

DIMENSIONAMENTO DE UMA USINA MAREMOTRIZ PARA SISTEMAS ISOLADOS

BRUNO F. GOMES DE SÁ, OSVALDO R. SAAVEDRA, DENISSON Q. OLIVEIRA, PEDRO B. L. NETO

*Instituto de Energia Elétrica, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade, UFMA
Av. dos Portugueses, 1966, São Luís – MA, 65080-805*

*E-mails: Bruno.Sa@ieee.org, o.saavedra@ieee.org, dq.oliveira@ufma.br,
pedroblneto@gmail.com*

Abstract— The most favorable sites for the exploitation of oceanic energy are characterized by high current intensities and high average tide height. In Brazil, the greatest amplitudes and speeds of tide are in the north and northeast, in the states of Amapá, Pará and Maranhão. For example, the energy potential available on the coast of the State of Maranhão was estimated at 22 TWh / year. In terms of tidal currents, the São Marcos Bay in Maranhão and the channel of Varador in Amapá should be highlighted. However, Brazil does not yet have an inventory with the potential of tidal currents. This article deals with the optimal sizing of a micro power plant based on tidal currents. In order to ensure reliable power supply to the isolated system, an energy storage system must be taken into account. Considering the variation of the tide currents as well as the energy demand curve, the problem is formulated as a multi-period nonlinear optimization problem. As a case study, it is considered a place located in the Bay of São Marcos (Maranhão), near to island of Medo. From the in-situ data the available potential energy curve is obtained. The analysis of the results leads to interesting conclusions that contribute to a better understanding of ocean energies and to strategies for its better exploration.

Keywords— Ocean energy, tidal currents, stand-alone system, optimal sizing, energy storage system.

Resumo— Os locais mais favoráveis para a exploração de energias oceânicas caracterizam-se por altas intensidades de corrente e grandes alturas média da maré. No Brasil, as maiores amplitudes e velocidade de maré estão no Norte e Nordeste, nos estados do Amapá, Pará e Maranhão. Por exemplo, o potencial energético disponível na costa do estado do Maranhão foi estimado em 22 TWh/ano. Em termos de corrente de maré, a Baía de São Marcos no Maranhão e o canal do Varador no Amapá devem ser destacados. No entanto, o Brasil ainda não possui um inventário com o potencial das correntes de maré. Este artigo aborda o dimensionamento ótimo de uma micro-usina baseada em correntes de maré. Para assegurar uma fonte de alimentação confiável para o sistema isolado, deve ser levado em consideração um sistema de armazenamento. Considerando a variação das correntes marinhas, bem como a curva de demanda de energia, o problema é formulado como de otimização não-linear multi-período. São identificadas e formalizadas as restrições físicas, ambientais e econômicas do problema a ser otimizado. Para a resolução do problema é utilizado uma metaheurística baseada em Algoritmos Genéticos. Como estudo de caso foi considerado um local na Baía de São Marcos (Maranhão), mais especificamente no canal da ilha do Medo. Através dos dados in-situ, obtém-se a curva de potencial energético disponível. A análise dos resultados conduz a interessantes conclusões que contribuem para entender melhor as energias oceânicas e para estabelecer estratégias para uma melhor exploração das mesmas.

Palavras-chave— Energias oceânicas, correntes de maré, sistemas isolados, dimensionamento ótimo, sistema de armazenamento de energia.

1 Introdução

Dentre as energias oceânicas, as correntes de maré parecem ser a opção mais realista, principalmente por ter impacto menores, tanto no ambiental assim como no múltiplo de áreas costeiras. Projetos pioneiros na Europa têm estendido e reusado os conhecimentos em turbinas eólicas para aplicá-los em corrente de maré. Na Europa já existem projetos pré-comerciais de turbinas de maré aproximando-se dos MW (BEN ELGHALI; BENBOUZID; CHARPENTIER, 2007). A costa brasileira na região Norte apresenta relevos que dificultam a instalação de grandes turbinas. Logo, a exploração de correntes de maré parece mais adequada por meio das fazendas de turbinas, formadas por unidades de menor porte (LI; FLORIG, 2006).

O Maranhão possui um importante potencial de energias oceânicas a partir de correntes de maré, sendo a Baía de São Marcos destacada pela Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE) (2007) como um dos três

pontos no Brasil em que a velocidade medida possui magnitude satisfatória para extração.

Um sistema isolado é um conjunto de cargas atendidas por um ou mais geradores (convencionais ou não convencionais) através de uma rede de distribuição sem a participação do sistema interligado. É o caso de ilhas marítimas e de comunidades remotas, que por sua posição geográfica impossibilita a interligação com a rede convencional.

Os sistemas isolados são alimentados geralmente por grupos geradores a Diesel, que possuem alto custo e não são sustentáveis (BAGEN; BILLINTON, 2005). Desta forma, o uso das energias renováveis nestes sistemas tem como objetivos reduzir o custo total do sistema e oferecer uma solução ecológica.

