



UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ELETRICIDADE

**Pré-despacho incorporando fontes de energia eólica, maremotriz e
sistemas de armazenamento de energia**

FELIPE BORGES PEREIRA

São Luís – MA, Brasil
Fevereiro, 2019

FELIPE BORGES PEREIRA

**Pré-despacho incorporando fontes de energia eólica, maremotriz e
sistemas de armazenamento de energia**

Dissertação submetida à Coordenação do Curso de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade da Universidade Federal do Maranhão (UFMA) como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica na área de concentração de Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Vicente Leonardo Paucar Casas

São Luís – MA, Brasil
Fevereiro, 2019

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

Borges Pereira, Felipe.

Pré-despacho incorporando fontes de energia eólica, maremotriz e sistemas de armazenamento de energia / Felipe Borges Pereira. - 2019.

96 f.

Orientador(a): Vicente Leonardo Paucar Casas.

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

1. Parque Eólico. 2. Parque Maremotriz. 3. Pré-despacho. 4. Programação Dinâmica forward. 5. Sistemas de Armazenamento de Energia. I. Leonardo Paucar Casas, Vicente. II. Título.

Pré-despacho incorporando fontes de energia eólica, maremotriz e sistemas de armazenamento de energia

Felipe Borges Pereira

Dissertação aprovada em 25 de fevereiro de 2019

Prof. Dr. Vicente Leonardo Paucar Casas, UFMA
(Orientador)

Prof. Dr. Denisson Queiroz Oliveira, UFMA
(Membro da Banca Examinadora)

Prof. Dr. Lindomar Jacinto de Souza, IFMA
(Membro da Banca Examinadora)

A meus pais João Luís e Ana Alice.

Agradecimentos

A Deus pela força em momentos de fraqueza, pela luz em meio a escuridão, pela providência em meio a carência, pelo amor incondicional.

Aos meus pais João Luís e Ana Alice e a meus irmãos Lucas e Gabriel por serem os maiores motivadores de meu crescimento profissional e por estarem comigo em todos os momentos.

A minha namorada Camilla pelo apoio, carinho e companheirismo.

Ao professor Dr. Vicente Leonardo Paucar, pela confiança, paciência, colaboração neste trabalho e por sua orientação segura e objetiva.

Aos amigos e colegas do Laboratório de Mercados Elétricos (LME) e do Grupo de Sistemas de Potência (GSP) pela amizade, companheirismo e por sempre me inspirarem a ser uma pessoa melhor e seguir em frente. Em especial ao meu amigo Ítalo, pelo incentivo e apoio mesmo antes de realizar minha inscrição no processo seletivo.

Aos professores do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade da UFMA, pelas bases do conhecimento que foram de extrema importância para a pesquisa e para meu desenvolvimento profissional e pessoal.

“E não nos cansemos de fazer o **bem**, pois no tempo próprio **colheremos**, se não desanimarmos”

Gálatas 6:9

Resumo

F. B. Pereira, “Pré-despacho incorporando fontes de energia eólica, maremotriz e sistemas de armazenamento de energia” Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade (PPGEE), Universidade Federal do Maranhão (UFMA), 96p., São Luís-MA, Brasil, 2019.

O pré-despacho é uma importante etapa do planejamento da operação, tendo geralmente como objetivo minimizar o custo total da operação durante o horizonte de agendamento, respeitando restrições como os limites de reserva girante, tempos mínimos ligado e desligado, limites de rampa dos geradores, as restrições do balanço de potência ativa e limites de potência dos geradores em cada instante. Além disso, para reduzir a dependência de combustíveis fósseis e as emissões de gases de efeito estufa, a integração de recursos de energia limpa e renovável aos sistemas de energia elétrica atraiu atenção mundial. Sendo assim, esta dissertação apresenta um modelo de pré-despacho de redes elétricas inteligentes, além de uma metodologia fundamentada em programação dinâmica *forward* com o desígnio de solucionar o problema formulado. No problema do pré-despacho foram consideradas as fontes de energia renovável (FER) intermitentes, e os sistemas de armazenamento de energia (SAE). Ênfase foi dada nas FER intermitentes aos parques eólicos e maremotrizes e nos SAE aos sistemas de armazenamento por baterias. Entretanto, devido a incerteza na previsão dos ventos (que irão causar diferenças entre os valores previstos e medidos), um modelo probabilístico (com base na função densidade de probabilidade da Weibull) para as turbinas eólicas é formulado, o qual penaliza através de um custo o fato de se subestimar ou superestimar a potência disponível para geração pelo parque eólico. A inclusão do parque maremotriz ao pré-despacho é mais simples pois, apesar de ser intermitente, é uma fonte de energia bem previsível. Por fim, com o objetivo de otimizar o custo do pré-despacho, o sistema por armazenamento de energia por baterias é incorporado ao problema. A metodologia proposta foi implementada em ambiente computacional MATLAB® e aplicada a dois sistemas teste comumente utilizados (com quatro e dez unidades geradoras térmicas, respectivamente). Os resultados da simulação demonstram a aplicabilidade e bom desempenho do método proposto, bem como as vantagens da utilização de sistemas de armazenamento de energia para auxiliar no deslocamento da demanda, redução do pico da mesma e aumento da economia.

Palavras-chave: Parque Eólico, Parque Maremotriz, Pré-despacho, Programação Dinâmica *forward*, Sistemas de Armazenamento de Energia.

Abstract

F. B. Pereira “Unit commitment incorporating wind and tidal energy sources, and energy storage systems” Master of Science Dissertation, Electrical Engineering Graduate Program (PPGEE), Federal University of Maranhão (UFMA), 96p., São Luís-MA, Brazil, 2019.

Unit commitment is an important step in the planning of the operation, generally aiming to minimize the total cost of the operation during the scheduling horizon, respecting constraints such as spinning reserve limits, minimum on and off times, ramp limits of generators, the restrictions of the active power balance and the power limits of the generators at each instant. In addition, to reduce dependence on fossil fuels and greenhouse gas emissions, the integration of clean and renewable energy resources into electricity systems has attracted worldwide attention. Thus, this dissertation presents an unit commitment model under smart grids environment, in addition to a methodology based on dynamic forward programming with the aim of solving the problem formulated. In the unit commitment problem were considered intermittent renewable energy sources (RES), and energy storage systems (ESS). Emphasis was given on intermittent RES to wind and tidal energy farms and ESS to battery storage systems. However, due to uncertainty in wind forecasting (which will cause differences between predicted and measured values), a probabilistic model (based on the Weibull probability density function) for wind turbines is formulated, which penalizes through a cost the fact that the power available for generation by the wind farm is underestimated or overestimated. The inclusion of the tidal energy farm to the unit commitment is simpler because, although intermittent, it is a very predictable source of energy. Finally, in order to optimize the cost of the unit commitment, the battery energy storage system for energy storage is incorporated into the problem. The proposed methodology was implemented in MATLAB® computing environment and applied to two commonly used test systems (with four and ten thermal generating units, respectively). The results of the simulation demonstrate the applicability and good performance of the proposed method, as well as the advantages of using energy storage systems to aid in the demand shifting, peak demand shaving besides increasing the economy.

Keywords: Wind Farm, Tidal Energy Farm, Unit Commitment, Forward Dynamic Programming, Energy Storage System.

Lista de Figuras

Figura 2.1 - Fluxograma do pré-despacho via programação dinâmica <i>forward</i>	11
Figura 2.2 - Modelagem dos ventos no município de Humberto de Campos: (a) série temporal com duração de um ano, com maiores detalhes do primeiro dia; (b) histograma da série gerada seguindo a distribuição de Weibull. Fonte: [35].....	16
Figura 2.3 - Possíveis locais propícios para uso da energia das correntes de marés. Fonte: [36].....	19
Figura 2.4 - Perfil de profundidade da Baía de São Marcos. 1: Localização Porto da Madeira em São Luís, Maranhão – Brasil. 2: Locais com profundidade maior que 30 metros. Fonte: [43]	20
Figura 2.5 - Série temporal com duração de um ano (2018) e resolução de um minuto da velocidade de corrente de marés próximas ao Porto da Madeira (São Luís, Maranhão), com maiores detalhes do primeiro dia.	21
Figura 2.6 - Geração simulada do parque maremotriz (localizado na Baía de São Marcos, Maranhão) durante o dia 28 de agosto de 2018 (dia de maior sizígia do ano).	21
Figura 2.7 - Comparação entre o modelo de marés utilizado e a Tábua de Marés disponibilizadas pela Marinha do Brasil. Fonte: [35].....	23
Figura 2.8 - Comparação de tecnologias de armazenamento. Fonte: [8].....	25
Figura 2.9 - Fluxograma da inclusão do SAE ao pré-despacho. [8].....	29
Figura 3.1 - Potência a ser gerada pelas unidades térmicas a cada hora.....	39
Figura 3.2 - Potência a ser gerada pelas unidades térmicas e pelo parque eólico a cada hora.	40
Figura 3.3 - Potência a ser gerada pelas unidades térmicas, pelo parque eólico e maremotriz a cada hora.....	42
Figura 3.4 - Potência a ser gerada pelo parque eólico e maremotriz a cada hora.	42
Figura 3.5 - Comparação entre o perfil de demanda antes e após a inclusão do SAE ao sistema teste.	44
Figura 3.6 - Potência a ser gerada pelas unidades térmicas a cada hora.....	47
Figura 3.7 - Potência a ser gerada pelas unidades térmicas e pelo parque eólico a cada hora.	50

Figura 3.8 - Potência a ser gerada pelas unidades térmicas, pelo parque eólico e maremotriz a cada hora.....	52
Figura 3.9 - Potência a ser gerada pelo parque eólico e maremotriz a cada hora.	52
Figura 3.10 - Variação no perfil de demanda ao incluir-se o SAE ao sistema teste.....	55
Figura B.1 - Turbina eólica GE 2,5 MW – 120. Fonte: [33]	65
Figura B.2 - Curva de geração da turbina eólica GE 2,5 MW - 120. Fonte: [33].....	66
Figura C.1 - Turbina hidrocínética SeaGen-S 2MW. Fonte: [42]	67
Figura C.2 - Curva de geração da turbina hidrocínética SeaGen-S 2MW. Fonte: [42].....	68

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Velocidades médias mensais do vento no município de Humberto de Campos, Maranhão - Brasil. Fonte: [34]	15
Tabela 2.2 - Valores típicos de rugosidade para diferentes tipos de superfície. Fonte: [35, 36]	17
Tabela 2.3 - Valores dos fatores de forma e de escala da Weibull, dos custos de reserva, penalidade e disponibilidade, respectivamente, utilizados no modelo probabilístico do vento.	17
Tabela 2.4 - Velocidades de vento de entrada, nominal e de corte, respectivamente, em m/s da turbina GE 2,5 MW - 120.	18
Tabela 2.5 - Dados característicos dos sistemas de armazenamento por baterias de íons de lítio de diversos tipos [46, 47].	26
Tabela 2.6 - Parâmetros do sistema de armazenamento de energia por baterias de íons de lítio.....	28
Tabela 3.1 - Resultado do pré-despacho com as 4 unidades geradoras térmicas, com suas potências em MW a cada hora.	37
Tabela 3.2 - Resultado do pré-despacho com as 4 unidades geradoras térmicas, com suas potências em MW a cada hora.	38
Tabela 3.3 - Resultado do pré-despacho com as 4 unidades geradoras térmicas e todas as restrições da Seção 2.5, com suas potências em MW a cada hora.	38
Tabela 3.4 - Valores dos fatores de forma e de escala da Weibull, dos custos de reserva, penalidade e disponibilidade, respectivamente, utilizados no modelo probabilístico do vento.	39
Tabela 3.5 - Resultado do pré-despacho com as 4 unidades geradoras térmicas e parque eólico (dada a potência que seria gerada pelo parque eólico devido a previsão dos ventos daquele período) com suas potências em MW a cada hora.	40
Tabela 3.6 - Resultado do pré-despacho com as 4 unidades geradoras térmicas, parque eólico e maremotriz com suas potências em MW a cada hora.	41
Tabela 3.7 - Parâmetros do sistema de armazenamento de energia por baterias de íons de lítio.....	43
Tabela 3.8 - Resultado do pré-despacho com as 4 unidades geradoras térmicas, parque eólico, maremotriz e o SAE com suas potências em MW a cada hora.	44

Tabela 3.9 - Resultado do pré-despacho com as 10 unidades geradoras térmicas, com suas potências em MW a cada hora.	46
Tabela 3.10 - Comparação do custo total do pré-despacho de diversos métodos.....	47
Tabela 3.11 - Valores dos fatores de forma e de escala da Weibull, dos custos de reserva, penalidade e disponibilidade, respectivamente, utilizados no modelo probabilístico do vento.	48
Tabela 3.12 - Resultado do pré-despacho com as 10 unidades geradoras térmicas e parque eólico (dada a potência que seria gerada pelo parque eólico devido a previsão dos ventos daquele período) com suas potências em MW a cada hora.....	49
Tabela 3.13 - Resultado do pré-despacho com as 10 unidades geradoras térmicas, parque eólico e maremotriz com suas potências em MW a cada hora.....	51
Tabela 3.14 - Parâmetros do sistema de armazenamento de energia por baterias de íons de lítio.....	53
Tabela 3.15 - Resultado do pré-despacho com as 4 unidades geradoras térmicas, parque eólico, maremotriz e o SAE com suas potências em MW a cada hora.	54
Tabela 3.16 - Custos totais dos pré-despachos das 4 simulações realizadas utilizando como base o sistema teste composto por 4 unidades geradoras térmicas com um horizonte de tempo de 8 horas.....	57
Tabela 3.17 - Custos totais dos pré-despachos das 4 simulações realizadas utilizando como base o sistema teste composto por 10 unidades geradoras térmicas com um horizonte de tempo de 24 horas.....	58

Lista de Abreviaturas e Siglas

ALR	Relaxação lagrangiana adaptativa
A.SMP	Processo de modificação da solução posterior
BCGA	Algoritmo genético de codificação binária
BPSO	Otimização por enxame de partículas binário
B.SMP	Processo de modificação da solução anterior
CRESESB	Centro de Referência para Energia Eólica Sérgio de Salvo Brito
Eletrobras	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
GA	Algoritmo genético
ICGA	Algoritmo genético de codificação inteira
LR	Relaxação lagrangiana
MEM	Algoritmo memético
PD	Pré-despacho
PSO	Otimização por enxame de partículas
PSO-LR	Otimização por enxame de partículas combinado com relaxação lagrangiana
SAE	Sistema de armazenamento de energia
SEE	Sistema de energia elétrica
SEP	Sistema elétrico de potência
SPL	Lista de prioridade estocástica

Lista de Símbolos

C_{th}	Custo total do pré-despacho das N unidades térmicas em T períodos.
C_w	Custo total do pré-despacho dos N_w geradores eólicos em T períodos.
$F(P_j(t))$	Função custo para as j unidades geradoras.
$SC_j(t)$	Custo de partida para a unidade j no período t .
P_j	Potência de saída das j unidades geradoras.
a_j, b_j, c_j	Coefficientes do custo das j unidades geradoras, que são encontrados das curvas entrada-saída dos mesmos.
T_j^{cold}	Horas de partida fria da unidade j .
C_j^{hot}	Custo de partida quente para a unidade j .
C_j^{cold}	Custo de partida fria para a unidade j .
$C_{di}(t)$	Custo direto para a turbina eólica i no período t .
$C_{pi}(t)$	Custo subestimado para a turbina eólica i no período t .
$C_{ri}(t)$	Custo superestimado para a turbina eólica i no período t .
$w_i^{sc}(t)$	Potência dos ventos prevista para a i -ésima turbina eólica no período t .
$w_i(t)$	Potência do vento disponível para a i -ésima turbina eólica no período t .
$E_i^{ue}(t)$	Valor esperado de $w_i(t) > w_i^{sc}(t)$ para a i -ésima turbina eólica no período t .
$E_i^{oe}(t)$	Valor esperado de $w_i(t) < w_i^{sc}(t)$ para a i -ésima turbina eólica no período t .
d_i	Custo disponível para a i -ésima turbina eólica.
kp_i	Custo de penalidade para a i -ésima turbina eólica.
kr_i	Custo de reserva para a i -ésima turbina eólica.
$E_{K,t}$	Nível de energia armazenada na bateria K no instante t .
$E_{K,t+1}$	Nível de energia armazenada na bateria K no instante $t + 1$.
ER	Taxa de energia.
SOC_{min}	Estado de carga mínimo.
$SOC_{máx}$	Estado de carga máximo.
$P_{K,t}^b$	Geração de potência no descarregamento em t .
M_g	Potência do g -ésimo gerador maremotriz no período t .
P_h^{bm}	Geração de potência no descarregamento em t .

$P_{h,máx}^{bm}$	Máxima potência fornecida pela bateria.
$E_{K,max}$	Nível máximo de armazenamento de energia da bateria.
$E_{K,max}$	Nível máximo de armazenamento de energia da bateria.
P_j^{max}	Máxima potência gerada pela unidade j .
P_D	Potência da demanda total.
P_R	Reserva girante requerida.
RU_i	Limite de rampa de descida do i -ésimo gerador.
RD_i	Limite de rampa de subida do i -ésimo gerador.
T_j^{ON}	Tempo contínuo pelo qual a unidade está ligada.
T_j^{UP}	Tempo mínimo pelo qual a unidade j deve permanecer ligada.
T_j^{OFF}	Tempo contínuo pelo qual a unidade está desligada.
T_j^{down}	Tempo mínimo pelo qual a unidade j deve permanecer desligada.
$F_{custo}(t, I)$	Mínimo custo total para chegar no estado (t, I) .
$P_{custo}(t, I)$	Custo de produção para o estado (t, I) .
$S_{custo}(t-1, L; t, 1)$	Custo de transição do estado $(t-1, L)$ para o estado (t, I) .
k, c	Fatores de forma e de escala da Weibull, respectivamente.
v_r, v_i, v_o	Velocidades de vento nominal, de entrada e de corte, respectivamente.
$P_{i,t+1}$	Potência gerada pela unidade geradora térmica i no instante $t + 1$.
$P_{i,t}$	Potência gerada pela unidade geradora térmica i no instante t .
V_{nt}	Velocidade na quadratura.
V_{st}	Velocidade na sizígia.
C_m	Coefficiente de maré.
A	Área do rotor da turbina de corrente de marés.
H	Altura instantânea da maré.
H_{eq}	Altura média das marés de sizígia.
H_0	Altura média das marés.
P_m	Potência mecânica da turbina de corrente de marés.
C_p	Coefficiente de potência.
v	Velocidade das correntes de marés.
λ	Velocidade das pontas da turbina de corrente de marés.

θ	Ângulo de ataque.
ω_i	Frequência angular de cada componente harmônica.
A_i	Amplitude de cada componente harmônica.
ϕ_i	Fase de cada componente harmônica.
H_t	Altura desejada.
H_{data}	Altura de referência.
v_w	Velocidade do vento numa altura desejada H_t .
ϕ_i	Velocidade do vento numa altura de referência H_{data} .
z_0	Altura equivalente da superfície de rugosidade.

SUMÁRIO

	Página
Capítulo 1	1
INTRODUÇÃO.....	1
1.1 Generalidades	1
1.2 Formulação do problema	2
1.3 Objetivos.....	3
1.3.1 Objetivo geral	3
1.3.2 Objetivos específicos.....	3
1.4 Justificativa	3
1.5 Metodologia.....	5
1.6 Estrutura do trabalho.....	5
Capítulo 2	7
PRÉ-DESPACHO INCORPORANDO FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS E SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA.....	7
2.1 Pré-despacho.....	7
2.1.1 Métodos de Solução para o Pré-despacho	8
2.1.1.1 Programação dinâmica.....	9
2.1.2 Método de resolução do pré-despacho utilizando programação dinâmica forward.....	10
2.2 Geração eólica	11
2.2.1 Formulação do pré-despacho incorporando incerteza dos ventos	12
2.2.2 Modelagem do parque eólico	14
2.2.2.1 Modelagem do vento	15
2.2.2.2 Modelagem do modelo probabilístico para as turbinas eólicas	17
2.3 Geração maremotriz.....	18
2.3.1 Formulação do pré-despacho incorporando geradores maremotrizes	19
2.3.2 Modelagem do parque maremotriz.....	20
2.3.2.1 Modelagem da potência mecânica da turbina de corrente de marés.....	22
2.3.2.2 Modelagem da velocidade das correntes de marés	22
2.3.2.3 Modelagem da altura das marés.....	23

2.4	Sistemas de armazenamento de energia	24
2.4.1	Sistemas de armazenamento de energia por baterias	25
2.4.2	Formulação do pré-despacho incorporando sistemas de armazenamento de energia.....	27
2.4.3	Modelagem do sistema de armazenamento de energia	28
2.5	Principais restrições em sistemas elétricos de potência.....	29
2.5.1	Reserva girante.....	30
2.5.2	Tempo mínimo ligado	30
2.5.3	Tempo mínimo desligado.....	30
2.5.4	Limite de rampa dos geradores.....	31
2.5.5	Restrição do balanço da potência ativa	31
2.5.6	Restrição do limite de potência do gerador.....	32
2.6	Formulação Final da Metodologia Proposta.....	32
Capítulo 3		35
APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA E ANÁLISE DOS RESULTADOS		35
3.1	Resultados das simulações realizadas.....	35
3.1.1	Sistema teste composto por 4 unidades geradoras térmicas com um horizonte de tempo de 8 horas	36
3.1.1.1	Simulação do pré-despacho (caso base).....	37
3.1.1.2	Simulação do pré-despacho incorporando incerteza dos ventos	39
3.1.1.3	Simulação do pré-despacho incorporando incerteza dos ventos e geradores maremotrizes	41
3.1.1.4	Simulação do pré-despacho incorporando incerteza dos ventos, geradores maremotrizes e sistemas de armazenamento de energia	43
3.1.2	Sistema teste composto por 10 unidades geradoras térmicas com um horizonte de tempo de 24 horas	45
3.1.2.1	Simulação do pré-despacho (caso base).....	45
3.1.2.2	Simulação do pré-despacho incorporando incerteza dos ventos.....	48
3.1.2.3	Simulação do pré-despacho incorporando incerteza dos ventos e geradores maremotrizes	50
3.1.2.4	Simulação do pré-despacho incorporando incerteza dos ventos, geradores maremotrizes e sistemas de armazenamento de energia	53
3.2	Análise geral dos resultados obtidos.....	55
Capítulo 4		59
CONCLUSÃO.....		59

4.1	Conclusões.....	59
4.2	Trabalhos futuros.....	60
4.3	Publicações Decorrentes desta Dissertação.....	61
	Apêndice A.....	62
	MODELAGEM PROBABILÍSTICA DO VENTO.....	62
	Apêndice B.....	65
	DESCRIÇÃO DA TURBINA EÓLICA.....	65
	Apêndice C.....	67
	DESCRIÇÃO DA TURBINA HIDROcinÉTICA.....	67
	Apêndice D.....	69
	ARQUIVOS DE DADOS PARA SISTEMAS TESTE.....	69
	D.1 Dados do sistema teste composto por 4 unidades geradoras térmicas com um horizonte de tempo de 8 horas.....	69
	D.2 Dados do sistema teste composto por 10 unidades geradoras térmicas com um horizonte de tempo de 24 horas.....	70
	Referências.....	72

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

1.1 Generalidades

Em um sistema de energia elétrica (SEE), ou sistema elétrico de potência (SEP) a carga (demanda) requisitada muda constantemente, sendo geralmente maior durante o dia e início da noite (quando as cargas industriais estão em pleno funcionamento e as luzes são ligadas) e mais baixas durante o final da noite e no início da manhã (quando a maior parte da população está dormindo).

