

QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA EM UMA MICRORREDE TRIFÁSICA ISOLADA FORMADA POR INVERSORES BIDIRECIONAIS AGREGANDO GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA

Tales Vinícius Pinheiro da Silva¹

<https://orcid.org/0009-0004-4725-3002>

Claudomiro Fábio de Oliveira Barbosa²

<https://orcid.org/0000-0001-6557-1048>

Marcos André Barros Galhardo³

<https://orcid.org/0000-0001-6248-5187>

RESUMO

Neste trabalho avalia-se a qualidade suprimento de energia elétrica em um sistema experimental de microgeração isolado, não conectado à rede convencional. O sistema utiliza inversores bidirecionais que formam a rede elétrica trifásica, integra geração fotovoltaica nos barramentos c.c. e c.a. do sistema; uma microrrede de distribuição de energia elétrica, atendendo diversas unidades consumidoras (UCs) com cargas controladas para emular uma demanda com um perfil residencial típico (Unidades Consumidoras - UCs). Inclui também armazenamento de energia por baterias e geradores fotovoltaicos ligados a inversores grid-tie distribuídos na microrrede. O estudo trata e analisa dados dos ensaios práticos em constituindo-se dois cenários: com e sem geração fotovoltaica distribuída, usando indicadores e limites definidos pelo PRODIST da ANEEL. Para avaliação da qualidade da energia foram considerados indicadores, limites e valores de referência definidos pelo Módulo 8 do PRODIST da ANEEL. Salienta-se que conforme a identificação de eventos e distúrbios durante as operações, resultando em propostas de melhorias, como a adição de GDs próximos às unidades consumidoras no fim da microrrede para reduzir dependência de outros subsistemas e minimizar variações de frequência provocadas pelos inversores.

Palavras-chave

Qualidade de energia. Microrrede de Distribuição. Sistema Isolado. Geração Distribuída. Sistemas Fotovoltaicos.

Submetido em: 11/07/2024 – Aprovado em: 22/07/2024 – Publicado em: 22/07/2024

1 Graduando, Universidade Federal do Pará, Pará, talesvpineiro@gmail.com.

2 Docente, Mestre em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Pará (GEDAE), Pará, cfob@ufpa.br.

3 Docente, Doutor em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Pará, Pará, galhardo@ufpa.br



POWER QUALITY IN AN ISOLATED THREE-PHASE MICROGRID MADE UP OF BIDIRECTIONAL INVERTERS ADDING DISTRIBUTED PHOTOVOLTAIC GENERATION

ABSTRACT

This work evaluates the quality of the electricity supply in an isolated experimental microgeneration system, not connected to the conventional grid. The system uses bidirectional inverters that form the three-phase electricity grid, integrates photovoltaic generation on the system's DC and AC buses; an electricity distribution microgrid, serving several consumer units (CUs) with loads controlled to emulate a demand with a typical residential profile (Consumer Units - CUs). It also includes energy storage using batteries and photovoltaic generators connected to grid-tie inverters distributed across the microgrid. The study deals with and analyzes data from practical tests in two scenarios: with and without distributed photovoltaic generation, using indicators and limits defined by ANEEL's PRODIST. To assess power quality, indicators, limits and reference values defined by Module 8 of ANEEL's PRODIST were considered. It should be noted that events and disturbances were identified during operations, resulting in proposals for improvements, such as the addition of DGs near the consumer units at the end of the microgrid to reduce dependence on other subsystems and minimize frequency variations caused by the inverters.

Keywords

Power quality. Distribution Microgrid. Isolated System. Distributed Generation. Photovoltaic Systems.

1 INTRODUÇÃO

No Brasil, há ainda uma quantidade significativa de consumidores em sistemas isolados e sistemas remotos sem acesso ao atendimento pelo sistema nacional interligado de eletricidade, como exemplo, algumas comunidades de povos quilombolas e de ribeirinhos na Amazônia (IEMA, 2024). Sendo assim, é comum nestas localidades a utilização de combustíveis fósseis para abastecer geradores à diesel para produção de eletricidade, havendo impacto ao meio ambiente por emissão de gases de efeito estufa e gases poluentes resultantes do processo de combustão. Somam-se ainda dificuldades quanto às distâncias substanciais que devem ser percorridas para obtenção de acesso ao sistema elétrico convencional, o que confere inviabilidade econômica a projetos de cunho tradicional. O provimento de energia para as comunidades situadas em áreas rurais ou remotas permanece como uma questão desafiadora até o presente momento. Tais localidades frequentemente exibem uma densidade populacional reduzida e muitas vezes um perfil de demanda não contínuo, devido aos custos com combustível para uso de geradores à diesel, geralmente com fornecimento de energia por algumas horas por dia.

Todo esse cenário instiga a utilização de sistemas fotovoltaicos com geração no local como alternativa para abastecimento energético, podendo-se realizar o suprimento de microrredes de distribuição quando há edificações agrupadas em uma localidade remota.

Sistemas com microrredes (MR) consistem essencialmente na utilização de recursos energéticos disponíveis próximos aos pontos de consumo, caracterizados com o emprego de Geração Distribuída (GD). Essa geração pode ter diversas fontes, como solar, eólica, biomassa, entre outras, podendo contar com um sistema de geração a diesel e um sistema de armazenamento de energia (VERAS, 2020).

De acordo com a RN 1000/2021 da ANEEL, um sistema isolado de geração de energia elétrica com fonte de energia renovável intermitente, utilizado para o atendimento de mais de uma unidade consumidora e associado a microrrede de distribuição de energia elétrica, é denominado de MIGDI (Microsistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica).

A importância da utilização de microrredes operando de forma autônoma em locais remotos ou de difícil acesso oferecem uma solução para atender à demanda dos consumidores de maneira mais eficiente e confiável, almejando-se manter o fornecimento de energia elétrica mesmo diante de falhas em componentes individuais, a fim de garantir a estabilidade de frequência, amplitude de tensão, fator de potência e distorção harmônica dentro de padrões estabelecidos por normas ou resoluções normativas no Brasil, como o PRODIST da ANEEL.

Ainda são poucos estudos publicados de cunho prático envolvendo a avaliação da qualidade de energia em microrredes isoladas supridas por sistemas fotovoltaicos, mostrando a importância de realização do presente trabalho ao nível experimental, como é o caso, por exemplo em Souza e Dias (2018), Veras (2020) e Becker *et al.* (2016).

Já em Whaite *et al.* (2015), é realizada uma revisão sobre qualidade de energia para sistemas de distribuição de energia elétrica, particularmente em MRs, entretanto com corrente contínua. Barcelos e Ribeiro (2021) analisaram o desempenho de um microrrede isolada instalada na Ilha de Lençóis, por meio de representação no software PSCAD/EMTDC, com a apresentação dos resultados obtidos de diversos perfis de consumo e de diferentes cenários de integração de geração intermitente.

Neste contexto, o presente trabalho tem como objetivo avaliar a Qualidade da Energia Elétrica (QEE) referente ao suprimento de energia elétrica em um sistema isolado implementado de forma experimental no Laboratório de Sistemas Híbridos e Microrredes (LSHM) pertencente ao Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE) da Universidade Federal do Pará (UFPA), este estudo utiliza a infraestrutura do LSHM e avalia os eventos de QEE de acordo com o Módulo 8 do PRODIST em pontos distintos da microrrede, considerando-se medições com e sem geração fotovoltaica distribuída ao longo da microrrede. Para tanto, inicialmente é dada ênfase à caracterização da metodologia do estudo e, em seguida, são apresentados e debatidos os resultados obtidos.

