

VIABILIDADE ECONÔMICA DE MICROGERADORES EÓLICOS PARA A REITORIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA

Introdução

Atualmente a energia eólica é a tecnologia com os preços mais competitivos em muitos, senão na maioria, dos mercados mundiais. Com o surgimento dos sistemas híbridos (eólicos e solares), dos gerenciamentos de rede mais sofisticados e dos armazenamentos cada vez mais acessíveis, é possível ilustrar um setor de energia elétrica totalmente livre de combustíveis fósseis (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2017).

O Brasil, segundo Schmidt et al. (2016), é um país privilegiado sob o aspecto energético, pois seu relevo, hidrografia e clima tropical permitem o aproveitamento das diversas fontes renováveis de energia, como a hidráulica, a biomassa, a eólica e a solar. O país vem mantendo um esforço contínuo para a manutenção de uma matriz energética limpa no intuito de atender os compromissos internacionais assumidos (SANTOS et al., 2017).

Dentre os esforços para aumentar o uso dos ventos no país, pode-se citar o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, um guia acerca dos ventos incidentes em todo o território nacional. Além disso, pode-se citar a base de dados do projeto SONDA, que trata da implementação de recursos e infraestruturas para apurar e melhorar a base de dados dos recursos eólicos no Brasil. Os resultados e produtos dessas pesquisas demonstram o potencial energético e a viabilidade técnica de projetos de aproveitamento desse recurso renovável.

Neste contexto, a presente pesquisa tem como tema a análise de viabilidade econômica de implantação de microgeradores eólicos na Universidade Federal de Santa Maria (UFSM). Este tema de pesquisa está baseado no questionamento originado em um contexto prático que pode ser descrito da seguinte maneira: Produzir energia elétrica com microgeradores eólicos é viável economicamente para a reitoria da UFSM?

A principal justificativa deste trabalho são as crescentes utilizações de fontes renováveis na geração de energia elétrica, principalmente a eólica. As fontes renováveis de energia são apresentadas como a principal alternativa para atender as demandas da sociedade com relação à qualidade e segurança do atendimento da demanda de eletricidade com a redução dos danos ambientais decorrentes do consumo de energia elétrica (MARTINS; GUARNIERI; PEREIRA, 2008). Neste contexto, o objetivo geral desta pesquisa é realizar um estudo de viabilidade econômica envolvendo a utilização de microgeradores eólicos para a geração de energia elétrica na reitoria da Universidade Federal de Santa Maria.

Fundamentação teórica

Conforme Casarotto Filho e Kopittke (2000), ao fazer um novo investimento, uma empresa deve fazer uma análise de viabilidade do mesmo. A maioria dos problemas na economia envolve determinar o que é econômico em longo prazo, ou seja, durante um período considerável de tempo (GRANT; IRESON, 1970). São quatro os métodos de Análise de Investimentos que serão abordados nesta pesquisa: Valor Presente Líquido (VPL), o Payback Simples (PBS), o Payback Descontado (PBD) e a Taxa Interna de Retorno (TIR). Contudo, serão apresentados dois conceitos complementares e importantes para este trabalho: a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) e o The Levelized Cost of Energy (LCOE).

Ao se analisar uma proposta de investimento deve ser considerado que há oportunidade de auferir retornos pela aplicação do mesmo capital em outros projetos, assim, a nova proposta para ser atrativa deve render, no mínimo, a taxa de juros equivalente à rentabilidade das

aplicações correntes e de pouco risco; este conceito é definido por Casarotto Filho e Kopittke (2000) como a Taxa Mínima de Atratividade (TMA). Hirschfeld (1998), diz que a TMA é uma taxa de juros comparativa e prefixada, com a qual é comparada a taxa de juros que o dinheiro investido irá proporcionar.

O método do Valor Presente Líquido (VPL) tem como finalidade determinar um valor no instante considerado inicial, a partir de um fluxo de caixa formado por uma série de receitas e despesas (HIRSCHFELD, 1998). Ehrlich e Moraes (2013) explicam que o VPL consiste em colapsar todos os valores para o ponto de tempo zero e, dadas diversas alternativas, é possível calcular os valores no tempo zero equivalentes às séries correspondentes, a fim de compará-las para decidir qual é a melhor.

Segundo Newnan e Lavelle (2000), o método da Taxa Interna de Retorno (TIR) é provavelmente a técnica exata de análise mais utilizada na indústria. A TIR de um fluxo de caixa é a taxa de juros necessária para que o VPL seja nulo, sendo considerada uma taxa intrínseca ao projeto (ROSS et al., 2015). Uma vez obtida a TIR, ela deve ser comparada com a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) no instante em que a decisão sobre o investimento for tomada e para aceitar o projeto, a TIR deve ser maior que a TMA, indicando que a taxa de retorno do mesmo é maior que seu custo de oportunidade.

Ross et al. (2015), apresentam que por causa de sua simplicidade, as empresas utilizam o Payback Simples (PBS) como um filtro para tomar a miríade de decisões em investimentos menores com que se confrontam continuamente. O método do Payback não leva em consideração o fluxo de caixa após o período de retorno do investimento, justificando a utilização desse método apenas como um indicador complementar (CASAROTTO FILHO; KOPITKE, 2000). Ross et al. (2015), afirmam que no Payback Descontado (PBD) primeiro desconta-se os fluxos de caixa e, então, pergunta-se quanto tempo leva para que os fluxos de caixa descontados se igualem ao investimento inicial. O critério de avaliação econômica desse método é o tempo de retorno do capital, isto é, quanto menor for o tempo de recuperação do investimento, mais atrativo ele será (REBELATTO, 2004).

Segundo Pawel (2014), o LCOE é definido como o custo de vida útil de um investimento dividido pela energia acumulada gerada por este investimento. A metodologia Levelized Cost of Energy (LCOE) representa os custos totais do ciclo de vida (fixo e variável) de uma tecnologia de geração de energia por unidade de eletricidade (MWh). Esta métrica permite comparar os custos de geração de plantas convencionais com VRE (fontes renováveis variáveis) como a energia eólica e solar fotovoltaica, apesar de suas diferentes estruturas de custos (UECKERDT et al., 2013).

Como explica Levitt et al. (2011), o LCOE representa o retorno mínimo para cobrir todos os custos que envolvem o processo de produção de energia e que abrangem todo o ciclo de vida de um parque eólico, passando pela construção, instalação, produção e manutenção de um parque. Mitscher e Rüther (2012) explicam que seus conceitos permitem uma comparação dos custos de geração ao longo do ciclo de vida de projetos de diferentes tamanhos, duração ou tamanho de investimento.

