

Projeto e Análise Econômica de um Sistema FV Conectado à Rede Considerando a Saturação de Inversores

Ana Paula P. Nowaczyki. Ana Paula C. de Mello. Guilherme S. da Silva

*** Centro de Tecnologia de Alegrete, Universidade Federal do Pampa.

Alegrete, Brasil, (e-mail: padilhaanapaula97@gmail.com; anamello@unipampa.edu.br; guilhermesds@gmail.com)

Abstract: To interconnect between a photovoltaic system and a conventional grid it is necessary to use inverters whose size is based on their nominal capacity and the system's electrical configurations. It is possible to point or undersized the inverter to the photo-generator as a possibility of cost reduction without causing a significant reduction of the system. This design option justifies the fact that systems operate only sporadically at peak conditions. One way to analyze if system sizing is being performed correctly is through the scaling inversion factor. Another important aspect of the project is its economic viability, which can be ensured by economic engineering tools.

Resumo: Para realizar a interconexão entre um sistema fotovoltaico e a rede elétrica convencional, é necessário utilizar inversores, cujo dimensionamento é baseado em sua potência nominal e nos parâmetros elétricos do sistema. É possível apontar o subdimensionamento do inversor em relação ao gerador fotovoltaico como uma possibilidade de redução de custos sem ocasionar perdas significativas ao sistema. Essa opção de projeto se justifica pelo fato que os sistemas operam em condições de pico apenas em momentos esporádicos. Neste trabalho o dimensionamento do sistema é realizado através do fator de dimensionamento de inversores. Outro aspecto importante considerado no projeto é a viabilidade econômica, a qual é garantida através de ferramentas da engenharia econômica.

Keywords: SFVCR; inverter; undersized; FDI and analysis economic.

Palavras-chaves: SFVCR; inversor; subdimensionamento; FDI e análise econômica.

1. INTRODUÇÃO

A geração distribuída (GD) possibilita o uso de fontes renováveis, promovendo alívio em relação à dependência de recursos não renováveis (Gonçalves, 2018). A resolução normativa (RN) n° 482/2012 da ANEEL foi fundamental para impulsionar os investimentos no mercado energético nacional, estabelecendo as diretrizes necessárias para que as micro e minigerações tenham acesso ao sistema de distribuição e compensação de energia elétrica.

A GD é caracterizada como a geração de energia próxima ao centro de consumo, especificada em termos de capacidade instalada, localização, tecnologias e recursos utilizados (Zilles *et al.*, 2012). Os sistemas fotovoltaicos (FV) são amplamente empregados nesse contexto, tanto para o abastecimento de cargas isoladas quanto para a conexão com a rede elétrica convencional.

A fim de obter-se a máxima energia de saída de um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFVCR), a potência nominal do inversor deve ser compatível com a potência nominal do arranjo FV (Macêdo, 2006). Porém, diversos autores apontam o subdimensionamento do inversor em relação ao gerador (potência do inversor inferior à potência do gerador), como uma possibilidade de redução de custos, sem ocasionar perdas significativas para o sistema (Zilles *et al.*, 2012) (Paiva, 2016) (Macêdo, 2006) (Costa, 2010). Essa opção de projeto se justifica pelo fato que os sistemas FV operam em condições de pico

apenas em momentos esporádicos. Isso ocorre porque a geração de energia depende principalmente da irradiância incidente sobre os módulos FV e a temperatura ambiente, as quais são grandezas variáveis (Macêdo, 2006).

Todavia, se o subdimensionamento do inversor for excessivo, o sistema passa a operar com ineficiência, pois o arranjo FV pode estar gerando uma potência muito superior à do inversor, resultando na incapacidade de conversão total da energia gerada, ocasionando assim perdas de potência. Além disso, os componentes do inversor estarão operando em seu limite de projeto, o que implica na redução de vida útil do mesmo. Em contrapartida, se o inversor utilizado no SFVCR tiver sua potência consideravelmente superior à do arranjo, toda potência gerada em qualquer circunstância poderá ser convertida nos terminais de saída. Porém, aumentar excessivamente a potência do inversor implica que o mesmo irá operar em baixo regime de carregamento, reduzindo sua eficiência. Além do mais, tais fatores acarretam em um aumento considerável no custo do inversor (Costa, 2010).

Com o objetivo de avaliar os aspectos apresentados anteriormente, pode-se utilizar o fator de dimensionamento de inversores (FDI), que é basicamente a razão entre a potência do inversor e do arranjo (Paiva, 2016). Para estimar esta grandeza de forma realista é necessário realizar uma avaliação minuciosa das condições locais de geração, sendo elas: posição geográfica, nível de irradiância incidente sobre os módulos e tem-

peratura dos mesmos. Estes parâmetros estipulam as características nominais de operação do sistema e consequentemente implicam no dimensionamento ideal do mesmo.

Considerando o que foi exposto anteriormente, pretende-se estabelecer de forma otimizada a relação energia/custo ideal para o projeto de um SFVCR, através da avaliação numérica do FDI, considerando como local de instalação a cidade de Alegrete – RS. Assim planeja-se delimitar a faixa de subdimensionamento ideal para o inversor, a fim de que não ocorram prejuízos em relação à eficiência do sistema e consequentemente perda de geração de energia, e ao mesmo tempo possibilitar uma redução de custos.

2. SISTEMAS FV CONECTADOS À REDE

2.1 Sistemas FV

Os sistemas FV podem ser caracterizados como sendo um conjunto de equipamentos capazes de transformar a energia solar em energia elétrica (Costa, 2010). Estes sistemas podem ser conectados à rede elétrica (*on grid*) ou não conectados à rede elétrica (*off grid*).

