

ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DO USO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA PARA CONSUMIDOR DO GRUPO A NO OESTE DO PARANÁ

Larissa Y. Segovia Ramirez, *Graduando do curso de Engenharia de Energia. Instituto Latino-americano de Tecnologia, Infraestrutura e Território. UNILA. Foz do Iguaçu. Paraná. Brasil. E-mail: larissa.segovia@aluno.unila.edu.br*

Rodrigo Delfin Guarizi, *Orientador - Docente do curso de Engenharia de Energia – Instituto Latino-americano de Tecnologia, Infraestrutura e Território. UNILA. Foz do Iguaçu. Brasil. E-mail: rodrigo.guarizi@unila.edu.br*

Resumo— A alteração constante do clima terrestre e o aumento do consumo de energia elétrica, a partir disso é impulsionado o uso de energia solar fotovoltaica. Dentro deste contexto, este trabalho apresenta um estudo de caso para consumidores do grupo A, onde o estudo de caso está localizado em São Miguel Do Iguaçu –PR com área de produção de aproximadamente 281 m² e que a principal atividade desenvolvida é de comércio. O análise técnico deste trabalho é feito a partir da metodologia apresentada pelo Cresesb conectado à rede, assim, este análise apresenta três cenários possíveis para, o primeiro é feito o dimensionamento do sistema fotovoltaico a partir do consumo total, no cenário dois é apresentado o dimensionamento a partir da potência da demanda contratada e no cenário três é apresentado o dimensionamento a partir do limite de potência do transformador. Com apoio do software SAM foi obtido os valores de geração fotovoltaica e a curva de carga do comércio. Na última etapa do estudo de caso é realizado o análise econômico que não é considerado o financiamento. Considerando a economia obtida a partir do cálculo do autoconsumo e da geração fotovoltaica pode-se calcular as receitas, e considerando as despesas como os custos de operação e manutenção com esses dados é construído o fluxo de caixa para a seguir calcular os índices econômicos como, *payback* descontado, valor presente líquido, taxa interna de retorno, índice de lucratividade e custo nivelado de energia.

Palavras-chaves— Energia solar fotovoltaica, Grupo A, viabilidade econômica.

I. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos a utilização de energia elétrica tem aumentado, segundo a Câmara de comercialização de energia elétrica (CCEE) o consumo do ano 2020 em comparação ao ano 2021 tem crescido em 4,1% e do ano 2021 até fevereiro de 2022 cresceu em 0,4% referente ao ano anterior. Como o aumento de energia elétrica cresce constantemente, a busca por alternativas energéticas se faz importante para obter o equilíbrio entre produção e consumo, e principalmente para não esgotar os recursos naturais não renováveis e evitar o aquecimento global e a degradação do meio ambiente. [1]

Segundo o relatório da conferência das nações unidas sobre mudanças climáticas (cop 26) indicam que a temperatura da terra aumenta a cada ano, desde o último relatório do *intergovernmental panel on climate change* (IPCC) a temperatura da terra aumentou em +1,1 °C em 2019, com o objetivo de evitar esse aumento, na conferência das nações unidas se propõe reduzir as emissões de gases de efeito estufa, o aquecimento em 1,5 a 2 °C.[2]

Com o intuito evitar o aumento dos efeitos estufa, considera-se ações para o fomento das energias renováveis, segundo a agência internacional da Energia (IEA) para tentar atingir a neutralidade do carbono a nível global ainda pode ser alcançado em 2050, mas isso requer ações rápidas para o câmbio climático com sistemas energéticos incluindo as energias renováveis e com isso descarbonizar a geração de energia elétrica em 2030. Assim, o Brasil tem objetivos de gerar 45% da energia com fontes de energias renováveis. [3] [5]

No Brasil iniciou-se a utilização de energias renováveis com a resolução Normativa 482/2012 estabelece que os sistemas de geração que utilizam fontes renováveis podem injetar energia na rede de distribuição elétrica, trata-se da micro e minigeração distribuída de energia elétrica. Para impulsionar e aumentar o público alvo adotou-se a compensação de energia, significa que quando o consumidor/produzidor tiver excedente de energia elétrica no sistema, este ganha créditos de energia (kWh), esses créditos podem ser utilizados em 60 meses. A energia excedente também pode ser utilizada em outras unidades cadastradas na mesma área de concessão caracterizada como autoconsumo remoto, geração compartilhada ou condomínios; este sistema é conhecido como sistema de compensação de energia elétrica [7][8]

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), as unidades consumidoras no Brasil são classificadas em dois grupos, o grupo A e o grupo B, que se diferenciam nas tarifas aplicadas. O grupo A são unidades consumidoras de alta tensão acima de 2,3 kV, as tarifas deste grupo apresentam tarifas sobre o consumo e sobre a demanda contratada. No caso de aumento na demanda, isto é quando a demanda é maior que a demanda contratada é cobrada multa de ultrapassagem de demanda [7]

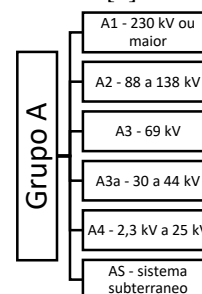


Figura 1: Subgrupos do grupo A

O grupo B são unidades consumidoras atendidas em baixa tensão, conectadas em tensão abaixo de 2,3 kV a tarifa é sobre

o consumo e existe um consumo mínimo que deve ser pago à concessionária, se for ou não for consumido o que é o custo pela disponibilidade do sistema. A tarifa do consumidor do grupo B é composta por tarifa convencional monômnia e tarifa branca. Na tarifa convencional monômnia, tem-se tarifa única de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia. Já a tarifa branca é caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, e que não esta disponível para o subgrupo B4 e para a subclasse Baixa Renda do subgrupo B1.[7]

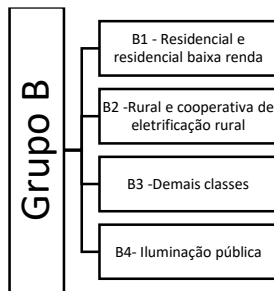


Figura 2: Subgrupos de grupo B

Com a resolução normativa de acesso a mini e microgeração distribuída, o número de conexões e número de consumidores com micro e minigeração distribuída em 2016 teve aumento de 4,4 vezes no ano em relação ao ano 2015, Segundo a Greener, o número de instalações fotovoltaicas conectadas à rede são 532 mil unidades que teve um crescimento de 40 % de acordo ao ano de 2020. As unidades receptoras de créditos de energia teve um crescimento de 46% , onde a classe de consumidor residencial representa 50 % do volume adicionado e a classe comercial representa 29 % , No setor comercial o de varejo é o que mais se destaca na instalação de sistemas fotovoltaicos sendo que 22 % é representado pelos supermercados e postos de combustíveis com 9%. [9]

A geração de energia solar depende dos períodos em que existe a presença da luz do sol, consequentemente a geração se relaciona com a irradiação disponível durante todo o período do dia. Na figura 1 pode-se observar o perfil de geração solar do consumidor comercial, onde deve-se observar que o pico de geração ocorre no horário do meio-dia, período o qual ocorre a maior incidência de irradiação solar. Assim, as curvas de carga sobrepostas indica que a geração poderá ser consumida instantaneamente isso de acordo com a demanda horária, dessa forma é importante o estudo de geração fotovoltaica de consumidores com este tipo de curva de carga [10]

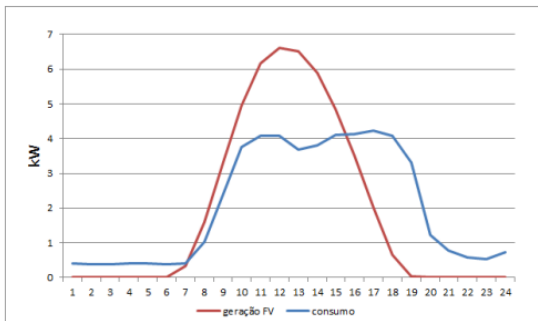


Figura 3: Curva de carga e geração fotovoltaica de consumidor comercial, ANEEL. 2017

Para o dimensionamento de um sistema classificado no grupo B, segundo o método apresentado pelo cresesb, os dados considerados para este tipo de consumidor são consumo médio atual, recurso solar, taxa de desempenho. Já em um sistema classificado como consumidor do grupo A, depende se a tarifa se é horo sazonal verde ou azul, e qual horário de consumo pretende-se suprir, por as tarifas a serem pagas são de demanda contratada e tarifas de consumo em dois pontos tarifários.

