

Sistema fotovoltaico aplicado a uma indústria de médio porte no Brasil: análise econômica

Rodrigo Kaufmann Martinuzzi (UFSM) rodrigokmartinuzzi@gmail.com, Cristiano Roos (UFSM)
cristiano.roos@ufsm.br

Resumo: O planejamento acerca da composição da matriz energética elétrica nacional, determinado pelas crescentes demanda de energia e preocupação ambiental da população, deve ser baseado em um melhor aproveitamento de fontes renováveis, como a solar fotovoltaica. Sua possível integração ao meio urbano e aproveitamento durante todo ano na maior parte do Brasil fazem dessa uma atrativa opção de investimento. Nesse âmbito, este trabalho objetiva analisar economicamente a instalação de painéis fotovoltaicos conectados à rede em uma indústria de médio porte em Porto Alegre. Informações e dados foram mensurados em campo para o seu desenvolvimento, o que configura a natureza aplicada da pesquisa, que tem como procedimento técnico a modelagem e simulação. Dois sistemas fotovoltaicos foram dimensionados tecnicamente, um de 23,76 kWp e outro de 39,6 kWp. Esses combinados com as variações da Taxa Mínima de Atratividade do investidor e da bandeira tarifária vigente, configuraram um total de 24 cenários modelados. Para a análise da viabilidade econômica foram utilizados os métodos de Engenharia Econômica do VPL, TIR, PBS e PBD, além do cálculo do LCOE. Como principal resultado, o cenário com maior grau de atratividade econômica, correspondente ao sistema de 39,6 kWp, apresenta VPL de R\$ 334.502,27, TIR de 2,79% ao mês, PBS de 40 meses, PBD de 50 meses e LCOE de 0,1374 R\$/kWh. Assim, pôde-se concluir que há viabilidade econômica dos projetos de geração de energia elétrica propostos. Isso porque em 16 cenários a TIR superou a TMA considerada para a indústria de médio porte utilizada como caso neste trabalho.

Palavras chave: Engenharia Econômica, Sistema fotovoltaico, Análise de investimento.

Photovoltaic system applied in a medium-sized industry in Brazil: economic analysis

Abstract: The planning about the composition of the national electric energy matrix, determined by the growing demand and population environmental concern, must be based in a best use of renewable sources, as the photovoltaic solar. Its possible integration in urban areas and use throughout the year in most part of Brazil's territory makes it an attractive alternative of investment. In this context, this work aims to analyze economically the installation of grid-connected photovoltaic panels in a medium-sized industry in Porto Alegre. Information and data were measured in field for its development, what configures the applied nature of the research, which has modeling and simulation as technical procedure. Two photovoltaic systems were technically dimensioned, one of 23.76 kWp and another of 39.6 kWp. Both combined with the variation of the Minimum Acceptable Rate of Return of the investor and the tariff flag in use, configured the 24 scenarios modeled. For the economic viability were used the Economic Engineering methods such as NPV, IRR, Simple Payback and Discounted Payback, in addition to the LCOE calculation. As main result, the scenario with the highest economic attractiveness, corresponding to the 39.6 kWp system, obtained NPV of R\$ 334,502.27, monthly IRR of 2.79%, Simple Payback of 40 months, Discounted Payback of 50 months and LCOE of 0.1374 R\$/kWh. Thus, it was possible to conclude that there is economic viability of the projects proposed. This is because in 16 scenarios the IRR exceeded the MARR considered for the medium-sized industry used as a case in this work.

Key-words: Economic Engineering, Photovoltaic system, Investment analysis.

1. Introdução

A utilização de recursos energéticos renováveis toma tendências crescentes no mundo atual, fato que se deve não só à preocupação ambiental, como também ao aumento da demanda energética em consequência da recuperação econômica de países em desenvolvimento (PEREIRA, 2007). No Brasil não é diferente e, logo, presume-se um incremento da necessidade de produção de energia elétrica, situação que evidencia questões de organização para a manutenção do seu fornecimento e, conseqüentemente, de ampliação e diversificação da matriz energética nacional. Para que tais diversificações indiquem uma perspectiva de maior solidez e confiabilidade econômica, as decisões acerca desse tema, segundo a Empresa de Pesquisa Energética (2016), devem ser tomadas com bastante antecipação, o que aumenta o desafio do planejamento energético.

De fato há uma expressiva parcela da produção de energia elétrica nacional que depende da fonte hídrica, discutível quanto à sua sustentabilidade que, segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (2019), corresponde a 60,85% da produção total. Uma promissora alternativa é a fonte solar fotovoltaica, devido à sua capacidade de gerar eletricidade de forma elegante e amplamente integrada ao meio urbano (DAVI, 2016). Tal característica somada ao grande potencial do Brasil para o seu aproveitamento durante todo o ano, segundo Pereira (2007) por ser localizado em sua maior parte na região intertropical, faz dessa uma atrativa aplicação para empresas e outros investidores em geral.