Os sistemas FV conectados à rede (SFVCR) são utilizados em lugares já atendidos pela rede elétrica, operando de forma conjunta com as grandes centrais geradoras. Este tipo de sistema pode ser visto como uma forma de geração distribuída, onde a energia produzida pelo SFVCR é consumida em tempo real pela carga, porém, quando a demanda é maior que a capacidade do arranjo a carga passa a consumir a energia proveniente da rede convencional. E se a demanda das cargas for inferior à potência disponibilizada pelo sistema, o mesmo passa a injetar o excedente na rede (Pereira e Gonçalves, 2008). Tais aspectos são regulamentados pela normativa 687/2015 da ANEEL.

Os SFVCR são compostos pela rede elétrica, módulos FV, inversores e medidores bidirecionais, os quais são utilizados para computar a energia consumida e injetada na rede convencional, como pode ser observado na Fig 1.

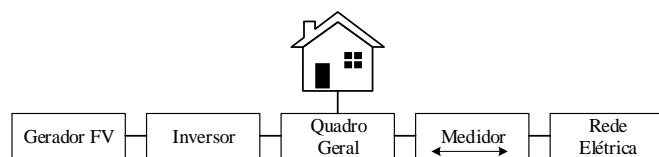


Fig 1. Configuração SFVCR

2.2 Inversores

Os inversores são responsáveis por tornar possível a interligação entre um sistema FV e a rede elétrica convencional, todavia, esta não é sua única função dentro de um SFVCR (Pereira e Gonçalves, 2008).

Através do controle de corrente (*IPMP*) e tensão (*VPMP*), os inversores são capazes de realizar o rastreamento do ponto de máxima potência (*PMP*), o qual pode ser definido como o *ponto* onde a potência gerada nos módulos atinge seu valor máximo, sendo que o mesmo varia constantemente, devido às mudanças de temperatura e irradiância

2.2.1 Classificação de Inversores Utilizados em SFVCR

De modo geral os inversores utilizados em SFVCR, podem ser classificados em quatro configurações distintas: inversor central, inversor *string*, inversor *multistring* e módulo CA (Paiva, 2016). Para este artigo foi escolhida a configuração inversor central.

A Fig 2 representa a configuração inversor central, onde os módulos são conectados em série formando fileiras, as quais por sua vez são dispostas em paralelo, garantindo assim elevados níveis de potência, para enfim serem interligados a um único inversor conectado à rede (Paiva, 2016).

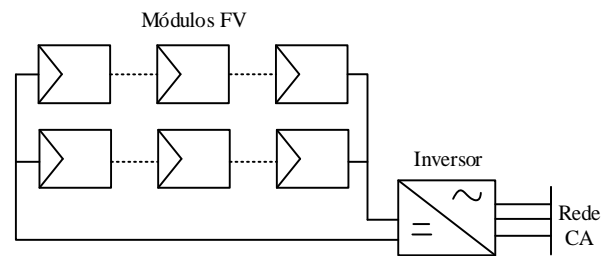


Fig 2. Topologia Inversor Central

A principal vantagem desta configuração está relacionada à diminuição de custos, devido às baixas correntes que circulam nos condutores possibilitando assim uma redução de suas seções. Além disso, é uma estrutura consideravelmente simples.

2.2.2 Dimensionamento de Inversores

O dimensionamento de um inversor é baseado em sua potência nominal e nos parâmetros elétricos do sistema FV. Cada modelo de inversor apresenta uma faixa de operação de tensão e potência, as quais são estabelecidas pelo fabricante. Após o dimensionamento do sistema FV, é possível definir a potência total do mesmo, sendo que esta deve ser compatível com a potência nominal do inversor. Todavia, quando subdimensionado o inversor, ou seja, quando o inversor possui uma potência nominal inferior à potência do gerador FV, pode-se obter mais de uma opção de projeto, porém, essa faixa de subdimensionamento deve ser estipulada criteriosamente a fim de não ocasionar perdas no sistema.

2.2.3 Fator de Dimensionamento de Inversores

O fator de dimensionamento de inversores (FDI), é definido como a relação entre a potência nominal do inversor e a potência de pico do gerador FV. Quando ajustado no ponto *ótimo*, permite ao sistema, a máxima utilização da energia gerada (Costa, 2010). O FDI trata-se de uma grandeza adimensional, podendo ser expresso por (1):

$$FDI = \frac{PNca}{PSTD} \quad (1)$$

Onde *PNca* é a potência nominal CA do inversor, em W e *PSTD* é a potência do arranjo na condição padrão, em Wp.

3. METODOLOGIA

A metodologia proposta é dividida em duas etapas, a primeira etapa consiste em definir a potência que de fato está sendo injetada na rede pelo sistema sugerido, considerando a saturação do inversor a partir da variação do número de módulos. Já a

segunda é referente a análise econômica desse mesmo sistema, considerando novamente a variação do número de módulos proposta anteriormente.

Assim na primeira etapa são propostos 3 modelos, os quais são baseados no diagrama de blocos apresentado na Fig 3, onde I_{tot} é a irradiância total incidente sobre um módulo FV e PIR é a potência injetada na rede.