A energia eólica é uma fonte de energia renovável gerada a partir do vento que ao movimentar as turbinas de um gerador eólico produz energia elétrica. Segundo Saidur et al. (2011), a energia eólica é limpa, amigável ao meio ambiente em termos tecnológicos e é compatível para a geração elétrica em grande escala, bem como, tem reduzida poluição ambiental, baixo consumo de água e não produz dióxido de carbono. Também é vista como energia ideal porque não polui, não requer combustível, não cria gases tóxicos e não produz lixo radioativo (JABBER, 2013).

Os benefícios da inserção da energia eólica para a segurança da matriz elétrica brasileira são importantes devido à sua complementaridade com o regime hídrico e manutenção do caráter

limpo e renovável da matriz energética brasileira (RAMPINELLI; ROSA JÚNIOR, 2012). A instalação do projeto é rápida, quando comparada a outras fontes energéticas, já que as turbinas eólicas são produzidas em escala industrial e podem ser rapidamente instaladas e conectadas à rede elétrica (CEARÁ, 2001).

A fim de demonstrar e entender como outros autores abordam a análise de viabilidade econômica, além dos métodos utilizados para tal, fez-se uma revisão teórica procurando em outros trabalhos aplicações que se assemelham com o problema de pesquisa deste trabalho.

Macedo, Albuquerque e Moralles (2017), realizaram um estudo analisando a viabilidade econômico-financeira de um potencial parque de geração de energia eólica em quatro diferentes localidades do Brasil. Para tal, aplicaram o método da Taxa Interna de Retorno (TIR) aliado às técnicas auxiliares de simulação de Monte Carlo. Além desta, outras pesquisas foram elaboradas por acadêmicos brasileiros com o intuito de determinar a viabilidade dos empreendimentos eólicos brasileiros. Melo (2012) conduziu um estudo em um parque eólico nordestino, aplicando diferentes meios de análise econômico-financeira, tais como Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR).

Um fator a se destacar em estudos da área e muito pertinente ao presente trabalho, trata-se da elaboração de possíveis cenários influentes no estudo. Sendo assim, Albadi e El-Saadany (2007), analisaram economicamente projetos de energia eólica em Ontário. O estudo foi feito para diferentes turbinas eólicas e diferentes cenários de velocidade de vento, obtendo para cada um os valores do Valor Presente Líquido (VPL), da Taxa Interna de Retorno (TIR) e do Payback (PB).

Blackler e Iqbal (2005), desenvolveram um estudo de pré-viabilidade de 25% da geração de energia térmica usando turbinas eólicas na área de Holyrood, onde atualmente é gerada energia termal. Já Harsh, Hamilton e Wittenberg (2010), focaram em estudar a viabilidade de pequenas instalações de turbinas eólicas em Michigan. Para isso, analisaram os valores obtidos com a aplicação dos métodos VPL, TIR e PB. Buscando investigar os parâmetros tecno-econômicos que regem o comportamento econômico de parques eólicos, Kaldellis e Gavras (2000), exploraram um modelo de análise custo-benefício adaptado para o mercado grego. Para tal, foi calculado o PB, a eficiência econômica de investimentos similares, além do impacto do custo de capital e do índice de retorno sobre o investimento.

Metodologia

O presente estudo foi desenvolvido na cidade de Santa Maria, em específico na Universidade Federal de Santa Maria (UFSM). Trata-se de uma instituição de ensino superior pública e federal brasileira fundada em 1960. Para a realização deste trabalho, baseando-se na bibliografia pesquisada, foram utilizadas as seguintes variáveis para os cálculos de viabilidade econômica: custos de aquisição de microgeradores eólicos, custos de manutenção, TMA, correção monetária, custos da energia elétrica para a UFSM e demanda de energia elétrica pela reitoria.

Os custos de aquisição de microgeradores eólicos foram buscados em pesquisas em sites de fabricantes como a Energia Pura e Globaltek Energias Renováveis. Porém, ao entrar em contato com as duas empresas, apesar de obter informações técnicas sobre o modelo de microgerador comercializado por cada uma, obteve-se o retorno acerca desses custos de apenas uma delas. Já os custos de manutenção foram estimados em 3% ao ano do valor do investimento original, de acordo com dados estatísticos de projetos anteriores (TSAKNIAS, 2010). Paralelamente, os dados acerca dos ventos incidentes dentro da Universidade Federal de Santa Maria foram obtidos através do site do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET).

O rendimento médio mensal da poupança dos últimos seis anos foi adotado como TMA, tendo como base de dados a Calculadora do Cidadão do Banco Central do Brasil. Adotou-se esta TMA pelo fato da poupança caracterizar-se como um meio de investir sem desconto de imposto de renda, além de ser um serviço simples e gratuito. Para a inflação, foi considerada e coletada na Calculadora do Cidadão a taxa média anual dos últimos 10 anos do Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPC-A) calculado pelo IBGE.

Foi considerado como vida útil dos equipamentos 20 anos. A tarifa da geração de energia elétrica foi obtida por meio de pesquisa eletrônica através do site da Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE). Visando uma análise mais ampla da viabilidade do investimento, simularam-se dezesseis cenários para a implantação dos microgeradores supondo que na reitoria incidem ventos ideais e, logo após, foram simulados mais quatro cenários considerando ventos reais. Estes cenários foram baseados na relação entre as quatro bandeiras tarifárias e os custos de investimento inicial nos microgeradores eólicos.

Após a coleta de dados, foi realizada a análise dos dados que envolveram as simulações dos cenários. Os resultados obtidos foram estudados a fim de verificar a viabilidade econômica da implantação de microgeradores eólicos na UFSM. Para tal, foram utilizados os métodos VPL, TIR, Payback Simples e Payback Descontado, calculados com o auxílio do software Microsoft Excel. As soluções resultantes das simulações foram relacionadas com o método do LCOE. E assim, por último, foi possível concluir este trabalho.

Discussão

Este trabalho teve como cenário de pesquisa a reitoria da UFSM. Sendo assim, para melhorar o entendimento sobre o local tornou-se necessário coletar dados relacionados com o consumo energético do prédio. No período de 08/03/2015 à 25/02/2016, com o auxílio de um aparelho de medição instalado no prédio, foi possível coletar dados acerca do consumo de energia elétrica na reitoria. Estes dados foram coletados e fornecidos por um servidor público federal da UFSM. O aparelho registrava diariamente os dados de consumo a cada 15 minutos. Com isso, foi possível obter e analisar os valores de consumo mínimo, médio e máximo do referido período. No Quadro 1 pode-se observar o valor de consumo médio diário na reitoria.