As fontes renováveis de energia possuem a intermitência como característica intrínseca, portanto, não são adequadas para o atendimento contínuo da carga sem o uso de armazenamento de energia ou outra fonte com disponibilidade contínua. Desta forma, para o controle da intermitência é necessário o armazenamento de energia que possibilita alimentar a carga nos instantes em que não houver geração suficien-

te. E quando a demanda for inferior ao valor gerado, armazenar o excesso de energia para uso futuro.

Em Sá (2017) foi apresentada uma formulação reduzida para este problema, que utilizou um método de estimação dos parâmetros da bateria simplificado. O resultado do dimensionamento da potência da turbina foi similar, entretanto, o sistema de armazenamento resultou na metade da capacidade em relação a modelagem atual.

Neste artigo é apresentada a formulação do problema de dimensionamento ótimo de uma micro-geração de energia elétrica a partir de corrente de maré para sistemas isolados com uma modelagem mais acurada do sistema de armazenamento. Este trabalho estende a formulação apresentada em Sá (2017).

Como contribuições deste artigo, pode-se destacar:

- A formulação do problema de dimensionamento ótimo de micro-usina de corrente de maré com sistema de armazenamento com baterias de chumbo-ácido para atender um sistema isolado.
- Validação com dados reais de corrente de maré prospectados na Baía de São Marcos, Brasil.
- Estabelecer o tamanho ótimo, do ponto de vista de investimentos, do sistema de armazenamento levando em conta as restrições operacionais.
- Prover uma solução ótima que preserve a vida útil das baterias através de uma modelagem mais acurada do processo de envelhecimento.
- Contribuir com novas alternativas para atendimento com energia elétrica de sistemas isolados.

Este artigo está organizado em quatro seções, em que a primeira é introdução, a segunda é a formulação do problema, a terceira é um estudo de caso da ilha do Medo e na última estão as conclusões.

2 Formulação do Problema

O problema trata do dimensionamento de uma micro-usina de Turbinas de Corrente de Maré (TCM), incluindo a especificação de um banco de baterias de chumbo-ácido para atender a demanda de um sistema isolado. O esquema geral do sistema a dimensionar pode ser visualizado na Figura 1.

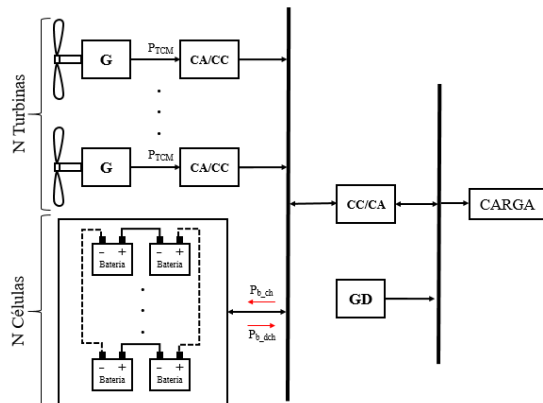


Figura 1. Esquema Geral do Problema

Em que P_{TCM} é a potência de cada TCM, P_{b_ch} e P_{b_dch} são, respectivamente a potência de carga e descarga das baterias. O gerador a Diesel (GD) é inserido junto com o barramento da carga.

É considerado um gerador a diesel como fonte reserva, que deve ser acionado em caso de falha de geração ou insuficiência do sistema de armazenamento em momentos de pouca ou nenhuma geração e para equalização do banco de baterias.

2.1 Função Objetivo

O problema tem como objetivo minimizar o custo total do sistema (C_T). Este é composto pelo investimento inicial (C_i), custo de operação e manutenção (C_{O_M}) e custo de substituição (C_s). O custo total é expresso como:

$$C_T = C_i + C_{O_M} + C_s \quad (1)$$

Por sua vez, o investimento inicial é dividido em quatro partes de acordo com os dispositivos envolvidos no projeto: TCM, células das baterias, conversor de potência e GD. O custo unitário (C_{TCM} , C_{cel} , C_{conv} e C_{GD} , respectivamente) de cada equipamento é multiplicado pela sua quantidade dimensionada (N_{TCM} , N_{cel} , N_{conv} e N_{GD} , respectivamente). No custo de cada dispositivo é adicionado um fator de penalidade (k_{TCM} , k_{cel} , k_{conv} e k_{GD} , respectivamente) referente ao seu custo de instalação, que incluem cabos, mão-de-obra e custos diversos. O custo inicial é expresso como:

$$C_i = (N_{TCM} \cdot C_{TCM}) \cdot (1 + k_{TCM}) + 2 \cdot (N_{cel} \cdot C_{cel}) \cdot (1 + k_{cel}) \quad (2)$$

$$+ (N_{conv} \cdot C_{conv}) \cdot (1 + k_{conv}) + (N_{GD} \cdot C_{GD}) \cdot (1 + k_{GD})$$

$$0 \leq k_{TCM} \leq 1 \text{ e } 0 \leq k_{cel} \leq 1 \quad (3)$$

$$\text{e } 0 \leq k_{conv} \leq 1 \text{ e } 0 \leq k_{GD} \leq 1$$

Por simplicidade assume-se uma topologia para o banco de baterias com duas *strings* em paralelo, o que é representado pelo fator 2 na Equação (2).

