

OS IMPACTOS DA MICROGERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA NO FATOR DE POTÊNCIA

Wilson Alves da Silva Junior¹ e Fábio Rodrigo Milanez²

RESUMO

Com a busca pela sustentabilidade e eficiência energética, a implantação de sistemas de geração distribuída (GD) se destaca por proporcionar economia e energia limpa. Porém, com a inserção destes sistemas, é necessário que se analise o comportamento da instalação elétrica, principalmente ao se tratar do fator de potência. Este estudo analisa a influência da geração solar fotovoltaica (SFV) no fator de potência (FP) em instalações elétricas de unidades consumidoras (UCs) do grupo A. Utilizando a modelagem matemática computacional com o software MATLAB, foram simulados dois cenários: sistema convencional e sistema com geração solar fotovoltaica, injetando potência ativa na rede. No cenário convencional, o FP se manteve no valor de 0,93, acima do mínimo exigido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Já no cenário com SFV, houve a redução do FP para 0,80, abaixo do mínimo exigido. Isso ocorre porque o sistema solar compensa apenas a demanda por potência ativa, mas não compensa a demanda por potência reativa, resultando na queda do FP. Sendo assim, os resultados obtidos com os dados coletados evidenciam a necessidade da correção do FP com banco de capacitores para evitar multas por baixo FP e a oneração da qualidade da energia elétrica.

Palavras-chave: Fator de Potência; Geração Distribuída; Energia Solar Fotovoltaica; Qualidade da Energia; Compensação Reativa.

¹ Graduando em Engenharia Elétrica – UniSENAIPR. E-mail: wilson.junior@sesisenaipr.org.br

² Professor Orientador – UniSENAIPR. E-mail: fabio.milanez@sistemafiep.org.br

THE IMPACTS OF PHOTOVOLTAIC MICRO DISTRIBUTED GENERATION ON POWER FACTOR

ABSTRACT

With the growing pursuit of sustainability and energy efficiency, the implementation of distributed generation (DG) systems stands out for providing savings and clean energy. However, with the insertion of these systems, it is necessary to analyze the behavior of the electrical installation, especially regarding the power factor. This study analyzes the influence of photovoltaic solar generation (PV) on the power factor (PF) in electrical installations of consumer units (CUs) in Group A. Using mathematical computational modeling with MATLAB software, two scenarios were simulated: a conventional system and a system with photovoltaic solar generation injecting active power into the grid. In the conventional scenario, the PF remained at 0.93, above the minimum required by the Brazilian Electricity Regulatory Agency (ANEEL). In the scenario with PV, the PF was reduced to 0.80, below the required minimum. This occurs because the solar system compensates only the demand for active power but does not compensate for the reactive power demand, resulting in the reduction of the PF. Therefore, the results obtained from the collected data highlight the need for PF correction through the use of capacitor banks to avoid penalties for low PF and the degradation of power quality.

Key words: Power Factor; Distributed Generation; Photovoltaic Solar Energy; Power Quality; Reactive Compensation.

1 INTRODUÇÃO

Segundo ALMEIDA et al. (2015), a diversificação da matriz energética é um dos principais objetivos de diversos países devido ao alto custo da operação de usinas de energia elétrica, emissão de poluentes e a escassez de recursos naturais. Além do impacto financeiro, existe a preocupação com a sustentabilidade, o que faz com que avancem os estudos de novas fontes de geração de energia renovável.

O Brasil possui uma matriz energética composta por fontes de geração hidráulica, nuclear, biomassa, solar e fósseis. Porém, segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), até 2023, cerca de 58,9% da matriz energética brasileira ainda era proveniente das usinas hidrelétricas, sendo necessária a diversificação das fontes de geração de energia nacionais.

A Resolução Normativa ANEEL REN nº 1000/2021 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), especifica as regras da Micro e Minigeração distribuída (MMGD) proveniente de fontes alternativas renováveis. Devido ao alto nível de irradiação solar no Brasil, a geração de energia solar fotovoltaica é a principal alternativa de geração de energia utilizando fontes renováveis.

De acordo com a REN nº 1000/2021, um sistema de geração solar fotovoltaico (SFV), injeta energia ativa (ou potência ativa) no Sistema Elétrico de Potência (SEP) da distribuidora, no sentido reverso, através das unidades consumidoras (UCs) conectadas a rede da distribuidora local, onde a energia elétrica ativa é aquela que pode ser convertida em outro meio de energia, como calor e movimento, por exemplo. Essa injeção de potência ativa na rede proporciona o benefício da compensação de energia para os consumidores, gerando créditos em quilowatt hora (kWh).

Entretanto, a energia reativa, aquela utilizada por motores e máquinas elétricas indutivas, precisa ser compensada para evitar o desequilíbrio do sistema. Esse limite é medido e determinado pelo fator de potência (REN nº 1000/2021).

O fator de potência (**fp**) é a relação entre Potência Ativa (P) e a Potência Aparente (S), onde **fp** baixo indica que a eficiência energética do sistema está não está satisfatória, onerando o sistema elétrico. Por consequência, segundo a REN nº 1000/2021, os consumidores do grupo A que estiverem com o **fp** abaixo de 0,92 serão

penalizados com a cobrança pelo excedente reativo (capacitivo ou indutivo). Essa cobrança é realizada apenas em UCs do grupo A.

Este trabalho visa analisar os impactos técnicos da geração de energia solar no fator de potência de unidades consumidoras do grupo A, avaliando os impactos na qualidade de energia, eficiência do sistema elétrico e à correção do fator de potência, assim como eventuais multas por descumprimento da regulamentação. Dessa forma, serão simulados dois cenários, com e sem geração de energia solar, para comparação do comportamento do fator de potência em ambos.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR

Segundo a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR, 2023), a geração de energia solar fotovoltaica é a energia gerada a partir da captação da luz solar por células semicondutoras e convertida em energia elétrica. No caso das placas solares, o material semicondutor mais comum é o silício.

Quando a luz solar é captada, as células excitam os elétrons de forma ordenada, gerando a corrente elétrica. Dessa forma, os módulos fotovoltaicos armazenam a luz solar captada em corrente contínua (CC) e enviam ao inversor de frequência, que converte a energia armazenada em CC para corrente alternada (CA), para o uso residencial e industrial (Milanez, 2023).

Essa fonte de energia é considerada renovável por utilizar recursos inesgotáveis, no caso o Sol. Porém, como no período noturno essa energia não é gerada, é utilizada a energia fornecida pela concessionária local. Além disso, esse tipo de geração renovável, também gera economia para o consumidor no médio e longo prazo (ABSOLAR, 2023).

2.2 A MICRO E MINIGERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR NO BRASIL

2.2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

De acordo com a ANEEL (2016), o conceito de geração distribuída (GD) pode ser definido como a geração de energia elétrica utilizando fontes geradoras, realizada

pelos próprios consumidores, que normalmente estão alocados próximos aos pontos de entrega centrais de uma rede de distribuição. Dentre os tipos de GD, existem os subtipos: micro e minigeração distribuída (MMGD).

2.2.2 MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA (MMGD)

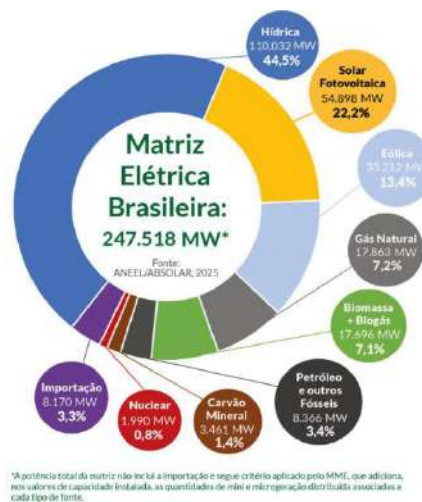
A MMGD, se caracteriza pela geração de energia elétrica utilizando fontes de energia renováveis que estão conectadas às redes de distribuição através das unidades consumidoras (ANEEL, 2016).

Esses sistemas podem beneficiar a concessionária em alguns aspectos do SEP, como: a diversificação da matriz energética local, o melhor equilíbrio dos níveis de tensão na rede, durante horários a grande carga, e a diminuição dos impactos ambientais (ANEEL, 2016).

Além disso, a microgeração distribuída é composta por uma unidade geradora de energia elétrica com potência instalada de no máximo 75 quilowatts (kW). Já a minigeração distribuída, se caracteriza pelas unidades com potência instalada de 75kW a 5 megawatt (MW), no caso das fontes de energia solar (ANEEL, 2016).

De acordo com a ABSOLAR, até março de 2025 cerca de 22,2% (54,898MW) da matriz energética brasileira era composta por sistemas geração de energia solar fotovoltaica (SFVs).

