



Viabilidade técnica e econômica da conversão da energia térmica oceânica para a geração termelétrica sustentável no litoral do Espírito Santo
Technical and economic feasibility of the ocean thermal energy conversion for sustainable thermal power generation on the coast of Espírito Santo

Lukas Nickel Medeiros¹, Thallis Toniato Gomes¹, Alexandre Persuhn Morawski^{2,*}, José Joaquim Conceição Soares Santos³

¹ Aluno do Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Espírito Santo – Ufes, Goiabeiras, ES, Brasil

² Pesquisador Visitante do PRH 53/Ufes, Universidade Federal do Espírito Santo – Ufes, CEUNES, São Mateus, ES, Brasil

³ Professor do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Espírito Santo – Ufes, ES, Brasil

*Autor para correspondência, E-mail: morawski.em@gmail.com

Resumo: Nos últimos anos, nenhuma rota tecnológica para geração elétrica a partir de fontes renováveis vem alcançado maior viabilidade técnica e econômica que a solar fotovoltaica e a eólica. Porém, a ausência de geradores síncronos destas duas rotas vem impedindo o despacho da eletricidade gerada por estas duas fontes, para evitar a instabilidade e até a derrubada dos sistemas de rede elétrica interligada, como aconteceu este ano na Península Ibérica, além da forte intermitência destas duas fontes. Diante desta situação, aliado à crescente demanda energética e a preocupação em reduzir os impactos ambientais na geração de energia elétrica, bem como os esforços para a descarbonização, torna-se importante o estudo de novas rotas para a geração elétrica a partir de fontes alternativas de energia renovável. Dentre as diversas rotas, desponta a de conversão de energia térmica dos oceanos (*Ocean Thermal Energy Conversion* - OTEC), que usa geradores síncronos e não é uma fonte intermitente, apesar de alguma variação sazonal. A OTEC aproveita o gradiente vertical de temperatura dos oceanos para geração de potência elétrica, usando um ciclo termodinâmico de potência com um fluido orgânico, ou seja, em um ciclo Rankine orgânico (*Organic Rankine Cycle* - ORC). Assim, neste trabalho são apresentados os princípios de funcionamento desta rota, um estudo de eficiência e viabilidade técnica e econômica de um sistema OTEC para as condições do litoral capixaba. Utilizando modelagem matemática baseada em princípios termodinâmicos e modelos econômicos, são avaliados os índices de viabilidade técnica e econômica. Apesar dos resultados não mostrarem a viabilidade econômica, neste caso estudado, existe viabilidade técnica desta rota alternativa para descarbonização, se incentivada. Palavras-chave: descarbonização; fonte alternativa; energia oceânica; OTEC; ORC.

Abstract: Recently, no technological route for electricity generation from renewable energy has achieved greater technical and economic viability than solar photovoltaic and wind power. However, the lack of synchronous generators has prevented the dispatch of electricity generated by these two energy sources, preventing instability and the collapse of grid systems, as occurred in the Iberian Peninsula, in addition to the strong intermittency of these two sources. Given this situation, combined with growing energy demand and the concern to reduce the environmental impacts, as well as efforts toward decarbonization, it is important to study new routes for electricity generation from alternative renewable energy sources. Among the routes, Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC) stands out, which uses synchronous generators and it is not intermittent, despite seasonal variation. OTEC harnesses the vertical ocean temperature gradient to generate electricity, using a thermodynamic power cycle with organic fluid, i.e., organic Rankine cycle (ORC). Therefore, this paper presents the operating principles of this route, along with a study of the efficiency and technical and economic feasibility of an OTEC system for the conditions along the Espírito

Santo coast. Using mathematical modeling based on thermodynamic principles and economic models, the technical and economic feasibility indices are evaluated. Although the results do not demonstrate economic viability, in this case study, this alternative route to decarbonization is technically viable if encouraged.

Keywords: decarbonization; alternative source; ocean energy; OTEC; ORC.

1 Introdução

O Plano de Descarbonização e Neutralização das emissões de GEE do Espírito Santo determina, dentre suas diretrizes, a utilização de fontes renováveis de energia além da eficiência dos processos de conversão energética (Reis Júnior et al., 2022). Cita-se como fonte de energia limpa e renovável, a energia eólica, solar, biomassa, marés e oceanos.

O estado está na vanguarda brasileira da redução das emissões, com bons investimentos em pesquisas e no desenvolvimento de tecnologias para mitigar os efeitos da crise climática. Com relação as fontes de energia limpa, o estado do Espírito Santo é caracterizado por um elevado índice de irradiação diária média, com valores entre 4,64 kWh/m²/dia a 5,40 kWh/m²/dia, superiores a países como Alemanha e Espanha, 1º e 2º geradores de energia elétrica a partir da energia solar da Europa (Reis Júnior et al., 2022).

Hoje, o estado conta com mais de 937 MW instalados de energia fotovoltaica, que representa 34% da capacidade instalada total (Agência de Regulação de Serviços Públicos do Estado do Espírito Santo, 2024). Adicionalmente, o extenso litoral capixaba, com mais de 350 km de costa, mostra também um elevado potencial para aproveitamento de energia dos mares e oceanos onde ainda não há projetos de aproveitamento energético. Destaque deve ser dado para o litoral norte capixaba que apresenta um potencial ainda maior para este aproveitamento, devido ao adequado gradiente termal das águas marinhas.