O custo de operação e manutenção é dado pela soma dos custos de operação e manutenção de cada um dos dispositivos, TCM (C_{TCM_OM}), banco de baterias (C_{b_OM}), gerador Diesel (C_{GD_OM}) e conversor de potência (C_{C_OM}). Em que esta soma é calculada em valor presente líquido aplicando-se um fator j referente aos juros anuais durante a quantidade total de anos do projeto (k_{max}). Esse custo é expresso como:

$$C_{O_M} = \sum_{k=1}^{k_{max}} \frac{C_{TCM_OM} + C_{b_OM} + C_{GD_OM} + C_{C_OM}}{(1+j)^k} \quad (4)$$

Em toda a vida útil do projeto são desconsiderados possíveis problemas que resultem na falta de operação das turbinas, sistema de armazenamento e/ou GD.

O custo de substituição é similar ao custo de investimento inicial, entretanto, se diferenciando por incluir o cálculo do valor presente líquido e utilizar fatores de instalação maiores. Este custo é expresso como:

$$C_S = \sum_{k=1}^{k_{\max}} \frac{(N_{TCM} \cdot C_{TCM_s}) \cdot (1 + k_{TCM_s})}{(1 + j)^k} + \frac{2 \cdot (N_{cel} \cdot C_{b_s}) \cdot (1 + k_{cel_s})}{(1 + j)^k} + \frac{(N_{conv} \cdot C_{C_s}) \cdot (1 + k_{C_s})}{(1 + j)^k} + \frac{(N_{GD} \cdot C_{GD_s}) \cdot (1 + k_{GD_s})}{(1 + j)^k} \quad (5)$$

O objetivo do problema consiste em obter o mínimo do custo total C_T . Esta função é expressa como:

$$C_T^* = \min(C_i + C_{O_M} + C_S) \quad (6)$$

2.2 Restrições

As restrições do problema podem ser divididas em quatro categorias, que são: I) elétricas, II) das turbinas e III) do sistema de armazenamento e IV) no custo total.

As restrições elétricas incluem a equação de geração da turbina, o balanço de potência, a restrição de potência do gerador a diesel e de potência vertida. Estas restrições são representadas pelas Equações de 7 a 10.

$$P_{TCM_i} = \begin{cases} 0 & v_i \leq v_{C_i} \text{ ou } v_i \geq v_{C_s} \\ \frac{1}{2} C_p(\lambda, \theta) \rho \pi R^2 v_i^3 & v_{C_i} \leq v_i \leq v_N \\ P_{TCM_N} & v_N \leq v_i \leq v_{C_s} \end{cases} \quad (7)$$

Em que C_p é o coeficiente de potência da turbina, λ é a relação de velocidade das pontas da turbina, θ é o ângulo de ataque da turbina, ρ é a densidade do fluido, R é o raio da turbina, v_i é a velocidade no instante i do fluido, v_{C_i} é a velocidade de corte inferior, v_{C_s} é a velocidade de corte superior, v_N e P_{TCM_N} são, respectivamente a velocidade e a potência nominal da turbina.

$$P_{TCM_i} + P_{b_dcg_i} + P_{D_i} = P_{C_i} + P_{b_cgi} + P_{vert_i} + P_{perdas} \quad (8)$$

Em que P_{TCM_i} , $P_{b_dcg_i}$, P_{D_i} , P_{C_i} , P_{b_cgi} , P_{vert_i} e P_{perdas} são as potências instantâneas da TCM, descarga da bateria, GD, carga, carga da bateria, vertida e as perdas, respectivamente. A restrição no gerador Diesel:

$$0 \leq P_D \leq P_{D_nom} \quad (9)$$

Em que P_D e P_{D_nom} são, respectivamente, a potência do GD e o seu valor nominal. A restrição na potência vertida:

$$P_{vert} \geq 0 \quad (10)$$

As turbinas a serem dimensionadas possuem duas restrições principais, que são: quantidade mínima e máxima de turbinas e raio mínimo e máximo. A primeira possui limite inferior unitário e o limite superior é dado pela área de instalação das turbinas, segundo Equação 11. A segunda é limitada inferiormente pelo menor raio existente no mercado, que é uma turbina de 5 kW com raio de 0,5 metros. O raio máximo ($R_{\max}$) depende da altura inferior ($h_{\inf}$) que pode ser instalado a turbina, pois alguns locais possuem transporte de sedimentos no fundo em quantidade elevada, e uma altura superior ($h_{\sup}$) devido a passagem de embarcações ou até mesmo objetos, segundo a Equação 12.

$$N_{TCM_max} = \left[\frac{L}{(3-4)d} + 1 \right] \cdot \left[\frac{C}{(1-4)d} + 1 \right] \quad (11)$$

$$R_{\max} = \frac{h_{\min} - h_{\inf} - h_{\sup}}{2} \quad (12)$$

Em que N_{TCM_max} é o número máximo de turbinas, L e C , são, respectivamente, a largura e comprimento do local de instalação das turbinas e d é o diâmetro da turbina.

