

Estudo da Influência de Distorções Harmônicas Inseridas por Sistemas Fotovoltaicos no Fator de Potência da Rede Elétrica de Distribuição

Fernando H. G. Schmidt*, Mauricio Sperandio*, Gustavo de Lazari*, Rafael Crochemore Ney**

*Universidade Federal de Santa Maria – Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica
Santa Maria – RS (E-mail: fernandohgschmidt@gmail.com, mauricio.sperandio@ufsm.br, gustavodelazari@gmail.com).

**Grupo Equatorial, Porto Alegre – RS (E-mail: rafael.ney@gmail.com)

Abstract: The growth of interest in own energy generation, driven by public awareness of the environment, the price drop of components of photovoltaic systems, rising energy tariffs and incentives given through regulatory resolutions, and more recently by the legal certainty brought by the Law No. 14,300, made the Distributed Generation (DG) sector jump from ground zero in 2012 to more than 9 GW of installed power in about ten years, of which almost 98% were through the photovoltaic solar generation. This exponential growth of the sector raises concerns about the technical and commercial impacts that the accelerated insertion of photovoltaic systems can cause to the country's electrical distribution networks. One of the impacts of this insertion is the drop in the Power Factor (PF) of the network, due to the characteristic of the generators of only injecting active energy, remaining with their consumption of reactive. Another factor - sometimes ignored - but which contributes to the drop in the grid's PF, is the insertion of harmonic components by the photovoltaic inverters. With that, this work will present a study of the impact of the insertion of harmonic distortions by photovoltaic systems in the PF of the electrical distribution network, from three different scenarios.

Resumo: O crescimento do interesse pela geração própria de energia, impulsionado pela conscientização pública em relação ao meio ambiente, queda de preços de componentes dos sistemas fotovoltaicos, elevação das tarifas de energia e incentivos dados por meio de resoluções normativas, e mais recentemente pela segurança jurídica trazida pelo Marco Legal da Geração Distribuída - Lei Nº 14.300, fez com que o setor de Geração Distribuída (GD) saltasse da estaca zero em 2012 para mais de 9 GW de potência instalada em cerca de dez anos, sendo destes quase 98% por meio da geração solar fotovoltaica. Esse crescimento exponencial do setor acende preocupações acerca dos impactos técnicos e comerciais que a acelerada inserção de sistemas fotovoltaicos pode causar às redes elétricas de distribuição do país. Um dos impactos dessa inserção é a queda do Fator de Potência (FP) da rede, por conta da característica dos geradores de apenas injetar energia ativa, permanecendo com seu consumo de reativos. Outro fator - por vezes ignorado - mas que contribui com a queda do FP da rede, é a inserção de componentes harmônicas pelos inversores fotovoltaicos. Com isso, este trabalho irá apresentar um estudo do impacto da inserção de distorções harmônicas por sistemas fotovoltaicos no FP da rede elétrica de distribuição, a partir de três cenários distintos.

Keywords: Distributed Generation; Power Factor; Solar Photovoltaic Generation; Harmonics; Distribution Networks.

Palavras-chaves: Geração Distribuída; Fator de Potência; Geração Solar Fotovoltaica; Harmônicas; Redes de Distribuição.

1. INTRODUÇÃO

Atualmente, a geração de energia através da modalidade de Geração Distribuída (GD), que engloba sistemas de até 5 MW de potência instalada, conta com mais de 800 mil Unidades Consumidoras (UC's) que são também geradoras através da fonte solar fotovoltaica (FV). Esse número de instalações geradoras se traduz numa potência instalada de mais de 8.800 MW – 98% do total instalado através de GD (ANEEL 2022), ou seja, mais do que o montante instalado para a Geração Centralizada, que incorpora a matriz elétrica do país, que soma atualmente 7.556 MW através desta fonte (ONS 2022).

Em 2017 a potência total instalada de GD era de apenas 192 MW, saltando para 592 MW em 2018, 2.125 MW em 2019 e finalizando o ano de 2020 com 4.798 MW instalados, mantendo um crescimento sustentado e superando os impactos da pandemia de Covid-19. O ano de 2021 foi novamente de crescimento, tendo a potência instalada dobrada, chegando ao fim do ano com 8.368 MW (ABSOLAR 2021).

Esse crescimento acelerado, apesar dos diversos benefícios sociais, ambientais e econômicos, traz consigo desafios técnicos para o sistema elétrico do país. Uma das preocupações levantadas pela inserção em grande escala de sistemas

fotovoltaicos (SFV's) na rede de distribuição é referente ao impacto desta na qualidade de energia elétrica. Uma das características dos inversores FV utilizados nos SFV's conectados à rede é a utilização de eletrônica de potência para a conversão da corrente contínua gerada pelos módulos FV em corrente alternada, utilizada de maneira geral nos circuitos residenciais, comerciais e industriais. Essa conversão utiliza o chaveamento de transistores na ordem das dezenas de kHz, o que colateralmente causa a inserção de harmônicas de tensão e corrente junto ao sinal fundamental. Essas harmônicas resultam em aquecimento de transformadores, perdas nas linhas e, inclusive, na redução do Fator de Potência (FP) das unidades geradoras e consequentemente da rede de distribuição. Com isso, neste trabalho serão abordados os impactos da inserção de distorções harmônicas causadas por SFV's no FP da rede elétrica de distribuição.

2. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

No início do século XX, a GD provia quase a totalidade da eletricidade consumida, o que veio a mudar nos anos seguintes, com o crescimento da inserção de grandes plantas de geração, chamada de geração centralizada. Em 1950 a participação da GD na potência instalada a nível global caiu para a marca dos 10%, funcionando principalmente como *back-up*, índice que está recentemente sendo revertido. Segundo a *International Energy Agency* (IEA), em 2019 a adição de geradores distribuídos de fonte solar FV atingiu 45% da adição global de fonte solar FV (International Energy Agency 2019).