Geralmente busca-se suprir os dois postos tarifários no horário ponta e fora de ponta, gerando energia solar no horário fora de ponta e assim, gerar créditos da energia que não for utilizada no horário fora de ponta para suprir o consumo horário ponta. Logo, deve-se se utilizar o ajuste de tarifa para obter o consumo a ser considerado considerando o consumo ponta e fora de ponta, isso por conta do alto preço no horário ponta em relação ao horário fora de ponta, assim deve-se gerar mais energia no horário ponta que no horário fora de ponta. [12]

De acordo com a resolução normativa 482 da ANEEL a potência instalada do sistema fotovoltaico não deve ser superior a demanda contratada, e se for maior que a demanda contratada deve-se considerar os custos com o padrão de entrada e a troca do transformador deve ser arcados pelo consumidor e não pela concessionária. [14]

Segundo Farias (2017), em busca da redução de custos na conta de energia elétrica, busca-se alternativas, como o autoconsumo, onde se deseja suprir o consumo do dois postos tarifários, para isso, faz o estudo de dimensionamento de um sistema conectado à rede, onde foi analisado várias unidades consumidoras na cidade de Itumbiara, e qual seria a melhor demanda contratada em cada unidade consumidora, onde o mais adequado para o consumo foi de 130 kWp com *Payback* de 5 anos. O que foi possível notar é que quanto menor a potência do sistema menor é o investimento e menor é a economia gerada, quanto maior a potência do sistema fotovoltaico maior será o investimento, porém o retorno será mais rápido e a economia gerada pelo sistema será maior.[12]

Segundo Caurio (2021), para um consumidor do grupo A com demanda contratada de 107 kW, onde este pertence ao grupo A4. O autor realizou um estudo que considera um sistema on grid e outro off grid, o sistema on grid utilizado foi para abater o consumo do horário de ponta e fora de ponta já o caso de sistema off grid foi feito para suprir o horário de ponta já que a tarifa nesse horário tem custo mias elevado comparado com a tarifa fora ponta, em que o sistema on grid resultou com um *payback* de 9 anos e 4 meses e o sistema off grid com *payback* de 9 anos e 8 meses. [11]

Segundo Sylvestrin (2017), em uma empresa de fertilizantes, a qual é do grupo A subgrupo A4 com tarifa horária verde, foi realizado um estudo para suprir o consumo no horário de fora ponta, o estudo foi realizado com módulos de diferentes potências, uma de 270 wp e outra de 320 wp, as duas para o mesmo consumo. Foi utilizado o sistema fotovoltaico conectado à rede, onde o resultado de autoconsumo obtido foi de 64,36% com os módulos de 270 wp e 63,37% para o módulo de 320wp. O retorno do capital investido para os dois arranjos é de 13 anos aproximadamente. [13]

A partir destes casos apresentados, optou-se pelo estudo do sistema on-grid em que leva-se em consideração para o dimensionamento no consumo no horário ponta e fora de ponta, a demanda contratada e a máxima potência que o transformador

pode atingir, e verificar assim qual cenário favorece mais ao consumidor para um consumidor do grupo A subgrupo A4, de média tensão de 13,2 kV¹ para autoconsumo.

O trabalho está organizado da seguinte forma: a introdução é realizada na seção I, é apresentada brevemente a revisão bibliográfica, os objetivos e a motivação para realização deste trabalho. na seção II é de materiais e métodos, onde é apresentado o fluxograma com as etapas a seguir para o estudo de caso. A seção III ,traz o referencial teórico que descreve a metodologia apresentada pelo cresesb e a metodologia adotada

para a análise econômica, e logo a seguir a seção IV apresenta-se os resultados obtidos.

II. MATERIAIS E MÉTODOS

O projeto e análise de viabilidade técnica e econômica de um sistema de geração solar é uma tarefa complexa, que envolve diversos procedimentos sequenciais. Na busca de sistematizar esse processo, a Figura 2 apresenta o fluxograma proposto para organizar a metodologia que se pretende aplicar para o estudo de caso almejado.

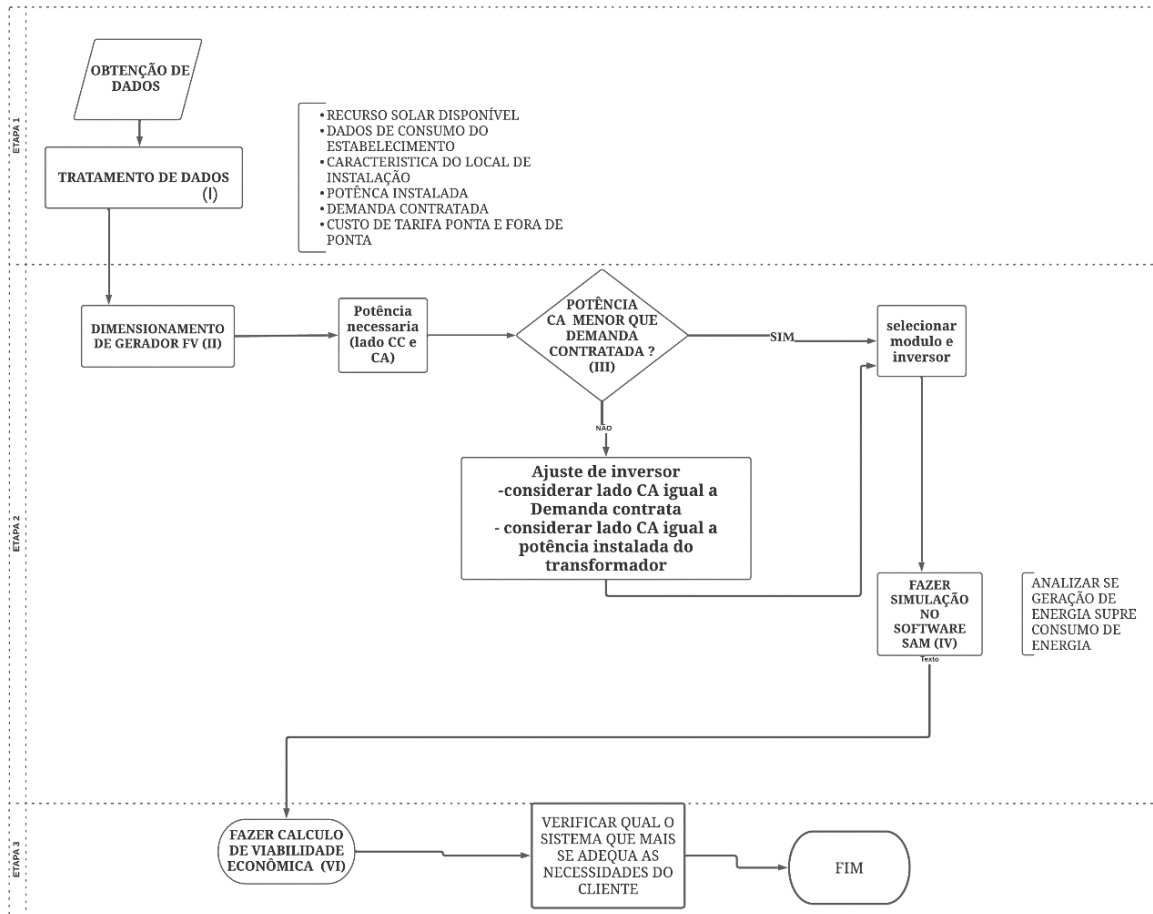


Figura 4: Fluxograma de metodologia para estudo de caso

Na etapa 1, deve ser feito o levantamento de dados para o correto dimensionamento do sistema. Os principais dados necessários são o consumo de energia diária por mês levando em conta o período de no mínimo 12 meses obtido pela fatura de energia, a demanda contratada, a localização onde será instalado o sistema fotovoltaico para obter a radiação solar

correta da região, o valor de demanda contratada e o custo de tarifa no horário ponta e fora de ponta como o custo de demanda contratada. Pode-se acessar a página do CRESESB que disponibiliza o *software Sundata*, onde, a partir das coordenadas do endereço do local de projeto é possível obter os dados de irradiação. A partir dos dados de irradiação deve-

¹ Referente à tensão contratada junto à distribuidora, a tensão a ser contratada nos pontos de conexão pelos acessantes atendidos em tensão nominal de operação superior a 1 kV deve situar-se entre 95% (noventa e cinco por cento) e 105% (cento e cinco por cento) da tensão nominal de operação do sistema no ponto de conexão e, ainda,

coincidir com a tensão nominal de um dos terminais de derivação previamente exigido ou recomendado para o transformador da unidade consumidora. [25]

se escolher a inclinação de maior irradiação para o melhor aproveitamento do mesmo. O número de horas sol pleno (HSP) é o número de horas que a irradiância solar deve permanecer igual a 1 kW/m^2 assim a energia acumulada durante o dia seja igual à disponibilizada pelo sol no local. Através da equação 1 é possível encontrar o valor de HSP [15]

$$HSP = \text{irradiância do local} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \right] / 1 \left[\frac{\text{kW}}{\text{m}^2} \right] \quad (1)$$

Depois de obter a horas de sol pleno, deve-se obter a medida do espaço livre no telhado onde poderá ser instalado o sistema fotovoltaico. Para tanto, pode-se medir o tamanho da área disponível e verificar se há sombreamento no local através de um software de Globo Virtual, nesse caso se optou pelo *software Google Earth Pro*. Segundo Cresesb [15], a orientação dos módulos deve ser voltada para o norte geográfico para instalações no hemisfério sul e a inclinação dos módulos deve ser próxima à da latitude do local para garantir a máxima incidência solar.

