

Análise de viabilidade econômica da implantação de sistemas de geração de energia solar fotovoltaica na cidade de Porto Alegre

José David Anzanello Júnior (UFRGS) junioranzanello@gmail.com

Liane Werner (UFRGS) werner.liane@gmail.com

Resumo:

A matriz energética mundial é em boa parte dependente de fontes fósseis, poluentes e esgotáveis, assim as fontes de geração renováveis cada vez ganham mais foco no panorama atual. A energia solar fotovoltaica é uma fonte limpa e inesgotável, com grande potencial a ser explorado em território nacional, além da possibilidade de gerar energia no próprio local de consumo. No entanto, os custos referentes a essa fonte de energia muitas vezes ainda não são competitivos com as fontes tradicionais de geração, o que requer estudos sobre os custos e o retorno financeiro da implantação da geração em residências. O objetivo do presente artigo é analisar a viabilidade econômica da implantação de sistemas de geração solar fotovoltaica de duas diferentes capacidades de geração (1,5 kWp e 4 kWp) em residências na cidade de Porto Alegre – RS. Para atingir o objetivo proposto, foi utilizado o valor presente líquido (VPL) e a taxa interna de retorno (TIR), além da simulação de Monte Carlo para o cálculo do risco da implementação desse sistema em 3 cenários com a variação da inflação incidente sobre a tarifa de energia elétrica. Os resultados indicam que os sistemas fotovoltaicos são viáveis nos três cenários para o sistema de maior capacidade, mas apresentam alto risco de implantação em 2 dos 3 cenários referentes ao sistema de menor porte. Os resultados consideram a situação econômica atual do Brasil, com a taxa mínima de atratividade (TMA) igual à taxa Selic.

Palavras chave: Geração de Eletricidade, Sistemas Fotovoltaicos, Viabilidade Econômica, Monte Carlo.

Economic feasibility analysis of the installation of photovoltaic solar energy generation systems in the city of Porto Alegre

Abstract:

The global energy matrix is largely dependent on fossil sources, polluting and exhaustible, so renewable sources of generation are increasingly gaining a foothold in the current landscape. Photovoltaic solar energy is a clean and inexhaustible source, with great potential to be explored in Brazilian territory, besides the possibility of generating energy in the place of consumption, since it is a modular system. However, costs related to this energy source are often not yet competitive with traditional sources of generation, which requires studies of the costs and financial return of the generation in homes. The objective of this article is to analyze the economic viability of the implantation of photovoltaic solar generation systems of two different generation capacities (1,5 kWp and 4 kWp) in residences in the city of Porto Alegre - RS. In order to reach the proposed objective, the net present value (NPV) and the internal rate of return (IRR) were used, as well as the Monte Carlo simulation to calculate the risk of implementing this system in 3 scenarios with the inflation variation on the electricity tariff. The results indicate that photovoltaic systems are feasible in the three scenarios for the higher capacity system, but present a high risk of deployment in 2 of the 3 scenarios referring to the smaller system. The results consider the current economic situation in Brazil, with the minimum rate of attractiveness (TMA) equal to the SELIC rate.

Key-words: Electricity Generation, Photovoltaic Systems, Economic feasibility, Monte Carlo Simulation.

1. Introdução

Nos primórdios da geração de energia elétrica, essa se dava em pequenas unidades geradoras, localizadas nos arredores dos centros de consumo. A primeira geração comercial foi realizada em Manhattan e atendia inicialmente 59 clientes em corrente contínua, através da usina termelétrica *Pearl Street Station*. No entanto, com o aumento da população e da demanda de eletricidade, essa passou a adquirir importantes economias de escala, favorecendo os grandes empreendimentos geradores. Com o passar dos anos a consolidação dos setores secundários e terciários da economia se deu em torno do paradigma das grandes centrais geradoras, ligadas aos grandes centros consumidores através de extensas linhas de transmissão (ANZANELLO, 2016).

A microgeração em residências, principalmente a solar fotovoltaica, tema do presente artigo, relembra o princípio da utilização da eletricidade por tratar de unidades geradoras menores e normalmente situadas no entorno do consumidor final. Essas são conectadas diretamente nas linhas de distribuição, o que pode retardar gastos com ampliação de linhas de transmissão, reduzir perdas nas redes e servir como complemento às grandes centrais geradoras.

Obtida a partir de todos os outros tipos de energia, a eletricidade é transportada e chega aos consumidores no mundo inteiro por meio de sistemas elétricos complexos, compostos de quatro etapas: geração, transmissão, distribuição e consumo.