Assim, faz-se necessário que as unidades geradoras estejam ligadas e prontas a fornecer energia elétrica. Mas, mantê-las ligadas indiscriminadamente acaba por tornar o processo excessivamente caro, fazendo assim com que o pré-despacho (PD) seja de fundamental importância para o funcionamento racional do sistema elétrico [1]. Sendo o pré-despacho uma importante fase do planejamento da operação, na qual o operador do sistema decide quais as unidades que deverão estar em serviço em cada dado horário do seu horizonte de planejamento [2, 3], tendo geralmente como objetivo minimizar o custo total da operação durante o horizonte de agendamento, sujeito a uma série de restrições da rede elétrica e das unidades geradoras [4, 5].

A crescente carga ecológica do nosso estilo de vida ameaça a integridade de biomas inteiros, e nosso uso dos recursos ambientais globais excede a capacidade de regeneração do mundo em cerca de 30%. Para reduzir a dependência de combustíveis fósseis e as emissões de gases de efeito estufa, a integração de recursos de energia limpa e renovável (principalmente de energia eólica) aos sistemas de energia elétrica atraiu atenção mundial [6, 7]. Vale ressaltar que a geração eólica é atualmente a fonte geradora de energia elétrica de mais rápido crescimento em muitos países do mundo [8]. Mas, a integração e crescente penetração da geração eólica em sistemas de potência trazem novos desafios para o planejamento, controle e operação do sistema de potência devido às incertezas inerentes ao processo [9, 10, 11, 12, 13]. Sendo assim, vê-se que a incerteza existe na operação do sistema de potência e o problema do pré-despacho deve ser resolvido levando em consideração seus efeitos. Logo, será incorporado ao pré-despacho um modelo probabilístico para as turbinas

eólicas para que seja possível caracterizar a natureza estocástica da velocidade do vento de maneira mais apropriada no problema.

Além da geração eólica, outra fonte de energia renovável que vem contribuir na redução do uso de combustíveis fósseis e nas emissões de gases de efeito estufa, é a energia maremotriz. O seu enorme potencial energético global associado aos avanços nas tecnologias de aproveitamentos maremotrizes tem tornado esta alternativa energética bastante atrativa inclusive sob o ponto de vista econômico. Uma grande vantagem do recurso oceânico (principalmente para correntes de marés) é o seu alto grau de previsibilidade, podendo chegar em alguns casos a até 98% de precisão. Assim, quantidades consideráveis desta energia podem ser previstas com confiança facilitando a operação e o planejamento do sistema, quando esta fonte está conectada. Foco será dado a geradores maremotrizes que utilizem as correntes de maré, pois este conceito de geração tem se demonstrado uma das formas mais promissoras para a exploração das energias oceânicas [14].

Nota-se também que a utilização de sistemas de armazenamento de energia (SAE) em sistemas elétricos de potência vem crescendo a cada dia, especialmente em sistemas com grande parcela de geração renovável [8], sendo necessária sua adequada formulação no problema do pré-despacho. Entre outras vantagens, os sistemas de armazenamento de energia melhoram a possibilidade de equilibrar a produção e o consumo de energia elétrica, flexibilizam a operação e o controle do SEP e proporcionam economia. Foco será dado a sistemas de armazenamento por baterias, visto que este é o tipo mais comum de SAE para usinas que combinam seu uso com o de energias renováveis, além de serem amplamente conhecidas e utilizadas a mais de 100 anos.

1.2 Formulação do problema

O pré-despacho é uma importante fase do planejamento da operação, na qual o operador do sistema decide quais as unidades que deverão estar em serviço em cada posto horário do seu horizonte de planejamento [2 e 3]. Mas, devido à progressiva e iminente penetração de plantas de geração eólica, a presença de incertezas relevantes que não podem ser ignoradas ou tratadas de modo simplista é introduzida ao problema do pré-despacho [2, 14, 15]. Além disso, a utilização de sistemas de armazenamento de energia e a incorporação de outras fontes renováveis e intermitentes (como a maremotriz) também são fatores

importantes no problema do pré-despacho. Sendo assim, faz-se necessário uma modelagem adequada do problema para não se incorrer em decisões sub-ótimas (fugindo da racionalidade econômica) ou mesmo colocando em risco a segurança do sistema [2, 15 e 16].

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo geral

Desenvolver metodologia e método de resolução eficaz e eficiente para o pré-despacho que incorpora fontes de energia eólica, maremotriz e sistemas de armazenamento de energia, contribuindo assim com os estudos sobre os impactos da inserção de fontes de energia renovável e da inclusão de SAE sobre o mesmo.

1.3.2 Objetivos específicos

- Analisar impactos da inserção de fontes de energia eólica, maremotriz e de sistemas de armazenamento de energia sobre o pré-despacho;
- Realizar a modelagem adequada das fontes de energia eólica e maremotriz tendo como foco a região norte do Maranhão.
- Contribuir para a identificação dos potenciais usos da energia maremotriz, com destaque na sua principal característica: a previsibilidade;
- Desenvolver uma metodologia para simular o pré-despacho de um sistema elétrico de potência considerando a inserção de geradores maremotrizes, unidades de armazenamento de energia e plantas eólicas, observando as incertezas envolvidas no processo;
- Aplicar a metodologia proposta no estudo de sistemas teste.

1.4 Justificativa

Ao longo das últimas duas décadas, o setor elétrico tem sido constantemente criticado pelos níveis de emissão de gases do efeito estufa das centrais térmicas alimentadas com combustível fóssil [17]. Para combater isso, o aumento da integração e capacidade de

geração de energia elétrica através de fontes de energia renováveis (energia eólica, solar e maremotriz, por exemplo) e livres de emissão de gases poluentes é encorajado através de várias políticas fiscais.

Visto esse cenário, a penetração de recursos renováveis no sistema de energia elétrica vem aumentando nos últimos anos. Muitos desses recursos são incontroláveis e de natureza variável, especialmente a energia eólica (que é uma fonte de energia intermitente, devido a característica da fonte primária), sendo relativamente imprevisíveis [8, 13, 18]. Em relação a energia maremotriz, faz-se importante o seu estudo também devido aos relativamente recentes avanços nas tecnologias de aproveitamentos da mesma e ao fato de também ser uma fonte de energia intermitente, o que dificulta sua utilização em problemas como o despacho e o pré-despacho (apesar de ter a vantagem de alto grau de previsibilidade).

Essa progressiva e iminente penetração de fontes de energia renováveis, como as plantas de geração eólica, traz a presença de incertezas relevantes que não podem ser ignoradas ou tratadas de modo simplista ao problema do pré-despacho, por exemplo [2, 15, 16]. Sendo o pré-despacho uma importante fase do planejamento da operação, na qual o operador do sistema decide quais as unidades que deverão estar em serviço em cada posto horário do seu horizonte de planejamento [2]. Além disso, a utilização de sistemas de armazenamento de energia também é um fator importante no problema do pré-despacho, pois são uma das soluções propostas para melhorar o desempenho do sistema, ao permitir que a oferta de energia se desloque controladamente para horários que tornem a operação do sistema como um todo mais econômica.

Sendo assim, faz-se necessário, o uso de modelos de pré-despacho apropriados que possam garantir a segurança, confiabilidade e racionalidade econômica [2, 15, 16]. Portanto, este projeto pretende contribuir com a elaboração de um modelo de pré-despacho que incorpora fontes de energia eólica e maremotriz. Outro ponto importante na modelagem do pré-despacho deste trabalho é a integração de dispositivos de armazenamento de energia na rede, que podem aumentar a economia, atuar no deslocamento da demanda e melhorar o desempenho do sistema de energia elétrica [8, 19].

Por fim, será elaborada e implementada uma metodologia (com foco em sua eficácia e eficiência em solucionar o pré-despacho) que solucionará o problema formulado.

1.5 Metodologia

A elaboração desta pesquisa foi conduzida com base na metodologia da pesquisa científica.

Para alcançar os objetivos propostos, foi feita inicialmente uma pesquisa bibliográfica acerca do contexto vigente do pré-despacho considerando aspectos referentes às redes elétricas inteligentes, bem como a respeito do estado da arte do setor de geração eólica, maremotriz e do segmento dos sistemas de armazenamento de energia. Somente após isso, foi possível propor um modelo adequado do pré-despacho incorporando fontes de energia renováveis e sistemas de armazenamento.

Subsequentemente, foi elaborada uma metodologia fundamentada em técnicas de programação dinâmica *forward* (em avanço) com o desígnio de solucionar o problema formulado.

Por conseguinte, realizou-se a modelagem das fontes de energia eólica e maremotriz tendo como foco a região norte do Maranhão.

Finalmente, foi feita a implementação computacional baseada na metodologia proposta aplicando-a a sistemas teste devidamente selecionados, buscando-se sempre a eficácia e eficiência do método de resolução.

1.6 Estrutura do trabalho

O presente trabalho está dividido como segue:

No capítulo 2 é apresentado o estado da arte e a formulação do pré-despacho, considerando a inclusão do parque eólico e do sistema de armazenamento de energia, além de mostrar as restrições operacionais em um sistema elétrico de potência. Serão apresentadas também as modelagens para se obter a velocidade dos ventos e das correntes de marés (de acordo com a localização escolhida para ambos os parques), os parâmetros para utilizar o modelo probabilístico das turbinas eólicas, as características do SAE a ser incorporado, a metodologia de resolução do problema e a formulação final da metodologia proposta, os quais serão utilizados na etapa de simulações.

No capítulo 3 serão apresentados os resultados das simulações computacionais e será feita a análise dos resultados obtidos através da implementação da metodologia e aplicação

a dois sistemas teste (um sistema composto por quatro unidades geradoras térmicas com um horizonte de tempo de 8 horas apresentado no livro de [1] e um sistema comumente utilizado [20, 21, 22, 23, 24, 25, 26] composto por 10 unidades térmicas com um horizonte de tempo de 24 horas).

As considerações finais a respeito da metodologia e dos resultados obtidos, contribuição do presente trabalho e aspectos concernentes a trabalhos futuros estão contidos no Capítulo 4.

Capítulo 2

PRÉ-DESPACHO INCORPORANDO FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS E SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

2.1 Pré-despacho

O pré-despacho é uma importante etapa do planejamento da operação, na qual o operador do sistema decide quais as unidades que deverão estar em serviço em cada dado horário do seu horizonte de planejamento, segundo [2] e [3]. Tem geralmente como objetivo minimizar o custo total da operação durante o horizonte de agendamento, sujeito a uma série de restrições da rede elétrica e das unidades geradoras, segundo [4] e [5]. Dentre as restrições podem ser listadas as restrições de reserva girante, balanço da potência ativa, limites de potência, limites de rampa, tempos mínimos ligados e desligados dos geradores, entre outros.

Deve-se notar que as soluções ótimas para os problemas de pré-despacho podem economizar milhões de dólares para as empresas de energia elétrica [2].

O pré-despacho é categorizado como um problema de otimização combinatória inteira mista (visto que deve decidir o estado das unidades geradoras em cada instante, ligadas ou desligadas), não linear e de larga escala com restrições.

De maneira geral, o objetivo do pré-despacho é minimizar o custo total da operação das unidades térmicas, o qual é composto pelo custo do combustível e custo de partida, como pode ser visto em (2.1).

$$C_{th} = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^N [F(P_j(t)) + SC_j(t)] \quad (2.1)$$

Em que C_{th} é o custo total do pré-despacho das N unidades térmicas em T períodos, $F(P_j(t))$ é a função do custo do combustível para a unidade j no período t e $SC_j(t)$ é o custo de partida para a unidade j no período t .

Sendo uma função custo quadrática assumida para as unidades térmicas, que é prática para a maioria dos casos, dada por (2.2).

$$F(P_j) = a_j * P_j^2 + b_j * P_j + c_j \quad (2.2)$$

Em que a_j , b_j e c_j são os coeficientes do custo do combustível do gerador j e P_j é a potência de saída do gerador j .

E o custo de partida (SC_j) é função do tempo, em que o tempo define o preço do custo de partida.

$$SC_j(t) = \begin{cases} C_j^{hot} & T_j^{off} \leq T_j^{down} + T_j^{cold} \\ C_j^{cold} & T_j^{off} > T_j^{down} + T_j^{cold} \end{cases} \quad (2.3)$$

Em que $SC_j(t)$ é o custo de partida para a unidade j , T_j^{off} é a duração do tempo de desligamento contínuo da unidade de geração j , T_j^{down} é o tempo mínimo de inatividade da unidade j , T_j^{cold} são as horas de partida fria da unidade j , C_j^{hot} é o custo de partida quente para a unidade j e C_j^{cold} é o custo de partida fria para a unidade j .

2.1.1 Métodos de Solução para o Pré-despacho

Vários métodos foram propostos para resolver o problema do pré-despacho. Métodos clássicos, como programação inteira mista, programação dinâmica, otimização de pontos interiores e relaxação lagrangiana foram usados para resolver o problema do PD.

Os métodos convencionais são os mais encontrados em *softwares* comerciais do mercado e mesmo apresentando boas vantagens, na maioria das vezes necessitam simplificar a formulação matemática do problema por causa da limitação de resolver problemas reais de sistemas de potência de grande porte. Além disso, esses métodos apresentam dificuldades em lidar com as restrições; apresentam convergências duradouras podendo ficar presas em soluções locais; conseguem achar apenas um ótimo local em cada execução e, por fim, são computacionalmente dispendiosas para solução em sistemas de grande porte.

Além destes, técnicas modernas foram propostas como métodos de solução para problemas de PD para cobrir as deficiências dos métodos clássicos e buscar a solução ótima. Esses métodos são inspirados pela natureza e incluem: recozimento simulado (*Simulated Annealing*), algoritmo genético (GA - *Genetic Algorithm*), otimização por colônias de

formigas (*Ant Colony Search*), método busca Tabu (*Tabu Search*) e biogeografia baseada em eventos (*Biogeography Based Optimization*) [2, 4, 27].

Uma das maiores vantagens dos métodos inteligentes sob os métodos convencionais é a boa capacidade de lidar com restrições nos problemas de otimização. Além do mais, estes métodos são capazes de encontrar várias soluções ótimas em uma única execução, sendo muito versáteis quando as funções envolvem vários objetivos. Ainda podem ser enumeradas outras vantagens quanto aos métodos inteligentes, tais como, habilidades de aprendizagem e boa aplicabilidade para modelos de otimização não-lineares. Como desvantagens podem ser citadas dimensões de grande porte mesmo em sistemas com poucas variáveis e a escolha na metodologia de treinamento.

Cada um dos métodos propostos tem seus benefícios e desvantagens. O método da programação dinâmica será mostrado com mais detalhes a seguir.

2.1.1.1 Programação dinâmica

A aplicação de métodos digitais para resolver uma grande variedade de problemas de controle e otimização dinâmica no final da década de 1950 levou o Dr. Richard Bellman e seus associados ao desenvolvimento da programação dinâmica. Essas técnicas são úteis para resolver vários problemas e podem reduzir muito o esforço computacional para encontrar trajetórias ótimas ou políticas de controle [1].

Programação dinâmica é um método de solução extensivamente usado em todo o mundo, em que o principal problema de otimização é dividido em vários sub-problemas. À medida que cada subproblema é resolvido, a solução para o problema principal é realizada recursivamente. No caso de resolver o PD, os sub-problemas resolvidos são cada período, ou seja, cada hora. Com a programação dinâmica tradicional, as ineficiências derivam dos caminhos disponíveis de soluções viáveis com as quais o solucionador precisa lidar.

Apesar de ser flexível, seu desempenho tende a sofrer com o aumento do sistema de entrada [1]; embora possa ser melhorado pelo uso de um supercomputador ou pela implementação de heurísticas, seu uso requer simplificação de restrições complexas que reduzem a precisão [28].

Pode-se configurar um algoritmo de programação dinâmica para voltar no tempo (*backward*), a partir da hora final a ser estudada até a hora inicial, ou para avançar no tempo (*forward*).

2.1.2 Método de resolução do pré-despacho utilizando programação dinâmica *forward*

Para a resolução das simulações, será utilizado o método da programação dinâmica para avançar no tempo (*forward*) que tem vantagens distintas ao ser comparada ao método de programação para voltar no tempo (*backward*) [1].

O algoritmo recursivo para calcular o custo mínimo na hora K com a combinação I é dado por (2.4).

$$F_{custo}(t, I) = \min[P_{custo}(t, I) + S_{custo}(t - 1, L: t, 1) + F_{custo}(t - 1, L)] \quad (2.4)$$

Em que $F_{custo}(t, I)$ é o mínimo custo total para chegar no estado (t, I) , $P_{custo}(t, I)$ é o custo de produção para o estado (t, I) , e $S_{custo}(t - 1, L: t, 1)$ é o custo de transição do estado $(t-1, L)$ para o estado (t, I) .

Para a abordagem da programação dinâmica *forward*, uma estratégia é definida como a transição, ou caminho, de um estado em uma determinada hora para um estado na hora seguinte. Sendo o estado (t, I) a I -ésima combinação na hora t , N o número de estratégias a salvar a cada passo e X o número de estados a pesquisar em cada período [1]. A Figura 2.1 apresenta o fluxograma do método de programação dinâmica para o pré-despacho.

Em todas as simulações a serem realizadas, o método da programação dinâmica utilizará enumeração completa (ou seja, são pesquisados todos os possíveis estados em cada período). Sendo assim, o número de estados pesquisados (X) em cada período será:

$$X = 2^n - 1 \quad (2.5)$$

Assim, ao aumentar a quantidade de unidades geradoras (n) no problema do pré-despacho, o número de estados a serem pesquisados aumentará exponencialmente.

Além disso, em todas as simulações realizadas, o número de estratégias a serem salvas é de 10 em cada iteração, ou seja, a cada passo serão mantidas as 10 melhores possibilidades de geração entre as unidades geradoras.

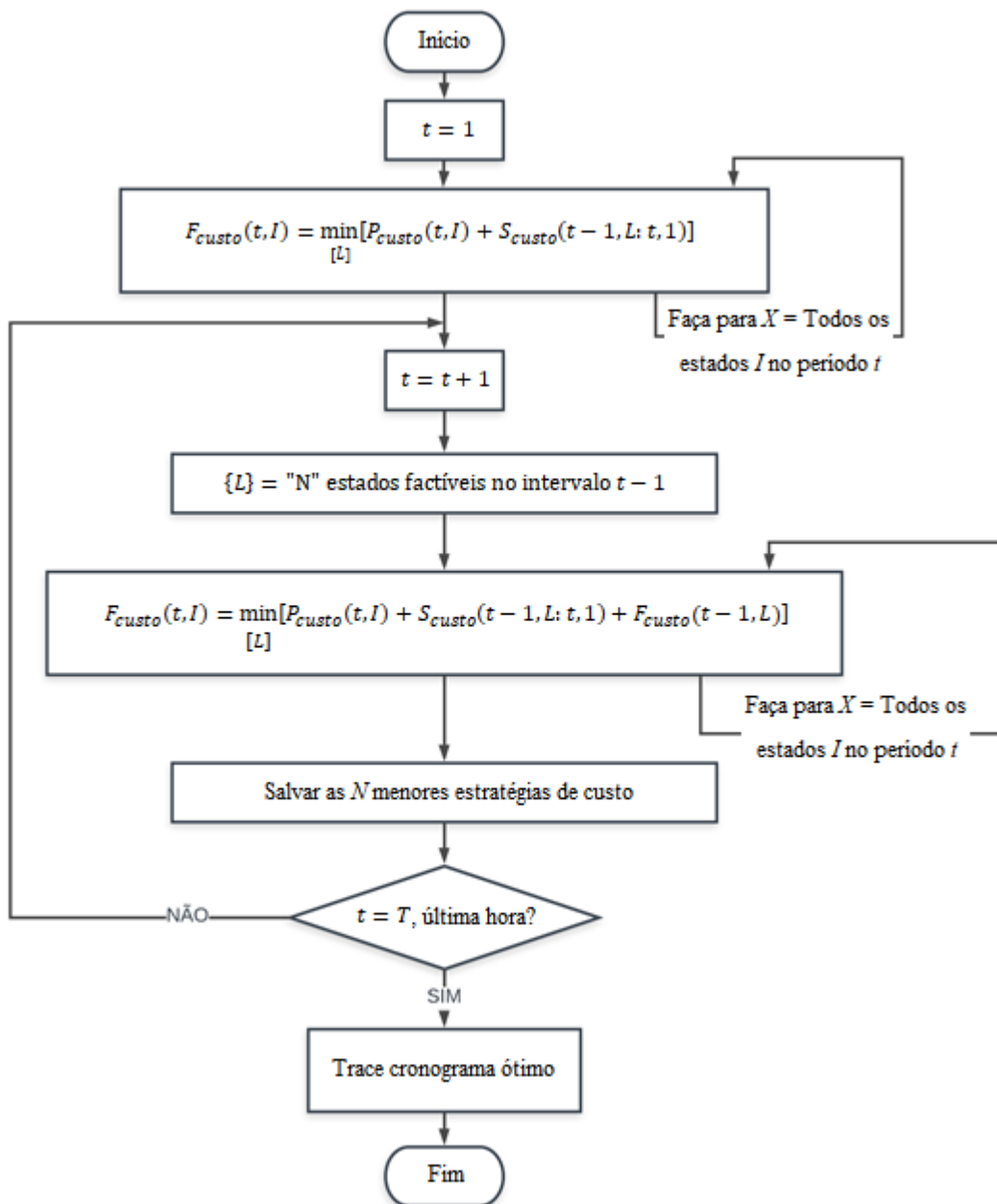


Figura 2.1 - Fluxograma do pré-despacho via programação dinâmica *forward*

2.2 Geração eólica

Os sistemas de geração eólicos são dispositivos capazes de converter a energia cinética dos ventos em energia elétrica, sendo essa tarefa comumente realizada por turbinas aerodinâmicas acopladas através de um eixo girante a um gerador elétrico.

A geração eólica vivenciou um crescimento na ordem de 27 % entre os anos de 2000 e 2011, sendo que a capacidade de geração dobrou a cerca de cada três anos. Somente no

ano de 2011, 41 GW de capacidade foram instalados pelo mundo. Esse crescimento é maior do que quaisquer outras fontes renováveis no mesmo período [3].

Sendo assim, atualmente, as turbinas eólicas são amplamente utilizadas nas redes elétricas de potência, tendo como objetivo auxiliar na redução do uso de fontes de energia que utilizem combustíveis fósseis, diminuindo o custo da operação do sistema de energia elétrica, as emissões e os resíduos que destroem o meio ambiente.

Mas, a geração de energia eólica caracteriza-se pela produção intermitente em função da natureza estocástica da sua fonte primária, o vento. Por isso, trata-se de uma fonte de energia não controlável.