Para buscar um aumento no uso dos sistemas fotovoltaicos, baseado na difusão do tema e estímulo do mercado, é notável a necessidade de um maior número de estudos aplicados sobre o assunto. Nesse horizonte, considera-se como fator importante o meio acadêmico, devido à introdução deste tema no cenário nacional ser sido constituído em projetos pilotos e, que foram desenvolvidos nas últimas décadas principalmente em universidades e centros de pesquisa (FERREIRA, 2018).

Justifica-se o presente trabalho pela oportunidade de dispor um caso adicional para contribuir com o desenvolvimento prático dessa área e, por consequência, ajudar a popularizar tal modelo de geração. Espera-se especialmente fornecer utilidade futura para pequenas instalações, como em indústrias que desejam avaliar tal alternativa de geração de energia elétrica. Assim, o objetivo do presente trabalho é analisar economicamente a instalação de painéis fotovoltaicos conectados à rede em uma indústria de médio porte na cidade de Porto Alegre.

2. Referencial teórico

2.1. Cenário brasileiro para a geração fotovoltaica

No Brasil está em crescimento o uso da geração fotovoltaica que, segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (2019), representa apenas 1,21% da produção total do Sistema Interligado Nacional. Uma maior viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos é esperada ao assumir-se a manutenção tarifária ao longo do tempo e o menor custo nivelado dos produtos, que considera parâmetros de investimento inicial, custos de operação, de manutenção e de fatores de capacidade de produção (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2016). Apesar do destacável potencial à geração de energia solar fotovoltaica, até mesmo superior ao de países que já utilizam largamente essa fonte, o Brasil ainda carece de incentivos para viabilizar projetos nesse sentido (NASCIMENTO, 2017). Relacionado a essa carência, segundo Silva

(2015), o custo inicial para implementação desse sistema representa um obstáculo, principalmente para pequenas instalações. Cabendo ressaltar, segundo o mesmo autor, a disposição nacional por outras energias limpas e economicamente mais atrativas que a fonte solar, o que atrasa a implantação de políticas como as encontradas em outros países. Contudo, políticas públicas vêm sendo criadas para incentivar o crescimento dessa tecnologia.

O Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD) possibilita, com criação e extensão de linhas de crédito e projetos de financiamento, a instalação de sistemas de geração distribuída (VALE et al., 2017). É interesse desse programa o estímulo à geração de energia pelos próprios consumidores, com a exploração de fontes renováveis e em especial a solar (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2015). Como já citado, o investimento inicial desses projetos representa um grande empecilho e, frente a isso, o ProGD incentiva também os fabricantes por meio da capacitação profissional e equipamentos para a geração distribuída (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2015). No caso de produtos importados para a geração fotovoltaica, reduz-se a alíquota de 14% para 2% dos impostos, estendendo-se ao campo fiscal, no qual também limita a tributação do ICMS e PIS/COFINS à energia consumida, já descontada a parcela abatida pelo consumidor (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2015). A dependência do mercado nacional em equipamentos importados agrava o já elevado custo de instalação dos sistemas fotovoltaicos, não só pelos importos, mas também pela desvalorização da moeda nacional.

2.2. Estudos aplicados sobre geração fotovoltaica

A ampla faixa de potência obtida para sistemas fotovoltaicos, possível por sua característica modular de construção, permite uma vasta gama de aplicações (BRAGA, 2008). Por isso, é importante definir os parâmetros necessários para dimensionar e analisar a viabilidade técnica e econômica desse tipo de projeto, pois mesmo considerado um modelo de custo elevado para a produção de energia elétrica, em alguns casos representa o mais indicado para tal finalidade. Paralelo a isso, segundo Braga (2008), as empresas e a sociedade civil como um todo tendem a adotar políticas e posturas ambientais de maior responsabilidade e sustentabilidade. Nesse contexto, é interessante que sejam investigadas as metodologias utilizadas para verificar a viabilidade econômica desses sistemas em outros trabalhos.

Ngan e Tan (2011) analisaram economicamente a viabilidade de sistemas híbridos fotovoltaicos aplicados em uma cidade do sul da Malásia, com a utilização do software de simulação Hybrid Optimization Model for Electric Renewables (HOMER). Nesse caso, os dados de entrada consistiram na taxa de juros anual, custos iniciais de instalação e tempo de vida do projeto, além de incluir o custo nivelado da energia para melhores resultados. Li, Boyle e Reynolds (2011), em um trabalho semelhante, no qual foram analisados sistemas puramente fotovoltaicos destinados à residências na Irlanda, definiram a metodologia em três etapas: determinar a geração de carga elétrica doméstica por hora, calcular a potência de um sistema fotovoltaico doméstico e, determinar o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o Payback Descontado (PBD).