A definição da GD tem algumas variações, sendo conceituada normalmente como de pequeno porte (Pepermans et al. 2005), próxima da carga, de fácil instalação e conexão, consideravelmente intermitente se comparada à geração centralizada (GC) e com custo reduzido de implantação (Dulão, Abrudean, and Bicã 2015).

Existem também diversos tipos de fontes que podem ser implementadas como GD, como as fontes SFV's, eólica, hídrica – por meio de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's), térmica – a partir do biogás, gás natural, resíduos sólidos urbanos, casca de arroz, bagaço de cana, etc (ANEEL 2022).

A difusão da GD, principalmente as de fontes renováveis, como SFV's e eólicas, tendem a ter grande impacto nas redes de distribuição, com a alteração dos perfis de tensão e outros parâmetros base da rede (Abud et al. 2017). A adição da GD em uma rede de distribuição torna o fluxo de potência bidirecional, onde a sobrecarga da rede e a violação dos níveis adequados de tensão podem se tornar mais comuns (Souza et al. 2018). Apesar disso, existem inúmeros benefícios que a GD pode trazer aos sistemas de distribuição, como a redução do custo da energia elétrica – muito dependente da política energética aplicada, redução do consumo de combustíveis fósseis (Castro and Dantas 2017), além de, quando inserida em pontos convenientes da rede e em sistemas bem planejados, auxiliar no controle de tensão e frequência e estabilidade de tensão (Cortez Do Prado et al. 2016). Além dos benefícios elétricos e ao meio ambiente, existem ainda os benefícios sociais, com a abertura de postos de trabalho profissionalizados, promoção da indústria nacional (FGV 2016) e investimento da sociedade no setor elétrico. De acordo

com a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica, apenas o setor de GD criou mais de 141 mil empregos no país apenas nos primeiros onze meses de 2021 (Canal Solar 2021).

2.1 Inversores Fotovoltaicos

Os inversores têm como função converter em corrente alternada a corrente contínua gerada pelos módulos FV. Nos sistemas FV *on-grid*, o inversor funciona como fonte de corrente, não tendo capacidade de fornecer tensão. Isso ocorre pois o inversor funciona apenas na presença da rede elétrica, devendo-se desligar em sua ausência.

Os inversores de onda senoidal pura normalmente trabalham através do princípio de modulação de largura de pulso (*Pulse Width Modulation* – PWM), produzindo uma sequência de pequenas ondas quadradas de alta frequência (Marcelo Gradella Villalva 2012). O padrão dos pulsos de PWM na saída do inversor possui um conteúdo senoidal fundamental na frequência da rede, que é de 60 Hz no Brasil, adicionado a um conteúdo harmônico de alta frequência. Para atenuação do conteúdo harmônico, é necessário a utilização de filtros de alta frequência na saída do inversor. Esse conteúdo harmônico nunca é totalmente filtrado, surgindo aí o problema da inserção de harmônicas por usinas fotovoltaicas (UFV's) conectadas à rede, que pode trazer implicações à qualidade da energia elétrica, mais profundamente debatida na sequência deste trabalho.

O inversor FV para aplicação *on-grid* possui ainda um sistema eletrônico de controle que o transforma em fonte de corrente, onde este sistema tem como função fazer com que a corrente nos terminais de saída seja o mais próximo de uma senoidal pura, e esteja sincronizada com a tensão da rede. A Fig 1 ilustra de maneira breve o funcionamento de um inversor de corrente contínua para corrente alternada (CC-CA) convencional. Vale ressaltar que existem diversas topologias de inversores, com abordagens diferentes para o controle da inserção de harmônicas.

Fonte: Energia Solar Fotovoltaica – Conceitos e Aplicações (adaptado) (Marcelo Gradella Villalva 2012)

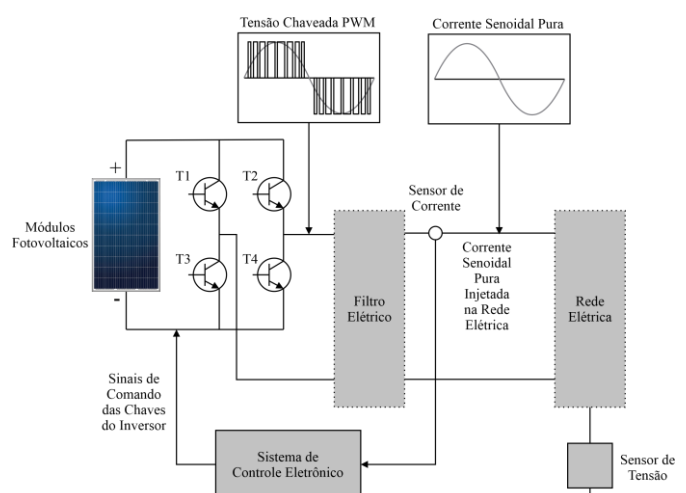


Fig 1: Funcionamento básico de um inversor CC-CA do tipo on-grid

3. HARMÔNICAS E FATOR DE POTÊNCIA

3.1 Fator de Potência

Fator de potência é definido pela relação entre a potência ativa e a potência aparente, e varia entre 0 e 1. Quando o FP é igual a zero, todo o fluxo de energia é reativo, sendo devolvido à fonte a cada ciclo. Quando o FP é igual a um, toda a energia fornecida pela fonte é consumida pela carga, gerando trabalho. A potência aparente por definição é igual ou superior à potência ativa, já que é o produto da tensão pela corrente do circuito (Fragoas 2008). As potências ativa, reativa e aparente são relacionadas a partir do triângulo de potências apresentado na Fig 2.