Além disso, se a potência eólica fosse flutuante, mas perfeitamente previsível, as centrais convencionais teriam também que funcionar de forma mais variável, mas este funcionamento poderia ser programado com antecedência e estabelecido nos tradicionais mercados diários. É a imprevisibilidade da potência eólica que implica em um aumento do uso das reservas com correspondentes implicações no preço [7, 8].

Assim, a estimação das incertezas da previsão permite atenuar situações de risco e minimizar os custos dos desequilíbrios, a longo prazo.

Outro fator importante é conhecer as características das turbinas eólicas e o regime de ventos do local onde está instalado um parque eólico para que se possa estimar de forma mais adequada a quantidade de energia elétrica que pode ser produzida [13].

2.2.1 Formulação do pré-despacho incorporando incerteza dos ventos

Suponha que existam N unidades de geração térmica e N_w turbinas eólicas que alimentam a demanda em T períodos. A função objetivo do pré-despacho pode ser escrita como:

$$C = C_{th} + C_w \quad (2.6)$$

Em que C_{th} é o custo total do pré-despacho das N unidades térmicas em T períodos e C_w é o custo total do pré-despacho dos N_w geradores eólicos em T períodos.

Neste modelo probabilístico (utilizado também em [12], [27], [29] e [30]), a turbina eólica é tratada como unidades normais de geração de energia com uma função de custo e a

função objetivo será minimizar o custo total das unidades de geração térmica e das unidades de turbinas eólicas.

Sabe-se que as unidades geradoras eólicas utilizam como combustível um tipo de energia renovável que não requer custos, ao contrário das unidades térmicas que utilizam combustíveis fósseis com seus respectivos custos. Mas, por causa da incerteza de disponibilidade de energia eólica a qualquer instante, custos de penalidade para a subestimação e superestimação de sua disponibilidade são incluídas no modelo. Além deles, foi incluído o custo direto que é referente ao custo de aluguel do espaço do parque eólico ou mesmo gastos com manutenção e implantação do mesmo. Sendo assim, será associado um custo ao uso da energia eólica pelas N_w unidades em cada um dos T períodos, sendo dados por:

$$C_w = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_w} [C_{di}(t) + C_{pi}(t) + C_{ri}(t)] \quad (2.7)$$

Em que C_w é o custo total da potência do vento para N_w turbinas eólicas em T períodos, $C_{di}(t)$ é o custo direto para a turbina eólica i no período t , $C_{pi}(t)$ é o custo subestimado para a turbina eólica i no período t , $C_{ri}(t)$ é o custo superestimado para a turbina eólica i no período t .

Um custo detalhado da utilização da energia eólica é mostrado em (2.8). Pode-se ver que há dois componentes, dependendo do valor esperado exceder ou não exceder o valor previsto.

Em ambos os casos haverá um custo a ser pago, portanto haverá um efeito sobre o custo total.

$$C_w = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_w} [d_i * w_i^{sc}(t) + k_{pi} * E_i^{ue}(t) + k_{ri} * E_i^{oe}(t)] \quad (2.8)$$

Em que $w_i^{sc}(t)$ é a potência dos ventos prevista para a i -ésima turbina eólica no período t , $w_i(t)$ é a potência do vento disponível para a i -ésima turbina eólica no período t , $E_i^{ue}(t)$ é o valor esperado de $w_i(t) > w_i^{sc}(t)$ para a i -ésima turbina eólica no período t , $E_i^{oe}(t)$ é o valor esperado de $w_i(t) < w_i^{sc}(t)$ para a i -ésima turbina eólica no período t e

d_i , kp_i e kr_i são os custos disponíveis, de penalidade e custo de reserva para a i -ésima turbina eólica, respectivamente.

Sendo, em cada instante t , os valores esperados pela superestimação e subestimação da energia eólica dados por:

$$E_i^{ue} = \int_{w_i^{sc}}^{w_r} (w - w_i^{sc}) * f_w(w) * dw \quad (2.9)$$

$$E_i^{oe} = \int_0^{w_i^{sc}} (w_i^{sc} - w) * f_w(w) * dw \quad (2.10)$$

Em que $f_w(w)$ é a distribuição Weibull transferida da velocidade dos ventos para a potência das unidades eólicas.

Em muitas referências, dentre elas [31] e [32], o comportamento da velocidade dos ventos é modelado baseado na distribuição de probabilidade Weibull.

O modelo do custo dos ventos utilizado nesta formulação é explicado em [27] e [30] e apresentado no Apêndice A.

2.2.2 Modelagem do parque eólico

A potência elétrica gerada por uma turbina eólica é proporcional ao cubo da velocidade do vento que atinge de forma axial a turbina e também proporcional à área de abrangência das pás.

O local escolhido para simulação da instalação do parque eólico foi ao norte do estado do Maranhão (próximo a São Luís), uma região com alto potencial para utilização da energia eólica.

Optou-se pela utilização de 16 turbinas GE 2,5 MW - 120 [33] (com capacidades individuais de geração de 2,5 MW e rotores de 120 metros de diâmetro), que é um modelo similar a turbina GE 2,3 MW - 116 (atualmente utilizada em parques eólicos localizados ao norte do Maranhão), formando assim um parque com capacidade de geração de 40 MW. Detalhes desta turbina podem ser encontrados no Apêndice B.

2.2.2.1 Modelagem do vento

Para a modelagem do vento, foi elaborada uma série temporal de velocidade de ventos (com a resolução de um minuto e duração de um ano) a partir de dados de velocidades médias mensais da região. Estes dados foram obtidos a partir do banco de dados do Centro de Referência para Energia Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB) e apresentados na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Velocidades médias mensais do vento no município de Humberto de Campos, Maranhão - Brasil. Fonte: [34]

Mês	Velocidade média (m/s)
Janeiro	5,00
Fevereiro	5,00
Março	3,52
Abril	3,52
Maiο	3,52
Junho	5,79
Julho	5,79
Agosto	5,79
Setembro	7,79
Outubro	7,79
Novembro	7,79
Dezembro	5,00

A partir dos valores apresentados na Tabela 2.1, foi elaborada uma série temporal com resolução de um minuto e com duração de um ano. A metodologia utilizada neste processo foi a mesma utilizada pelo *software* HOMER, descrita em detalhes em [35].

Na Figura 2.2 é apresentada a série temporal criada e a função densidade de probabilidade que a representa. Nota-se que a série segue uma distribuição de Weibull, que é tipicamente utilizada em modelos probabilísticos de ventos. Uma visão mais detalhada do primeiro dia foi acrescentada.

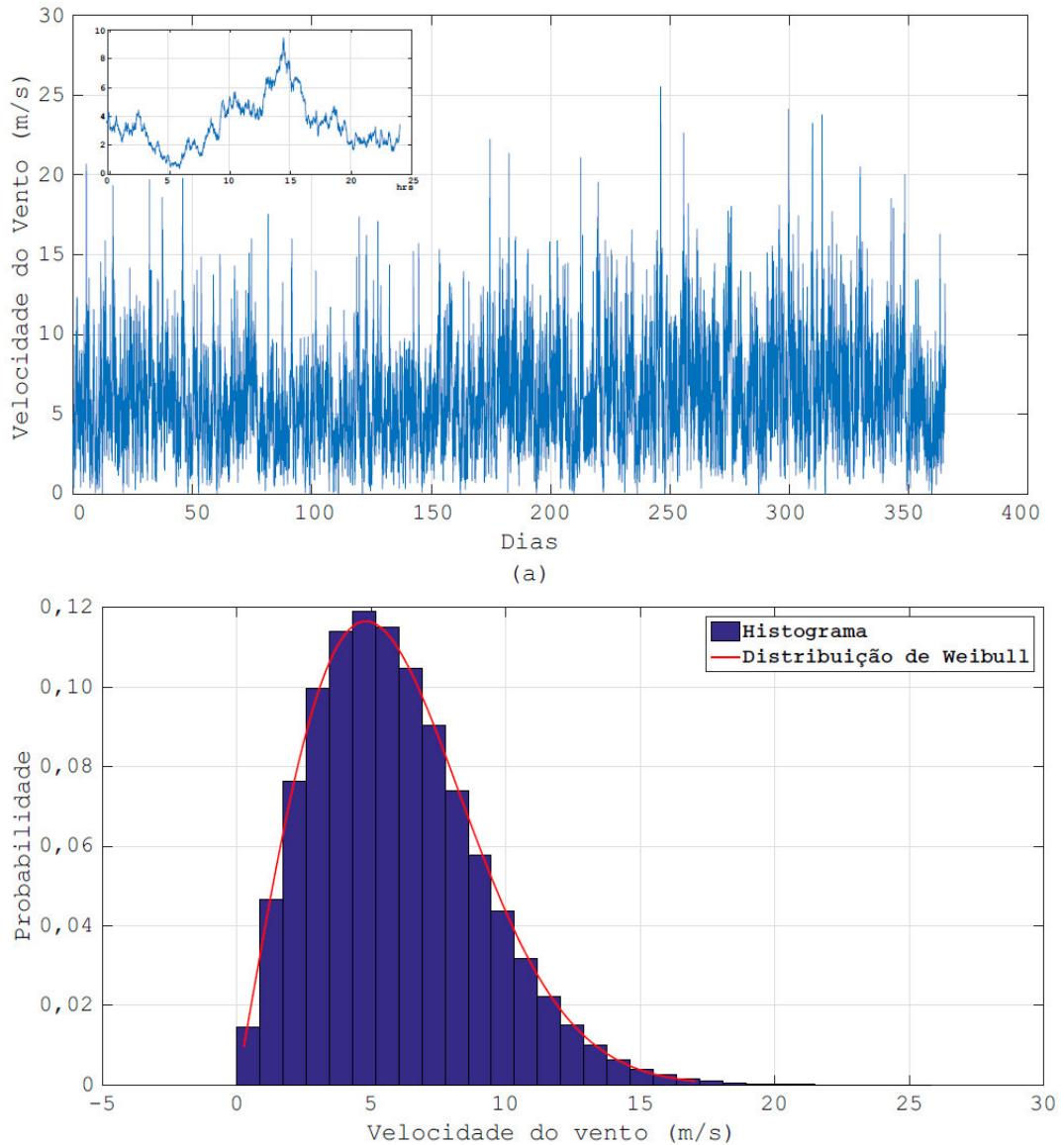


Figura 2.2 - Modelagem dos ventos no município de Humberto de Campos: (a) série temporal com duração de um ano, com maiores detalhes do primeiro dia; (b) histograma da série gerada seguindo a distribuição de Weibull. Fonte: [35]

Visto que as medições de velocidade de ventos do banco de dados do CRESESB são referentes a uma altura diferente daquela em que as turbinas é instalada, torna-se necessário estimar a velocidade do vento na altura do eixo da turbina (a partir das medições existentes), de acordo com (2.11) [36].

$$v_w = v_{data} \cdot \frac{\ln\left(\frac{H_t}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{H_{data}}{z_0}\right)} \quad (2.11)$$

Em que v_w é a velocidade do vento numa altura desejada H_t , v_{data} é a velocidade do vento na altura de referência H_{data} e z_0 é a altura equivalente da superfície de rugosidade.

Sendo a rugosidade do solo z_0 dada de acordo com os dados da Tabela 2.2.

Tabela 2.2 - Valores típicos de rugosidade para diferentes tipos de superfície. Fonte: [35, 36]

Tipo de cobertura	Faixa de Rugosidade z_0 (m)
Áreas Urbanas	0,4 – 3,0
Florestas	0,4 – 0,8
Caatinga	0,1 – 0,4
Cerrado	0,1 – 0,4
Culturas Agrícolas	0,02 – 0,05
Pastagens	0,02 – 0,05
Solo Exposto	0,001 – 0,01
Corpos d'água (lagos, oceanos)	0,0002 – 0,001

Um local plano com poucas árvores foi considerado para a modelagem do parque eólico, sendo escolhido assim, $z_0 = 0,1 m$.

2.2.2.2 Modelagem do modelo probabilístico para as turbinas eólicas

Para a utilização do modelo probabilístico para as turbinas eólicas, apresentado na Seção 2.2.1, foram utilizados os parâmetros dados na Tabela 2.3 (utilizados também em [27] e [29]).

Tabela 2.3 - Valores dos fatores de forma e de escala da Weibull, dos custos de reserva, penalidade e disponibilidade, respectivamente, utilizados no modelo probabilístico do vento.

k	c	k_p	k_r	d
2	10	6	10	8

Além disso, são necessários os dados da turbina escolhida, sendo os mesmos dados pela Tabela 2.4.

Tabela 2.4 - Velocidades de vento de entrada, nominal e de corte, respectivamente, em m/s da turbina GE 2,5 MW - 120.

v_i	v_r	v_o
3	12	20

2.3 Geração maremotriz

A energia oceânica representa uma nova oportunidade para aumentar o fornecimento de eletricidade sem levar a um aumento nas emissões de CO₂. Seu potencial teórico total mundial é estimado em aproximadamente 2.000.000 TWh / ano, enquanto o consumo global anual de eletricidade em 2010 foi de 19.730 TWh. Este potencial teórico não pode ser totalmente realizado por razões logísticas, ambientais e tecnológicas. As tecnologias para aproveitar este potencial só recentemente foram projetadas e muitas delas ainda estão em fase de desenvolvimento [37].

A energia maremotriz atualmente é a forma mais comum, quando se trata de exploração das energias oceânicas. Além da energia maremotriz, atualmente são estudadas outras quatro formas de energias oceânicas para geração de eletricidade: ondas, correntes oceânicas, gradiente de salinidade e gradiente térmico. Os tipos de energias oceânicas exploráveis têm sido revisados em vários artigos nos últimos anos, existindo projetos em funcionamento na Europa assim como protótipos em escala pré-comercial para o caso específico de correntes de maré [38].

A energia maremotriz pode ser explorada através de dois conceitos: geração através de gradiente de marés (que utiliza um conceito semelhante ao utilizado em hidroelétricas convencionais) e geração através de correntes de marés (que tem a vantagem de não necessitar de represamento artificial).

As correntes de marés são resultantes da movimentação horizontal das massas de água durante o processo de variação das marés. As tecnologias utilizadas na exploração das correntes de marés ainda se encontram em um estágio tecnológico anterior à geração por gradiente de marés e diferentes conceitos tecnológicos têm sido discutidos [39]. Por outro lado, este conceito de geração tem se demonstrado uma das formas mais promissoras para a exploração das energias oceânicas [40].

Na Figura 2.3 apresentam-se possíveis locais propícios para o uso da energia das correntes de maré pelo mundo, sendo estes locais em que a variação da altura das marés é

bastante acentuada e a velocidade das marés é mais elevada. Como se pode notar, na América do Sul, as energias de marés apresentam importante potencial principalmente no norte do Brasil e sul da Argentina e Chile.



Figura 2.3 - Possíveis locais propícios para uso da energia das correntes de marés. Fonte: [36]

Os primeiros estudos na região norte do Brasil foram encomendados pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras) na década de 80, mostrando um potencial maremotriz bastante significativo na costa do Maranhão, Pará e Amapá. Esse potencial energético preliminar estava na ordem de 72 TWh [41].

2.3.1 Formulação do pré-despacho incorporando geradores maremotrizes

O problema a resolver é como realizar o pré-despacho da fonte maremotriz de forma a minimizar o valor total do problema.

A oferta de energia maremotriz não é fixa, variando e se deslocando no tempo seguindo o ciclo lunar (cujo ciclo completo dura aproximadamente 29,5 dias). Além disso, as marés se deslocam no tempo, quando monitoradas diariamente, gerando ofertas em horários diferentes.

Porém, ao contrário do que ocorre com a energia eólica, as marés são muito previsíveis, permitindo que o problema possa ser formulado estaticamente.

Assim, o parque maremotriz pode ser incorporado ao pré-despacho como uma carga negativa, pois, apesar de ser intermitente, é uma fonte de energia bem previsível.

2.3.2 Modelagem do parque maremotriz

O local escolhido para simulação da instalação dos geradores maremotrizes foi a Baía de São Marcos (localizada próxima a São Luís, Maranhão - Brasil), visto que essa é uma região com alto potencial para utilização da energia das correntes de marés [36, 41], sendo parte da mesma mostrada na Figura 2.4.

Optou-se pela utilização de 5 turbinas SeaGen-S 2MW [42] (com capacidades individuais de geração de 2 MW e rotores de 20 metros de diâmetro) formando assim um parque com capacidade de geração de 10 MW. Elas podem ser instaladas em pontos com profundidade maior que 30 metros, dado o tamanho das mesmas, mostrados na Figura 2.4. Detalhes desta turbina podem ser encontrados no Apêndice C.

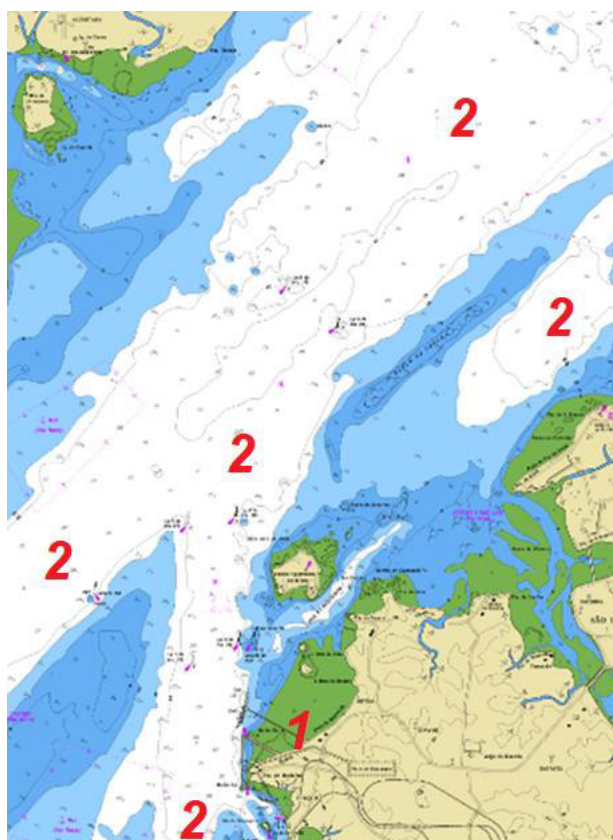


Figura 2.4 - Perfil de profundidade da Baía de São Marcos. 1: Localização Porto da Madeira em São Luís, Maranhão – Brasil. 2: Locais com profundidade maior que 30 metros. Fonte: [43]

Na Figura 2.5 é apresentada a série temporal criada para o ano de 2018 da velocidade de corrente de marés próximas ao Porto da Madeira (que se localiza na Baía de São Marcos), dada a modelagem das correntes de marés que será apresentada nas Seções 2.3.2.2 e 2.3.2.3.

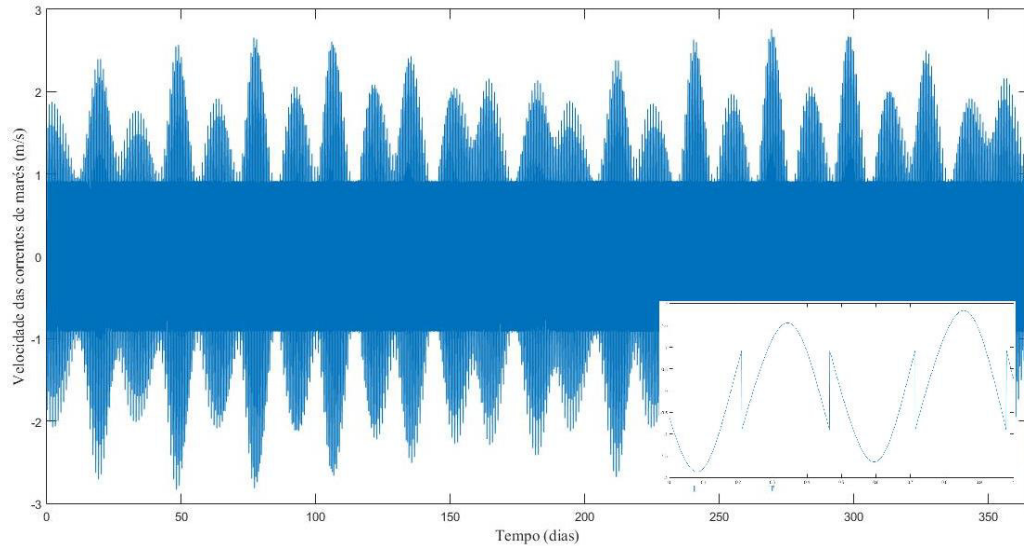


Figura 2.5- Série temporal com duração de um ano (2018) e resolução de um minuto da velocidade de corrente de marés próximas ao Porto da Madeira (São Luís, Maranhão), com maiores detalhes do primeiro dia.

Na Figura 2.6 mostra-se o perfil de geração do parque maremotriz (localizado na Baía de São Marcos, Maranhão) durante um dia (no caso, o dia de maior sizígia do ano de 2018), dada a modelagem das correntes de marés que será apresentada a seguir. Vê-se que há uma grande variação na potência gerada por esse tipo de fonte durante o dia.

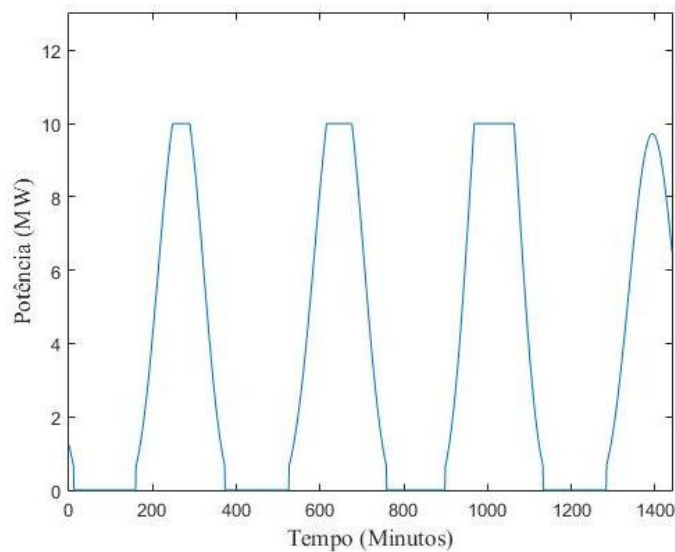


Figura 2.6 - Geração simulada do parque maremotriz (localizado na Baía de São Marcos, Maranhão) durante o dia 28 de agosto de 2018 (dia de maior sizígia do ano).

A seguir será apresentada a modelagem da potência mecânica da turbina das correntes de maré, da velocidade e da altura das marés.

2.3.2.1 Modelagem da potência mecânica da turbina de corrente de marés

A potência mecânica capturada por uma turbina de corrente de maré é proporcional à eficiência do rotor, à densidade da água, à área de varredura do rotor e à velocidade da corrente de maré ao cubo. Tendo-se:

$$P_m = \frac{1}{2} \cdot C_p(\lambda, \theta) \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (2.12)$$

$$P_m = \frac{1}{2} \cdot C_p(\lambda, \theta) \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v^3 \quad (2.13)$$

Em que P_m é a potência mecânica da turbina de corrente de marés, C_p é o coeficiente de potência, A é a área do rotor e v é a velocidade das correntes de marés. Sendo que o coeficiente de desempenho depende da relação de velocidade das pontas da turbina (λ) e do ângulo de ataque (θ).

