

QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA: INFLUÊNCIA DA INTEGRAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA TENSÃO

Wellinton Diniz¹, Caroline B. F. Darui², Nelson K. Neto³, Fernando K. Guarda⁴, Selso Rabelo⁵

¹ Blue Engenharia Ltda, wbdiniz.rs@gmail.com

²PPGEE Universidade Federal de Santa Maria - UFSM

³Universidade Federal de Santa Maria - UFSM - Campus Cachoeira do Sul

⁴Colégio Técnico Industrial - Universidade Federal de Santa Maria – UFSM

⁵Instituto Federal Farroupilha – Campus Panambi

RESUMO

A expansão da geração fotovoltaica no cenário energético brasileiro é responsável por auxiliar na diversificação da matriz energética, reduzindo ainda mais a dependência da geração hidrelétrica. Porém, conforme o número de sistemas de geração fotovoltaica aumenta, maior sua influência no fluxo de potência e na qualidade de energia dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Este trabalho realiza uma análise dos impactos da qualidade de energia elétrica nas redes de distribuição de baixa tensão para diferentes cenários de integração de sistemas fotovoltaicos (SFV) conectados à rede. Para isso, é utilizada a simulação do fluxo de potência desequilibrado de uma rede típica de baixa tensão com inserção de SFV utilizando o software *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS). São utilizadas curvas de carga de diferentes tipos de consumidores, bem como diferentes faixas de consumo, incerteza da fonte geradora e sistema de compensação de energia elétrica (*Net metering*). Na elaboração dos cenários, são utilizadas projeções de crescimento que consideram o custo de implantação do sistema, bem como os incentivos governamentais aos consumidores. Os resultados demonstram que, à medida que a penetração de SFV aumenta, a qualidade de energia sofre alterações significativas, principalmente nos parâmetros de tensão e fator de potência (FP), mostrando também que a bidirecionalidade do fluxo de potência tem grande influência.

Palavras-chave: Sistemas fotovoltaicos. Geração distribuída. Rede de baixa tensão. Qualidade do produto. Energia elétrica.

1. INTRODUÇÃO

A Matriz Elétrica Brasileira conta com 206.451 MW de potência instalada, sendo que a parcela de contribuição da Fonte Solar Fotovoltaica é de 8,44% deste total, conforme Balanço Energético Nacional 2023. Dado relevante deste balanço foi o acréscimo da capacidade instalada da fonte entre 2022/2021, da ordem de 82,4% (EPE, 2023).

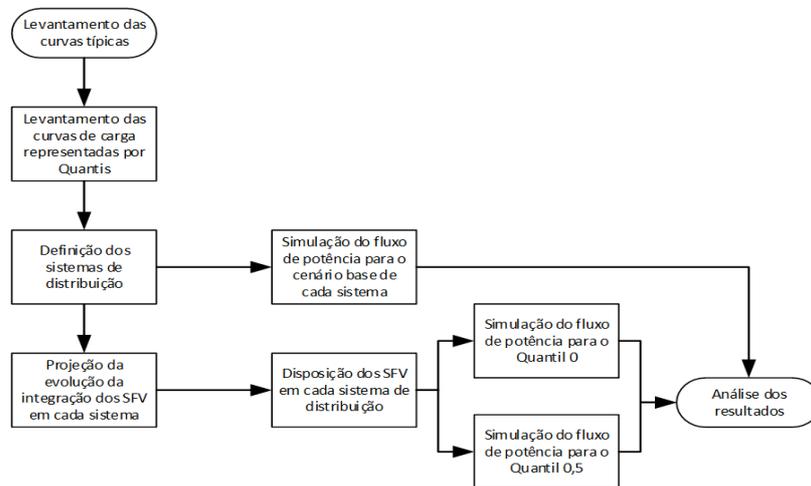
Face a este rápido crescimento, é necessária a preocupação com os impactos que a instalação destes sistemas pode causar à Qualidade de Energia Elétrica (QEE). Os parâmetros

de QEE envolvem serviço e produto, de maneira mais específica, a perda de qualidade do produto energia elétrica se dá por variações da magnitude, forma de onda ou frequência da tensão ou corrente elétrica (PAULILO,2016). Este trabalho apresenta uma metodologia para a avaliação dos impactos da geração FV utilizando modelos de carga que consideram a incerteza da carga. Também, segue os cenários de projeção de crescimento da integração dos SFV com a rede. A modelagem de geração considera o sistema de autoconsumo e *Net Metering*. O fluxo de potência desequilibrado também é analisado, pois é um parâmetro grandemente afetado com a conexão dos sistemas FV. Por fim, como objetivo geral, este trabalho avalia os impactos na qualidade de energia em sistemas de distribuição de Baixa Tensão (BT) para diferentes cenários de integração de SFV.