A autossuficiência energética é questão de suma importância em nível mundial, sem preterir a obtenção de uma matriz elétrica composta por fontes que não agredem o meio ambiente. Apesar do Brasil possuir cerca de 75% de sua energia elétrica produzida por fontes renováveis, grande parte é obtida por apenas uma via. A matriz elétrica brasileira é baseada na hidroeletricidade e fortalecida pelas usinas térmicas. Nos últimos anos, o crescimento populacional, aliado ao desenvolvimento de novas tecnologias, resultou em um aumento da demanda de energia elétrica que, somado às alterações climáticas tem colocado em questão a confiabilidade dos modelos de geração e distribuição utilizados no Brasil (POSSEBON, 2016).

Anualmente, cresce a necessidade de energia para sustentar o desenvolvimento dos países e suas respectivas atividades industriais. Paralelamente, aumenta a concentração de Gases do Efeito Estufa (GEE), principalmente o dióxido de carbono (CO₂), na atmosfera, intensificando o efeito estufa natural e o aquecimento decorrente deste. Deste modo, as implicações ambientais da produção e do uso dos recursos energéticos têm-se apresentado como um grande desafio, uma vez que a produção, distribuição, transformação e consumo de energia devem ser orientados de modo a garantir o desenvolvimento, sem ampliar os efeitos negativos à sociedade e ao meio ambiente (CAMIOTO, 2013).

Entre as diversas fontes de energia renováveis, a energia solar é uma das mais abundantes, sendo que ao ser aproveitada de modo eficaz, pode ser uma das soluções para os problemas de escassez de energia e impacto ambiental desenfreado no planeta. Esta energia pode ser utilizada em sistemas que a convertam para energia elétrica, térmica, química ou mecânica.

A energia solar apresenta um futuro promissor tanto no panorama nacional quanto no mundo. De acordo com o Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (CRESESB), o sol fornece anualmente para a atmosfera terrestre $1,5 \times 10^{18}$ kWh de energia. Trata-se de um

valor considerável, correspondendo a 10.000 vezes o consumo mundial de energia neste período (CRESESB, 2015).

Um expressivo incentivo ao crescimento das micro e minigerações têm sido dado pela agência reguladora do setor elétrico nacional, na qual a criação do sistema de compensação de energia elétrica (ANEEL, 2012) foi o marco inicial para o desenvolvimento das micro e minigerações de energia elétrica. Atualmente a regulação do setor é realizada com base na Resolução Normativa N° 687 (ANEEL, 2015). A regulamentação permite que sistemas de micro e minigeração, compostos por fontes renováveis ou cogeração qualificada, possam gerar energia elétrica e promover intercâmbio com a rede de distribuição através do sistema *net metering*, ao fazer uso de medidores bidirecionais e gerar créditos para consumo futuro.

Para aprofundar as ações de estímulo à geração distribuída no Brasil, foi lançado em dezembro de 2015 o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (MME, 2016). Com investimentos de 100 bilhões até 2030, o programa prevê que 2,7 milhões de unidades consumidoras poderão gerar sua própria energia.

Ao analisar o cenário brasileiro, é possível encontrar ainda mais vantagens na utilização em larga escala da energia solar. Uma delas é o fato do Brasil possuir uma das maiores fontes de silício, que é a principal matéria prima utilizada na fabricação das placas fotovoltaicas, responsáveis pela conversão da energia solar em energia elétrica. Outro fato importante é que no Brasil, na maior parte do seu vasto território, há uma alta taxa de incidência de irradiação solar, o que aumenta muito a eficiência da geração de energia elétrica por fonte solar.

Graças ao crescente aumento da geração solar fotovoltaica no panorama mundial e a constante sofisticação e economia de escala, o custo da energia solar fotovoltaica baixou gradualmente desde o início do seu desenvolvimento. Houve incrementos significativos na eficiência da conversão, o que propiciou que o custo médio do kWh gerado começasse a se tornar competitivo com as fontes de energia convencionais, em um crescente número de regiões geográficas.

Tendo em vista essa situação, é essencial uma análise de viabilidade econômica para compreender melhor os aspectos que influenciam na viabilidade da implantação de sistemas de microgeração fotovoltaica em residências. A análise faz-se necessária para verificar se é necessário um aumento das políticas de incentivo por parte dos órgãos públicos, ou se a implantação dos sistemas fotovoltaicos já é viável com as condições econômicas atuais.