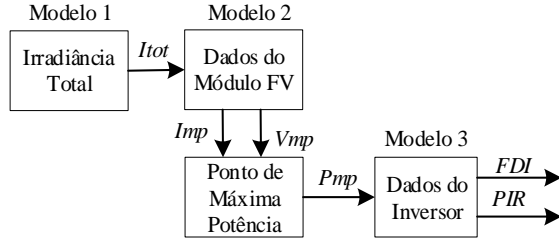


Fig 3. Diagrama de Blocos Metodologia

3.1 Modelo 1

O primeiro modelo propõe a estimativa da I_{tot} , sendo obtida a partir da soma das irradiâncias direta, refletida e difusa sobre o mesmo. A fim de determinar estas variáveis, é necessário primeiramente estipular o azimute solar γ_z , azimute do módulo γ_{FV} , o qual é obtido através do desvio azimutal do módulo γ e o ângulo de incidência solar sobre o módulo θ_z . Estes ângulos estão representados na Fig 4.

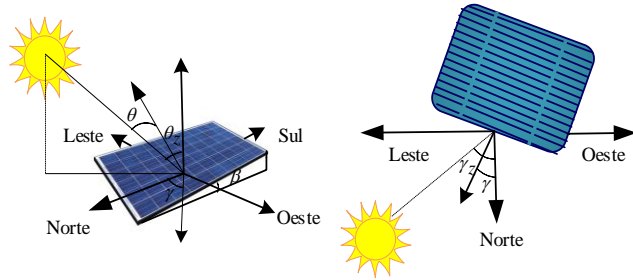


Fig 4. Representação Gráfica

3.1.1 Estimativa da Irradiância Solar Direta e Difusa na Superfície Terrestre

A irradiância solar é definida como a taxa na qual a radiação solar incide sobre uma superfície, por unidade de área, sendo expressa em W/m^2 . Já a irradiação solar consiste na irradiância solar integrada em um intervalo de tempo, cuja unidade é Wh/m^2 (Paiva, 2016).

3.1.2 Fluxo Total da Radiação Extraterrestre

Para estimar o fluxo total de radiação em qualquer ponto da superfície terrestre é necessário primeiramente determinar a declinação solar δ , o ângulo horário do Sol ω e o ângulo zenital do Sol θ_z .

A δ é a distância angular dos raios solares em relação ao plano estabelecido pelas semirretas definidas pela direção do Sol e pela linha do Equador, abrangendo uma faixa de variação de $-23,45^\circ$ a $+23,45^\circ$ (Paiva, 2016). δ é determinado através de (2) (Duffie e Beckman, 2005).

$$\delta = 23,45 \cdot \text{sen} \left[360 \left(\frac{284 + dn}{365} \right) \right] \quad (2)$$

Onde dn é o dia do ano (podendo variar de 1 a 365).

Já ω é definido como o deslocamento angular solar para leste ou para oeste em relação ao meridiano local devido ao movimento de rotação da Terra em relação ao seu próprio eixo a 15° , variando entre -90° à $+90^\circ$, sendo obtido através de (3) (Ramsey e Stanley, 2009).

$$\omega = 15(ist - 12) \quad (3)$$

Onde ist é a hora solar em graus, obtida através de (4).

$$ist = hl + \left(\frac{1}{15} \right) \left[-GMT - (-\sigma) \right] + E + dt \quad (4)$$

Onde hl é a hora local, GMT é o ajuste de horas em graus (depende do fuso horário que está sendo analisado), dt é o ajuste de horas (caso esteja no horário de verão), σ é a longitude do local e E é a equação do tempo em horas definida por (5).

$$E = 0,165 \cdot \text{sen}(2B) - 0,126 \cdot \cos(B) - 0,025 \cdot \text{sen}(B) \quad (5)$$

A variável B é determinada através de (6).

$$B = 360 \cdot \left(\frac{dn - 81}{364} \right) \quad (6)$$

O θ_z equivale ao ângulo de incidência de radiação direta em uma superfície horizontal paralela ao solo (Paiva, 2016), sendo expresso por (7) para o hemisfério Sul (Reiter, 2016).

$$\theta_z = -\arccos \left[\frac{\text{sen}(\delta) \cdot \text{sen}(\phi) + \cos(\delta) \cdot \cos(\phi) \cdot \cos(\omega)}{\cos(\delta) \cdot \cos(\phi) \cdot \cos(\omega)} \right] \quad (7)$$

Onde ϕ é a latitude local em graus.

3.1.3 Irradiância Extraterrestre em uma Superfície Normal

A irradiância extraterrestre i_0 ao longo de um ano é estabelecida por (8) (Duffie e Beckman, 2005).

$$i_0 = 1367 \cdot E_0 \cdot \cos(\theta_z) \quad (8)$$

Onde E_0 é o fator de correção da excentricidade da órbita local, sendo obtido por (9).

$$E_0 = 1,00011 + 0,034221 \cdot \cos(\Gamma) + 0,00128 \cdot \cos(\Gamma) + 0,000719 \cdot \cos(2\Gamma) + 0,000077 \cdot \text{sen}(2\Gamma) \quad (9)$$

Onde Γ é o ângulo do dia em radianos, obtido por (10).

$$\Gamma = 2\pi \cdot \left(\frac{dn - 1}{365,242} \right) \quad (10)$$

3.1.4 Fluxo Total de Radiação Solar

A radiação que atinge a superfície terrestre a partir da radiação extraterrestre pode ser classificada em três tipos distintos de radiação: direta, difusa e refletida. A soma destas três componentes resulta na radiação global horizontal i que atinge a superfície terrestre (Reiter, 2016).