2. METODOLOGIA

Visando verificar os impactos dos diferentes cenários de inserção de Geração Distribuída (GD) na qualidade da energia elétrica nas redes de BT, a Figura 1 mostra a metodologia proposta.

Figura 1. Fluxograma das etapas da metodologia proposta



Fonte: Autor

As curvas de carga a partir de quantis são utilizadas para representar os consumidores com SFV, pois elas demonstram o saldo de potência líquido obtido (consumo menos a geração) (KNAK NETO 2017). Nessas curvas, a potência consumida é positiva enquanto a potência negativa é a injetada na rede. O sistema de geração deve atender a demanda mensal de energia elétrica de cada consumidor.

São simulados dois cenários distintos, com e sem SFV. Para os cenários com SFV serão consideradas projeções de crescimento da integração do sistema de geração. Essas simulações são realizadas anualmente, até que todos os consumidores da rede sejam capazes de gerar sua própria energia.

2.1 Curvas típicas de carga a partir de quantis representativos

O método dos quantis para obtenção das curvas típicas de carga é semelhante ao método tradicional, diferindo na maneira como são tratados os dados das medições. Neste método, é considerada toda a série de medições normalizadas em função da demanda. Assim, cada quantil q representa a fração do tempo, dentro do período analisado, que a demanda horária ficou igual ou abaixo do valor da curva (KNAK NETO 2017). Por exemplo, para o quantil 1 a demanda horária será menor ou igual ao valor da respectiva curva em 100% do tempo. Já para o quantil 0, a demanda horária será menor ou igual ao valor da respectiva curva em 0% do tempo.

A partir dos registros das medições, é definido:

$$P_t(t)_j = \frac{\sum_i^n P(t)_i}{P_{max_j}(\tau)} \quad (1)$$

$$Q_t(t)_j = \frac{\sum_i^n Q(t)_i}{Q_{max_j}(\tau)} \quad (2)$$

Em que:

n : Número de consumidores da amostra representativa do grupo de consumidores analisada;

$P(t)_i$ e $Q(t)_i$: São as demandas de potência ativa e reativa para um determinado consumidor i no instante de tempo t ;

$P_{max_j}(\tau)$ e $Q_{max_j}(\tau)$: são as máximas demandas ativa e reativa definidas no intervalo de análise $[0, \tau]$;

$P_t(t)_j$ e $Q_t(t)_j$: São séries temporais que representam, respectivamente, as curvas de carga ativa e reativa normalizadas para um para o grupo de consumidores j .

2.2 Curvas típicas de carga com geração distribuída SFV

Para elaborar uma curva de carga sob influência da geração SFV, é considerada a potência ativa consumida por um grupo de consumidores $P(t)_i$ com sinal positivo e a potência gerada pelo sistema $P(t)_{GDi}$ para o respectivo grupo de consumidores com sinal negativo, de acordo com o mecanismo de compensação "Net Metering".

Métodos algébricos que consideram a análise histórica de dados de radiação e temperatura tendem a se aproximar melhor aos dados reais de geração (BERNARDON 2016), pois não há um método padrão para medir essa geração. Um dos principais, devido a sua simplicidade, é o de OSTERWALD (1986), que fornece o valor de potência produzida ao longo do tempo por um módulo fotovoltaico em função dos valores de radiação e temperatura da célula, como mostra a Equação (3).

$$P(t)_{GDi} = P_{STC} \cdot \frac{G(t)_i}{G_{STC}} \cdot [1 - \gamma \cdot (T(t)_i - T_{STC})] \quad (3)$$

Em que:

$P(t)_{GDi}$: é a potência gerada na hora t , em W;

P_{STC} , G_{STC} e T_{STC} : Potência nominal do módulo em W, Radiação global em W/m^2 e a temperatura em $^{\circ}C$ estabelecidos nas condições padrão de teste de cada módulo, respectivamente;

$G(t)_i$ e $T(t)_i$: Radiação global e temperatura medidas no local de instalação;

γ : Coeficiente de temperatura do módulo.