Alguns trabalhos realizaram análises de viabilidade econômica em sistemas fotovoltaicos, como Gomes (2016) e Possebon (2016), que analisaram a viabilidade da implantação de sistemas fotovoltaicos considerando a variação da incidência das bandeiras tarifárias, em residências padrões. No entanto, a modelagem é feita apenas para uma residência genérica, limitando aspectos que poderiam ser melhor avaliados.

O presente artigo visa contribuir com o campo de pesquisa, ao analisar a viabilidade econômica da implantação de sistemas fotovoltaicos em residências considerando a capacidade de geração/consumo na cidade de Porto Alegre, Rio Grande do Sul. São considerados dois sistemas fotovoltaicos, um com capacidade de 1,5 kWp, que compreende uma residência de classe média de 2 a 3 pessoas, e um sistema com capacidade de 4 kWp, que compreende uma residência de classe média alta de 3 a 4 pessoas.

Todos os fatores legais que interferem na viabilidade de adotar um sistema fotovoltaico em uma residência variam muito de acordo com a região, fato pelo qual foi adotada uma região específica, a zona urbana da cidade de Porto Alegre - RS. Dessa forma, pode-se ter controle de

todas as taxas fiscais, dados estatísticos de consumo da população, incidência de irradiação solar e outros fatos que influenciam a avaliação do investimento.

2. Referencial Teórico

2.1 Regulamentação de micro e minigerações distribuídas

Em 2012, a ANEEL, agência responsável pela regulação e fiscalização do sistema elétrico nacional, estabeleceu as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e implementou o sistema de compensação de energia elétrica através da Resolução Normativa N° 482 (ANEEL, 2012). Visando propor melhorias e promover a expansão da Geração Distribuída em território nacional, foi regulamentada três anos depois a atual Resolução Normativa N° 687 (ANEEL, 2015).

A resolução autoriza o uso de qualquer fonte renovável, além da cogeração qualificada, denominando-se microgeração distribuída a central geradora com potência instalada de até 75 quilowatts (kW) e minigeração distribuída - aquela com potência acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW (sendo 3 MW para a fonte hídrica), conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Com o sistema de compensação de energia elétrica, quando a quantidade de energia elétrica gerada em determinado período for superior à energia consumida, o consumidor ganha créditos que podem ser utilizados para abater faturas dos meses subsequentes. Os créditos podem ser consumidos em até 60 meses, além da possibilidade de utilizá-los para abater o consumo de unidades consumidoras que estejam registradas sob a titularidade de uma mesma pessoa jurídica, incluídas matriz e filial, ou mesma pessoa física.

Com essa norma implantada, as microgerações, principalmente a geração fotovoltaica que representa 98% dos atuais sistemas de geração distribuída instalados, estão se tornando economicamente viáveis. A energia produzida além do consumo residencial, ao invés de ser armazenada, pode ser devolvida à rede. Isso diminui gastos com investimentos em transmissão, redução de perdas nas redes e melhoria da qualidade do serviço de energia elétrica (ANZANELLO, 2017).

As melhorias na regulamentação da Geração Distribuída buscam alavancar a sua expansão, pelo fato de que os benefícios abrangem o consumidor-gerador, a economia do país e os demais consumidores, além de aumentar a solidez e a confiabilidade do sistema elétrico nacional.

2.2 Geração Solar Fotovoltaica

De acordo com De Abreu et al. (2010), a geração solar fotovoltaica é uma tecnologia altamente modular, com ausência quase total de emissão de poluentes e de ruídos durante o funcionamento, além da baixa exigência de manutenção. O sistema fotovoltaico (SFV) é constituído por módulos fotovoltaicos que, por sua vez, são constituídos por células fotovoltaicas, responsáveis pela conversão da irradiação solar em eletricidade na forma de corrente contínua.

Em cada módulo, as células são conectadas eletricamente em série, e a quantidade de módulos conectados em série determina a tensão de operação do arranjo fotovoltaico em corrente contínua (CC). A corrente do arranjo é definida pela conexão em paralelo de módulos individuais ou de *strings* — conjuntos de módulos conectados em série. A potência instalada do SFV, usualmente especificada em CC, é dada pela soma das potências nominais individuais dos módulos.

Por sua vez, o inversor conectado à rede proporciona a interligação com o sistema de distribuição da concessionária, sincronizando sua frequência e tensão de saída em corrente alternada (CA) com a mesma, além de servir como proteção para o sistema, desconectando-se da rede quando essa deixa de fornecer energia (DE ABREU et al., 2010).

Por causa da baixa densidade energética envolvida com essa tecnologia, os sistemas fotovoltaicos adaptam-se melhor à geração distribuída do que à geração centralizada, fato que evidencia um ótimo espaço a ser ocupado por ela, principalmente em localidades com altos índices de irradiação (DE ABREU et al., 2010).

