

Estudo de Caso sobre o Impacto de Topologias de Transformadores na Mitigação de Distorções Harmônicas em Sistemas Fotovoltaicos Conectados ao SIN

Vitor Samuel Ruppel Ferreira
MAB Engenharia
Curitiba, Brasil
vitor.ferreira@mab-engenharia.com

Wendy Corrêa Santo
MAB Engenharia
Curitiba, Brasil
wendy.santo@mab-engenharia.com

Hugo Silva Soares
MAB Engenharia
Patos de Minas, Brasil
hugo.soares@mab-engenharia.com

Caio Lucas Nascimento Silva
MAB Engenharia
Fortaleza, Brasil
caio.silva@mab-engenharia.com

Arthur Fernando Bonelli
MAB Engenharia
Ribeirão Preto, Brasil
arthur.bonelli@mab-engenharia.com

Pedro Augustho Biasuz Block
MAB Engenharia
São Paulo, Brasil
pedro.block@mab-engenharia.com

Resumo—This paper presents a case study on the connection of solar complex inverters to Brazil's National Interconnected System, with harmonic distortion mitigation strategies based on transformer topologies forming multipulse converters. These strategies are traditional in energy-intensive industrial systems but are not commonly used in renewable generation interconnection systems. The findings highlight transformer design as a critical factor in minimizing operational costs and optimizing the integration of renewable sources. The methodology aligns with the guidelines of the Brazilian National System Operator, offering practical solutions for power quality in expanding renewable systems.

Palavras chave—Harmonic distortions, multipulse converters, photovoltaic complex, power quality, renewable energy, transformer topologies, wind farm.

I. INTRODUÇÃO

A matriz energética brasileira tem passado por transformações significativas nas últimas décadas, destacando-se pelo crescente protagonismo de fontes renováveis, como a energia eólica e solar. Essas fontes, que há pouco tempo eram consideradas complementares, hoje desempenham um papel central na diversificação e na sustentabilidade do setor energético nacional. Segundo projeções do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) [1], para o ano de 2025, as matrizes eólica e solar devem representar 21,5% da matriz energética brasileira, com uma capacidade instalada de aproximadamente 50,17 GW. A expectativa é que, até 2029, essa participação aumente para 22,8%, com uma contribuição de 59,57 GW. A Fig. 1 traz com detalhes o atual momento da matriz energética brasileira.

Diante desse cenário, a conexão dessas fontes diretamente ao Sistema Interligado Nacional (SIN) traz desafios técnicos significativos, especialmente em relação à qualidade da energia. Os inversores, componentes essenciais para a conversão da energia gerada por fontes intermitentes, como eólica e solar, podem causar impactos negativos, como distorções harmônicas, que afetam a estabilidade e a eficiência do sistema elétrico. Para garantir a integração segura e confiável dessas fontes, o ONS, por meio dos Procedimentos

de Rede, especificamente no submódulo 2.9 “Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica” [2], trata dos requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para conexão de geradores ao SIN, estabelecendo uma série de requisitos que os parques eólicos e solares devem cumprir.

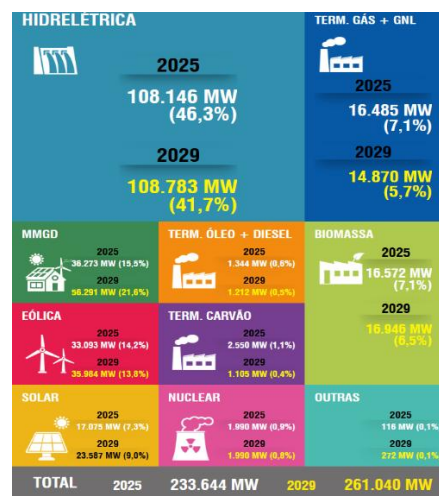


Fig. 1. Capacidade Instalada no SIN [1].

A Nota Técnica 009/2016 - “Instruções para a Realização de Estudos e Medições de Qualidade de Energia relacionados aos Acessos à Rede Básica ou nos Barramentos de Fronteira com a Rede Básica para Parques Fotovoltaicos/Eólicos, Consumidoras Livres e Distribuidoras” [3], emitida pelo ONS, apresenta diretrizes detalhadas para a realização de estudos e medições de qualidade de energia elétrica, com ênfase na análise de distorções harmônicas. Tal nota técnica aponta a IEC 61400-21-1:2019 [4] para realização das medições de corrente na saída dos aerogeradores. Um ponto a se observar é que o ONS solicita que esta norma também seja aplicada a sistemas fotovoltaicos.

Neste contexto, o presente artigo apresenta uma breve discussão sobre a realização das campanhas de medição de corrente, seguidas pelo estudo de desempenho harmônico,

cujo objetivo é verificar a conformidade com os limites normativos. Em seguida, é detalhada a geração de harmônicos por conversores de múltiplos pulsos, destacando a relação entre o número de pulsos e a redução da geração harmônica. Por fim, como foco principal do estudo, é conduzido um estudo de caso avaliando a injeção de conteúdo harmônico, comparando diferentes topologias de transformadores utilizados na conexão dos inversores. Essa abordagem busca fornecer uma compreensão mais aprofundada sobre os impactos da qualidade da energia elétrica na integração de fontes renováveis ao Sistema Interligado Nacional e como algumas abordagens podem influenciar diretamente nos resultados encontrados.

II. METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE QEE DOS ACESSANTES AO SIN

A responsabilidade pelo gerenciamento do desempenho do Sistema Interligado Nacional (SIN) em relação à Qualidade de Energia Elétrica (QEE) é atribuída ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Instalações com características não lineares, como usinas eólicas e fotovoltaicas, devem ser submetidas a análises fundamentadas em indicadores específicos de qualidade de energia, conforme [2]. Desta forma, tem-se a Nota Técnica (NT) 009/2016 [3], a qual descreve a metodologia a ser adotada para a realização de medições e estudos relacionados à QEE para os complexos eólicos e solares que estão acessando o SIN.

A. Campanha de Medição de Corrente

O início do processo de avaliação de QEE consiste em se obter as reais correntes harmônicas que os dispositivos estão injetando na rede elétrica. Assim, a NT 009/2016 [3] solicita que as medições em campo sigam a norma de certificação de aerogeradores, qual seja a IEC 61400-21-1 [4]. Observa-se que mesmo para os complexos solares, a metodologia de medição de correntes harmônicas deve seguir a norma supradita.

De posse dos resultados da campanha de medição de corrente, é possível realizar o estudo de desempenho harmônico, o qual será detalhado a frente. Finalizando tal estudo, deve-se implementar os filtros harmônicos, caso seja necessário, e posteriormente realizar a campanha de medição de tensão pós operacional.

Voltando para a campanha de medição de corrente propriamente dita, esta levanta as correntes harmônicas de frequência múltipla da frequência fundamental do sistema elétrico, as quais são geradas por equipamentos eletrônicos de potência, como os conversores dos aerogeradores e inversores solares.

Tal medição deve ser realizada nos terminais de saída dos aerogeradores ou inversores solares, podendo ocorrer tanto no lado de baixa tensão quanto no lado de média tensão do transformador que conecta estes equipamentos à rede interna do complexo. Uma das regras para quantificar a quantidade de medições a ser realizadas é que deve ser mensurado pelo menos um aerogerador ou inversor solar representativo de cada parque de geração que compõem o complexo.

Em relação ao espectro harmônico, é necessário que sejam mensuradas as ordens da 2ª à 50ª harmônica. Outro

ponto importante é que a campanha deve ser realizada em períodos favoráveis à geração no complexo, para que seja possível obter as correntes harmônicas nas faixas de potência nominal da máquina, de 0 a 100%, conforme solicitado na IEC 61400-21-1 [4]. O período de medição não é definido, mas deve abranger o tempo necessário para cumprir as recomendações apresentadas anteriormente.

Para que os medidores sejam adequados à realização da medição, estes equipamentos devem ser calibrados em laboratório credenciado pelo INMETRO, para garantir que esteja dentro dos padrões estabelecidos. Devem também ter o certificado de classe A, segundo a norma IEC 61000-4-30 [5], ou estar na lista de medidores homologados pelo ONS [6].

Mesmo havendo a possibilidade de realização da medição na baixa tensão, normalmente o medidor é conectado no lado de média tensão do transformador dos aerogeradores ou conjunto de inversores solares. Esta estratégia, via de regra, ajuda na melhora dos resultados pois considera o efeito do transformador na medição. A Fig. 2 exemplifica o ponto de conexão de um medidor em um parque de um complexo fotovoltaico.

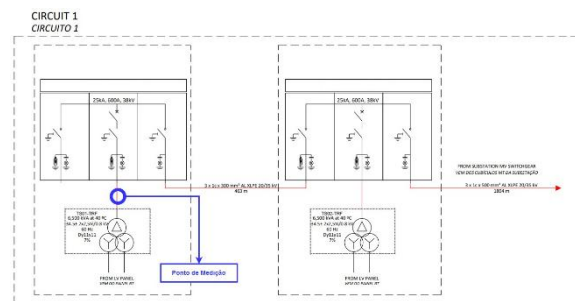


Fig. 2. Ponto de medição de correntes harmônicas.

B. Estudo de Desempenho Harmônico

De posse das correntes harmônicas mensuradas, conforme apresentado no escopo anterior, o estudo de desempenho harmônico tem como objetivo analisar o impacto harmônico gerado por complexos eólicos ou solares no PAC (Ponto de Acoplamento Comum). Mais uma vez, este deve seguir as metodologias estabelecidas pelo ONS na NT 009/2016 [3] e no Submódulo 2.9 dos Procedimentos de [2].

Desta forma, para se calcular os piores níveis de distorções harmônicas de tensão no PAC, volta-se para o método sugerido pelo ONS, qual seja o Lugar Geométrico. Dentre os diversos envelopes possíveis, o comum a ser utilizado é o tipo poligonal. A Fig. 3 apresenta o polígono envoltório do Lugar Geométrico.