2 METODOLOGIA DO ESTUDO

2.1 Sistema elétrico de geração e distribuição de energia

No presente trabalho considera-se ao estudo de qualidade de suprimento de energia elétrica um sistema experimental implementado no LSHM/GEDAE, possuindo geração híbrida e armazenamento de energia em bancos de baterias, realizando-se o suprimento para uma microrrede (MR) c.a. de distribuição, sendo este sistema não conectado à rede elétrica convencional, isto é, do tipo isolado. Ele é composto por 2 *Clusters* (agregação de componentes do sistema), tendo geração fotovoltaica conectada em barramento c.c., barramento c.a. e ao longo da MR. Há 2 geradores fotovoltaicos (GFV-04 e GFV-05) que somam 6.000 Wp conectados ao barramento c.c. (corrente contínua) de um dos *Cluster* (*Cluster B*). Este *Cluster* é composto por 3 inversores bidirecionais (INVB-01B, INVB-2B e INVB-3B, com capacidade de 4,5 kW, cada) responsáveis em formar os sinais de tensão e frequência para a MR de distribuição de energia elétrica para atendimento de cargas elétricas c.a.

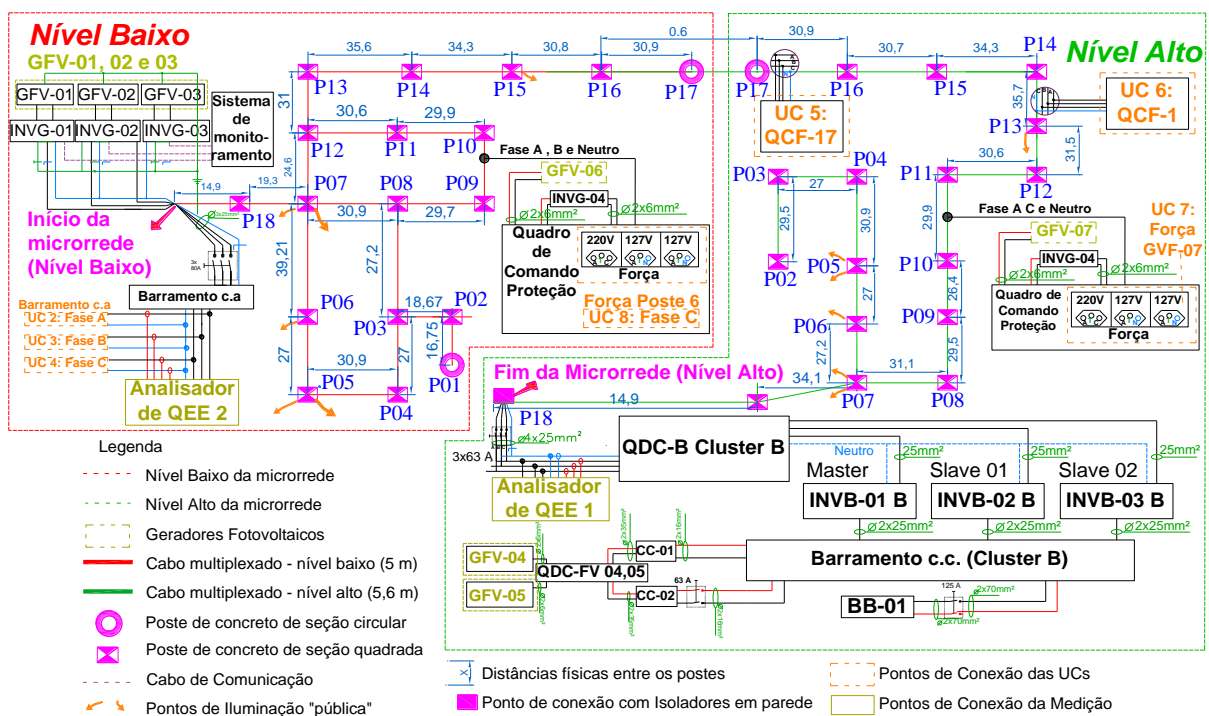
A MR de distribuição é aérea e trifásica (127 V rms fase-neutro, 220 V rms fase-fase e 60 Hz), com cabo multiplexado de seção de 35 mm² (4 condutores de alumínio, com neutro nu), possuindo 18 postes de 7 metros de altura em concreto armado que sustentam 2 níveis do cabeamento, os quais estão distanciados por cerca de 60 cm.

Além do GFV-04 e GFV-05, o sistema elétrico do presente estudo possui mais 5 geradores fotovoltaicos (GFV-01 (Fase A), GFV-02 (Fase B), GFV-03 (Fase C), GFV-06 (Fases A e B) e GFV-07 (Fases A e C) distribuídos ao longo da MR, totalizando a capacidade de 12.954,36 Wp. Estes geradores estão conectados na MR por meio de inversores *grid-tie* que somam uma capacidade de 6,72 kW.

O sistema conta com banco de baterias (BB-01) com capacidade de 48 kWh, que além de fornecer um nível de tensão c.c. para operação dos inversores bidirecionais do *Cluster B*, serve como fonte secundária de eletricidade quando houver baixa geração ou nenhuma geração de energia elétrica.

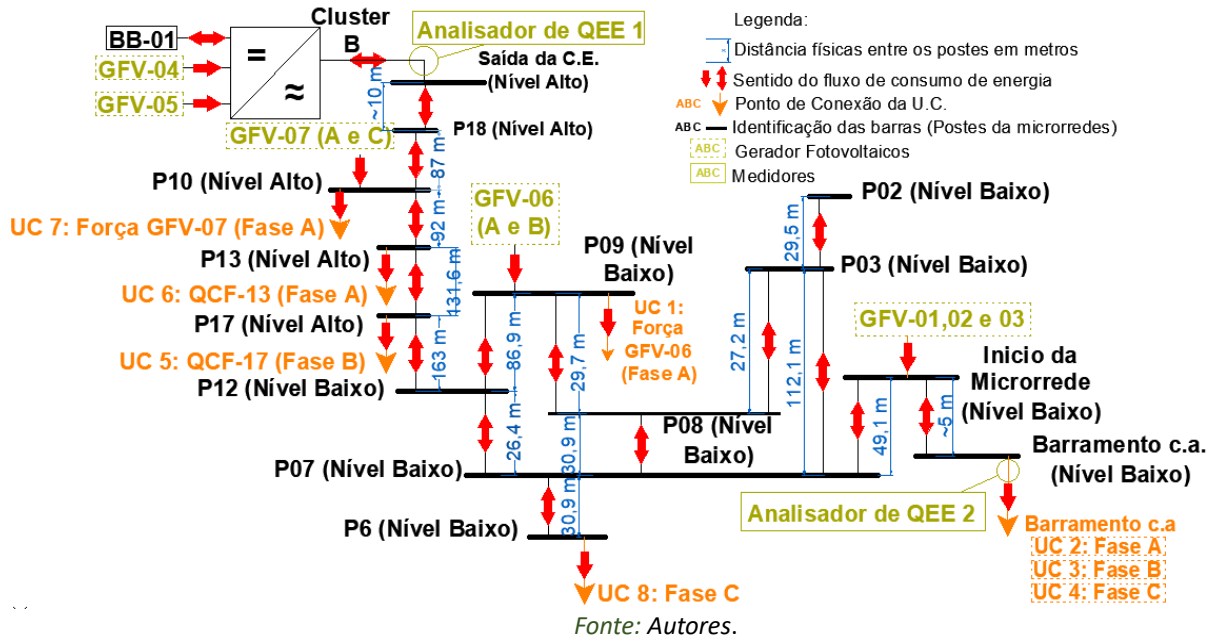
A Figura 1 ilustra alguns dos principais componentes do sistema elétrico de geração e distribuição do presente estudo e a Figura 2 apresenta um esquemático deste sistema, destacando-se as distâncias entre os postes (barras), os possíveis sentidos de fluxo de potência no sistema e as localizações das unidades consumidoras (UC's).