VPL e TIR também foram calculados para verificar a viabilidade econômica no estudo de expansão de sistemas fotovoltaicos na americana University of New Hampshire, por Lee et al. (2016). Já Mondal e Islam (2010), determinaram os valores de TIR, VPL, Levelized Cost of Energy (LCOE) e Payback Simples (PBS) em Bangladesh, através dos custos de investimento, operação e manutenção, ciclo de vida dos painéis e dos inversores, bem como da oferta de preço do governo pela energia elétrica. Também para sistemas conectados à rede, porém no

norte da Nigéria, Adaramola (2014) constatou, pelos métodos de LCOE e VPL, a possibilidade de tornar viável esse modelo de geração, pois depende do elevado custo inicial que deve ser compensado por políticas governamentais de incentivo. Vistos esses estudos aplicados, verificaram-se (para o presente trabalho) quais são os parâmetros fundamentais para analisar economicamente a instalação de sistemas fotovoltaicos.

2.3. Engenharia Econômica

Engenharia Econômica consiste, segundo Quiza (2011), no estudo que objetiva a avaliação financeira acerca de um investimento através de métricas quantitativas que determinam uma escolha. Segundo Nakano (1967), as funções da Engenharia Econômica podem ser resumidas como o estudo da rentabilidade comparada de alternativas, com a avaliação quantitativa de opções em termos de rentabilidade e custo econômico. A base para os métodos avaliados é a matemática financeira que, por sua vez, retrata as relações de equivalência de capital, com o foco no binômio tempo e dinheiro (AVILA, 2013). Serão apresentadas então e agora as técnicas a serem utilizadas no presente trabalho.

A Taxa Mínima de Atratividade (TMA) é definida como a menor rentabilidade requerida para a remuneração de um projeto (AVILA, 2013). Para um projeto ser considerado viável economicamente, a sua taxa de rendimento deve alcançar ou exceder a TMA (BLANK; TARQUIN, 2008). A transferência de todas as variações esperadas de fluxo de caixa, a uma taxa igual à TMA, para o tempo presente consiste no VPL (TORRES, 2004). Para a verificação desse método, segundo Torres (2004), é de interesse do investidor que o resultado obtido seja positivo ou, no mínimo, nulo, sendo que quanto maior o valor mais interessante economicamente torna-se o projeto. Para determinar a remuneração do capital investido em termos percentuais, utiliza-se a Taxa Interna de Retorno (TIR), que representa a porcentagem exata de rendimento do projeto ao período (TORRES, 2004). Propõe-se que seja calculada a taxa que zere o valor presente encontrado para o fluxo de caixa, sendo considerados projetos rentáveis aqueles com a TIR excedente à TMA (ARDIVEL, 2015).

O tempo necessário para se obter o retorno do investimento de um projeto também pode ser empregado como critério para a análise econômica. Nesse caso, tem-se o *Payback* Simples (PBS), definido como a análise do período de tempo necessário para a proposta de projeto alcançar o equilíbrio, ou seja, gerar lucros suficientes para zerar o valor investido (QUIZA, 2011). A principal ponderação acerca desse método é, segundo Assaf Neto e Lima (2009), a desconsideração do efeito do tempo sobre o capital, o que distorce o resultado calculado para uma previsão aproximada. Isso se justifica pelo tempo devido para recuperar o investimento representar um grau de imobilização do capital, que quanto maior for, maior o risco associado ao projeto (AVILA, 2013). Já no *Payback* Descontado (PBD) considera-se o valor do dinheiro no tempo, adequando-se o fluxo de caixa futuro conforme o custo do capital (PRATES, 2016).

Para comparar diferentes tecnologias de geração de energia elétrica tem-se o Custo Nivelado da Eletricidade (Levelized Cost of Energy - LCOE), que reflete o custo por megawatt-hora (MW/h) gerado, considerado o investimento de construção e operação durante a vida financeira e ciclo de trabalho assumido (U. S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2018). O LCOE também pode assumir o custo mínimo pelo qual a eletricidade deve ser vendida para que se atinja o ponto de equilíbrio durante a vida útil do projeto (LAI; CCULLOCH, 2016). Esse método, baseado no que apresenta Ueckerdt et al. (2013), auxilia na integração de fontes renováveis de geração de energia.

3. Procedimentos metodológicos

Igualmente importante à descrição dos procedimentos metodológicos de uma pesquisa é a sua própria classificação, possível a partir da determinação de critérios. Seguindo as definições de Prodanov e Freitas (2013), essa pesquisa pode ser classificada quanto: à natureza: aplicada, pois objetiva proporcionar conhecimento para uma aplicação prática dirigida à solução de um problema específico; aos objetivos: descritiva, pois visa descrever as características de um fenômeno e estabelecer relações entre suas variáveis; à forma de abordagem do problema: quantitativa, pois traduz as informações em números para analisá-las; e, adotando Miguel (2012), quanto aos procedimentos técnicos: modelagem e simulação, pois envolve o uso de técnicas matemáticas e computacionais para descrever e simular o funcionamento de um sistema.