Figura 1 – Matriz Energética Nacional

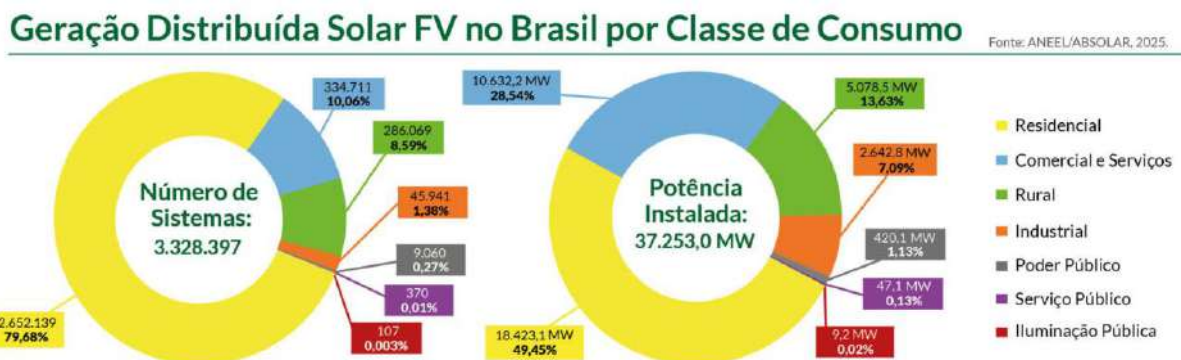


Fonte: ANEEL/ABSOLAR (2025).

No cenário geral, a potência instalada proveniente de SFVs era de 37.253,0MW, sendo 2.642,8MW gerados pelas indústrias com MMGD. Isso mostra que as indústrias se preocupam cada vez mais com os aspectos econômicos e sustentáveis, já que é uma fonte de geração de energia limpa (ABSOLAR, 2025).

A figura 2 mostra a demanda energética do país por classes de consumo, destacando a quantidade de sistemas de geração de energia solar em cada uma delas:

Figura 2 – Geração distribuída no Brasil por Classe de Consumo



Fonte: ANEEL/ABSOLAR (2025).

Entretanto, existem alguns problemas que devem ser observados, já que a complexidade das redes de distribuição (RDs) aumenta consideravelmente, possibilitando o desencadeamento de problemas no SEP. Por isso, são necessários alguns requisitos para que unidade consumidora realize a conexão na rede de distribuição (ANEEL, 2016).

2.2.3 REQUISITOS PARA CONEXÃO NA REDE DA DISTRIBUIDORA

Segundo a REN ANEEL nº 1000/2021, os procedimentos e requisitos técnicos necessários para interligação dos sistemas fotovoltaicos à rede de distribuição da concessionária estão contidos no Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST).

O Módulo 3 (PRODIST), estabelece que a solicitação da conexão da MMGD à rede da distribuidora seja realizada por meio de formulário padrão da ANEEL, contendo os documentos e informações pertinentes ao caso. Ademais, também é

definido que a distribuidora somente permite a conexão da instalação com o número de fases iguais ou inferior à da UC atendida. Além disso, é necessário analisar os requisitos de proteção dos módulos de acordo com a potência instalada, como relés de proteção, sobretensão, entre outros.

Já o Módulo 8 (PRODIST), caracteriza os valores de referência dos fenômenos da qualidade da energia elétrica, como o fator de potência, que pode afetar diretamente numa instalação elétrica de uma indústria.

2.3 CONSUMIDORES DO GRUPO A

De acordo com a REN ANEEL nº 1000/2021, se enquadram como grupo A, as unidades consumidoras atendidas com tensão maior ou igual a 2,3 kV. Em sua maioria, são indústrias de médio e grande porte que possuem máquinas e motores elétricos de indução em suas instalações. Esses motores, podem afetar diretamente na eficiência da rede, como baixar o fator de potência, visto que os motores elétricos demandam de energia reativa para seu funcionamento.

No estado do Paraná, as tensões de fornecimento em média tensão são de 13,8 kV a 34,5 kV. Isso caracteriza os consumidores do grupo A que são atendidos em média tensão.

2.3.1 CRITÉRIOS PARA A COMPENSAÇÃO FINANCEIRA PARA UCs do GRUPO A

A REN ANEEL nº 1000/2021 estabelece as regras para compensação das UCs que utilizam SFVs em sua instalação. O sistema de compensação de energia elétrica (SCEE) permite que o consumo dessas UCs seja compensado em kWh na fatura do cliente. Dessa forma, o excedente de energia ativa injetada pode ser compensado desde que não tenha sido comprado pela concessionária local:

XLV-A - Sistema de Compensação de Energia Elétrica - SCEE: sistema no qual a energia elétrica ativa é injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída na rede da distribuidora local, cedida a título de empréstimo gratuito e posteriormente utilizada para compensar o consumo de energia elétrica ativa ou contabilizada como crédito de energia

2.4 INVERSÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA

A REN ANEEL nº 1000/2021 ressalta que em caso de novas conexões ou do aumento da potência ativa injetada por UCs geradoras já existentes que causem problemas de inversão de fluxo de potência no SEP, a concessionária deve identificar o problema e as soluções viáveis para o caso, como o redimensionamento da carga, separação dos circuitos para a geração distribuída, redução da potência ativa injetada permanentemente ou a redução do fluxo da potência ativa injetada.

2.4.1 DEFINIÇÃO

O fluxo de potência pode ser definido como o movimento da energia elétrica durante a geração, transmissão e distribuição. Segundo o Operador Nacional do Sistema (ONS), o Sistema Interligado Nacional (SIN) possui um fluxo de potência que é direcionado no sentido comum que vai da geração de energia nas usinas até as unidades consumidoras.

A inversão do fluxo de potência é definida quando o fluxo de energia elétrica ocorre no sentido oposto do sentido comum, ou seja, o fluxo de energia sai da carga para as redes de distribuição, podendo chegar na geração. Segundo a ANEEL (2023), os estudos de inversão de fluxo de potência devem ser realizados quando existirem novas conexões de UCs com MMGD ou quando ocorrer o aumento da potência ativa injetada por UCs que já possuem sistemas de geração distribuída:

Art. 73. A distribuidora deve, se necessário, realizar estudos para:
§ 1º Caso a conexão nova ou o aumento de potência injetada de microgeração ou minigeração distribuída implique inversão do fluxo de potência no posto de transformação da distribuidora ou no disjuntor do alimentador, a distribuidora deve realizar estudos para identificar as opções viáveis que eliminem tal inversão, a exemplo de: I - reconfiguração dos circuitos e remanejamento da carga; II - definição de outro circuito elétrico para conexão da geração distribuída; III - conexão em nível de tensão superior ao disposto no inciso I do caput do art. 23; IV - redução da potência injetável de

forma permanente; V - redução da potência injetável em dias e horários pré-estabelecidos ou de forma dinâmica; (ANEEL, 2023).

As unidades consumidoras, devem se atentar quando as novas instalações implicarem na inversão do fluxo de potência da localidade em que será instalada, pois pode existir outra UC que naquele momento seja objeto de estudos de inversão de fluxo de potência na rede de distribuição. Conforme citado, esses estudos analisam se é possível realizar o remanejamento da carga ou se será necessária a redução permanente da potência injetada na rede naquela localidade (Pontes, 2024).

2.5 O FATOR DE POTÊNCIA (FP)

Em meados de 1968, o extinto Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), estabeleceu o valor do fator de potência mínimo de **0,85**, através da Portaria nº 456, que se aplica aos consumidores atendidos em alta tensão, atualmente grupo A, como forma de controle da energia reativa fornecida no sistema elétrico.

Após isso, visando melhorar a eficiência do uso da energia elétrica no Brasil, por meio do Portaria nº 479/1992, o DNAEE elevou o valor para **0,92 (defasagem de 23°)**, válido tanto para capacitivo quanto para indutivo. Este valor de referência foi mantido pela ANEEL através da REN ANEEL nº 1000/2021:

Art. 302. O fator de potência de referência “fR”, indutivo ou capacitivo, tem como limite mínimo permitido o valor de 0,92 para a unidade consumidora do grupo A; (REN ANEEL nº 1000/2021).

2.5.1 DEFINIÇÃO DAS POTÊNCIAS

O fator de potência, representa uma medida do aproveitamento da energia elétrica consumida por um ou mais equipamentos elétricos. Sendo assim, é importante que numa instalação elétrica seja realizada a medição desse valor, visto que afeta diretamente na qualidade da energia elétrica consumida (WEG, 2020).

Para isso, é necessário compreender os tipos de potência existentes numa instalação elétrica em corrente alternada. Portanto, para contextualização, devem ser

definidos os conceitos dos 3 tipos de potência existentes em CA: a potência aparente (S), que é a potência total medida em (kVA), a potência ativa (W) e a potência reativa (Q) (WEG, 2020).

2.5.2 POTÊNCIA APARENTE

De acordo com a WEG (2024), a potência aparente (S) é a razão entre a tensão e a corrente, podendo ser representada pela seguinte fórmula:

Para sistemas monofásicos:

$$S = U \times i \text{ (VA)} \quad (1)$$

Onde:

S = Potência aparente (VA)

U = Tensão (V)

i = Corrente (A)

Para sistemas trifásicos:

$$S = \sqrt{3} \times U \times i \text{ (VA)} \quad (2)$$

Onde:

S = Potência aparente (VA)

U = Tensão (V)

i = Corrente (A)

$\sqrt{3}$ = sistema trifásico

Além disso, ela seria unicamente considerada se não existisse a defasagem da corrente ou se a carga fosse puramente resistiva. Nesse caso, o valor da potência aparente (S) pode ser encontrado pela seguinte fórmula:

$$S = \frac{P}{\cos \varphi} \text{ (VA)} \quad (3)$$

Onde:

S = Potência aparente (VA)

Cos φ = Fator de potência

P = Potência ativa

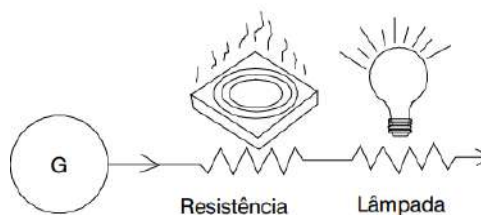
Por fim, no caso de cargas puramente resistivas, o Cos $\varphi = 1$, pois o aproveitamento energético é máximo (WEG, 2021).