Como o sistema a ser dimensionado será conectado à rede elétrica da concessionária deve-se respeitar e seguir as normas, resolução Normativa da Agência Nacional de energia elétrica (ANEEL) 414/ 2010, o qual estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica, assim também, resolução normativa REN ANEEL 687/2015, a que revisa a REN ANEEL 482/2012, esta resolução estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída e o sistema de compensação de energia elétrica, e a norma para o procedimento de distribuição de energia elétrica no sistema de energia elétrico nacional- PRODIST- ANEEL, bem como as normas técnicas estabelecidas pela concessionária local. [17]

Na etapa 2, com os dados obtidos na etapa 1 deve-se realizar o dimensionamento do sistema de geração. Como neste trabalho se optou por utilizar a método de cálculo proposto pelo CRESESB, onde, a partir da curva de carga do sistema, pode-se obter o pico de consumo de energia elétrica, sendo que a potência de geração instalada depende do consumo de energia elétrica do local, das condições meteorológicas da região e das características técnicas dos dispositivos utilizados no sistema. Durante a aplicação do método de cálculo utiliza-se a taxa de desempenho (*performance ratio*) definida como a relação entre produção de energia de um sistema fotovoltaico levando em consideração suas perdas, como sujeira, não homogeneidades elétricas entre módulos, influência da temperatura, sombreamentos, eficiência do inversor, perdas ôhmicas no cabeamento, dentre outras, e a produção máxima possível de energia. Os valores típicos de TD estão na faixa entre 70% a 80% , segundo o manual técnico do Cresesb a taxa de desempenho mais utilizado é de 75 % seguindo estudos da *International Energy Agency* (IEA) para sistemas conectados a rede, assim, esse valor é utilizado para este estudo de caso [16] [15]

Ainda na etapa 2 no quadro de decisão número III, compõe um fator limitante para um sistema que atende consumidores de grupo A que é a demanda contratada, como o sistema depende disso é necessário verificar se a potência necessária para este sistema é menor que a demanda contratada devido a que se for maior deve-se levar em consideração que a demanda contratada deve ser aumentar e assim solicitar aumento de demanda

contratada gerando novos custos além do sistema fotovoltaico. No quadro IV, é feita a simulação dos três cenários através do *software SAM* para obter os resultados de energia gerada pelo sistema, é utilizado o *software SAM* pela opção de obter a curva de carga do consumidor e a curva de geração horária.

Na etapa 3, onde se faz o estudo de viabilidade econômica, calcula-se os indicadores, Valor presente líquido (VPL), Taxa interna de retorno (TIR), *Payback* descontado que é o tempo de retorno sobre o investimento, logo é calculado o custo nivelado de energia (LCOE), os quais são os mais utilizados para propostas de investimento para projetos fotovoltaicos [18]

III. REFERENCIAL TEÓRICO

Para o dimensionamento do sistema fotovoltaico deve-se seguir uma série de cálculos os quais são extraídos do manual técnico disponibilizado no site do CRESESB. Neste estudo de caso será considerado uma instalação conectada a rede devido a que se pretende priorizar a segurança energética do local a ser estudado, pretende-se assim suprir o consumo de energia do local nos horários de maior utilização das instalações. Para realizar um melhor dimensionamento para os consumidores do grupo A é necessário entender sobre as tarifas. Segundo resolução 478/ 2012 e o módulo dos procedimentos de regulação tarifária –PRORET, as modalidades tarifárias são definidas de acordo com os grupos tarifários que no grupo A, a tarifação de consumo é binômica, denominada tarifas horazonal sazonal (THS), podendo ser verde ou azul. a tarifa horazonal Verde apresenta uma única tarifa de demanda de potência e tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia. A THS Verde é permitida para unidades consumidoras dos subgrupos A3a, A4 e AS. A THS Azul apresenta tarifas diferenciadas para demanda de potência e para consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia. Esta modalidade tarifária é opcional para os consumidores dos subgrupos A3a, A4 e As e obrigatória para os consumidores dos subgrupos A1, A2 e A3. Isto é importante para poder obter e saber qual consumo ou em qual posto tarifário deseja-se suprir o consumo.

A seguir calcula-se a taxa de desempenho com ajuda da equação a seguir,

$$PR = \frac{\text{PRODUTIVIDADE}}{\text{IRRADIAÇÃO}/1000} \% \quad (2)$$

Procede-se ao dimensionamento do gerador fotovoltaico, é necessário o consumo médio diário anual (Wh/dia) que é calculado a partir do histórico de faturas mensais de consumo e, a taxa de desempenho obtida da equação 2 e a média diária anual obtida da equação 1 [3], a potência do gerador é dado pela fórmula a seguir

$$P_{FV}(Wp) = \frac{(E/PR)}{HSP_{MA}} \quad (3)$$

Onde:

P_{FV} Wp- Potencia de pico do painel FV

E(Wh/día) - Consumo diario medio anual

HSP_{MA} - Media diaria anual das HSP incidente

PR (adimensional) - Taxa de desempenho

Referente à equação 3, o consumo diário anual de energia (E) para consumidores do grupo A deve ser considerado o ajuste da tarifa no horário de ponta e fora de ponta. De acordo com a cartilha de micro e minigeração distribuída, isso é feito devido a que a compensação de faz primeiro no horário da geração de energia solar e logo em outros postos tarifários, dessa forma quando o consumidor é do grupo A por contar com faturamento em dois postos tarifários os créditos para compensar no horário fora do horário de geração de energia solar fotovoltaica, tem custo maior quando esse crédito for utilizado para suprir o consumo. [34][8]. Em seguida, deve-se escolher o módulo solar, e deve ser considerado o custo de energia gerada pelo sistema e as vantagens arquitetônicas e elétricas, a escolha de um fabricante e levar em consideração a garantia dos módulos, as características do produto em termos de parâmetros elétricos e eficiência. Para saber o número de módulos a ser utilizado deve-se seguir a fórmula abaixo [13]

$$\text{número de módulos} = \frac{P_{FV}}{P_{\text{módulo}}} \quad (4)$$

A seguir, no quadro IV, deve-se realizar o dimensionamento do inversor o qual depende da potência do gerador fotovoltaico e das características técnicas do módulo a ser escolhido, como topologia da instalação escolhida. O número máximo de módulos deve ser respeitado por isso deve-se atender a esta condição descrita abaixo [13]

$$\text{Número módulos}_{\text{serie}} \times V_{ocTmin} < V_{i_{max}} \quad (5)$$

geralmente a tensão máxima que o módulo suporta é 1 kV, a seguir deve-se avaliar se o sistema conectado a rede possui o número suficiente de módulos conectados em série por que a tensão do módulo seja superior a mínima tensão de SPPM do inversor, assim deve-se respeitar a seguinte condição [13]

$$\frac{V_{i_{SPPMmin}}}{V_{mpTmax}} < \text{Número módulos}_{\text{serie}} < \frac{V_{i_{SPPMmax}}}{V_{mpTmin}} \quad (6)$$

As siglas da fórmula 6 é descrita abaixo,

$V_{i_{SPPMmin}}$ - Mínima tensão c.c. de operação do SPPM do inversor

$V_{i_{SPPMmax}}$ - Máxima tensão c.c. de operação do SPPM do inversor

V_{mpTmin} - Tensão de potência máxima (Vmp) de um módulo FV na menor temperatura de operação

V_{mpTmax} - Tensão de potência máxima (Vmp) de um módulo FV na maior temperatura de operação

Para garantir que o valor de corrente máxima de entrada cc do inversor não seja ultrapassado, sugere-se calcular o número máximo de fileiras das séries fotovoltaicas, em conexão paralela, com ajuda da fórmula a seguir, [13]

$$\text{Número series FV}_{\text{Paralelo}} = \frac{I_{imax}}{I_{sc}} \quad (7)$$

Em que, I_{imax} é a corrente máxima c.c admitida na entrada do inversor e I_{sc} é a corrente de curto circuito do módulo FV nas STC. [13]

Para saber se a instalação pode ser executada no local é necessário saber a área requerida para o sistema, e comparar assim com a área disponível no local, dessa forma deve-se seguir as formulas a seguir. [18]

$$A_{neta} = N_{mod} * A_{mod} \quad (8)$$

A área neta é composta por o número de módulos e a área do módulo onde o número de módulos é obtido da equação 4 e a área dos módulos pode ser obtido através da ficha técnica fornecida pelo fabricante

$$A_{requerida} = \cos(\emptyset) A_{net} \quad (9)$$

Para o cálculo da distância entre os modulos deve-se levar em conta a altura da haste de fixação do módulo sendo que a inclinação (ϕ) adotada é de 20 graus, para obter a altura da haste considera-se o comprimento do módulo (L) como mostra na equação 10

$$h = L \sin(\emptyset) \quad (10)$$

Após calcular a altura da haste, pode-se obter a distância mínima entre módulos com ajuda da equação 11

$$d_{min} = 3,5 h \quad (11)$$

A instalação correta de um módulo solar fotovoltaico deve levar em conta o movimento diário do sol. um módulo instalado com sua face voltada para o leste, fará o aproveitamento da energia solar somente no período da manhã. no período da tarde, após o meio dia solar, os raios solares vão deixar de incidir sobre a face do módulo e sua energia não será aproveitada. da mesma forma, se o módulo estiver com sua face voltada para o Oeste, será capaz de aproveitar a energia solar somente no período da tarde.