A partir da abordagem de outros trabalhos com problemas semelhantes, definiram-se os seguintes parâmetros para realizar os cálculos da viabilidade econômica da presente pesquisa: custos de aquisição do sistema fotovoltaico, custos de manutenção e operação, depreciação dos equipamentos, taxa mínima de atratividade, correção monetária e custos da energia elétrica. Os custos de aquisição dos módulos fotovoltaicos, bem como do restante dos equipamentos necessários para a montagem do sistema, foram obtidos a partir de orçamentos feitos em uma empresa do setor na cidade de Santa Maria, Rio Grande do Sul. Com essa consulta, também determinaram-se as vidas úteis dos equipamentos e quais os custos gerados pelas suas manutenções e operações. Com base na vida útil de cada um, calcularam-se as depreciações dos mesmos a partir do método linear, o qual atribui uma taxa igual de depreciação para todos os períodos (DICIONÁRIO FINANCEIRO, 2018).

A TMA foi informada pela empresa cenário deste estudo, conforme uma taxa genérica definida para qualquer investimento realizado pela mesma. Para determinar a inflação empregada, analisaram-se as taxas médias anuais dos últimos 10 anos, a partir de dados da Calculadora do Cidadão (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2018), com o valor corrigido pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), calculado pelo IBGE. O custo tarifário da geração de energia elétrica foi obtido através das faturas de energia elétrica cedidas pela empresa cenário deste estudo. Tais documentos também foram importantes para quantificar o potencial necessário de geração dos sistemas propostos.

Com o intuito de desenvolver uma análise mais ampla, ou seja, na qual se considera mais de uma opção de investimento, diferentes condições foram utilizadas para modelar o total de 24 cenários. Para isso, realizou-se a combinação entre sistemas de dois diferentes potenciais de geração de energia elétrica, três variações de TMA e a relação das quatro bandeiras tarifárias. Determinadas as informações necessárias, iniciaram-se as aplicações dos métodos de Engenharia Econômica para análise da viabilidade dos investimentos. Utilizaram-se então os seguintes métodos: VPL, TIR, *Payback* Simples, *Payback* Descontado, e sequentemente relacionados com o método do LCOE, com o auxílio do software Microsoft Excel. Por fim, os dados foram organizados e discutidos com a relação a seus resultados práticos.

4. Resultados

4.1. Coleta de dados e cenários

Para determinar o consumo de energia elétrica no prédio da empresa analisaram-se as tarifas de energia elétrica que, posteriormente, também serviram para dimensionar os modelos de sistemas fotovoltaicos comerciais adequados. Os dados foram obtidos nos documentos da

Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE), nos quais estão especificados os consumos mensais da empresa. No período analisado, entre agosto de 2017 e julho de 2018, registrou-se como mínimo o consumo diário de 81,25 quilowatt-hora (kWh), em agosto de 2017, e como máximo, em fevereiro de 2018, o consumo diário de 134,57 kWh. Para o período total investigado, calculou-se o consumo médio diário de 109,12 kWh, dado que foi a base para o dimensionamento técnico do sistema.

O processo de dimensionamento das propostas ocorreu em parceria com uma empresa, situada na cidade de Santa Maria, que realiza a instalação dos sistemas. Observou-se uma grande variação no consumo da empresa, que indica uma média de aproximadamente 2.326 kWh/mês. O primeiro projeto propõe-se fornecer a demanda mínima, apresentada principalmente nos meses de inverno, que consiste em aproximadamente 75% da média mensal ao longo do ano. Enquanto o segundo projeto visa atender aproximadamente 125% da demanda média mensal, já que garante essa geração quando, nos meses de verão, esse valor é praticamente alcançado, além de considerar possíveis ampliações na instalação da empresa. Ambos sistemas, junto a seus detalhes técnicos, estão apresentados na Tabela 1.

Projetos	Número de painéis (unidades)	Potência nominal (kWp)	Média de geração mensal (kWh)	Custos dos equipamentos (R\$)
Proposta 1	72	23,76	2.592	92.664,00
Proposta 2	120	12,3	4.320	124.640,00

Fonte: autor (2019)

Tabela 1 – Projetos dos sistemas fotovoltaicos propostos

Na montagem dos sistemas indica-se a utilização de um inversor de 25 kW para o de menor capacidade e um de 30 kW para o de maior. Também devem-se utilizar 4 módulos de Dispositivos de Proteção contra Surtos (DPS) em ambos os sistemas. Com essas informações, pôde-se estimar os custos de manutenção apresentados por cada um deles, já que esse representa um importante parâmetro para conservação da eficiência dos sistemas fotovoltaicos. As manutenções necessárias relacionadas aos sistemas são a limpeza das placas, de custo proporcional à quantidade de placas instaladas, bem como, a troca dos módulos DPS e dos inversores.