2.5.3 POTÊNCIA ATIVA

A potência ativa (W) é uma fonte de energia que gera trabalho como calor, luz e movimento, sendo medida em quilowatt (kW). Alguns exemplos de conversão são: o chuveiro elétrico, energia elétrica em térmica, um motor elétrico, energia elétrica em mecânica, ou uma lâmpada, energia elétrica em luz (WEG, 2020).

A figura 5 é uma ilustração do que é a potência ativa:

Figura 5 - Ilustração Potência Ativa



Fonte: Adapt. WEG (2020)

Assim, a potência ativa é a razão entre a tensão, a corrente e o cosseno do ângulo da fase do sistema trifásico, podendo ser representada pela seguinte fórmula:

$$P = \sqrt{3} \times U \times i \times \cos \varphi \text{ (W)} \quad (4)$$

Onde:

P = Potência ativa (W)

U = Tensão (V)

i = Corrente (A)

$\sqrt{3}$ = sistema trifásico

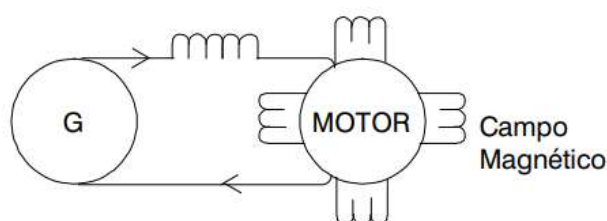
Cos φ = cosseno do ângulo

2.5.4 POTÊNCIA REATIVA

A potência reativa (Q) não é fonte geradora, mas é utilizada unicamente para manter os campos eletromagnéticos das cargas indutivas, como motores elétricos, sendo medida em quilovolt-ampere reativo, representado pela sigla kVAr (WEG, 2020).

A figura 6 faz uma ilustração do que é a potência reativa:

Figura 6 - Ilustração Potência Reativa



Fonte: Adapt. WEG (2020)

A diferença entre a potência ativa e a potência reativa se caracteriza pelo fato de que a potência ativa é consumida na realização de algum trabalho, já a potência reativa continua circulando entre a carga e a fonte, mesmo sem produzir trabalho. A consequência disso, é que a potência reativa ocupa um espaço no SEP que poderia ser ocupado pelo fornecimento de potência ativa (WEG, 2020).

A potência reativa é a razão entre a tensão, a corrente e o seno do ângulo da fase do sistema trifásico, podendo ser representada pela seguinte fórmula:

$$Q = \sqrt{3} \times U \times i \times \text{sen } \varphi \text{ (VAr)} \quad (5)$$

Onde:

Q = Potência reativa (VAr)

U = Tensão (V)

i = Corrente (A)

$\sqrt{3}$ = sistema trifásico

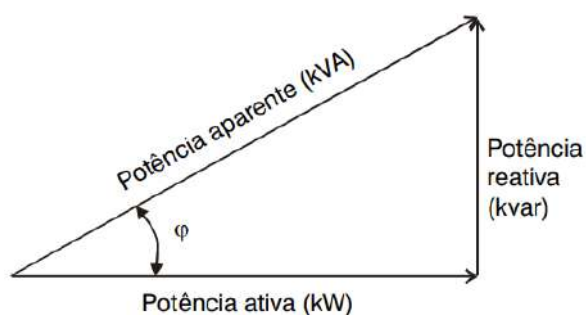
$\text{sen } \varphi$ = seno do ângulo

2.5.5 DEFINIÇÃO MATEMÁTICA

O fator de potência (**fp**) pode ser matematicamente definido como a razão entre a potência ativa e a potência aparente. A eficiência energética da rede elétrica pode ser impactada pelo **fp**, indicando uma alta eficiência se **fp > 0,92** ou baixa eficiência da rede quando **fp < 0,92** (WEG, 2020).

Essa relação pode ser visualizada no triângulo de potências (figura 7), que ilustra o ângulo de defasagem entre as potências e como ele é afetado quando o sistema está em desequilíbrio:

Figura 7 - Triângulo de Potências - Relação kW, kVA e kVAR



Fonte: Adapt. WEG (2020)

Sendo assim, o valor do fator de potência ($\text{Cos}\varphi = \text{fp}$) pode ser determinado matematicamente pelas seguintes fórmulas:

$$\text{Cos } \varphi = \text{fp} = \frac{kW}{kVA} \quad (6)$$

Onde:

$\text{Cos } \varphi = \text{fp}$ = Fator de Potência

kW = Consumo da instalação em kW

kVA = Potência aparente

kVAR = Potência Reativa fornecida para a instalação em kVAR

$$\text{fp} = \frac{kWh}{\sqrt{kWh^2 + kvarh^2}} \quad (7)$$

Onde:

kWh = Energia Ativa: consumo da potência ativa num intervalo de tempo

kVARh = Energia Reativa: consumo da potência reativa num intervalo de tempo

$$\cos \varphi = fp = \cos \left(\text{arc tg} \frac{\text{kvar}}{\text{kW}} \right) \quad (8)$$

Onde:

$\cos \varphi = \mathbf{fp}$ = Fator de Potência

Arc tg = Arco Tangente

kW = Consumo da instalação em kW

kVAr = Potência Reativa fornecida para a instalação em kVAr

2.5.6 CONSEQUÊNCIAS DO BAIXO FATOR DE POTÊNCIA:

Segundo a WEG (2020), o baixo **fp** pode causar problemas como quedas de tensão, perdas elétricas e a baixa eficiência no uso da rede elétrica. Isso ocorre porque a rede elétrica está em desequilíbrio, ocasionando diversas anomalias.

2.5.6.1 QUEDAS DE TENSÃO

As quedas de tensão são ocasionadas pelo excesso de energia reativa, que leva ao aumento da corrente na instalação elétrica, causando a sobrecarga de alguns componentes da rede elétrica (WEG, 2020).

2.5.6.2 PERDAS ELÉTRICAS

Devido ao excesso da energia reativa existente no sistema, ocorre o aumento do nível de corrente na rede, provocando o superaquecimento de equipamentos e condutores de energia, como o cobre (WEG, 2020).

2.5.6.3 BAIXA EFICIÊNCIA

Quando ocorre a sobrecarga da instalação elétrica por conta do excesso de energia reativa, o pleno uso da rede fica inviabilizado. Esses problemas seriam evitados se **fp > 0,92 ≥ 1**. Essa lacuna que a potência reativa ocupa, poderia ser atendido pela potência ativa, sendo consumida por novas cargas (WEG, 2020).

2.5.6.4 MULTAS POR EXCEDENTE REATIVO

A REN ANEEL nº 1000/2021 (Seção VIII), estabelece que as concessionárias de energia podem aplicar multas aos consumidores do grupo A (alta tensão) quando o fator de potência médio mensal for inferior ao valor mínimo determinado de **0,92**, seja indutivo ou capacitivo. Essa penalização é realizada sobre o consumo de energia reativa excedente, calculado com base na diferença entre o **fp** medido e o mínimo permitido.

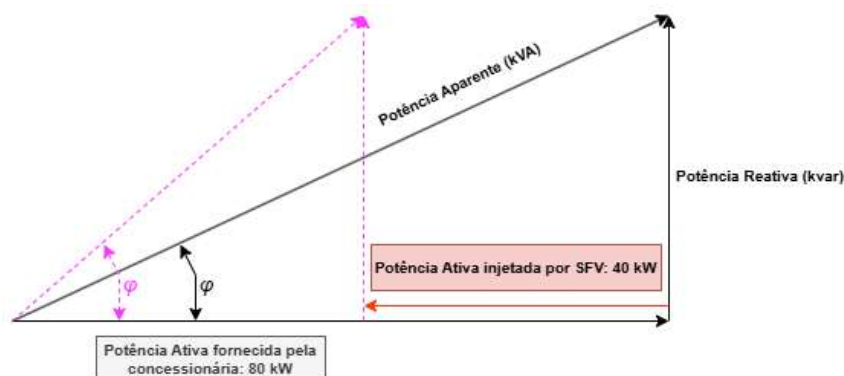
Para contextualizar o motivo das penalizações das UCs, é necessário compreender como a geração distribuída afeta o triângulo de potências quando se trata de potência ativa fornecida e injetada, assim como a sua relação com a potência reativa.

Quando uma unidade consumidora do grupo A injeta potência ativa na rede por meio de SFVs (inversão do fluxo), espera-se que toda a energia gerada seja capaz de suprir a demanda energética daquela UC. Porém, na maioria dos casos a energia gerada não é suficiente, sendo necessário que a concessionária continue fornecendo parte da demanda.

Essa dinâmica caracteriza o fluxo bidirecional de potência ativa, enquanto a demanda por potência reativa se mantém na direção ordenada do fluxo de potência (da concessionária para a carga). Nesse caso, existe um problema de demanda de cargas, principalmente da potência reativa que precisa ser compensada localmente. A consequência disso, é o desbalanço vetorial no triângulo de potências, com a subtração da potência ativa fornecida pela potência injetada na rede. Essa subtração movimentava o vetor da potência reativa, ocasionando a elevação do ângulo do fator de potência.