Tal metodologia emprega o equivalente de Norton da rede do Parque (Z_{PARQUE}) e em paralelo o equivalente da rede do SIN com todas as possíveis contingências da rede (Z_{LG}). Assim, a corrente harmônica de Norton (I_h) é injetada no referido circuito encontrando-se a distorção de tensão do PAC. A Fig. 4 apresenta o referido circuito.

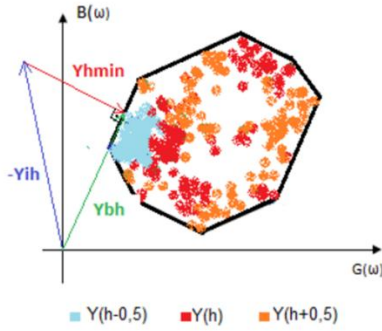


Fig. 3. Forma gráfica da utilização do Lugar Geométrico das Admitâncias.

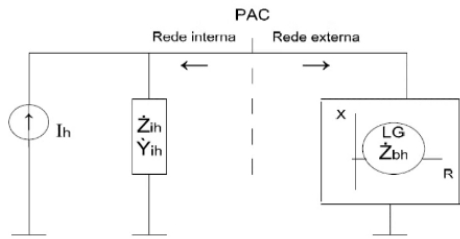


Fig. 4. Circuito equivalente para a realização do Lugar Geométrico.

Os valores das correntes de Norton são calculados a partir das correntes geradas pelas fontes presentes na rede interna. Assim, as correntes de Norton no PAC são calculadas através da formulação abaixo, a qual foi proposta pela IEC 61000-3-6 [7].

$$I_{n,total} = \left(\sum_{i=1}^m I_{h,1}^a \right)^{1/a} \quad (1)$$

Onde:

h – ordem harmônica;

m – número total de fontes;

a – índice variante dependente da ordem harmônica:

- $a = 1$ se $h < 5$;
- $a = 1,4$ se $5 \leq h \leq 10$;
- $a = 2$ se $h > 10$.

Com o intuito de facilitar o encontro da pior condição de distorção harmônica de tensão no PAC proveniente da citada injeção de corrente, é utilizado o Lugar Geométrico das Admitâncias, e não das Impedâncias. Assim, o valor de impedância da rede básica, pertencente ao LG, que maximiza o valor da tensão harmônica no PAC, para cada ordem harmônica (h), é obtido por cálculo geométrico no plano complexo de admitâncias, sendo a tensão harmônica máxima (V_{hmax}) dada de acordo com a Equação (2).

$$V_{hmax} = \frac{I_h}{Y_{hmin}} \quad (2)$$

Onde:

I_h – corrente harmônica injetada;

Y_{hmin} – admitância mínima do paralelo entre a rede do Parque e o Lugar Geométrico do SIN.

O valor de Y_{hmin} pode ser encontrado pelo módulo do vetor formado entre o valor da admitância do parque multiplicado por menos ($-Y_{ih}$) com o envelope do Lugar Geométrico das admitâncias da rede. Deve-se destacar que cada envelope é constituído por um intervalo harmônico definido para as interharmônicas adjacentes posteriores e inferiores da seguinte forma: ($h-0,5$, h , $h+0,5$) com passo intermediário de 0,1 de h (6 Hz). Após a aplicação do método dos Lugares Geométricos em conjunto com as correntes harmônicas, são obtidas as distorções harmônicas de tensão no PAC, abrangendo da 2ª até a 50ª ordem harmônica.

Com a realização de todas as simulações, os resultados da distorção harmônica de tensão no PAC são comparados com os limites individuais de tensões harmônicas para a rede básica, conforme o item 3.4.4.3 do Submódulo 2.9 dos Procedimentos de Rede [2]. A Tabela I ilustra estes limites estabelecidos para a DHT no PAC.

TABELA I. LIMITES INDIVIDUAIS DE TENSÕES HARMÔNICAS PARA A REDE BÁSICA COM TENSÕES ≥ 69 kV [2].

Harmônicas ímpares		Harmônicas pares	
Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)
3 a 25	0,6%	todas	0,3%
≥ 27	0,4%		
DTHT = 1,50%			

Por fim, caso existam transgressões do limite normativo nas ordens harmônicas, deverão ser dimensionados filtros harmônicos a fim de mitigar tais transgressões. Neste caso, o agente deverá implementar os filtros harmônicos dimensionados.

III. CONVERSORES DE MÚLTIPLOS PULSOS ISOLADOS

Os conversores de múltiplos pulsos são utilizados para correção do fator de potência e distorção harmônica em conversores CA-CC trifásicos [8], empregando técnicas passivas ou híbridas para melhorar a qualidade da corrente. Em retificadores trifásicos a diodos, o espectro harmônico da corrente contém componentes de ordens $k.n \pm 1$, com $k = 1,2,3...$ e n representando o número de pulsos [9]. Nos conversores de seis pulsos (conversor trifásico convencional), harmônicos pares e múltiplos de três são naturalmente eliminados quando estes estão trabalhando de forma equilibrada. Para mitigar ainda mais os harmônicos de menor ordem, associa-se conversores de seis pulsos defasados, formando sistemas de 12, 18 ou mais pulsos e aprimorando o desempenho do sistema elétrico [8].