A melhor maneira de instalar um módulo solar fixo, sem um sistema de rastreamento solar, é orientá-lo com a face voltada para o norte geográfico. O módulo na orientação norte melhora o aproveitamento da luz solar ao longo do dia, pois durante todo o tempo o módulo tem raios solares incidindo sobre sua superfície, com maior incidência ao meio dia solar. Para cidades que estão acima da linha do equador deve-se orientar o painel para o sul geográfico. Segundo Gazoli, não existe um consenso geral sobre o melhor método de escolher o ângulo de inclinação para a instalação de um módulo solar, então é possível determinar para uma latitude geográfica um ângulo de inclinação que possibilite uma boa produção média de energia ao longo do ano, assim, uma regra simples para a escolha do ângulo de instalação, adotada por muitos fabricantes de módulos fotovoltaicos é utilizando o ângulo da latitude da localidade onde será instalado o sistema que pode ser obtido através do *google maps*, para o estudo de caso que é em São Miguel do Iguçu a inclinação indicada pela plataforma *Sun data* do cresesb é de 20 graus [18]

O processo III descrito no fluxograma apresentado na figura 2 é um quadro de decisão em que deve ser respeitado devido a que segundo a normativa 687 da Aneel o sistema fotovoltaico não pode ultrapassar a demanda contratada, mas se ultrapassar

deve ser considerado a troca de padrão de entrada e o aumento da demanda contratada. E que se for menor ou igual que a demanda contratada do consumidor o sistema pode ser dimensionado e se for maior que a demanda contratada deve-se considerar mais dois cenários que são referentes a demanda contratada e ao limite da potência do transformador [20]

No quadro IX, é utilizado o *software SAM* para simular a geração de energia fotovoltaica de cada cenário. Este software é utilizado devido a que proporciona a curva de carga do consumidor e a curva de carga de geração fotovoltaica em horas [19] A continuação deve ser feita a análise de viabilidade econômica, dessa forma é necessário construir o fluxo de caixa. Geralmente os fluxo de caixa tem a configuração parecida com a tabela 1, em que o investimento é o valor necessário para a implantação do projeto fotovoltaico, as receitas são definidas como o que se economiza na fatura de energia (a taxa da tarifa no posto de fora ponta que pode ser obtido no site da Copel), O&M representa os custos de operação e manutenção do sistema instalado. O valor que se economiza de energia elétrica é analisado levando em conta que neste caso quando há energia injetada na rede, isto é, quando a geração de energia fotovoltaica é maior que o consumo, assim, será gerado créditos de energia que será utilizado posteriormente. A partir disso pode-se compor o fluxo de caixa, como descreve a tabela 1 [20]

Tabela 1: Fluxo de caixa genérico para projeto de geração distribuída

Ano	0	1	2	3	...	25
Fluxo de caixa	-Investimento	Receita	Receita	Receita	...	Receita
		- Despesas	- Despesas	- Despesas	...	- Despesas

Fonte: Adaptado de [20]

Feito o fluxo de caixa determina-se o valor presente líquido através da equação 12. Na equação I_0 é o investimento inicial, FC é fluxo de caixa e j representa a taxa de desconto.

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FCt}{(1+j)^t} \quad (12)$$

Calculado o VPL, pode-se obter a Taxa Interna de Retorno (TIR) com vistas a garantir o retorno do investimento. Para obter a TIR utiliza-se a equação 13, onde se iguala o VPL a zero e se determina a taxa de juros da equação 12, isolando esta variável. Essa taxa obtida é a TIR.

$$VPL = 0 = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FCt}{(1+TIR)^t} \quad (13)$$

O tempo de retorno ou *Payback* nos indica o tempo em que o investimento se torna positivo ou seja o retorno do investimento, para calcular este indicador deve-se conhecer o fluxo de caixa como indicado na equação 14. se o período de *payback* for menor que o máximo aceitável, o projeto será viável, caso contrário não. Segundo Motta & Caloba (2002), quanto menor o período do *payback*, mais atrativo é o investimento, pois o mesmo fica menos exposto às incertezas ao longo do período. Para melhor avaliar esta técnica de

payback deve-se considerar o fluxo de caixa que o projeto irá gerar. [28]

Para Bordeaux (2013), o método do valor presente líquido (VPL) faz uma comparação do investimento realizado com o valor presente dos fluxos de caixa gerados pelo projeto. Se bem observado, vê-se que o método do *payback* descontado faz, período a período, a atualização do saldo (investimento – valor presente do fluxo). Ao chegar no final, o saldo acumulado do *payback* descontado é, portanto, o próprio valor presente líquido do projeto. O valor presente líquido leva em conta todos os fluxos de caixa, e não apenas o instante no tempo em que o saldo acumulado se torna positivo. Assim, pode nos dar uma medida de riqueza adicionada (VPL maior que zero) ou destruída (VPL menor que zero). [30]

$$Payback = t_- + \frac{\sum_{t=1}^n FCt}{FC_{t+}} \quad (14)$$

Para o cálculo de índice de lucratividade, leva-se em conta o Valor presente líquido VPL e o Investimento inicial I_0

$$I_L = \frac{(VLP+I_0)}{I_0} \quad (15)$$

Na análise de viabilidade econômica é considerado o custo nivelado de energia ou LCOE (*Levelized Cost of Electricity*). Esta figura de mérito relaciona os custos envolvidos e a energia gerada pelo sistema durante sua vida útil. O LCOE representa quanto o produtor de energia elétrica deveria obter de receita por kWh, com o intuito de que esta figura de mérito ajude a suprir as despesas operacionais, investimentos, juros e remunerar os investidores. [31] [32]

De acordo com a Empresa de Pesquisa energética (EPE), o LCOE pode ser definido como a equação 16

$$LCOE = \frac{\text{Custos ao longo da vida útil}}{\text{Energia gerada ao longo da vida útil}} = \sum_{t=0}^T \frac{C_t / (1+r)^t}{E_t / (1+r)^t} \quad (16)$$

Onde,

C_t – Custos no período t

E_t – Energia gerada no período t

r - Taxa de desconto

Para compreender melhor os resultados obtidos na análise econômica do projeto deve-se levar em conta algumas condições:

1) $TIR > TMA$, $VPL > 0$;

2) $TIR = TMA$, $VPL = 0$;

3) $TIR < TMA$, $VPL < 0$.

A taxa mínima de atratividade (TMA), é uma taxa de juros que se utiliza como parâmetro para saber o mínimo que o investidor pode ganhar se aplicar recursos, ou o máximo que pode ganhar quando faz um financiamento. Para este estudo de caso o TMA é considerado como sendo a taxa selic que é obtida através da página do banco central do Brasil. Quando VPL for maior que zero significa que os lucros do projeto superam o investimento somando as despesas, dessa forma o projeto deve ser considerado viável. Além do VPL, a TIR deve ser analisada, caso seja menor do que a taxa mínima de atratividade, este projeto deve ser recusado, significa que o investimento feito para o projeto não terá lucros para remunerar os proprietários. Quando a TIR é maior que a taxa mínima de atratividade, o

retorno do investimento é garantido, assim sendo uma TIR com valor maior que o custo de capital aumenta o lucro, e de forma contrária apresenta uma TIR com valor menor que o custo de capital. [19]

Para o índice de lucratividade representado por I_L na equação 15, quando maior a um, significa que o investimento será recuperado, remunerado pelo menos a taxa exigida, quando o índice de lucratividade igual a um, isto é, o investimento será recuperado, enquanto que quando a taxa de lucratividade for menor do que um significa que o investimento não será recuperado. Referente ao payback quanto menor seja o período melhor, pois não está exposto a incertezas ao longo do período. Quando o custo de energia nivelado dado pela equação 16 for menor a tarifa com impostos a atratividade do projeto é melhor [20]

IV. RESULTADOS

O estudo de caso é de um consumidor comercial, que é um supermercado do estado do oeste do Paraná, o local de estudo é em São Miguel do Iguaçu. Conforme a metodologia apresentada, o primeiro passo a ser feito é analisar a fatura da conta de energia. A seguir é apresentado o gráfico de consumo e demanda do local, o qual pertence a tarifa verde grupo A4, o que significa que tem demanda contratada, e o consumo tem dois postos tarifários, ponta e fora de ponta. Pode-se observar na figura 5, que o maior consumo de energia ocorre no período fora de ponta, e que o maior consumo é de 32762 kWh no mês de novembro como pode ser observado no Anexo I, assim o dimensionamento do gerador fotovoltaico deve ser feito em base ao consumo do posto tarifário fora de ponta.