Figura 1 – Esquemático elétrico do sistema elétrico implementado.



Fonte: Autores.

Figura 2 – Configuração em diagramas de barras.



Salienta-se que os ensaios práticos de operação do sistema experimental foram baseados na constituição de dois cenários, a saber: Cenário 1 – sem geração fotovoltaica conectada à MR; Cenário 2 – geração fotovoltaica conectada à MR.

2.2 Caracterização das cargas elétricas

Conjuntos de cargas elétricas foram dispostas ao longo da MR e controladas para emularem demandas de edificações (Unidades Consumidoras - UCs) representando perfis de curva de carga residencial, presente em comunidades remotas. Assim, cada UC possui características próprias (tipos de cargas instaladas e perfil de consumo). Na Tabela 1, encontram-se a descrição, potência nominal, tempo de uso (em horas) e horários diários de utilização das cargas das 8 UCs alocadas ao longo da MR (Figuras 1 e 2). Salienta-se que os valores nominais de potência são valores de dados de placa dos equipamentos.

Tabela 1 – Informações das cargas utilizadas.

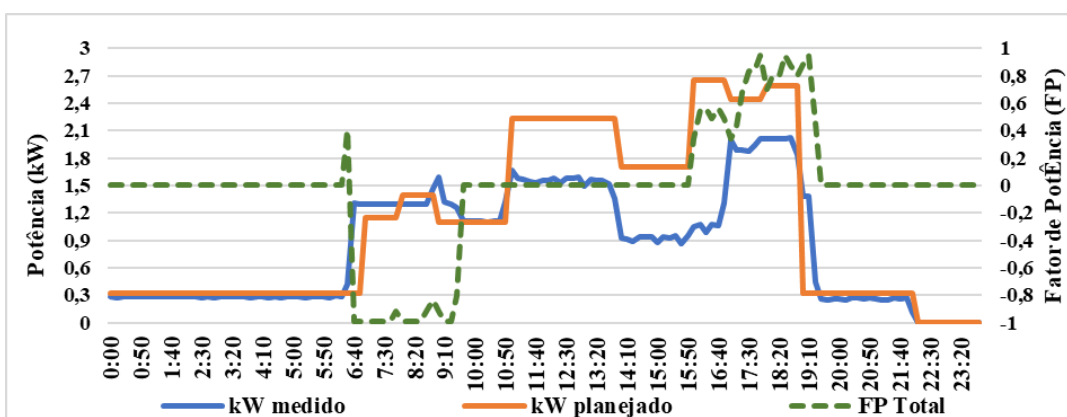
Unidade Consumidora	Potência	Uso diário (h)	Horário
UC 1: Força GFV-06 (Fase A)	950 W		
Carga resistiva 1 (Sanduicheira)	850 W	6	11h-17h
Carga resistiva: 2 Lâmpadas incandescentes (40 e 60 W)	100 W	24	0h-23h59min
UC 2: Fase A do Barramento c.a.	448 W		
Carga resistiva 2 (Aquecedor)	400 W	7	7h-11h e 16h-19h
Carga não linear: 2 Lâmpadas fluorescentes compactas 24 W	48 W	14	0h-8h e 18h-23h59min
UC 3: Fase B do Barramento c.a.	526 W		
Carga motriz 1 (Ventilador)	126 W	12	7h-19h
Carga resistiva 2 (Aquecedor)	400 W	12	7h-19h
UC 4: Fase C do Barramento c.a.	1.000 W		
Carga motriz 2 (Liquidificador)	500 W	3	16h-19h
Carga resistiva 1: 1 Lâmpada Incandescente 100 W	100 W	13	0h-7h e 18h-23h59min
Carga resistiva 2 (Aquecedor)	400 W	3	16h-19h
UC 5: Poste 17 (Fase B)	340 W		
Carga não linear: 10 Lâmpadas fluorescentes compactas (5 de 24 e 5 de 20W)	220 W	5	11h-14h e 17h-19h
Carga resistiva 3: 3 Lâmpadas Incandescentes 40 W	120 W	5	11h-14h e 17h-19h
UC 6: Poste 13 (Fase A)	300 W		
Carga não linear: 10 Lâmpadas fluorescentes compactas (5 de 24 e 5 de 20W)	120 W	6	8h-9h, 11h-14h e 17h-19h
Carga resistiva 4: 2 Lâmpadas Incandescente 40 W	80 W	6	8h-9h, 11h-14h e 17h-19h
UC 7: Força GFV-07 (Fase A)	1.072 W		
Carga Resistiva 5 (Ferro elétrico)	1.000 W	6	11h-17h
Carga não linear: 3 Lâmpadas fluorescentes compactas 24 W	72,0 W	24	0h-23h59min
UC 8: Força Poste 6 (Fase C)	630 W		
Carga Motriz 3 (Liquidificador)	500,0 W	2	17h-19h
Carga não linear: 5 Lâmpadas fluorescentes compactas 24 W	130,0 W	16	0h-7h e 15h-23h59min
Iluminação pública	140 W		
Carga não linear: 7 Refletores LED 20 W – bifásicos, instalados nos Postes 5, 6, 7, 13 e 15	140W	12	18h-6h
Carga Instalada Total	5.496 W		

Os valores nominais de potência são valores de dados de placa.

Fonte: Autores.

A Gráfico 1 apresenta a curva de carga trifásica planejada (linha laranja) obtida da Tabela 1 com a curva de carga trifásica medida pelo Analisador de QEE 1 (linha azul), mostrando que os perfis são análogos. O desvio entre curva kW medido e kW no intervalo entre 11 e 19 horas deve-se ao é causado pelo funcionamento dos termostatos nas cargas resistivas 1 e 5, resultando em uma demanda nominal de potência ativa menor que a prevista para o conjunto de cargas em operação. Com relação à operação das UC's foi dividida entre acionamento manual por interruptores comuns (UCs 2, 3, 4, 5, 6 e 8) e remoto por interruptores inteligentes (UCs 1 e 7), conforme os horários da Tabela 1. A iluminação pública da MR operou apenas à noite, por serem acionadas por relés fotoelétricos.

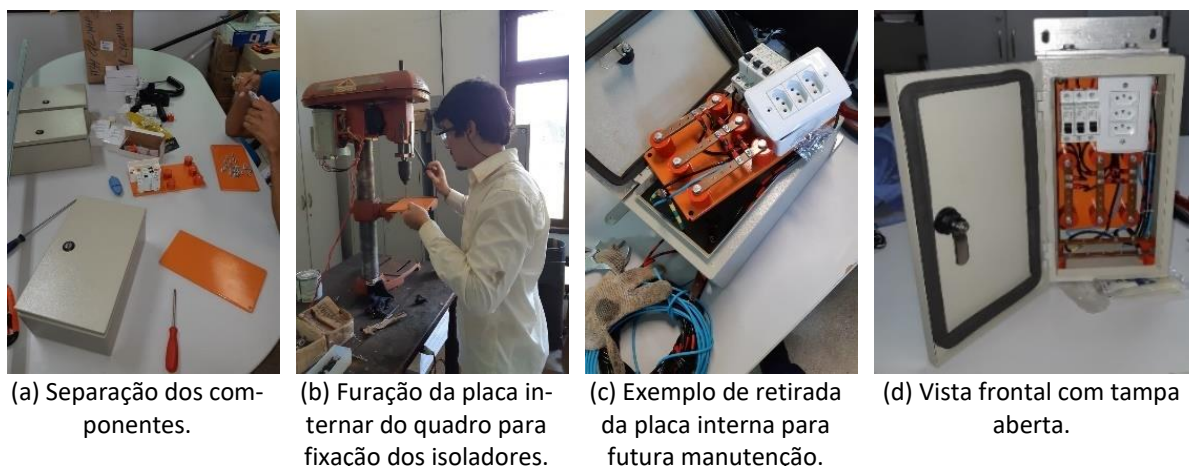
Gráfico 1 – Curvas de Potência Trifásica (kW) e FP – Planejada e Medida.