A crescente utilização de energias renováveis, sobretudo solar e eólica, tem colocado em foco sua grande limitação: intermitência de fornecimento durante o dia e ausência a noite. Além disso, problemas relacionados a apagões devido a falta de sincronismo da rede por essas tecnologias agravam a temática.

Adicionalmente, os modos convencionais de armazenamento energético, como baterias elétricas, utilizam processos químicos e se mostram custosas e desafiadoras às atuais necessidades energéticas. Nesse sentido, alternativas de geração e armazenamento de energia estão sendo exploradas e avaliadas para atender corretamente a relação entre demanda/consumo e garantir maior confiabilidade de suprimento energético para a sociedade.

A energia oceânica é obtida por meio de tecnologias que utilizam o potencial motriz, aproveitam potencial químico ou potencial térmico da água dos oceanos. Essas técnicas existentes de conversão energéticas, provêm de fontes distintas, que são: energia maremotriz, energia das correntes marinhas, energia das ondas, energia do gradiente de salinidade (osmose) e energia térmica dos oceanos (Lewis et al., 2011).

As OTECs (do inglês, *Ocean Thermal Energy Conversion*, ou Conversão de Energia Térmica Oceânica) são sistemas que geram eletricidade aproveitando a diferença de temperatura entre as águas superficiais quentes do oceano e as águas profundas frias. Essa diferença térmica é transformada em energia mecânica e, em seguida, em eletricidade. É uma forma de energia renovável que explora o gradiente térmico natural dos oceanos. Estima-se que cerca de 15% da energia solar total que incide sobre o oceano é retida como energia térmica, com a absorção concentrada nas camadas superiores e diminuindo exponencialmente com a profundidade.

A temperatura da superfície do mar pode ultrapassar 25°C nas latitudes tropicais, enquanto as temperaturas a 1 km abaixo da superfície ficam entre 5°C e 10°C (Charlier e Justus, 1993). Além disso, o fornecimento desse tipo de energia é contínuo, diferente das energias solar e eólica, com a desvantagem de possuírem baixos rendimentos térmicos (máximo 5%). Em termos de instalação, as OTECs podem ser instaladas tanto *onshore* como *offshore*, dependendo das características locais e impactando diretamente os custos do projeto.

Em geral, a água quente da superfície atua como fonte quente enquanto a água fria das profundezas do oceano atua como fonte fria, semelhante a um ciclo Rankine convencional. Cabe destacar que, por se tratar de captação de água a elevadas profundidades e baixos gradientes de temperatura, os sistemas OTECs tendem a ter grandes dimensões e consequentemente elevados custos.

Uma alternativa a redução de custos é captar água a profundidades menores e proceder com posterior resfriamento, para obter uma temperatura da fonte fria adequada a geração de energia. O processo de conversão energética em uma OTEC pode se dar em 3 configurações: aberto, fechado e híbrido (Charlier e Justus, 1993).

No ciclo de conversão aberto, cerca de 0,5% da água do mar quente da superfície é evaporada instantaneamente em uma câmara de vácuo. Esse vapor é o fluido de trabalho do ciclo, que passa por uma turbina geradora de energia antes de ser condensado pela água do mar fria das profundezas. Água dessalinizada pode ser obtida como um produto adicional ao se empregar um ciclo apropriado.

Os ciclos de conversão fechados oferecem um desempenho térmico mais eficiente, com a água do mar quente da superfície sendo bombeada através de trocadores de calor para vaporizar um fluido de trabalho secundário, criando um vapor de alta pressão para acionar uma turbina. O vapor é subsequentemente resfriado pela água do mar para retornar à fase líquida. As turbinas de ciclo fechado podem ser menores do que as de ciclo aberto porque o fluido de trabalho secundário opera a uma pressão mais alta.

Dentre os vários arranjos de sistemas de ciclo fechado, destaca-se o ciclo Rankine orgânico ORC (do inglês, *organic Rankine cycle*).

O principal objetivo deste trabalho é analisar a viabilidade técnica e econômica de implantação de uma usina de conversão de energia térmica dos oceanos de pequeno porte no litoral capixaba. Neste trabalho, almeja-se apresentar como resultados os aspectos relacionados a parte termodinâmica, como as potências da turbina, das bombas e as áreas de troca térmica dos trocadores de calor, parâmetros necessários para a estimativa dos custos dos equipamentos. Além disso, índices econômicos são obtidos, a fim de demonstrar se a proposta é economicamente viável, sendo eles: *payback*, Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR). Ao final, realiza-se uma comparação do custo de geração elétrica entre a planta proposta e uma usina termelétrica do estado, embora se sabe que a termelétrica opera com óleo combustível.

2 Metodologia

A abordagem metodológica se fundamenta no balanço de massa e energia da rota de tecnologia OTEC, via ORC, seguido de estudo de viabilidade econômica, usando custos obtidos com equações paramétricas.

2.1 Especificação do problema

A Figura 1, representa o ciclo escolhido como objeto de estudo deste trabalho. O ciclo é composto por bombas de alimentação da água do mar superficial e profunda, que provêm a vazão de água necessária para o evaporador e condensador, respectivamente, por uma bomba para circulação de amônia, por um evaporador, uma turbina e um condensador.