Os módulos DPS possuem custo unitário aproximado de R\$ 200,00 e são trocados sempre que descargas elétricas e sobretensões atingem a rede elétrica, neutralizadas por tais dispositivos. A frequência de troca, que depende da média de surtos atmosféricos e anormalidades da rede, foi estimada a cada 5 anos pela empresa consultada, conforme dados históricos da prestação desse serviço. O custo dos inversores é, segundo a mesma empresa, de R\$ 24.500,00 para o de 25 kW e de R\$ 28.000,00 para o de 30 kW. Esse dispositivo, utilizado para modificar a corrente contínua para alternada, deve ser trocado a cada período de 10 anos de utilização. A relação de custos e frequências relacionada à manutenção está exposta na Tabela 2.

Assim como o consumo, os valores cobrados pela energia elétrica foram obtidos através das faturas emitidas pela CEEE e fornecidas pela companhia, nas quais já estão inclusos os tributos. Para o valor final utilizado nos cálculos, então, somou-se apenas o valor relacionado à bandeira tarifária, acréscimo referente à condição de geração de eletricidade no período. Esse sistema está em vigor desde o ano de 2015 e é representado por três cores de bandeiras:

verde, amarela e vermelha, composta pelos patamares 1 e 2, que indicam se há ou não esse incremento no valor da energia (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015). Para a bandeira verde, que retrata as condições mais favoráveis para a sua geração, não há o acréscimo. Para a bandeira amarela, o acréscimo é de R\$ 0,01 por kWh. Para a bandeira vermelha, que representa as condições mais custosas de geração de energia, se tem os acréscimos de R\$ 0,03 para o patamar 1, e de R\$ 0,05 para o patamar 2, por kWh.

Manutenção	Frequência (anos)	Custo unitário por manutenção (R\$)	
		Proposta 1	Proposta 2
Limpeza das placas	0,5	1.400,00	2.333,33
Troca do DPS	5	800,00	800,00
Troca do inversor	10	24.500,00	28.000,00

Fonte: autor (2019)

Tabela 2 – Parâmetros de manutenção dos sistemas fotovoltaicos

Para o período inicial utilizou-se então como base o valor de R\$ 0,770051 R\$/kWh, conforme valor obtido no último mês analisado e que, para os períodos futuros, foi corrigido com o índice da inflação média anual correspondente. Esse índice foi de 6,0529% ao ano, calculado conforme a equação da Taxa de Juros Equivalente. Já a TMA, informada pela empresa a um valor genérico para qualquer investimento, foi de 2,0% ao mês. Para ampliar as situações analisadas, então, decidiu-se contemplar adicionalmente a TMA de 1,0% ao mês e de 3,0% ao mês. Com a definição de todos os critérios que compõe os cenários, foi possível modelá-los conforme os parâmetros de cada um, conforme apresentados na Tabela 3.

	Proposta 1 (23,76 kWp)			Proposta 2 (39,6 kWp)		
	1	5	9	13	17	21
Bandeira verde	1	5	9	13	17	21
Bandeira amarela	2	6	10	14	18	22
Bandeira vermelha I	3	7	11	15	19	23
Bandeira vermelha II	4	8	12	16	20	24
TMA (ao mês)	1,00%	2,00%	3,00%	1,00%	2,00%	3,00%

Fonte: autor (2019)

Tabela 3 – Cenários modelados e seus parâmetros

4.2. Viabilidade econômica dos cenários

Com a combinação dos dados apresentados na subseção anterior, divididos conforme os cenários e organizados na forma de fluxos de caixa, tornou-se possível a aplicação dos devidos métodos de Engenharia Econômica. Para a apresentação no presente trabalho, foram suprimidos os resultados derivados dos cenários compostos pelas bandeiras amarela e vermelha patamar 1, pois indicam valores naturalmente intermediários aos das bandeiras verde e vermelha patamar 2. Os resultados estão divididos e ordenados conforme as bandeiras vigentes, pois assim reduz-se a quantidade de dados em cada tabela, de forma a facilitar a visualização e permitir a comparação entre produtos da mesma realidade tarifária.

Para os cálculos do VPL, da TIR e do LCOE foram considerados um período de 300 meses, definido pela empresa consultada como o tempo de vida útil dos sistemas fotovoltaicos. Assim, os resultados de VPL, TIR, PBS e PBD atrelados aos cenários 1, 5, 9, 13, 17 e 21 estão

apresentados na Tabela 4, com a bandeira verde como fator dos cálculo. Essa bandeira configura a situação menos favorável para a instalação de sistemas fotovoltaicos, pois considera o menor preço possível a ser pago à concessionária na tarifa de energia elétrica.