A potência ativa é a capacidade que um circuito apresenta em produzir trabalho dentro de um determinado período. Quando este circuito apresenta elementos reativos, como capacitores e indutores, o armazenamento de energia nesses elementos faz com que exista uma defasagem entre a tensão e a corrente circulante no circuito, devolvendo assim a energia armazenada à fonte sem gerar trabalho útil (Vieira 1989), sendo chamado então de circuito reativo. Um circuito com baixo FP demanda uma maior corrente para realizar o mesmo trabalho que um circuito com maior FP, já que a energia é devolvida para a fonte sem produzir trabalho, sendo muitas vezes referido como um circuito menos eficiente. Apesar da energia reativa não realizar trabalho útil, ela é essencial para o funcionamento de equipamentos como motores e transformadores, pois é a responsável pela criação dos campos elétricos e magnéticos nas bobinas destes equipamentos (Vieira 1989). O FP é definido pelo Módulo 8 do PRODIST (ANEEL 2021) pela seguinte equação:

$$FP = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (1)$$

Onde:

- P é a potência ativa (W);
- S é a potência aparente (VA);
- Q é a potência reativa (var);

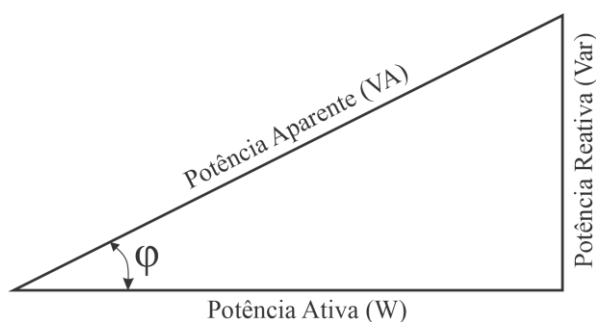


Fig 2: Triângulo de Potências

3.2 Harmônicas

Componentes harmônicas, ou simplesmente harmônicas, são sinais de frequência múltiplas inteiras da componente fundamental – seja da tensão ou corrente – que deformam o sinal original e deterioram a forma de onda, prejudicando a qualidade da energia elétrica (Nunes 2017).

A inserção de harmônicas por parte dos inversores presentes nos SFV's depende diretamente da topologia do inversor, tipo de filtros e estratégia de controle empregada. Além disso, a interação com as diversas cargas não lineares presentes nas redes de distribuição afeta a qualidade da energia entregue pelo inversor. Essa inserção de harmônicas por parte dos SFV pode provocar sobreaquecimento de transformadores, piora no FP da rede, acréscimo de perdas nas redes de distribuição, entre outros problemas (Chidurala, Kumar Saha, and Bansal 2014).

4. NORMATIVAS E REGULAMENTAÇÕES

As recomendações internacionais sobre qualidade de energia e controle de harmônicas são descritas na IEEE 519 (IEEE 2014) de forma geral, com recomendações claras dos limites de *THD* (*Total Harmonic Distortion*) de tensão (*THD_v*) e de corrente (*THD_i*) para sistemas com tensão nominal de 120 V até sistemas acima de 161 kV.

Além de normativas sobre o controle de harmônicas em sistemas de potência, que já há muito são desenvolvidas e validadas, surgiram na última década uma pequena variedade de novos requisitos voltados à limitação de distorção harmônica causados por sistemas de geração de fonte solar. Alguns detalhes das normas e padrões serão apresentados a seguir.

4.1 IEEE 519 – Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems

O padrão IEEE 519 (IEEE 2014) define alguns limites de *THD_v* e *THD_i* no ponto de acoplamento comum (*Point of Common Coupling – PCC*) para níveis de tensão entre 0,12 kV e até >161 kV. Os limites de distorção harmônica individual de tensão e *THD_v* são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1. Limites de Distorção Harmônica definidos pela IEEE 519

| Tensão (V) da Barra no PCC | Harmônica Individual (%) | Distorção Harmônica Total – <i>THD</i> (%) |
|---|--------------------------|--|
| $V \leq 1 \text{ kV}$ | 5,0 | 8,0 |
| $1 \text{ kV} < V \leq 69 \text{ kV}$ | 3,0 | 5,0 |
| $69 \text{ kV} < V \leq 161 \text{ kV}$ | 1,5 | 2,5 |
| $161 \text{ kV} < V$ | 1,0 | 1,5 |

Os limites de distorção harmônica individual de corrente e *THD_i* para sistemas com relação entre a corrente de curto-circuito e a corrente nominal no PCC menor que 20 para sistemas com tensão nominal entre 120 V e 69 kV, são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2. Limites de Distorsão de Corrente em Sistemas com Tensão Nominal entre 120 V e 69 kV

| Máxima Distorsão Harmônica de Corrente em Porcentagem da Corrente Nominal | | | | | |
|---|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|-----|
| Ordem Harmônica Individual (Harmônicas Ímpares) | | | | | |
| $3 \leq h \leq 11$ | $11 \leq h \leq 17$ | $17 \leq h \leq 23$ | $23 \leq h \leq 35$ | $35 \leq h \leq 50$ | TDD |
| 4,0 | 2,0 | 1,5 | 0,6 | 0,3 | 5 |

4.2 Normativas para Inversores Fotovoltaicos Conectados à Rede – Comparação entre ABNT 16149:2013, IEC 61727:2004 e IEEE 1547:2003

A normatização acerca da GD de fonte Solar FV vem há tempos se consolidando, possibilitando assim uma difusão acelerada, mantendo padrões de segurança e confiabilidade (Figueira et al. 2015). Essa normatização iniciou-se, naturalmente, por países pioneiros na GD, tendo o mercado europeu e norte-americano criado seus padrões ainda na primeira década do século.

Com o avanço da tecnologia para países emergentes, novas normativas foram sendo implementadas, estas muitas vezes baseadas nas normas europeias e americanas.

Na Tabela 3 é apresentado um comparativo entre os limites de distorsão harmônica de corrente de ordens ímpares entre a normativa brasileira – ABNT 16149 – e as normativas equivalentes europeia e norte-americana – IEC 61727:2004 e IEEE 1547:2003.