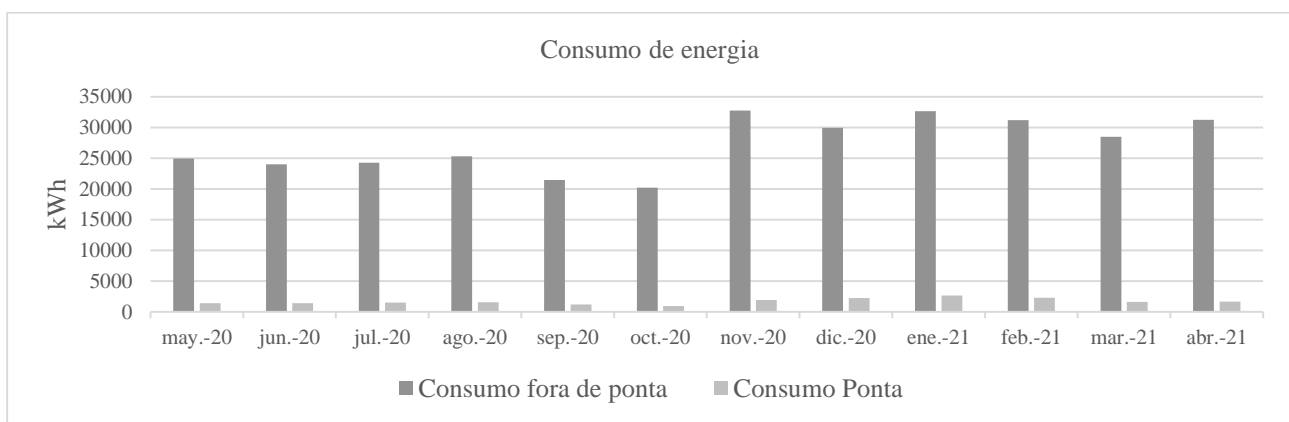


Figura 5: Consumo de energia no horário fora ponta e ponta

De acordo com o Decreto número 093/2020 da cidade de São Miguel do Iguaçu, dispõe sobre situação de Emergência, em março de 2020 que mantém os supermercados e comércios com horários de 8h a 18 hs e com 30% da capacidade. Na figura 5 pode-se observar dois período de maio até outubro em que teve consumo médio de 23348,7 kWh e o outro período de novembro a abril que tem consumo médio de 31034,2 kWh, isto é um aumento de consumo de 32,92 % de um período a outro no horário fora de ponta onde ocorre o maior movimentação do comercial e por isso maior consumo de energia. Em novembro de acordo com o decreto 609/2020 os estabelecimentos comerciais que permanecem abertos adotaram a medida de capacidade máxima de 50% e os horários poderiam ir até às 22hs o que reflete no consumo de energia elétrica do supermercado. Para este consumidor foi utilizado os 12 meses de histórico de consumo, mas o ideal é utilizar de um período maior anterior a pandemia [24]

Na figura 4, é importante realizar a análise da demanda contratada devido a limitação da potência instalada pois de acordo com a Resolução normativa 687/2015 a potência instalada não deve ser superior a demanda contratada neste caso não pode ser maior que 95 kW, no caso de acontecer necessária uma maior potência e deve-se fazer a troca do padrão de entrada. [23]

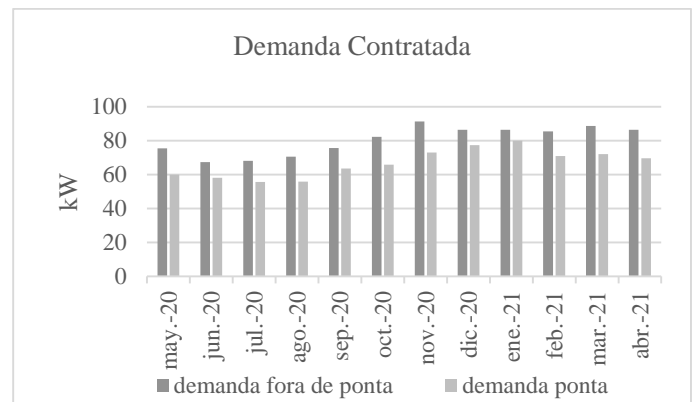


Figura 6: Demanda no horário ponta e fora de ponta

Para prosseguir com os resultados do dimensionamento solar, deve-se levar em consideração os dados da localização, como a irradiação da cidade a qual é apresentada a seguir, onde é utilizada a média de 4,97 kWh/m².dia para os cálculos [22]

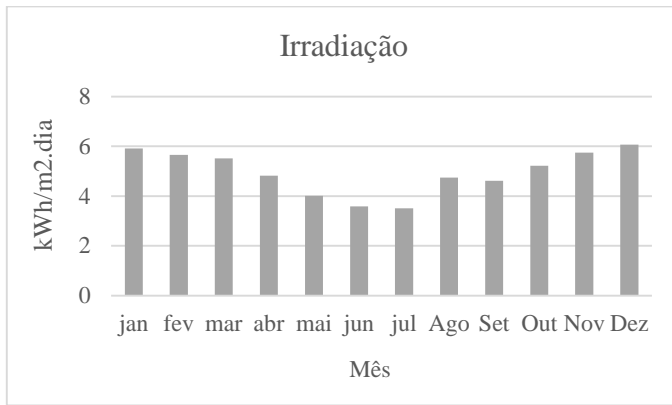


Figura 7: Irradiação Solar, cresesb

A área de instalação também deve ser considerada, a qual é medida com ajuda do *google earth pro* e obteve-se uma área útil disponível de 281 m². Logo, deve ser feito o cálculo da área necessária para a instalação do sistema, e assim observar se é compatível com a área disponível



Figura 8: Vista aérea do local, google earth

Para o dimensionamento, como descrito no fluxograma, é feito os três cenários a modo de avaliar qual deles é mais interessante para o consumidor, assim para o primeiro cenário leva-se em consideração o consumo, onde o consumo necessário para abater consumo no horário ponta e fora ponta é 29901,23 kWh. Seguindo a metodologia apresentada pelo cresesb obtém-se potência instalada para cada cenário apresentado na tabela 2, e a seguir escolhe-se o módulo disponível pela distribuidora de equipamentos “aldo solar”, o módulo escolhido é da marca jinko de potência 540W. A partir da fórmula 4 da seção II pode-se obter o número de módulos necessários para cada cenário, a

seguir na tabela 3 é apresentado os parâmetros do módulo a ser utilizado.

Tabela 2: Potência pico do sistema e Número de módulo

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Potência CC	303	109	119
Número de módulos	561	201	220

Tabela 3: Características principais do módulo selecionado

Parâmetro	Valor
Potência máxima	540 Wp
Número de células	144
Tensão de operação	40,70 V
Corrente de operação	13,27 A
Tensão circuito aberto	49,42 V
Corrente de curto circuito	13,85 A
Temperatura de operação NOCT ²	45 °C
Eficiência	20,9 %
Área	3,40 m ²
Coefficiente negativo alfa	-0,28 %/ °C

A partir das fórmulas 6 e 7 descrita na seção II, é feito uma seleção de inversor a partir da tabela 6 no apêndice I, na tabela 3 é apresentado o inversor selecionado para cada cenário.

Tabela 4: Inversor selecionado para cada cenário

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Potência CA	240 kW	95 kW	104 kW
Potência do inversor	20 kW	36kW	15kW
Marca	Fronius	Growatt	Fronius
Quantidade	12	3	7
Arranjo	14 por 2	11 por 2	13 por 4
Área necessária	572 m ²	237,15 m ²	259 m ²

A geração de energia em um ano estimada pelo *software SAM* resulta em média para o cenário 1 de 526781,1 kWh, para o cenário 2 é 139432,6 kWh, e para o cenário 3 a energia gerada em um ano é de 151801,2 kWh.