As restrições de tensão do sistema de armazenamento são representadas pela expressão (13). O valor inferior de tensão é utilizado para definir a quantidade mínima de células, denominada N_{fix} como pode ser visto na Figura 2. O valor dimensionado de células é apenas as células restantes (N_{dim}). A quantidade total de células é dada pela Equação 14.

$$V_{b_min} \leq V_b \leq V_{b_max} \quad (13)$$

$$N_{cel} = N_{dim} + N_{fix} \quad (14)$$

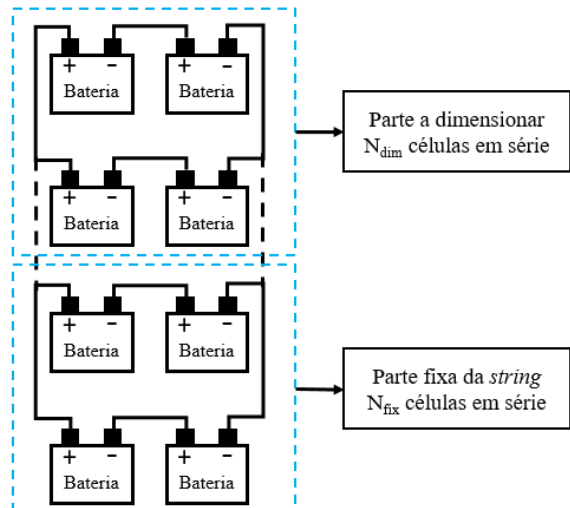


Figura 2. Esquema do banco de baterias.

O número de células que compõem a *string* do sistema de armazenamento também possui uma limitação mínima e máxima, conforme Equação 15. A quantidade mínima deve obedecer (16) e (17), em que a primeira equação restringe a capacidade mínima do sistema de armazenamento em atender a energia média solicitada pela carga durante o maior intervalo de tempo sem geração (δ) e a segunda é a limitação imposta pela tensão mínima da bateria. E a quantidade máxima de células é determinada pela tensão máxima do barramento, conforme na Equação 18.

$$N_{cel_min} \leq N_{cel} \leq N_{cel_max} \quad (15)$$

$$N_{cel_min} > \left\lceil \frac{\lambda \cdot E_{L_med}}{\eta \cdot C_b \cdot V_{b_min} \cdot DOD_{max}} \right\rceil \quad (16)$$

$$N_{cel_min} > \frac{V_{b_min}}{V_{cel}} \quad (17)$$

$$N_{cel_max} = \frac{V_{b_max}}{V_{cel}} \quad (18)$$

Outras restrições para o banco de baterias são representadas nas equações (19-24). A equação 19 corresponde à restrição no estado de carga (SoC – *State of Charge*). A equação 20 relaciona os limites de SoC e DoD (profundidade de descarga – *Depth of Discharge*). As equações (21-22) representam o limite da taxa de carga (r_{ch}) e descarga (r_{dch}), respectivamente. As equações (23-24) são os limites da potência de carga (P_{bs_ch}) e descarga (P_{bs_dch}) entre zero um valor nominal.

$$SOC_{min} \leq SOC \leq SOC_{max} \quad (19)$$

$$DOD_{max} = 1 - SOC_{min} \quad (20)$$

$$r_{ch} \leq r_{ch_r} \quad (21)$$

$$r_{dch} \leq r_{dch_r} \quad (22)$$

$$0 \leq P_{bs_ch} \leq P_{bs_ch\ max} \quad (23)$$

$$0 \leq P_{bs_dch} \leq P_{bs_dch\ max} \quad (24)$$

O LOLE (*Loss Of Load Expectation*) é um índice probabilístico de perda de carga que impacta no custo total do sistema e é dado pela Equação 25 (BAGEN; BILLINTON, 2005), (KARKI; BILLINTON, 2001). Para tornar este índice nulo é necessário um altíssimo investimento que chega a ser até cinco vezes superior a um valor ótimo, que é obtido quando é permitido valores aceitáveis de perda de carga. É considerado perda de carga quando o sistema principal de geração e armazenamento não atende a carga, sendo necessário uma fonte de backup fornecer energia.

$$LOLE = \frac{\sum_{i=1}^{n(R)} t(R)_i}{N} \quad (25)$$

Nesta expressão N é o tempo total da vida útil do sistema, $n(R)$ é a quantidade total de intervalos em que o sistema principal de fornecimento (corrente de maré e baterias) não tiveram energia suficiente para atender a demanda e $t(R)$ é a duração de cada intervalo da perda de carga.