Tabela 3. Limites de Distorsão Harmônica de Corrente – Comparação entre ABNT 16149, IEC 61727 e IEEE 1547

| | ABNT 16149:2013 | IEC 61727:2004 | IEEE 1547:2003 |
|---------------------|-----------------|----------------|----------------|
| Ordem Harmônica | Limites | | |
| $h \leq 9$ | < 4,0% | < 4,0% | $\leq 4,0\%$ |
| $11 \leq h \leq 15$ | < 2,0% | < 2,0% | $\leq 2,0\%$ |
| $17 \leq h \leq 21$ | < 1,5% | < 1,5% | $\leq 1,5\%$ |
| $23 \leq h \leq 33$ | < 0,6% | < 0,6% | $\leq 0,6\%$ |
| $h \geq 35$ | - | - | $\leq 0,3\%$ |

Fonte: (Figueira et al. 2015)

5. ESTUDO DE CASO

O circuito estudado foi implementado no software *OpenDSS* através da função *PVSystem*, onde são definidos os parâmetros de operação do sistema, como potência nominal do inversor, número de fases, tipo de conexão, curva diária de irradiância, entre outros. O espectro harmônico do sinal é definido pela função *spectrum*, onde, de forma a mensurar o impacto no FP da rede de distribuição causado pela inserção de distorções harmônicas por inversores FV, é modelado a inserção de harmônicas de corrente através da definição do espectro harmônico do sinal injetado.

O SFV implementado foi conectado a um barramento com uma carga trifásica de 225 kW de FP igual a 0,92 indutivo,

com curva de demanda apresentada na Fig 3, conectado no lado de baixa tensão do transformador de distribuição. A análise dos resultados foi feita considerando a geração e consumo das 12h, por conta da maior inserção de GD neste período, sendo assim o pior caso a se observar.

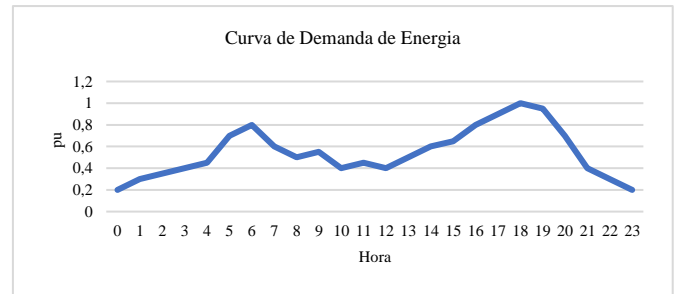


Fig 3: Curva de Demanda da Carga do Estudo de Caso

O transformador de distribuição que alimenta a carga apresenta potência nominal de 225 kVA, conexão Delta/Estrela e tensão 13,8/0,38 kV.

O SFV tem como potência nominal 75 kW, com um inversor trifásico. A curva de geração do sistema é apresentada na Fig 4.

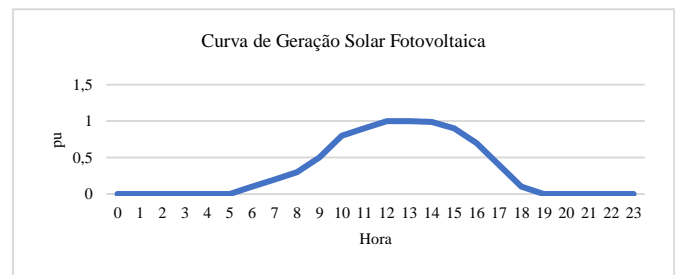


Fig 4: Curva de Geração Solar Fotovoltaica do Estudo de Caso

O *OpenDSS* apresenta por padrão uma magnitude de harmônicas na carga, apresentada na Tabela 4, que neste trabalho foi suprimido. Assim, observou-se o impacto exclusivo das harmônicas inseridas pelo SFV.

Tabela 4. Magnitude de Harmônicas de Carga Padrão no Software *OpenDSS*

| HARMÔNICA | MAGNITUDE (%) |
|-----------|---------------|
| 1 | 100 |
| 3 | 1,5 |
| 5 | 20 |
| 7 | 14 |
| 9 | 1 |
| 11 | 9 |
| 13 | 7 |

Foram realizadas três simulações implementando magnitudes distintas de harmônicas de corrente dos inversores FV. A primeira considerou os limites dispostos na IEEE 519-2014, apresentados na Tabela 5. A segunda considerou valores dos testes de certificação realizados no inversor ABB PVS-100-

TL, considerando a situação de potência máxima de saída do inversor. A magnitude de harmônicas do inversor é apresentada na Tabela 6. O terceiro caso considera valores pessimistas, vide Tabela 7, estes acima da média dos inversores comerciais, para efeitos de comparação do impacto causado por inversores desconformes.

Tabela 5. Limites da IEEE 519 para Distorções Harmônicas de Corrente para Sistemas com Tensão Nominal entre 120 V e 69 kV

| HARMÔNICA | MAGNITUDE (%) |
|-----------|---------------|
| 1 | 100 |
| 3 | 4 |
| 5 | 4 |
| 7 | 4 |
| 9 | 4 |
| 11 | 4 |
| 13 | 2 |
| 15 | 2 |

Fonte: (IEEE 2014)

Tabela 6. Magnitude de Harmônicas de Corrente do Inversor PVS-100-TL em 100% P/Pn

| HARMÔNICA | MAGNITUDE (%) |
|-----------|---------------|
| 1 | 100 |
| 3 | 0,08 |
| 5 | 0,449 |
| 7 | 0,437 |
| 9 | 0,138 |
| 11 | 1 |
| 13 | 0,3 |
| 15 | 0,04 |

Fonte: TÜVRheinland

Tabela 7. Magnitude de Harmônicas de Corrente de Inversor Desconforme com a IEEE 519

| HARMÔNICA | MAGNITUDE (%) |
|-----------|---------------|
| 1 | 100 |
| 3 | 4,599 |
| 5 | 3,5235 |
| 7 | 1,9886 |
| 9 | 0,4034 |
| 11 | 0,2826 |
| 13 | 0,2391 |
| 15 | 0,3138 |

Os resultados de *THDi* e de impacto no FP da rede elétrica de distribuição nas três situações são apresentados na sequência.