Estimando a potência gerada pelos módulos fotovoltaicos, é possível dimensionar sistemas de geração com capacidade instalada para atender a demanda de cada faixa de consumidor e atingir níveis de autoconsumo respeitando as políticas de incentivo.

Para dimensionamento do sistema de geração fotovoltaica, são seguidas as seguintes etapas:

- 1) Levantamento do consumo médio mensal por tipo de consumidor e faixa de consumo;
- 2) Levantamento da média anual de radiação global;
- 3) Cálculo da geração mínima para atingir o total autoconsumo, obtido a partir do consumo médio e respeitando as políticas de incentivo;

- 4) Cálculo da geração modular média a partir da Equação (3);
- 5) Obtenção da quantidade de módulos dividindo o resultado da etapa 3 pelo resultado da etapa 4.

Para uma determinada capacidade de sistema, é possível obter a curva de geração ao longo do dia a partir da Equação (4).

$$P(t)_{GD} = n_{módulos} \cdot P(t)_{GD} \quad (4)$$

Em que $n_{módulos}$ é o número de módulos do respectivo sistema.

Para estimação da potência gerada para cada sistema, são estabelecidas as seguintes condições:

- Os níveis de radiação e temperatura para emprego no método algébrico (Equação (3)) são obtidos de um histórico de medições na região sul do Brasil, de onde foi extraída uma curva de geração média;
- A capacidade do sistema é limitada pela condição de autoconsumo para cada tipo de consumidor;
- Os inversores considerados para o sistema não possibilitam a compensação de potência reativa por serem controlados por corrente. Nessa condição, a curva de carga de potência reativa $Q_t(t)_i$ não será alterada com inserção da geração fotovoltaica (ALBUQUERQUE 2013).

A obtenção da curva de carga com geração SFV para um consumidor i é dada pela Equação (5).

$$L_{GD}(t)_i = \frac{P(t)_i - P(t)_{GD_i}}{P_{max_j}(\tau)} \quad (5)$$

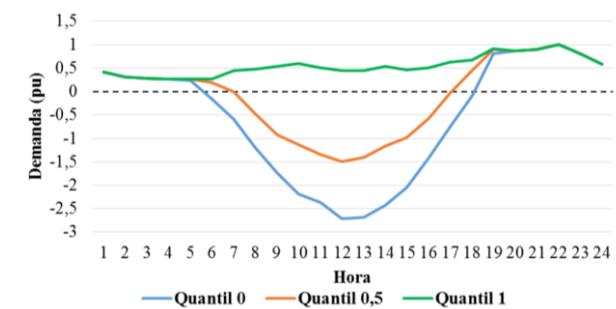
em que $L_{GD}(t)_i$ representa a curva de potência ativa normalizada para um grupo de consumidores j . A normalização se dá em função do mesmo $P_{max_j}(\tau)$ aplicado na Equação (1), para garantir a parametrização dos dados em função da mesma base. Assim, é possível observar o impacto da geração em função do comportamento tradicional de um determinado consumidor.

Conforme condição estabelecida anteriormente, a curva de reativos não será alterada, sendo definida a partir da curva de potência ativa do quantil 1 e FP fixo igual a 0,92.

As curvas de carga tipificadas por quantis estão representadas na Figura 2. Quanto à representação do saldo de potência ativa na forma de quantis, destaca-se:

- O quantil 1 representa as condições iniciais, sem contribuição do SFV na curva;
- O quantil 0,5 representa a mediana do saldo de potência injetado na rede;
- O quantil 0 representa as condições mais favoráveis para geração, em que há maior injeção de potência na rede;

Figura 2. Curva de carga típica residencial com geração SFV representada por quantis



Fonte: Adaptado de Knak Neto (2017)

2.4 Determinação do sistema de distribuição e cenários de simulação

Para garantir uma análise mais abrangente, que possibilite a identificação dos impactos da geração SFV nas redes de BT de forma mais realista, serão considerados cenários de simulação que variam nas condições de carregamento da rede e nos níveis de integração do gerador SFV. As redes serão chamadas de sistemas.