Quadro 1 – Consumo médio diário na reitoria (kWh)

Ano	Mês	Consumo médio diário (kWh)	Ano	Mês	Consumo médio diário (kWh)
2015	Março	29,071	2015	Setembro	17,930
2015	Abril	21,963	2015	Outubro	18,539
2015	Maio	19,916	2015	Novembro	20,619
2015	Junho	21,032	2015	Dezembro	21,821
2015	Julho	21,256	2016	Janeiro	26,060
2015	Agosto	20,344	2016	Fevereiro	26,378

Fonte: Autores (2020).

No Quadro 1 é possível observar que os meses de maior consumo de energia são janeiro, fevereiro e março. A partir desses dados foi possível calcular o consumo médio diário durante o período de análise que equivale a 22,077 kWh.

Os dados referentes à tarifa de energia elétrica foram obtidos através de pesquisa no site da Companhia Estadual de Energia Elétrica (2018), sendo considerado o período de 2016 a 2018. A universidade pertence à tarifa horária azul, subgrupo A4, que engloba unidades

consumidoras com fornecimento em tensão superior a 2,3 kV e inferior a 25 kV (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018). É possível observar no Quadro 2 os dados coletados na pesquisa das tarifas relativas aos horários de ponta e fora de ponta, porém não estão inclusos impostos, taxas de iluminação e valores adicionais das bandeiras tarifárias.

Quadro 2 – Histórico das tarifas de energia subgrupo A4

Ano	Ponta (R\$/kWh)	Fora de ponta (R\$/kWh)	Ano	Ponta (R\$/kWh)	Fora de ponta (R\$/kWh)
2018	0,46620	0,32048	2017a	0,35276	0,25435
2017b	0,34693	0,24853	2016	0,47623	0,33274

Fonte: Adaptado de ANEEL (2018).

Em maio de 2017 entrou em vigência uma nova tarifa regulamentada pela Resolução Homologatória ANEEL nº 2.214/2017, por isso há uma divisão no quadro em 2017a e 2017b. A partir de 2015 passou a vigorar o sistema de bandeiras tarifárias, regulamentado pela Resolução Normativa nº 547/13. Este sistema indica se haverá ou não acréscimo no valor da energia a ser repassada ao consumidor final em função das condições de geração de eletricidade e do funcionamento das usinas hidrelétricas. As tarifas são classificadas nas cores verde, amarela e vermelha, sendo que a bandeira vermelha se subdivide em dois patamares. O Quadro 3 ilustra como é realizada a correção da tarifa conforme a bandeira tarifária vigente.

Quadro 3 – Bandeiras tarifárias

Bandeira vigente	Condições	Custo
Verde	Hidrelétricas operam normalmente.	Não há alteração da tarifa de energia.
Amarela	Usinas térmicas ativadas.	Acréscimo de R\$ 1,00 a cada 100 kWh.
Vermelha Patamar 1	Usinas térmicas ativadas / alta demanda.	Acréscimo de R\$ 3,00 a cada 100 kWh.
Vermelha Patamar 2	Usinas térmicas ativadas / alta demanda.	Acréscimo de R\$ 5,00 a cada 100 kWh.

Fonte: Autores (2020).

Por exemplo, quando está vigente a bandeira verde, significa que não há nenhum acréscimo na cobrança de energia elétrica.

Os dados relacionados aos ventos foram obtidos através do site do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), que disponibiliza os dados gratuitamente para que possam ser elaboradas previsões do tempo, além de serem utilizados em aplicações na meteorologia, hidrologia e oceanografia. Os dados obtidos são referentes aos anos de 2014 e 2015 e foram coletados através de uma Estação Meteorológica Automática (EMA) que é um instrumento de coleta automática de informações ambientais locais e está localizada dentro da UFSM.

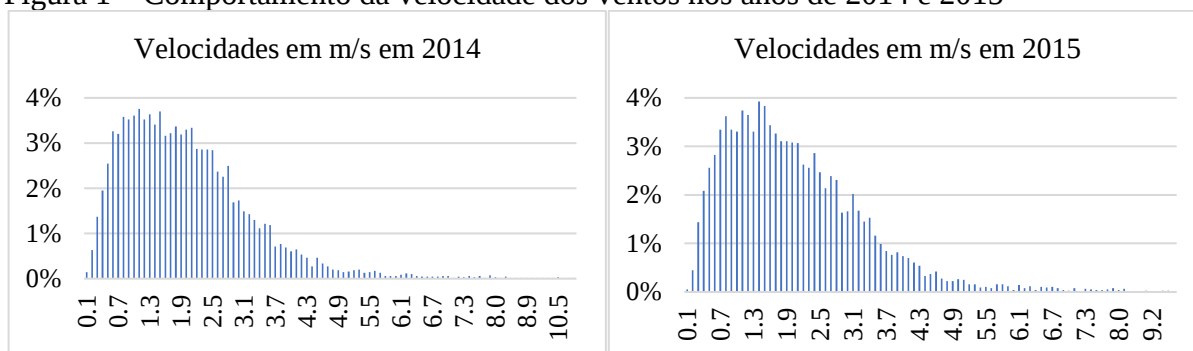
Segundo o Guia de Microgeradores Eólicos (INSTITUTO IDEAL, 2014), o desempenho de um gerador eólico de pequeno porte deve levar em consideração a regularidade dos ventos quanto à continuidade da direção. Assim, a partir dos dados obtidos foi possível verificar se os ventos incidentes na UFSM são contínuos ou não. Foi utilizada a rosa-dos-ventos e os dados coletados pela EMA, em graus, para a direção dos ventos.

Os dados foram classificados em relação à direção dos ventos, sendo possível verificar que os ventos são provenientes maioritariamente das regiões Leste e Sudeste, representando 33% e 24% respectivamente, no ano de 2014, bem como, 34% e 27% respectivamente, no ano

de 2015. Sendo assim, assumindo que de maneira geral os ventos possuem este comportamento ao longo dos anos, é possível assumir que os ventos incidentes na UFSM apresentam um comportamento padronizado em relação à continuidade da direção.

Após realizar esta análise, foram estudadas as velocidades dos ventos para que fosse possível verificar se há algum microgerador eólico que atenda a disponibilidade dos ventos. Diante disso, os dados obtidos foram classificados em ordem numérica. Depois foi calculada a sua ocorrência através do cálculo de porcentagem. Então, novamente utilizando o Microsoft Excel, foram criados gráficos para representar as velocidades dos ventos, em m/s, dos anos de 2014 e 2015, conforme pode ser visualizado na Figura 1.

Figura 1 – Comportamento da velocidade dos ventos nos anos de 2014 e 2015



Fonte: Autores (2020).

A partir dos gráficos foi possível obter a faixa de velocidades onde se encontram aproximadamente 80% dos ventos incidentes, sendo que esta varia entre 0,1 m/s e 2,9 m/s nos dois anos observados. Além disso, a velocidade média dos ventos para 2014 e 2015 é de 2,0 m/s e 2,05 m/s, respectivamente.