² NOCT – Nominal Operating Cell Temperature: entre 40 e 50 [18]

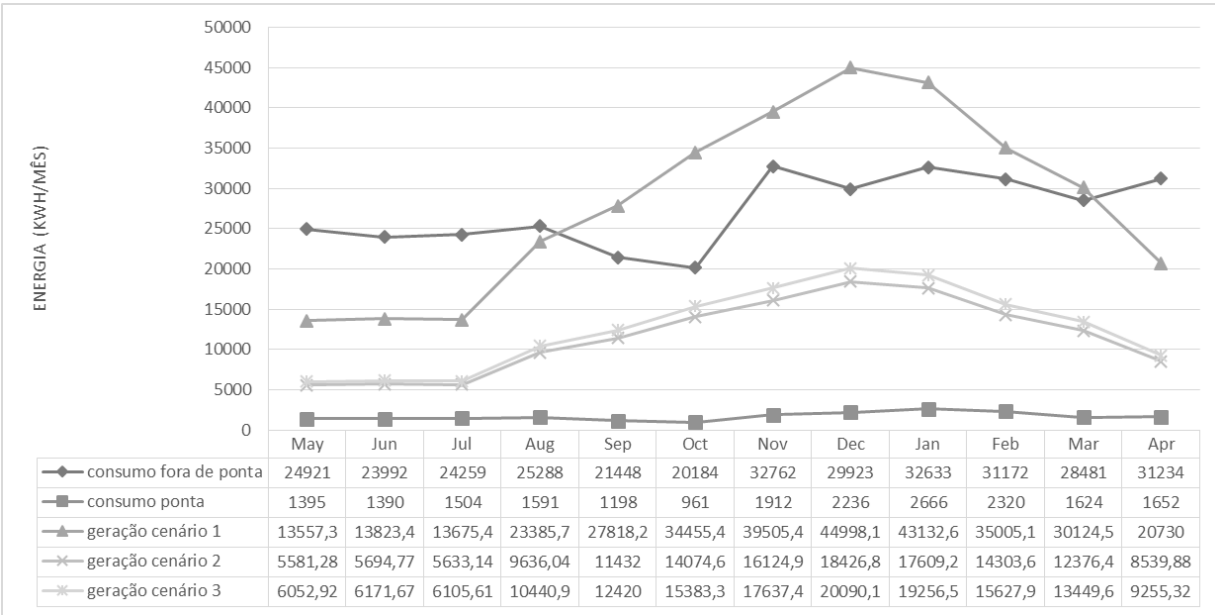


Figura 9: Consumo vs Energia Gerada via SAM

Através do *software Sam* é possível obter a curva diária do sistema fotovoltaico e a curva de carga diária do local, e assim, obter o autoconsumo.

O autoconsumo é calculado graficamente através da curva de carga e a curva de geração de energia, assim, via integração são estimadas as áreas para cada curva.

Logo, a partir da figura 8 pode-se designar a área I como sendo a área das curvas de geração fotovoltaica e área II como a curva de carga, assim, o cálculo de autoconsumo é dado por área I dividido pela soma da área I e II, [19][21]

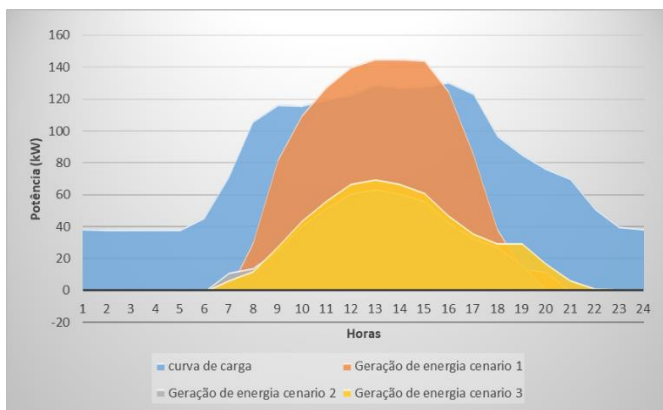


Figura 10: Curva de carga e curva de geração fotovoltaica

Através do cálculo de autoconsumo o resultado estimado para o cenário 1 é de 79,85 %, para o cenário 2 obteve-se o valor de 31,56 %, e para o cenário 3 resultou em 32,12 %

Para o análise econômico, foi feito o levantamento dos componentes com ajuda do site “aldo solar” e “portal solar”, é estimado os custos para os cabos e proteção, sistema de fixação, instalação, que é apresentado na tabela 4 [27] [29]

Como no cenário 1 a potência lado de corrente alternada do inversor ultrapassa a potência da demanda contratada que é de 95 kW deve-se levar em consideração a norma NTC 903100 de fornecimento em tensão primária de distribuição- Copel, para a nova demanda contratada de 260 kW, e que o valor de potência aparente é de 283 kVA, deve ser utilizado um transformador de 300 kVA com isso deve ser feito também a troca do padrão de entrada para o novo transformador [26]

Tabela 4: Orçamento para cada cenário

Material	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Módulos	R\$ 1052240	R\$ 377679	R\$ 1052240
Inversor	R\$ 315757	R\$ 72867	R\$ 315757
Cabos e proteção	R\$ 3500	R\$ 3500	R\$ 3500
Sistema de fixação	R\$ 60648	R\$ 21768,3	R\$ 23826
Projeto e instalação	R\$ 7204	R\$ 7204	R\$ 7204
Padrão de entrada 300 kVA	R\$ 20000		
total	R\$ 1.459.349	R\$ 483.301,83	R\$ 617.933

A partir da composição do orçamento foi realizado o fluxo de caixa, e para analisar a viabilidade do investimento foram feitas as seguintes considerações [18][19][21]

- A tarifa de energia cresce de acordo com a Copel levando em consideração 10 anos anteriores obteve-se de média 8,351 % a.a
- A depreciação dos módulos dado em 2% a.a
- Taxa selic 6,15 % a.a, essa taxa considerada é do ano 2020
- A taxa selic é considerada como Taxa mínima de atratividade
- O custo de orçamento e manutenção é considerado 1% em relação a energia gerada
- Para o fluxo de caixa é considerado 25 anos

Com as considerações declaradas acima, foi realizado o cálculo dos indicadores de viabilidade econômica e o custo de geração de energia

Tabela 5: Indicadores econômicos do projeto

Indicadores	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
VPL (R\$)	2.730.385,61	938.506,11	1.012.737,58
TIR (%)	28%	10%	9%
IL	7,9261	3,0473	2,7380
LCOE (R\$/kwh)	0,11689	0,10503	0,12625
Payback descontado (anos)	5,853	9,3173	10,277

Observando os indicadores calculados na tabela acima pode-se ver que o cenário 1 é viável em termos já que a taxa interna de retorno em 28% que é maior que a taxa mínima de atratividade (TMA) dado como igual a taxa selic de 6,15% outro indicador importante é o Payback que resultou em 5 anos e 8 meses de retorno do investimento que é de R\$ 1.459.349. No cenário 2 obteve-se 10% em taxa interna de retorno sendo também maior que o TMA considerado, e com 9 anos e três meses de retorno do investimento de R\$ 483.301,83. A seguir no cenário 3, a taxa interna de retorno é de 9% com Payback de 10 anos e 2 meses de retorno do investimento de R\$ 617.933. Assim, considerando esses indicadores pode-se dizer que os três cenários são viáveis para a implementação.

V. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Para um projeto de um sistema fotovoltaico ser viável é necessário atender a indicadores econômicos, da mesma forma para ser viável no aspecto técnico, deve obedecer os cálculos apresentados pelo cresb e também levar em consideração o espaço disponível no telhado, para isso foi feito os cálculos dos três cenários em estudo.

Para este estudo de caso, os três cenários são viáveis economicamente, já tecnicamente o que impossibilita a instalação no cenário 1 é a área, em que para este cenário a área necessária é de 572 m², no cenário 2 é de 237 m², e no cenário 3 é 259 m², sendo que a área disponível para instalação é de 281 m². Dessa forma podemos dizer que o mais viável será o cenário 2 e 3, pode-se dizer que o cenário 2 e 3 tem área necessária para o espaço disponível no local. Tal vez o sistema do cenário 2 e 3 não seja possível abater o consumo de energia no total, mas parcialmente pode abater o consumo, pois os dois tem o autoconsumo em 31,56% e 32,12% respectivamente, além disso esses dois cenários não necessitam da troca de padrão como é no cenário 2.

Referente aos indicadores econômicos, o cenário 1, 2 e 3 a recuperação do investimento é em um prazo de 5 anos e 8 meses para o cenário 1, e 9 anos e 3 meses para o cenário 2, e 10 anos e 2 meses para o cenário 3, os três cenários tem período menor que metade da vida útil do projeto. Assim, diante dos cálculos econômicos e técnicos os cenários apresentados são favoráveis para sua implantação. O que impossibilita seria a área necessária do cenário 1 que é maior que a área do local onde se quer instalar o sistema.