Entrando na característica do conversor de seis pulsos, este é obtido pela conexão direta do retificador à rede trifásica, porém sem isolamento. Para isolá-lo, utiliza-se geralmente um transformador com conexão Δ/Y , embora conexões Δ/Z (Ziguezague) e Δ/P (Polígono) também possam ser empregadas, conforme a Fig. 5. Seu espectro de geração de corrente harmônica convencional é apresentado na Fig. 6.

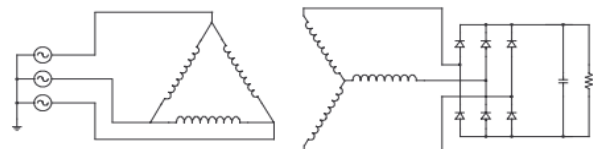


Fig. 5. Conversor de 6 pulsos isolado por transformador Δ/Y [8].

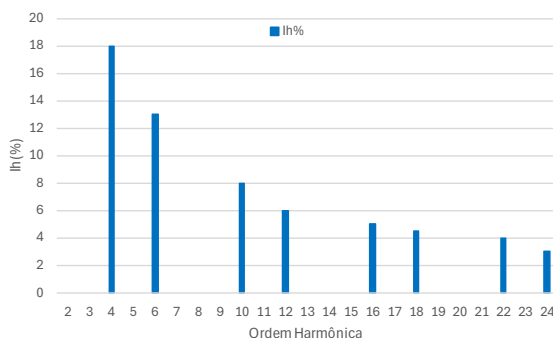


Fig. 6. Conteúdo harmônico da corrente de linha para conversor de 6 pulsos.

Os conversores de 12 pulsos reduzem ainda mais os harmônicos de corrente da rede, mantendo apenas componentes de ordens $k.12 \pm 1$, o que melhora o fator de potência em relação ao de seis pulsos. Eles são formados por dois conversores de seis pulsos defasados em 30° . A conexão Δ/Y já introduz essa defasagem, mas altera a tensão em um fator de $\sqrt{3}$ [8].

Para um conversor de 12 pulsos sem isolamento, uma ponte é conectada diretamente à rede e a outra via um transformador Δ/Y com relação unitária. Na versão isolada, utiliza-se a conexão $\Delta/\Delta-Y$, onde o primário está em Δ , e os secundários alimentam as pontes em Δ e Y , garantindo tensões de linha com a mesma amplitude [8]. Alternativamente, pode-se usar conexões $\Delta/Z-Z$ ou $\Delta/P-P$, onde os secundários geram defasagens de $\pm 15^\circ$ em relação à rede, totalizando os 30° necessários entre as pontes, conforme a Fig. 7. Seu espectro de geração de corrente harmônica convencional é apresentado na Fig. 8.

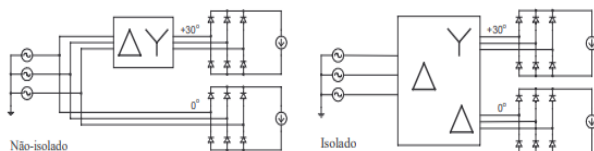


Fig. 7. Conversores de 12 pulsos Δ/Y e $\Delta/\Delta-Y$ [8].

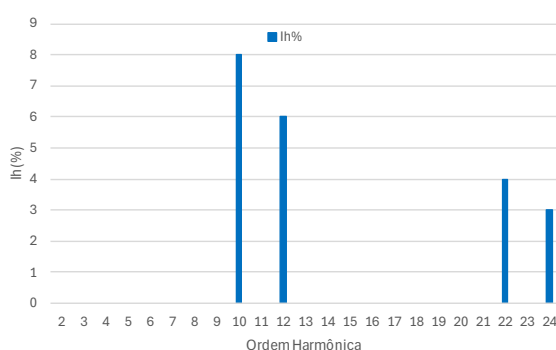


Fig. 8. Conteúdo harmônico da corrente de linha para conversor de 12 pulsos.

Os conversores de 18 pulsos reduzem os harmônicos da corrente da rede, mantendo apenas componentes de ordens $k.18 \pm 1$ [8]. Eles geralmente utilizam três pontes trifásicas de seis pulsos, alimentadas por três sistemas de tensão defasados de 20° entre si.

Na versão isolada, pode-se usar a conexão $\Delta/Z-Y-Z$, onde um secundário em Y tem uma defasagem de 30° , enquanto os

secundários em zigzag apresentam defasagens de $+50^\circ$ e $+10^\circ$ em relação ao primário. Uma alternativa é a conexão $\Delta/P-\Delta-P$, na qual um secundário em Δ permanece em fase com o primário, enquanto os outros dois, em polígono, possuem defasagens de $+20^\circ$ e -20° [8], conforme a Fig. 9. Seu espectro de geração de corrente harmônica convencional é apresentado na Fig. 10.