Como definido previamente, para a realização deste estudo foi adotado o rendimento médio mensal da poupança dos últimos seis anos na variação 51 como Taxa Mínima de Atratividade (TMA), tendo como base para a coleta de dados a Calculadora do Cidadão (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2018). O rendimento total da poupança no período de 2012 a 2017 foi de 49,31%. Utilizando a fórmula da Taxa de Juros Equivalente, tem-se que o rendimento médio mensal é de 0,55830%.

Para a inflação, foi coletada a taxa média anual de um período de 10 anos, tendo como referência o Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPC-A) calculado pelo IBGE. Para a coleta desses dados também foi utilizada a Calculadora do Cidadão (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2018). No período analisado, é possível calcular uma inflação total de 80,51%. A partir do cálculo pela equação da Taxa de Juros Equivalente, obtém-se uma média anual de 5,746%.

A partir dos dados sobre os ventos incidentes na UFSM e com base em pesquisas em sites de empresas comerciantes de microgeradores eólicos, foram encontrados cinco modelos que se adequam às velocidades dos ventos. Quatro destes modelos são comercializados por empresas brasileiras e um destes por uma empresa portuguesa. Os cinco modelos encontrados possuem diferentes velocidades iniciais para produção de energia elétrica, variando de 2,5 m/s a 3,13 m/s. Somente um dos microgeradores possui um rotor H-Darrieus, ou seja, é um aerogerador com rotor em eixo vertical e pás verticais posicionadas em paralelo. Os outros modelos são os tradicionais rotores horizontais, o que significa que são microgeradores com o rotor em eixo horizontal e que possuem três pás para captação da energia do vento.

Delimitou-se este trabalho em analisar dois modelos de microgeradores eólicos. O primeiro microgerador avaliado foi da empresa Energia Pura. O modelo analisado foi um aerogerador com o rotor em eixo horizontal que possui três pás. Este modelo é considerado o mais eficiente entre todos os tipos de microgeradores eólicos quando opera em condições de vento sem muitas mudanças de direção. O microgerador é o modelo Air Silent X. Este possui operação silenciosa, um microprocessador regulador interno inteligente para controle da turbina e é projetado para uma vida útil superior a 20 anos, com garantia de 5 anos. Além disso, segundo a empresa, este modelo é livre de manutenções, tanto corretivas como preventivas. À pronta entrega, a empresa tem disponíveis modelos nas tensões 12V e 48V, capazes de produzir até 90 ampère-hora por dia (Ah/dia), quando incidentes ventos de 5,5 m/s. Isso equivale a aproximadamente 4,32 kWh/dia, acarretando na geração de 129,6 kWh ao mês com o modelo de tensão de 48V.

Sabe-se que ao escolher um microgerador, deve-se prestar atenção em três principais pontos: qual a velocidade mínima de vento para o funcionamento do microgerador eólico, qual a velocidade de vento em que o microgerador eólico alcança a potência nominal e, qual a velocidade máxima de vento na qual o microgerador desliga. No caso deste primeiro modelo, a velocidade para que o microgerador comece a gerar energia é de 3,13 m/s e o vento limite é de 49,20 m/s, o que equivale a 177 km/h. Já a potência nominal é alcançada na velocidade de 12,5 m/s. Não foi possível obter, através da Energia Pura, os valores de geração de energia mensal levando em consideração a relação da velocidade média do vento e a energia gerada.

O segundo microgerador analisado é a turbina TE-20 produzida pela Globaltek Energias Renováveis. Este modelo, diferentemente do anterior, é um aerogerador com rotor em eixo vertical e pás verticais posicionadas em paralelo. Este modelo é conhecido por ser muito silencioso, tanto que a turbina possui certificação alemã de operação de baixo ruído (33 dBA). Este microgerador possui baixa manutenção, pois não possui peças de desgaste. Possui garantia de dois anos. Seu funcionamento se dá independente da direção do vento, o que é considerado necessário em áreas com ventos turbulentos.

Quanto às velocidades envolvidas no seu funcionamento, o microgerador possui uma velocidade de corte de 1,5 m/s e começa a produzir energia a partir de ventos de 2,5 m/s. A velocidade máxima suportada pela TE-20 é de 50 m/s, ou seja, 180 km/h. A velocidade necessária para atingir a potência nominal não foi fornecida pela empresa. Este microgerador utiliza uma tensão de 48V. No Quadro 4 estão os valores de geração de energia.

Quadro 4 – Geração de energia pela TE-20

Velocidade média do vento (m/s)	Energia gerada por mês (kWh)	Velocidade média do vento (m/s)	Energia gerada por mês (kWh)
2	10 – 25	6	400 – 710
3	25 – 90	7	640 – 1100
4	85 – 220	8	960 – 1550
5	201 – 420	9	1320 – 2060

Fonte: Autores (2020).

A partir da comparação das especificações técnicas dos dois microgeradores é possível verificar que o modelo da Globaltek se encaixa melhor nas condições dos ventos da UFSM, já que a velocidade necessária para o início da geração de energia elétrica é menor. Ademais, ao comparar a energia gerada pelos dois microgeradores na mesma velocidade de vento, percebe-se que o modelo fornecido pela Globaltek possui maior capacidade de geração. Já que para gerar aproximadamente 130 kWh por mês, o Air Silent X necessita de ventos com velocidade média de 5,5 m/s, enquanto que a TE-20 necessita de ventos com velocidade média de 4 m/s.

Uma delimitação importante feita aqui nesta etapa da pesquisa foi assumir que a velocidade média dos ventos na UFSM é de 5,5 m/s, situação que não reflete a realidade. Esta delimitação foi necessária para dar prosseguimento ao trabalho. De fato, considerando os dados técnicos dos ventos, aparentemente ambos os microgeradores são tecnicamente pouco atrativos para a UFSM. Esta questão técnica será retomada na subseção de discussão dos resultados, na sequência deste texto. Então, considerando os dois microgeradores gerando energia elétrica a 5,5 m/s, são necessários 5 microgeradores Air Silent X, bem como 2 microgeradores TE-20 para atender a demanda energética da reitoria da UFSM.

Para se obter os dados acerca dos custos dos equipamentos, entrou-se em contato com as empresas que comercializam os microgeradores eólicos. No entanto, apenas uma das empresas deu o retorno esperado, sendo esta a empresa comerciante do modelo Air Silent X.

De fato, ao analisar as especificações técnicas dos microgeradores, o equipamento que melhor se adequou às condições de vento de Santa Maria foi o modelo distribuído pela Globaltek Energias Renováveis. Porém ao contatar a empresa, recebeu-se a informação de que usualmente esta organização apenas aluga seus produtos para feiras, exposições e outros eventos, sendo que para a venda deve ser estruturado um projeto detalhado. Sendo assim, devido à escassez de tempo, optou-se por estimar os custos do microgerador da Globaltek.