A utilização da energia solar fotovoltaica está se tornando cada vez mais disseminada em muitos países. Jussi Ekström et al. (2016) afirmam que devido à sua natureza estocástica, o aumento da quantidade de geração de energia solar na matriz de geração tem de ser levado em conta no planejamento de sistemas de energia elétrica, tanto a nível de distribuição devido às micro e minigerações, quanto a nível de transmissão com as usinas solares.

Conforme Widén et al. (2010), a aplicação crescente da microgeração solar distribuída em áreas residenciais ao redor do mundo exige uma avaliação pormenorizada dos impactos na rede de distribuição. Tanto a geração fotovoltaica, quanto a demanda doméstica de energia elétrica apresentam variações características em escalas de curto e longo prazo e são, em grande parte, negativamente correlacionados, especialmente em regiões de alta latitude.

2.3 Viabilidade econômica

Para analisar a viabilidade econômica pode-se utilizar dois métodos, o Valor Presente Líquido (VPL) e na Taxa Interna de Retorno (TIR). Porém para utilizar tais métodos, primeiramente, é preciso estabelecer a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), que pode ser indexada por um índice conhecido, como por exemplo a taxa SELIC.

O VPL quantifica o valor presente dos fluxos de caixa gerados pelo projeto ao longo da vida útil estabelecida. Se não houver restrição de capital, argumenta-se que o critério leva a escolha ótima, pois maximiza o valor da empresa (SAMANEZ, 2009). A Expressão 1 define o VPL:

$$VPL = I_0 + \sum_{j=0}^n \frac{F_j}{(1+i)^j} \quad (1)$$

onde I_0 é o investimento inicial, F_j é o fluxo de caixa no ano j , i é o custo do capital e o somatório contabiliza a soma da data 1 até a data “n” dos fluxos de caixa descontados ao período inicial. Se o VPL for positivo, o projeto é considerado economicamente viável.

Já o método da TIR não tem como finalidade a avaliação da rentabilidade absoluta a determinado custo de capital, como o VPL, mas objetiva encontrar uma taxa intrínseca de rendimento, sendo, assim, definida como a taxa de retorno do investimento (SAMANEZ, 2009). A TIR, matematicamente, é a taxa que anula o VPL, satisfazendo a Expressão 2:

$$VPL = 0 = I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t} \quad (2)$$

Se a TIR for maior que a TMA o projeto é em teoria economicamente viável.

3. Metodologia

Para a análise de viabilidade econômica da implantação de um sistema fotovoltaico em residências de Porto Alegre - RS foram utilizados os métodos de análise baseados no Valor Presente Líquido (VPL) e na Taxa Interna de Retorno (TIR).

A fim de viabilizar a análise econômica, primeiramente foi realizada a coleta dos dados intrínsecos a solução do mesmo. O estudo de caso contempla a análise da implantação de um sistema fotovoltaico em duas residências com diferentes padrões de consumo. O caso 1 contempla uma residência de classe média com 2 a 3 pessoas, com consumo médio estimado em 175 kWh/mês e o segundo caso contempla uma residência de classe média alta com 3 a 4 pessoas, consumo médio estimado de 500 kWh/mês.

Tendo em vista que a análise compreende a cidade de Porto Alegre - RS, foi utilizado a ferramenta digital *Renewables Ninja* para a determinação da capacidade de geração de cada sistema fotovoltaico que consiga suprir em média o consumo de cada uma das residências. Pelo fato da legislação de microgerações prever o acúmulo de créditos de energia para os meses onde a geração for abaixo do consumo, pode-se dimensionar o sistema fotovoltaico para que ele supra o consumo médio dos consumidores, não havendo a necessidade de que a geração seja superior ao pior mês de geração (o período do inverno tem uma geração inferior).

Com isso, para gerar energia que supra o consumo da residência do caso 1 é necessário um sistema fotovoltaico com capacidade instalada de 1,5 kWp, com aproximadamente 6 placas fotovoltaicas. Já para o caso 2, é necessário um sistema com capacidade de 4 kWp, com aproximadamente 16 placas fotovoltaicas.

Dessa maneira, foram consultadas duas empresas do ramo fotovoltaico para a obtenção do custo médio para o investimento inicial dos sistemas. Para a residência com capacidade instalada de 1,5 kWp o custo médio é de R\$ 17.000,00 e, para a residência com capacidade de 4 kWp, o custo é de R\$ 32.000,00. Em ambos casos a vida útil do sistema fotovoltaico é de 25 anos. Deste modo, no presente trabalho, considerou-se o horizonte de planejamento para o cálculo do VPL e da TIR igual a 25 anos. É considerado também que não há valor residual após o período de 25 anos, pois o equipamento é completamente depreciado.