Projetos	TMA (ao mês)	Cenário	VPL (R\$)	TIR (ao mês)	PBS (meses)	PBD (meses)
23,76 kWp	1,0%	1	173.104,27	2,36%	47	63
	2,0%	5	20.838,96	2,36%	47	107
	3,0%	9	-23.256,04	2,36%	47	VPL < 0
39,6 kWp	1,0%	13	313.993,82	2,65%	43	53
	2,0%	17	56.067,68	2,65%	43	80
	3,0%	21	-18.470,66	2,65%	43	VPL < 0

Fonte: autor (2019)

Tabela 4 – Resultados com relação à bandeira verde

Conforme observado na Tabela 4, a partir dos resultados positivos de VPL, os cenários 1, 5, 13 e 17 são considerados viáveis economicamente e apenas os cenários 9 e 21 não viáveis. Isso se confirma no cálculo do PBD, no qual as alternativas não viáveis não apresentam um período de retorno dentro dos 300 meses de análise. Enquanto os cenários viáveis apontam para diferentes períodos, que variam entre prazos razoáveis, como de 53 meses (4 anos e 5 meses) no cenário 13, até mais longos, de 107 meses (8 anos e 11 meses), no cenário 5. Pode-se perceber que para um estudo mais raso, no qual o PBS pode ser considerado suficiente, todos os projetos mostram-se viáveis, o que demonstra a importância de traduzir os valores do fluxo de caixa para o presente a partir da TMA da empresa. A TMA, aliás, também mostrou-se fator determinante que, quando utilizado o seu maior valor, de 3,0% ao mês, atuou de forma negativa para a viabilidade econômica dos projetos.

Na Tabela 5 são apresentados os resultados da aplicação dos métodos VPL, TIR, PBS e PBD para os cenários 4, 8, 12, 16, 20 e 24, com o acréscimo tarifário, referente à bandeira vermelha patamar 2, de R\$ 0,05 por kWh consumido. Como pode-se prever para esse caso, os valores relacionados aos métodos se mostram mais favoráveis em relação à viabilidade econômica dos projetos de investimento, condizente ao maior acréscimo considerado na tarifa energética. Mesmo que constituam os cenários mais vantajosos, seus resultados são de importante análise devido à realidade das tarifas pagas pela empresa, na qual em 7 das 12 faturas concedidas apresentam o custo adicional relacionado à bandeira vermelha 2.

Projetos	TMA (ao mês)	Cenário	VPL (R\$)	TIR (ao mês)	PBS (meses)	PBD (meses)
23,76 kWp	1,0%	4	185.409,35	2,47%	45	58
	2,0%	8	27.301,92	2,47%	45	93
	3,0%	12	- 18.936,65	2,47%	45	VPL < 0
39,6 kWp	1,0%	16	334.502,27	2,79%	40	50
	2,0%	20	66.839,28	2,79%	40	71
	3,0%	24	- 11.271,68	2,79%	40	VPL < 0

Fonte: autor (2019)

Tabela 5 – Resultados com relação à bandeira vermelha patamar 2

O resultado do VPL de R\$ 334.502,27 para o cenário 16 foi o maior valor encontrado para esse indicador dentre todos os cenários analisados, incluindo as bandeiras tarifárias intermediárias. A partir da inviabilidade apenas dos cenários 12 e 24, que consideram TMA em 3,0% ao mês, destaca-se a relevância desse parâmetro para a análise. Para os cenários viáveis, os valores obtidos de PBD representam curtos períodos de retorno, principalmente para os que configuram o projeto de maior capacidade de geração, que variam entre 50 meses (4 anos e 2 meses), no cenário 16, e 71 meses (5 anos e 11 meses), no cenário 20. Para os de menor geração, o prazo máximo de PBD é de 93 meses (7 anos e 9 meses), calculados conforme a TIR considerada pela empresa de 2,0% ao mês.

4.3. Método LCOE

O LCOE tem seus resultados obtidos em moeda corrente, no caso o real, em função da unidade de quilowatt-hora. Para obter o valor que será dividido pela produção total multiplica-se o custo de instalação pelo Fator de Recuperação do Capital, ou CRF, e então somam-se os custos de manutenção. Os valores dos Custos Nivelados da Eletricidade mostraram maior variação entre os projetos de diferentes capacidades de geração, visto que possuem investimentos distintos. Entre eles, apenas a variação do CRF, ocasionado pelas diferentes Taxas Mínimas de Atratividade, fez com que a variação seja pequena, próxima a R\$0,001R\$/kWh. Assim, apresentam-se na Tabela 6 os Custos Nivelados da Eletricidade a partir do CRF calculado com a TMA de 2,0%, cenários que representam a realidade da empresa analisada.