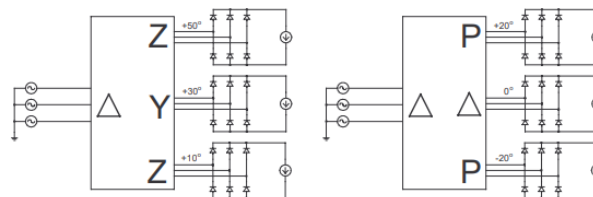


Fig. 9. Conversores de 18 pulsos $\Delta/Z-Y-Z$ e $\Delta/P-\Delta-P$ [8].

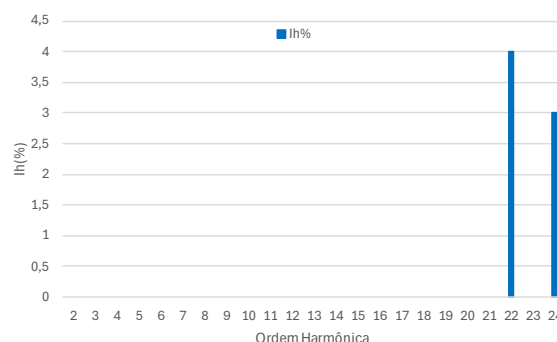


Fig. 10. Conteúdo harmônico da corrente de linha para conversor de 18 pulsos.

Apesar da robustez e do isolamento galvânico entre a carga e a rede, os conversores de múltiplos pulsos apresentam limitações devido ao elevado peso e volume, já que o transformador processa toda a potência na frequência da rede [8]. Além disso, a tensão retificada não é regulada, porém isso geralmente não representa um problema.

O uso de conexões zigzag e polígono permite diversas combinações na configuração de conversores de seis pulsos [8]. O conversor de 18 pulsos, por exemplo, resulta do agrupamento de três conjuntos de seis pulsos, podendo adotar diferentes conexões, como $\Delta/Z-Y-Z$, $\Delta/Z-\Delta-Z$ e $\Delta/P-Y-Z$.

IV. ESTUDO DE CASO

Como as correntes harmônicas constituem um insumo de impacto direto no resultado do estudo de qualidade de energia elétrica, este capítulo propõe uma análise comparativa do efeito destas correntes. Assim, por meio de dois estudos de caso aplicados a uma mesma rede elétrica, investigando como a configuração do transformador associado a inversores fotovoltaicos pode influenciar na amplificação ou mitigação das correntes harmônicas, afetando diretamente as distorções harmônicas de tensão, e, conseqüentemente, a necessidade de implementação de filtros harmônicos.

Para tal análise, desenvolveu-se um modelo realista da rede interna de um sistema fotovoltaico, no qual foram injetadas correntes harmônicas medidas em inversores operando sob diferentes configurações de conexão de transformadores de baixa tensão. A metodologia utilizada foi a do Lugar Geométrico, na qual inclui simulações destinadas a avaliar os níveis críticos de distorção harmônica causadas pela rede no Ponto de Acoplamento Comum (PAC), com

ênfase na influência das correntes harmônicas medidas em diferentes topologias de transformadores de inversores para o cálculo da DHT. A Fig. 11 apresenta o diagrama unifilar do sistema modelado no qual representa uma usina fotovoltaica com potência total de 264,48 MW. Como já exposto, esta usina é baseada em dados reais, sendo que, algumas alterações foram realizadas com o intuito de a descaracterizar.

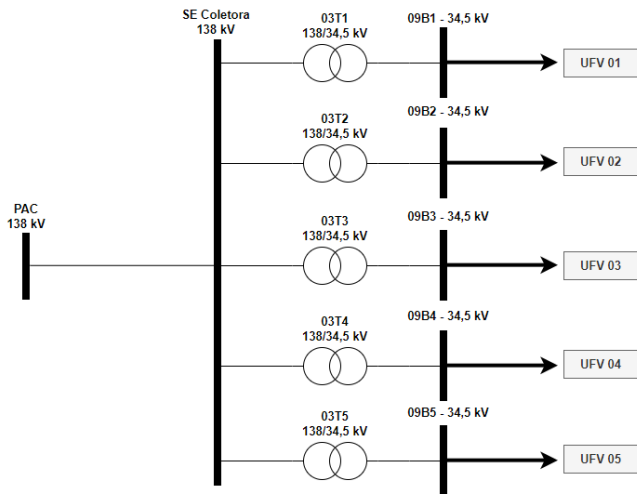


Fig. 11. Diagrama unifilar do sistema fotovoltaico modelado.

A. Caso 1: Inversores com Transformadores em Δ/Y

O primeiro estudo de caso analisa o sistema descrito na Fig. 11, considerando as correntes harmônicas medidas na baixa tensão dos inversores fotovoltaicos, os quais estão acoplados a transformadores com configuração Δ/Y , conforme ilustrado na Fig. 12.