No presente artigo, a TMA utilizada foi aproximada à taxa SELIC, pois a mesma representa a taxa básica de juros da economia brasileira e serve de referência para as outras taxas da economia. Desta maneira, a TMA utilizada foi de 7,50% a.a., que se refere ao valor vigente da taxa SELIC no mês de novembro de 2017 (BANCO CENTRAL, 2017).

Com os dados definidos, são montados os fluxos de caixa incrementais. Para tanto, considerou-se os diferentes investimentos iniciais da implantação dos sistemas fotovoltaicos dos dois casos base do sistema fotovoltaico e o gasto médio anual devido ao consumo energético nas residências de Porto Alegre. Este último foi calculado considerando o valor médio do kWh, com impostos, da fatura de energia elétrica dos últimos 18 meses na área de concessão da Companhia Estadual de Energia Elétrica, apresentando um valor médio de 0,70 R\$/kWh.

Além dos impostos fixos relacionados à energia elétrica, há taxas variáveis referentes as três bandeiras tarifárias regulamentadas pela ANEEL: verde, amarela e vermelha. Cada uma tem um valor adicional por kWh em caso de vigência. Isto se dá nos momentos em que os reservatórios das usinas hidrelétricas estão baixos e é necessária a entrada em operação de usinas térmicas a Carvão, com valor de energia mais elevado. No caso em que a bandeira verde é vigente, não há acréscimo no valor da fatura. Na bandeira amarela há um acréscimo de R\$0,01 por kWh consumido e na bandeira vermelha há um acréscimo de R\$0,03 por kWh consumido. Há também uma bandeira vermelha patamar 2, que atualmente está em fase de testes, com um acréscimo de R\$0,05 por kWh consumido, esta última desconsiderada neste estudo.

Visando tornar a simulação o mais próximo possível da realidade, foram contabilizadas as bandeiras tarifárias vigentes desde a sua implementação, em janeiro de 2014. Desse modo, a

partir da média de vigência de cada bandeira, pôde-se representar um ano típico, de acordo com a Tabela 1. As simulações compreendem então, que anualmente a bandeira tarifária verde é vigente em 23,9 % do período analisado, a amarela em 13,1% e a bandeira vermelha em 63%.

Bandeira Tarifária	Incidência histórica (meses)	Ano típico [%]
Verde	11	23,9%
Amarela	6	13,1%
Vermelha	29	63%

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 1 – Incidência das bandeiras tarifárias

Além disso, tendo em vista a instabilidade econômica do Brasil, foram considerados 3 cenários com a variação da tarifa de energia elétrica ao longo dos anos, para cada um dos casos bases. O primeiro cenário considera que não há inflação e, portanto, o valor da tarifa de energia elétrica se mantém constante durante o período de vida útil do sistema fotovoltaico. O segundo cenário considera que a tarifa de energia sofrerá um incremento anual de 3,57%, que representa a inflação média contabilizada no ano de 2017. Já o terceiro cenário considera um incremento anual na tarifa de energia de 6,79%, que representa a média da inflação dos últimos 8 anos.

Além disso, foi considerada a possibilidade de ocorrer uma variação no consumo de energia durante os 25 anos estipulados. A fim de considerar essa variação no consumo energético no cálculo e possibilitar uma análise de risco da implantação desse sistema, utilizou-se a simulação Monte Carlo para calcular o VPL e a TIR.

A simulação de Monte Carlo é uma técnica matemática computadorizada que possibilita levar em conta o risco em análises quantitativas e tomadas de decisão. Essa técnica é usada por profissionais de uma grande variedade de campos, tal como: finanças, energia, indústrias, engenharia, seguros, petróleo e gás, entre outros (PALISADE,2016).

Desta forma, foram realizadas 100 simulações para cada caso base (sistemas de 1,5 kWp e 4 kWp), considerando a variação no consumo de energia residencial igual a um desvio padrão de 5% ao ano, em cada um dos 3 cenários de variação da tarifa de energia elétrica: constante ao longo do tempo, com a inflação média do ano de 2017 e com a inflação média dos últimos 8 anos. As simulações através do método de Monte Carlo seguiram a distribuição normal.