Cenário	Geração média mensal	Custo de instalação	Custo de manutenção	CRF	LCOE (R\$/kWh)
5 ao 8	2.592 kWh	R\$92.664,00	R\$123.000,00	0,020052738	0,160568630
17 ao 20	4.320 kWh	R\$134.640,00	R\$176.665,50	0,020052738	0,138400000

Fonte: autor (2019)

Tabela 6 – Resultados com relação à bandeira vermelha patamar 2

Os cenários mais favoráveis relacionados à esse método são os que retratam os sistemas de maior geração média ao mês, de 4.320 kWh, justamente por resultarem em uma alta produção. Essa informação condiz com os resultados apresentados nos outros métodos, nos quais o projeto de maior capacidade já se mostrava mais vantajoso. Nesse caso, os resultados de LCOE obtidos foram de 0,16056863 R\$/kWh para o sistema de 2.592 kWh de geração média mensal e 0,1384 R\$/kWh relacionado ao sistema de 4.320 kWh.

4.4. Análise dos resultados

Com os resultados apresentados, verificou-se a viabilidade econômica de todos os cenários propostos relacionados à TMA de 1,0% e 2,0% ao mês, consideradas as diferentes bandeiras tarifárias e capacidades de geração de energia elétrica do projeto. Já para os cenários com a TMA igual a 3,0% ao mês, os métodos de Engenharia Econômica indicaram a inviabilidade econômica. Nesses casos, para a bandeira vermelha patamar 2 encontraram-se os resultados mais próximos da viabilidade econômica, com TIR igual a 2,79% ao mês, ou seja, 0,21% inferior à TMA. A análise da TIR é interessante para a avaliação individual dos cenários, além de, ao tomar a TMA como referência, quantificar percentualmente as diferenças de rendimento entre esses.

Com isso, pode-se demonstrar a vantagem da viabilidade econômica do sistema de 39,6 kWp, motivada pelo acréscimo nos custos entre os projetos de 45,30% para a instalação e 43,63%

para a manutenção, frente a um aumento de 66,67% na média de geração do sistema. Ou em outras palavras, de 2.592 kWh para 4.320 kWh. Assim, a diferença de geração de energia elétrica torna-se um fator importante, que pode ou não ser utilizado diretamente pela empresa.

De todo modo, o sistema deve estar ligado a um medidor de energia elétrica, para que se estabelecido o excesso, o mesmo seja transferido à rede principal. Segundo a legislação vigente, amparada pela Resolução Normativa número 687, a energia excedente não pode ser vendida à concessionária, mas sim retornada na forma de crédito para a utilização do consumidor em até 60 meses (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015).

5. Conclusão

O presente trabalho, portanto, corrobora com a necessidade mundial de buscar novas alternativas para a geração de energia elétrica, visto a tendência de aumento da demanda e a necessidade de condições mais sustentáveis de geração. Tal realidade implica em uma matriz energética mais diversificada e que faz melhor proveito de fontes renováveis, como por exemplo, a solar fotovoltaica.

Dentre os cenários analisados, os de número 16, 20 e 24, compostos pela maior potência instalada e relacionados à bandeira vermelha patamar 2, apresentam a maior TIR, de 2,79% ao mês. O VPL mais alto obtido é também correspondente ao cenário 16, com valor de R\$ 334.502,27. A diferença desse para o cenário 13, o menos favorável com a mesma condição de TMA e capacidade instalada, é de apenas R\$ 20.508,45, o que indica boa atratividade para essas condições. Para a instalação do projeto de menor potência, a maior TIR obtida foi de 2,47% ao mês, também atrelada à bandeira vermelha patamar 2. Já o maior VPL obtido para essa condição foi de R\$ 185.409,35, no cenário 4.

A estratégia de modelar diferentes cenários auxilia para trabalhos futuros à medida que torna essa análise mais ampla e com maior possibilidade de aplicação a diferentes realidades. Destaca-se que a principal contribuição é para a implementação dos sistemas em empresas de médio porte no Brasil. Quanto à decisão final sobre a execução dos projetos, entende-se que o sistema com menor capacidade de geração, apesar de apresentar menor grau de atratividade, pode ser mais bem aproveitado com a adequação da demanda restante perante a companhia fornecedora. O sistema com maior capacidade geradora foi o que apresentou maior grau de atratividade, considerada a utilização de toda sua produção e interessante, portanto, no caso da empresa expandir seu consumo médio de energia elétrica.

Para concluir esse trabalho, afirma-se que o mesmo obteve sucesso quanto ao alcance do objetivo geral de analisar economicamente a instalação de painéis fotovoltaicos conectados à rede em uma indústria de médio porte. A partir de informações técnicas reais de consumo de energia elétrica, custos de investimento e média de geração, dimensionaram-se duas alternativas de sistemas fotovoltaicos que, para a condição de TMA igual a 2,0% utilizada pela empresa em estudo, mostraram-se viáveis em todos os cenários analisados.

Referências

ADARAMOLA, M. S. Viability of grid-connected solar PV energy system in Jos, Nigeria. **Electrical Power and Energy Systems**, v.61, p. 64-69, 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 687**. Brasília, 2015

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Matriz de Energia Elétrica**. 2019. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm>>. Acesso em: 29 ago. 2019.