Uma rede típica, composta por 29 postes elaborada por Lima (2015), foi utilizada para o estudo e simulação de fluxo de potência. As configurações desta rede, valem-se de regras pré-estabelecidas para fins de adequação de níveis técnicos das redes de distribuição e, além disso, contam com base de dados reais (LIMA,2015).

A disposição dos consumidores da rede foi feita utilizando-se o método de Monte Carlo que fornece soluções aproximadas considerando uma sequência de números aleatórios (FIGUEIRÓ,2013). Uma função foi utilizada para aproximar cada número aleatório gerado ao número de um dos consumidores, até que todos estivessem alocados na rede.

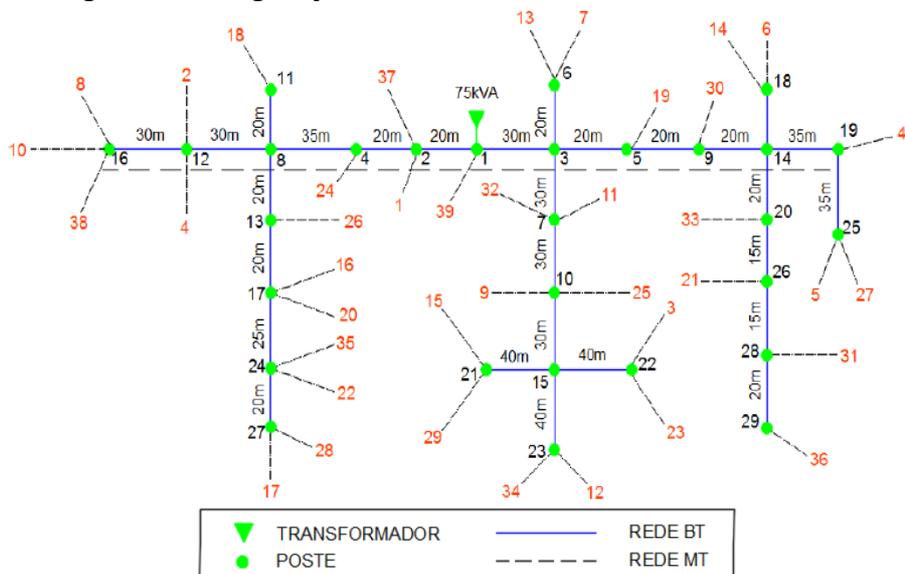
Para avaliar o efeito da injeção de potência na rede, cada sistema possui como referência três cenários distintos: condição inicial, representada pelo quantil 1, considera a

operação sob carga intensa sem a presença da geração SFV; condição mediana de saldo de potência, representada pelo quantil 0,5, com presença de geração SFV; e quantil 0, condição com maior contribuição da geração SFV. O *software OpenDSS* foi utilizado para verificar o comportamento do fluxo de potência desequilibrado em uma rede de distribuição de BT para diferentes níveis de carregamento e integração da geração SFV. Ao final de cada simulação, as grandezas de interesse são as tensões e correntes nas barras, fluxo de potência ativa e reativa em todas as linhas e desequilíbrio de carga e de tensão. Todas as simulações foram feitas considerando dias típicos ensolarados de verão. As variações de disponibilidade da fonte para a geração de energia são consideradas a partir dos quantis.

3. APLICAÇÃO E RESULTADOS

Foi utilizado um sistema teste para a aplicação da metodologia. Os dados de carga do sistema foram baseados em dados reais. O transformador é de 75kVA e atende 40 consumidores. Na Figura 3, é mostrada a configuração da rede de forma que os números na cor laranja representam os consumidores. Para se aproximar da realidade, as curvas de carga dos consumidores são discriminadas conforme as faixas de consumo, as quais são estabelecidas no módulo 2 do PRODIST (ANEEL, 2014), conforme banco de dados disponível. Os índices F1, F2, F3 e F4 representam a faixa de consumo 1, 2, 3 e 4 respectivamente e estão demonstrados na Tabela 1 para os consumidores da rede.