Fonte: Autores.

A Figura 3 mostra os quadros de conexão com a MR e as hastes de aterramento, destacando que os quadros de comando e força (QCFs) foram projetados para facilitar e agilizar futuras adaptações e manutenções.

Figura 3 – Confeção dos quadros de comando e força.



Fonte: Autores.

Na Figura 4 apresentam-se algumas fotografias do processo de instalação (fixação, conexão elétrica, e aterramento) dos quadros QCF-02, GCF-13 e QCF-17.

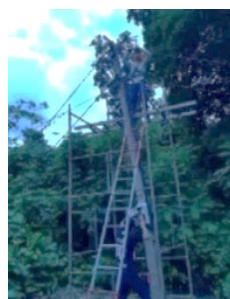
Figura 4 – Processo de instalação dos QCF's.



(a) Visão interna do QCF-02.



(b) Visão externa do QCF -02.



(c) Conexões dos cabos nos locais adequados.



(d) Preparação os cabos da rede para conexão com o QCF-13.



(e) Visão aérea da conexão dos cabos de alimentação do QCF-13 na MR.



(f) Visão geral do Poste 13.



(g) Fixação da haste de aterramento no Poste 13.



(h) Conexão dos cabos de alimentação do QCF-17 na MR.

Fonte: Autores.

2.3 Monitoração de parâmetros elétricos

Para monitorar os parâmetros elétricos durante os ensaios, foram instalados dois analisadores de qualidade de energia: PowerNET P600 IMS (Analisador de QEE 1) na saída do *Cluster B* e o Power Pad 3945-B AEMC Instruments (Analisador de QEE 2) no Barramento c.a. ao final da MR a 589 metros do *Cluster B*. Os parâmetros elétricos também foram coletados e armazenados (Cartão *Secure Digital* - SD) pelo próprio inversor bidirecional *master* do *Cluster B*. Salienta-se que a avaliação dos eventos de QEE seguiu as diretrizes do Módulo 8 do PRODIST - Resolução Normativa ANEEL nº 956/2021, exigindo 1.008 leituras válidas consecutivas em intervalos de 10 em 10 minutos durante 7 dias inteiros de monitoração. necessário a elaboração dos indicadores individuais (ANEEL, 2021).

3 ANÁLISE DOS RESULTADOS DOS ENSAIOS

3.1 Variação de tensão em regime permanente

Para análise dos níveis de tensão em regime permanente em redes de distribuição, são definidos no Módulo 8 do PRODIST os limites adequados, precários e críticos. Para a tensão nominal de operação da MR em estudo, a classificação das tensões de atendimento é feita de acordo com as faixas apresentadas na Tabela 2, onde se encontram as tensões de leitura (TL).

Tabela 2 – Faixas de tensão de regime permanente.

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
	TL ≤ 2,3 kV (220/127)
Adequada	(202 ≤ TL ≤ 231) / (117 ≤ TL ≤ 133)
Precária	(191 ≤ TL < 202 ou 231 < TL ≤ 233) / (110 ≤ TL < 117 ou 133 < TL ≤ 135)
Crítica	(TL < 191 ou TL > 233) / (TL < 110 ou TL > 135)

TL – Tensão de Leitura.

Fonte: ANEEL (2022).

O tempo de monitoração para avaliação da operação da MR foi de 27 dias, em seguida a aquisição do conjunto de leituras válidas, foram calculados o índice de duração relativa da transgressão para tensão precária (DRP) e o para tensão crítica (DRC) de acordo com as Equações 1 e 2:

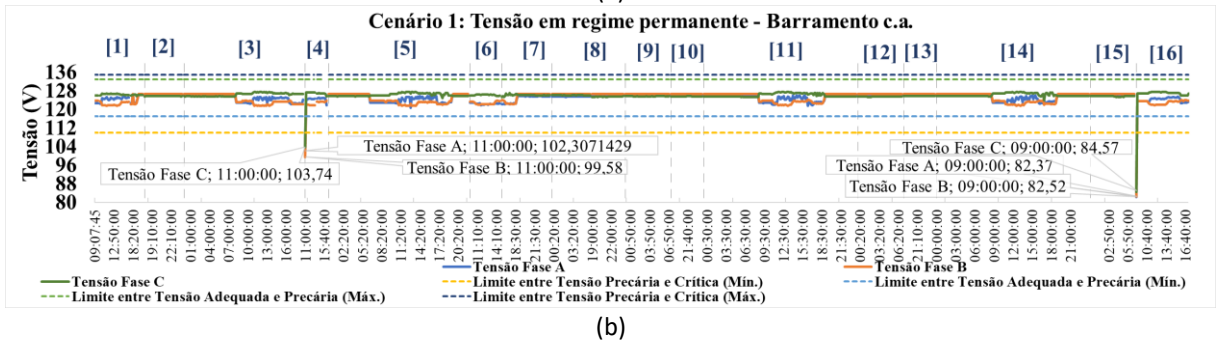
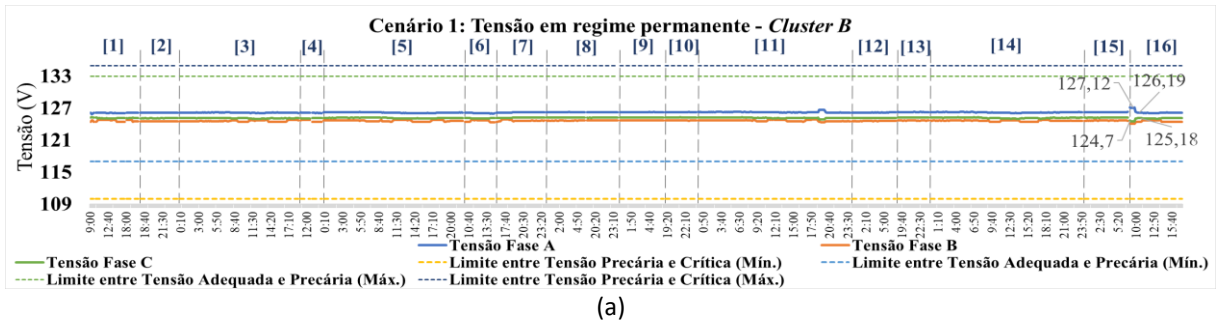
$$DRP = \frac{nlp}{1008} \cdot 100[\%] \quad (1)$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \cdot 100[\%] \quad (2)$$

Sendo que o PRODIST define os limites máximos de 3,0% para DRP e 0,5% para DRC. O DRP foi zero nos dois cenários de ensaios e o DRC foi de 0,2% no Cenário 1, permanecendo a tensão dentro dos limites especificados.

A tensão permaneceu adequada durante todo o Cenário 1, exceto por dois eventos de subtensão nos intervalos 4 e 16, no Gráfico 2(b), em torno de 6% no intervalo 4 e 25% no intervalo 16, atingindo a faixa de tensão crítica, devido ao acionamento simultâneo das UCs 1, 5, 6 e 7 do sistema, como também se pode perceber uma pequena variação de tensão, identificada no Gráfico 2(a), no mesmo momento.