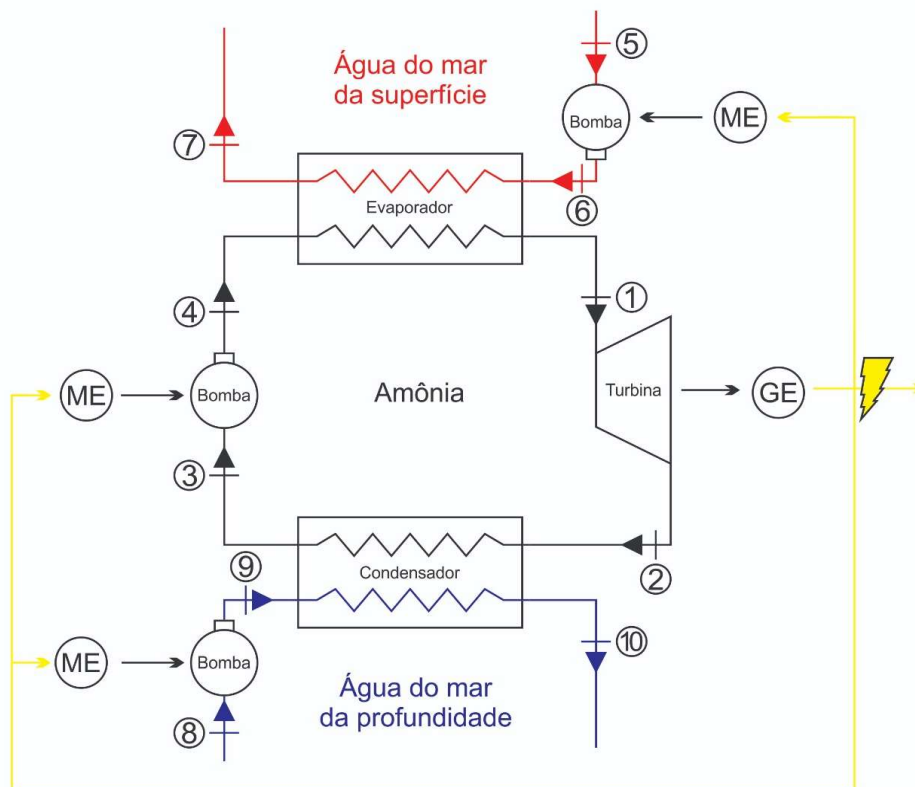


Figura 1. Representação esquemática do ciclo adotado

Inicialmente é necessário definir um tipo de ciclo e a disposição de um sistema de geração termoelétrica por conversão da energia térmica dos oceanos (OTEC). Para isso, é proposto um modelo que represente as características de uma usina termoelétrica localizada no litoral capixaba.

Entre as configurações possíveis de ciclo, optou-se pelo ciclo OTEC fechado, utilizando a tecnologia ORC. Este tipo de configuração já foi implantado em locais como: Havaí, Japão e Coreia do Sul, sendo a configuração mais aplicada até hoje e com maior número de plantas em funcionamento (*International Renewable Energy Agency*, 2014).

Para a seleção do fluido adequado, Avery e Wu (1994), recomenda verificar algumas características como: alto coeficiente de transferência de calor, estabilidade química e compatibilidade com os materiais de construção do ciclo de potência, segurança, baixo risco de dano ambiental e baixo custo. Por sua vez, a Amônia é o fluido que apresenta as melhores características para ser utilizado como fluido de trabalho neste sistema (Avery e Wu, 1994).

Sobre a localização da planta OTEC, optou-se pelo tipo plataforma flutuante, em que a planta estaria anexada a uma plataforma *offshore* já existente, como uma plataforma petrolífera, por exemplo. Segundo Solar Energy Research Institute (1989) alguns aspectos como o ancoramento, os cabos de alimentação elétrica e a própria estrutura da plataforma flutuante são os principais desafios tecnológicos desse tipo de projeto. Porém, como as considerações assumidas reduziram custos com cabos de alimentação elétrica (pois proveriam eletricidade para própria plataforma), estrutura da plataforma e ancoramento, o fator determinante para o custo do projeto seria o comprimento das tubulações de água profunda. Assim sendo, a utilização de uma planta do tipo *onshore* seria mais custoso, devido ao maior comprimento das tubulações de água profunda para esse tipo de planta (Solar Energy Research Institute, 1989), e se justificaria a adoção do tipo plataforma flutuante.

Uma altura de 5 metros em relação à superfície do mar foi considerada para esta plataforma, no qual esse seria o valor mínimo de altura da plataforma em relação à lâmina d'água. É importante ressaltar que as tubulações das plataformas flutuantes estariam sujeitas à carregamentos cíclicos em função do movimento das marés, o que possivelmente acarretaria em falhas por fadiga na tubulação, porém este aspecto não será abordado no escopo deste trabalho.

Segundo Avery e Wu (1994), em um sistema OTEC em que a diferença de temperatura da fonte quente e fonte fria são próximos a 22°C, a potência de saída ótima ocorre quando a temperatura de entrada e saída dos trocadores de calor está entre as temperaturas de 2,2 a 5°C. Por isso, utilizou-se um diferencial de temperatura de 3°C para a entrada e saída do evaporador e condensador. A Tabela 1, mostra essas temperaturas, assim como as temperaturas de evaporação e condensação do ciclo.

Tabela 1. Temperaturas da água do mar e da amônia nos trocadores de calor.

Parâmetro	Temperatura de entrada, água (°C)	Temperatura de saída, água (°C)	Temperatura de saturação, amônia (°C)
Evaporador	26	23	20
Condensador	4	7	10

Além disso, as eficiências isentrópicas das bombas, turbina, e eficiência do gerador elétrico e motor elétrico foram consideradas iguais aos valores utilizados por Neves (2015). A Tabela 2, expressa esses valores:

Tabela 2. Eficiências dos equipamentos no estudo de caso.