Figura 3. Configuração do Sistema teste com 40 consumidores



Fonte: Autor

Tabela 1. Características de consumo para a rede do estudo de caso

Número de consumidores								Capacidade do transformador	
Residencial				Comercial				Total	75kVA
F1	F2	F3	F4	F1	F2	F3	F4		
2	19	13	3	1	2	-	-	40	

Fonte: Autor

Os níveis de integração ao longo dos anos para o sistema estão demonstrados na Tabela 2.

Tabela 2. Nível de integração da geração SFV com a rede de BT para o estudo de caso

<i>Ano</i>	<i>Nível de integração</i>	<i>Ano</i>	<i>Nível de integração</i>
1	2,5%	10	22,5%
2	5,0%	11	30,0%
3	5,0%	12	37,5%
4	5,0%	13	45,0%
5	7,5%	14	57,5%
6	10,0%	15	70,0%
7	12,5%	16	90,0%
8	15,0%	17	100,0%
9	17,5%	18	

Fonte: Autor

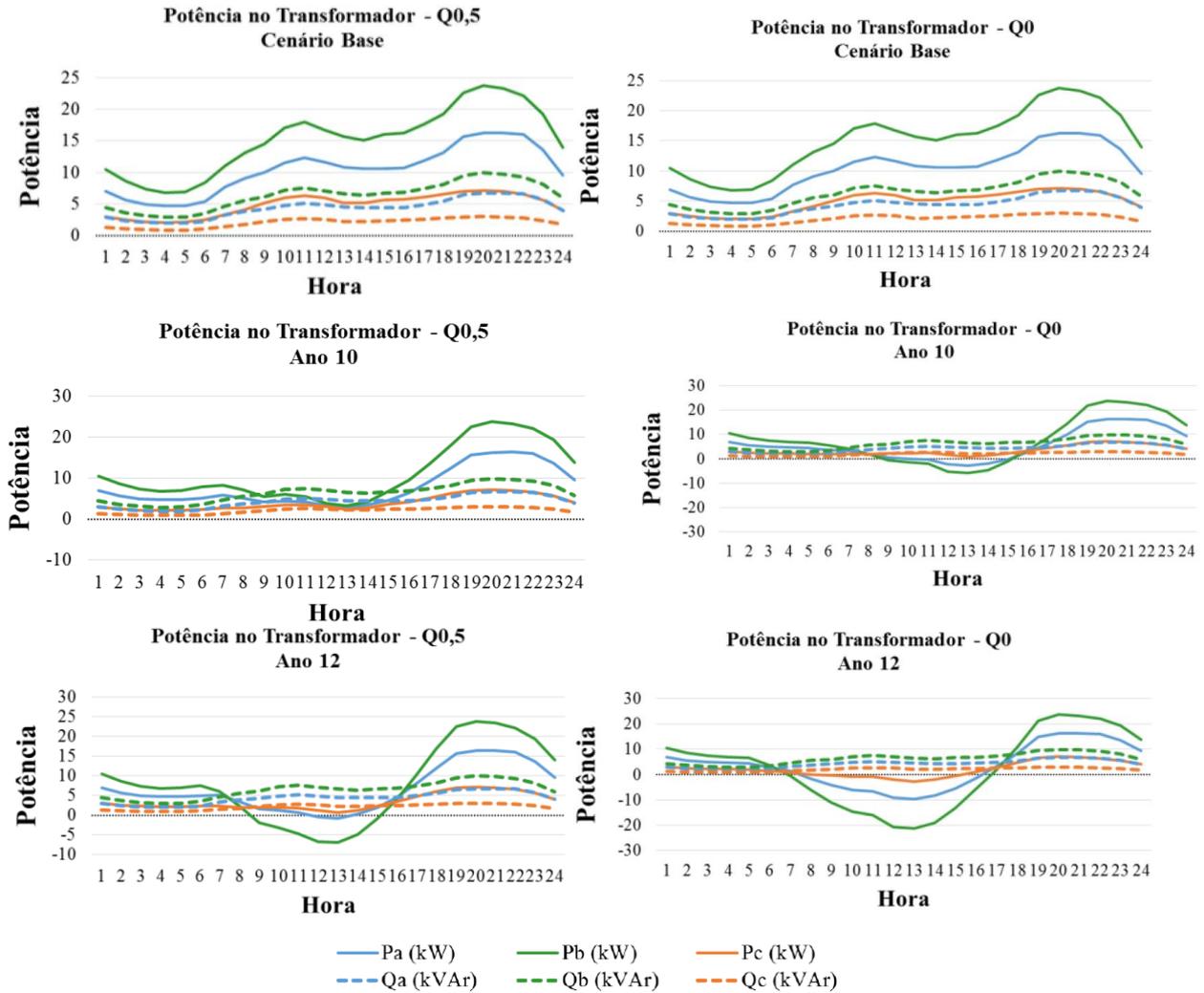
Para verificar os impactos para diferentes níveis de integração de Geração Distribuída Fotovoltaica (GDF), a partir do cenário base, foram feitas projeções de crescimento da GDF para o sistema, considerando crescimento avançado com taxa de 25% ao ano, devido ao cenário de bastante incentivo à GDF no Brasil. O nível 100% de integração corresponde aos 40 consumidores da rede sendo capazes de gerar sua própria energia.