2.3.2.2 Modelagem da velocidade das correntes de marés

A velocidade das correntes de maré foi modelada através do modelo SHOM (*Service Hydrographique e Oceanographique de la Marine*). Em que:

$$v = V_{nt} + \frac{(C_m - 45)(V_{st} - V_{nt})}{(95 - 45)} \quad (2.14)$$

$$C_m = \frac{H}{H_{eq}} \cdot 100 \quad (2.15)$$

Em que V_{nt} é a velocidade na quadratura, V_{st} é a velocidade na sizígia, C_m é o coeficiente de maré, H é a altura instantânea da maré e H_{eq} é a altura média das marés de sizígia.

2.3.2.3 Modelagem da altura das marés

O método utilizado para modelar a altura da maré neste trabalho é o HAM (*Harmonic Analysis Method*).

A maré é modelada como uma soma de cossenos que representa as marés parciais e estas marés parciais são obtidas a partir das informações de tábuas das marés, como mostrado em (2.16).

$$H(t) = H_0 + \sum_{i=1}^m A_i \cdot \cos(\omega_i \cdot t + \phi_i) \quad (2.16)$$

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

O modelo de marés utilizado corresponde aos dados de componentes harmônicas das marés no terminal marítimo da Ponta da Madeira, que se localiza na Baía de São Marcos. Estudos sobre as componentes harmônicas no terminal marítimo da Ponta da Madeira podem ser encontrados em [44]. Através de um simples processo iterativo, a série criada foi sincronizada com os dados de marés do ano de 2018 disponibilizados pela Marinha do Brasil em [45]. Na Figura 2.7 é representada a série histórica resultante da decomposição harmônica. Mais especificamente, 90% da série criada possui um erro inferior a 5,4% da maré média (3,17 metros).

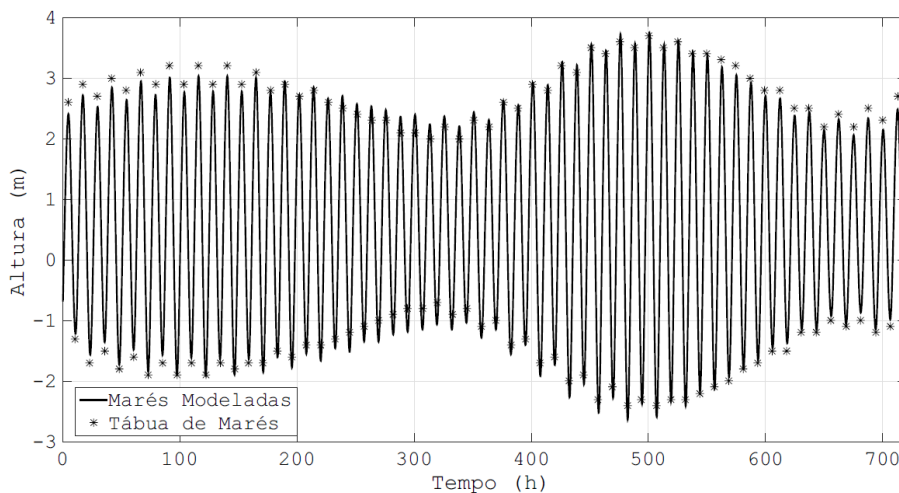


Figura 2.7 - Comparação entre o modelo de marés utilizado e a Tábua de Marés disponibilizadas pela Marinha do Brasil. Fonte: [35]

2.4 Sistemas de armazenamento de energia

Sistemas de armazenamento de energia (SAE) trazem várias vantagens ao sistema elétrico de potência. Dentre elas, pode-se citar a melhoria na possibilidade de equilibrar a produção e o consumo de energia elétrica, flexibilização da operação e do controle do SEP, e vem proporcionar economia.

Essas vantagens são cada vez mais utilizadas para diminuir os efeitos relativamente imprevisíveis da inclusão de recursos incontroláveis e de natureza variável, especialmente o vento, no SEP, segundo [2] e [18].

Hoje, diferentes tipos de tecnologias de SAE com diferentes características estão sendo desenvolvidas, algumas das quais estão disponíveis comercialmente, enquanto outras ainda estão em fase de desenvolvimento. Suas características, incluindo suas vantagens e desvantagens, foram comparadas em [46].

A seguir são listadas as tecnologias usadas em sistemas de armazenamento de energia utilizados em sistemas de potência:

- Hidrelétrica reversível
- Armazenamento de energia por ar comprimido
- Volante de inércia (*Flywheel*)
- Sistemas de armazenamento de energia magnética em supercondutores
- Bateria chumbo-ácido
- Bateria de sódio-enxofre (NaS)
- Bateria de íons de lítio
- Bateria metal-ar
- Bateria de Vanádio Redox (*VRB flow battery*)
- Bateria de zinco-bromo (*ZnBr flow battery*)
- Células a combustível
- Supercapacitores

A capacidade e taxa de descarga de diferentes tecnologias de armazenamento e suas aplicações podem ser vistas na Figura 2.8.

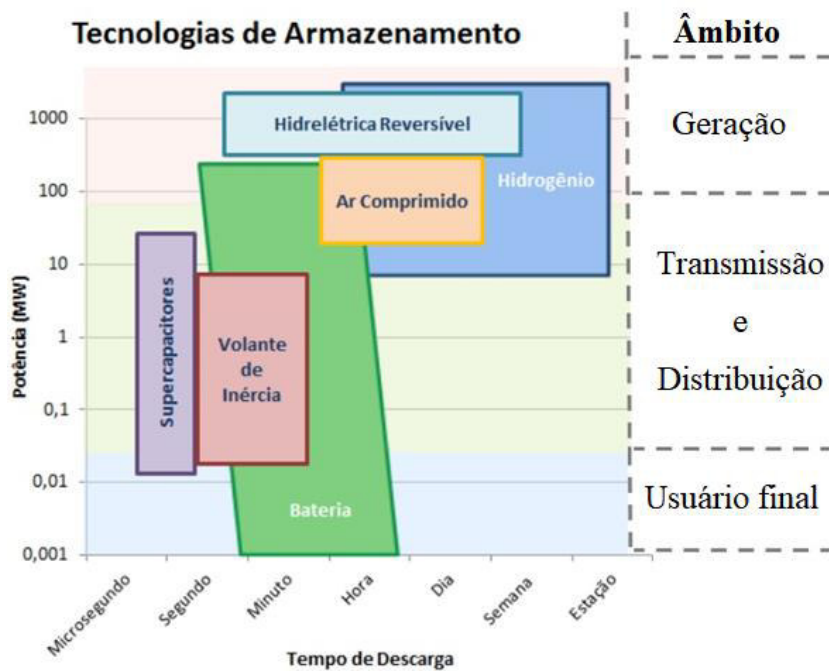


Figura 2.8 - Comparação de tecnologias de armazenamento. Fonte: [8]

Sendo assim, existem diferentes tecnologias para utilização em sistemas de potência, mas aqui será tratado o sistema de armazenamento por baterias, visto que este é o tipo mais comum de SAE para usinas que combinam seu uso com o de energias renováveis, além de serem amplamente conhecidas e utilizadas a mais de 100 anos.

Em geral, a capacidade da bateria é determinada por sua capacidade de armazenamento de energia e sua potência nominal. Sendo que a potência nominal representa a potência que a bateria pode armazenar em um intervalo de tempo específico de carga ou descarga.

Os sistemas de armazenamento por baterias serão mostrados com mais detalhes a seguir.

2.4.1 Sistemas de armazenamento de energia por baterias

Uma usina de armazenamento por baterias é uma forma de usina de armazenamento, que usa baterias em uma base eletroquímica para armazenamento de energia.

Nos anos 80, baterias de chumbo-ácido foram usadas para as primeiras usinas de armazenamento de baterias. Durante as décadas seguintes, baterias de níquel-cádmio e sódio-enxofre foram cada vez mais usadas.

Desde 2010, mais e mais usinas de armazenamento por baterias dependem das baterias de íons de lítio, graças à rápida redução no custo dessa tecnologia, impulsionada pela indústria automotiva elétrica. Este é o caso dos sistemas de armazenamento em Park Schwerin, em Dresden ou da BYD em Shenzhen, China. Atualmente, são usadas principalmente baterias de íons de lítio, enquanto alguns sistemas têm surgido utilizando baterias de fluxo redox (*redox flow*) e, utilizando a tecnologia consolidada a mais de 100 anos, aplicações de baixo orçamento continuam a utilizar sistemas de chumbo-ácido [8]. Existem inúmeros fornecedores de grande capacidade de armazenamento de baterias.

A bateria de íons de lítio é a segunda tecnologia mais madura no mercado de armazenamento de energia de bateria estacionária (sendo a bateria de chumbo-ácido a primeira).

Sistemas de armazenamento por baterias experimentam uma degradação natural em suas capacidades de potência e energia ao longo do tempo. A taxa em que esses sistemas se degradam depende muito de como eles são usados. Por exemplo, operar uma bateria em ciclos completos de profundidade de descarga para uma aplicação de energia causará uma taxa de degradação mais rápida do que a manutenção de um estado de carga (*State of charge* - SOC) mais moderado [47]. Na Tabela 2.5 comparam-se várias características técnicas dos sistemas de armazenamento por baterias de íons de lítio, incluindo ciclos de vida esperados.

Tabela 2.5 - Dados característicos dos sistemas de armazenamento por baterias de íons de lítios de diversos tipos [46, 47].

Tipo de armazenamento	Energia		Eficiência	Ciclo de Vida	
	$SOC_{máx}$	SOC_{min}		Anos	Ciclos
Li-Ion NCM	90%	10%	77 - 85%	10	3.500
Li-Ion LiFePO4	85%	15%	78 - 91%	10	2.000
Li-Ion LTO	98%	10%	77 - 85%	10	15.000

O sistema de armazenamento de energia pode ter várias funções, dentre elas auxiliar na atenuação do pico de demanda, na otimização dos custos, deslocamento da demanda, na atenuação da curva do pato (*duck curve*), na regulação da frequência e tensão, na diminuição dos efeitos da imprevisibilidade de fontes renováveis (como fontes de energia eólica e solar), entre outras funções.

Aqui será tratado do uso de sistemas de energia por baterias com a função de auxiliar no deslocamento da demanda, atenuar o pico da mesma e otimizar os custos do pré-despacho [46, 47].

2.4.2 Formulação do pré-despacho incorporando sistemas de armazenamento de energia

A modelagem das baterias armazenadoras de energia pode ser visto a seguir:

$$E_{K,t+1} = E_{K,t} - P_{K,t}^b * ER \quad \forall t \in T \quad (2.17)$$

Em que $E_{K,t+1}$ é o nível de energia armazenada na bateria K no instante $t + 1$, $E_{K,t}$ é o nível de energia armazenada na bateria K no instante t , $P_{K,t}^b$ é a geração de potência no descarregamento em t e ER é a taxa de energia (ou eficiência).

Logo, a potência que a bateria fornece ao sistema em um dado instante afetará sua quantidade de energia no próximo instante.

É importante ressaltar que se a bateria estiver carregando, $P_{K,t}^b$ assumirá valores negativos, funcionando como uma carga a mais a ser suprida pelo sistema. E, se a bateria estiver descarregando, $P_{K,t}^b$ assumirá valores positivos, sendo uma fonte de energia para o sistema.

Como foi mencionado anteriormente, o sistema de armazenamento deve respeitar os limites de capacidade de energia, dados por (2.18).

$$E_{K,min} \leq E_{K,t} \leq E_{K,max} \quad \forall t \in T \quad (2.18)$$

Em que $E_{K,min}$ é o nível mínimo de armazenamento de energia da bateria, $E_{K,max}$ é o nível máximo de armazenamento de energia da bateria e $E_{K,t}$ é o nível de energia armazenada na bateria K no instante t .

Além disso, (2.19) define o valor do estado de carga do SAE ao final do horizonte de tempo do pré-despacho ($E_{K,T}$) sendo igual ao seu valor inicial ($E_{K,0}$).

$$E_{K,T} = E_{K,0} \quad (2.19)$$

2.4.3 Modelagem do sistema de armazenamento de energia

Para a utilização de um sistema de armazenamento de energia mais próximo do contexto atual, foi escolhido um sistema real que está em funcionamento desde 2014.

Optou-se pela utilização do sistema de armazenamento de energia por baterias em Shenzhen, China, operado pela empresa chinesa BYD (empresa que está presente no Brasil desde 2015) com capacidade de 40 MWh e 20 MW.

Este sistema tem como principal função o deslocamento da demanda, atenuação do pico da mesma e a otimização de custos. O sistema é composto de um total de quase 60.000 células individuais de fosfato de ferro de lítio (LiFePO₄ ou LFP), cada uma com capacidade de 230 amperes por hora. O projeto foi iniciado em outubro de 2013 e entrou em operação em junho de 2014. A instalação real do armazenamento durou três meses.

Para que a taxa de degradação deste sistema de armazenamento seja mais lenta, estados de carga mais moderados (ao invés de ciclos com 100% de profundidade de descarga) serão considerados.

Os parâmetros mostrados na Tabela 2.6 foram utilizados para o sistema de armazenamento.

Tabela 2.6 - Parâmetros do sistema de armazenamento de energia por baterias de íons de lítio.

Potência máxima	Potência mínima	Energia	SOC_{min}	$SOC_{máx}$	Eficiência
20 MW	-20 MW	40 MWh	15%	85%	91%

O sistema por armazenamento de energia é incorporado ao pré-despacho com o objetivo de auxiliar no deslocamento da demanda, atenuar o pico da mesma e otimizar o custo do PD.

A figura 2.9 apresenta o fluxograma de como é feita a inserção do SAE ao pré-despacho.

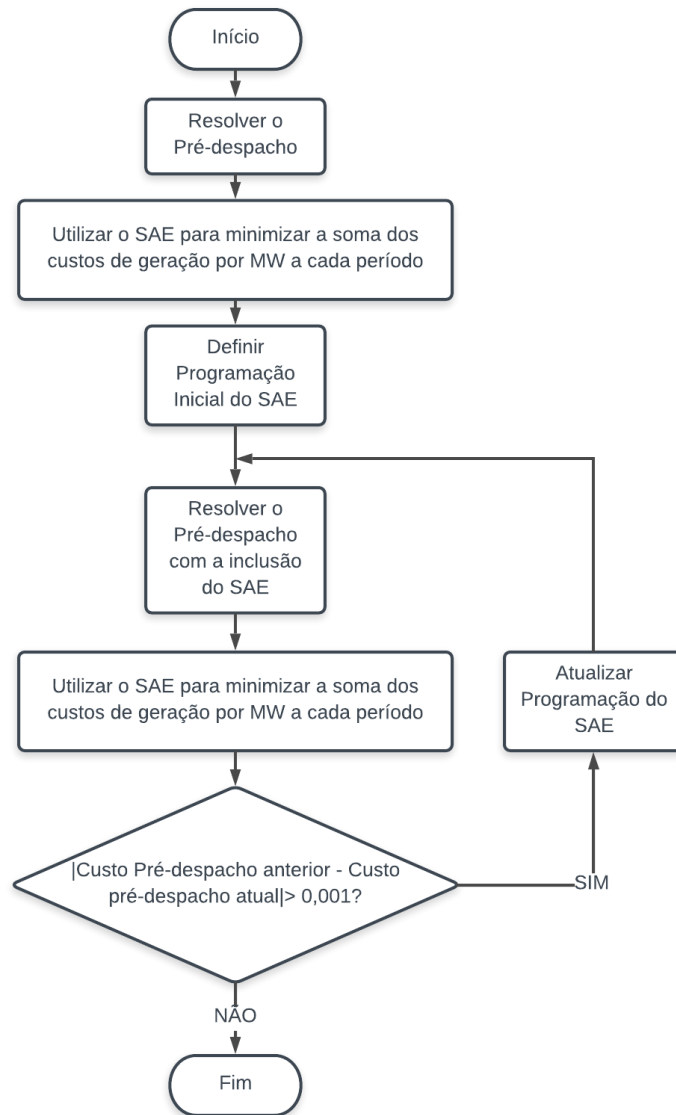


Figura 2.9 - Fluxograma da inclusão do SAE ao pré-despacho. [8]

Neste trabalho não serão tratados dos custos de implementação, manutenção e retorno do investimento do SAE.

2.5 Principais restrições em sistemas elétricos de potência

Em problemas de pré-despacho mais complexos, além da restrição de balanço e da restrição dos limites de produção dos geradores, podem ainda existir restrições dos limites de rampa dos geradores, restrição da reserva girante, entre outras [1].

A seguir, serão mostradas as principais restrições de um sistema elétrico de potência.

2.5.1 Reserva girante

A quantidade total de geração disponível de todas as unidades sincronizadas no sistema menos a potência da demanda e as perdas do sistema é a reserva girante. A importância da reserva girante é que quando uma unidade ou mais é perdida, a frequência do sistema não vai cair [1, 4].

A reserva girante é especificada como uma porcentagem da carga máxima ou o suficiente para compensar a perda da maior unidade geradora no sistema. Ela foi aqui definida por (2.20).

$$\sum_{j=1}^N P_j^{max} \geq P_D + P_R \quad (2.20)$$

Em que P_j^{max} é a máxima potência gerada pela unidade j , P_D é a potência da demanda total e P_R é a reserva girante requerida.

2.5.2 Tempo mínimo ligado

O tempo mínimo ligado é definido quando uma unidade é ligada, não podendo ser desligada antes de um tempo mínimo [1]. Dado por (2.21).

$$T_j^{ON} \geq T_j^{UP} \quad (2.21)$$

Em que T_j^{ON} é o tempo contínuo pelo qual a unidade está ligada e T_j^{UP} é o tempo mínimo pelo qual a unidade j deve permanecer ligada.

2.5.3 Tempo mínimo desligado

O tempo mínimo desligado é definido quando uma unidade é desligada, não podendo ser religada antes de um tempo mínimo [1]. Dado por (2.22).

$$T_j^{OFF} \geq T_j^{down} \quad (2.22)$$

Em que T_j^{OFF} é o tempo contínuo pelo qual a unidade está desligada e T_j^{down} é o tempo mínimo pelo qual a unidade j deve permanecer desligada.

2.5.4 Limite de rampa dos geradores

Define-se rampa de geração como a variação no nível de geração entre dois intervalos consecutivos. É comum na operação limitar a rampa, e essa restrição pode ser da própria máquina, que possui uma limitação de tomada e de alívio de carga, ou por outras razões, tais como restrições de saneamento e ambiental. Nos sistemas de geração, a restrição de rampa de subida de geração é definida por (2.23).

$$P_{i,t+1} - P_{i,t} \leq RU_i \quad (2.23)$$

Em que RU_i é o limite de rampa de descida do i -ésimo gerador, $P_{i,t+1}$ é a potência gerada pelo gerador i no instante $t + 1$ e $P_{i,t}$ é a potência gerada pelo gerador i no instante t .

E a restrição de rampa de descida de geração é definida por (2.24).

$$P_{i,t} - P_{i,t+1} \leq RD_i \quad (2.24)$$

Em que RD_i é o limite de rampa de subida do i -ésimo gerador, $P_{i,t+1}$ é a potência gerada pelo gerador i no instante $t + 1$ e $P_{i,t}$ é a potência gerada pelo gerador i no instante t .

2.5.5 Restrição do balanço da potência ativa

A restrição do balanço da potência ativa, no qual a potência total gerada por unidades térmicas (P_j), eólicas (w_i), maremotrizes (M_g) e pelos sistemas de armazenamento de energia (P_K^b) deve ser igual a demanda (P_D) em cada período de tempo. Sendo dado por (2.25).

$$\sum_{g=1}^{N_M} M_g + \sum_{i=1}^{N_w} w_i + \sum_{j=1}^N P_j + \sum_{K=1}^{N_b} P_K^b = P_D \quad (2.25)$$

2.5.6 Restrição do limite de potência do gerador

Unidades de geração são restringidas por seus limites de geração de potência ativa. Sendo assim, tem-se:

$$P_j^{min} \leq P_j \leq P_j^{max} \quad j = 1, 2, \dots, N \quad (2.26)$$

$$0 \leq W_i \leq w_i^r \quad i = 1, 2, \dots, N_w \quad (2.27)$$

$$-P_{K,max}^b \leq P_K^b \leq P_{K,max}^b \quad (2.28)$$

$$0 \leq M_G \leq M_G^r \quad i = 1, 2, \dots, N_M \quad (2.29)$$

Em que P_j^{min} , P_j^{max} , w_i^r , M_G^r e $P_{K,max}^b$ são respectivamente a potência mínima e máxima das unidades térmicas, a potência de saída nominal das unidades eólicas e maremotrizes e a potência máxima (ao carregar ou descarregar) do SAE.

Sendo respeitados os limites dados em (2.26), (2.27), (2.28) e (2.29) em todos os instantes de tempo.

2.6 Formulação Final da Metodologia Proposta

De maneira geral, o objetivo do pré-despacho é minimizar o custo total da operação das unidades térmicas (C_{th}), o qual é composto pelo custo do combustível e custo de partida. Mas, devido a incerteza na previsão dos ventos (que irão causar diferenças entre os valores previstos e medidos), um modelo probabilístico (com base na função densidade de probabilidade da Weibull) para as turbinas eólicas é formulado, o qual penaliza através de um custo o fato de se subestimar ou superestimar a potência disponível para geração pelo parque eólico.

Além disso, deve-se respeitar os limites de reserva girante, tempo mínimo ligado e desligado, limites de rampa dos geradores, as restrições do balanço de potência ativa e limites de potência dos geradores em cada instante.

A inclusão do parque maremotriz ao pré-despacho é mais simples (podendo ser incluído como uma carga negativa) pois, apesar de ser intermitente, é uma fonte de energia bem previsível.

Por fim, com o objetivo de otimizar o custo do pré-despacho, o sistema por armazenamento de energia é incorporado ao problema.

Então, a formulação final do problema será:

$$\min \quad C = C_{th} + C_w \quad (2.30)$$

Que pode ser apresentado como:

$$\min \quad C = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^N [F(P_j(t)) + SC_j(t)] + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_w} [C_{di}(t) + C_{pi}(t) + C_{ri}(t)] \quad (2.31)$$

$$s. a \quad \sum_{j=1}^N P_j^{max} \geq P_D + P_R \quad (2.32)$$

$$SC_j(t) = \begin{cases} C_j^{hot} & T_j^{off} \leq T_j^{down} + T_j^{cold} \\ C_j^{cold} & T_j^{off} > T_j^{down} + T_j^{cold} \end{cases} \quad (2.33)$$

$$T_j^{ON} \geq T_j^{UP} \quad (2.34)$$

$$T_j^{OFF} \geq T_j^{down} \quad (2.35)$$

$$P_{i,t+1} - P_{i,t} \leq RU_i \quad (2.36)$$

$$P_{i,t} - P_{i,t+1} \leq RD_i \quad (2.37)$$

$$\sum_{g=1}^{N_M} M_g + \sum_{i=1}^{N_w} w_i + \sum_{j=1}^N P_j + \sum_{K=1}^{N_b} P_K^b = P_D \quad (2.38)$$

$$P_j^{min} \leq P_j \leq P_j^{max} \quad j = 1, 2, \dots, N \quad (2.39)$$

$$0 \leq W_i \leq w_i^r \quad i = 1, 2, \dots, N_w \quad (2.40)$$

$$0 \leq M_G \leq M_G^r \quad i = 1, 2, \dots, N_M \quad (2.41)$$

E, devido a inclusão do sistema de armazenamento de energia por baterias com o objetivo de auxiliar no deslocamento da demanda, atenuar o pico da mesma e otimizar o custo do pré-despacho, tem-se:

$$E_{K,t+1} = E_{K,t} - P_{K,t}^b * ER \quad \forall t \in T \quad (2.42)$$

$$E_{K,min} \leq E_{K,t} \leq E_{K,max} \quad \forall t \in T \quad (2.43)$$

$$-P_{K,máx}^b \leq P_K^b \leq P_{K,máx}^b \quad (2.44)$$

$$E_{K,T} = E_{K,0} \quad (2.45)$$

Capítulo 3

APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA E ANÁLISE DOS RESULTADOS

3.1 Resultados das simulações realizadas

A metodologia proposta para introdução do pré-despacho incorporando fontes de energia eólica, maremotriz e sistemas de armazenamento de energia foi implementada em ambiente MATLAB® R2015a (8.5.0.197613) em um computador Intel (R) Core (TM) i5-7200U 2,5 GHz e 8GB de memória RAM.