REFERÊNCIAS

- [1] Camara de comercialização de energia elétrica, [Online] Available <https://www.ccee.org.br/dados-e-analises/mercado-quinzenal> [Acesso 14 fevereiro 2022]
- [2] Panorama de las actualizaciones de las contribuciones determinadas a nivel nacional de cara a la COP 26, Naciones Unidas, 2022
- [3] Union Europea, [Online], Available https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_es [Acesso 30 de julho 2021]
- [4] Empresa de pesquisa energetica, “EPE”, [Online], Available <https://www.epe.gov.br/pt/abcedenergia/matriz-energetica-e-eletrica> [Acesso 30 de julho 2021]
- [5] International Energy Agency, “IEA”, [Online] Available <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/solar> [Acesso 30 de julho 2021]
- [6] Georgilakis, P., Hatziaargyriou, N. IEEE. Optimal Distributed generation Networks: Models, Methods and Future Research, 2012
- [7] Agência Nacional de Energia Elétrica, “ANEEL,” [Online] Available https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida?p_p=id=101&p_p=lifecycle=0&p_p=state=maximized&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_assetEntryId=14461914&_101_type=content&_101_groupId=656827&_101_urlTitle=geracao-distribuida-introduc-1&inheritRedirect=true [Acesso 30 de julho 2021]
- [8] Caderno temático, Agencia Nacional de Energia, “ANEEL,” [Online] Available <https://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161> [Acesso 5 de agosto 2021]
- [9] Greener – Estudo Estrategico de Mercado Fotovoltaico [Online] Available <https://www.greener.com.br/estudo/estudo-estrategico-mercado-fotovoltaico-de-geracao-distribuida-1-semester-de-2021/> [Acesso 18 de setembro 2021]
- [10] K, Ana. Desagregação de carga e geração em unidades consumidoras com Micro e Minigeração solar fotovoltaica conectadas à rede. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2021.
- [11] Caurio, A. Analise da aplicação de sistemas de armazenamento e sistemas Fotovoltaicos para redução de custos de Energia Elétrica de clientes de grupo A. Universidade Federal Do Rio Grande Do Sul. Porto Alegre, 2021
- [12] Farias, L. Dimensionamento Fotovoltaico aplicado a um consumidor de Alta Tensão conctado á rede. Universidade Federal do Ceara. Fortaleza, 2017
- [13] G. R. Sylvestrin, Projeto e dimensionamento de uma sistema fotovoltaico conctado à rede: estudo de caso empresa de fertilizantes, Foz do Iguaçu: Universidade Federal da Integração Latinoamericana, 2017.

- [14] Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL [Online] <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>
- [15] Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. CRESESB, 2014.
- [16] C, Rafael. Metodologia para dimensionamento de sistema fotovoltaico de autoconsumo remoto –Estudo de caso Florianópolis. Joinville, 2017
- [18] V, M. G.; GAZOLI, J. R. Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações. 1ª ed. Editora Érica, São Paulo, 2012
- [19] S, Fernando. Análise de Viabilidade Econômico-Financeira para sistema de micro e mini geração distribuída solar fotovoltaica. Universidade São Francisco, MBA em Gestão Estratégica de Negócios.
- [20] N, Renny. Microgeração Fotovoltaica no Brasil: Condições atuais e perspectivas futuras. Universidade de São Paulo Instituto de Energia e Ambiente Programa de Pós- Graduação em Energia. São Paulo, 2014.
- [21] T, Édwin. Análise dos fatores de perdas nos sistemas fotovoltaicos da UTFPR campus Curitiba. Universidade Tecnológica do Paraná - Programa de Pós- Graduação em sistemas de energia. Curitiba, 2019.
- [22] CRESESB - CEPEL, “Potencial Solar - SunData v 3.0,” [Online]. Available: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>.
- [23] Resolução Normativa número 687/2015- Geração Distribuída [online] Available < http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_assetEntryId=14461914&_101_type=content&_101_groupId=656827&_101_urlTitle=geracao-distribuida-introduc-1&inheritRedirect=true>
- [24] Prefeitura de São Miguel do Iguaçu [Online] Available < <https://www.saomiguel.pr.gov.br/page/17/?s=decreto+da+pandemia+> > [Acesso 15 de setembro 2021]
- [25] Companhia Paranaense de energia “COPEL”, Norma técnica, fornecimento em tensão primária de distribuição NTC 903100
- [26] aldo solar- Energia solar [Online] Available < <https://www.aldo.com.br/categoria/energia-solar>> [Acesso 18 de setembro 2021]
- [27] Motta, R. R.; Caloba, G. M. Análise de Investimentos. São Paulo: Atlas, 2002
- [28] Bordeaux-Regô, R. et al. – Viabilidade Econômico-Financeira de Projetos. 4ª Ed. Rio de Janeiro: FGV 2013
- [29] MIT, Massachusetts Institute of Technology. The Future of coal. Massachusetts: 2007
- [30] K, Branker; M.J.M, Pathak. A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 15, p. 4470–4482, 2011
- [31] Empresa de Pesquisa Energética (Brasil). Análise da inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira. Rio de Janeiro: EPE, 2012.
- [32] ANEEL. Resolução Normativa nº 687 de 24 de Novembro de 2015, 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 14 fev. 2022.

Apêndice I
Tabela I.6: Comparação de inversores para o projeto

CENÁRIO 1 (240 kw)			
parâmetros	INVERSORES		
	ABB	FRONIUS	GROWATT
Potência	27,6	20	125
quantidade	11	12	2
Tensão mínima CC MPPT	250	370	180
Tensão máxima CC MPPT	500	800	1000
Corrente máxima CC	32	33	30
Resultados			
Límite inferior de número de módulos em serie	5,2809	7,815	3,80
Límite superior de número de módulos em paralelo	9,033	14,453	18,066
Média	7,1571	11,134	10,934
numero de módulos en serie	9	13	11
numero de módulos em paralelo	2,3104	2,3826	2,166
Numero de módulos em paralelo	2	2	2

Tabela I.7: Seleção de inversor para cenário 2

CENÁRIO 2 (95kw)			
Parâmetros	INVERSORES		
	ABB	FRONIUS	GROWATT
Potência	20	25	36
quantidade	5	4	3
Tensão mínima CC MPPT	440	580	200
Tensão máxima CC MPPT	800	850	1000
Corrente máxima CC	25	44,2	25
Resultados			
Límite inferior	9,294465568	12,2518	4,224757076
Límite superior	14,45325435	15,35658	18,06656793
Média	11,87385996	13,80419	11,1456625
número de módulos en serie	12	14	11
número de módulos em paralelo	1,805054152	3,191336	1,805054152
Número de módulos em paralelo	2	3	2

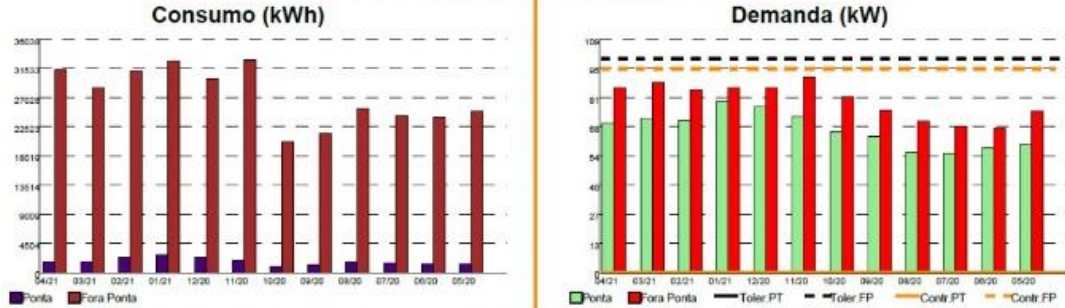
Tabela 1.8: Seleção de inversor para cenário 3

CENÁRIO 3 (104KW)		
Parâmetro	Inversor	
Marca	Fronius	Growatt
Potência	15	36
Quantidade	7	3
Tensão mínima cc MPPT	370	200
Tensão máxima CC MPPT	800	1000
Corrente máxima cc	49,5	50
Resultado		
Límite Inferior	7,815	4,224
Límite superior	14,453	18,066
Media	11,134	11,145
Número de módulos em serie	13	17
Número de módulos em paralelo	3,57	3,610
Número de módulos em paralelo	4	4

Anexo I

Informações Suplementares		
<p>CONSUMO F PONTA 0,326670 CONSUMO PTA 1,318060 DEMANDA 15,250000</p>	<p>Tarifas</p>	<p>Tensão Contratada: 13200 volts Limite Adequado de Tensão: 12280 a 13860 volts</p>