Na sequência, foram contabilizadas as 100 simulações do cálculo do VPL e da TIR, obtendo-se um valor médio de VPL e da TIR para cada caso analisado. Também foi realizada uma análise de risco, onde calculou-se a probabilidade de insucesso de cada caso. Essa probabilidade de insucesso foi obtida utilizando a expressão 3:

$$Z = \frac{TMA - MÉDIA (TIR)}{DESVIO PADRÃO (TIR)} \quad (3)$$

Encontrado o valor de Z, obteve-se na tabela normal padrão a probabilidade de insucesso, ou seja, a probabilidade do investimento se tornar inviável para cada caso proposto.

4. Resultados

Para realizar a análise proposta foram construídos os fluxos de caixa incrementais dos dois

casos base considerando o horizonte de planejamento de 25 anos e uma TMA de 7,5 %.

Utilizando a Simulação de Monte Carlo, foram obtidos os histogramas, representados pelas Figuras 1 e 2, que representam os valores de geração de eletricidade mensal dos sistemas fotovoltaicos gerados de forma aleatória para os 100 casos simulados. Posteriormente esses valores são integralizados para valores monetários anuais a partir dos percentuais de vigência de cada bandeira tarifária.

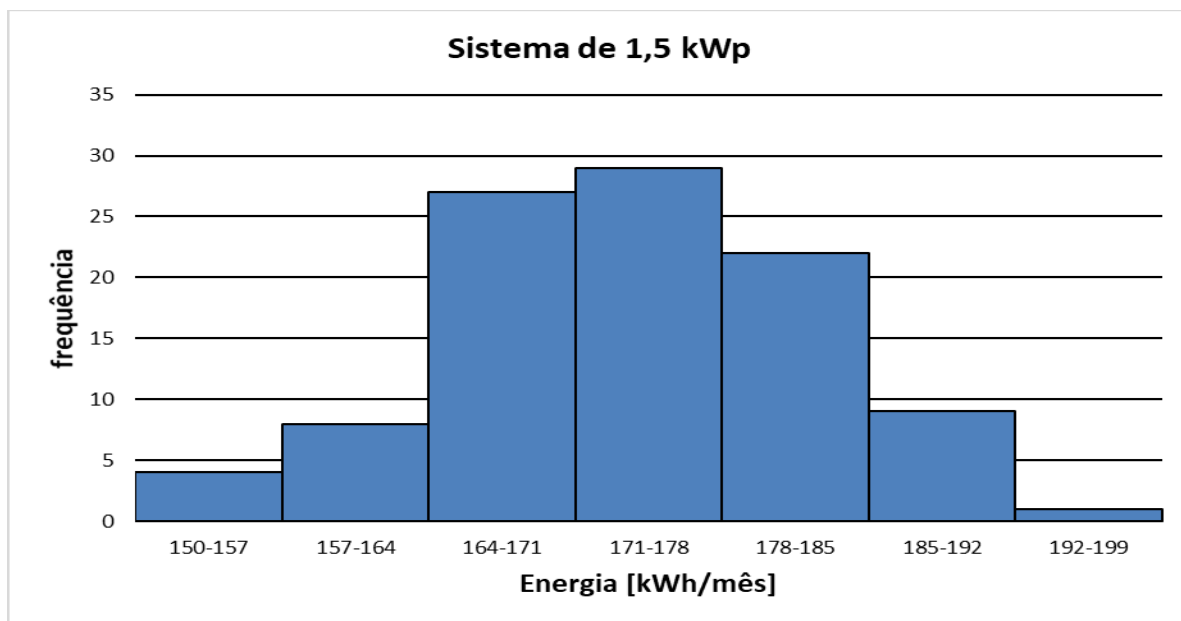


Figura 1 – Histograma para o sistema de 1,5 kWp

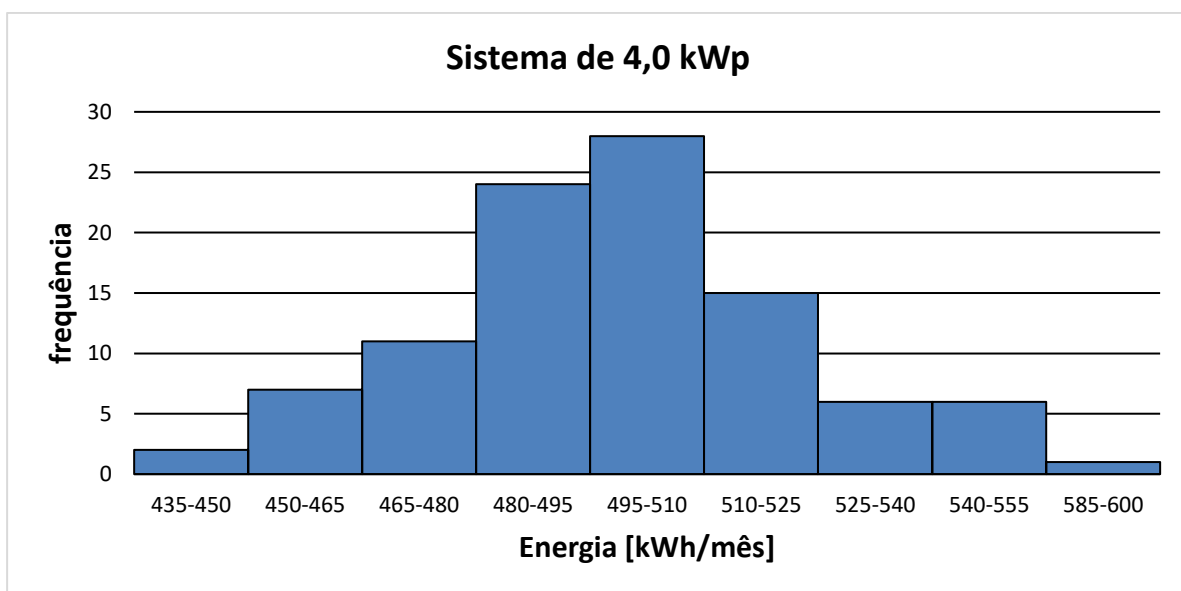


Figura 2 – Histograma para o sistema de 4 kWp

Para o caso 1, onde considerou-se um sistema de 1,5 kWp, que representa um consumidor com demanda média de 175 kWh/mês. A Tabela 2 apresenta as médias de 100 valores de VPL e TIR, obtidos via simulação de Monte Carlo, juntamente com as probabilidades de insucesso.

Tarifa de Eletricidade	Média VPL	Média TIR	Desvio Padrão TIR	Z	Probabilidade de Insucesso
Sem inflação	-R\$ 5.091,09	3,82 %	0,645 %	5,71	100,00%
Inflação média de 2017	-R\$ 518,37	7,19 %	0,657 %	0,47	68,08%
Inflação média de 8 anos	R\$ 5.972,52	10,22 %	0,667 %	-4,07	0,00%

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 2 – Resultados para o sistema de 1,5 kWp

A Tabela 3 representa os resultados obtidos para o caso 2, onde considerou-se um sistema de 4 kWp, que representa um consumidor com demanda média de 500 kWh/ mês.