Os sistemas de potência utilizados nas simulações foram:

- Um sistema composto por 4 unidades geradoras térmicas com um horizonte de tempo de 8 horas. Todos os dados dos geradores térmicos e a demanda de carga são dados no livro de [1] e são mostrados no Apêndice D;
- Um sistema comumente utilizado [20, 21, 22, 23, 24, 25, 26] composto por 10 unidades térmicas com um horizonte de tempo de 24 horas. Todos os dados dos geradores térmicos e a demanda de carga são mostrados no Apêndice D.

Para a abordagem dos resultados foram escolhidos quatro cenários diferentes para o sistema com 8 períodos de tempo de [1] e quatro para o sistema com 24 períodos de tempo de [20, 21, 22, 23, 24, 25, 26].

- Sistema teste composto por 4 unidades geradoras térmicas com um horizonte de tempo de 8 horas [1]:
 1. Simulação do pré-despacho (caso base);
 2. Simulação do pré-despacho incorporando incerteza dos ventos;
 3. Simulação do pré-despacho incorporando incerteza dos ventos e parque maremotriz;
 4. Simulação do pré-despacho incorporando incerteza dos ventos, parque maremotriz e sistema de armazenamento de energia.
- Sistema teste comumente utilizado, composto por 10 unidades geradoras térmicas com um horizonte de tempo de 24 horas [20, 21, 22, 23, 24, 25, 26]:
 1. Simulação do pré-despacho (caso base);

2. Simulação do pré-despacho incorporando incerteza dos ventos;
3. Simulação do pré-despacho incorporando incerteza dos ventos e parque maremotriz;
4. Simulação do pré-despacho incorporando incerteza dos ventos, parque maremotriz e sistema de armazenamento de energia.

As restrições apresentadas na Seção 2.5 (os limites de reserva girante, tempo mínimo ligado e desligado, as restrições do balanço de potência ativa e limites de potência dos geradores) são respeitadas em cada instante de tempo. Além disso, o parque eólico, o parque maremotriz e o sistema de armazenamento de energia são implementados de acordo com a modelagem apresentada nas Seções 2.2, 2.3 e 2.4, respectivamente.

3.1.1 Sistema teste composto por 4 unidades geradoras térmicas com um horizonte de tempo de 8 horas

A formulação proposta foi aplicada na resolução de um problema de pré-despacho comumente utilizado, presente em [1] e utilizados também em [22] (dados do sistema teste se encontram no Apêndice D), baseado em um sistema teste com 4 unidades geradoras térmicas, um horizonte de tempo de 8 horas e reserva girante (para as unidades térmicas) de 10% da demanda em cada período. As restrições apresentadas na Seção 2.5 (os limites de reserva girante, tempo mínimo ligado e desligado, limites de rampa dos geradores, as restrições do balanço de potência ativa e limites de potência dos geradores) são respeitadas em cada instante de tempo.

Primeiramente buscou-se validar o algoritmo desenvolvido em ambiente computacional MATLAB®, ao compará-lo com os resultados encontrados em [1]. Após isso, foi aplicada uma melhoria ao código, ao modelar as curvas de custo dos geradores como funções quadráticas, tal como foi formulado na Seção 2.6 e compará-lo a resultados encontrados por outros métodos aplicados a esse mesmo sistema teste [22].

Os passos seguintes foram realizar a inclusão do parque eólico (através do modelo probabilístico), do parque maremotriz e, por fim, do sistema de armazenamento de energia ao pré-despacho.

3.1.1.1 Simulação do pré-despacho (caso base)

Utilizou-se o sistema presente no livro de [1], com 4 unidades térmicas e, após solucionar o problema do pré-despacho, utilizando o método da programação dinâmica *forward*, encontrou-se resposta idêntica à encontrada em [1].

O passo seguinte foi aplicar uma melhoria ao algoritmo desenvolvido em ambiente computacional MATLAB® para considerar funções custo quadráticas. Assim, obteve-se o custo, potência das unidades geradoras (U1, U2, U3 e U4) e a situação em que estão (ligadas, fornecendo potência ao sistema, ou desligadas, quando geram potência igual a zero) em cada período, sendo esses dados mostrados na Tabela 3.1.

Inicialmente, com exceção da restrição dos limites de rampa dos geradores (visto que na Tabela 3.2 os resultados obtidos serão comparados com os de [22]), todas as restrições apresentadas na Seção 2.5 (limites de reserva girante, tempo mínimo ligado e desligado, as restrições do balanço de potência ativa e limites de potência dos geradores) são respeitadas em cada instante de tempo.

Tabela 3.1 - Resultado do pré-despacho com as 4 unidades geradoras térmicas, com suas potências em MW a cada hora.

T	U1	U2	U3	U4
1	0	150	300	0
2	25	205	300	0
3	30	250	300	20
4	25	215	300	0
5	80	0	300	20
6	25	0	255	0
7	25	0	265	0
8	0	200	300	0

Custo Total: \$ **74.388,10**

Na Tabela 3.2 foram comparados os resultados do pré-despacho solucionado pelos métodos da programação dinâmica *forward* considerando funções custo lineares (assim como é formulado em [1]) e funções custo quadráticas, além de compará-los com outros quatro métodos de solução apresentados em [22].

Tabela 3.2 - Resultado do pré-despacho com as 4 unidades geradoras térmicas, com suas potências em MW a cada hora.

Método	Custo mínimo (\$)
Programação dinâmica	74.912,10
Programação dinâmica considerando funções quadráticas	74.388,10
LR [22]	75.232
PSO-LR [22]	74.808
B.SMP [22]	74.812
A.SMP [22]	74.812

Pode-se observar que o custo encontrado pelo algoritmo desenvolvido em ambiente computacional MATLAB® para considerar funções custo quadráticas foi menor (\$ **74.388,10**) que os encontrados pelo método da programação dinâmica de [1], e pelos métodos de solução de [22].

Após isso, realizou-se o pré-despacho considerando todas as restrições dadas na Seção 2.5 (incluiu-se agora a restrição ao limite de rampa dos geradores), obtendo-se o resultado dado na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 - Resultado do pré-despacho com as 4 unidades geradoras térmicas e todas as restrições da Seção 2.5, com suas potências em MW a cada hora.

T	U1	U2	U3	U4
1	25	132,1	292,9	0
2	25	205	300	0
3	30	250	300	20
4	25	215	300	0
5	0	123,8	276,2	0
6	0	83,8	196,2	0
7	0	87,1	202,9	0
8	0	167,1	300	32,9
Custo Total: \$ 74.943,90				

Na Figura 3.1 é apresentada a potência a ser gerada pelas unidades térmicas a cada período dado o resultado do pré-despacho com as 4 unidades geradoras térmicas e todas as restrições apresentadas na Seção 2.5.

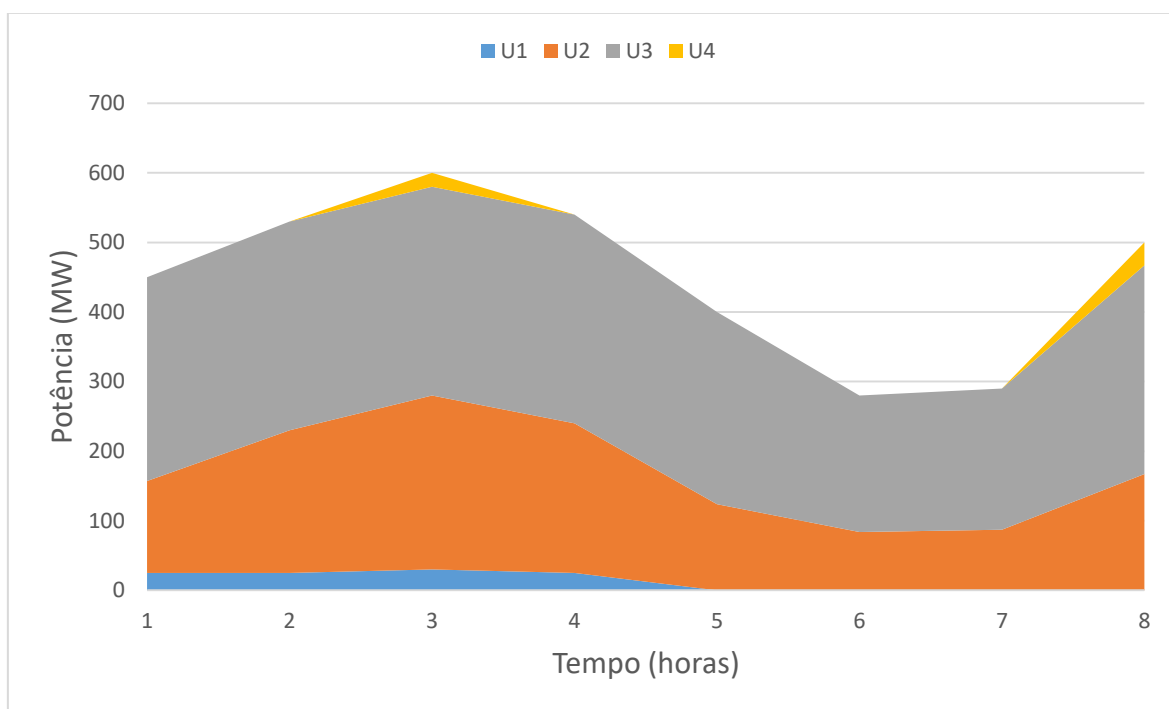


Figura 3.1 - Potência a ser gerada pelas unidades térmicas a cada hora.

3.1.1.2 Simulação do pré-despacho incorporando incerteza dos ventos

Utilizando o sistema da Simulação anterior (com as 4 unidades geradoras térmicas e todas as restrições da Seção 2.5), Seção 3.1.1.1, foi adicionado a ele um parque eólico com 16 unidades geradoras eólicas do modelo GE 2,5 MW - 120 (geradores de indução duplamente alimentados, DFIGs), mostrado no Apêndice B, cada uma com capacidade de 2,5 MW, totalizando 40 MW. Devido a utilização do modelo probabilístico para as turbinas eólicas, apresentado na Seção 2.2.1, os parâmetros que foram utilizados são dados na Tabela 3.4 (utilizados também em [27] e [29]).

Tabela 3.4 - Valores dos fatores de forma e de escala da Weibull, dos custos de reserva, penalidade e disponibilidade, respectivamente, utilizados no modelo probabilístico do vento.

k	c	k_p	k_r	d
2	10	6	10	8

Na Tabela 3.5, a seguir, os dados de previsão de vento (obtidos da modelagem de velocidades de vento no município de Humberto de Campos, Maranhão, referente às oito últimas horas do dia 28 de agosto de 2018) foram usados para obter a potência gerada esperada para o parque eólico (W) em cada momento T (a cada hora). Ela também mostra

os resultados obtidos pela inclusão do parque eólico ao sistema teste, com base no modelo probabilístico.

Tabela 3.5 - Resultado do pré-despacho com as 4 unidades geradoras térmicas e parque eólico (dada a potência que seria gerada pelo parque eólico devido a previsão dos ventos daquele período) com suas potências em MW a cada hora.

T	U1	U2	U3	U4	W	Previsão do Vento
1	25	122,3	273,1	0	29,6	40,48
2	25	174,6	300	0	30,4	40,48
3	25	243,6	300	0	31,4	40,48
4	25	184,5	300	0	30,5	36,38
5	0	119	266,6	0	14,36	14,36
6	0	79,7	187,9	0	12,37	12,37
7	0	83,1	194,7	0	12,19	12,19
8	42,2	163,1	294,7	0	0	0

Custo Total: \$ 73.516,86

Na Figura 3.2 é apresentada a potência a ser gerada pelas unidades térmicas e pelo parque eólico a cada período, dado o resultado do pré-despacho.

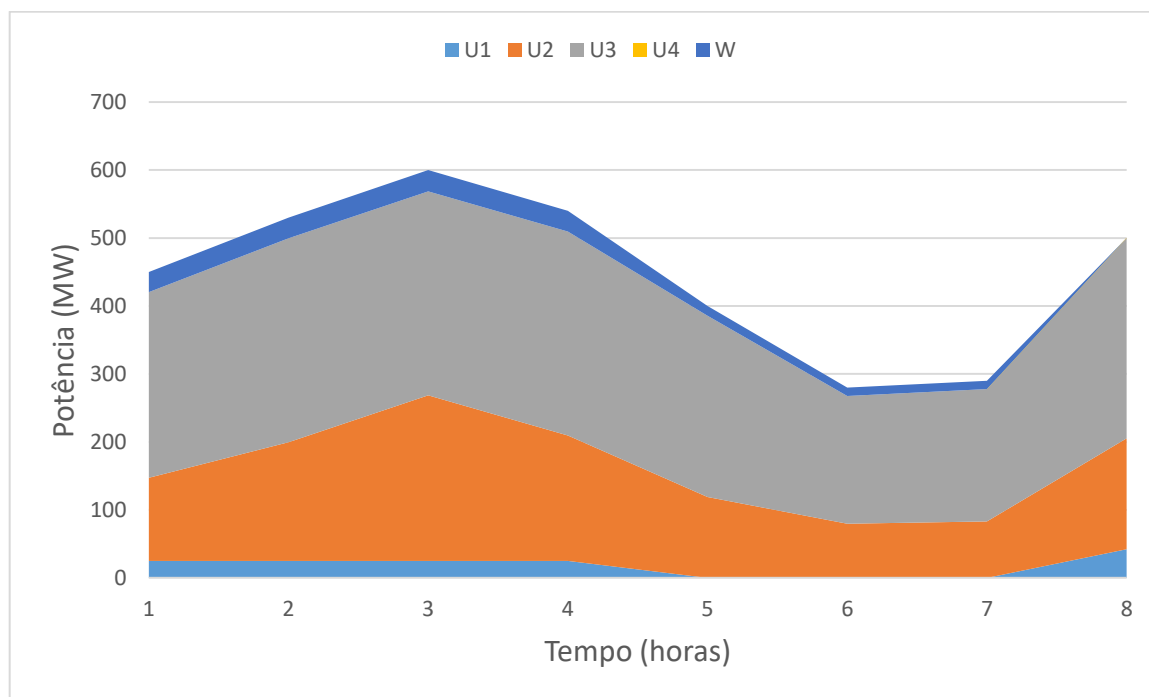


Figura 3.2 - Potência a ser gerada pelas unidades térmicas e pelo parque eólico a cada hora.

Ao adicionar o parque eólico de 40 MW aos sistemas teste e utilizar o modelo probabilístico para as turbinas eólicas, foram encontrados valores similares ao encontrados em [27] e [29], que utilizam esta mesma metodologia. Devido às penalidades por subestimar ou superestimar a potência prevista gerada pelo parque eólico, graças a incerteza na previsão dos ventos, esta fonte foi penalizada em \$ 1.840,76. Mas, apesar disso, pode-se ver que o custo total do pré-despacho diminuiu, como esperado, devido à inclusão do parque eólico (apesar da intermitência e, principalmente, da imprevisibilidade da velocidade dos ventos). Isso ocorre devido à diminuição na energia gerada pelas unidades térmicas, reduzindo o valor de \$ 74.943,90 para \$ 73.516,86, demonstrando a economia de 1,89%.

3.1.1.3 Simulação do pré-despacho incorporando incerteza dos ventos e geradores maremotrizes

A próxima simulação foi realizada utilizando o sistema teste da simulação anterior, Seção 3.1.1.2, sendo integrado a ele um parque maremotriz com 5 turbinas SeaGen-S 2MW [42] formando assim um parque com capacidade de geração de 10 MW.

Na Tabela 3.6, a seguir, os dados de previsão de maré (obtidos da modelagem da velocidade das correntes de marés na Baía de São Marcos, Maranhão, referente às oito últimas horas do dia 28 de agosto de 2018) foram usados para obter a potência gerada pelo parque maremotriz (MM) em cada momento T (a cada hora) ao ser incorporado ao pré-despacho.

Tabela 3.6 - Resultado do pré-despacho com as 4 unidades geradoras térmicas, parque eólico e maremotriz com suas potências em MW a cada hora.

T	U1	U2	U3	U4	W	MM
1	0	127,7	284	0	29,6	8,73
2	0	189,6	300	0	30,4	10
3	25	236,8	300	0	31,4	6,77
4	25	184,5	300	0	30,5	0
5	65,6	0	300	20	14,36	0
6	25	0	242,6	0	12,37	0
7	25	0	249,2	0	12,19	3,56
8	75	80	300	35,6	0	9,45
Custo Total: \$ 72.762,36						

Na Figura 3.3 é apresentada a potência a ser gerada pelas unidades térmicas, pelo parque eólico e maremotriz a cada período, dado o resultado do pré-despacho.

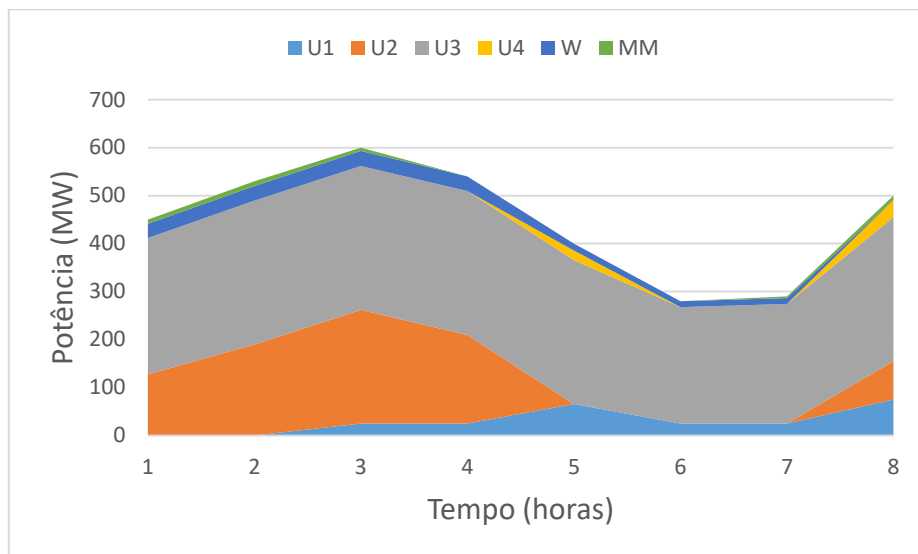


Figura 3.3 - Potência a ser gerada pelas unidades térmicas, pelo parque eólico e maremotriz a cada hora.

E, a Figura 3.4 mostra a potência a ser gerada apenas pelas fontes de energia renovável, incluídas no sistema teste. Mas, visto que o horizonte de tempo observado é apenas de 8 horas, não é possível observar de maneira ampla a forma como essas fontes fornecem energia ao sistema. Sendo assim, faz-se de grande importância as simulações realizadas na Seção 3.1.2, que utilizam um sistema comumente utilizado [20, 21, 22, 23, 24, 25, 26] composto por 10 unidades térmicas com um horizonte de tempo de 24 horas.

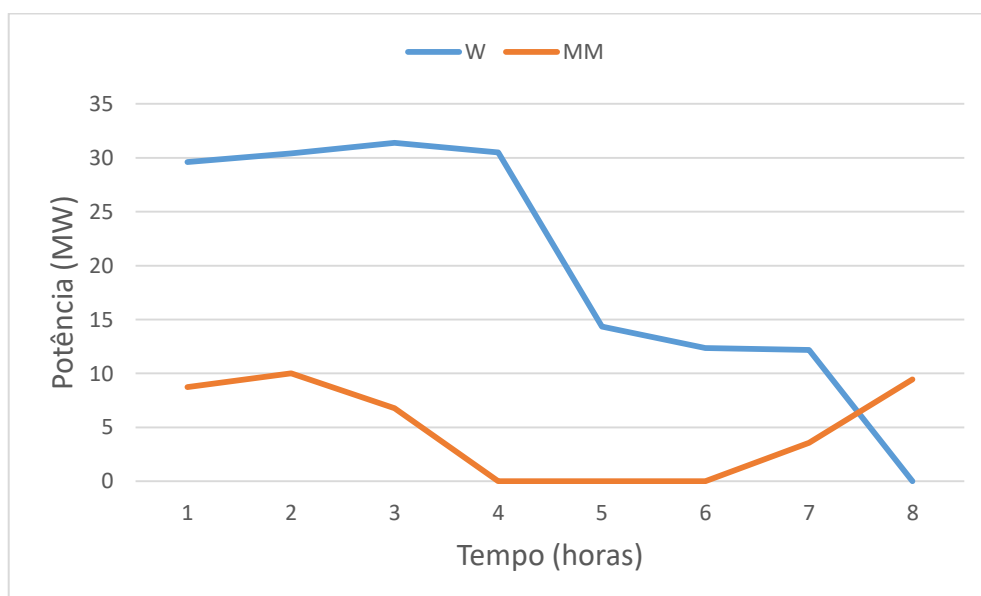


Figura 3.4 - Potência a ser gerada pelo parque eólico e maremotriz a cada hora.

Pode-se ver que o custo total do pré-despacho diminuiu devido à inclusão do parque maremotriz (apesar da intermitência na velocidade das correntes de marés). Isso ocorre graças à diminuição na energia gerada pelas unidades térmicas e devido ao fato da geração maremotriz ser bem previsível (podendo ser incorporada ao pré-despacho como uma carga negativa), reduzindo o valor de \$ 73.516,86 para \$ 72.762,36, demonstrando a economia de 1,03%.

3.1.1.4 Simulação do pré-despacho incorporando incerteza dos ventos, geradores maremotrizes e sistemas de armazenamento de energia

A próxima simulação foi realizada utilizando o sistema teste da simulação anterior, Seção 3.1.1.3, sendo integrado a ele um sistema de armazenamento de energia por baterias (que está atualmente em funcionamento, operado pela empresa chinesa BYD) com os parâmetros mostrados na Tabela 3.7.

Tabela 3.7 - Parâmetros do sistema de armazenamento de energia por baterias de íons de lítio.

Potência máxima	Potência mínima	Energia	SOC_{min}	SOC_{max}	Eficiência
20 MW	-20 MW	40 MWh	15%	85%	91%

O SAE foi incluído no pré-despacho com o objetivo de minimizar o custo do mesmo e auxiliar no deslocamento da demanda. Sendo considerada sua energia final e inicial igual a 14 MWh.