2.3 Algoritmo Genético

As variáveis de controle do problema de otimização são: potência da TCM, número de turbinas, número total de células e a capacidade do sistema de armazenamento. A potência da turbina será dimensionada através do raio que é a única variável da equação de potência mecânica que não é conhecida. Logo para efeitos do Algoritmo Genético (AG), essas variáveis formam uma *string* binária cujo detalhamento pode ser visto na Tabela 1.

Tabela 1. Detalhamento da string do AG para o dimensionamento.

Raio da Turbina	Número de Turbinas	Número de Células	Capacidade da Bateria
X ₁ bits	X ₂ bits	X ₃ bits	X ₄ bits

O valor de X₁ deve ser suficiente para que o incremento no raio seja menor que a precisão do raio pretendida (P_R), e é expressa como:

$$X_1 > \log_2 \frac{R_{max} - R_{min}}{P_R} \quad (26)$$

O valor de X₂ deve satisfazer as restrições do número mínimo e máximo de turbinas, e é expressa como:

$$X_2 < \log_2 \frac{N_{T_max} - N_{T_min}}{1} \quad (27)$$

O valor de X₃ deve satisfazer a restrições do número de células mínimo e máximo, e é expressa como:

$$X_3 < \log_2 \frac{N_{cel_max} - N_{cel_min}}{1} \quad (28)$$

O valor de X₄ é de acordo com a variedade comercial de capacidades nominais para baterias que se deseja varrer para encontrar o valor ótimo. Como exemplo é apresentado a Tabela 2 com valores comerciais da marca Loricar, neste exemplo X₄ = 5, pois 2⁵ = 32.

Tabela 2. Valores comerciais de capacidades de baterias.

Capacidade Nominal de Baterias de Chumbo-ácido							
50	75	100	125	150	175	200	250
300	350	400	450	500	600	675	750
825	900	975	1000	1100	1200	1400	1500
1600	1700	1900	2000	2250	2500	2750	3000

2.4 Método Schiffer

Neste trabalho, para simular a perda da vida útil do banco foi utilizado o Método de Schiffer (SCHIFFER et al., 2007).

O modelo de Schiffer ou Shepherd-Schiffer baseia-se no conceito de fluxo de Ah ponderado, em que a vida útil da bateria é proporcional à quantidade de Ah transferidos. O valor de Ah transferidos é multiplicado por um fator de ponderação que é calculado de acordo com as condições atuais das baterias. Para um ciclo completo ideal, o fator de ponderação é unitário e para condições com fatores de estresse, é maior que um. Este fator de ponderação também penaliza a capacidade atual de armazenamento das baterias. Em condições que envolvam o uso de energias renováveis, que naturalmente são variáveis, a operação das baterias inevitavelmente será bastante diferente das condições ideais recomendadas pelos fabricantes. Isso significa a necessidade de um modelo mais acurado do desempenho e dos processos de envelhecimento das baterias. O fim da vida útil das baterias é alcançado quando a capacidade de armazenamento das baterias é igual a 80% de sua capacidade nominal (SCHIFFER et al., 2007), (LUJANO-ROJAS et al., 2016).

O modelo Schiffer leva em conta dois processos de envelhecimento, corrosão da placa positiva e degradação do material ativo. Além destes são considerados processos secundários tais como, estratificação do ácido, gaseificação e sulfatação, pois também impactam no envelhecimento da bateria (SCHIFFER et al., 2007), (LUJANO-ROJAS et al., 2016). Na figura 3 é ilustrado o fluxograma deste método.

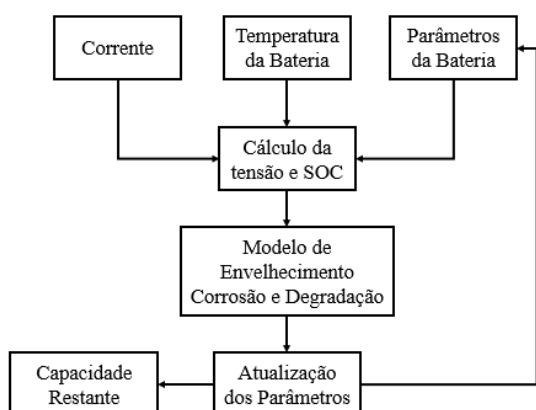


Figura 3. Diagrama simplificado do modelo Schiffer (BEZERRA; SAAVEDRA; RIBEIRO, 2018).

3 Estudo de Caso da ilha do Medo

A Figura 5 apresenta a localização da ilha do Medo que fica próxima ao terminal da Ponta da Espera em São Luís, Maranhão. O possível local para instalação das turbinas fica entre a ilha do Medo e o terminal da Ponta da Espera.



Figura 5. Localização da Ilha do Medo e das turbinas (Google Earth).