A figura 8 ilustra o fluxo bidirecional citado:

Figura 8 – Fluxo Bidirecional da Potência Ativa e defasagem do $\cos \varphi$



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Para complementar, a tabela 1 demonstra um exemplo de como o valor do **fp** é afetado na prática, quando se trata de uma unidade consumidora com SFV e outra sem SFV, estabelecendo os valores da potência ativa demandada, potência ativa injetada e potência reativa, ressaltando que a potência reativa não sofre alterações mesmo com um sistema de geração distribuída implantado:

Tabela 1 – Comparação do Fator de Potência com e sem SFV (Equação 8)

Tipo do consumidor (Grupo A)	Potência Ativa (kW)	Potência Ativa injetada (kW)	Potência Reativa (kvar)	fp
UC 1 (sem SFV)	70	0	20	0,96
UC 2 (com SFV)	70	30	20	0,89

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Dessa forma, com base na análise realizada foi possível demonstrar que a compensação da potência ativa injetada pelo sistema fotovoltaico e a potência ativa fornecida pela concessionária, afeta diretamente no equilíbrio do fator de potência da rede. Por conta disso, nos casos em que não ocorre a compensação da potência reativa, a unidade consumidora está sujeita às multas impostas pela REN ANEEL nº 1000/2021.

2.5.7 CORREÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA

Diante dos problemas identificados, em especial o risco de multas e a redução da eficiência energética da instalação causados pelo baixo **fp**, é necessário que sejam

implementadas soluções corretivas. Para isso, os tipos de cargas presentes na instalação devem ser identificados, de forma que seja realizado um estudo de viabilidade técnica e econômica que torne possível a aplicação da solução.

As técnicas para correção do fator de potência serão descritas no tópico de desenvolvimento.

2.5.8 TIPOS DE CARGAS

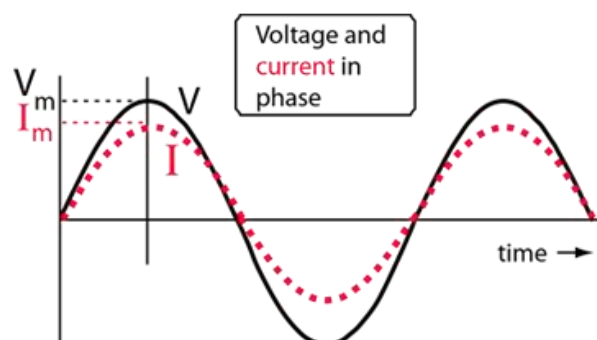
O ângulo φ representa a defasagem entre tensão e corrente num circuito CA, indicando se a corrente está atrasada, adiantada ou em fase com a diferença de potencial (ddp) - ou tensão - do circuito. Dessa forma, podem ser descritas as cargas indutivas, capacitivas e resistivas, respectivamente (Albuquerque, 2018).

Portanto, o estudo de cargas é essencial para a análise do fator de potência, visto que o ângulo de defasagem entre corrente e tensão é afetado diretamente de acordo com os tipos da carga (Mamede Filho, 2021).

2.5.8.1 CARGAS RESISTIVAS

Segundo Gonçalves e Ferreira (2020), as cargas puramente resistivas consomem apenas potência ativa. Nesse caso a corrente elétrica está em fase com a tensão, conseqüentemente tem-se um $\text{Cos } \varphi = \text{fp} = 1$. Assim, já que essas cargas não geram defasagem entre corrente e tensão, elas não influenciam no baixo **fp** da instalação. A figura 9 representa a corrente de um circuito resistivo:

Figura 9 - Circuito resistivo - corrente em fase



Fonte: Adapt. *Hyperphysics, Nave* (2003)

A seguinte fórmula é utilizada para cálculo da corrente resistiva:

$$I_a(t) = I_{max} \times \text{sen}(wt) \quad (9)$$

Onde:

I_a = Corrente Resistiva (A)

t = tempo (s)

I_{max} = Corrente Máxima (A)

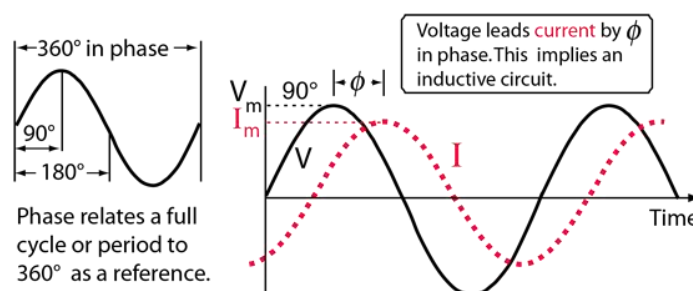
w = Frequência angular (rad/s)

2.5.8.2 CARGAS INDUTIVAS

As cargas indutivas armazenam energia em seu campo eletromagnético. Equipamentos como motores elétricos, demandam de potência reativa indutiva para seu funcionamento. Nesse caso a corrente elétrica está atrasada em relação à tensão, consequentemente tem-se um $\text{Cos } \varphi = \text{fp} < 1$. Nesse caso, a correção do **fp** deve ser feita com banco de capacitores (Mamede Filho, 2020).

A figura 10 representa a corrente de um circuito indutivo:

Figura 10 - Circuito indutivo - corrente atrasada



Fonte: Adapt. Hyperphysics, Nave (2003)

A seguinte fórmula é utilizada para cálculo da corrente indutiva:

$$I_b(t) = I_{max} \times \text{sen}(wt - 90^\circ) \quad (10)$$

Onde:

I_b = Corrente Indutiva (A)

t = tempo (s)

I_{max} = Corrente Máxima (A)

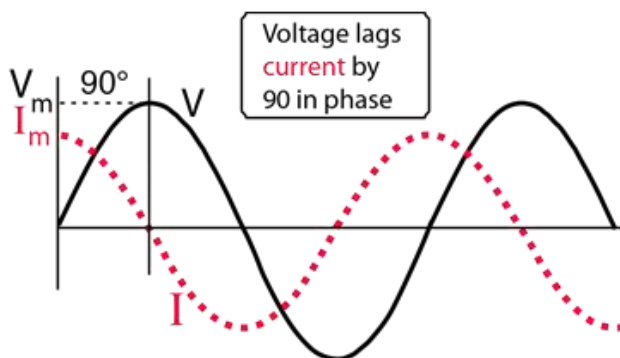
w = Frequência angular (rad/s)

2.5.8.3 CARGAS CAPACITIVAS

As cargas capacitivas armazenam energia em seu campo elétrico. Nesse caso a corrente elétrica está adiantada em relação à tensão, consequentemente tem-se um $\text{Cos } \varphi = \text{fp} > 1$. Nesse caso, a correção do **fp** deve ser feita com banco de indutores (Mamede Filho, 2020).

A figura 11 representa a corrente adiantada de um circuito capacitivo:

Figura 11 - Circuito capacitivo - corrente adiantada



Fonte: Adapt. *Hyperphysics*, Nave (2003)

A seguinte fórmula é utilizada para cálculo da corrente resistiva:

$$I_c(t) = I_{max} \times \text{sen}(wt + 90^\circ) \quad (11)$$

Onde:

I_c = Corrente Capacitiva (A)

t = tempo (s)

I_{max} = Corrente Máxima (A)

w = Frequência angular (rad/s)

Por fim, o estudo das cargas é relevante para demonstrar a influência de cada tipo de carga no comportamento da rede elétrica. Essas diferenças são extremamente relevantes para analisar as cargas que predominam nas redes industriais, como os

motores elétricos, que por ser uma carga reativa indutiva, se torna um caso para o estudo dos efeitos das cargas eficiência da instalação elétrica.

Com base nos fundamentos teóricos definidos sobre o fator de potência e a geração distribuída, este trabalho avança para a análise matemática, onde serão investigados na prática os impactos de um sistema de geração solar fotovoltaica no fator de potência. O estudo visa a comparação de grandezas elétricas em um cenário com sistema elétrico convencional e outro com sistema de geração de energia solar, além de utilizar cargas indutivas na simulação para avaliar o comportamento da rede elétrica.

3 METODOLOGIA

3.1 CLASSIFICAÇÃO DA PESQUISA

Este estudo adotará a abordagem quantitativa, utilizando o software de modelagem matemática MatLAB. O ambiente virtual permite a análise das grandezas elétricas fundamentais de forma controlada em diferentes cenários de operação, garantindo maior precisão na coleta de dados. Além disso, permite simular e analisar os parâmetros matemáticos de uma instalação elétrica, pois o processamento de dados do software permite utilizar funções nativas para cálculo de parâmetros, como o fator de potência.

Os valores de Potência Ativa e Reativa utilizados no experimento serão inseridos pelo autor com base em cenários reais de duas unidades consumidoras, porém, por questões de sigilo, não serão disponibilizadas informações sobre tais UCs.

Os resultados da simulação dos diferentes cenários de operação poderão ser visualizados graficamente e comparados, permitindo a avaliação quantitativa do impacto da geração de energia solar na qualidade da energia elétrica.

3.2 ETAPAS DA SIMULAÇÃO

O experimento será realizado em três etapas no software MatLAB com o objetivo de observar e comparar o comportamento de uma instalação elétrica

convencional com uma instalação elétrica com geração distribuída (sistema solar fotovoltaico).