Parâmetro	Valor
Eficiência do gerador elétrico, -	0,94
Eficiência do motor elétrico, -	0,90
Eficiência isentrópica das bombas, -	0,85
Eficiência isentrópica da turbina, -	0,85

A potência líquida do ciclo ORC foi definida em 500 kW, o que se assemelharia à capacidade das plantas OTEC em funcionamento atualmente. Além disso, a hipótese de ser anexado à uma plataforma já existente, poderia limitar o espaço físico que se requer para o projeto e, portanto, se limitou a uma configuração que fosse mais compacta, se comparada às grandes capacidades das usinas OTEC *offshore* que se tem projetado.

2.2 Análise termodinâmica

As seguintes hipóteses foram adotadas na análise termodinâmica:

- Os processos ocorrem em regime permanente;
- As energias cinéticas e potenciais são desprezíveis no ciclo ORC;
- Os equipamentos são adiabáticos;
- Não há perda de carga nos trocadores de calor;
- Não há superaquecimento nem subresfriamento nas saídas dos trocadores de calor;
- As variações de temperaturas nas compressões de água do mar são desprezíveis;
- Os estados da amônia na entrada da turbina e na saída do condensador são vapor saturado e líquido saturado, respectivamente;
- Não há perda de carga na tubulação de retorno da mistura da água do mar (superficial e profunda), logo, não há necessidade de uma bomba.

A partir das hipóteses assumidas e das condições de contorno, foi possível obter as propriedades termodinâmicas nos estados do ciclo, como as temperaturas, pressões, entalpias e entropias utilizando o software *Engineering Equation Solver* (EES), que é vastamente usado para solucionar problemas de sistemas térmicos. Por meio do software EES, é possível acessar um banco de dados com propriedades termodinâmicas de alguns fluidos, solucionar equações algébricas e diferenciais não-lineares acopladas. Posteriormente, realizou-se o cálculo da vazão de amônia ($\dot{m}_{amônia}$) no ciclo ORC, de acordo com a Eq. 1:

$$\dot{W}_{líquido\ ORC} = \dot{m}_{amônia} \left(\eta_{ge}(h_1 - h_2) - \frac{(h_4 - h_3)}{\eta_{me}} \right), \quad (1)$$

onde h são as entalpias dos pontos, η_{ge} e η_{me} são as eficiências do gerador e do motor elétrico. Com o valor da vazão do fluido de trabalho, há possibilidade de determinar: a potências da turbina e da bomba que permite a circulação da amônia no ciclo ORC. As seguintes Eqs. 2 e 3, foram aplicadas:

$$\dot{W}_{turbina} = \dot{m}_{amônia}(h_1 - h_2) \quad (2)$$

$$\dot{W}_{bomba} = \dot{m}_{amônia}(h_4 - h_3) \quad (3)$$

Para o cálculo da vazão de água do mar superficial, foi realizado um balanço energético no evaporador, da seguinte maneira (Eqs. 4 e 5):

$$\dot{Q}_{evaporador} = \dot{m}_{amônia}(h_1 - h_4) \quad (4)$$

$$\dot{Q}_{evaporador} = \dot{m}_{agua\ superficial}(h_6 - h_7) \quad (5)$$

Da mesma forma, estabeleceu-se a vazão de água do mar profunda, por meio do balanço energético no condensador e aplicação das Eqs. 6 e 7:

$$\dot{Q}_{condensador} = \dot{m}_{amônia}(h_2 - h_3) \quad (6)$$

$$\dot{Q}_{condensador} = \dot{m}_{agua\ profunda}(h_{10} - h_9) \quad (7)$$

Na tubulação de água do mar profunda, a velocidade média de escoamento de 1,2 m/s ($\bar{V}_{agua\ profunda}$) é selecionada seguindo recomendações comerciais, de acordo com Barbosa (2018, apud Mattos; Falco, p. 46). Assim obtém-se o diâmetro da tubulação (D) a partir da Eq. 8:

$$\dot{m}_{agua\ profunda} = \rho_{agua\ profunda} \bar{V}_{agua\ profunda} \frac{\pi D^2}{4}, \quad (8)$$

onde $\rho_{agua\ profunda}$ é a densidade adotada de 1003 kg/m³. Com o número de Reynolds e a rugosidade (e) de 0,0015 mm, utiliza-se a equação de Colebrook (Eq. 9) para calcular o fator de atrito (f). Em seguida,

calcula-se a perda de carga equivalente (H_l) da tubulação de água do mar profunda, a partir da Eq. 10 (Fox, Pritchard, McDonald, 2000).