O Quadro 5 apresenta os dados financeiros relacionados aos microgeradores em estudo. Para realizar as estimativas foram utilizados como base de cálculo os dados relativos aos custos obtidos do microgerador Air Silent X. Para isso foram criadas três situações onde na primeira situação a Turbina TE-20 da Globaltek custaria o equivalente ao Air Silent X. Já na segunda situação a Turbina TE-20 custaria duas vezes mais que o Air Silent X. Por fim, na terceira situação a Turbina TE-20 custaria três vezes mais que o microgerador Air Silent X.

Quadro 5 – Dados financeiros sobre os microgeradores

Modelo de microgerador	Método de obtenção dos custos de compra por microgerador	Custos de compra por microgerador (R\$)	Custos de manutenção ao ano por microgerador (R\$)
Air Silent X	Valor coletado com a empresa	6.000,00	180,00
TE-20 (1x)	Valor estimado em 1x o Air Silent X	6.000,00	180,00
TE-20 (2x)	Valor estimado em 2x o Air Silent X	12.000,00	360,00
TE-20 (3x)	Valor estimado em 3x o Air Silent X	18.000,00	540,00

Fonte: Autores (2020).

No mesmo quadro, em relação aos custos de manutenção, apesar de a empresa Energia Pura afirmar que seu microgerador Air Silent X não necessita de manutenção, decidiu-se considerar o proposto por Tsaknias (2010), que afirma que o valor da manutenção equivale a cerca de 3% ao ano do valor do investimento inicial. Similarmente, foram estimados os valores dos custos de manutenção previstos para o microgerador da Globaltek.

Inicialmente foram elaborados os cenários de cálculo para posteriormente analisar a viabilidade econômica de cada microgerador considerando ventos constantes e ideais de 5,5 m/s. Além disso, foram considerados os custos obtidos com a empresa Energia Pura e a criação das três situações acerca dos custos do microgerador da Globaltek Energia Renováveis resultando, ao final, em 16 cenários gerados. Estes cenários levaram em consideração a relação entre as quatro possibilidades de investimentos iniciais nos microgeradores e as quatro bandeiras tarifárias, conforme apresentado no Quadro 6.

Quadro 6 – Apresentação dos cenários de cálculo para ventos ideais

Modelo de microgerador	Bandeira Verde	Bandeira Amarela	Bandeira Vermelha 1	Bandeira Vermelha 2
Air Silent X	Cenário 1	Cenário 5	Cenário 9	Cenário 13
TE-20 (1x)	Cenário 2	Cenário 6	Cenário 10	Cenário 14
TE-20 (2x)	Cenário 3	Cenário 7	Cenário 11	Cenário 15
TE-20 (3x)	Cenário 4	Cenário 8	Cenário 12	Cenário 16

Fonte: Autores (2020).

Foram utilizados dados de rendimentos mensais, bem como, dados sobre valores de compra e de manutenção dos microgeradores. Para calcular a receita gerada pelos equipamentos, realizou-se a multiplicação da energia gerada mensalmente pela tarifa de energia elétrica acrescida do custo tarifário da bandeira vigente no período, bem como, dos impostos incidentes.

Os custos de manutenção são corrigidos anualmente, tendo como taxa de correção a inflação média anual. A tarifa de energia também sofreu correção anual por meio do mesmo índice de inflação. Tendo esses valores definidos, foi possível realizar os cálculos de viabilidade econômica para cada um dos cenários. Os cenários serão apresentados de acordo com a bandeira tarifária para que assim, seja mais fácil a compreensão e comparação dos cenários. O horizonte de análise foi de 240 meses, de acordo com a vida útil dos microgeradores. Na Tabela 1 estão apresentados o Payback Simples, o Payback Descontado, a TIR e o VPL para os 16 cenários. Já as planilhas dos cálculos estão parcialmente apresentadas no Apêndice A, que exemplifica o modo como foram calculados todos os cenários.

Tabela 1 – Resultados relacionados aos cenários

Cenário	Payback Simples (meses)	Payback Descontado (meses)	TIR (% ao mês)	VPL (R\$)
1	79	101	1,40	36.902,28
2	33	37	3,32	60.603,83
3	66	80	1,71	42.522,05
4	100	136	1,07	24.440,27
5	78	98	1,44	38.663,47
6	32	35	3,39	62.291,64
7	65	78	1,74	44.209,86
8	99	130	1,10	26.128,08
9	75	92	1,51	42.185,85
10	31	34	3,52	65.667,26
11	63	75	1,81	47.585,48
12	93	125	1,16	29.503,70
13	75	92	1,57	45.708,23
14	31	34	3,66	69.042,87
15	63	75	1,89	50.961,09
16	93	125	1,16	29.503,70

Fonte: Autores (2020).

Conforme os valores positivos obtidos para o VPL, todos os 16 cenários são considerados economicamente viáveis. O cenário 14 se mostrou o de maior retorno econômico dentre os cenários simulados. Isso em decorrência de apresentar os maiores valores de VPL e TIR dentre os cenários. Além disso, o cenário 14 apresenta 31 e 34 meses como valores para o Payback e para o Payback Descontado, respectivamente.

Para simular os 16 cenários, assumiu-se que as velocidades dos ventos incidentes na reitoria são constantes e igual a 5,5 m/s. Adotou-se esta velocidade porque não foi disponibilizada pela empresa Energia Pura a relação entre as velocidades dos ventos e as energias geradas para cada faixa de velocidade de vento. No entanto, ao observar a Figura 1, percebe-se que há pouca incidência de ventos a 5,5 m/s em Santa Maria. Então, para contornar esta questão e tornar os cenários reais, simularam-se outros quatro cenários utilizando somente o microgerador TE-20 (1x), levando em consideração as quatro bandeiras tarifárias. Os novos cenários simulados são apresentados no Quadro 7.

Quadro 7 – Apresentação dos cenários de cálculo para ventos reais

Modelo de microgerador	Bandeira Verde	Bandeira Amarela	Bandeira Vermelha 1	Bandeira Vermelha 2
TE-20	Cenário 17	Cenário 18	Cenário 19	Cenário 20

Fonte: Autores (2020).

Para isso, foram definidas faixas de velocidades médias dos ventos e, a partir dos dados disponibilizados pelo INMET do ano de 2015, foi possível calcular a porcentagem dos ventos que incide na reitoria em cada faixa de velocidade. Com base na porcentagem dos ventos incidentes, foi possível calcular qual a incidência real de ventos na UFSM, conforme o Quadro 8. Obteve-se como resultado que em apenas 31,39% do tempo o microgerador TE-20 estaria funcionando e efetivamente gerando energia. E neste contexto, seriam necessários 21 microgeradores do modelo TE-20 para atender a demanda da reitoria da UFSM.