Tarifa de Eletricidade	Média VPL	Média TIR	Desvio Padrão TIR	Z	Probabilidade de Insucesso
Sem inflação	R\$ 6.449,46	9,71 %	0,803 %	-2,75	0,30%
Inflação média de 2017	R\$ 21.213,10	13,17 %	0,813 %	-6,98	0,00%
Inflação média de 8 anos	R\$ 42.169,52	16,28 %	0,821 %	-10,69	0,00%

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 3 – Resultados para o sistema de 4 kWp

Analisando os dois casos, frente aos cenários com a variação da tarifa de energia elétrica ao longo do horizonte de planejamento, pode-se perceber que o sistema de 1,5 kWp apresenta uma maior probabilidade de insucesso, na qual apenas no cenário em que a tarifa de eletricidade é reajustada anualmente pela inflação de 6,79%, o sistema é economicamente viável. Isso se deve em grande parte pelo sistema apresentar um elevado custo inicial de instalação frente ao consumo de energia que pode ser abatido anualmente.

No caso 2, para o sistema de 4 kWp, o fator de escalabilidade prevalece frente ao sistema de menor porte. Mesmo sendo um sistema com potência instalada 2,7 vezes maior, o custo de instalação é apenas 1,9 vezes maior, o que torna o sistema mais atrativo economicamente. Esse fato tornou o sistema economicamente viável até para o cenário onde a tarifa de eletricidade não sofre reajuste anual de inflação, como pode ser observado pelas probabilidades de insucesso da Tabela 3.

Cabe ressaltar que a TMA utilizada para os cálculos foi aproximada pela taxa SELIC, que em novembro de 2017 estava no patamar de 7,50% a.a. (BANCO CENTRAL, 2017). Considerando a atual instabilidade econômica do país, é possível que a taxa sofra variações significativas nos próximos anos, o que pode tornar os sistemas mais ou menos atrativos economicamente. As políticas monetárias de contenção da inflação normalmente tendem a manter a taxa SELIC em um patamar elevado. Entretanto, ao considerar o mesmo cenário há 2 anos atrás (novembro/2015) no qual a taxa SELIC era de 14,15 % ao ano, a viabilidade econômica destes sistemas fotovoltaicos seria em boa parte comprometida.