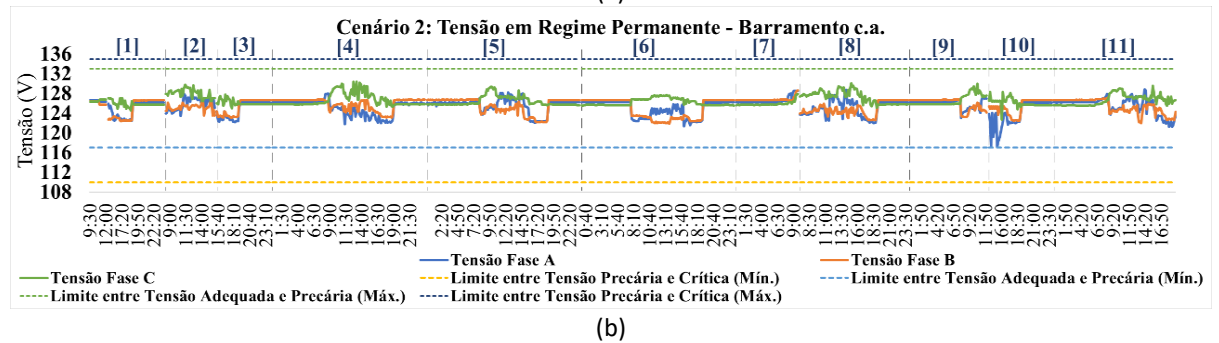
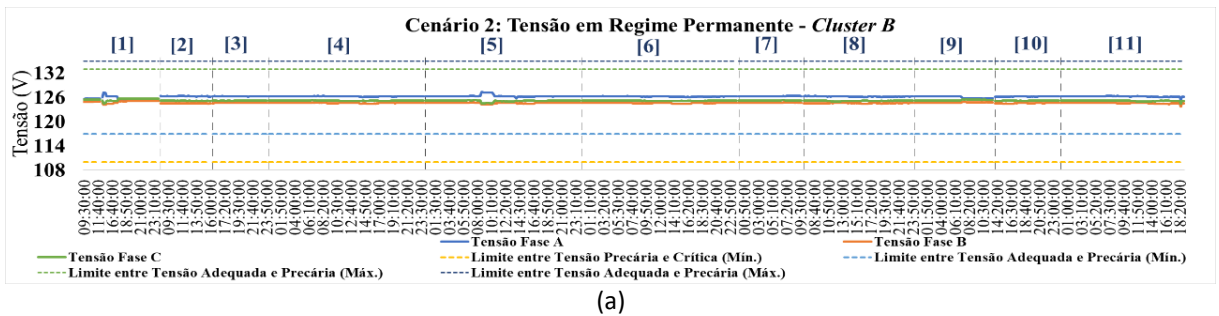
Gráfico 2 – Cenário 1: Tensão em Regime Permanente: (a) Cluster B e (b) Barramento c.a.



Fonte: Autores.

Os valores de tensões no Cenário 2 (Gráfico 3(a)), conservou-se dentro dos limites de tensão adequada. Porém, também houve um registro de sobretensão no intervalo 7 do Gráfico 3(b), devido ao desligamento da UC2 as 9h, mas dentro dos limites de operação.

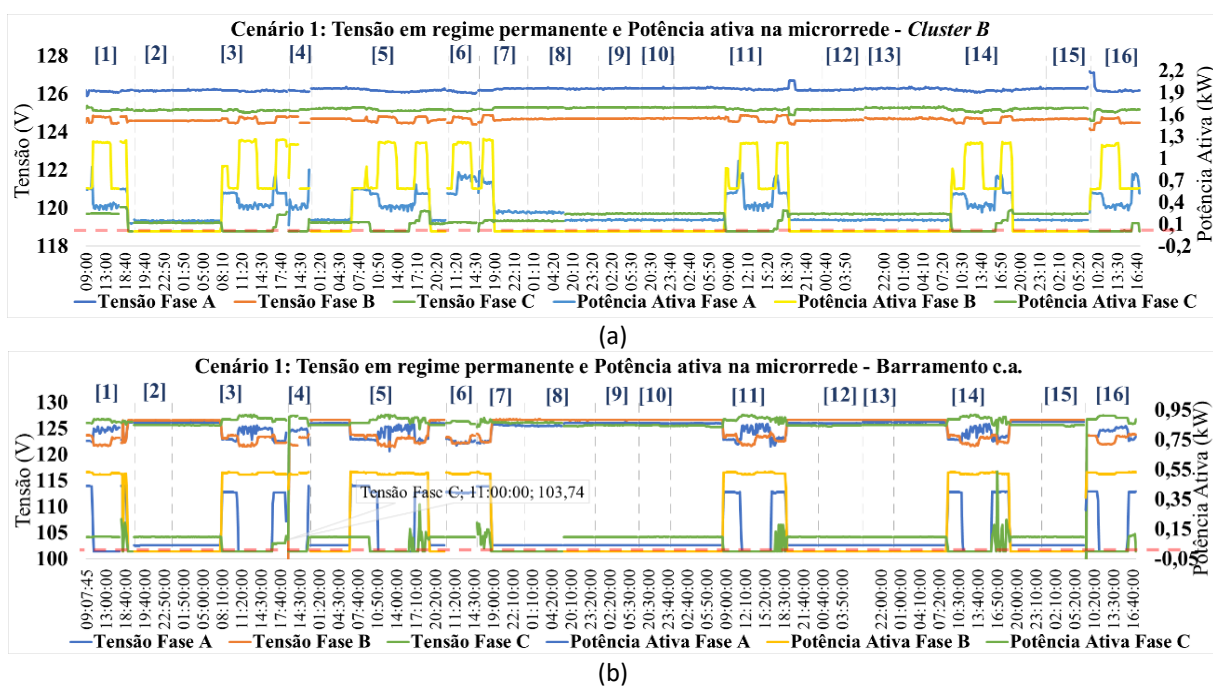
Gráfico 3 – Cenário 2: Tensão em Regime Permanente: (a) Cluster B e (b) Barramento c.a.



Fonte: Autores.

Os Gráficos 4 e 5 apresentam a tensão em regime permanente e a potência ativa para os Cenários 1 e 2. No Cenário 1 no Gráfico 4(a) e (b), não ocorreu fluxo reverso de potência, sentido Microrrede - Cluster B, pois não havia geração distribuída. No Cenário 2 (Gráfico 5(a)), em vários intervalos valores negativos de potência foram registrados (Microrrede - Cluster B), indicando fluxo reverso devido à geração distribuída, apesar dos consumos das UCs. No "final" da MR (Gráfico 5(b)), onde há apenas unidades consumidoras, não houve fluxo reverso, mas a tensão foi afetada pelas injeções de potência ativa dos geradores fotovoltaicos durante alta irradiância.

Gráfico 4 – Cenário 1: Tensão em regime permanente e Potência ativa na MR: (a) Cluster B e (b) Barramento c.a.



Fonte: Autores.

Gráfico 5 – Cenário 2: Tensão em regime permanente e Potência ativa na MR: (a) Cluster B e (b) Barramento c.a (continua).