Considerando que a Ilha ainda está desabitada, para fins de estudo foi utilizada a demanda do Sistema Isolado de ilha Grande (Humberto de Campos MA). Ela foi obtida através de medições no local e pode ser vista na Figura 6 (DE SOUZA RIBEIRO et al., 2010).

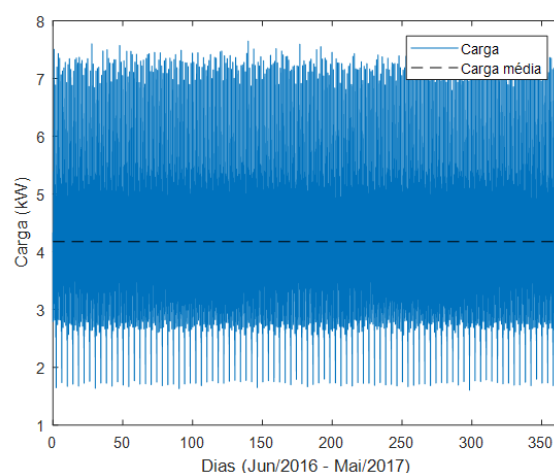


Figura 6. Demanda importada de ilha Grande, localizada em Humberto de Campos (MA).

A velocidade da maré foi modelada utilizando o modelo SHOM (*Service Hydrographique et Océanographique de la Marine*) utilizando a modelagem HAM (*Harmonic Analysis Method*) para a altura da maré (DE SA; OLIVEIRA; GOMES, 2017). Esta pode ser vista na Figura 7.

3.1 Restrições e dados utilizados

Os custos das turbinas e baterias foram estimados a partir do preço comercial de uma turbina de 5 kW e uma célula de 1200 Ah. Para estimar custo para outras dimensões foi utilizado a regra do 0,6 (TRIBE; ALPINE, 1986), através das Equações (29) e (30). Este cálculo leva em consideração a redução do preço unitário do produto quando é aumentada a capacidade e o tamanho do mesmo, neste caso o kW da turbina ou o Ah da bateria. Esses valores estimados também foram utilizados na época de substitui-

ção desses equipamentos. T e T_{ref} estão em kW, B e B_{ref} estão em Ah; C_{ref_TCM} e C_{ref_b} são os custos conhecidos dos dispositivos.

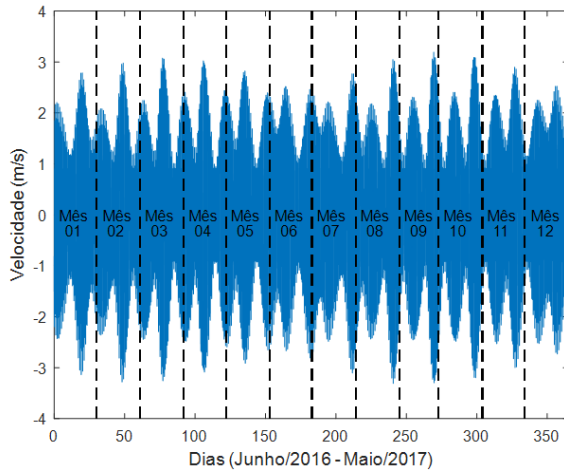


Figura 7. Velocidade da corrente de mar próxima a ilha do Medo entre junho de 2016 e maio de 2017.

$$C_{TCM}(T) = C_{ref_TCM} \cdot \left(\frac{T}{T_{ref}}\right)^{0,6} \quad (29)$$

$$C(B) = C_{ref_b} \cdot \left(\frac{B}{B_{ref}}\right)^{0,6} \quad (30)$$

O custo de O&M foi baseado na mesma equação anterior, entretanto, a regra utilizada não foi 0,6 e sim 0,8, por não se tratar de produto e sim de serviço.

O fator k_{TCM} referente aos custos extras de instalação da turbina foi considerado 30%, devido ao local ser no mar, portanto, mais complexo e de difícil operação.

Os fatores k_{cel}, k_{conv} e k_{GD} foram assumidos igual a 20%. A taxa de juros (j) utilizada no cálculo do valor presente líquido foi 10%.

As demais restrições e parâmetros considerados no algoritmo genético são apresentadas na Tabela 3.

Tabela 3. Restrições utilizadas.

Restrições	Valor utilizado
Sistema	
Raio Máximo	5 m
Raio Mínimo	0,5 m
Número Mínimo de Turbinas	1
Número Máximo de Turbinas	121
Número de Células Mínimo	50
Número de Células Máximo	178
Tensão Mínima da <i>string</i>	105
Tensão Máxima da <i>string</i>	373,8
SOC Mínimo	50%
DOD Máximo	50%

Algoritmo Genético	
Número de Indivíduos	100
Bits por Indivíduo	20
Taxa de Cruzamento	100%
Taxa de Mutação	5%
Taxa de Elitismo	1%
Número de Gerações	150

3.2 Resultados

Os resultados de dimensionamento para diferentes valores do índice LOLE podem ser vistos na Tabela 4 e na Figura 8. É possível perceber que para um índice LOLE nulo é necessário aumentar a potência total de geração em quase dezoito vezes, quando comparado com o LOLE de menor custo. Além disso, é necessário aumentar em 130% a capacidade total do sistema de armazenamento. Como resultado, o custo total do sistema aumenta em 254,8% em relação ao menor custo possível do sistema.