5.1 Caso IEEE 519:2014

Nesta simulação foi considerado um inversor de potência nominal de 75 kW com a inserção de harmônicas de corrente máxima permitida pela norma IEEE 519-2014, com o *spectrum* do inversor inserido no *OpenDSS* já apresentado na Tabela 5.

A *THDi* total foi de 12,73%, tendo como harmônicas dominantes a de 5ª e 7ª ordem. As ordens harmônicas de interesse neste estudo são apresentadas na Fig 5.

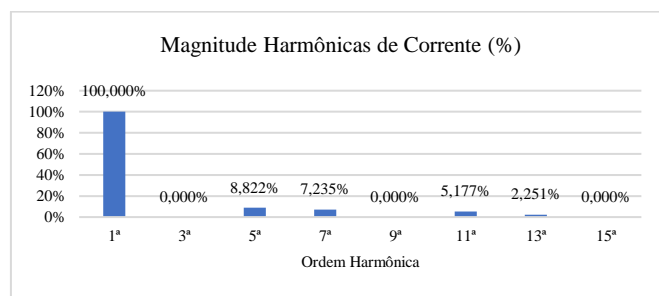


Fig 5: Magnitude Absoluta de Harmônicas de Corrente no Caso IEEE 519

A forma de onda da corrente na frequência fundamental, mostrada na Fig 6, ficou defasada em 70,26° em relação à tensão, tendo como FP 0,3377. Isso se dá por conta da análise ser feita durante às 12 h, onde há pico de geração e consumo intermediário (Fator de Geração de 1 e Fator de Consumo de 0,4). Assim, a rede provê mais reativo do que ativo à carga.

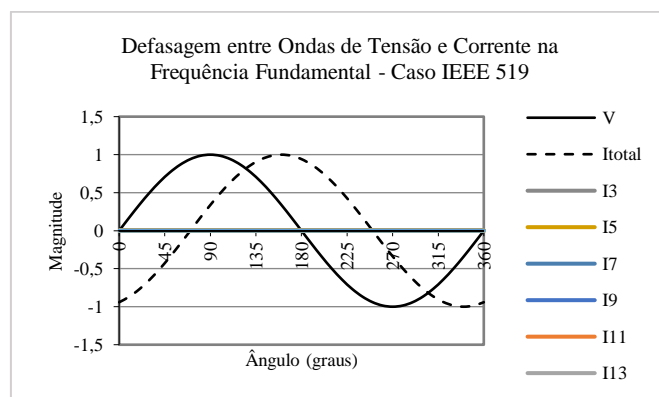


Fig 6: Defasagem entre Ondas de Tensão e Corrente na Frequência Fundamental - Caso IEEE 519

Quando realizada a composição do sinal da corrente, somando-se todas as harmônicas inseridas pelo inversor, a defasagem entre a corrente e a tensão aumentou para 73,19°, tendo assim o FP reduzido para 0,289. A forma de onda da corrente total é apresentada na Fig 7.

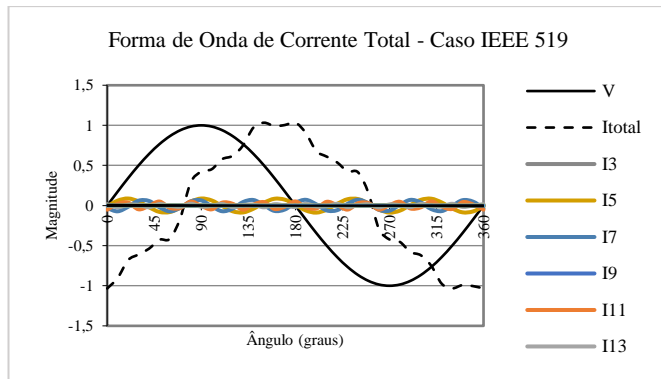


Fig 7: Forma de Onda de Corrente Total - Caso IEEE 519

Na forma de onda apresentada na Fig 7 fica evidente o impacto causado pelas harmônicas no FP em consumidores com SFV's. No caso IEEE 519 implementado, houve uma redução do FP de 0,3377 para 0,2890 – ou de aproximadamente 14,5%.

5.2 Caso ABB PVS-100-TL

Nesta simulação foram considerados os dados reais de inserção de harmônicas de corrente para um inversor ABB PVS-100-TL. O *spectrum* do inversor inserido no *OpenDSS* foi apresentado na Tabela 6. Apesar da magnitude de harmônicas implementadas neste caso considerar os dados de um inversor de 100 kW, o inversor implementado permaneceu o mesmo inversor do caso um, com 75 kW de potência nominal, para fins de comparação.

Pode-se observar que o nível de harmônicas de corrente inserido por inversores FV atuais é substancialmente menor do que o limite imposto pela normativa IEEE 519, o que naturalmente se reflete nos impactos causados na rede elétrica. O *THDi* total do caso de estudo com os dados de harmônicas do inversor ABB PVS-100-TL foi de 1,84% – inferior aos 5% de *THDi* total máximo definido pela IEEE 519:2014 – e teve assim como no caso anterior as harmônicas de ordem 5 e 7 as mais influentes. Todas as harmônicas ímpares de corrente simuladas até a ordem 15 são apresentadas na Fig 8.