Através da i e da radiação extraterrestre é possível estimar a quantidade de radiação difusa \hat{i}_{dif} e direta \hat{i}_{dir} que atinge a superfície. Porém é necessário primeiramente estimar o índice

de limpidez atmosférica K_t , obtido através de (11) (Duffie e Beckman, 2005)

$$K_t = \frac{i}{i_o} \quad (11)$$

A \hat{i}_{dif} é determinada através de (12) (Reiter, 2016).

$$\hat{i}_{dif} = \begin{cases} (0,995 - 0,081 \cdot k_t) i, & k_t < 0,35 \\ (0,724 + 2,738 \cdot k_t - 8,32 \cdot k_t^2 + 4,967 \cdot k_t^3) i, & 0,35 < k_t < 0,7 \\ 0,06 \cdot i, & k_t > 0,7 \end{cases} \quad (12)$$

Já \hat{i}_{dir} é obtida por (13) (Reiter, 2016).

$$\hat{i}_{dir} = i - \hat{i}_{dif} \quad (13)$$

3.1.5 Estimativa da Irradiância Solar Incidente sobre o Módulo FV

A fim de estimar a irradiância incidente sobre o módulo é necessário primeiramente estipular o azimute solar γ_z , azimute do módulo γ_{FV} e o ângulo de incidência solar θ sobre o mesmo.

O γ_z é o ângulo formado entre o meridiano de referência e o ângulo de incidência solar. Sendo (14) desenvolvida para o hemisfério Sul (Brandão e Guedes, 2008).

$$\gamma_z = \arctg \left(\frac{-\text{sen}(\omega)}{\cos(\phi) \cdot \text{tg}(\delta) + \text{sen}(\phi) \cdot \cos(\omega)} \right) \quad (14)$$

O γ_{FV} é obtido através de (15), sendo o ângulo formado entre o norte geográfico e os módulos, (Reiter, 2016).

$$\gamma_{FV} = \begin{cases} \gamma - 180^\circ, & \gamma > 0 \\ \gamma + 180^\circ, & \gamma \leq 0 \end{cases} \quad (15)$$

Onde γ é o desvio azimutal do módulo (0° para norte, 90° para leste, -90° para oeste e 180° para sul).

Já θ é obtido através de (16) (Ramsey e Stanley, 2009).

$$\theta = \arccos \left\{ \frac{\left[\cos(\alpha) \cdot \cos(|\gamma_z - \gamma_{FV}|) \cdot \text{sen}(\beta) \right] + \left[\text{sen}(\alpha) \cdot \cos(\beta) \right]}{\left[\cos(\alpha) \cdot \cos(|\gamma_z - \gamma_{FV}|) \cdot \text{sen}(\beta) \right] + \left[\text{sen}(\alpha) \cdot \cos(\beta) \right]} \right\} \quad (16)$$

Onde $\alpha = 90^\circ - \theta_z$ é a altitude solar (Reiter, 2016) e β é a inclinação do módulo em relação à superfície horizontal.

3.1.6 Estimativa da Irradiância Total Incidente sobre o Módulo FV

A irradiância direta \hat{i}_{dirFV} incidente sobre o módulo FV é obtida através de (17) (Duffie e Beckman, 2005).

$$\hat{i}_{dirFV} = \hat{i}_{dir} \cdot r_b \cdot f_{rfl} \quad (17)$$

Onde r_b e f_{rfl} são respectivamente fator de correção geométrica, obtido por (18) e fator de reflexão dos módulos, obtido por (19) (Reiter, 2016).

$$r_b = \frac{\cos(\theta)}{\cos(\theta_z)} \quad (18)$$

Se o ângulo de incidência for superior a 90° , nenhuma radiação direta está incidindo sobre o módulo, então neste caso o fator de reflexão possui valor nulo.

Quando o ângulo de incidência é próximo a 90° , é necessário considerar o fator de reflexão.

$$f_{rfl} = 1 - b_0 \left[\frac{1}{\cos(\theta)} - 1 \right] \quad (19)$$

Onde b_0 é o coeficiente de reflexão do vidro dos módulos FV (possui valor típico de 0,05).

A irradiância difusa incidente sobre o módulo \hat{i}_{difFV} é obtida através de (20) (Duffie e Beckman, 2005).

$$\hat{i}_{difFV} = 0,5 \cdot \hat{i}_{dif} \cdot [1 + \cos(\beta)] \quad (20)$$

A irradiância refletida incidente sobre o módulo \hat{i}_{refFV} é obtida através de (21) (Duffie e Beckman, 2005).

$$\hat{i}_{refFV} = 0,5 \cdot i \cdot \rho \cdot [1 - \cos(\beta)] \quad (21)$$

Onde ρ é a constante Albedo (possui valor típico de 0,3).

A irradiância total incidente sobre o módulo \hat{i}_{FV} é obtida através de (22).

$$\hat{i}_{FV} = \hat{i}_{dirFV} + \hat{i}_{difFV} + \hat{i}_{refFV} \quad (22)$$

3.2 Modelo 2

O segundo modelo leva em consideração os dados do módulo FV, a fim de estimar a potência gerada pelo mesmo. A partir da \hat{i}_{FV} é possível definir a temperatura do módulo, considerando a temperatura ambiente e a velocidade do vento. Essa temperatura é utilizada, juntamente com a eficiência, a área e o coeficiente de perdas de potência em função da temperatura para enfim estimar a potência gerada por este módulo. A partir destes dados é possível estipular o *PMP*.