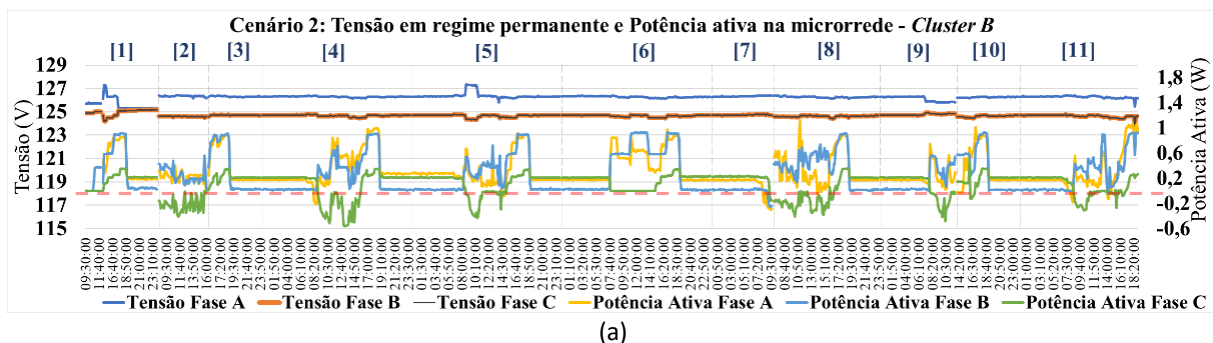
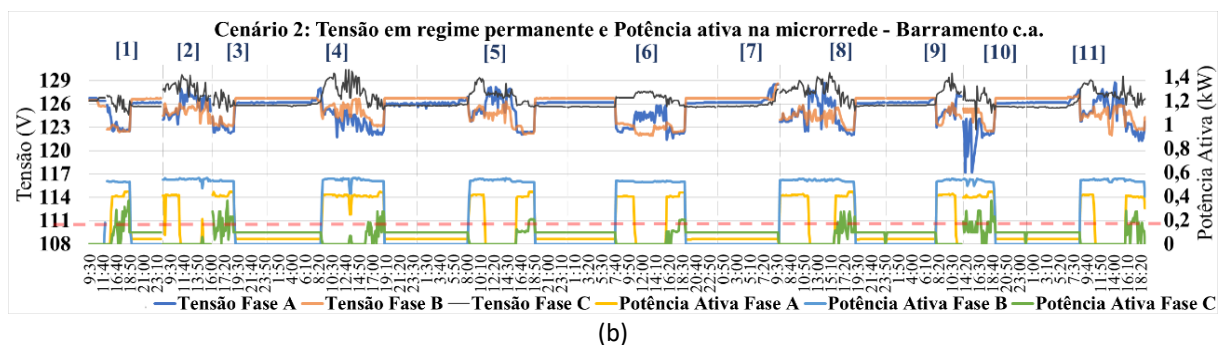


Gráfico 5 – Cenário 2: Tensão em regime permanente e Potência ativa na MR: (a) *Cluster B* e (b) Barramento c.a (conclusão)



(b)
Fonte: Autores.

Levando em consideração os eventos ocorridos nos cenários 1 e 2, o sistema trifásico de eletrificação implementado mantém a tensão em regime permanente dentro dos limites estabelecidos pelo Módulo 8 do PRODIST na maior parte do tempo medido.

Para mitigar as violações verificadas no estudo quanto aos limites das variações de tensão em regime permanente, pode-se aumentar a secção transversal dos cabos da MR em determinados trechos, a fim de diminuir a impedância da linha ou ainda limitar a geração de energia quando o sistema apresenta baixa demanda (LIMA, 2017).

3.2 Fator de Potência

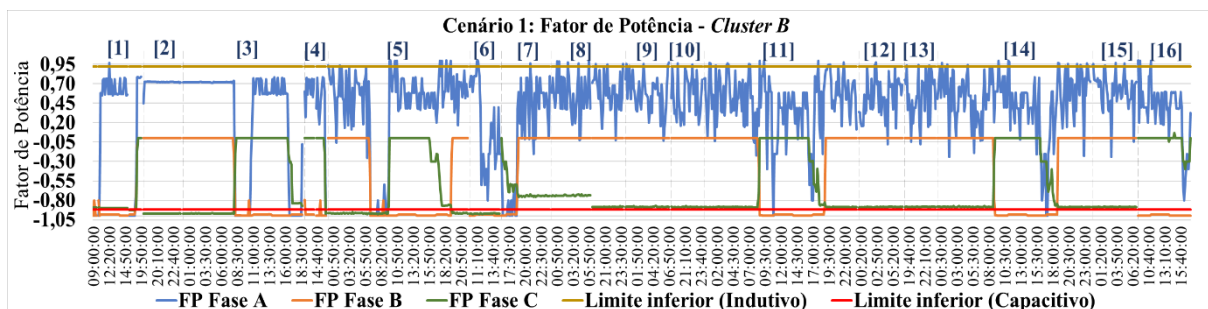
Conforme o Módulo 8 PRODIST, o Fator de Potência (FP) pode ser obtido por meio dos valores medidos de potência ativa (P) e potência reativa (Q), ou por meio da energia ativa e reativa (EA e ER, respectivamente), conforme a Equação 3 (ANEEL, 2021).

$$FP = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \text{ ou } \frac{EA}{\sqrt{EA^2 + ER^2}} \quad (3)$$

Os valores de referência para o FP para unidade consumidora ou conexão entre distribuição com tensão menor que 230 kV no ponto de conexão, tem-se a faixa entre 0,92 e 1 (indutivo e capacitivo), sem obrigatoriedade (ANEEL, 2021).

Os maiores valores de FP verificados durante o estudo (Gráfico 6) foram referentes ao Cenário 1, sendo condizentes com os momentos de operação das cargas maiores, em especial, quando as unidades consumidoras 2, 3 e 4 são conectadas na MR, demandando altos valores de potência ativa em comparação com os demais momentos medidos.

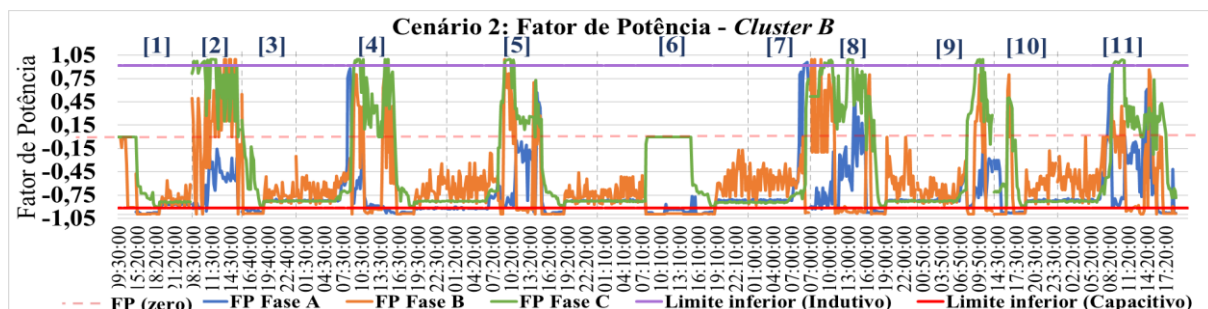
Gráfico 6 – Cenário 1: Fator de Potência do sistema.



Fonte: Autores.

No Cenário 1, dada a associação de diferentes tipos de cargas e considerando as porcentagens dos dados medidos por fase, o FP da Fase A manteve-se acima de 0,92 (indutivo) em 7% e acima de -0,70 (capacitivo) em 6,5% dos dados. Já o FP da Fase B manteve-se 40% do tempo acima de -0,70 (capacitivo) e 40,9% acima de 0,70 (capacitivo). O FP da Fase C ficou 19,2% das medições acima de -0,70 (capacitivo). No Cenário 2 (Gráfico 7), a porcentagem de medições de FP que ficaram acima de 0,92 para as fases A, B e C foram 0,40%, 0,99% e 6,45%, respectivamente, e acima de -0,70 de FP foram 1,19%, 2,58% e 10,52%, respectivamente.