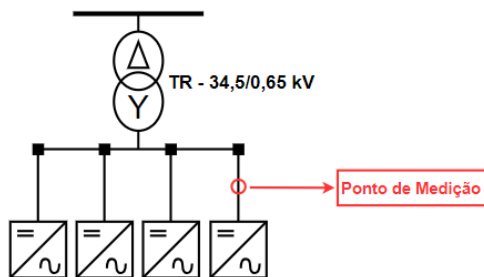


Fig. 12. Inversores com transformadores em Δ/Y – Caso 1

Com base no modelo da rede interna e nas correntes harmônicas medidas nos respectivos inversores, foram calculadas as distorções harmônicas de tensão para o primeiro estudo de caso.

B. Caso 2: Inversores com Transformadores em $\Delta/\Delta-Y$

O segundo estudo de caso foi simulado utilizando a mesma modelagem do sistema ilustrado na Fig. 11, porém com base nas correntes harmônicas mensuradas na média tensão dos transformadores associados aos inversores fotovoltaicos em configuração $\Delta/\Delta-Y$. A Fig. 13 exibe o esquema simplificado da conexão dos inversores com o transformador.

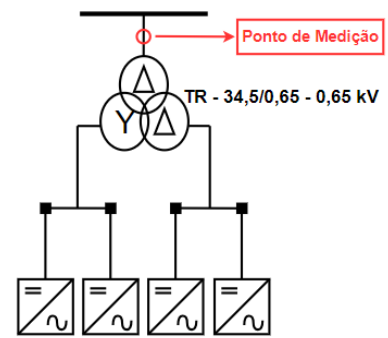


Fig. 13. Inversores com transformadores em $\Delta/\Delta-Y$ – Caso 2.

C. Comparação das correntes harmônicas

A título de comparação, a Tabela II e a Fig. 14 apresentam as correntes harmônicas medidas na baixa tensão dos inversores, a qual é utilizada nas simulações com configuração de transformador em Δ/Y (Caso 1) e aquelas medidas na média tensão conforme configuração de conexão de transformadores com topologia $\Delta/\Delta-Y$ (Caso 2).

Deve-se destacar que as correntes utilizadas neste artigo, são correntes reais medidas para inversores de mesmo fabricante e mesma potência, todavia com uma pequena alteração nos modelos. Portanto, a alteração do valor pode ser influenciada pelos seguintes fatores:

- Alteração no ponto de medição da baixa tensão para a média tensão, sendo:
 - Cancelamento de todas as componentes harmônicas de sequência zero, pois estas ficam confinadas no delta do transformador;
 - Cancelamento da 5ª e 7ª ordem que estão em fase, pelo fato da ligação $\Delta/\Delta-Y$ formando um conversor de 12 pulsos, conforme apresentado no capítulo III.
- Alteração intrínsecas dos modelos dos inversores que não são mapeadas.

TABELA II. COMPARAÇÃO DAS CORRENTES HARMÔNICAS MEDIDAS.

h	Ih (%) Caso 1	Ih (%) Caso 2	h	Ih (%) Caso 1	Ih (%) Caso 2
2	1,15	0,10	27	0,11	0,00
3	0,61	0,19	28	0,00	0,00
4	0,34	0,00	29	0,00	0,00
5	0,77	0,00	30	0,00	0,00
6	0,33	0,00	31	0,16	0,00
7	0,59	0,00	32	0,11	0,00
8	0,13	0,00	33	0,14	0,00
9	0,15	0,00	34	0,10	0,00
10	0,11	0,00	35	0,21	0,00
11	0,27	0,14	36	0,10	0,00
12	0,12	0,00	37	0,11	0,00
13	0,22	0,15	38	0,00	0,00
14	0,10	0,00	39	0,00	0,00
15	0,17	0,00	40	0,28	0,00
16	0,14	0,00	41	0,13	0,00
17	0,19	0,00	42	0,74	0,13
18	0,11	0,00	43	0,14	0,00
19	0,54	0,00	44	0,39	0,00
20	0,00	0,00	45	0,12	0,00
21	0,18	0,00	46	0,76	0,10
22	0,15	0,00	47	0,15	0,00
23	0,42	0,00	48	0,34	0,00

h	Ih (%) Caso 1	Ih (%) Caso 2	h	Ih (%) Caso 1	Ih (%) Caso 2
24	0,11	0,00	49	0,11	0,00
25	0,15	0,00	50	0,00	0,00
26	0,00	0,00			

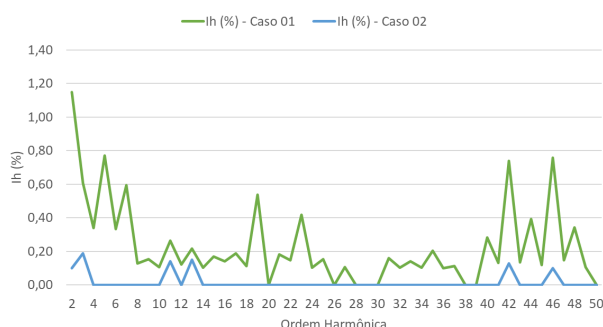


Fig. 14. Análise comparativa das correntes harmônicas medidas – Caso 01 vs. Caso 02

Para o Caso 1, verificou-se um alto valor de corrente harmônica. Em relação ao Caso 2, observa-se que, de forma geral, os valores das correntes harmônicas são menores em relação ao Caso 1, sendo até mesmo nulos em determinadas ordens, como na 5ª e 7ª ordens harmônicas por exemplo. Tais ordens harmônicas foram eliminadas, possivelmente devido à utilização de um arranjo de doze pulsos no eletrocentro.