3.2.1 Estimativa da Temperatura do Módulo FV

A temperatura do módulo \hat{T}_m é estimada a partir da temperatura ambiente T_{amb} , da irradiância e da velocidade do vento no local v_{vent} , sendo obtida através de (23) (Reiter, 2016).

$$\hat{T}_{FV} = 0,943 \cdot T_{amb} + 0,028 \cdot \hat{i}_{FV} - 1,528 \cdot v_{vent} + 4,3 \quad (23)$$

3.2.2 Estimativa da Potência Gerada pelo Módulo FV

A potência de saída \hat{P}_{FV} instantânea dos módulos pode ser estimada a partir de (24) (Reiter, 2016).

$$\hat{P}_{FV} = \hat{i}_{FV} \cdot \eta_{FV} \cdot A_{FV} \cdot [1 - k_{FV} (\hat{i}_{FV} - 25)] \quad (24)$$

Onde η_{FV} é a eficiência do módulo, A_{FV} é a área do módulo e k_{FV} é o coeficiente de perda de potência em função da temperatura (normalmente fornecido pelos fabricantes)

A eficiência do módulo pode ser determinada por (25).

$$\eta_{FV} = \frac{I_{PMP} \cdot V_{PMP}}{1000 \cdot A_{FV}} \quad (25)$$

3.3 Modelo 3

O terceiro modelo leva em consideração o *PMP* e os dados do inversor (potência nominal e potência máxima) a fim de determinar o FDI e a potência que será injetada na rede.

A eficiência de conversão CC/CA do inversor η_{inv} pode ser estimada através de (26). Porém esta eficiência também pode ser obtida através do *datasheet* do inversor.

$$\eta_{inv} = \frac{\hat{P}_{ca}}{\hat{P}_{FV}} \quad (26)$$

Onde \hat{P}_{R} é a potência de saída (potência injetada na rede) e \hat{P}_{FV} é a potência de entrada (potência gerada pelo arranjo). Rearranjando (26) tem-se (27), a qual possibilita estimar a potência injetada na rede.

$$\hat{P}_{IR} = \eta_{inv} \cdot \hat{P}_{FV} \quad (27)$$

O FDI é estimado a partir de (1) como já foi mencionado.

3.4 Arranjo do Sistema

Quando definidos os módulos e o inversor, é possível estipular o número máximo de módulos em série que poderá ser conectado ao inversor, através de (28), a fim de garantir que a máxima tensão de entrada, admitida pelo equipamento, não seja ultrapassada (Passos, 2016).

$$N^{\circ} \text{módulos}_{série} < \frac{V_{i_{max}}}{VocT_{min}} \quad (28)$$

Onde $V_{i_{max}}$ é a máxima tensão CC admitida na entrada do inversor e $VocT_{min}$ é a tensão de circuito aberto do módulo na menor temperatura de operação prevista.

Para determinar-se $VocT_{min}$ para temperaturas diferentes da nominal (25°C) emprega-se (29) (Passos, 2016).

$$VocT_{min} = Voc_{STC} \cdot (1 + \beta \cdot (T - 25)) \quad (29)$$

Onde β é o coeficiente da temperatura Voc , T é a menor temperatura de operação prevista e Voc_{STC} é a tensão de circuito aberto no padrão STC.

De forma análoga também é preciso respeitar a corrente máxima de entrada CC do inversor, definindo o número máximo de fileiras das séries FV, conectadas em paralelo através de (30) (Passos, 2016).

$$N^{\circ} \text{series}_{FV_{paralelo}} = \frac{I_{i_{max}}}{I_{SC}} \quad (30)$$

Onde $I_{i_{max}}$ é a corrente CC máxima admitida na entrada do inversor e I_{SC} é a corrente de curto circuito do módulo no padrão STC.

3.5 Indicadores de Viabilidade Econômica

A fim de estabelecer-se a segunda parte desta metodologia são empregados indicadores de viabilidade econômica, sendo eles: fluxo de caixa, taxa mínima atrativa (TMA), taxa interna de retorno (TIR), valor presente líquido (VPL) e Payback. Além disso é necessário obter os dados referentes ao preço do Watt-

pico e a tarifa de energia elétrica, considerando as bandeiras tarifárias vigentes.

Para garantir que a análise seja o mais realista possível é necessário considerar o aumento anual da tarifa de energia elétrica. O valor base para este aumento está representado na Tabela I, sendo que para as análises em questão foi considerado o valor de 8,13% a.a.

Tabela I. Variação das Tarifas de Energia Elétrica

Média Geométrica	2004 - 2015
Tarifa sem impostos	5,28%
Tarifa com impostos	8,13%

Fonte: Adaptado (Passos, 2016)

Além disso é necessário considerar para a representação do fluxo de caixa o valor a ser gasto com manutenção do sistema, neste caso definiu-se o mesmo como sendo 1% do investimento ao ano. Porém, ainda é preciso prever que sobre este valor incidirá a taxa média de inflação Brasileira, a qual foi definida como 5,71%, sendo este valor estabelecido através da inflação histórica no Brasil (IPC) (Inflation, 2020).

3.5.1 Fluxo de Caixa

O fluxo de caixa representa as entradas (receitas) e saídas (custos, despesas e investimentos) de uma empresa ou projeto em cada ano do ciclo de vida útil do produto. Convencionalmente as entradas são estabelecidas como positivas e as saídas como negativas (Torres, 2006)

3.5.2 Valor Presente Líquido

O VPL é obtido a partir da subtração dos investimentos iniciais de um projeto do valor presente das entradas de caixa descontadas a uma TMA (Frezatti, 2008). Como está representado em (31).

$$VPL = -FC_0 + \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+i)^j} \quad (31)$$

Onde FC_j é o fluxo de caixa anual referente ao horizonte de planejamento, FC_0 é o investimento inicial, j é o período referente ao horizonte de planejamento e i é a taxa de atratividade mínima do projeto.