Gráfico 7 – Cenário 2: Fator de Potência do sistema.



Fonte: Autores.

Nas UCs e na MR há presença de carga não-lineares, como os circuitos e reatores eletrônicos em refletores a LED e lâmpadas fluorescentes tubulares, essas cargas não-lineares introduzem distorções harmônicas na corrente e, consequentemente, na tensão, o que impacta a relação entre a potência ativa e a potência aparente, afetando assim o FP (MIKKILI e PANDA, 2016, apud CARVALHO, 2022).

O baixo fator de potência no Cenário 2 está associado à injeção de potência ativa pelo sistema FV na MR, reduzindo o FP se visto pelo lado da rede. Se visto pelo lado da carga, não haverá alteração o FP em relação ao Cenário 1, caso mantidas as mesmas condições de tensão de suprimento no ensaio.

A proposta de melhoria para melhorar o sistema, propõe-se substituir de lâmpadas fluorescentes e incandescentes por lâmpadas de LED com circuito corretor de FP. Apesar de ainda conter distorções harmônicas na corrente de entrada, apresentam distorções menores e um FP de operação maior em comparação às fluorescentes, além de um consumo de energia consideravelmente menor (CARVALHO, 2022).

3.3 Distorções Harmônicas

O PRODIST Módulo 8 define distorções harmônicas como fenômenos associados às deformações nas formas de onda das tensões e correntes em relação à onda senoidal da frequência fundamental. Ele determina os seguintes indicadores de Distorção Harmônica Total de Tensão a) para todas as componentes harmônicas (DTT), b) para as componentes pares não múltiplas de 3 (DTT_p), c) para as componentes ímpares não múltiplas de 3 (DTT_i) e d) para as componentes múltiplas de 3 (DTT₃). Para avaliá-los utilizou-se da Equação 4 que calcula o DHT%.

$$DHT\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=x}^{h_{\max}} V_h^2}}{V_1} \cdot 100\% \quad (4)$$

onde, $V_h \rightarrow$ Magnitude da tensão harmônica de ordem h ; $V_1 \rightarrow$ Magnitude da tensão harmônica na frequência fundamental; $h \rightarrow$ Ordem harmônica; $h_{\max} \rightarrow$ Ordem harmônica máxima; $x \rightarrow$ todas as ordens harmônicas de 2 até h_{\max} .

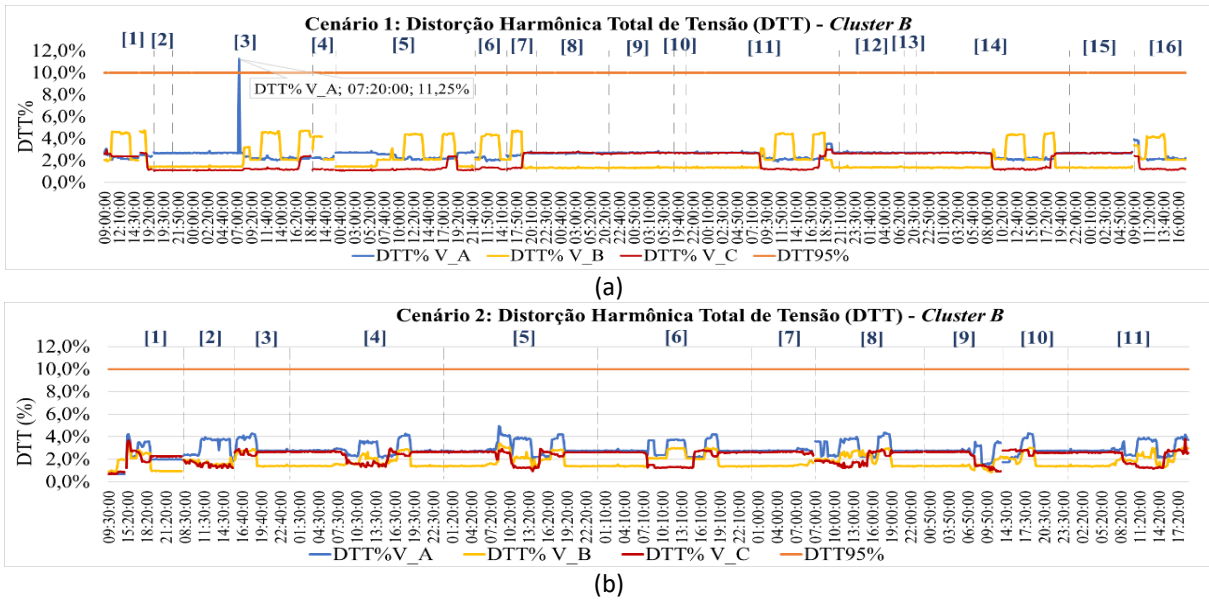
De forma semelhante à Equação 4, para os demais indicadores (DTT_p, DTT_i e DTT₃) tem-se: $x \rightarrow$ até h_{\max} com todas as ordens pares não múltiplas de 3, ímpares não múltiplas de 3 e múltiplas de 3, dependendo do caso.

De posse dos valores de DTT, DTT_p, DTT_i e DTT₃, definem-se os percentis de conformidade de 95%, com limites de 10%, 2,5%, 7,5% e 6,5%, respectivamente, para obter-se os valores DTT_{95%}, DTT_{p95%}, DTT_{i95%} e DTT_{395%} (ANEEL, 2021).

A fim de verificar se o sistema implementado opera com os indicadores abaixo do valor máximo desejável à rede de distribuição, avaliou-se as componentes harmônicas medidas no sistema por meio do Analisador de QEE 1 acoplado na saída do *Cluster B*.

Os indicadores DTT% e DTT_p% foram os únicos que ultrapassaram as faixas definidas, porém estão dentro dos 5% permitidos, seguindo o PRODIST, visto que durante a realização de ensaios para o Cenário 1, houve a ultrapassagem em apenas 0,1%. O Gráfico 8(a) mostra o DTT% ultrapassando o limite somente no dia 3 do estudo, no momento de acionamento das UCs 2, 3 e 4. Nos demais dias, o DTT% permaneceu dentro da faixa adequada. No Cenário 2, o limite não foi excedido (Gráfico 8(b)).

Gráfico 8 – Distorção Harmônica Total de Tensão (DTT) na saída do Cluster B: (a) Cenário 1 e (b) Cenário 2.



Fonte: Autores.

De acordo com o indicador $DDT_p\%$ (Gráfico 9(a)) do Cenário 1 houve maior ocorrência de tensão com harmônicos pares não múltiplos de 3 em dois dias: um no dia 3 e cinco no dia 16 do estudo, os quais coincidem com o acionamento das UC's, variação de frequência e irradiância em seu valor mais elevado do dia. Nos demais dias, as distorções ficaram em torno de 2%, não excedendo o percentil $DDT_p95\%$, ou seja, menos que 5% de ocorrências que ultrapassam o valor limite do indicador.

No Cenário 2, o $DDT_p\%$ (Gráfico 9(b)) excedeu o limite nos dias 1 e 5 do estudo dada às contribuições das potências injetadas pelos geradores GFV 3 e 7 distribuídos ao longo da MR, simultaneamente, influenciadas diretamente aos momentos com altos valores de irradiância no dia. Mesmo identificado pontualmente dados medidos acima, apenas 1,5% das leituras ultrapassaram o limite estabelecido para este indicador no cenário 1, ou seja, o $DDT_p\%$ continuou enquadrado pelo PRODIST.