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left(\left(\frac{e}{3,7} \right) + \left(\frac{2,51}{Re \sqrt{f}} \right) \right) \quad (9)$$

$$H_l = f \frac{L}{D} \frac{\bar{V}_{\text{agua profunda}}^2}{2g} \quad (10)$$

Somando a perda de carga equivalente à altura da plataforma ($H_{\text{plataforma}}$) que estará a planta e utilizando a Eq. 11, obtém-se a potência necessária para acionar a bomba de água do mar profunda. Desprezando a perda de carga na tubulação de água do mar superficial, obtém-se a potência da bomba de água do mar superficial pela Eq. 12:

$$\dot{W}_{\text{bomba profunda}} = \frac{\dot{m}_{\text{agua profunda}}(H_l + H_{\text{plataforma}})g}{\eta_{\text{bomba}}} \quad (11)$$

$$\dot{W}_{\text{bomba superficial}} = \frac{\dot{m}_{\text{agua superficial}} H_{\text{plataforma}} g}{\eta_{\text{bomba}}} \quad (12)$$

Finalmente, a potência elétrica gerada pela planta é dada pela Eq. 13. Para os cálculos das áreas de trocas térmicas, utilizou-se o método da Diferença de Temperatura Média Logarítmica (DTML) para a configuração de contracorrente (Eq. 14).

$$\dot{W}_{\text{elétrica}} = (\dot{W}_{\text{turbina}} \eta_{ge}) - \left(\frac{(\dot{W}_{\text{bomba}} + \dot{W}_{\text{bomba superficial}} + \dot{W}_{\text{bomba profunda}})}{\eta_{me}} \right) \quad (13)$$

$$\Delta T_{DTML} = \frac{\Delta T_1 - \Delta T_2}{\ln \left(\frac{\Delta T_1}{\Delta T_2} \right)}, \quad (14)$$

onde ΔT_1 e ΔT_2 representam as diferenças máximas e mínimas de temperatura no evaporador e no condensador. A área de troca térmica (A) correspondente é calculada por meio da Eq. 15, onde U é o coeficiente global de troca térmica. De acordo com Uehara et al. (1984), trocadores de calor do tipo placa, utilizando amônia como fluido de trabalho, possuem valores entre 4 e 4,5 kW/m²K. Neste trabalho foi adotado o valor médio de 4,25 kW/m²K.

$$A = \frac{Q}{U \Delta T_{DTML}} \quad (15)$$

2.3 Análise de custos dos equipamentos

Para determinar os custos de aquisição dos equipamentos utilizou-se a metodologia descrita por Turton et al. (2008). Para determinar o custo base de aquisição de um equipamento (C_p^0), em função de sua capacidade (A) operando em pressão ambiente e tendo como material de construção o aço carbono, utiliza-se a Eq. 16.

$$C_p^0 = K_1 + K_2 \log_{10}(A) + K_3 [\log_{10}(A)]^2 \quad (16)$$

Para cada tipo de equipamento, diferentes coeficientes K_i são obtidos, por meio de tabelas fornecidas por Turton et al. (2008). Os trocadores de calor, as bombas e a turbina adotados são do tipo placa plana, centrífuga e a vapor, respectivamente. Quando o equipamento a ser selecionado não opera na pressão ambiente, é necessário aplicar um fator de correção em função da pressão de operação do equipamento. Esse fator de correção é dado pela Eq. 17.

$$\log_{10} F_p = C_1 + C_2 \log_{10}(p) + C_3 [\log_{10}(p)]^2, \quad (17)$$

onde, p é pressão de operação do equipamento e os coeficientes C_i são tabelados, e distintos para cada equipamento (Turton et al., 2008). Outro fator que se deve aplicar, caso o equipamento não seja fabricado em aço carbono, é o fator de material (F_M). Este fator é obtido em tabelas, em função do tipo de equipamento e do material de construção do mesmo. A tabela, por sua vez, indica um número identificador, que corresponde a um valor de F_M . Os materiais escolhidos para os trocadores de calor e as bombas são liga de Níquel e Aço Carbono, respectivamente. Além do investimento de aquisição dos equipamentos, é preciso levar em conta outros custos adicionais, como de instalação, materiais adicionais, instrumentação, estruturas, tubulação e mão de obra. Custos indiretos como transporte, seguros e custos de engenharia, também devem ser incluídos. Para isso, emprega-se uma técnica que soma todos esses custos diretos e indiretos de investimento, nomeado de custo modular C_{BM} , dado por Eqs. 18 e 19. (Turton et al., 2008).

$$C_{BM} = C_p^0 F_{BM} \quad (18)$$

$$F_{BM} = B_1 + B_2 + (F_M F_p) \quad (19)$$

Os coeficientes B_i dependem do tipo de equipamento e são tabelados. Para modificações e expansões, outros custos devem ser incluídos, como custos de contingência e taxas. Assim uma taxa de 3% é recomendada para taxas e 15% para custos de contingência. O custo modular total é dado pela soma dos custos modulares dos equipamentos (Eq. 20). Por fim, é necessário corrigir o custo total para o ano de implantação do projeto. Na metodologia adotada, apresentada por Turton et al. (2008), os custos dos equipamentos foram calculados para estimativa em 2001 e por isso, devem ser corrigidos. Para isso, adequa-se o custo por índices baseados em indicadores de inflação, e em casos de projeto de sistemas térmicos, o *Chemical Engineering Plant Cost Index* (CEPCI) é recomendado (Turton et al., 2008).

$$C_{TM}^{2019} = C_{TM}^{2001} \frac{CEPCI_{2019}}{CEPCI_{2001}}, \quad (20)$$

com $CEPCI_{2001} = 397$ e $CEPCI_{2019} = 615$.

2.4 Análise econômica

Além da aplicação dos métodos de análise de viabilidade de investimentos (VPL, *payback* e TIR), foi feita uma comparação do custo de geração elétrica da planta proposta neste trabalho com uma usina já operante. Para aplicação dos métodos citados, são necessários:

- Investimento inicial (I), no caso, custo total dos equipamentos;
- Tempo de vida útil do projeto, no caso, 30 anos (Vega, 1992);
- Taxa de juros ao ano, no caso, 9,8% a.a. (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico, 2019);
- Retorno do investimento, dependente do preço do kWh que é de 0,561 R\$/kWh (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2019).