Na Figura 4 são apresentados os fluxos de potência no transformador ao longo do dia, para diferentes níveis de integração, simulados no cenário base, no ano 10 e no ano 12 e para os quantis 0,5 e 0.

A partir da simulação do fluxo de potência os principais impactos observados são: reversão do fluxo de potência; diferentes condições de carregamento do transformador; redução do FP e alterações nos níveis de tensão e corrente.

A inversão do fluxo de potência no sistema para Q0,5 acontece a partir de aproximadamente 37,5% de integração da GDF. A potência reativa não se altera, pois continua sendo fornecida pela fonte convencional.

Figura 4. Fluxos de potência no transformador ao longo do dia, para diferentes níveis de integração e para os quantis 0,5 e 0



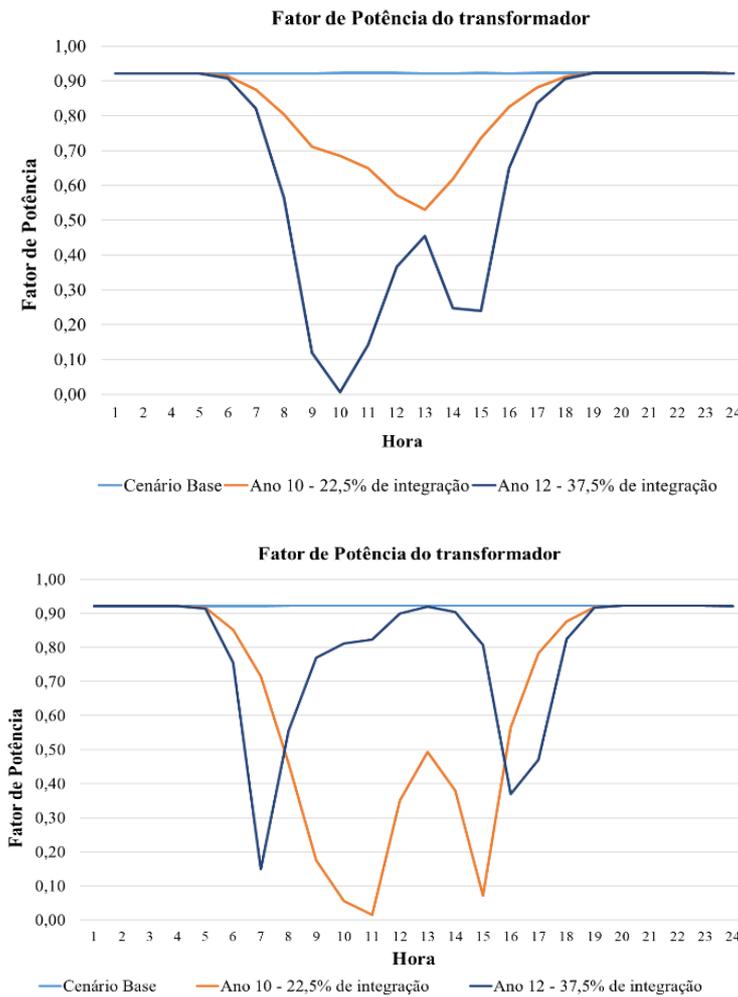
Fonte: Autor

A simulação do fluxo de potência desequilibrado permitiu observar que a inversão do fluxo de potência, muitas vezes não ocorre em todas as fases. A condição de desequilíbrio das cargas e a conexão de geradores em Unidades Consumidoras (UC) monofásicas proporcionam no ano 12, nos horários de maior geração, uma condição em que: A fase C possui saldo de potência ativa próximo de zero, mas sem inversão do fluxo de potência; a fase A sofre a inversão do fluxo em um curto período de tempo em com módulo reduzido; na fase B, observa-se a inversão do fluxo de maneira mais intensa.