A Figura 3.5 mostra a diferença no perfil de demanda ao incluir-se o SAE, visto que o mesmo é carregado em momentos de demanda mais baixa (preenchimento de vale), para descarregar-se em momentos de pico da demanda (redução de pico da demanda), auxiliando assim no deslocamento da demanda.

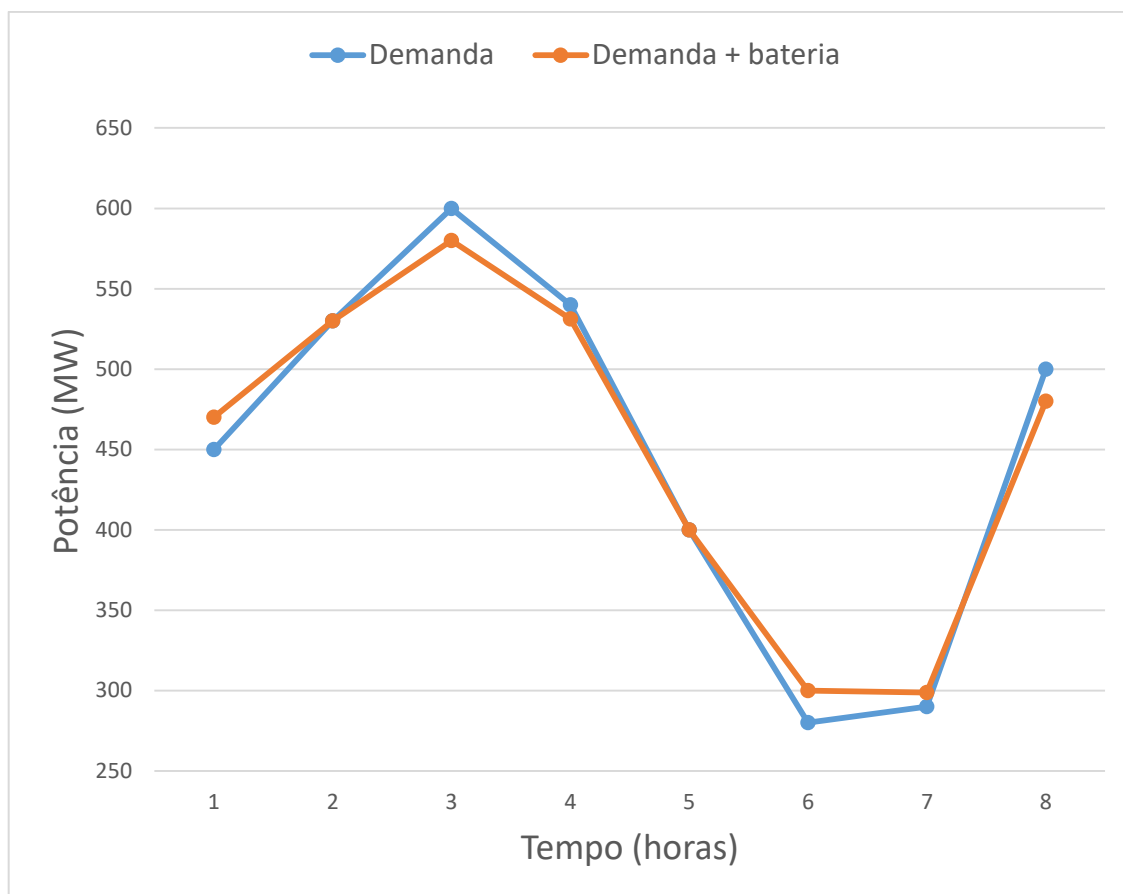


Figura 3.5 - Comparação entre o perfil de demanda antes e após a inclusão do SAE ao sistema teste.

Na Tabela 3.8 é mostrado o resultado do pré-despacho com a inclusão do parque eólico, maremotriz e do SAE.

Tabela 3.8 - Resultado do pré-despacho com as 4 unidades geradoras térmicas, parque eólico, maremotriz e o SAE com suas potências em MW a cada hora.

T	U1	U2	U3	U4	W	MM	SAE
1	0	134,4	297,3	0	29,6	8,73	-20
2	0	189,6	300	0	30,2	10	0
3	0	221,8	300	20	31,3	6,77	20
4	0	181,5	300	20	30,5	0	8,79
5	0	119	266,6	0	14,4	0	0
6	0	86,4	201,3	0	12,4	0	-20
7	0	84,6	197,7	0	12,2	3,56	-8,79
8	0	152,9	297,7	20	0	9,45	20
Custo Total: \$ 72.129,45							

Note que o custo do pré-despacho encontrado (\$ 72.129,45) é menor do que em ambas as simulações anteriores (\$ 73.516,86 e \$ 72.762,36, respectivamente, demonstrando a economia de 0,86% em relação a esta última), mostrando uma das principais vantagens (e aplicações) dos SAE, que é o aumento da economia. Pois, além de atuar no deslocamento da demanda, houve uma redução no custo do pré-despacho, visto que as unidades térmicas mais caras que seriam comissionadas em demandas de pico são menos utilizadas.

3.1.2 Sistema teste composto por 10 unidades geradoras térmicas com um horizonte de tempo de 24 horas

A formulação proposta foi aplicada na resolução de um problema de pré-despacho comumente utilizado [20, 21, 22, 23, 24, 25, 26], baseado em um sistema teste com 10 unidades geradoras térmicas, um horizonte de tempo de 24 horas e reserva girante (para as unidades térmicas) de 10% da demanda em cada período. As restrições apresentadas na Seção 2.5 (os limites de reserva girante, tempo mínimo ligado e desligado, as restrições do balanço de potência ativa e limites de potência dos geradores) são respeitadas em cada instante de tempo. Todos os dados referentes ao sistema teste utilizado se encontram no Apêndice D.

Primeiramente, buscou-se validar o algoritmo desenvolvido em ambiente computacional MATLAB®, ao compará-lo com os resultados encontrados por outros métodos que utilizaram o mesmo sistema teste [20, 21, 22, 23, 24, 25, 26].

Os passos seguintes foram realizar a inclusão do parque eólico (através do modelo probabilístico), do parque maremotriz e, por fim, do sistema de armazenamento de energia ao pré-despacho.

3.1.2.1 Simulação do pré-despacho (caso base)

Utilizou-se um sistema comumente utilizado [20, 21, 22, 23, 24, 25, 26] com 10 unidades térmicas e solucionou-se o pré-despacho, utilizando o método da programação dinâmica *forward* e a formulação proposta. As restrições apresentadas na Seção 2.5 (os limites de reserva girante, tempo mínimo ligado e desligado, as restrições do balanço de potência ativa e limites de potência dos geradores) são respeitadas em cada instante de tempo.

Assim, obteve-se o custo, potência das unidades geradoras térmicas (U1, U2, U3, U4, U5, U6, U7, U8, U9 e U10) e a situação em que estão (ligadas, fornecendo potência ao sistema, ou desligadas, quando geram potência igual a zero) em cada período, sendo esses dados mostrados na Tabela 3.9.

Tabela 3.9 - Resultado do pré-despacho com as 10 unidades geradoras térmicas, com suas potências em MW a cada hora.

T	U1	U2	U3	U4	U5	U6	U7	U8	U9	U10
1	455	245	0	0	0	0	0	0	0	0
2	455	295	0	0	0	0	0	0	0	0
3	455	270	0	0	25	0	0	0	0	0
4	455	340	0	130	25	0	0	0	0	0
5	455	390	0	130	25	0	0	0	0	0
6	455	360	130	130	25	0	0	0	0	0
7	455	410	130	130	25	0	0	0	0	0
8	455	455	130	130	30	0	0	0	0	0
9	455	455	130	130	85	20	25	0	0	0
10	455	455	130	130	162	33	25	10	0	0
11	455	455	130	130	162	73	25	10	10	0
12	455	455	130	130	162	80	25	43	10	10
13	455	455	130	130	162	33	25	10	0	0
14	455	455	130	130	85	20	25	0	0	0
15	455	455	130	130	30	0	0	0	0	0
16	455	310	130	130	25	0	0	0	0	0
17	455	260	130	130	25	0	0	0	0	0
18	455	360	130	130	25	0	0	0	0	0
19	455	455	130	130	30	0	0	0	0	0
20	455	455	130	130	162	33	25	10	0	0
21	455	455	130	130	85	20	25	0	0	0
22	455	455	0	0	145	20	25	0	0	0
23	455	425	0	0	0	20	0	0	0	0
24	455	345	0	0	0	0	0	0	0	0
Custo Total: \$ 564.915,70										

A seguir, na Tabela 3.10 serão comparados os resultados do pré-despacho solucionado pelo método da programação dinâmica *forward*, com os de outros métodos apresentados em [20, 21, 22, 23, 24, 25, 26].

Tabela 3.10 - Comparação do custo total do pré-despacho de diversos métodos.

Método	Custo mínimo (\$)
Programação dinâmica considerando funções quadráticas	564.915,70
Algoritmo genético GA [22]	565.825
Relaxação de Lagrange (LR) [22]	566.107
Lista de prioridade estocástica (SPL) [21]	564.950
Otimização por enxame de partículas (PSO) [22]	574.153
Otimização por enxame de partículas binário (BPSO) [23]	565.804
PSO combinado com relaxação lagrangiana (PSO-LR) [24]	565.869
Relaxação lagrangiana adaptativa (ALR) [25]	565.508
Algoritmo genético de codificação binária (BCGA) [26]	567.367
Algoritmo genético de codificação inteira (ICGA) [22]	566.404
Algoritmo memético (MEM) [21]	565.827

Na Figura 3.6 é apresentada a potência a ser gerada pelas unidades térmicas a cada período, dado o resultado do pré-despacho.

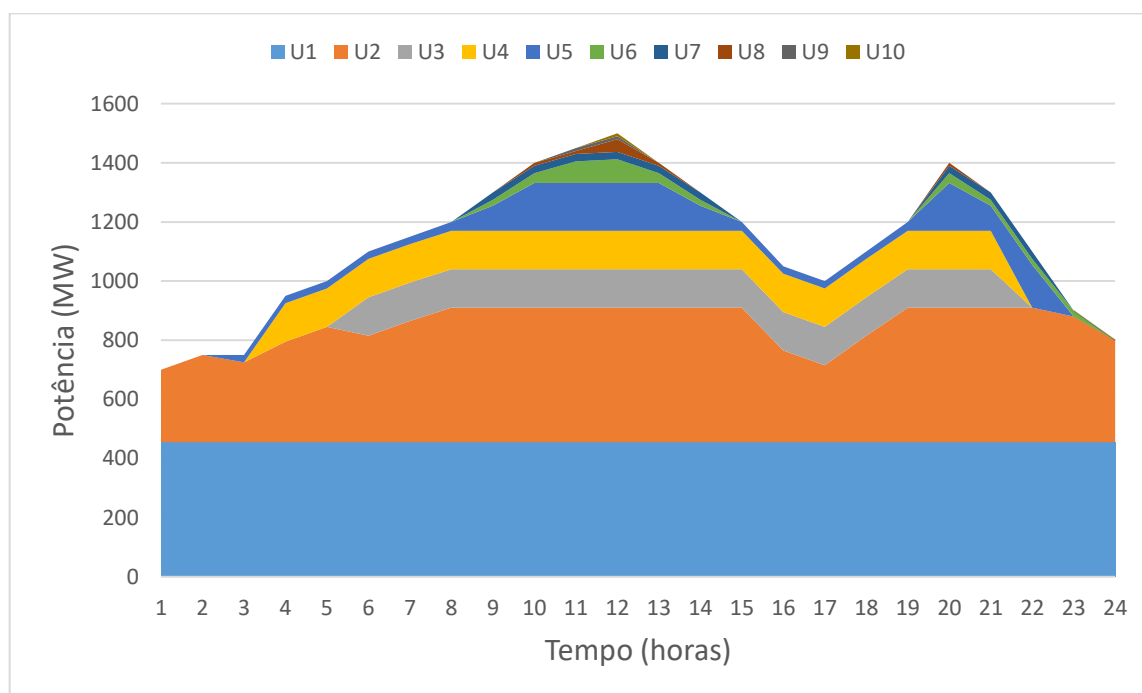


Figura 3.6 - Potência a ser gerada pelas unidades térmicas a cada hora.

Pode-se observar que o custo encontrado pelo algoritmo desenvolvido em ambiente computacional MATLAB® para considerar funções custo quadráticas foi menor (\$ **564.915,70**) que os encontrados pelos métodos de solução de [20, 21, 22, 23, 24, 25, 26] aos quais ele foi comparado. Mas, deve-se lembrar que a grande limitação do método de programação dinâmica é seu tempo de execução, visto que este é amplamente penalizado com o aumento de unidades geradoras. Esta característica da programação dinâmica pôde ser vista ao comparar-se o tempo de resolução do pré-despacho do sistema teste com 4 unidades geradoras térmicas (foram necessários em média 6 segundos), e do sistema teste composto por 10 unidades geradoras térmicas (foram necessários em média 800 segundos).

3.1.2.2 Simulação do pré-despacho incorporando incerteza dos ventos

Utilizando o sistema da Simulação anterior (com as 10 unidades geradoras térmicas), Seção 3.1.2.1, foi adicionado a ele um parque eólico com 16 unidades geradoras eólicas do modelo GE 2,5 MW - 120 (geradores de indução duplamente alimentados, DFIGs), mostrado no Apêndice B, cada uma com capacidade de 2,5 MW, totalizando 40 MW. Devido a utilização do modelo probabilístico para as turbinas eólicas, apresentado na Seção 2.2.1, os parâmetros que foram utilizados são dados na Tabela 3.11 (utilizados também em [27] e [29]).

Tabela 3.11 - Valores dos fatores de forma e de escala da Weibull, dos custos de reserva, penalidade e disponibilidade, respectivamente, utilizados no modelo probabilístico do vento.

k	c	k_p	k_r	d
2	10	6	10	8

Na Tabela 3.12, a seguir, os dados de previsão de vento (obtidos da modelagem de velocidades de vento no município de Humberto de Campos, Maranhão, referente ao dia 28 de agosto de 2018) foram usados para obter a potência gerada esperada para o parque eólico (W) em cada momento T (a cada hora). Ela também mostra os resultados obtidos pela inclusão do parque eólico ao sistema teste, com base no modelo probabilístico.

Tabela 3.12 - Resultado do pré-despacho com as 10 unidades geradoras térmicas e parque eólico (dada a potência que seria gerada pelo parque eólico devido a previsão dos ventos daquele período) com suas potências em MW a cada hora.

T	U1	U2	U3	U4	U5	U6	U7	U8	U9	U10	W	Previsão do vento
1	455	244,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0,37	0,41
2	455	295	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	455	366,3	0	0	25	0	0	0	0	0	3,72	3,95
4	455	337,7	0	130	25	0	0	0	0	0	2,29	2,52
5	455	373,8	0	130	25	0	0	0	0	0	16,21	16,41
6	455	451,8	0	130	25	0	0	0	0	0	38,24	39,55
7	455	455	0	130	49,8	20	0	0	0	0	40,17	40,48
8	455	455	0	130	101,7	20	0	0	0	0	38,34	40,48
9	455	455	130	130	70,9	20	0	0	0	0	39,09	40,48
10	455	455	130	130	137,3	20	25	10	0	0	37,73	40,48
11	455	455	130	130	162	34,8	25	10	10	0	38,16	40,43
12	455	455	130	130	162	74,1	25	10	10	10	38,88	40,48
13	455	455	130	130	139,8	20	25	10	0	0	35,23	40,48
14	455	455	130	130	72	20	0	0	0	0	37,99	40,48
15	455	420,6	130	130	25	0	0	0	0	0	39,39	40,48
16	455	274,9	130	130	25	0	0	0	0	0	35,07	40,48
17	455	220	130	130	25	0	0	0	0	0	39,17	40,48
18	455	323,2	130	130	25	0	0	0	0	0	36,76	40,48
19	455	424,4	130	130	25	0	0	0	0	0	35,57	40,48
20	455	455	130	130	155,6	20	0	10	10	0	34,43	36,38
21	455	455	130	130	87,4	20	0	10	0	0	12,57	14,36
22	455	455	0	130	28,2	20	0	0	0	0	11,84	12,37
23	455	413,9	0	0	0	20	0	0	0	0	11,09	12,19
24	455	345	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Custo Total: \$ 557.335,40												

Na Figura 3.7 é apresentada a potência a ser gerada pelas unidades térmicas e pelo parque eólico a cada período, dado o resultado do pré-despacho.

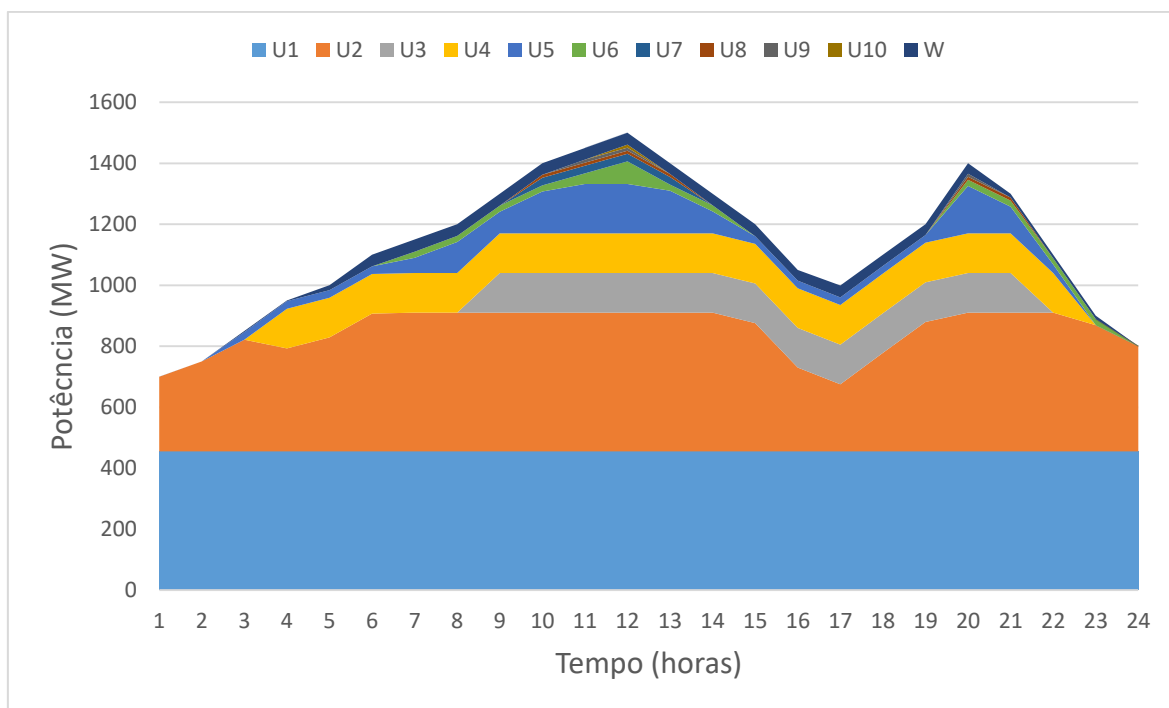


Figura 3.7 - Potência a ser gerada pelas unidades térmicas e pelo parque eólico a cada hora.

Ao adicionar o parque eólico de 40 MW aos sistemas teste e utilizar o modelo probabilístico para as turbinas eólicas, foram encontrados valores similares ao encontrados em [27] e [29], que utilizam esta mesma metodologia. Devido às penalidades por subestimar ou superestimar a potência prevista gerada pelo parque, graças a incerteza na previsão dos ventos, esta fonte foi penalizada em \$ 7.353,00. Mas, apesar disso, o custo total do pré-despacho diminuiu, como esperado, devido à inclusão do parque eólico (apesar da intermitência e, principalmente, da imprevisibilidade da velocidade dos ventos). Isso ocorre devido à diminuição na energia gerada pelas unidades térmicas, reduzindo o valor de \$ 564.915,70 para \$ 557.335,40, demonstrando a economia de 1,34%.

3.1.2.3 Simulação do pré-despacho incorporando incerteza dos ventos e geradores maremotrizes

A próxima simulação foi realizada utilizando o sistema teste da simulação anterior, Seção 3.1.2.2, sendo integrado a ele um parque maremotriz com 5 turbinas SeaGen-S 2MW [42] formando assim um parque com capacidade de geração de 10 MW.

Na Tabela 3.13, a seguir, os dados de previsão de maré (obtidos da modelagem da velocidade das correntes de marés na Baía de São Marcos, Maranhão, referente ao dia 28 de

agosto de 2018) foram usados para obter a potência gerada pelo parque maremotriz (MM) em cada momento T (a cada hora) ao ser incorporado ao pré-despacho.

Tabela 3.13 - Resultado do pré-despacho com as 10 unidades geradoras térmicas, parque eólico e maremotriz com suas potências em MW a cada hora.

T	U1	U2	U3	U4	U5	U6	U7	U8	U9	U10	W	MM
1	455	243,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0,37	1,22
2	455	295	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	455	366,3	0	0	25	0	0	0	0	0	3,72	0
4	455	455	0	0	35,6	0	0	0	0	0	2,3	2,11
5	455	455	0	0	64,2	0	0	0	0	0	16,36	9,41
6	455	442,7	0	130	25	0	0	0	0	0	38,55	8,75
7	455	455	0	130	48,4	20	0	0	0	0	40,21	1,4
8	455	455	0	130	101,7	20	0	0	0	0	38,34	0
9	455	455	130	130	70,9	20	0	0	0	0	39,09	0
10	455	455	130	130	145,7	20	25	0	0	0	37,77	1,54
11	455	455	130	130	162	36,2	25	10	0	0	38,39	8,36
12	455	455	130	130	162	73,8	25	10	10	0	39,15	10
13	455	455	130	130	145,6	20	25	0	0	0	35,35	4,07
14	455	455	130	130	72	20	0	0	0	0	37,99	0
15	455	420	130	130	25	0	0	0	0	0	39,39	0
16	455	274,1	130	130	25	0	0	0	0	0	35,1	0,76
17	455	211,7	130	130	25	0	0	0	0	0	39,52	8,73
18	455	312,9	130	130	25	0	0	0	0	0	37,12	10
19	455	417,4	130	130	25	0	0	0	0	0	35,8	6,77
20	455	455	130	130	155,6	20	0	10	10	0	34,43	0
21	455	455	130	130	87,4	20	0	10	0	0	12,57	0
22	455	455	0	130	28,2	20	0	0	0	0	11,84	0
23	455	410,3	0	0	0	20	0	0	0	0	11,09	3,56
24	455	335,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9,45
Custo Total: \$ 552.302,63												

Na Figura 3.8 é apresentada a potência a ser gerada pelas unidades térmicas, pelo parque eólico e maremotriz a cada período, dado o resultado do pré-despacho.