2.4.1 Valor presente líquido (VPL)

Na aplicação do método do VPL, é necessário corrigir os fluxos de caixa futuros para o valor presente, a partir de uma taxa de juros e compará-los ao investimento inicial. Para este caso, os fluxos de caixa (FC) são os valores recebidos na venda da energia elétrica gerada ao longo de um ano, durante toda a vida útil da planta. Para que o projeto seja viável, a soma dos fluxos de caixa futuros corrigidos ao longo da vida útil da planta, deverá ser maior que o investimento inicial (custos dos equipamentos), ou seja, VPL maior que zero. O VPL é obtido pela Eq. 21, onde $F_{O\&M}$ é o fator de operação e manutenção adotado como 6% e FRC é o fator de recuperação de capital calculado com a Eq. 22.

$$VPL = \frac{FC}{FRC} - I \left(1 + \frac{F_{O\&M}}{100} \right) \quad (21)$$

$$FRC = \frac{j(1+j)^n}{(1+j)^n - 1}, \quad (22)$$

onde j é a taxa mínima de atratividade do investimento e n é o tempo de vida útil do projeto.

2.4.2 Taxa interna de retorno (TIR)

A taxa TIR é a taxa de juros que aplicada aos fluxos de caixa futuros para “trazê-los” ao presente, resulte no valor do investimento inicial (valor total dos custos), de maneira a zerar o VPL. Para analisar a viabilidade do investimento, a TIR deve ser maior que a TMA, de forma que o investimento proposto seja mais rentável do que outro investimento que renda o valor da TMA. Lembrando que a TMA varia de acordo com as opções de investimento do investidor. A TIR pode ser obtida utilizando a Eq. 23 a seguir:

$$\sum_{i=1}^n \frac{FC_i}{(1+TIR)^i} - I \left(1 + \frac{F_{O\&M}}{100} \right) = 0 \quad (23)$$

2.4.3 Payback

O método *payback* pode ser aplicado de duas maneiras: simples e descontado. No modo simples, o tempo de *payback* é o período necessário para que a rentabilidade do investimento atinja o valor do investimento inicial (Eq. 24). Para o caso aqui proposto, a rentabilidade do investimento é o valor da potência elétrica gerada em um ano, multiplicado pelo valor de venda da eletricidade. E o investimento inicial é o custo total da planta. Para o método descontado (Eq. 25), o valor do custo total é corrigido a cada ano, a partir da taxa de juros (k). Para a viabilidade do projeto, o tempo de *payback* deve ser inferior a vida útil da planta.

$$\sum_{i=1}^{PBS} FC_i = 0, \quad (24)$$

onde PBS é o valor do payback simples.

$$\sum_{i=1}^{PBD} \frac{FC_i}{(1+k)^i} = 0, \quad (25)$$

onde PBD é o valor do payback descontado.

2.4.4 Comparação do custo de geração elétrica

Para a realização desse comparativo, foi definido que o custo de geração elétrica da planta OTEC será comparado ao valor de venda da eletricidade da UTE Viana, já que esse era o custo disponível. De acordo com Santos (2018), o valor máximo de venda entre os anos de 2014 e 2017 é de 630 R\$/MW.h. A estimativa do custo de geração elétrica por hora de operação da planta (Z) desenvolvida neste trabalho, foi definida pela Eq. 26:

$$Z = \frac{IFR}{N} \frac{O\&M}{N}, \quad (26)$$

onde a carga horária de operação anual (N) é definida como 95% das horas de um ano (Santos, 2018). Por fim, determina-se o custo de geração elétrica através da Eq. 27.

$$C_{GE} = \frac{Z}{\dot{W}_{elétrica}} \quad (27)$$

3 Resultados e discussões

Diante das hipóteses e dos dados definidos na seção 2, pode-se calcular as principais propriedades termodinâmicas (pressão, temperatura, entalpia e entropia) dos quatro pontos do ciclo ORC, de acordo com Tabela 3.

Tabela 3. Propriedades termodinâmicas de estados do ciclo ORC.

Estado	Temperatura (°C)	Pressão (kPa)	Entalpia (kJ/kg)	Entropia (kJ/kg.K)
1	20	857,8	1480	5,376
2	10	615,3	1445	5,398
3	10	615,3	246,4	1,116
4	10,03	857,8	346,8	1,116

As vazões mássicas resultantes dos balanços de energia nos trocadores de calor são de 1508 kg/s para a água do mar superficial e 1458 kg/s para a água do mar profunda. As altas vazões de água do mar são justificadas pelo pequeno diferencial de temperatura entre as entradas e saídas dos trocadores de calor, e condizem com valores apresentados por Neves (2015). A alta vazão de água do mar profunda resulta em uma tubulação de 1,24 m de diâmetro e uma perda de carga correspondente de 0,7 m. Destaca-se o grande diâmetro requerido para a tubulação de água do mar profunda, devido à grande vazão e baixa velocidade média de escoamento, mas um diâmetro de 2,55 m já foi implantado no Havaí para uma planta de 1MW (Avery e Wu, 1994).