D. Resultados dos estudos de caso

Após realizar a comparação entre as correntes harmônicas, realizou-se também simulações das distorções harmônicas de tensão para ambos os casos avaliados. Através das simulações de DHT foi possível observar uma redução significativa nas magnitudes das distorções harmônicas de tensão do segundo cenário em comparação ao primeiro cenário. A Tabela III apresenta os valores das distorções harmônicas de tensão calculadas para o primeiro estudo de caso, enquanto a Tabela IV exibe os resultados obtidos para o segundo estudo de caso.

TABELA III. DISTORÇÕES HARMÔNICAS DE TENSÃO – CASO 01

h	DHT (%) Caso 1	Limite ONS (%)	h	DHT (%) Caso 1	Limite ONS (%)
2	0,63	0,30	27	0,03	0,40
3	1,40	0,60	28	0,00	0,30
4	0,93	0,30	29	0,00	0,40
5	0,68	0,60	30	0,00	0,30
6	0,32	0,30	31	0,06	0,40
7	0,69	0,60	32	0,03	0,30
8	0,24	0,30	33	0,04	0,40
9	0,33	0,60	34	0,02	0,30
10	0,25	0,30	35	0,05	0,40
11	0,43	0,60	36	0,03	0,30
12	0,50	0,30	37	0,03	0,40
13	0,94	0,60	38	0,00	0,30
14	0,17	0,30	39	0,00	0,40
15	0,10	0,60	40	0,05	0,30
16	0,06	0,30	41	0,02	0,40
17	0,06	0,60	42	0,13	0,30
18	0,03	0,30	43	0,02	0,40
19	0,15	0,60	44	0,07	0,30
20	0,00	0,30	45	0,02	0,40
21	0,09	0,60	46	0,14	0,30

h	DHT (%) Caso 1	Limite ONS (%)	h	DHT (%) Caso 1	Limite ONS (%)
22	0,05	0,30	47	0,03	0,40
23	0,10	0,60	48	0,07	0,30
24	0,02	0,30	49	0,02	0,40
25	0,03	0,60	50	0,00	0,30
26	0,00	0,30			

TABELA IV. DISTORÇÕES HARMÔNICAS DE TENSÃO – CASO 02.

h	DHT (%) Caso 2	Limite ONS (%)	h	DHT (%) Caso 2	Limite ONS (%)
2	0,06	0,30	27	0,00	0,40
3	0,46	0,60	28	0,00	0,30
4	0,00	0,30	29	0,00	0,40
5	0,00	0,60	30	0,00	0,30
6	0,00	0,30	31	0,00	0,40
7	0,00	0,60	32	0,00	0,30
8	0,00	0,30	33	0,00	0,40
9	0,00	0,60	34	0,00	0,30
10	0,00	0,30	35	0,00	0,40
11	0,23	0,60	36	0,00	0,30
12	0,00	0,30	37	0,00	0,40
13	0,67	0,60	38	0,00	0,30
14	0,00	0,30	39	0,00	0,40
15	0,00	0,60	40	0,00	0,30
16	0,00	0,30	41	0,00	0,40
17	0,00	0,60	42	0,03	0,30
18	0,00	0,30	43	0,00	0,40
19	0,00	0,60	44	0,00	0,30
20	0,00	0,30	45	0,00	0,40
21	0,00	0,60	46	0,02	0,30
22	0,00	0,30	47	0,00	0,40
23	0,00	0,60	48	0,00	0,30
24	0,00	0,30	49	0,00	0,40
25	0,00	0,60	50	0,00	0,30
26	0,00	0,30			

Com base nas análises realizadas, constatou-se uma diferença significativa nas distorções harmônicas de tensão entre os dois casos avaliados. No primeiro caso, em que a simulação foi realizada considerando a DHT calculada a partir das correntes harmônicas medidas na baixa tensão dos inversores com transformadores em configuração Δ/Y , observou-se um elevado índice de distorção harmônica de tensão, com excedências nas ordens harmônicas de 2ª, 3ª, 4ª, 5ª, 6ª, 7ª, 11ª, 12ª e 13ª.

Por outro lado, no segundo caso, ao simular o mesmo sistema com a configuração de conexão do transformador em $\Delta/\Delta-Y$ e considerando as medições na média tensão, observou-se uma redução significativa nas distorções harmônicas de tensão, o que, consequentemente, diminuiu a necessidade de mitigação por meio de filtros harmônicos. Nesse cenário, a transgressão dos limites normativos ocorreu apenas na 13ª ordem harmônica. A Figura 15 apresenta um gráfico comparativo das distorções harmônicas de tensão para ambos os casos avaliados em relação aos limites estabelecidos.