5. Conclusão

A partir dos resultados obtidos, é possível concluir que na atual situação econômica brasileira, em que a inflação decaiu ao longo do ano de 2017 e propiciou que a taxa SELIC também apresentasse uma redução significativa, há um aumento na viabilidade financeira da instalação de sistemas fotovoltaicos na cidade de Porto Alegre. Entretanto, o aumento da capacidade de geração dos sistemas fotovoltaicos não apresenta um custo inicial linear, o que faz com que os sistemas de maior porte tenham uma menor probabilidade de insucesso frente aos sistemas de

pequeno porte.

Esse fator requer que haja maiores incentivos fiscais e econômicos por parte do governo, para que a instalação destes sistemas em residências de menor porte possa ser mais atrativa economicamente. No sistema de 1,5 kWp, apenas no cenário em que a tarifa de energia elétrica é reajusta anualmente pela inflação de 6,79 % a.a. é que o sistema se mostrou atrativo. Nos demais cenários, a TIR ficou inferior a taxa mínima de atratividade.

Além dos aspectos econômicos, é importante destacar o fato dos sistemas fotovoltaicos serem uma forma de geração de energia renovável, com menor impacto ambiental. Em um período de mudanças climáticas e restrições a emissões cada vez maiores, o apelo ambiental prevalece no desenvolvimento das nações na direção de uma economia de baixo carbono. Os sistemas fotovoltaicos podem aumentar a participação na matriz elétrica e contribuir para o aumento da segurança energética nacional, uma vez que diversificam o suprimento de energia juntamente com as fontes de geração de energia elétrica convencionais utilizadas no país.

Referências

ANEEL. *Resolução Normativa N° 482*. MME 2012.

ANEEL. *Resolução Normativa N° 687*. MME 2015.

ANZANELLO JÚNIOR, J. D. *Análise de microgeração fotovoltaica em um sistema de distribuição utilizando o OpenDSS*. Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre. 2016

ANZANELLO JÚNIOR, J. D.; BEUST, J.; HAFFNER, S. *Análise de microgeração fotovoltaica em um sistema de distribuição utilizando o OpenDSS*. In: *Anais XIII SBAI*, Porto Alegre, out. 2017.

BANCO CENTRAL, *Histórico das taxas de juros*. Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br/?COPOMJUROS>> Acesso em: 25/11/2017

CAMIOTO, F. C. *Consumo energético nos setores industriais brasileiros - Uma avaliação de desempenho e estratégias para a redução da emissão de CO₂*. Tese (Doutorado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2013.

CRESESB - *Centro de Referência para Energia Solar e Eólica*. Tutorial de Energia Solar Fotovoltaica, 2017. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/content.php?cid=301>>. Acesso: 26/11/2017.

DE ABREU, Y. V.; DE OLIVEIRA, M. A. G.; GUERRA, S. M.-G. *Textos Selecionados*. In: (Ed.). *Energia, Economia, Rotas Tecnológicas*. Brasil: Eumed, 2010.

EKSTRÖM, J.; KOIVISTO, M.; MILLAR, J.; MELLIN, I.; LEHTONEN, M. A statistical approach for hourly photovoltaic power generation modelling with generation locations without measured data. *Solar Energy*, v. 132, p. 173-187, July 2016.

GOMES, V. P. R. G.; CAMIOTO, F. C.; *Análise de Viabilidade Econômica da Implantação de um Sistema de Energia Fotovoltaico nas residências Uberabenses*. In: *Anais XXXVI ENEGEP*, João Pessoa, out. 2016.

MME. *Brasil ultrapassa 5 mil conexões de micro e minigeração*. Brasília: Acessoria de Imprensa. 2016

PALISADE *Simulação de Monte Carlo*, 2014. Disponível em: <http://www.palisade-br.com/risk/monte_carlo_simulation.asp>. Acesso em: 26/11/2017

POSSEBON, R. *Avaliação do Desempenho de um Arranjo Fotovoltaico Para uma Residência Típica no Sul do País*. Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2016.

SAMANEZ, C.P. *Engenharia Econômica*. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2009.

WIDÉN, J. et al. Impacts of distributed photovoltaics on network voltages: Stochastic simulations of three Swedish low-voltage distribution grids. *Electric Power Systems Research*, v. 80, n. 12, p. 1562-1571, dec. 2010.