Quadro 8 – Faixas de velocidade dos ventos e respectiva energia elétrica gerada

Velocidade dos ventos (m/s)	Ventos incidentes (%)	Energia gerada (kWh)	Velocidade dos ventos (m/s)	Ventos incidentes (%)	Energia gerada (kWh)
2,5 – 3,4	19,30	25	6,5 – 7,4	0,66	710
3,5 – 4,4	7,50	90	7,5 – 8,4	0,33	1100
4,5 – 5,4	2,44	220	8,5 – 9,4	0,11	1550
5,5 – 6,4	1,04	420	-	-	-

Fonte: Autores (2020).

Depois, considerando-se os 21 microgeradores do modelo TE-20 necessários para atender à demanda, procedeu-se com os cálculos dos quatro novos cenários (17, 18, 19 e 20) em relação ao VPL, TIR, Payback Simples e Payback Descontado. Os valores encontrados são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 – Resultados relacionados aos cenários

Cenário	Payback Simples (em meses)	Payback Descontado (em meses)	TIR (ao mês)	VPL (ao mês)
17	-	-	-4,38%	- R\$ 105.715,29
18	-	-	-4,38%	- R\$ 105.706,80

19	-	-	-5,60%	- R\$ 100.117,86
20	-	-	%	- R\$ 96.386,24

Fonte: Autores (2020).

Nesta simulação, ao analisar os dados obtidos, percebe-se que os quatro novos cenários são inviáveis economicamente, uma vez que tanto a TIR quanto o VPL resultaram negativos. O VPL no melhor cenário (20) ficou em R\$ -97.647,47 e no pior cenário (17) ficou em R\$ -106.579,20. Isso se deve ao fato de que o retorno obtido com a instalação dos microgeradores não cobre os gastos despendidos com a aquisição e posterior manutenção dos mesmos.

Para o cálculo do LCOE, primeiramente é necessário obter o valor do fator de recuperação de capital (CRF), conforme definido na Equação 3. Para o cálculo do CRF, empregou-se a taxa média de rendimento da poupança (0,5583% a.m.) e o período de vida útil dos microgeradores definidos pelas empresas como sendo de 20 anos. Com isso foi possível obter o valor de 0,00757367 para o CRF. Este valor foi utilizado para todos os cenários, uma vez que a vida útil é igual para os dois modelos de microgeradores, bem como a taxa de juros baseada no rendimento da poupança. As variáveis utilizadas para o cálculo do LCOE juntamente com os resultados obtidos para cada caso dos microgeradores podem ser observadas na Tabela 3.

Tabela 3 – Cálculo do LCOE

Modelo de microgerador	Potência efetiva (kWh)	Custos de compra total dos microgeradores (R\$)	Custos de manutenção total dos microgeradores (R\$)	LCOE (R\$/kWh)
Air Silent X	648	30.000,00	32.215,52	0,2086
TE-20 (1x)	621	12.000,00	12.886,21	0,0871
TE-20 (2x)	621	24.000,00	25.772,41	0,1741
TE-20 (3x)	621	36.000,00	38.658,62	0,2612
TE-20	657	126.000,00	135.305,18	0,8517

Fonte: Autores (2020).

Ao observar a Tabela 3, nota-se que os valores de LCOE seguem a mesma tendência dos valores da viabilidade econômica, visto que o microgerador modelo TE-20 (1x) se apresenta mais atrativo economicamente, pois tem um custo por kWh gerado de R\$ 0,0871. Como esperado, a turbina TE-20 apresenta um valor consideravelmente mais elevado se comparado com os outros modelos, R\$ 0,8517 por kWh gerado, sendo 89,77% maior que o modelo mais atrativo.

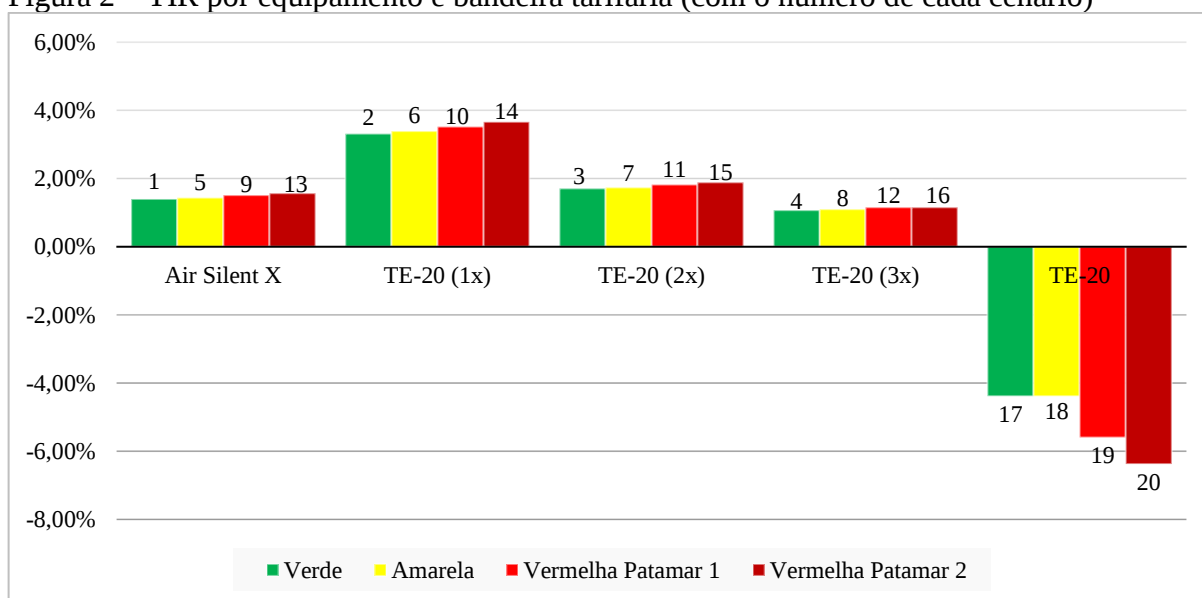
A partir da análise dos resultados previamente apresentados, pode-se afirmar que os 16 cenários simulados considerando ventos ideais são viáveis economicamente, visto que todos eles apresentaram um VPL positivo e uma TIR maior que a TMA estipulada. Já os 4 cenários simulados posteriormente, os quais levam em consideração ventos reais, se mostraram economicamente inviáveis. Para melhor ilustrar isto, foi elaborado um gráfico, apresentado na Figura 2, que retrata os valores encontrados para a TIR.