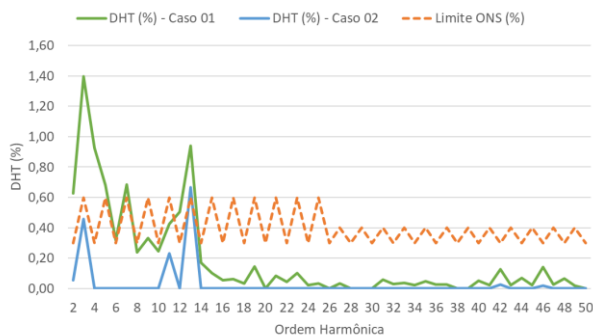


Fig. 15. Análise comparativa da DHT: Caso 01 vs. Caso 02 em relação ao limite normativo.

V. CONCLUSÃO

O estudo apresentado evidencia a eficácia de estratégias tradicionais de mitigação da distorção harmônica, frequentemente subutilizadas, na melhoria do desempenho do sistema elétrico. Nesse contexto, este artigo analisou o impacto da configuração da conexão de transformadores de inversores solares com diferentes topologias na mitigação das distorções harmônicas de tensão no Ponto de Acoplamento Comum (PAC).

Inicialmente, foi apresentada a metodologia estabelecida pela NT 009/2016 do ONS [3], que define os procedimentos para a medição de correntes harmônicas em campo e para a realização de estudos de desempenho harmônico. Essa abordagem permite a identificação de cenários críticos de distorção harmônica gerados por complexos eólicos e solares no Ponto de Acoplamento Comum (PAC).

No que se refere ao estudo de casos, foi realizada uma comparação entre duas configurações distintas: no Caso 1, as medições foram feitas na baixa tensão de inversores fotovoltaicos conectados por meio de transformadores Δ/Y , enquanto, no Caso 2, a medição ocorreu na média tensão, considerando inversores conectados por transformadores $\Delta/\Delta-Y$. Os resultados demonstram impactos significativos na redução das distorções harmônicas ao adotar a estratégia do Caso 2. A configuração $\Delta/\Delta-Y$, equivalente a um conversor de 12 pulsos, apresentou desempenho superior, reduzindo e até mesmo eliminando componentes de correntes harmônicas nas medições, resultando assim em níveis substancialmente menores de distorção harmônica de tensão. Em contrapartida, o Caso 1 apresentou valores elevados de correntes

harmônicas, levando a múltiplas transgressões aos limites normativos.

Esses resultados reforçam a viabilidade da adoção de técnicas passivas, muitas vezes negligenciadas, para a mitigação das correntes e distorções harmônicas de tensão. A implementação dessas estratégias reduz a necessidade de instalação de sistemas ativos de filtragem harmônica, simplificando a operação do sistema e proporcionando uma significativa redução nos custos globais dos empreendimentos de geração renovável.

Dessa forma, recomenda-se que projetos futuros de complexos fotovoltaicos de grande porte avaliem o uso de transformadores de baixa tensão com topologia $\Delta/\Delta-Y$ como estratégia técnica e econômica para atender às exigências do ONS e reduzir custos com mitigação harmônica.

REFERÊNCIAS

- [1] Operador Nacional do Sistema Elétrico – Evolução da Capacidade Instalada do SIN – Fevereiro 2025 / Dezembro 2029. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>
- [2] Operador Nacional do Sistema Elétrico – Procedimentos de Rede – Submódulo 2.9 “Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica”.
- [3] Operador Nacional do Sistema Elétrico - Nota Técnica 009/2016 – “Instruções para Realização de Estudos e Medições de QEE Relacionados aos Acessos à Rede Básica ou aos Barramentos de Fronteira com a Rede Básica para Parques Eólicos, Solares, Consumidores Livres e Distribuidoras”. Rev. 03. Abril de 2019.
- [4] International Electrotechnical Commission - IEC 61400-21-1:2019 – “Wind energy generation systems - Part 21-1: Measurement and assessment of electrical characteristics - Wind turbines”.
- [5] International Electrotechnical Commission - IEC 61400-4-30:2021 – “Electromagnetic compatibility (EMC)” R. Nicole, “Title of paper with only first word capitalized,” J. Name Stand. Abbrev., in press.
- [6] Operador Nacional do Sistema Elétrico – RE 2.3-0061/2025 – “Lista de equipamentos certificados para uma campanha de medições de harmônicos”. Rev. 02. Agosto de 2017.
- [7] International Electrotechnical Commission - IEC 61000-3-6:2008 – “Electromagnetic compatibility (EMC) – Limits – Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems”.
- [8] V. A. Gonçalves – “Redução de harmônicos de corrente em retificadores de múltiplos pulsos - generalização das conexões diferenciais”, Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, Brazil, 2006.
- [9] J. Schaefer – “Rectifier Circuits: Theory and Design.” Norwalk, CT, USA: John Wiley & Sons, 1965.