0,000	0,975
5	7	30,49	73,32	1,308	-
7	8	0,00	124,48	0,000	1,000

9	8	0,00	302,80	0,000	0,957
9	11	204,74	152,26	0,159	-
11	10	204,74	152,26	0,159	-
9	12	643,45	479,47	0,497	-
12	13	0,00	280,40	0,000	0,950
19	20	14,10	20,70	0,295	-
1	21	13,14	19,28	0,275	-
21	27	47,54	114,33	2,040	-
19	22	0,00	238,90	0,000	1,000
23	24	0,00	145,40	0,000	0,925
23	24	0,00	145,20	0,000	0,925
2	14	110,36	92,79	1,186	-
14	16	0,00	144,00	0,000	0,975
14	45	35,92	86,50	1,542	-
15	16	0,00	275,60	0,000	1,025
15	17	249,48	185,90	0,193	-
45	18	0,00	129,12	0,000	0,950
19	25	58,29	49,01	0,626	-
25	26	0,00	146,20	0,000	0,950
25	28	113,93	95,78	1,224	-
27	30	13,16	11,06	0,142	-
27	31	3,60	8,65	0,154	-
30	32	13,63	11,45	0,147	-
32	34	109,61	92,17	1,178	-
34	35	0,00	146,20	0,000	0,925
32	33	0,00	103,34	0,000	0,900
1	19	13,74	33,05	0,590	-
1	38	23,18	34,02	0,486	-
38	40	33,00	48,42	0,691	-
38	39	0,00	129,28	0,000	0,950

40	41	17,52	18,13	0,236	-
40	43	0,16	0,38	0,007	-
43	44	0,00	133,80	0,000	0,950
43	44	0,00	133,80	0,000	0,950
41	42	0,00	110,72	0,000	0,950
30	36	35,41	85,15	1,519	-
36	37	0,00	129,44	0,000	0,950
19	23	60,02	88,08	1,257	-
27	29	0,00	147,00	0,000	0,950