Notar que este aumento é necessário apenas para compensar poucos instantes (4,96 % do tempo) em que há picos de demanda com déficit de geração e energia armazenada. Desta forma, o restante do tempo esse dimensionamento adicional fica ocioso, resultando no aumento de energia vertida.

Tabela 4. Resultado do dimensionamento ótimo para vários valores de LOLE.

LOLE (%) Dimensionado	Potência (kW)	Quant. de Turbinas	Quant. de Células	Cap. das Baterias (Ah)	Custo Total (x1000)
0	507,60	2	114	3000	5368,17
0,24	241,70	1	50	2750	2212,63
0,99	106,23	1	51	3000	1696,52
1,94	77,64	1	51	3000	1575,46
2,19	73,33	1	50	3000	1553,50
4,09	60,62	1	51	3000	1513,68
4,96	56,82	1	51	3000	1512,92

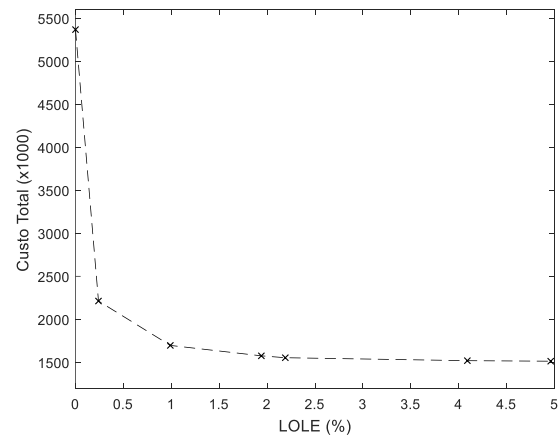


Figura 8. Impacto do índice LOLE no custo total do sistema.

A eficiência do sistema é melhorada a medida que o LOLE aceitável aumenta de zero até o valor ótimo de 4,96%, conforme pode ser visto na figura 9. Para o menor custo é vertida 30,27% da energia gerada. Isto pode ser reduzido reaproveitando-a para aplicações que não demandem uso contínuo, como bombeamento e armazenamento alternativos de energia, processos de dessalinização, etc. Além disso, é possível obter bons resultados diversificando as fontes geradoras, adicionando geradores fotovoltaicos e/ou eólicos. Por fim, se possível for, essa eficiência é resolvida interligando a rede elétrica convencional.

Na composição do custo total 60,42% é referente ao investimento inicial, 14,98% a substituição, 18,44% a operação e manutenção e 6,17% ao combustível. Sendo que no investimento inicial 62,63% é referente ao custo da turbina, 25,53% das baterias, 6,11% do gerador a Diesel e 5,74% do conversor de potência. Estes dados podem ser apresentados nas figuras 10 e 11.

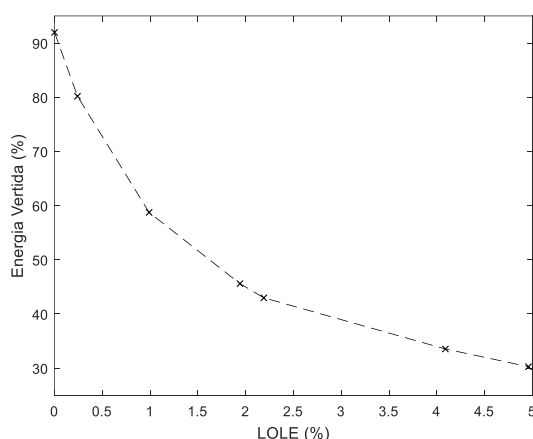


Figura 9. Impacto do índice LOLE na energia vertida do sistema.

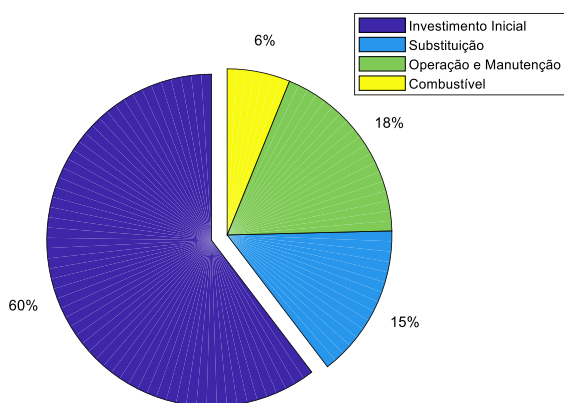


Figura 10. Contribuição dos custos no custo total.