Nas Figuras 5 é possível observar o comportamento do FP do transformador para os quantis 0,5 e 0 respectivamente.

A redução do saldo de potência ativa também provoca impactos no FP do transformador. Na Figuras 5, é possível observar que à medida que aumenta o nível de integração da GDF a demanda de potência ativa do transformador é reduzida pois os geradores fotovoltaicos são capazes de supri-la.

Figura 5. FP do transformador ao longo do dia para diferentes níveis de integração – Q0,5 e Q0

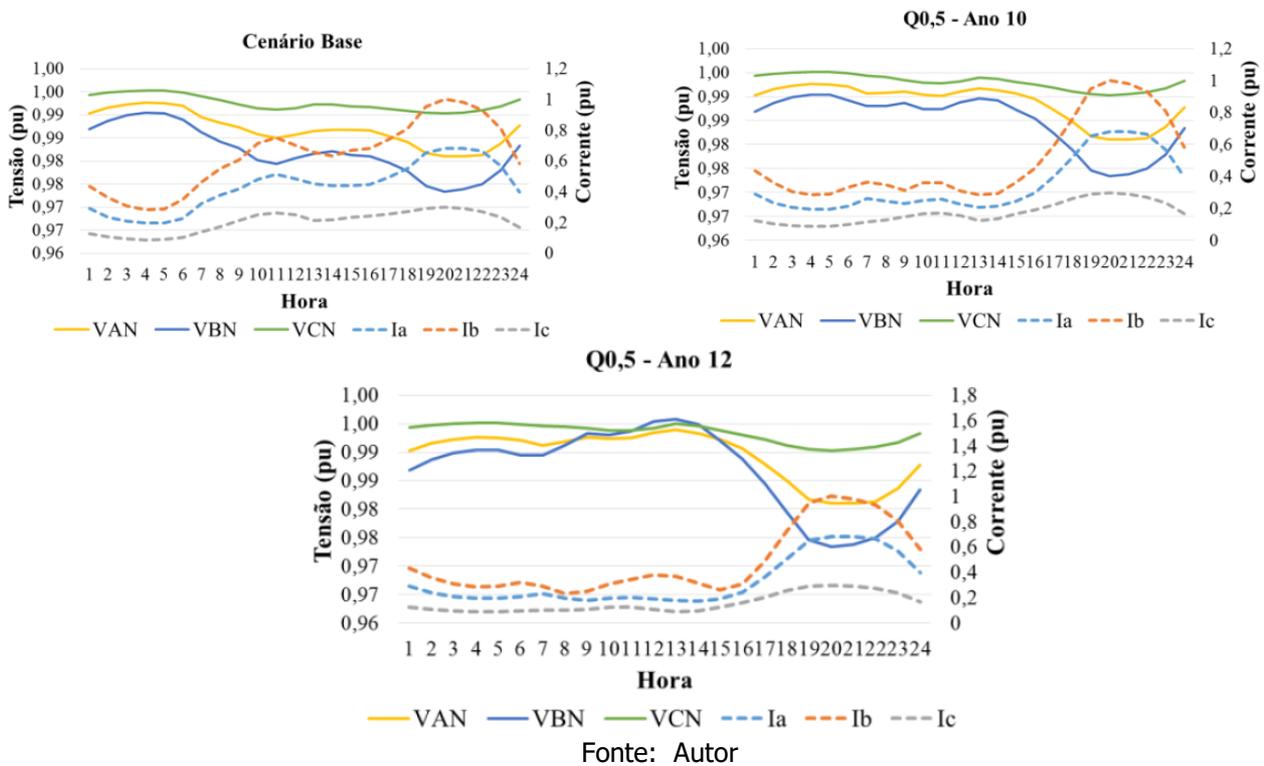


Fonte: Autor

Entretanto, operando com FP unitário, os inversores fotovoltaicos não fornecem energia reativa para o sistema. Ou seja, a única fonte de potência reativa é a convencional. Submeter um transformador a níveis muito baixos de FP significa reduzir o seu rendimento.