3.2.1 ETAPA 1: CONEXÃO DO SISTEMA CONVENCIONAL

Na primeira etapa, o sistema elétrico será analisado nas condições iniciais de funcionamento e serão coletadas as seguintes grandezas elétricas: tensão, corrente, potência ativa, potência reativa e o fator de potência. Os valores das grandezas serão inseridos com base em cenários reais de operação.

3.2.2 ETAPA 2: CONEXÃO DO SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (SISTEMA FOTOVOLTAICO)

Na segunda etapa, o sistema elétrico será integrado com o sistema solar fotovoltaico, mantendo-se a potência reativa da primeira etapa. Dessa forma, serão coletados os parâmetros elétricos após a conexão da geração distribuída, com a intenção de avaliar os impactos da rede ocasionadas pela geração de energia solar.

3.2.3 ETAPA 3: COLETA DOS DADOS E COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS

Finalmente, nesta última etapa, os dados coletados serão analisados e comparados quantitativamente, utilizando tabelas, gráficos e validações matemáticas para evidenciar as influências da geração de energia solar na eficiência da rede elétrica.

3.3 PROGRAMAÇÃO DO MATLAB

3.3.1 CÓDIGO BRUTO DOS GRÁFICOS

Para obtenção dos gráficos foi realizada a modelagem de um código bruto que coleta dados de potência ativa e reativa da instalação elétrica e calcula o valor da potência aparente (S), para que seja possível calcular o fator de potência utilizando a equação 6.

O código utilizado para a simulação está detalhado nas figuras 12 e 13:

Figura 12 - Código MatLAB: parte 1

```
% Insira os dados
P_demandada = input('Digite a potência ativa demandada (kW): ');
P_injetada = input('Digite a potência ativa injetada (kW): ');
Q = input('Digite a potência reativa (kVAR): ');

% Cálculo da potência resultante
P_resultante = P_demandada - P_injetada;

% Verificação se a potência reativa é coerente
if abs(Q) > sqrt(P_resultante^2 + Q^2)
    error('Valores inválidos: Q não pode ser maior que a potência aparente');
end

% Cálculo da potência aparente
S = sqrt(P_resultante^2 + Q^2);
fp = P_resultante/S; % Fator de potência

% Exibição dos resultados
fprintf('\n--- Resultados ---\n');
fprintf('Potência Ativa Resultante: %.2f kW\n', P_resultante);
fprintf('Potência Reativa: %.2f kVAR\n', Q);
fprintf('Potência Aparente: %.2f kVA\n', S);
fprintf('Fator de Potência: %.2f\n', fp);

% Plotagem do triângulo de potências
figure;
hold on;
grid on;
```

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Figura 13 - Código MatLAB: parte 2

```
% Vetores para o triângulo
origem = [0, 0];
P_vec = [P_resultante, 0];
Q_vec = [0, Q];
S_vec = [P_resultante, Q];

% Plot dos vetores
quiver(0, 0, P_resultante, 0, 0, 'b', 'LineWidth', 2, 'MaxHeadSize', 0.2);
quiver(P_resultante, 0, 0, Q, 0, 'r', 'LineWidth', 2, 'MaxHeadSize', 0.2);
quiver(0, 0, P_resultante, Q, 0, 'g', 'LineWidth', 2, 'MaxHeadSize', 0.2);

% Legendas e formatação
legend('Potência Ativa (P)', 'Potência Reativa (Q)', 'Potência Aparente (S)');
xlabel('Potência Ativa (kW)');
ylabel('Potência Reativa (kVAR)');
title('Triângulo de Potências');
axis equal;

% Ângulo do fator de potência
angulo = atan2(Q, P_resultante);
arc_x = linspace(0, P_resultante*0.8, 100);
arc_y = linspace(0, Q*0.8, 100).*0.3;
plot(arc_x, arc_y, 'k-');
text(P_resultante*0.4, Q*0.15, sprintf('θ = %.1f°', rad2deg(angulo)));

hold off;
```

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Para obtenção dos gráficos de defasagem ($V \times I$) foi realizada a modelagem de um código bruto que coleta dados obtidos anteriormente e imprime os gráficos de defasagem de acordo com a modelagem realizada:

O código utilizado para a simulação está detalhado nas figuras 14, 15 e 16:

Figura 14 - Código MatLAB (defasagem V x I): parte 1

```

%% Dados dos Cenários
% Cenário 1: Sem sistema solar
P_demandada1 = 80; % kW
P_injetada1 = 0; % kW
Q1 = 30; % kVAr

% Cenário 2: Com sistema solar (sem compensação de reativo)
P_demandada2 = 80; % kW
P_injetada2 = 40; % kW
Q2 = 30; % kVAr (mesmo valor do Cenário 1)

%% Cálculos dos dois Cenários
% Cenário 1
P_resultante1 = P_demandada1 - P_injetada1;
S1 = sqrt(P_resultante1^2 + Q1^2);
fp1 = P_resultante1 / S1;
angulo1 = atan2(Q1, P_resultante1);

% Cenário 2
P_resultante2 = P_demandada2 - P_injetada2;
S2 = sqrt(P_resultante2^2 + Q2^2);
fp2 = P_resultante2 / S2;
angulo2 = atan2(Q2, P_resultante2);

```

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Figura 15 - Código MatLAB (defasagem V x I): parte 2

```

%% Resultados
fprintf('--- Cenário 1 (Sem Sistema Solar) ---\n');
fprintf('Potência Ativa Resultante: %.1f kW\n', P_resultante1);
fprintf('Potência Reativa: %.1f kVAr\n', Q1);
fprintf('Fator de Potência: %.3f (θ = %.1f°)\n\n', fp1, rad2deg(angulo1));

fprintf('--- Cenário 2 (Com Sistema Solar) ---\n');
fprintf('Potência Ativa Resultante: %.1f kW\n', P_resultante2);
fprintf('Potência Reativa: %.1f kVAr\n', Q2);
fprintf('Fator de Potência: %.3f (θ = %.1f°)\n\n', fp2, rad2deg(angulo2));

%% Gráfico Comparativo (Defasagem Tensão x Corrente)
freq = 60; % Frequência (Hz)
t = linspace(0, 3/freq, 1000); % 3 ciclos
V = 220 * sqrt(3) * sin(2*pi*freq*t); % Tensão de referência (V)

% Corrente nos dois cenários (proporcional à potência aparente)
I1 = (S1*1000/220) * sqrt(2) * sin(2*pi*freq*t - angulo1); % Cenário 1
I2 = (S2*1000/220) * sqrt(2) * sin(2*pi*freq*t - angulo2); % Cenário 2

figure;
subplot(2,1,1);
plot(t, V, 'b', t, I1, 'r');
title(sprintf('SEM Sistema Solar - FP=%.3f (θ=%.1f°)', fp1, rad2deg(angulo1)));
legend('Tensão (V)', 'Corrente (A)');
xlabel('Tempo (s)');
ylabel('Amplitude');
grid on;

subplot(2,1,2);
plot(t, V, 'b', t, I2, 'g');
title(sprintf('COM Sistema Solar (Sem Compensação Reativa) - FP=%.3f (θ=%.1f°)', fp2, rad2deg(angulo2)));
legend('Tensão (V)', 'Corrente (A)');
xlabel('Tempo (s)');
ylabel('Amplitude');
grid on;

```

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Figura 16 - Código MatLAB (defasagem V x I): parte 3

```

%% Triângulo de Potências (Cenário 2)
figure;
hold on;
quiver(0, 0, P_resultante2, 0, 0, 'b', 'LineWidth', 2, 'MaxHeadSize', 0.2);
quiver(P_resultante2, 0, 0, Q2, 0, 'r', 'LineWidth', 2, 'MaxHeadSize', 0.2);
quiver(0, 0, P_resultante2, Q2, 0, 'g', 'LineWidth', 2, 'MaxHeadSize', 0.2);
legend('P (40 kW)', 'Q (30 kVAr)', 'S (50 kVA)');
title(sprintf('Triângulo de Potências (Cenário 2) - FP=%.3f', fp2));
xlabel('Potência Ativa (kW)');
ylabel('Potência Reativa (kVAr)');
axis equal;
hold off;

```

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Para obtenção do diagrama fasorial ($V \times I$) foi realizada a modelagem de um código bruto que coleta dados obtidos do código de defasagem e imprime o diagrama fasorial de acordo com a modelagem realizada:

O código utilizado para a simulação está detalhado nas figuras 17, 18 e 19:

Figura 17 - Código MatLAB (defasagem $V \times I$): parte 1

```
%% Configuração do Sistema Trifásico (ABC)
V_linha = 220;           % Tensão linha-linha (V)
V_fase = V_linha / sqrt(3); % Tensão fase-neutro (127V)

% Tensões de Fase (ABC)
VA = V_fase * exp(1i * 0); % Fase A (0°)
VB = V_fase * exp(1i * -2*pi/3); % Fase B (-120°)
VC = V_fase * exp(1i * 2*pi/3); % Fase C (+120°)

% Parâmetros de Carga
P_antes = 80e3; % Potência ativa antes do SFV (W)
Q_antes = 30e3; % Potência reativa antes do SFV (VAR)
P_depois = 40e3; % Potência ativa após SFV (W)

% Cálculo das Correntes (complexas)
I_antes = (P_antes - 1i*Q_antes) / (3*V_fase);
I_depois = (P_depois - 1i*Q_antes) / (3*V_fase); % Q mantido

% Fasores de Corrente por Fase
IA_antes = abs(I_antes) * exp(1i * angle(I_antes));
IB_antes = abs(I_antes) * exp(1i * (angle(I_antes) - 2*pi/3));
IC_antes = abs(I_antes) * exp(1i * (angle(I_antes) + 2*pi/3));

IA_depois = abs(I_depois) * exp(1i * angle(I_depois));
IB_depois = abs(I_depois) * exp(1i * (angle(I_depois) - 2*pi/3));
IC_depois = abs(I_depois) * exp(1i * (angle(I_depois) + 2*pi/3));
```