Pode-se observar que o modelo TE-20 (1x) apresenta a maior TIR se comparado ao Air Silent X. Isto se deve ao fato de que, mesmo tendo custo igual ao Air Silent X, são necessários apenas dois microgeradores do primeiro modelo para atender a demanda da reitoria, enquanto que para o segundo modelo são necessários cinco microgeradores eólicos.

Ao comparar o Air Silent X com as outras duas situações criadas para o modelo TE-20, percebe-se que apenas quando a TE-20 tiver um custo três vezes maior é mais atrativo adquirir um microgerador Air Silent X, já que neste caso o Air Silent apresenta uma TIR um pouco mais

elevada. Já no caso da TE-20 com ventos reais, comparado com os outros microgeradores, em nenhuma situação o mesmo se mostra mais atrativo.

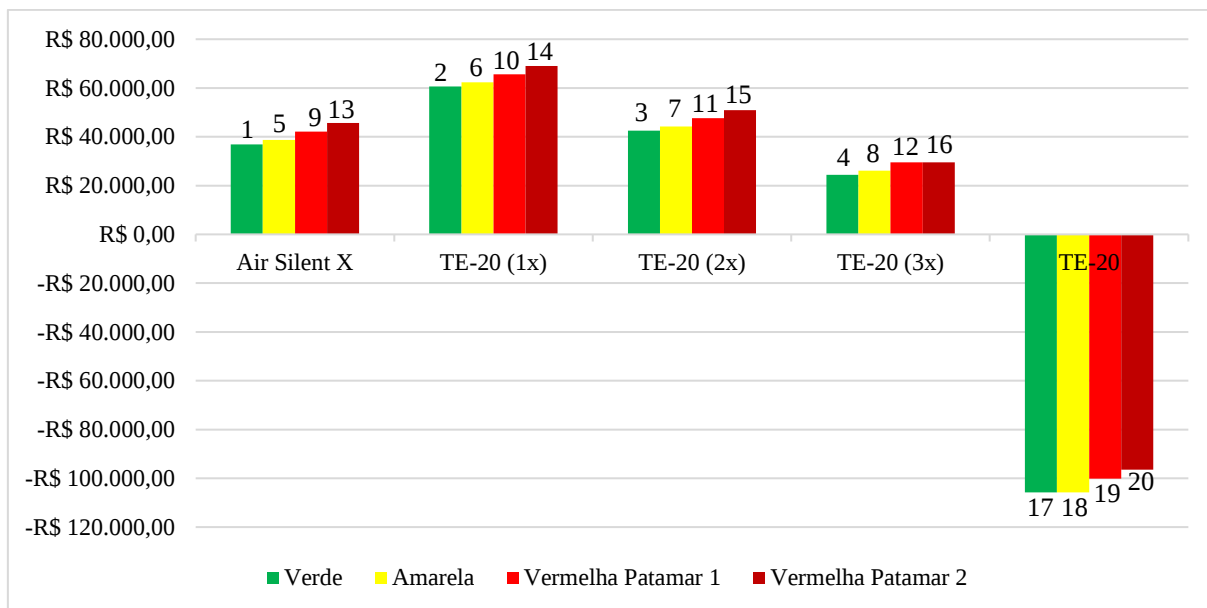
Figura 2 – TIR por equipamento e bandeira tarifária (com o número de cada cenário)



Fonte: Autores (2020).

Ademais, para ventos ideais, o gráfico apresenta um padrão de crescimento devido ao acréscimo das bandeiras tarifárias, resultado este já esperado, pois quanto maior o valor da tarifa a ser pago, mais viável o cenário. Isto porque a UFSM deixaria de pagar as tarifas para a concessionária ao gerar a energia elétrica internamente. Similarmente, com o intuito de saber se há alguma relação entre o VPL e o custo unitário por kWh gerado (LCOE), realizou-se a comparação entre os dados, conforme os resultados apresentados na Figura 3.

Figura 3 – Relação entre o VPL e o LCOE (com o número de cada cenário)



Fonte: Autores (2020).

Observando a Figura 3, nota-se a relação direta entre o VPL e as bandeiras tarifárias. Os cenários 1, 5, 9 e 13 obtiveram em média um VPL 34,61% maior que os cenários simulados da turbina TE-20 (3x) e em média 57,64% e 13,36% menores que os cenários simulados para o TE-20 (1x) e o TE-20 (2x), respectivamente. Por outro lado, é possível observar que a relação entre o VPL e o LCOE é inversamente proporcional, pois a medida que o VPL aumenta o LCOE decresce.

Conclusão

O presente trabalho teve como objetivo principal realizar um estudo de viabilidade econômica envolvendo a utilização de microgeradores eólicos para a geração de energia elétrica na reitoria da Universidade Federal de Santa Maria. Para tal, foram utilizados os métodos de análise econômica VPL, TIR, Payback Simples e Payback Descontado, além da métrica do custo de geração de energia elétrica (LCOE). Foram simulados e avaliados dezesseis cenários considerando ventos ideais e quatro cenários, considerando ventos reais. Estes cenários são baseados no custo de aquisição dos microgeradores eólicos escolhidos e as quatro bandeiras tarifárias. Tendo como base o consumo energético do edifício da reitoria, foram dimensionados os sistemas de microgeradores. Como resultado obteve-se que são necessários 5 microgeradores Air Silent X ou 2 microgeradores TE-20 para atender a demanda proposta, contudo considerando uma velocidade de vento ideal e constante de 5,5 metros por segundo.

A partir da análise dos resultados obtidos nas simulações dos cenários com ventos ideais, concluiu-se que os cenários 2, 6, 10 e 14 possuem maior eficiência econômica em comparação aos cenários simulados do Air Silent X. Os cenários 4, 8, 12 e 16 são os que apresentam menor atratividade de investimento, visto que entre todos os cenários simulados são os que apresentam o menor VPL, fato esse explicado pela necessidade de maior investimento inicial para a aquisição dos microgeradores e, também, explicado pelo alto custo de manutenção requerido pelos equipamentos. Também é possível comprovar que quanto maior o custo do kWh da concessionária de energia elétrica, melhor será para o cliente. Isto se corrobora ao observar o VPL nos cenários simulados, sendo que quanto maior a tarifa cobrada, maior o retorno econômico do investimento.