À medida que se eleva o nível de integração da GDF, o que se observa no gráfico da Figura 6, é que não há variações significativas no desequilíbrio de tensão, entretanto ao passo que aumenta o número de geradores fotovoltaicos conectados em cada fase, o nível de tensão se eleva. Pode ser observado também que entre os anos 10 e 12 há uma redução da diferença entre as correntes e tensões de fase e que o grande número de sistemas de geração monofásicos na fase B que possuía a tensão mais baixa no cenário base.

Figura 6. Níveis de Tensão e Corrente na BT do transformador – Q0,5



4. CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou um estudo dos impactos na qualidade de energia em redes de baixa tensão na presença de geração distribuída fotovoltaica. A metodologia desenvolvida possibilitou o teste de diferentes condições de carregamento e também a intensidade de geração, utilizando os quantis. Através da variação do saldo de potência ativa foi possível observar condições de carga de períodos do ano com maiores índices de radiação solar e também períodos com menor radiação solar.

A simulação do fluxo de potência desequilibrado foi determinante para a obtenção de resultados realistas. É possível destacar a inversão do fluxo de potência em apenas uma das fases, condição em que um transformador não é submetido quando não há um elevado nível de integração de geração fotovoltaica. Os gráficos evidenciam ainda que com o aumento do nível de integração, a reversão do fluxo de potência se acentua, proporcionando uma condição desfavorável de operação para os transformadores da rede de MT.

Os impactos observados mostram que é importante a consideração das previsões de alteração das normativas da geração distribuída, com o objetivo de garantir a qualidade e confiabilidade do sistema. Para isso é necessário o desenvolvimento de novas tecnologias capazes de acomodar o potencial de geração fotovoltaica e que os sistemas de distribuição sejam efetivamente inteligentes, respondendo às variações devido a uma fonte de energia intermitente.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Geração Distribuída**. ANEEL, 2017a. Disponível em: < https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_1.pdf >. Acesso em: 07 outubro. 2017.
- _____. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST - Módulo 2 - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição**. ANEEL, 2014.
- ALBUQUERQUE, F. L. et al. **Análise de Curva de Carga em Prédios Públicos com Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Dotados de Compensação de Potência Reativa**. SBSE, p. 1–6, 2013.
- BERNARDON, D. P. et al. **Sistemas de Distribuição no Contexto das Redes Elétricas Inteligentes**. Santa Maria: Editora Pallotti, 2016.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE (2023), **Anuário estatístico de energia elétrica**, Ministério de Minas e Energia, disponível em: [https://dashboard.epe.gov.br/apps/anuario-livro/#22_Capacidade_instalada_por_fonte_\(MW\)](https://dashboard.epe.gov.br/apps/anuario-livro/#22_Capacidade_instalada_por_fonte_(MW)). Acesso em: 15/06/2023.
- FIGUEIRÓ, Iuri Castro. **A tarifa horária para os consumidores residenciais sob o foco das redes elétricas inteligentes - REI**. Santa Maria: Universidade Federal de Santa Maria, 2013.
- KNAK NETO, N. **Metodologias para modelagem de cargas de baixa tensão considerando a integração de resposta à demanda, Geração Distribuída e Veículos Elétricos**. Universidade Federal de Santa Maria, 2017.
- LIMA, D. R. M. DE. **Desenvolvimento de Modelos de Redes de Baixa Tensão para Estudos de Fluxo de Potência**. São Carlos: Universidade de São Paulo - USP, 2015.
- OSTERWALD, C. R. **Translation of device performance measurements to reference conditions**, Solar Cells, v. 18, N. 3-4, pp. 269-279, doi: [https://doi.org/10.1016/0379-6787\(86\)90126-2](https://doi.org/10.1016/0379-6787(86)90126-2), 1986.
- PAULILO, G. **Capítulo I - Conceitos gerais sobre qualidade da energia**. O Setor Elétrico, p. 1–7, 2016.