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Figura 18 - Código MatLAB (defasagem $V \times I$): parte 2

```
%% Plotagem do Diagrama Fasorial
figure;
hold on;
axis equal;
grid on;

% 1. Tensões (Azul)
quiver(0, 0, real(VA), imag(VA), 'b', 'LineWidth', 2, 'MaxHeadSize', 0.5);
quiver(0, 0, real(VB), imag(VB), 'b', 'LineWidth', 2, 'MaxHeadSize', 0.5);
quiver(0, 0, real(VC), imag(VC), 'b', 'LineWidth', 2, 'MaxHeadSize', 0.5);

% 2. Correntes ANTES do SFV (Vermelho)
quiver(0, 0, real(IA_antes), imag(IA_antes), 'r', 'LineWidth', 1.5, 'MaxHeadSize', 0.3);
quiver(0, 0, real(IB_antes), imag(IB_antes), 'r', 'LineWidth', 1.5, 'MaxHeadSize', 0.3);
quiver(0, 0, real(IC_antes), imag(IC_antes), 'r', 'LineWidth', 1.5, 'MaxHeadSize', 0.3);

% 3. Correntes DEPOIS do SFV (Verde)
quiver(0, 0, real(IA_depois), imag(IA_depois), 'g', 'LineWidth', 1.5, 'MaxHeadSize', 0.3);
quiver(0, 0, real(IB_depois), imag(IB_depois), 'g', 'LineWidth', 1.5, 'MaxHeadSize', 0.3);
quiver(0, 0, real(IC_depois), imag(IC_depois), 'g', 'LineWidth', 1.5, 'MaxHeadSize', 0.3);

% Legendas Individuais
text(real(VA)*1.1, imag(VA)*1.1, 'V_A', 'color', 'b', 'Fontweight', 'bold');
text(real(VB)*1.1, imag(VB)*1.1, 'V_B', 'color', 'b', 'Fontweight', 'bold');
text(real(VC)*1.1, imag(VC)*1.1, 'V_C', 'color', 'b', 'Fontweight', 'bold');

text(real(IA_antes)*1.1, imag(IA_antes)*1.1, 'I_A (Antes)', 'color', 'r');
text(real(IB_antes)*1.1, imag(IB_antes)*1.1, 'I_B (Antes)', 'color', 'r');
text(real(IC_antes)*1.1, imag(IC_antes)*1.1, 'I_C (Antes)', 'color', 'r');

text(real(IA_depois)*1.1, imag(IA_depois)*1.1, 'I_A (Depois)', 'color', 'g');
text(real(IB_depois)*1.1, imag(IB_depois)*1.1, 'I_B (Depois)', 'color', 'g');
text(real(IC_depois)*1.1, imag(IC_depois)*1.1, 'I_C (Depois)', 'color', 'g');
```

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Figura 19 - Código MatLAB (defasagem V x I): parte 3

```
% Ângulos e FP
text(-300, 300, sprintf('FP Antes: %.3f (θ=%.1f°)', cos(angle(I_antes)), rad2deg(angle(I_antes))), 'Color', 'r');
text(-300, 280, sprintf('FP Depois: %.3f (θ=%.1f°)', cos(angle(I_depois)), rad2deg(angle(I_depois))), 'Color', 'g');

title('Diagrama Fasorial: Tensões VA, VB, VC e Correntes (Antes/Depois do SFV)');
xlabel('Eixo Real (V, A)');
ylabel('Eixo Imaginário (V, A)');
xlim([-300, 300]);
ylim([-300, 300]);
hold off;
```

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

3.4 RESULTADOS ESPERADOS

3.4.1 SISTEMA CONVENCIONAL

No sistema convencional, espera-se que no cenário inicial, o fator de potência seja mantido acima do mínimo determinado pela ANEEL ($\text{Cos } \varphi = \text{fp} > 0,92$), devido à ausência de influências externas à potência ativa da rede e da demanda por potência reativa. Considera-se uma instalação elétrica padrão sem sistema de geração distribuída.

3.4.2 SISTEMA COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (SOLAR FOTOVOLTAICO)

No sistema convencional, espera-se a diminuição da potência ativa demandada da rede, devido ao SFV. Além disso, espera-se a degradação do fator de potência $\text{Cos } \varphi = \text{fp} < 0,92$, com a inserção de cargas reativas indutivas e o aumento da demanda de potência reativa da rede.

4 APRESENTAÇÃO E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

4.1 VALORES DEFINIDOS PARA SIMULAÇÃO

Nos cenários simulados, serão utilizados valores de Potência Ativa e Reativa com base em cenários reais para comparação. Ambos os cenários terão uma carga demandada de potência ativa e reativa, porém, apenas um dos cenários será complementado com a geração de potência ativa.

Sendo assim, as seguintes grandezas elétricas foram definidas na tabela 2:

Tabela 2 – Simulação dos cenários 1 e 2 (Equação 6)

Tipo do consumidor (Grupo A)	Potência Ativa (kW)	Potência Ativa injetada (kW)	Potência Reativa (kvar)	fp
UC 1 (sem SFV)	80	0	30	x
UC 2 (com SFV)	80	40	30	x

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

4.2 ANÁLISE DOS CENÁRIOS

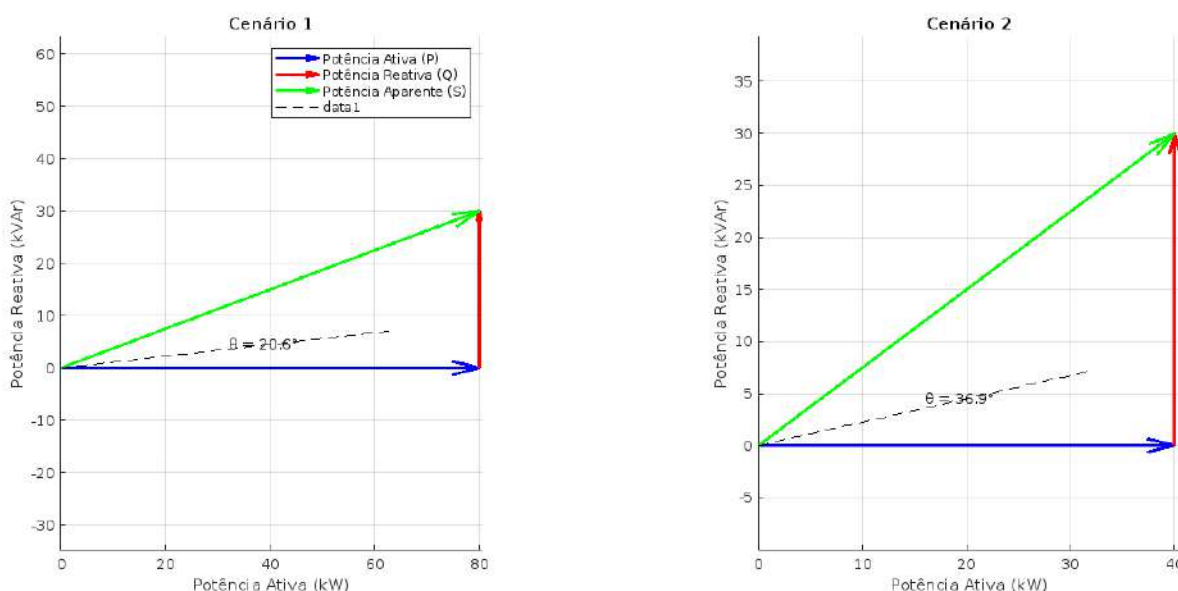
4.2.1 COMPARAÇÃO ENTRE CENÁRIO 1 E CENÁRIO 2

De acordo com a simulação realizada no MatLAB, no cenário 1, que não possui injeção de potência ativa, o fator de potência calculado teve como resultado o ângulo $\varphi = 20.6^\circ$. Utilizando a equação 6, obtém-se o valor de **fp = 0,936**. Assim, o valor do **fp** se manteve acima do mínimo determinado pela ANEEL ($\text{Cos } \varphi = \text{fp} > 0,92$).

Já no cenário 2, ao conectar o sistema de geração distribuída que gera uma potência ativa de 40 kW, o fator de potência calculado teve como resultado o ângulo $\varphi = 36.9^\circ$. Utilizando a equação 6, obtém-se o valor de **fp = 0,799**, ou seja, se manteve abaixo do mínimo determinado pela ANEEL ($\text{Cos } \varphi = \text{fp} > 0,92$).