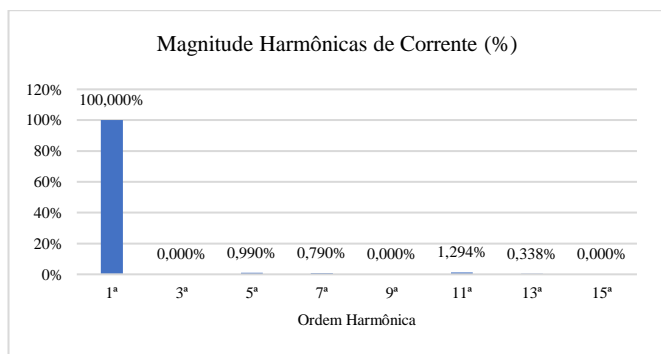


Fig 8: Magnitude Absoluta de Harmônicas de Corrente no Caso ABB PVS-100-TL

A forma de onda da corrente na frequência fundamental, mostrada na Fig 9, ficou igualmente defasada em 70,26° em relação à tensão, tendo como FP 0,3377, o mesmo do caso um. Isso ocorre pois os elementos simulados entre os dois casos

foram iguais, tanto em geração quanto consumo. A única alteração realizada foi a de inserção de harmônicas pelo inversor, o que implica diretamente na *THDi* e na forma de onda total de corrente, que por sua vez teve uma defasagem aumentada para 70,47°, e FP reduzido para 0,3341 após a composição do sinal de corrente com as harmônicas inseridas pelo inversor ABB PVS-100-TL. Ambas as ondas são mostradas na Fig 9 e na Fig 10.

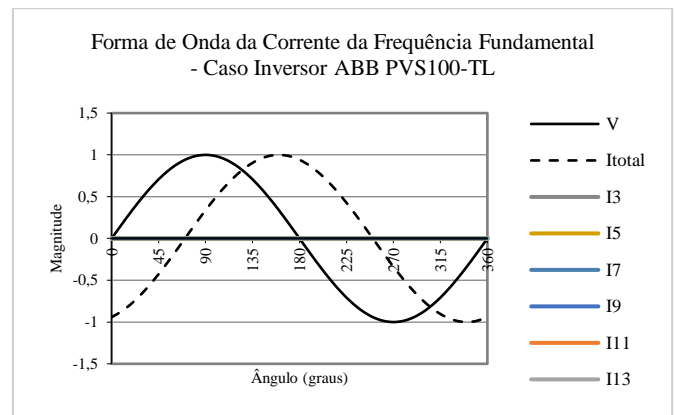


Fig 9: Forma de Onda da Corrente na Frequência Fundamental no Caso ABB PVS-100-TL

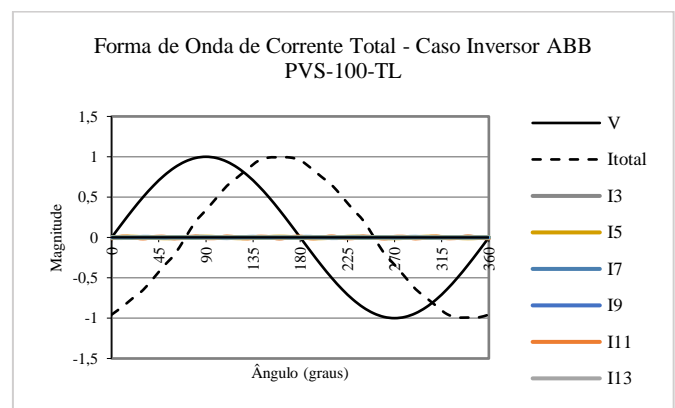


Fig 10: Forma de Onda da Corrente Total no Caso ABB PVS-100-TL

Neste caso a alteração do FP foi de 0,3377 para 0,3341, ou de 1,1%, ficando muito abaixo dos 14,5% de redução visto no caso em que se considerou o limite de *THDi* apresentado pela IEEE 519:2014.

5.3 Caso Inversor Fora dos Limites da IEEE 519:2014

Para fins de comparação e verificação do impacto de um inversor que não cumpre os valores limites impostos pela IEEE 519:2014, nesta simulação foi considerado a inserção de harmônicas de um inversor hipotético com valores de harmônicas pontuais e *THDi* total acima do permitido pela norma IEEE 519:2014. O *spectrum* do inversor inserido no *OpenDSS* é apresentado na Tabela 7.

A *THDi* total foi de 8,5751%, tendo também como harmônicas dominantes a de 5ª e 7ª ordem. As ordens harmônicas de interesse neste estudo são apresentadas na Fig 11.

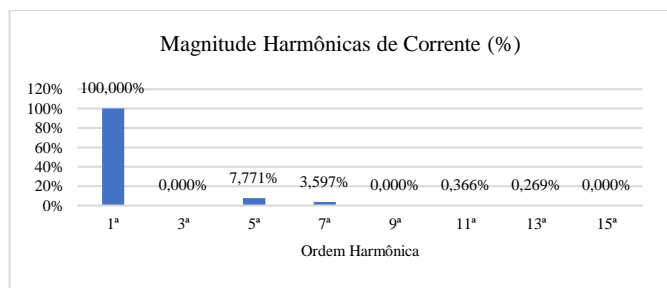


Fig 11: Magnitude Absoluta de Harmônicas de Corrente no Caso do Inversor Inconforme com a IEEE 519

A forma de onda da corrente na frequência fundamental, apresentou mesma defasagem e FP dos dois casos anteriores. A inserção de harmônicas pelo inversor, no entanto, aumentou, reduzindo o FP para 0,2919 após a composição do sinal de corrente com as harmônicas inseridas pelo inversor hipotético testado neste caso. Ambas as ondas são mostradas nas Fig 12 e Fig 13.