O projeto deverá ser aceito quando seu respectivo VPL apresentar valor positivo, o que garante um retorno do investimento superior ao custo do capital investido, se o VPL tiver valor negativo o projeto deve ser rejeitado, pois seu retorno é inferior a seu custo de capital deixando o investimento inviável. Quando VPL é igual a zero é indiferente investir ou não no projeto.

3.5.3 Taxa Mínima Atrativa

A TMA pode ser definida como a taxa na qual o investidor considera que está obtendo ganhos financeiros, sendo que a mesma está associada a baixo risco (Budel e Roos, 2017).

Neste caso será utilizada como TMA a Taxa Selic (parâmetro que estabelece os juros dos bancos e outras instituições financeiras) a qual corresponde a taxa de 4,25% a.a., sendo que este indicador é referente a data de 05/02/2020.

3.5.4 Taxa Interna de Retorno

A TIR corresponde basicamente à taxa de desconto que iguala o VPL das entradas de caixa ao investimento inicial de projeto (Frezatti, 2008) ou seja, é a taxa estimada de rentabilidade para o investimento a partir do fluxo de caixa estabelecido.

Os projetos que apresentam TIR superior a TMA podem ser considerados como investimentos rentáveis, e desta forma são passíveis de execução. A TIR pode ser determinada através de (32).

$$TIR = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+TIR)^j} = FC_0 \quad (32)$$

3.4.5 Período Payback Simples

Payback simples corresponde ao período de tempo estimado para que ocorra a recuperação do capital inicial aplicado através das entradas de caixa (Frezatti, 2008), ou seja, este critério consiste basicamente em somar os valores das receitas obtidas pela operação do projeto, afim que estes valores totalizem o investimento inicial (Gonçalves, 2018).

4. RESULTADOS

Com a finalidade de exemplificar a metodologia proposta, foram considerados os parâmetros apresentados na Tabela II.

Tabela II. Parâmetros do Sistema

Dados do Sistema	
Longitude	-55,8°
Latitude	-29,87°
Inclinação do módulo	29,87°
Desvio Azimutal PV	0°
Azimute PV	180°
Hora	0
GMT	45
Dt	0
Dados do Módulo FV	
Marca	Canadian Solar
Modelo	CS6U – 330 W
Custo unitário	R\$ 702,00
Área	1,94 m ²
IPMP	8,88 A
VPMP	37,2 V
Eficiência	16,98 %
kFV	-0,41 % / °C
B	-0,31 % / °C
V _{oc} STC	45,6 V
I _{sc}	9,45 A
Dados do Inversor Solar	
Marca	Refusol
Modelo	867P020010 20kW TRIF 380V
Potência Nominal	20 kW
Potência Máxima	30 kW
V _i max	1000 V
I _i max	41,8 A
Custo unitário	R\$ 22.732,00

Através dos dados da Tabela II obtêm-se as Fig 5 e Fig 6, as quais representam respectivamente a irradiância incidente e a potência gerada. Sendo ambas analisadas para um único módulo no período de um dia.

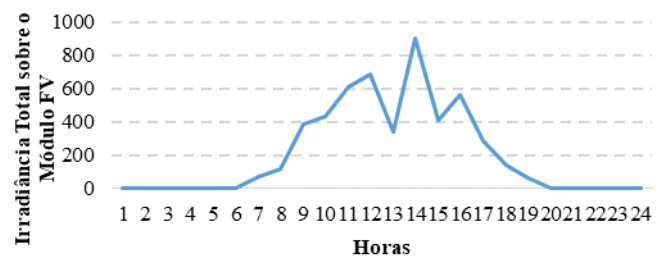


Fig 5. Irradiância Incidente sobre o Módulo FV

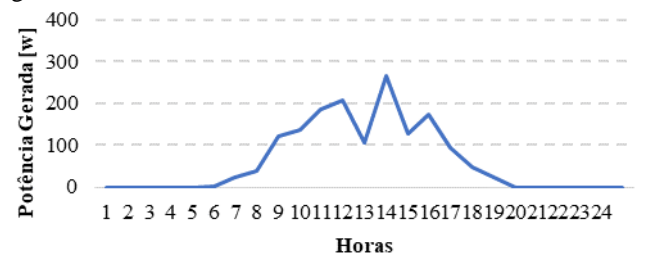


Fig 6. Potência Gerada

Os dados referentes a t_{amb} , V_{vent} e i utilizados nos modelos 1 e 2, são dados climáticos históricos disponibilizados pelo projeto SONDA.

A fim de analisar de forma conjunta os três modelos, realizou-se um estudo de caso referente a dois sistemas, os quais estão representados na Tabela III.

Tabela III. Estudo de Caso

Dados	Sistema 1	Sistema 2
Número de Módulos	73	93
Potência de cada módulo	330 W	330 W
Potência nominal do Inversor	20 kW	20 kW
Potência máxima do Inversor	30 kW	30 kW
Potência do arranjo	24,09 kW	30,69 kW
Energia injetada na Rede	21,1676 MWh	26,967 MWh
Energia injetada na rede considerando a saturação do inversor	21,1676 MWh	26,946 MWh
FDI	0,83	0,65

A potência do arranjo é determinada como a soma das potências individuais de cada módulo. Já a energia injetada na rede pode ser determinada através do modelo 3, o qual estima a potência instantânea gerada pelo sistema, sendo que os valores obtidos são horários e calculados para todos os dias do ano, sendo assim, a soma destes valores resulta na energia injetada na rede no período de um ano.