O resultado da simulação pode ser visualizado a seguir nos gráficos da figura 20:

Figura 20 – Comparação (cenário 1 x cenário 2)



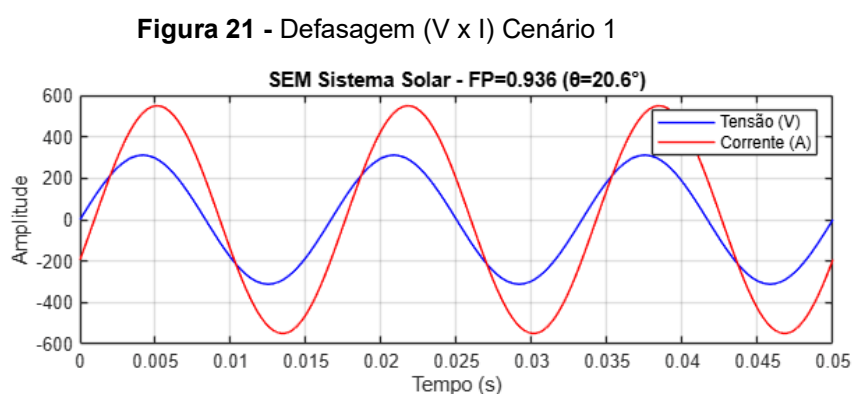
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Após a análise dos gráficos gerados pela simulação, é importante que seja analisada a defasagem entre tensão e corrente nos dois cenários.

4.2.2 ANÁLISE DOS GRÁFICOS DE DEFASAGEM

No cenário 1, a corrente apresenta uma defasagem de **20.6°** em relação à tensão, existe uma característica das cargas indutivas. Porém, esse atraso não afeta na qualidade da energia, é apenas a característica das cargas da instalação, dessa forma o **fp** continua acima do valor mínimo de **0,92**. Neste caso, esta condução mostra que mesmo com a presença de cargas reativas o sistema não precisa de compensação, pois não existe um desequilíbrio ou defasagem do ângulo φ capaz de afetar negativamente o **fp** da instalação.

O gráfico de defasagem ($V \times I$) do cenário 1 pode ser visto a seguir na figura 21:

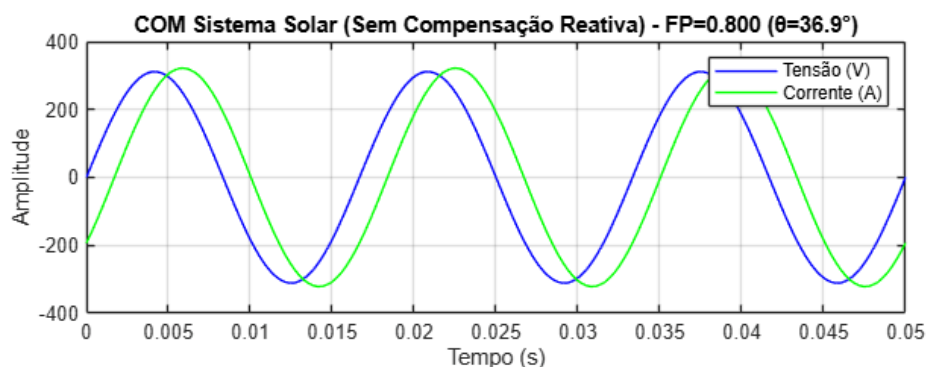


Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Já no cenário 2, com geração de energia solar, existe a redução da potência ativa total, devido à injeção de potência ativa pela geração distribuída, mas a potência reativa se mantém a mesma, ocasionado o aumento do ângulo φ , uma defasagem de **36.9°**. Portanto, a corrente apresenta uma defasagem típica de cargas indutivas, ou seja, está atrasada em relação à tensão.

O gráfico de defasagem ($V \times I$) do cenário 2 pode ser visto na figura 22:

Figura 22 - Defasagem (V x I) Cenário 2



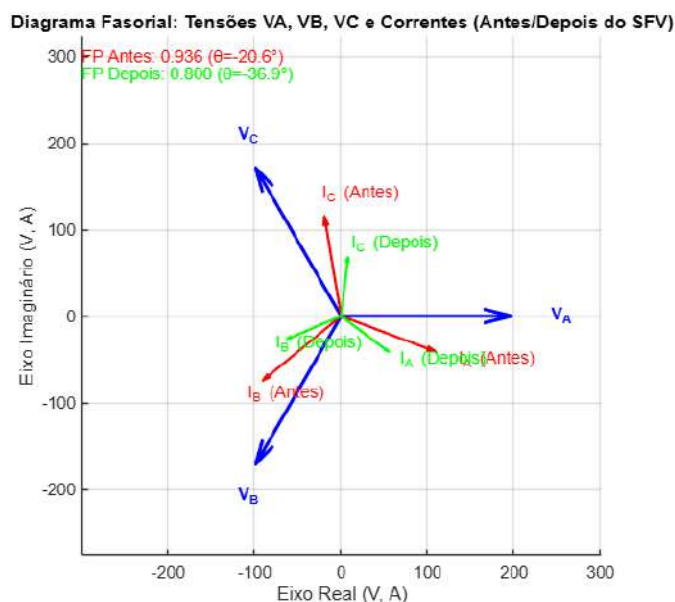
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Dessa forma, as formas de onda geradas na simulação evidenciam a influência da injeção de potência ativa sem a compensação de energia reativa no fator de potência de uma instalação elétrica.

4.2.3 ANÁLISE DO DIAGRAMA FASORIAL

Após a simulação dos gráficos, uma breve análise relacionada ao diagrama fasorial dos cenários 1 e 2 se mostrou relevante. Abaixo, a figura 23 exhibe os diagramas dos dois cenários simulados:

Figura 23 - Diagrama Fasorial



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

4.2.4 CONCLUSÃO DA ANÁLISE DOS CENÁRIOS 1 E 2

Os resultados obtidos nas simulações mostram a evidência matemática de que a geração solar fotovoltaica impacta diretamente no fator de potência da instalação elétrica, ocasionando a degradação da qualidade da energia elétrica e da eficiência da rede.

Analisando os cenários de operação simulados, no cenário 2 (com SFV) ocorre a diminuição do **fp** devido à compensação da potência ativa demandada e da potência ativa injetada, sendo a diferença entre elas considerada para o cálculo do **fp**.

Por consequência, a relação entre potência ativa e potência reativa se torna menos eficiente, pois aumenta o ângulo de defasagem entre corrente e tensão. Isso ocorre, pois a geração de energia solar compensa parte da potência ativa da rede, mas não compensa a potência reativa, ou seja, não existe a compensação reativa que seria necessária para manter o equilíbrio do triângulo de potências.

Sendo assim, para correção do fator de potência no cenário 2, é possível realizar a compensação da potência reativa com o banco de capacitores.

4.3 COMPENSAÇÃO COM BANCO DE CAPACITORES

Para cálculo da potência reativa necessária à compensação do fator de potência, pode ser utilizada a seguinte equação:

$$Q_c = P \times [tg(\arccos \varphi_1) - tg(\arccos \varphi_2)] \quad (12)$$

Onde:

Q_c = Potência Reativa (kVAr)

P = Potência Ativa (kW)

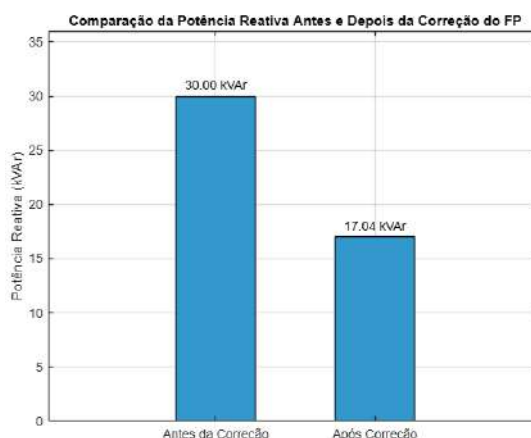
$tg\arccos \varphi_1$ = ângulo do fator de potência atual

$tg\arccos \varphi_2$ = ângulo do fator de potência desejado

Realizando a modelagem matemática para compensação da potência reativa do cenário 2, considerando **$tg\arccos \varphi_1 = 0,80$** e **$tg\arccos \varphi_2 = 0,92$** , foi possível

chegar no resultado de $Q_c = 12.96 \text{ kVAr}$ de compensação reativa, resultando no valor reativo final da instalação de 17.04 kVAr . O gráfico de comparação da correção da potência reativa demandada da instalação antes e depois da correção do fp , pode ser visto na figura 24:

Figura 24 - Comparação da Potência Reativa antes e depois da correção do FP



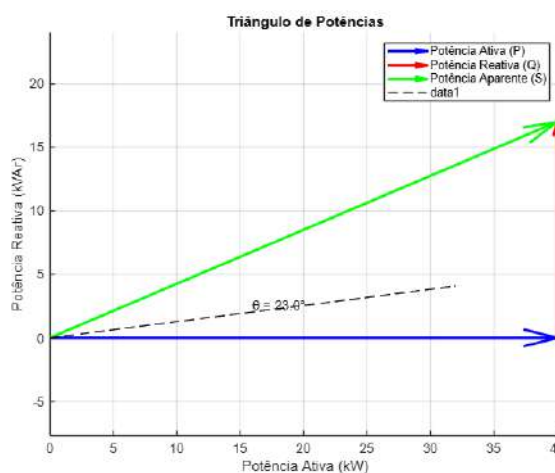
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

4.3.1 ANÁLISE DO CENÁRIO 2 APÓS A CORREÇÃO DO FP

Após a correção do fator de potência do cenário 2 (com SFV) é possível observar que o ângulo φ diminuiu para 23.0° , consequentemente ao calcular novamente o fator de potência, tem-se $\text{Cos } \varphi = 0,92$ (fp desejado), ou seja, é o valor mínimo determinado pela ANEEL numa instalação elétrica.