4 Conclusão

O sistema proposto é viável economicamente quando comparado ao fornecimento exclusivo por geradores a Diesel. O custo total do sistema neste último caso é de R\$ 1.863.598,00, sendo considerado o custo unitário por litro, e já incluído o custo de transporte para

ilha, de R\$5,50. Desta forma, o sistema proposto é viável economicamente (-18,81%) e ecologicamente correto, contribuindo com a redução das emissões ao ambiente.

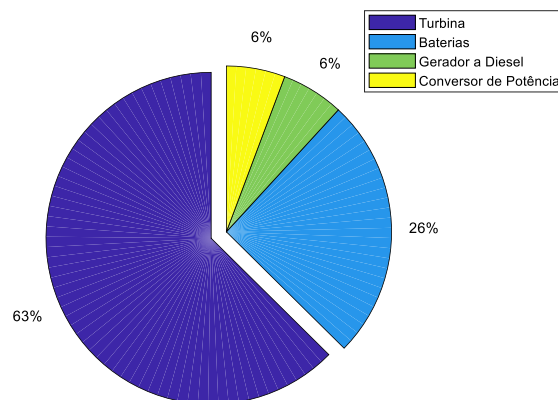


Figura 11. Contribuição dos dispositivos no custo do investimento inicial.

Observe-se que é muito dispendioso e ineficiente manter um índice LOLE nulo. É mais aceitável ativar o gerador a Diesel em alguns instantes em que há pico de demanda e falta energia no sistema de geração e armazenamento, do que aumentar o dimensionamento para suprir estes momentos. Desta forma, para estes instantes é mais viável economicamente o custo do combustível do que o aumento do sistema proposto.

A configuração com duas *strings* melhora a vida útil do sistema de armazenamento, pois reduz os problemas devido o desvio de tensão entre as células que acentuam os processos de envelhecimento das baterias. Por outro lado, possui um índice inconfiabilidade reduzido em relação a uma possível composição com *string* unitária.

O uso de dados reais medido *in situ*, em parceria com o laboratório de Hidrodinâmica Costeira, Estuarina e de Águas Interiores (LHiCEAI) da Universidade Federal do Maranhão, possibilitou mensurar os valores médio de velocidade de sizígia e quadratura necessários no método de modelagem da velocidade utilizado. Entretanto, é importante salientar que este método não leva em consideração a turbulência do canal. Estes aspectos será abordado nos próximos trabalhos.

Agradecimentos

Esta pesquisa faz parte dos trabalhos em andamento no escopo do Instituto Nacional de Ciências e Tecnologia em Energias Oceânicas e Fluviais – INEOF, contando com apoio financeiro da CAPES, CNPQ e FAPEMA.

Referências Bibliográficas

- Bagen; Billinton, R. Evaluation of Different Operating Strategies in Small Stand-Alone Power Systems. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 20, n. 3, p. 654–660, set. 2005.
- Ben Elghali, S. E.; Benbouzid, M. E. H.; CHARPENTIER, J. F. Marine tidal current electric power generation technology: State of the art and current status. *Proceedings of IEEE International Electric Machines and Drives Conference, IEMDC 2007*, v. 2, p. 1407–1412, 2007.
- Bezerra, P.; Saavedra, O. R.; Ribeiro, L. A. S. A Dual battery storage bank configuration for isolated microgrids based on renewable sources. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2018.
- Bruno Gomes de Sá, Osvaldo R. Saavedra, Denisson Q. Oliveira e Pedro B. L. Neto. “Dimensionamento ótimo de uma micro-usina baseada em correntes de maré para sistemas isolados,” *XII CLAGTEE*, Argentina, 2017.
- De Sá, B. G.; Oliveira, D. Q.; Gomes, T. L. C. Index for allocation of tidal current power plant for reactive margin improvement. *IEEE URUCON*, 2017.
- EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Plano Nacional de Energia – PNE 2030.
- Karki, R.; Billinton, R. Reliability/cost implications of PV and wind energy utilization in small isolated power systems. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 16, n. 4, p. 368–373, 2001.
- Li, Y.; Florig, H. K. Modeling the Operation and Maintenance Costs of a Large Scale Tidal Current Turbine Farm. *Oceans 2006*, p. 0–5, 2006.
- Lujano-Rojas, J. M. et al. Operating conditions of lead-acid batteries in the optimization of hybrid energy systems and microgrids. *Applied Energy*, v. 179, p. 590–600, 2016.
- De Souza Ribeiro, L. A. et al. Isolated Micro-Grids With Renewable Hybrid Generation: The Case of Lençóis Island. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, jan. 2010.
- Schiffer, J. et al. Model prediction for ranking lead-acid batteries according to expected lifetime in renewable energy systems and autonomous power-supply systems. *Journal of Power Sources*, v. 168, n. 1 SPEC. ISS., p. 66–78, 2007.
- Tribe, M. A.; Alpine, R. L. W. Scale economies and the “0.6 rule”. *Engineering Costs and Production Economics*, v. 10, n. 1, p. 271–278, 1 mar. 1986.