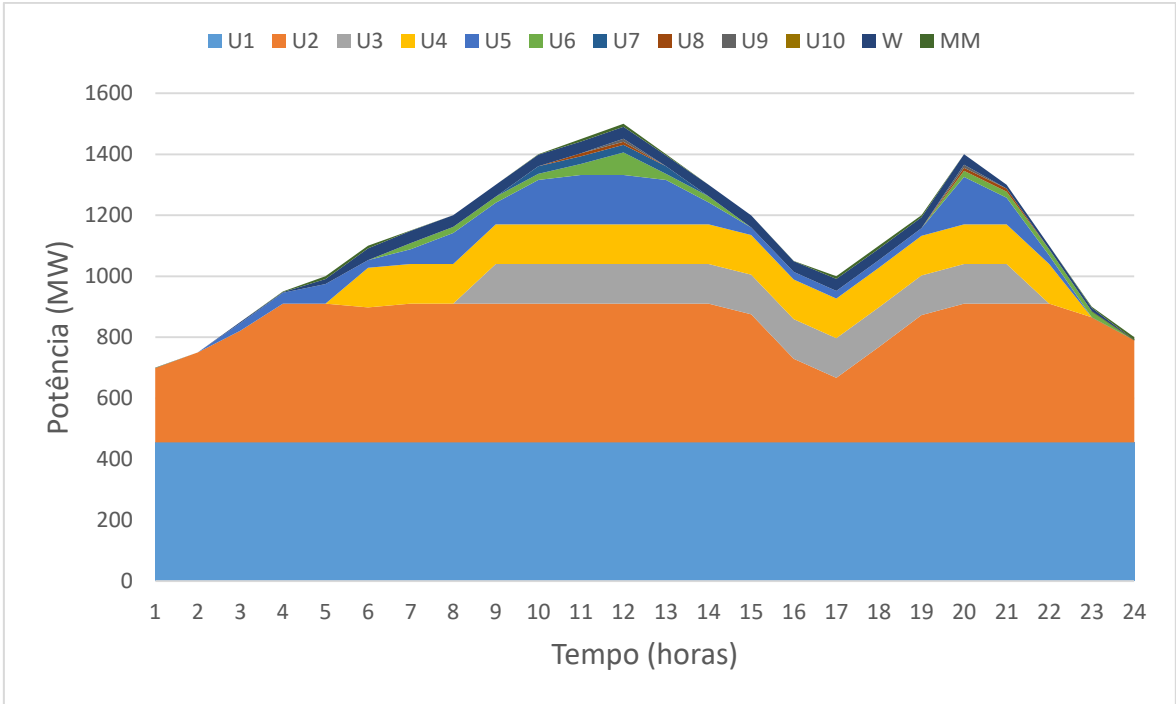


Figura 3.8 - Potência a ser gerada pelas unidades térmicas, pelo parque eólico e maremotriz a cada hora.

E, a Figura 3.9 mostra a potência a ser gerada apenas pelas fontes de energia renovável, incluídas no sistema teste.

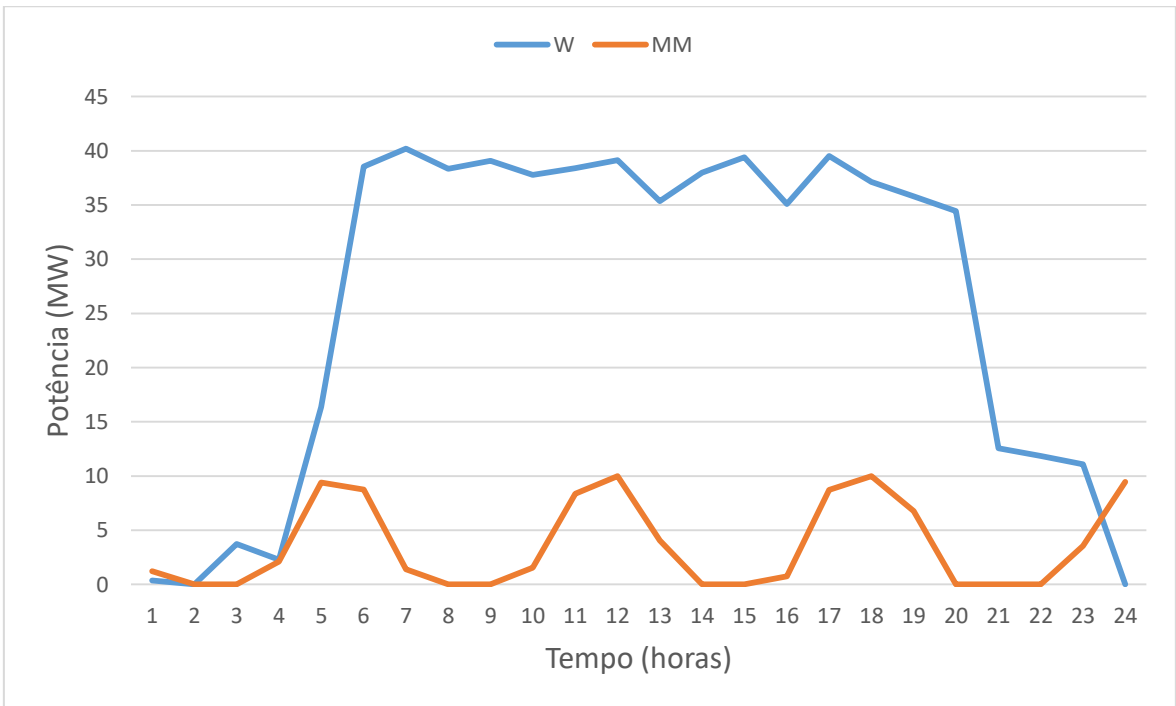


Figura 3.9 - Potência a ser gerada pelo parque eólico e maremotriz a cada hora.

Pode-se ver que o custo total do pré-despacho diminuiu devido à inclusão do parque maremotriz (apesar da intermitência na velocidade das correntes de marés). Isso ocorre graças à diminuição na energia gerada pelas unidades térmicas e devido ao fato da geração maremotriz ser bem previsível (podendo ser incorporada ao pré-despacho como uma carga negativa), reduzindo o valor de \$ 557.335,40 para \$ 552.302,63, demonstrando a economia de 0,90%.

3.1.2.4 Simulação do pré-despacho incorporando incerteza dos ventos, geradores maremotrizes e sistemas de armazenamento de energia

A próxima simulação foi realizada utilizando o sistema teste da simulação anterior, Seção 3.1.2.3, sendo integrado a ele um sistema de armazenamento de energia por baterias (que está atualmente em funcionamento, operado pela empresa chinesa BYD) com os parâmetros mostrados na Tabela 3.14.

Tabela 3.14 - Parâmetros do sistema de armazenamento de energia por baterias de íons de lítio.

Potência máxima	Potência mínima	Energia	SOC_{min}	SOC_{max}	Eficiência
20 MW	-20 MW	40 MWh	15%	85%	91%

O SAE foi incluído no pré-despacho com o objetivo de minimizar o custo do mesmo e auxiliar no deslocamento da demanda. Sendo considerada sua energia final e inicial igual a 8,2 MWh.

Na Tabela 3.15 é mostrado o resultado do pré-despacho com a inclusão do parque eólico, maremotriz e do SAE. Vê-se que o SAE em alguns momentos está gerando energia (funcionando como uma unidade geradora adicional ao SEE) e em outros está consumindo-a (funcionando como uma carga adicional que deve ser suprida pelo SEE).

Tabela 3.15 - Resultado do pré-despacho com as 4 unidades geradoras térmicas, parque eólico, maremotriz e o SAE com suas potências em MW a cada hora.

T	U1	U2	U3	U4	U5	U6	U7	U8	U9	U10	W	MM	SAE
1	455	263,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0,37	1,22	-19,81
2	455	303,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-8,53
3	455	366,4	0	0	25	0	0	0	0	0	3,64	0	0
4	455	455	0	0	30,6	0	0	0	0	0	2,31	2,11	4,96
5	455	455	0	0	63,7	0	0	0	0	0	16,37	9,41	0,52
6	455	440,7	0	130	25	0	0	0	0	0	38,62	8,75	1,96
7	455	455	0	130	47,3	20	0	0	0	0	40,25	1,4	1,04
8	455	455	0	130	101,7	20	0	0	0	0	38,34	0	0
9	455	455	130	130	69,4	20	0	0	0	0	39,14	0	1,44
10	455	455	130	130	143	20	25	0	0	0	37,85	1,54	2,61
11	455	455	130	130	162	33,9	25	10	0	0	38,45	8,36	2,31
12	455	455	130	130	162	69,8	25	10	10	0	39,26	10	3,96
13	455	455	130	130	142,9	20	25	0	0	0	35,42	4,07	2,64
14	455	455	130	130	69,9	20	0	0	0	0	38,05	0	2,05
15	455	419,1	130	130	25	0	0	0	0	0	39,43	0	1,46
16	455	279,6	130	130	25	0	0	0	0	0	34,9	0,76	-5,26
17	455	222,2	130	130	25	0	0	0	0	0	39,11	8,73	-10,04
18	455	314,9	130	130	25	0	0	0	0	0	37,05	10	-1,99
19	455	415,8	130	130	25	0	0	0	0	0	35,85	6,77	1,53
20	455	455	130	130	145,5	20	0	10	10	0	34,69	0	9,83
21	455	455	130	130	88,8	20	0	0	0	0	12,66	0	8,54
22	455	454,9	0	130	25	20	0	0	0	0	11,88	0	3,2
23	455	410,1	0	0	0	20	0	0	0	0	11,34	3,56	0
24	455	338	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9,45	-2,4

Custo Total: \$ 551.431,65

A Figura 3.10 mostra a diferença no perfil de demanda ao incluir-se o SAE. Vê-se que a variação não é tão grande quanto a vista no sistema teste com 4 unidades térmicas da Seção 3.1.1.4, devido ao tamanho do sistema teste em relação ao do SAE, mas observa-se aqui o mesmo comportamento. Nota-se que o SAE é novamente carregado em momentos de demanda mais baixa (preenchimento de vale), para descarregar-se em momentos de pico da demanda (redução de pico da demanda), auxiliando assim no deslocamento da demanda.

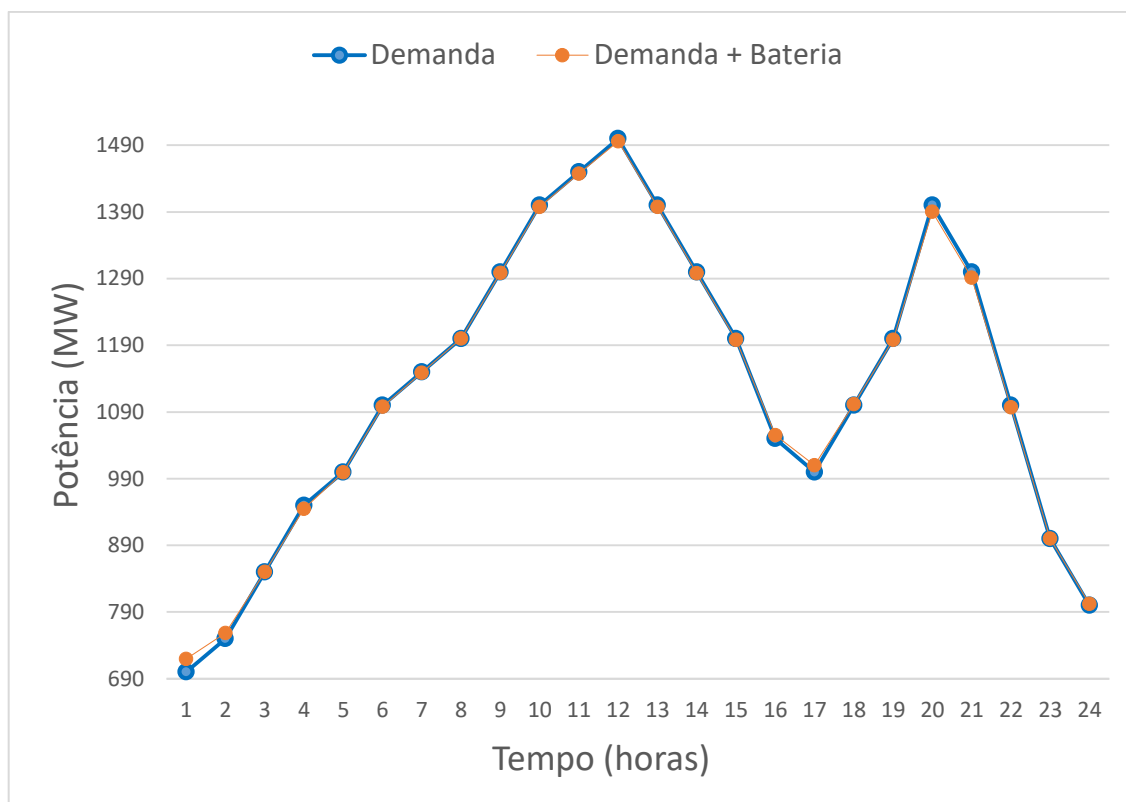


Figura 3.10 – Variação no perfil de demanda ao incluir-se o SAE ao sistema teste.

Nota-se que o custo do pré-despacho encontrado (\$ 551.431,65) é menor do que em ambas as simulações anteriores (\$557.335,40 e \$ 552.302,63 respectivamente, demonstrando a economia de 0,16% em relação a esta última), mostrando uma das principais vantagens (e aplicações) dos SAE, que é o aumento da economia. Pois, além de atuar no deslocamento da demanda, houve uma redução no custo do pré-despacho, visto que as unidades térmicas mais caras que seriam comissionadas em demandas de pico são menos utilizadas.

3.2 Análise geral dos resultados obtidos

Ao analisar os resultados obtidos, vê-se que, como esperado, houve êxito ao aplicar a formulação proposta na resolução do pré-despacho dos sistemas teste através do método da programação dinâmica *forward*, visto que primeiramente buscou-se validar o algoritmo desenvolvido em ambiente computacional MATLAB®, ao compará-lo com os resultados encontrados em [1, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26], sendo o resultado encontrado pela programação dinâmica inferior ao encontrado pelos outros métodos de resolução aos quais foi comparado.

Para a resolução do pré-despacho do sistema teste composto por 4 unidades geradoras térmicas com um horizonte de tempo de 8 horas foram necessários em média apenas seis segundos para resolução do mesmo. Mas, para o sistema teste composto por 10 unidades geradoras térmicas com um horizonte de tempo de 24 horas foram necessários em média oitocentos segundos para resolução do mesmo, pois, como visto anteriormente, ao aumentar a quantidade de unidades geradoras no problema do pré-despacho, o número de estados a serem pesquisados aumenta exponencialmente. Assim, pode-se notar a maior limitação do método de programação dinâmica, que é seu tempo de execução, uma vez que é amplamente penalizado com o aumento de unidades geradoras.

Ao adicionar o parque eólico de 40 MW aos sistemas teste e utilizar o modelo probabilístico para as turbinas eólicas, foram encontrados valores similares ao encontrados em [27] e [29], que utilizam esta mesma metodologia. Devido às penalidades por subestimar ou superestimar a potência prevista gerada pelo parque, graças a incerteza na previsão dos ventos, esta fonte foi penalizada em \$ 1.840,76 (no sistema teste composto por 4 unidades geradoras térmicas com um horizonte de tempo de 8 horas) e em \$ 7.353,00 (no sistema teste composto por 10 unidades geradoras térmicas com um horizonte de tempo de 24 horas). Apesar disso, como pode ser visto nas Tabelas 3.16 e 3.17, quando a energia eólica foi incorporada aos sistemas teste, os custos totais dos pré-despachos diminuiram graças a menor utilização das unidades geradoras térmicas.

Vale ressaltar ainda que, o modelo utilizado para o parque eólico consegue tratar do problema trazido pelo aumento na penetração da energia eólica ao sistema, pois quanto maior a penetração da mesma, maior serão os custos para garantir que a demanda seja atendida.

A modelagem e inclusão do parque maremotriz aos sistemas mostra que o mesmo é uma fonte de energia renovável que, além de possuir grande potencial energético (sendo a costa do Maranhão uma região com potencial maremotriz bastante significativo), tem o diferencial de ser muito previsível (enquanto fontes renováveis mais utilizadas como a energia eólica não apresentam esta mesma característica). Pode-se ver nas Tabelas 3.16 e 3.17 que os custos totais dos pré-despachos diminuiram, como esperado, devido à inclusão do parque maremotriz (apesar da intermitência na velocidade das correntes de marés).

Nas simulações, foram utilizados os dados dos ventos e correntes de marés do dia 28 de agosto de 2018, que foi o dia de maior sizígia do ano. Mas, deve-se enfatizar também que a escolha da turbina hidrocínética do parque maremotriz é de extrema importância para o

correto dimensionamento do mesmo, visto que com a turbina escolhida (SeaGen-S 2MW), por exemplo, no dia de menor quadratura do ano (15 de abril de 2018), não haverá velocidades de correntes de marés maiores que 1 metro por segundo. Assim, devido às características da SeaGen-S 2MW, não haverá geração maremotriz neste dia.

Outro ponto importante, foi a realização da implementação da formulação proposta e da resolução do pré-despacho no sistema teste composto por 10 unidades geradoras térmicas com um horizonte de tempo de 24 horas, visto que ao utilizar esse horizonte de tempo para o problema, tem-se uma visão aprimorada do perfil de geração das fontes de energia eólica (que varia seu perfil de geração durante o decorrer do dia) e maremotriz (cujo perfil de geração durante o dia varia de acordo a preia-mar e baixa-mar, as quais normalmente ocorrem duas vezes ao dia).

Pode-se observar também nas Tabelas 3.16 e 3.17 que, quando o SAE foi incluído nos sistemas teste, houve uma redução nos custos finais dos pré-despachos, mostrando assim uma de suas principais vantagens que é o aumento da economia. Além do mesmo ter atuado no deslocamento da demanda e na redução de pico da mesma.

Tabela 3.16 - Custos totais dos pré-despachos das 4 simulações realizadas utilizando como base o sistema teste composto por 4 unidades geradoras térmicas com um horizonte de tempo de 8 horas

Cenários baseados sistema teste composto por 4 unidades geradoras térmicas com um horizonte de tempo de 8 horas	Custo total do pré-despacho
Sistema composto por 4 geradores térmicos	\$ 74.934,90
Sistema composto por 4 geradores térmicos e parque eólico de 40 MW	\$ 73.516,86
Sistema composto por 4 geradores térmicos, parque eólico de 40 MW e parque maremotriz de 10 MW	\$ 72.762,36
Sistema composto por 4 geradores térmicos, parque eólico de 40 MW, parque maremotriz de 10 MW e SAE de 20 MW	\$ 72.134,25

Tabela 3.17 - Custos totais dos pré-despachos das 4 simulações realizadas utilizando como base o sistema teste composto por 10 unidades geradoras térmicas com um horizonte de tempo de 24 horas

Cenários baseados no sistema teste composto por 10 unidades geradoras térmicas com um horizonte de tempo de 24 horas	Custo total do pré-despacho
Sistema composto por 4 geradores térmicos	\$ 564.915,70
Sistema composto por 4 geradores térmicos e parque eólico de 40 MW	\$557.335,40
Sistema composto por 4 geradores térmicos, parque eólico de 40 MW e parque maremotriz de 10 MW	\$ 552.302,63
Sistema composto por 4 geradores térmicos, parque eólico de 40 MW, parque maremotriz de 10 MW e SAE de 20 MW	\$ 551.431,65

CONCLUSÃO

4.1 Conclusões

Neste trabalho foi proposto e implementado um modelo de pré-despacho incorporando fontes de energia eólica, maremotriz e sistemas de armazenamento de energia, que considera a incerteza dos ventos, bem como sua resolução pelo método da programação dinâmica *forward*.

Sendo assim, a partir das simulações e análise dos resultados, descritos no Capítulo 3, obtidos através da implementação da metodologia proposta em dois sistemas teste comumente utilizados, podem-se enumerar como principais conclusões:

- Foi visto que o uso do método de programação dinâmica *forward* considerando funções quadráticas e usando enumeração completa obteve melhores resultados do que aqueles aos quais foi comparado. No entanto, deve-se lembrar que a maior limitação do método de programação dinâmica é seu tempo de execução, uma vez que é amplamente penalizado com o aumento de unidades geradoras.
- Também foi observado que, quando a energia eólica foi incorporada, o custo total do pré-despacho diminuiu, devido à inclusão do parque eólico. Mas, os benefícios dessa inclusão não foram maiores devido a incerteza na previsão dos ventos, fazendo assim com que fosse necessário incorporar o modelo probabilístico nas turbinas eólicas com o objetivo de penalizar essa característica dessa fonte de energia.
- Observou-se também que quando o SAE foi incluído nos sistemas teste, houve uma redução no custo final do pré-despacho, mostrando assim uma de suas principais vantagens que é o aumento da economia.
- Observou-se também que quando o SAE foi incluído nos sistemas teste, o mesmo foi carregado em momentos de demanda mais baixa, para descarregar-se em momentos de demanda mais alta. Assim, atuando no deslocamento da demanda, além de proporcionar diminuição nos custos dos

pré-despachos, visto que as unidades térmicas mais caras que seriam comissionadas em demandas de pico são menos utilizadas.

- Foi apresentada ainda modelagem para se obter a velocidade dos ventos e das correntes de marés, de acordo com a localização escolhida para ambos os parques (bem como o dimensionamento dos mesmos), tendo como foco a região norte do Maranhão.
- Contribuiu-se também para a identificação de potenciais usos da energia maremotriz, tendo como foco a modelagem e incorporação da mesma ao pré-despacho, visto que é uma fonte de energia renovável, com grande potencial energético (sendo a costa do Maranhão uma região com potencial maremotriz bastante significativo) e muito previsível (tendo essa característica como grande diferencial frente a outras fontes de energia renovável, tal qual a energia eólica).

4.2 Trabalhos futuros

Dentre vários tópicos relacionados ao presente trabalho, podem ser sugeridos como temas pertinentes para trabalhos futuros:

- Desenvolvimento de um modelo de pré-despacho probabilístico incorporando fontes de energia eólica, solar, maremotriz, sistemas de armazenamento de energia e veículos elétricos, além da elaboração e implementação de uma metodologia com o desígnio de solucionar o problema formulado.
- Inclusão no modelo do pré-despacho das restrições de balanço de potência reativa, limites de geração reativa dos geradores, das magnitudes de tensão e fluxo nas linhas.
- Implementação de métodos de resolução do pré-despacho formulado que não sejam tão fortemente afetados pela dimensionalidade do problema (número de unidades geradoras) quanto o método de programação dinâmica.
- Adicionar ao modelo do pré-despacho a incerteza na demanda.

4.3 Publicações Decorrentes desta Dissertação

Através do desenvolvimento desta dissertação, o artigo a seguir foi publicado e apresentado com resultados parciais da pesquisa:

F. B. Pereira, V. Leonardo Paucar and F. S. Saraiva, “Power System Unit Commitment Incorporating Wind Energy and Battery Energy Storage,” *2018 IEEE XXV International Conference on Electronics, Electrical Engineering and Computing (INTERCON)*, Lima.

doi: 10.1109/INTERCON.2018.8526431

Apêndice A

MODELAGEM PROBABILÍSTICA DO VENTO

Para obter um valor numérico para os custos de reserva e penalidade, é necessário encontrar ou assumir a função densidade de probabilidade (FDP) para a saída de energia eólica. Em geral, é claro, a velocidade do vento é desconhecida em qualquer momento futuro; entretanto, para obter alguns resultados quantitativos, alguma função de probabilidade conhecida para a velocidade do vento será assumida.