Para definir as configurações dos sistemas simulados foram utilizadas (28), (29) e (30), sendo que a temperatura mínima de operação prevista foi 0°C. O que resultou em um máximo de 20 módulos conectados em série ao inversor e 4 fileiras de

séries FV conectadas em paralelo. Como não se tem uma perspectiva do local de instalação, ou seja, não se sabe como é o telhado (dimensões e inclinação) pode-se prever diversas formas de arranjar estes módulos, respeitando os critérios acima.

Uma sugestão para o sistema 1 seria estabelecer dois PMP para operação do inversor, sendo que PMP1 pode ser composto de 2 séries de 20 módulos e PMP2 composto por 3 séries de 11 módulos, o que resulta nos 73 módulos. Já para o sistema 2 também pode-se estabelecer dois PMP, o PMP1 constitui-se de 4 séries de 15 módulos cada, sendo essas arranjadas em dois paralelos idênticos (associação de 15 e 15 módulos em paralelo) e o PMP2 composto por 3 séries de 11 módulos, o que resulta nos 93 módulos. Essas configuração são possíveis devido ao fato deste inversor possuir 6 entradas.

A Fig 7 representa a potência horária que seria injetada na rede no período de um ano para o sistema 1.

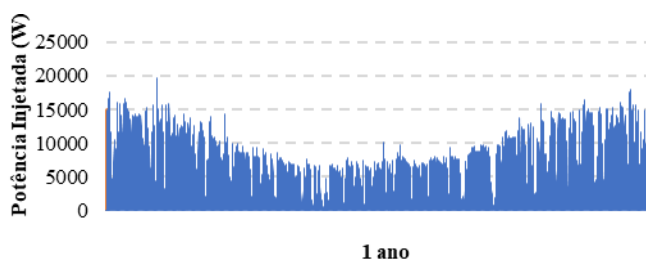


Fig 7. Potência Injetada na Rede Sistema 1

A Fig 8 representa a potência horária que seria injetada na rede no período de um ano para o sistema 2.

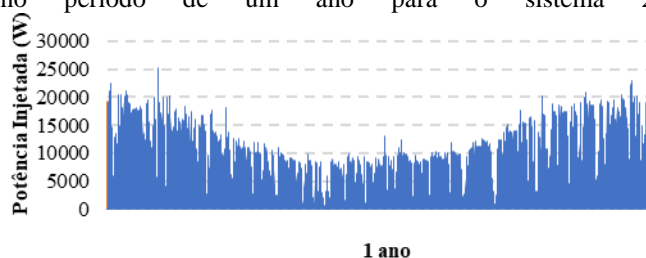


Fig 8. Potência Injetada na Rede Sistema 2

Fazendo a análise da Fig 7 e da Fig 8 juntamente com a Tabela III é possível constatar que o sistema 1 não está saturando em nenhum momento do ano, ou seja, toda a energia produzida poderia ser injetada na rede. Porém o mesmo não acontece com o sistema 2, apenas em momentos esporádicos o inversor está saturando, ocasionando assim perdas de energia. Todavia esse valor não é realmente expressivo quando comparado ao montante de energia que o sistema 2 está produzindo em relação ao sistema 1. Além disso o FDI do sistema 2 é consideravelmente inferior ao FDI do sistema 1.

A relação energia/custo, que está representada através da Tabela IV, é obtida através da divisão entre a energia que seria injetada na rede (disponibilizada na Tabela III) e o custo total dos componentes, sendo que este foi estimado a partir do somatório dos valores dos módulos e do inversor, tais valores foram tabelados com base no mercado fornecedor local e estão disponibilizados na Tabela II. Sendo assim é possível constatar que mesmo o sistema 2 possuindo custo inicial superior, sua relação energia/custo ainda é menor quando comparada ao sistema 1.

Tabela IV. Relação Energia/Custo

Dados	Sistema 1	Sistema 2
Custo total dos Components	R\$73.978,00	R\$88.018,00
Relação Energia/Custo	3,49 R\$/kWh	3,27 R\$/kWh

Para estabelecer a segunda parte desta metodologia, é necessário aplicar os indicadores de viabilidade econômica apresentados anteriormente, considerando a tarifa de energia elétrica (0,85 R\$/kWh) e as bandeiras tarifárias, apresentadas na Tabela V, sendo que estas são disponibilizados pela concessionária de energia local, RGE Sul.

Tabela V. Bandeiras Tarifárias

Verde	Sem acréscimo
Amarela	Acresce R\$ 1,50 a cada 100kWh
Vermelha Patamar 1	Acresce R\$ 4,00 a cada 100kWh
Vermelha Patamar 2	Acresce R\$ 6,00 a cada 100kWh

Assim, a análise econômica do projeto é realizada tomando como exemplo o sistema 1, a ser instalado em uma unidade consumidora cujo consumo médio anual é de 3449 kWh. Sendo que no primeiro cenário avaliado considerou-se como vigente a bandeira tarifária verde. A Tabela VI demonstra de forma parcial o fluxo de caixa do investimento em questão, podendo-se perceber que o saldo torna-se positivo após o quinto ano.