O gráfico da figura 25 ilustra o ângulo φ após a correção do fp :

Figura 25 - Ângulo φ após a correção do FP

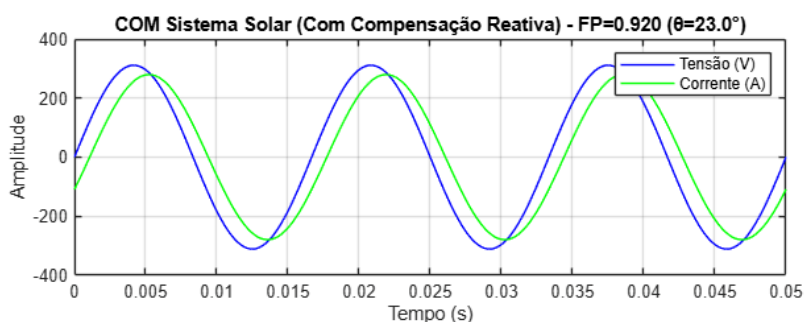


Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

O gráfico de defasagem ($V \times I$) do cenário 2 após a correção do **fp** não apresentou diferença, pois a compensação reativa foi proporcional à diferença da potência ativa demandada e injetada.

A figura 26 ilustra o gráfico após a compensação reativa:

Figura 26 - Defasagem ($V \times I$) Cenário 2 após a compensação reativa



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

4.4 CONCLUSÃO DA ANÁLISE DE RESULTADOS

Os resultados evidenciam que o sistema solar fotovoltaico, reduziu a potência ativa demandada pela rede, mas aumentou a defasagem do ângulo φ de **20.6°** para **36.87°**, diminuindo o valor do **fp** para um valor abaixo do mínimo de **0,92**. Além disso, a análise comprova também que existe a necessidade de métodos de correção do **fp**, sendo o banco de capacitores a solução mais comum entre elas.

Portanto, esses resultados reforçam a importância da análise criteriosa de diversos parâmetros por parte do Engenheiro Eletricista ao projetar um sistema solar fotovoltaico para atender uma unidade consumidora do grupo A, combinando a geração distribuída com a compensação reativa, mantendo a instalação com os parâmetros elétricos adequados à alta eficiência energética

Sendo assim, esse trecho introduz as considerações finais deste trabalho, que avaliarão as soluções técnicas viáveis para a otimização da instalação elétrica.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho analisou os impactos da geração solar fotovoltaica no fator de potência (**fp**) de uma instalação elétrica com cargas reativas indutivas. Além disso, foi possível evidenciar que um SFV pode degradar o **fp**, devido à redução da potência ativa demandada da rede e à falta de compensação reativa.

No cenário 1, sistema convencional, os resultados mostram que uma instalação com demanda de **80 kW** por potência ativa e **30 kVAr** de potência reativa, o **fp** resultante foi de **0,93**, indicando que está acima do mínimo de **0,92** exigido pela ANEEL. Ou seja, é uma instalação que possui eficiência acima do recomendado e, portanto, não precisa de compensações.

Já no cenário 2, os resultados mostram que ao injetar **40 kW** de potência ativa proveniente do SFV, em uma instalação nas mesmas condições do cenário 1, com demanda de **80 kW** de potência ativa e **30 kVAr** reativo, o **fp** resultante foi de **0,8**, mostrando um aumento do ângulo φ quando comparado às condições iniciais e, conseqüentemente, a redução do $\text{Cos } \varphi$. Esse valor do **fp=0,8** está abaixo do mínimo de **0,92** exigido pela ANEEL (REN ANEEL nº 1000/2021).

Essa redução do ângulo φ no triângulo de potências ocorre porque o SFV compensa apenas a potência ativa, mantendo os mesmos valores para a potência reativa (**30 kVAr**), o que também aumenta o ângulo de defasagem entre tensão e corrente.

A análise comparativa entre os cenários 1 e 2 (com e sem SFV), evidenciou que por mais que um sistema de geração solar reduza os custos da fatura do cliente, conforme o SCEE, se um estudo minucioso não for realizado, pode causar problemas na qualidade da energia elétrica relacionados ao fator de potência. Esse é um aspecto interessante de análise, pois, o senso comum sobre a geração distribuída é de que uma instalação com GD será mais eficiente e econômica.

Sendo assim, os dados coletados e simulados reforçam a importância do monitoramento permanente do fator de potência da instalação elétrica, em especial nas unidades consumidoras (UCs) do grupo A com sistemas de geração distribuída implantados, pois essas UCs, podem ser penalizadas pelas concessionárias com multas por baixo fator de potência, devido à oneração causada no sistema elétrico.

REFERÊNCIAS

LIVROS

MAMEDE FILHO, João. **Manual de Equipamentos Elétricos**. 8. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2020.

MAMEDE FILHO, João. **Manual de Instalações Elétricas**. 10. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2021.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio (Org.). **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. 2. ed. Rio de Janeiro: CEPEL – CRESESB, 2014.

NORMAS E DOCUMENTOS TÉCNICOS

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. Módulo 8. Brasília, 2022.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021**. Estabelece as regras de prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica. Brasília, 2021.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 1.095, de 18 de junho de 2024**. Brasília, 2024.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 1.098, de 23 de julho de 2024**. Brasília, 2024.

ANEEL. **Caderno Temático: Micro e Minigeração Distribuída – Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. 2. ed. Brasília: ANEEL, 2016.

ANEEL. **Balanco Energético Nacional (BEN) – Relatório Síntese 2023: Ano Base 2022**. Rio de Janeiro: EPE, 2023.

EPE. **Qualidade da Energia Elétrica: Conceitos e Aspectos Práticos**. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2019.

WEG. **W22: motor trifásico – catálogo técnico**. Jaraguá do Sul – SC: WEG Equipamentos Elétricos S.A., 2021. 36 p. Cód. 50025536, Rev. 17. Disponível em: <https://www.weg.net>. Acesso em: 30 mar. 2025.

WEG. **Motores elétricos: guia de especificação – versão estendida**. Jaraguá do Sul – SC: WEG Equipamentos Elétricos S.A., 2020. 32 p. Disponível em: <https://www.weg.net>. Acesso em: 31 mar. 2025.

ARTIGOS CIENTÍFICOS

PONTES, João Vítor Silva. **Análise de viabilidade econômica frente às alternativas de conexão em cenários de inversão de fluxo de potência: um estudo de caso**. 2024.

ALMEIDA, E. et al. **Energia Solar Fotovoltaica: Revisão Bibliográfica**. Revista FUMEC, Belo Horizonte. Disponível em: <https://revista.fumec.br/index.php/eol/article/view/3574>. Acesso em: 15 mar. 2025.

REFERÊNCIAS ELETRÔNICAS

NAVE, C. R. **Defasagem em Circuitos AC**. HyperPhysics, 2023. Disponível em: <https://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbase/electric/phase.html#c2>. Acesso em: 15 abr. 2025.

NAVE, C. R. **Reatância Capacitiva**. HyperPhysics, 2023. Disponível em: <https://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbase/electric/accap.html#c1>. Acesso em: 15 abr. 2025.

NAVE, C. R. **Resistência e Reatância em Circuitos AC**. HyperPhysics, 2023. Disponível em: <https://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbase/electric/acres.html>. Acesso em: **15 abr. 2025**.

ABSOLAR. **Infográfico: Mercado**. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: **18 mar. 2025**.

ABSOLAR. **O crescimento da energia solar no Brasil e o seu futuro**. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/noticia/o-crescimento-da-energia-solar-no-brasil-e-o-seu-futuro/>. Acesso em: **21 mar. 2025**.

MAYA ENERGY. **Entendendo o fator de potência em energia solar**. Disponível em: <https://mayaenergy.com.br/entendendo-o-fator-de-potencia-em-energia-solar/>. Acesso em: **09 abr. 2025**.

IFELL. **Inversão do fluxo de potência: o que é e como lidar?** Disponível em: <https://www.ifell.com.br/inversao-do-fluxo-de-potencia-o-que-e-e-como-lidar/>. Acesso em: **11 abr. 2025**.

[31]MME. **Brasil bate recorde de expansão da energia solar em 2023**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/brasil-bate-recorde-de-expansao-da-energia-solar-em-2023>. Acesso em: **30 mar. 2025**.

EPE. **Matriz Energética e Elétrica**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>. Acesso em: **22 mar. 2025**.

ANEEL. **Indicadores de geração**. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao/indicadores>. Acesso em: **20 mar. 2025**.

ANEEL. **Micro e Minigeração Distribuída.** Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/micro-e-minigeracao-distribuida>. Acesso em: 25 mar. 2025.

TRACTIAN. **Fator de potência: importância na indústria.** Disponível em: <https://tractian.com/blog/fator-de-potencia-importancia-industria>. Acesso em: 16 abr. 2025.

NEOSOLAR. **Sistemas de energia solar fotovoltaica e seus componentes.** Disponível em: <https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/sistemas-de-energia-solar-fotovoltaica-e-seus-componentes>. Acesso em: 26 mar. 2025.