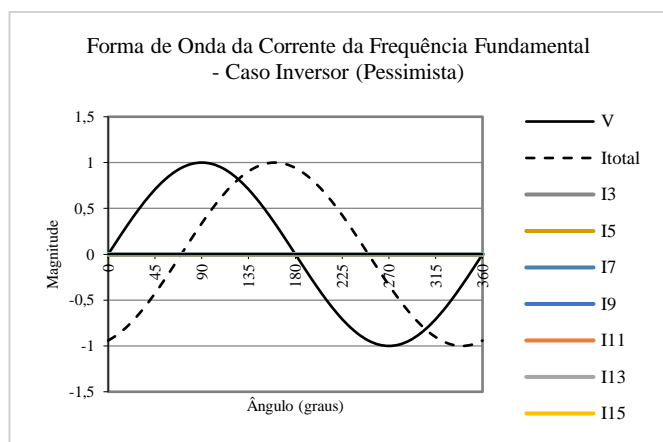


Fig 12: Forma de Onda da Corrente na Frequência Fundamental no Caso do Inversor Fora dos Limites Normativos

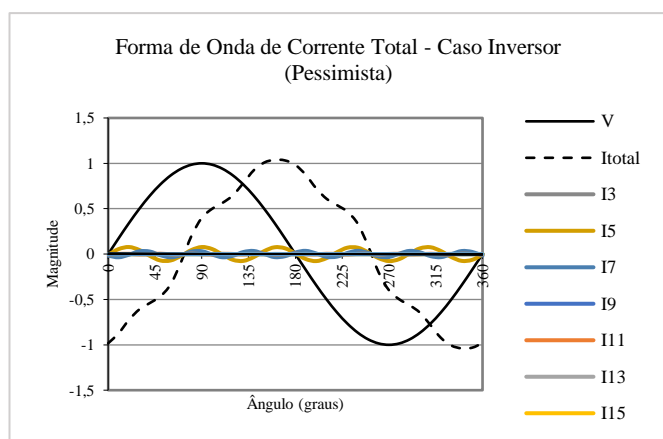


Fig 13: Forma de Onda de Corrente Total no Caso do Inversor Fora dos Limites Normativos

A redução no FP neste caso foi bem superior ao caso anterior. Com a inserção de harmônicas simulada neste caso, o FP passou de 0,3377 para 0,2919, tendo uma redução de 13,6%, inferior ao caso IEEE 519:2014, que foi de 15%, porém muito superior aos 1,1% do caso do inversor ABB PVS-100-TL.

5.4 Comparação dos Casos Estudados

De modo a comparar diretamente os três casos de estudo do impacto no fator de potência por conta da inserção de harmônicas, são apresentados na Fig 14 e Fig 15 os valores referentes a cada estudo de caso.

Na Fig 14 é comparado o impacto na inserção de harmônicas de ordem 5, 7, 11 e 15 entre os casos do estudo. As ordens 3 e 9 não apresentam contribuição por conta da forma de ligação da UFV com a rede, que se dá por delta-estrela.

Percebe-se que o caso mais crítico de inserção de harmônicas, e consequentemente de THDi total, acontece no caso IEEE 519. Isso se dá por conta da inserção baixa de harmônicas de ordens 5, 7, 11 e 15 dos inversores comerciais, até mesmo no caso do inversor inconforme com a norma, já que a inconformidade acontece apenas na harmônica de ordem 3, conforme Tabela 7, que não se reflete para o lado delta do transformador. Nas demais ordens o inversor pessimista fica abaixo dos limites dispostos pela normativa IEEE 519, o que contribui para um resultado de THDi total melhor que o caso limite da normativa. O caso do Inversor Comercial fica muito abaixo dos limites impostos na normativa, o que corrobora o alto nível de filtragem harmônica presente na grande parte dos inversores atuais.

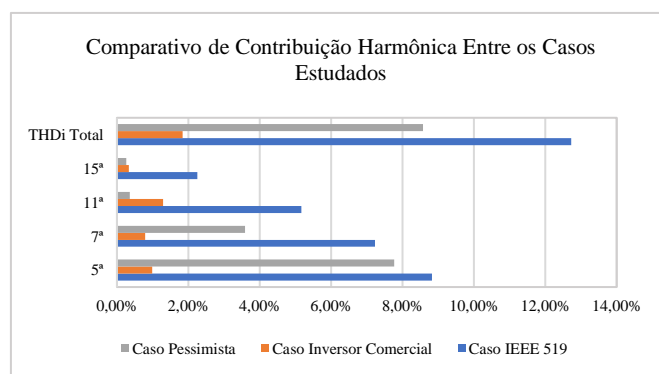


Fig 14: Comparativos de Impacto na Inserção de Harmônicas Entre os Casos de Estudo

Na Fig 15 é comparado o impacto de cada caso no FP da rede. Percebe-se que, assim como no comparativo entre os casos no impacto na inserção de harmônicas, o pior caso é o IEEE 519, com FP de 0,289 durante o horário do estudo. O caso pessimista tem impacto muito similar, com FP de 0,29. O caso do inversor comercial apresenta impacto muito reduzido se comparado aos outros dois casos, com FP de 0,334, próximo do caso base – sem inserção de harmônicas – que é de 0,337.