Tabela VI. Fluxo de Caixa Sistema 1

Bandeira Tarifária Verde			
Período Anos	0	3	5
Consumo (kWh)	3449	3449	3449
Geração melhor inclinação (kWh)	1763,974	1763,974	1763,974
Manutenção (R\$)	73.978,00	826,73	923,90
Disponibilidade (R\$)	-	1.192,62	1.394,45
Entrada de Caixa (R\$)	-	21.037,49	24.597,75
Custo Total (R\$)	-85.074,70	19.018,14	22.279,39
Saldo (R\$)	-85.074,70	-32.253,26	10.610,65

A partir da Tabela VI, é possível definir os indicadores de viabilidade econômica para a bandeira tarifária em questão, porém para obtenção dos mesmos de forma mais realista possível, foi avaliado um período de 25 anos de forma anual. Estes mesmos indicadores podem ser estabelecidos tanto para as demais bandeiras, quanto para o sistema 2, apenas levando em consideração seus respectivos acréscimos a cada 100 kWh e a mudança no número de módulos. Assim a Tabela VII apresenta um resumo de todos os cenários.

Tabela VII. Indicadores de Viabilidade Econômica

Sistema 1			
Bandeiras	VPL	TIR	Payback
Verde	R\$547.113,44	26,96%	4,47
Amarela	R\$559.060,56	27,33%	4,41
Vermelha Patar 1	R\$578.972,42	27,96%	4,31
Vermelha Patar 2	R\$594.901,91	28,45%	4,24
Sistema 2			
Bandeiras	VPL	TIR	Payback
Verde	R\$736.188,94	32,92%	3,66
Amarela	R\$751.472,69	33,39%	3,62
Vermelha Patar 1	R\$776.945,59	34,16%	3,54
Vermelha Patar 2	R\$797.323,92	34,78%	3,48

Analisando a Tabela VII, constata-se que quanto maior for o valor da tarifa praticada pela concessionária de energia, mais rápido será o retorno do investimento. Além disso, maior será o VPL e a TIR. Quando comparados os dois sistemas, nota-se que mesmo o sistema 2 possuindo maior custo inicial, seu tempo de retorno de investimento é menor, e os valores de TIR e VPL são maiores.

6. CONCLUSÕES

Neste artigo estabeleceu-se uma análise referente à produção anual de energia em dois sistemas distintos, contando que o inversor do sistema 2 está saturando em alguns momentos do ano. É possível constatar que o segundo sistema apresenta FDI menor, mas garante maior produção de energia anual e menor relação energia/custo, além disso, apresenta menor tempo de retorno do investimento. O que implica na premissa de que o subdimensionando do inversor, quando realizado de forma criteriosa, amplia as possibilidades em relação ao custo/benefício do sistema.

Sendo assim é possível constatar que a análise gráfica no período de um ano, contando com o emprego da avaliação numérica do FDI, auxilia a definir de forma otimizada a potência do inversor a ser utilizado no SFVCR, visto que esta técnica depende de valores conhecidos, como a potência dos módulos FV e parâmetros geométricos. Além disso, o emprego dos indicadores econômicos, auxilia no processo de tomada de decisão, visto que nem sempre o menor investimento inicial é o mais rentável, como é o caso abordado neste artigo.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a Unipampa pelo auxílio financeiro através do programa de desenvolvimento acadêmico.

REFERÊNCIAS

Brandão, W. Q. e Guedes, G. P. (2008) “Cálculo das coordenadas horizontais do Sol”, p. 933–936.

Budel, D. A. e Roos, C. (2017) “Viabilidade Econômica de Sistemas Fotovoltaicos em residências”, p. 46.

Costa, H. J. S. da (2010) *Avaliação do fator de dimensionamento do inversor em sistemas fotovoltaicos*

conectados à rede. Universidade Federal do Ceará Centro de Tecnologia Departamento de Engenharia Elétrica.

Duffie, J. e Beckman, W. (2005) *Engineering of Thermal Processes*. 3 ed. New York.

Frezatti, F. (2008) *Gestão da Viabilidade Econômico-Financeira dos Projetos de Investimento*. São Paulo.

Gonçalves, L. P. F. (2018) “Estudo de Viabilidade de Implementação de um Sistema de Geração Distribuída de Energia Elétrica Produzida por Painéis Fotovoltaicos: Caso da Autarquia de Água e Esgoto Municipal de Santana Do Livramento”.

Inflation (2020) *Inflação Histórica no Brasil - IP*. Available at: <https://pt.inflation.eu/taxas-de-inflacao/brasil/inflacao-historica/ipc-inflacao-brasil.aspx>.

Macêdo, W. N. (2006) *Análise do fator de dimensionamento do inversor aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede*. Universidade de São Paulo Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia. doi: 10.11606/T.86.2006.tde-29112006-153307.

Paiva, G. M. de (2016) *Dimensionamento De Um Sistema Fotovoltaico Conectado À Rede a Partir Das Características De Inclinação E Orientação Dos Módulos Fotovoltaicos*. Universidade Federal de Goiás Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Passos, F. L. L. (2016) “Metodologia e Ferramenta Computacional para Estudo da Viabilidade Técnica e Econômica de um Sistema de Microgeração Fotovoltaica”.

Pereira, O. L. S. e Gonçalves, F. F. (2008) “Dimensionamento de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica: Estudo de caso do sistema de Tubarão – SC”, *Revista Brasileira de Energia*, p. 25–45.

Ramsey, J. W. e Stanley, N. (2009) *Thermal Environmental Engineering Laboratory*.

Reiter, R. D. de O. (2016) *Análise e Projeto de Conversores Estáticos para Sistemas Fotovoltaicos Parcialmente Sombreados*. Universidade Federal de Santa Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Torres, O. F. F. (2006) *Fundamentos da Engenharia Econômica e da Análise de Projetos*.

Zilles, R. et al. (2012) *Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica*.