Cabe ressaltar que as simulações dos cenários ocorreram considerando-se velocidades ideais de ventos. No entanto, de modo a tornar as análises mais reais, foram realizadas quatro novas simulações, baseando-se nos dados dos ventos dentro da UFSM. Essas novas simulações, apesar de serem tecnicamente viáveis, se mostraram inviáveis economicamente, sendo que os quatro novos cenários construídos possuem TIR e VPL negativos. No entanto, como o estudo técnico da instalação de microgeradores não é o foco desta pesquisa, o cenário da aplicação deste estudo foi mantido. Isto é, talvez o ideal tivesse sido encontrar um cenário que não fosse a UFSM para aplicar esta pesquisa, um cenário onde os ventos tivessem de fato uma velocidade média de 5,5 metros por segundo ao longo do ano. Mas em última análise, este trabalho colabora ao mostrar que há viabilidade econômica de investimento em microgeradores eólicos desde que se tenha a disponibilidade de ventos dentro das faixas ideais de operação dos equipamentos. E por último, pode-se concluir que não há viabilidade econômica em investir em microgeradores eólicos para a geração de energia elétrica para a reitoria da UFSM.

De todo modo, o objetivo inicialmente proposto por este trabalho foi cumprido, mostrando que utilizar microgeradores eólicos para gerar energia elétrica para a reitoria da Universidade Federal de Santa Maria é economicamente inviável. Por último, vale ressaltar que as limitações encontradas por esta pesquisa, como a dificuldade na obtenção de dados acerca da capacidade de geração de energia elétrica dos microgeradores, podem ser vistas como oportunidades para futuros estudos. Isto porque que cada vez mais são utilizadas fontes de energias renováveis para geração de energia elétrica.

REFERÊNCIAS

- ALBADI, M. H.; EL-SAADANY, E. F. **Wind power in Ontario: an economical valuation**. In: IEEE Canada Electrical Power Conference, 2007. Disponível em: < <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/4520382/>>. Acesso em: 7 abr. 2018.
- ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA . **Grupo A**. Brasília, 2018. Disponível em: < http://www.aneel.gov.br/home?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fhome%3Fp_auth%3DfeIqMFUE%26p_p_id%3D3%26p_p_lifecycle%3D1%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_state_rcv%3D1&_101_assetEntryId=15049523&_101_type=content&_101_groupId=656835&_101_urlTitle=grupo-a&inheritRedirect=true>. Acesso em: 09 out. 2018.
- BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Calculadora do Cidadão**. 2018. Disponível em: <<https://www3.bcb.gov.br/CALCIDADAO/publico/exibirFormCorrecaoValores.do?method=exibirFormCorrecaoValores>>. Acesso em: 23 abr. 2018.
- BLACKLER, T.; IQBAL, M. T. Pre-feasibility study of wind power generation in Holyrood, Newfoundland. **Renewable Energy**, v. 31, p. 489-502, 2005.
- CASAROTTO FILHO, N.; KOPITTKE, B. H. **Análise de investimentos**. 9. ed. São Paulo: Atlas, 2000.
- CEARÁ. **Atração de investimentos no estado do Ceará**: mapa territorial de parques eólicos. Fortaleza: CEDE/ADECE, 2001, 74p.
- EHRlich, P. J; MORAES, E. A. **Engenharia econômica**: avaliação e seleção de projetos de investimentos. 6. ed. São Paulo: Atlas, 2013.
- GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Global Wind Report 2017**. Bruxelas, 2017. Disponível em: < <http://gwec.net/cost-competitiveness-puts-wind-in-front/>> . Acesso em: 19 maio 2018.
- GRANT, E.L.; IRESON, W.G. **Principles of Engineering Economy**. 5th ed. New York: Ronald Press Company, 1970.
- HARSH, S. B.; HAMILTON, L.; WITTENBERG, E. Small wind on the farm: a capital budgeting case study. **Agricultural Finance Review**, v. 70, n. 2, p.201-213, 2010.
- HIRSCHFELD, H. **Engenharia Econômica e Análise de Custos**. 6. ed. São Paulo: Atlas, 1998.
- JABBER, S. Environmental Impacts of Wind Energy. **Journal of Clean Energy Technologies**, v. 1, n. 3, p. 251 – 254, 2013.
- KALDELLIS, J. K.; GAVRAS, T. J. The economic viability of comercial wind plants in Greece: a complete sensivity analysis. **Energy Policy**, v. 28, p. 509-517, 2000.

INSTITUTO IDEAL. **Como faço para ter energia eólica em minha casa - Guia de microgeradores eólicos**. 2014. Disponível em < <http://institutoideal.org/guiaeeolica/>>. Acesso em: 29 set. 2018.

LEVITT, A. C. et al. Pricing offshore wind power. **Energy Policy**, v. 39, n. 10, p. 6408-6421, 2011.

MARTINS, F.R.; GUARNIERI, R.A.; PEREIRA, E.B. O aproveitamento da energia eólica. **Rev. Bras. Ensino Fís.**, São Paulo, v. 30, n. 1, p. 1304.1-1304.13, 2008.

MELO, M. S. M. **Energia eólica: aspectos técnicos e econômicos**. 157 p. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 2012.

MITSCHER, M.; RÜTHER, R. Economic performance and policies for grid-connected residential solar photovoltaic systems in Brazil. **Energy Policy**, v. 49, p. 688 – 694, 2012.

NEWNAN, D.; LAVELLE, J. **Fundamentos de Engenharia Econômica**. 1 ed. Rio de Janeiro: JC, 2000.

PAWEL, I. The Cost of Storage – How to Calculate the Levelized Cost of Stored Energy (LCOE) and Applications to Renewable Energy Generation. **Energy Procedia**, v. 46, p. 68-77, 2014.

RAMPINELLI, G. A.; ROSA JÚNIOR, C. G. Análise da geração eólica na matriz brasileira de energia elétrica. **Revista Ciências Exatas e Naturais**, v. 14, n. 2, p. 273-302, 2012.

REBELATTO, D. A. N. **Projeto de Investimento**. 1. ed. São Paulo: Editora Manole, 2004.

ROSS, S. et al. **Corporate Finance**. 10. ed. New York: The McGraw-Hill, 2015.

SAIDUR, R.; RAHIM, N. A.; ISLAM, M. R.; SOLANGI, K. H. Environmental impact of wind energy. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, p. 2423–2430, 2011.

SANTOS, M. J. et al. Scenarios for the future Brazilian power sector based on a multicriteria assessment. **Journal of Cleaner Production**, v. 167, p. 938-950, 2017.

SCHMIDT, J. et al. An optimal mix of Schmidt PV, wind and hydro power for a low-carbon electricity supply in Brazil. **Renewable Energy**, v. 85, p. 137-147, 2016.

TSAKNIAS, D. **Cost benefit analysis of the installation of a wind turbine on a naval ship**. 134 p. Dissertação (Doutorado em Engenharia Mecânica). Naval Postgraduate School, California, 2010.

UECKERDT, F. et al. System LCOE: What are the costs of variable renewables?. **Energy**, v. 63, p. 61-75, 2013.