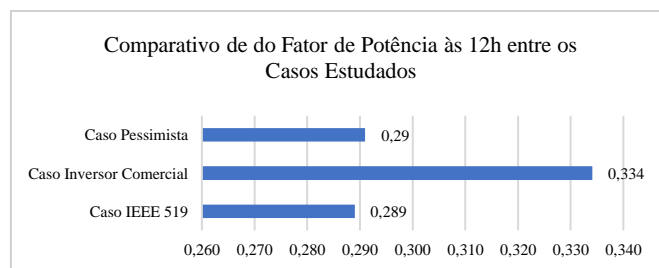


Fig 15: Comparativo de Impacto no FP da Rede Entre os Casos Estudados

6. CONCLUSÕES

Este trabalho avaliou o impacto da inserção de harmônicas por inversores FV, em três cenários distintos. No cenário um, onde a inserção considerou os limites máximos dispostos na norma IEEE 519:2014, houve uma redução de 14,5% do FP em relação ao caso base – sem inserção de harmônicas – durante o horário de pico de geração, o que é bastante significativo. Por outro lado, no cenário que considerou a inserção de harmônicas de um inversor comercial, a redução caiu para 1,1%, muito abaixo do caso anterior. No caso três, que considerou valores de $THDi$ de um inversor inconforme com a norma IEEE 519:2014, a redução do FP em relação ao caso base foi de 13,6%. Esses resultados mostram que o impacto de inversores comerciais atuais que atendem os requisitos de inserção de harmônicas são muito reduzidos, não devendo ser um ponto chave de preocupação, apenas em casos onde o FP já é naturalmente um problema. Por outro lado, os resultados explicitam a defasagem dos requisitos normativos com a atual tecnologia de inversores. Caso a inserção de harmônicas dos inversores estivesse próxima dos valores normativos, o impacto seria considerável, e possivelmente já teríamos um problema real nas redes de distribuição do país.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Programa de P&D ANEEL, e a CEEE-D | Grupo Equatorial, pelo financiamento deste trabalho via Contrato N° 5000003925.

REFERÊNCIAS

- ABSOLAR. 2021. “ABSOLAR - Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica”. 2021
<<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>> [accessed 11 December 2021].
- Abud, T. P., B. S.M.C. Borba, R. S. Maciel, I. De S. Machado and M. Z. Fortes. 2017. “Voltage Control Analysis of Photovoltaic Inverters Using a Real Brazilian Distribution Network”. *2017 IEEE 8th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems, PEDG 2017*.
<<https://doi.org/10.1109/PEDG.2017.7972478>>.
- ANEEL. 2021. “PRODIST - Módulo 8 – Qualidade Da Energia Elétrica”, 88.
- ANEEL. 2022. “Número Da GD - ANEEL”. 2022
<http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp> [accessed 29 January 2022].
- Canal Solar. 2021. “Brasil Bate Recorde e Ultrapassa Marca de 141 Mil Empregos No Setor Solar”. December 29, 2021 <<https://canalsolar.com.br/brasil-bate-recorde-e-ultrapassa-marca-de-141-mil-empregos-no-setor-solar/>> [accessed 24 January 2022].
- Castro, Nivalde de and Guilherme Dantas. 2017. *Distributed Generation: International Experiences and Comparative Analyses*.
- Chidurala, Annapoorna, Tapan Kumar Saha and Ramesh C Bansal. 2014. “Harmonic Emissions in Grid Connected PV Systems: A Case Study on a Large Scale Rooftop PV Site”.
<<https://doi.org/10.1109/PESGM.2014.6939147>>.
- Cortez Do Prado, Carolina, Daniel Pinheiro Bernardon, Camilla Leimann Pires, Criciéle Castro Martins and Felipe Cirolini Lucchese. 2016. “Analysis of Distributed Generation Impact on the Voltage Stability Margin”. *Proceedings - 2016 51st International Universities Power Engineering Conference, UPEC 2016* 2017-Janua: 1–6.
<<https://doi.org/10.1109/UPEC.2016.8113994>>.
- Dulău, Lucian Ioan, Mihail Abrudean and Dorin Bică. 2015. “SCADA Simulation of a Distributed Generation System with Storage Technologies”. *Procedia Technology* 19: 665–672.
<<https://doi.org/10.1016/j.protcy.2015.02.094>>.
- FGV. 2016. “Distributed Energy Resources”. *Distributed Energy Resources*, no. 7: 116.
- Figueira, Henrique Horst, Helio Leaes Hey, Luciano Schuch, Cassiano Rech and Leandro Michels. 2015. “Brazilian Grid-Connected Photovoltaic Inverters Standards: A Comparison with IEC and IEEE”. *IEEE International Symposium on Industrial Electronics* 2015-Sept: 1104–1109.
<<https://doi.org/10.1109/ISIE.2015.7281626>>.
- Fragoas, Alexandre Graciolli. 2008. “Estudo De Caso Do Uso De Bancos De Capacitores Em Uma Rede De Distribuição Primária – Indicativos Da Sua Viabilidade Econômica”, 63.
<https://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0ahUKEwja9fHc_MTNAhVFGZAKHaEOCq8QFggeMAA&url=http://www.tcc.sc.usp.br/tce/disponiveis/18/180500/tce-26032010-145421/publico/Fragoas_Alexandre_Graciolli.pdf&usq=AFQjCNESjONtESKEzo5bmnZE>.
- IEEE. 2014. “IEEE Std 519-2014”. *IEEE Std 519-2014 (Revision of IEEE Std 519-1992)* 2014: 1–29.
<<http://ieeexplore.ieee.org/servlet/opac?punumber=6826457>>.
- International Energy Agency. 2019. “Distributed Solar PV – Renewables 2019 – Analysis - IEA”. 2019
<<https://www.iea.org/reports/renewables-2019/distributed-solar-pv>> [accessed 28 January 2022].
- Marcelo Gradella Villalva. 2012. *Energia Solar Fotovoltaica - Conceitos e Aplicações*.
- Nunes, Evandro. 2017. “Análise de Impactos Na Rede de Distribuição de Energia Elétrica Decorrentes Da Inserção de Sistemas de Geração Fotovoltaicos”. Natal.
- ONS. 2022. “O Sistema Em Números”. 2022
<<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>> [accessed 29 January 2022].
- Pepermans, Guido, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans and W. D’haeseleer. 2005. “Distributed Generation: Definition, Benefits and Issues”. *Energy Policy* 33: 787–798.
<<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2003.10.004>>.
- Souza, Paulo Andrade, Gabriel Belas D. Santos, Vinicius Mariano and Daniel Barbosa. 2018. “Analysis of Active and Reactive Power Injection in Distributed Systems with Photovoltaic Generation”. *SBSE 2018 - 7th Brazilian Electrical Systems Symposium*, 1–6.
<<https://doi.org/10.1109/SBSE.2018.8395654>>.
- Vieira, A. C. G. 1989. *Correção Do Fator de Potência*. 2ª. Rio de Janeiro: Manuais CNI.