ARDIVEL, B. V. S.; Diretrizes para a análise de viabilidade econômico-financeira de empreendimentos imobiliários. **Revista Especialize On-line IPOG**, Goiânia, 2015.

ASSAF NETO, A.; LIMA, F. G.; **Curso de administração financeira**: manual do mestre. São Paulo: Atlas, 2009.

AVILA, A. V.; **Matemática financeira e engenharia econômica**. Programa de Educação Tutorial de Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Calculadora do Cidadão**. 2018. Disponível em: <<https://www3.bcb.gov.br/CALCIDADA0/publico/exibirFormCorrecaoValores.do?method=exibirFormCorrecaoValores&aba=1>>. Acesso em: 24 nov. 2018.

BLANK, L. T.; TARQUIN, A. **Engineering economy**. 6. ed. New York: McGraw-Hill, 2008.

BRAGA, R. P. **Energia solar fotovoltaica**: fundamentos e aplicações. 64 f. Projeto (Graduação) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

DAVI, G. E. A. Energy performance evaluation of a net plus-energy residential. **Energy and Buildings**, v. 120, p.19-29, 2016.

DICIONÁRIO FINANCEIRO. **O que é depreciação na contabilidade?**. 2018. Disponível em: <<https://www.dicionariofinanceiro.com/depreciacao/>>. Acesso em: 11 nov. 2018

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Nota técnica DEA 13/15**: Demanda de Energia 2050. Ministério de Minas e Energia. Rio de Janeiro. 2016.

FERREIRA, A. et al. Economic overview of the use and production of photovoltaic solar energy in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.1, p.181-191, 2018.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Ações de estímulo à geração distribuída com base em fontes renováveis**. Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica. Brasília, 2015.

LAI, C. S.; MCCULLOCH, M.; Levelized cost of energy for PV and grid scale energy storage systems. **Applied Energy**, 2016.

LEE, J. et al. Economic feasibility of campus-wide photovoltaic systems in New England. **Renewable Energy**, v.99, p.452-464, 2016.

LI, Z.; BOYLE, F.; REYNOLDS, A. Domestic application of solar PV systems in Ireland: the reality of their economic viability. **Energy**, v.36, n.10, p. 5865-5876, 2011.

MIGUEL, P. (Org.). **Metodologia de pesquisa em engenharia de produção e gestão de operações**. 2 ed. Rio de Janeiro: Elsevier: ABEPRO, 2012.

- MONDAL, A. H.; ISLAM, S. Potential and viability of grid-connected solar PV system in Bangladesh. **Renewable Energy**, v.36, n.6, p.1869-1874, 2010.
- NASCIMENTO, R. L.; **Energia solar no Brasil: situação e perspectivas**. Estudo técnico. Câmara dos Deputados, Brasília, 2017.
- NGAN, M. S.; TAN, C. W. Assessment of economic viability for PV/wind/diesel hybrid energy system in southern Peninsular Malaysia. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.16, n.1, p.637-647, 2011.
- NAKANO, Y. Engenharia Econômica e Desenvolvimento. **Revista de Administração de Empresas**, v. 7, n. 22, p.89-112, 1967.
- PEREIRA, E. B. et al. **Atlas brasileiro de energia solar**. 1ª. ed. São José dos Campos: INPE, 60 p., 2007.
- PRATES, W. R. **Qual a diferença entre payback simples e descontado?**. 2016. Disponível em: < <https://www.wrprates.com/qual-e-a-diferenca-entre-payback-simples-e-descontado/>>. Acesso em: 12 ago. 2019.
- PRODANOV, C.C.; FREITAS, E.C.; **Metodologia do Trabalho Científico: métodos e técnicas da pesquisa e do trabalho acadêmico**. 2. ed. Novo Hamburgo: Feevale, 2013.
- QUIZA, E. G.; **Engenharia econômica: aplicada à avaliação de projetos imobiliários**. Curso de Especialização em Gerenciamento de Obras, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2011.
- SILVA, R. M. **Energia Solar no Brasil: dos incentivos aos desafios**. Núcleo de Estudos e Pesquisas/CONLEG/Senado, Brasília, 2015.
- TORRES, R.; **Matemática financeira e engenharia econômica: a teoria e a prática**. 94 f. Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Curso de Matemática, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2004.
- UECKERDT, F. et al. System LCOE: What are the costs of variable renewables?. **Energy**, v. 63, p. 61 – 75, 2013.
- UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Levelized cost and levelized avoided cost of new generation resources in the annual energy outlook 2018**, 2018. Disponível em: < https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf>. Acesso em: 7 de outubro de 2018.
- VALE, M. A. et al. Analysis of the economic viability of a photovoltaic generation project applied to the Brazilian housing program “Minha Casa Minha Vida”. **Energy Policy**. v.292. p.10. 2017.