De posse destes dados, as potências das bombas, turbina e a potência elétrica líquida gerada são dadas na Tabela 4. Como a potência líquida elétrica do ciclo ORC foi definida em 500 kW e as potências das bombas de água do mar são significativas, a potência elétrica gerada pela planta é cerca de 60% da potência do ciclo ORC. A eficiência do ciclo ORC resultante é de apenas 2,83%, uma eficiência baixa que é inerente da proximidade entre as temperaturas de evaporação e condensação. Mas quando comparada a eficiência de Carnot para as mesmas temperaturas (3,41%), que representa a eficiência de uma máquina térmica perfeita, é um valor condizente.

Tabela 4. Potência dos equipamentos e potência elétrica líquida da planta.

Potência	kW
Turbina ORC	540,1
Bomba ORC	7,0
Bomba água profunda	95,6
Bomba água superficial	87,1
Elétrica gerada	296,6

O custo modular resultante para os equipamentos projetados pode ser visto na Tabela 5.

Tabela 5. Custo modular dos equipamentos do estudo de caso.

Equipamento	C_{BM} (R\$)
Evaporador ORC	3.815.076
Condensador ORC	6.372.000
Turbina ORC	2.331.416
Bomba ORC	56.644
Bomba água profunda	203.708
Bomba água superficial	191.256
Total	12.970.100

Conforme Turton et al. (2008), um custo adicional para contingenciamento e taxas é recomendado no valor de 15%. Além disso, o valor total encontrado tem como referência o ano de 2001, e por isso, deve ser corrigido pelo CEPCI para que o custo do projeto seja atualizado. Além dos equipamentos calculados, os custos das tubulações são significativos e não estão inclusos. Estimou-se que os custos da tubulação de água profunda seriam entre 15% a 20% (Adiputra e Utsunomiya, 2019). Porém, valores significativos como a estrutura não foram considerados devido a configuração do projeto ser anexada à uma plataforma já existente, por isso, atribuiu-se um acréscimo de 25% no valor total do projeto. Dessa forma o custo final do projeto é de R\$28.920.000,00.

Com este custo de investimento, o *payback* simples é de 19 anos, 10 meses e 7 dias. E ainda, como o valor da amortização é o retorno do investimento de R\$ 28,92 milhões, estima-se uma taxa de rendimento de aproximadamente 5,040 % a.a. ou 0,4106 % a.m., valor pouco superior a taxa de rendimento da poupança (0,322 % a.m., considerando 70% da SELIC no período). Portanto, mesmo que o *payback* simples seja inferior a vida útil da planta, o projeto não é viável, já que para um investimento desse valor espera-se uma rentabilidade maior.

Considerando o método do *payback* descontado, o saldo devedor cresce constantemente, já que o valor da amortização (receita gerada pelo investimento) não paga nem os juros, logo, o investimento nunca será pago. Portanto, como o *payback* descontado é superior ao tempo de vida útil do projeto, o investimento é inviável.

Na realização do método VPL, foi realizado com o fluxo de caixa referente a cada ano do tempo de vida útil da planta. Cada fluxo de caixa futuro foi adiantado para o ano zero, a partir de uma taxa de juros. Somando todos os fluxos de caixa de entrada corrigidos ao longo da vida útil do projeto e subtraindo o fluxo de caixa de saída, referente ao investimento inicial, obtém-se o valor de - R\$ 14.946.744,88. Assim, pode-se concluir que o VPL é negativo, ou seja, a receita gerada ao longo da vida útil do projeto nunca pagará o investimento inicial, o que configura a não viabilidade do projeto.

Na realização do método TIR, é encontrado o valor da taxa de juros que zera o VPL. Esse valor foi de aproximadamente 2,906 % a.a. e definindo a TMA como 3,933 % a.a., valor referente a taxa de rendimento da poupança (considerando 70% da SELIC no período), pode-se afirmar a taxa TIR é inferior a TMA. Concluindo novamente, que o investimento não é economicamente viável.

A partir do custo de geração elétrica da planta é possível compará-lo ao custo de venda de eletricidade da UTE Viana, conforme descrito na seção 2. Com base nos valores apresentados pela Tabela 6, pode-se observar que o custo de geração elétrica da planta OTEC é mais que o dobro do preço de venda da eletricidade da UTE Viana (CVU – Custo Variável Uniforme), indicando a inviabilidade do projeto.

Tabela 6. Comparação do preço da eletricidade.

Preço da eletricidade	R\$/MWh
Planta OTEC (custo)	1.313,5
UTE Viana (venda)	630

Porém, vale lembrar que o CVU não é o melhor valor de referência, não só por ser variável, mas principalmente por ser um valor referente a geração termelétrica a partir do óleo combustível.

4 Conclusões

Este trabalho visou estudar a viabilidade técnica e econômica de implantação de uma planta OTEC piloto de pequeno porte no litoral capixaba. Apesar de mostrar viabilidade técnica, a avaliação econômica não se mostrou viável, visto que a amortização anual é menor que os juros. Porém, trata-se de estudo preliminar para uma potência elétrica líquida gerada de 296,6 kW, já que a potência líquida do ciclo ORC foi limitada em 500 kW, uma das premissas do estudo.