A velocidade dos ventos (V) é uma variável aleatória e dados de campo mostram que ela segue aproximadamente uma distribuição Weibull [5, 19], com a função de distribuição acumulada (FDA):

$$F_V(v) = 1 - \exp \left[- \left(\frac{v}{c} \right)^k \right], (v \geq 0) \quad (\text{A.1})$$

Em que $c > 0$ e $k > 0$ são os fatores de escala e de forma, respectivamente. Na literatura, muitos estudos adotaram $k = 2$. Da FDA da distribuição Weibull, pode-se derivar a função densidade de probabilidade (FDP)

$$f_V(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} - \exp \left[- \left(\frac{v}{c} \right)^k \right] \quad (\text{A.2})$$

Em que:

V - Variável aleatória de velocidade do vento;

v - Velocidade do vento;

c - Fator de escala;

k - Fator de forma.

De acordo com a FDP, o momento de ordem m -ésima de V é:

$$E(V^m) = \int_0^{\infty} v^m f_V(v) dv = c^m \Gamma \left(1 + \frac{m}{k} \right), (m = 1, 2, \dots) \quad (\text{A.3})$$

Sendo a função gama dada por

$$\Gamma(\alpha) = \int_0^{\infty} y^{\alpha-1} \exp(-y) dy \quad (\text{A.4})$$

Consequentemente, a média de V é

$$E(V) = c\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (\text{A.5})$$

Enquanto a variância de V é

$$\text{var}(V) = E(V^2) - E^2(V) = c^2\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - c^2\left[\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)\right]^2 \quad (\text{A.6})$$

A relação entre a energia eólica de entrada e a potência elétrica de saída depende de vários fatores, como as eficiências do gerador, do rotor eólico, da caixa de câmbio e do inversor. Para a turbina eólica, alguns pesquisadores [12, 30] adotaram um modelo simplificado para caracterizar a relação entre a potência gerada e a velocidade do vento:

$$W = \begin{cases} 0; & (V < v_{in} \text{ ou } V > v_{out}) \\ w_r; & (v_r \leq V < v_{out}) \\ \frac{(V - v_{in})w_r}{v_r - v_{in}}. & (v_{in} \leq V < v_r) \end{cases} \quad (\text{A.7})$$

Em que:

W - Potência de saída do sistema de conversão de energia dos ventos;

w_r - Potência nominal do sistema de conversão de energia dos ventos;

v_i - Velocidade de entrada de vento;

v_r - Velocidade nominal do vento;

V_{out} - Velocidade de corte do vento.

Sendo adotado o modelo dado por (A.7) nessa formulação. De acordo com a teoria, para funções de variáveis aleatórias [12, 30], no intervalo ($v_{in} \leq V < v_r$) a FDP de W é:

$$f_W(w) = \frac{khv_{in}}{w_r c} \left[\frac{\left(1 + \frac{hw}{w_r}\right) v_{in}}{c} \right]^{k-1} \exp \left\{ - \left[\frac{\left(1 + \frac{hw}{w_r}\right) v_{in}}{c} \right]^k \right\} \quad (\text{A.8})$$

Em que

$$h = \left(\frac{v_r}{v_{in}} \right) - 1 \quad (\text{A.9})$$

Apêndice B

DESCRIÇÃO DA TURBINA EÓLICA

A turbina eólica GE 2,5 MW - 120 (Figura B.1) possui capacidades de geração de 2,5 MW e rotores de 120 metros de diâmetro. Foi desenvolvida e comercializada pela empresa *General Electric* (GE).



Figura B.1 - Turbina eólica GE 2,5 MW – 120. Fonte: [33]

Especificações da Turbina: GE 2,5 MW - 120

- Diâmetro do Rotor: 120 metros
- Velocidade mínima para geração de energia elétrica: 3 m/s
- Velocidade nominal para geração de energia elétrica: 12 m/s

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

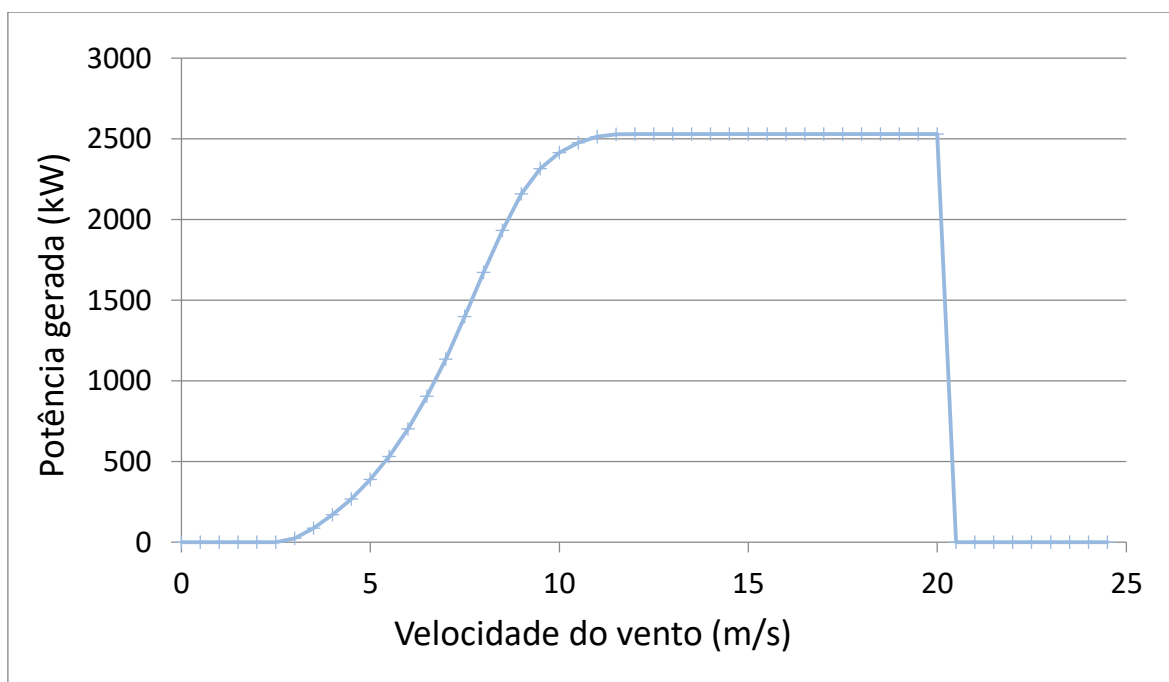


Figura B.2 - Curva de geração da turbina eólica GE 2,5 MW - 120. Fonte: [33]

Apêndice C

DESCRIÇÃO DA TURBINA HIDROcinÉTICA

Cada dispositivo SeaGen-S 2MW (Figura C.1) consiste em dois rotores gêmeos de 1 MW e 20 metros de diâmetro. Essa configuração reduz o custo por MW, minimizando o cabeamento e a infraestrutura de distribuição associada. Ela foi desenvolvida pela empresa *Marine Current Turbines Ltd.* (uma empresa da Siemens).



Figura C.1 - Turbina hidrocinética SeaGen-S 2MW. Fonte: [42]

Especificações da Turbina: SeaGen-S 2MW

- Diâmetro do Rotor: 20 metros
- Velocidade mínima para geração de energia elétrica: 1 m/s
- Velocidade nominal para geração de energia elétrica: 2,5 m/s

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

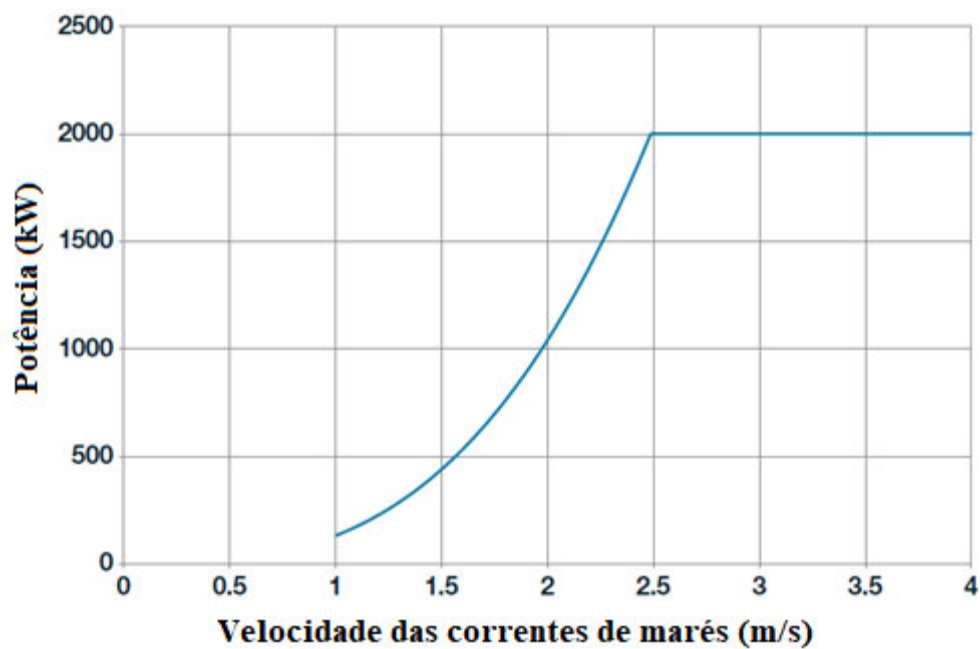


Figura C.2 - Curva de geração da turbina hidrocinética SeaGen-S 2MW. Fonte: [42]

Apêndice D

ARQUIVOS DE DADOS PARA SISTEMAS TESTE

D.1 Dados do sistema teste composto por 4 unidades geradoras térmicas com um horizonte de tempo de 8 horas

Dados do sistema teste composto por 4 unidades geradoras térmicas e da previsão de demanda referente às 8 horas do horizonte de tempo do pré-despacho (apresentados no livro de [1]) são mostrados nas Tabelas D.1 e D.2.

Tabela D.1 - Resultado do pré-despacho com as 4 unidades geradoras térmicas e todas as restrições da Seção 2.5, com suas potências em MW a cada hora.

	U1	U2	U3	U4
$P_{m\acute{a}x}$ (MW)	80	250	300	60
P_{min} (MW)	25	60	75	20
a (\$/h)	213	585,62	648,74	252
b (\$/MWh)	20,74	16,95	16,83	23,6
c (\$/MW ² h)	0,0018	0,0042	0,0021	0,0034
T^{UP} (h)	4	5	5	1
T^{DOWN} (h)	2	3	4	1
C^{hot} (\$)	150	170	500	0
C^{cold} (\$)	350	400	1100	0
t^{cold} (h)	4	5	5	0
Status inicial (h)	-5	8	8	-6

Tabela D.2 - Resultado do pré-despacho com as 4 unidades geradoras térmicas e todas as restrições da Seção 2.5, com suas potências em MW a cada hora.

Hora	Demanda (MW)
1	450
2	530
3	600
4	540
5	400
6	280
7	290
8	500

D.2 Dados do sistema teste composto por 10 unidades geradoras térmicas com um horizonte de tempo de 24 horas

Dados do sistema teste, comumente utilizado, composto por 10 unidades geradoras térmicas e da previsão de demanda referente às 24 horas do horizonte de tempo do pré-despacho (apresentados no livro de [1]) são mostrados nas Tabelas D.3, D.4 e D.5.

Tabela D.3 - Resultado do pré-despacho com as 4 unidades geradoras térmicas e todas as restrições da Seção 2.5, com suas potências em MW a cada hora.

	U1	U2	U3	U4	U5
$P_{m\acute{a}x}$ (MW)	455	455	130	130	162
$P_{m\grave{i}n}$ (MW)	150	150	20	20	25
a (\$/h)	1000	970	700	680	450
b (\$/MWh)	16,19	17,26	16,60	16,50	19,70
c (\$/MW ² h)	0,00048	0,00031	0,002	0,00211	0,00398
T^{UP} (h)	8	8	5	5	6
T^{DOWN} (h)	8	8	5	5	6
C^{hot} (\$)	4500	5000	550	560	900
C^{cold} (\$)	9000	10000	1100	1120	1800
t^{cold} (h)	5	5	4	4	4
Status inicial (h)	8	8	-5	-5	-6

Tabela D.4 - Resultado do pré-despacho com as 4 unidades geradoras térmicas e todas as restrições da Seção 2.5, com suas potências em MW a cada hora.

	U6	U7	U8	U9	U10
$P_{m\acute{a}x}$ (MW)	80	85	55	55	55
$P_{m\acute{i}n}$ (MW)	20	25	10	10	10
a (\$/h)	370	480	660	665	670
b (\$/MWh)	22,26	27,74	25,92	27,27	27,79
c (\$/MW ² h)	0,00712	0,00079	0,00413	0,00222	0,00173
T^{UP} (h)	3	3	1	1	1
T^{DOWN} (h)	3	3	1	1	1
C^{hot} (\$)	170	260	30	30	30
C^{cold} (\$)	340	520	60	60	60
t^{cold} (h)	2	2	0	0	0
Status inicial (h)	-3	-3	-1	-1	-1

Tabela D.5 - Resultado do pré-despacho com as 4 unidades geradoras térmicas e todas as restrições da Seção 2.5, com suas potências em MW a cada hora.

Hora	Demanda (MW)	Hora	Demanda (MW)
1	700	13	1400
2	750	14	1300
3	850	15	1200
4	950	16	1050
5	1000	17	1000
6	1100	18	1100
7	1150	19	1200
8	1200	20	1400
9	1300	21	1300
10	1400	22	1100
11	1450	23	900
12	1500	24	800

Referências

- [1] A. J. Wood, B. F. Wollenberg and G. B. Sheblé, *Power Generation, Operation, and Control*, John Wiley & Sons, Inc., 2014.
- [2] Y. Zhang, J. Wang, B. Zeng and Z. Hu, "Chance-Constrained Two-Stage Unit Commitment Under Uncertain Load and Wind Power Output Using Bilinear Benders Decomposition," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 5, pp. 3637-3647, Sept. 2017.
- [3] C. Uçkun, A. Botterud and J. R. Birge, "An Improved Stochastic Unit Commitment Formulation to Accommodate Wind Uncertainty," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 4, pp. 2507-2517, July 2016.
- [4] B. F. Hobbs, M. H. Rothkopf, R. P. O'Neill and H. Chao, *The next generation of electric power unit commitment models*. Kluwer Academic Publishers, 2002.
- [5] J. Zhu, *Optimization of power system operation*. John Wiley & Sons, 2009.
- [6] B. Yan et al., "Grid Integration of Wind Generation Considering Remote Wind Farms: Hybrid Markovian and Interval Unit Commitment," *IEEE/CAA Journal of Automatica Sinica*, vol. 4, no. 2, pp. 205-215, April 2017.
- [7] Y. Yu, P. B. Luh, E. Litvinov, T. Zheng, J. Zhao and F. Zhao, "Grid Integration of Distributed Wind Generation: Hybrid Markovian and Interval Unit Commitment," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 6, no. 6, pp. 3061-3072, Nov. 2015.
- [8] H. Daneshi and A. K. Srivastava, "Impact of battery energy storage on power system with high wind penetration," *Proc. of IEEE PES T&D 2012*, Orlando, FL, pp. 1-8, 2012.
- [9] B. Zhou, G. Geng and Q. Jiang, "Hydro-Thermal-Wind Coordination in Day-Ahead Unit Commitment," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 6, pp. 4626-4637, Nov. 2016.
- [10] M. I. Alizadeh, M. Parsa Moghaddam and N. Amjady, "Multi-stage Multi-resolution Robust Unit Commitment with Non-deterministic Flexible Ramp Considering Load and Wind Variabilities," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. PP, no. 99, pp. 1-1, 2017.
- [11] J. Hetzer, D. C. Yu and K. Bhattacharai, "An Economic Dispatch Model Incorporating Wind Power," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 23, no. 2, pp. 603-611, June 2008.
- [12] S. Córdova, H. Rudnick, Á. Lorca and V. Martínez, "An Efficient Forecasting-Optimization Scheme for the Intraday Unit Commitment Process Under Significant

- Wind and Solar Power," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 9, no. 4, pp. 1899-1909, Oct. 2018.
- [13] R. Fernández-Blanco, Y. Dvorkin and M. A. Ortega-Vazquez, "Probabilistic Security-Constrained Unit Commitment with Generation and Transmission Contingencies," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 1, pp. 228-239, Jan. 2017.
- [14] J. D. F. Pereira, P. B. L. Neto and O. R. Saavedra, "Optimum dispatch of a tidal power generator with storage system," *2018 Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)*, Niteroi, 2018, pp. 1-5.
- [15] L. Shi, C. Wang, L. Yao, Y. Ni and M. Bazargan, "Optimal Power Flow Solution Incorporating Wind Power," *IEEE Systems Journal*, vol. 6, no. 2, pp. 233-241, June 2012.
- [16] A. Shukla and S. N. Singh, "Multi-objective unit commitment with renewable energy using hybrid approach," *IET Renewable Power Generation*, vol. 10, no. 3, pp. 327-338, 2016.
- [17] C. Zhao, J. Wang, J. P. Watson and Y. Guan, "Multi-Stage Robust Unit Commitment Considering Wind and Demand Response Uncertainties," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp.2708-2717, Aug. 2013.
- [18] P. Xiong, P. Jirutitijaroen and C. Singh, "A Distributionally Robust Optimization Model for Unit Commitment Considering Uncertain Wind Power Generation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 1, pp. 39-49, Jan. 2017.
- [19] X. Dui, G. Zhu and L. Yao, "Two-stage optimization of battery energy storage capacity to decrease wind power curtailment in grid-connected wind farms," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. PP, no. 99, 2017.
- [20] A. Shukla and S.N. Singh, "Multi-objective unit commitment using search space based crazy PSO and normal boundary intersection technique", *IET Gener. Trans. Distrib.*, vol. 10, no. 5, pp. 1222-1231, 2016.
- [21] C.Y. Chung, H. Yu and K.P. Wong, "An advanced quantum-inspired evolutionary algorithm for unit commitment", *IEEE Trans. Power Syst.*, 2011, 26, (2), pp. 847–854
- [22] S. Khanmohammadi, M. Amiri, and M. T. Haque, "A new three-stage method for solving unit commitment problem," *Energy*, vol. 35, no. 7, pp. 3072 – 3080, 2010. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544210001787>

- [23] R.A. Abarghoee, T. Niknam, F. Bavafa, et al, "Short-term scheduling of thermal power systems using hybrid gradient based modified teaching-learning optimizer with black hole algorithm", *Electr. Power Syst. Res.*, 2014, 108, pp. 16–34
- [24] Y. Pourjamal and S.N. Ravandanegh, "HSA based solution to the UC problem", *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, 2013, 46, pp. 211–220
- [25] T. Niknam, F. Bavafa and R.A. Abarghoee, "New self-adaptive bat-inspired algorithm for unit commitment problem", *IET Gener. Transm. Distrib.*, 2014, 8, (6), pp. 505–517
- [26] X. Yuan, H. Tian, S. Zhang, et al, "Second order cone programming for solving unit commitment strategy of the thermal generators", *Energy Convers. Manage.*, 2013, 52, pp. 20–25
- [27] Z. Hasan and M. E. El-Hawary, "Unit commitment incorporating wind energy by BBO and GA," *2016 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, Ottawa, ON, 2016, pp. 1-7.
- [28] A. M. Elsayed, A. M. Maklad and S. M. Farrag, "A new priority list unit commitment method for large-scale power systems," *2017 Nineteenth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*, Cairo, 2017, pp. 359-367.
- [29] Z. Hasan and M. E. El-Hawary, "Comparison of wind turbine probabilistic model with negative model in economic dispatch problem using differential evolution (DE)," *2016 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, Ottawa, ON, 2016, pp. 1-5.
- [30] X. Liu and W. Xu, "Minimum Emission Dispatch Constrained by Stochastic Wind Power Availability and Cost," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 3, pp. 1705-1713, Aug. 2010.
- [31] R. Billinton and R. Allan, *Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques*. New York, NY, USA: Plenum, 1992.
- [32] R. Billinton and R. Allan, *Reliability Evaluation of Power System*. New York, NY, USA: Plenum, 1996.
- [33] GE Renewable Energy, "2 MW Wind Turbine Platform Brochure," General Electric Company, Greenville, USA, 2018.
- [34] Centro de Referência para Energia Eólica Sérgio de Salvo Brito, "Potencial Eólico – Atlas do Potencial Eólico Brasileiro," 2019. [Online]. Available: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php/#d>

- [35] Pedro Bezerra Leite Neto, “Contribuições para a operação energética e econômica de microrredes isoladas com fontes renováveis diversificadas”, Tese de doutorado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade, Universidade Federal do Maranhão, 2017.
- [36] J. F. Manwell, J. G. McGowan and A. L. Rogers, *Wind Energy Explained*. Chichester, United Kingdom, John Wiley & Sons Ltd, 2009.
- [37] P. Bezerra Leite Neto, O. Ronald Saavedra, N. J. Camelo, L. A. de Souza Ribeiro, and R. M. Ferreira, “Tidal energy exploitation for electricity generation: Basic aspects and main trends (in portuguese),” *Ingeniare. Rev. Chil. Ing.*, vol. 19, no. 2, pp. 219–232, Aug. 2011.
- [38] P. B. L. Neto, O. R. Saavedra and L. A. de 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, no. 3, pp. 1187–1194, July 2017.
- [39] Technical Support Unit Working Group III, “Renewable Energy Sources and Climates Mitigation - Special Report of the International Panel on Climate Change,” Cambridge University Press, New York, 2012.
- [40] P. B. Leite Neto, O. R. Saavedra, and L. A. Souza Ribeiro, “Optimization of electricity generation of a tidal power plant with reservoir constraints,” *Renewable Energy*, vol. 81, pp. 11–20, Sep. 2015.
- [41] Sondotécnica Engenharia de Solos, Exploitation of Tidal Energy on the Shore of Maranhão, Pará and Amapá. Preliminary Inventory (in Portuguese), Rio de Janeiro, Brazil, 1981.
- [42] Marine Current Turbines, “SeaGen-S 2MW - Brochure,” Simec Atlantis Energy, Edinburgh, Scotland, 2018.
- [43] Directorate of Hydrography and Navigation. (2018). Brazilian Navy’s Hydrographic Center. Raster Navigational Charts—Ponta da Madeira Maritime Terminal (in Portuguese). [Online]. Available: <https://www.marinha.mil.br/chm/dados-do-segnav-cartas-raster/terminal-da-ponta-da-madeira-e-porto-de-itaqui>
- [44] R. M. Ferreira and S. F. Estefen, “Alternative concept for tidal power plant with reservoir restrictions,” *Renewable Energy*, vol. 34, no. 4, pp. 1151–1157, Apr. 2009.
- [45] Directorate of Hydrography and Navigation. (2018). Brazilian Navy’s Hydrographic Center. Tidal Table—Ponta da Madeira Maritime Terminal (in Portuguese). [Online]. Available: <http://www.mar.mil.br/dhn/chm/box-previsao-mare/tabuas/>

- [46] M. Faisal, M. A. Hannan, P. J. Ker, A. Hussain, M. B. Mansor and F. Blaabjerg, "Review of Energy Storage System Technologies in Microgrid Applications: Issues and Challenges," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 35143-35164, 2018.
- [47] T. Kousksou, P. Bruel, A. Jamil, T. El Rhafiki, and Y. Zeraouli, "Energy storage: Applications and challenges," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 120, pp. 59–80, Jan. 2014.