Histórico de Consumo e Pagamentos



Mês/Ano	Valor da Fatura	Data de Vencimento	Data de Pagamento	Consumo Ponta	Consumo Fora Pta.	Demanda Ponta	Demanda Fora Pta.	Dem. Cont. Ponta	Dem. Cont. Fora Pta.	Dem. Tol. Ponta	Dem. Tol. Fora Pta.
04/2021	21.189,03	30/05/2021		1652	31234	69,66	86,41	0	95	0	99,75
03/2021	19.767,28	30/04/2021		1624	28481	71,95	88,7	0	95	0	99,75
02/2021	22.169,58	30/03/2021	30/03/2021	2320	31172	70,99	85,38	0	95	0	99,75
01/2021	26.494,64	28/02/2021	01/03/2021	2666	32633	79,99	86,41	0	95	0	99,75
12/2020	20.867,39	30/01/2021	01/02/2021	2236	29923	77,41	86,34	0	95	0	99,75
11/2020	21.655,78	30/12/2020	30/12/2020	1912	32762	72,98	91,36	0	95	0	99,75
10/2020	13.715,24	30/11/2020	30/11/2020	961	20184	65,75	82,13	0	95	0	99,75
09/2020	14.759,45	30/10/2020	30/10/2020	1198	21448	63,54	75,64	0	95	0	99,75
08/2020	17.199,89	30/09/2020	30/09/2020	1591	25288	55,86	70,62	0	95	0	99,75
07/2020	17.094,99	30/08/2020	31/08/2020	1504	24259	55,57	68,11	0	95	0	99,75
06/2020	17.033,28	30/07/2020	30/07/2020	1390	23892	58,15	67,23	0	95	0	98,75
05/2020	17.631,37	30/06/2020	30/06/2020	1395	24521	59,92	75,49	0	95	0	99,75

Anexo II

Configuração de embalagem	
(Dois painéis = uma pilha)	
31 pcs/paquete, 62 pcs/pilha, 620 pcs/container de 40HQ	

Características mecânicas	
Tipo de célula	P type Mono-crystalline
NP de células	144 (624)
Dimensões	2274*1134*35mm (89.53*44.65*1.38 inch)
Peso	28.9 kg (63.7 lbs)
Vidro frontal	3,2 mm, revestimento anti-reflexo, alta transmissão, baixo teor de ferro, vidro temperado
Quadro	Liga de Alumínio Anodizado
Classe de Proteção	Classificação IP68
Tipos de solda	TUV 1 + 4.0 mm ²
Tipos de solda	(+)-4.0mm, (-)2.00mm ou conector personalizado

ESPECIFICAÇÕES										
Tipo de Módulo	JKM330M-72HL4		JKM335M-72HL4		JKM540M-72HL4		JKM545M-72HL4		JKM550M-72HL4	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Potência máxima (P _{max})	530Wp	394Wp	535Wp	398Wp	540Wp	402Wp	545Wp	405Wp	550Wp	409Wp
Tensão máxima de energia (V _{mp})	40.56V	37.84V	40.63V	37.91V	40.70V	38.08V	40.80V	38.25V	40.90V	38.42V
Corrente de potência máxima (I _{mp})	13.07A	10.42A	13.17A	10.50A	13.27A	10.55A	13.36A	10.60A	13.45A	10.65A
Tensão de circuito aberto (V _{oc})	49.26V	46.50V	49.34V	46.57V	49.42V	46.65V	49.52V	46.74V	49.62V	46.84V
Corrente de curto-circuito (I _{sc})	13.71A	11.07A	13.79A	11.16A	13.85A	11.19A	13.94A	11.26A	14.03A	11.35A
Eficiência do Módulo STC (%)	20.55%		20.75%		20.94%		21.13%		21.33%	
Temperatura de operação (°C)					-40°C~+65°C					
Tensão máxima do sistema					1000/1500VDC (IEC)					
Classificação máxima do nível em série					3SA					
Tolerância de potência					0~+3%					
Coefficiente de temperatura de P _{max}					-0.35%/°C					
Coefficiente de temperatura de V _{oc}					-0.28%/°C					
Coefficiente de temperatura de I _{sc}					0.048%/°C					
Temperatura nominal da célula operacional (NOCT)					45±2°C					

Fonte: Catálogo disponível em aldo solar.

<https://www.aldo.com.br/produto/151929-0/painel-solar-fotovoltaico-jinko-jkm540m-72hl4-v-tiger-pro-540w-144-cel-mono-half-cell-2094-efic>

Anexo III inversor cenario 1

FRONIUS SYMO				
FRONIUS SYMO 12.5-3 / 15.0-3 / 17.5-3 / 20.0-3				
DADOS DE ENTRADA	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Corrente de entrada máxima (I _{CC máx 1} / I _{CC máx 2})	27.0 A / 16.5 A		33.0 A / 27.0 A	
Corrente curto circuito máxima (MPP ₁ /MPP ₂)	40.5 A / 24.8 A		49.5 A / 40.5 A	
Tensão inicial de operação (U _{CC start})			200 V	
Tensão de entrada máxima (U _{CC máx})			1,000 V	
Faixa de tensão MPP			200 - 800 V	
Número de rastreadores MPP			2	
Número de entradas CC			3+3	
Potência máx. módulos (P _{CC máx})	18.8 kWp	22.5 kWp	26.3 kWp	30 kWp
DADOS DE SAÍDA	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Potência nominal CA (P _{CA,1})	12,500 W	15,000 W	17,500 W	20,000 W
Potência de saída máxima	12,500 VA	15,000 VA	17,500 VA	20,000 VA
Corrente nominal de saída CA (I _{CA nom})	18 A	21,7A	25,3 A	28,9 A
Conexão a rede (faixa de tensão)		3 - NPE 400 V / 230 V ou 3 - NPE 380 V / 220 V		
Frequência nominal		50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)		
Distorção Harmônica Total	< 2.00 %	< 1.50 %	< 1.50 %	< 1.30 %
Fator de potência (cos φ _{u,1})		0 - 1 ind./cap.		
DADOS GERAIS	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Eficiência máxima		98,00%		98,10%
Grau de proteção			IP 66	

Fonte: Catálogo disponível em aldo solar distribuidor de equipamentos fotovoltaicos

<https://www.aldo.com.br/produto/30315-9/inversor-solar-fotovoltaico-on-grid-fronius-4210054-symo-20kw-trifasico-380v-2-mppt-monitoramento>

Anexo IV Inversor cenário 2

Ficha de dados	MID 36KTL3-X
Dados de entrada	
Máxima potência fotovoltaica recomendada (para módulo SiC)	54000W
Máxima tensão CC	1100V
Tensão de partida	250V
Faixa de tensão MPPT/Tensão nominal	60V
Faixa de tensão MPPT	180-1000V
Número de MPP trackers	4
Número de Strings por MPP tracker	2
Máxima corrente de entrada por MPP tracker	26A
Máxima corrente de curto-circuito por MPP tracker	32A
Saída	
Máxima potência nominal CA	36000W
Tensão nominal CA	220V/380V (340-440V)
Frequência da rede CA	50/60 Hz (45-55Hz/55-65 Hz)
Máxima corrente de saída	60.0A
Fator ajustável de potência	0.8leading...0.8lagging
THDI	< 3%
Tipo de conexão da rede CA	3W+N+PE

Fonte: Catálogo disponível em aldo solar distribuidor de equipamentos fotovoltaico
<https://www.aldo.com.br/produto/150642-1/inversor-solar-fotovoltaico-on-grid-growatt-mid36ktl3-x-36kw-trifasico-380v-4mppt-monitoramento>

Anexo V Inversor cenário 3

FRONIUS SYMO				
FRONIUS SYMO 12.5-3 / 15.0-3 / 17.5-3 / 20.0-3				
DADOS DE ENTRADA	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Corrente de entrada máxima ($I_{CC\ max\ 1} / I_{CC\ max\ 2}$)	27.0 A / 16.5 A		33.0 A / 27.0 A	
Corrente curto-circuito máxima (MPP/MPP ₂)	40.5 A / 24.8 A		49.5 A / 40.5 A	
Tensão inicial de operação ($U_{CC\ start}$)			200 V	
Tensão de entrada máxima ($U_{CC\ max}$)			1.000 V	
Faixa de tensão MPPT			200 - 800 V	
Número de entradas MPPT			2	
Número de entradas CC			3+3	
Potência máx. módulos (P _{cc\ máx})	18.8 kWp	22.5 kWp	26.3 kWp	30 kWp
DADOS DE SAÍDA	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Potência nominal CA (P _{CA,2})	12.500 W	15.000 W	17.500 W	20.000 W
Potência de saída máxima	12.500 VA	15.000 VA	17.500 VA	20.000 VA
Corrente nominal de saída CA ($I_{CA\ nom}$)	18 A	21,7A	25,3 A	28,9 A
Conexão a rede (faixa de tensão)			3 - NPE 400 V / 230 V ou 3 - NPE 380 V / 220 V	
Frequência nominal			50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)	
Distorção Harmônica Total	< 2,00 %	< 1,50 %	< 1,50 %	< 1,30 %
Fator de potência (cos $\phi_{ca,2}$)			0 - 1 ind. / cap.	
DADOS GERAIS	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Eficiência máxima	98,00%		98,10%	
Grado de proteção			IP 66	

Fonte: Catálogo disponível em aldo solar distribuidor de equipamentos fotovoltaicos
<https://www.aldo.com.br/produto/30958-5/inversor-solar-fotovoltaico-on-grid-fronius-4210052-symo-15kw-trifasico-380v-2-mppt-monitoramento>