Percebe-se que a demanda elétrica auxiliar é relativamente alta, mais de 40% da potência bruta gerada, reduzindo assim a potência líquida. Isto se deve as altas vazões mássicas da água do mar, tanto da fonte quente como da fonte fria, para uma determinada velocidade de escoamento na tubulação de água profunda e superficial, que é proporcional aos diâmetros das tubulações. Ou seja, o diâmetro aumenta muito com o aumento da vazão mássica. Neste caso estudado, as vazões nas bombas de água superficial e profunda são respectivamente, 1.508 kg/s e 1.458 kg/s, e o diâmetro das tubulações de aproximadamente 1,25 m cada. Apesar de ser um valor elevado, são citados na literatura valores superiores em projetos instalados.

Porém, não foram avaliadas outras capacidades de produção. Apesar de haver uma relação bem definida entre as vazões e diâmetros da tubulação, não se achou uma metodologia de custos da tubulação que estivesse relacionada diretamente a qualquer um desses parâmetros. Sugere-se para trabalhos futuros estudar de forma mais aprofundada estimativas de custos da tubulação de água profunda, visto que esse componente tem grande relevância no custo final de investimento e só foram encontradas referências que tratavam de estimativas qualitativas. Neste trabalho, foi utilizado somente um evaporador e um condensador e foi limitado a uma área de troca térmica de 1000 m². Isto devido a metodologia de estimativa de custos adotada, que limita estas áreas, e que são muito elevadas nas OTEC.

Analisando os índices econômicos, é possível notar que, apesar de todos apontarem para não viabilidade do projeto, o plano de descarbonização do estado, que foi aprovado, prevê incentivos para aumentar a participação das renováveis alternativas na matriz elétrica, o que pode viabilizar a tecnologia OTEC no estado, não só com os incentivos, mas pelas capacidades maiores, aproveitando a economia de escala.

Agradecimentos

Os autores agradecem a UFES e ao apoio financeiro do Programa de Formação de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – PRH-ANP, gerido pela fundação de

Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP), Brasil. Processo no 2025/02613-7, e também ao CNPq (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico), Processo nº 306097/2025-7.

Referências bibliográficas

- Adiputra, R, Utsunomiya, T (2019) ‘Stability based approach to design cold-water pipe (CWP) for ocean thermal energy conversion (OTEC)’, *Applied Ocean Research*, 92, 101921.
- Agência Nacional de Energia Elétrica (2019) ‘Ranking das Tarifas’. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas>>. (Acesso em: 28 nov. 2019).
- Agência de Regulação de Serviços Públicos do Estado do Espírito Santo (2024) ‘Informações Energéticas do Espírito Santo – outubro a dezembro 2024’. Disponível em: <https://arsp.es.gov.br/>. Acesso em: 12 maio 2025.
- Avery, WH and Wu, C (1994) *Renewable energy from the ocean: a guide to OTEC*. Oxford University Press.
- Barbosa, YM (2018) *Avaliação de desempenho termodinâmico global de plantas de cogeração em aplicações offshore*. Dissertação de mestrado, Universidade Federal da Bahia, Salvador.
- Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (2019) ‘Simule seu financiamento’. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/simulador/?productC de=AOI_056&valorBem=25000000&percentualFinanciado=100&prazoFinanciamento=120&prazoCarenacia=3&spread Agente=3&projecaoInflacaoAnual=3.63>. (Acesso em: 28 nov. 2019).
- Charlier, RH and Justos, JR (1993) *Ocean Energies: Environmental, Economic and Technological Aspects of Alternative Power Sources*. Elsevier Oceanography Series, Amsterdam, The Netherlands.
- Fox, RW, Pritchard, PJ and McDonald, AT (2010) *Introdução À Mecânica Dos Fluidos*. Grupo Gen-LTC.
- International Renewable Energy Agency (2014) ‘Ocean Thermal Energy Conversion: Technology Brief’. Disponível em: <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2014/Ocean_Thermal_Energy_V4_web.pdf>. (Acesso em: 15 jun. 2019).
- Lewis, A, Estefen, S, Huckerby, J, Musial, W, Pontes, T and Torres-Martinez, J (2011) ‘Ocean Energy’ in *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Cambridge University Press, United Kingdom e New York, USA.
- Neves, MGC (2015) *Estudo da viabilidade de implantação de plantas para conversão de energia térmica do oceano (OTEC) no Brasil*. Dissertação de mestrado, Universidade Estadual Paulista, São Paulo.
- Reis Júnior, NC et al. (2022) ‘Plano de Descarbonização e Neutralização das Emissões de GEE do Espírito Santo’. *Caderno de Planejamento Estratégico: Estratégias, Ações e Políticas Públicas necessárias para a neutralização das emissões de GEE do ES até 2050*. Vitória.
- Santos, JJCS et al. (2018) ‘Projeto SOWRICE - Modelagem, simulação e otimização termoeconômica das alternativas de repotenciação das usinas termelétricas com motores alternativos de combustão interna para o aproveitamento do calor rejeitado’. Relatório final.
- Solar Energy Research Institute (1989) *Ocean thermal energy conversion: An overview*. Golden, CO.
- Turton, R, Bailie, RC, Whiting, WB, Shaeiwitz, JA and Bhattacharyya, D (2008) *Analysis, Synthesis, and Design of Chemical Processes*. Pearson.
- Uehara, H, Kusuda, H, Monde, M, Nakaoka, T, and Sumitomo, H (1984) ‘Shell and-plate-type heat exchangers for OTEC plants’, *Journal of Solar Energy Engineering*, New York, v. 106, n. 3, p. 286-290.
- Vega, LA (1992) ‘Economics of ocean thermal energy conversion (OTEC)’ in *Ocean Energy Recovery: The State of the Art*. American Society of Civil Engineers, New York.