Gráfico 9 – Distorção Harmônica Total de Tensão para Componentes pares não múltiplas de 3 (DDT_p) na saída do Cluster B: (a) Cenário 1 e (b) Cenário 2 (continua).

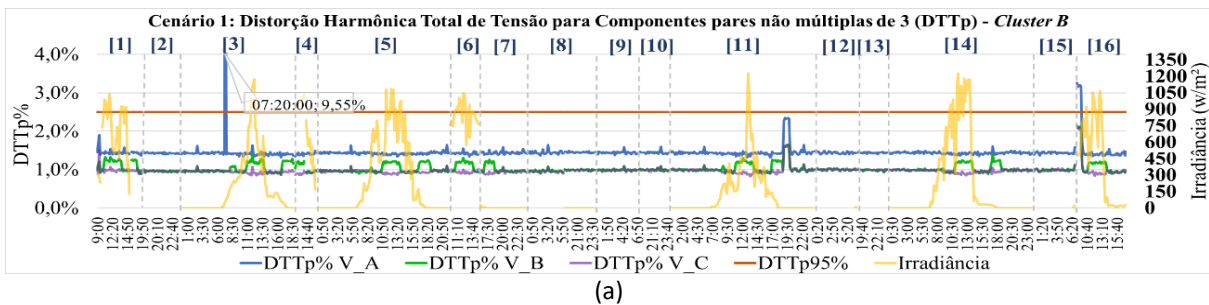
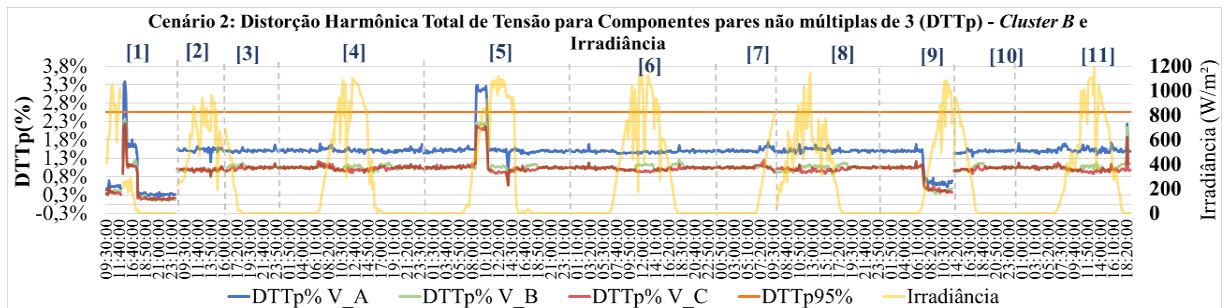


Gráfico 9 – Distorção Harmônica Total de Tensão para Componentes pares não múltiplas de 3 (DTTp) na saída do *Cluster B*: (a) Cenário 1 e (b) Cenário 2 (conclusão).



(b)

Fonte: Autores.

No Cenário 2, com a diminuição da irradiância incidente no plano dos geradores fotovoltaicos, reduz-se a contribuição de potência ativa injetada na MR pelas GDs e também o FP do inversor *grid-tie* é reduzido, logo há um aumento nas distorções harmônicas no sistema, devido ao baixo carregamento nos inversores, como explicado em Albuquerque (2019), assim, parte do conteúdo harmônico da rede também se deve à injeção de correntes com altos níveis de distorção na rede pelos inversores *grid-tie* quando operam em baixo carregamento.

A mitigação das componentes harmônicas pode ser feita com filtros passivos ou ativos. Porém, as medições sob os cenários 1 e 2 identificou-se que as distorções presentes no sistema do estudo não ultrapassaram os 5% permitidos dos limites estabelecidos na maior parte do tempo. Portanto, verifica-se que não há a necessidade dessa ação.

3.4 Variação de Frequência

Em sistemas elétricos isolados baseados em fontes renováveis são utilizados equipamentos “formadores de rede”, dispositivos de condicionamento de potência capazes de gerar sinais de referência de tensão e frequência.

Segundo o Módulo 8 do PRODIST, a operação da geração e do sistema de distribuição devem estar situadas entre 59,9 Hz e 60,1 Hz em condições normais e em regime permanente. E quando numa faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz houver distúrbios, a supridora de energia deve retornar à frequência em um intervalo de tempo de 30 segundos.

Em ambos os cenários de ensaios, a maior variação de frequência constatada ocorreu no início da medição, conforme é apresentado nos Gráficos 10 e 11. Tal variação foi resultado do chaveamento para entrada das cargas do sistema. Já as demais oscilações são consequência dos acionamentos e desacionamentos de cargas, cuja finalidade é simular o perfil de carga residencial. As variações de frequência também são influenciadas pelo funcionamento dos inversores bidirecionais com base no princípio denominado de *Frequency Shift Power Control* – FSPC (Controle de Potência via Mudança de Frequência).

Gráfico 10 – Frequência do sistema no Cenário 1: (a) Cluster B e (b) Barramento c.a.

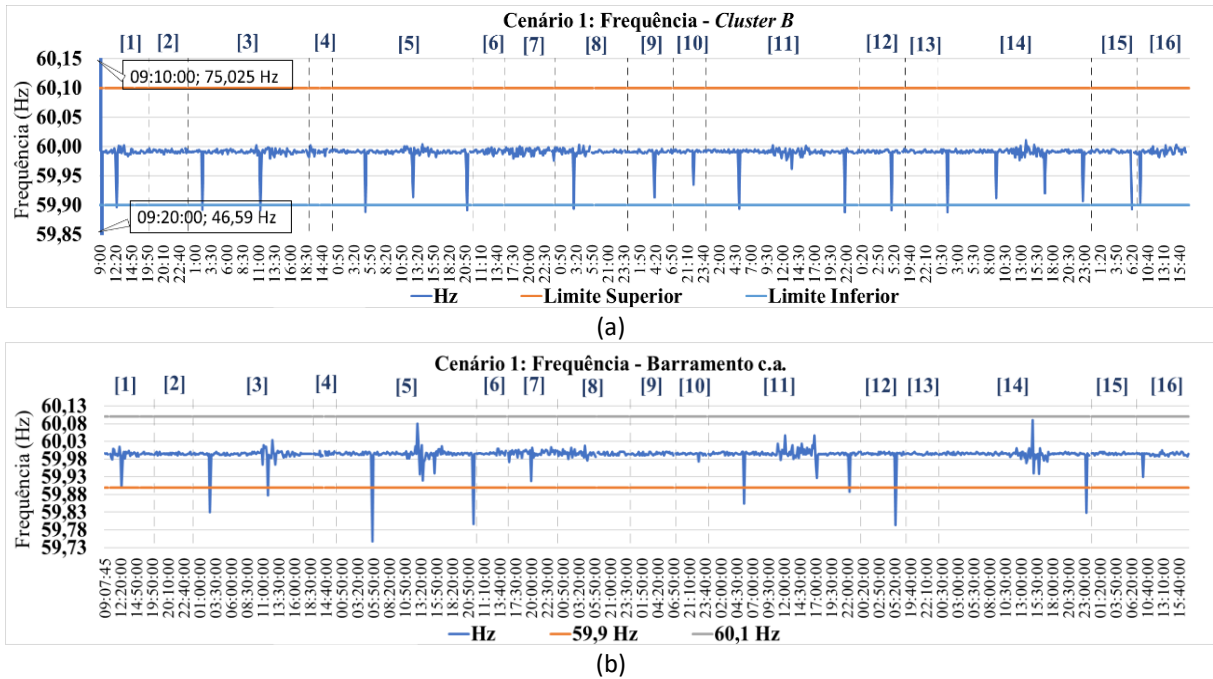
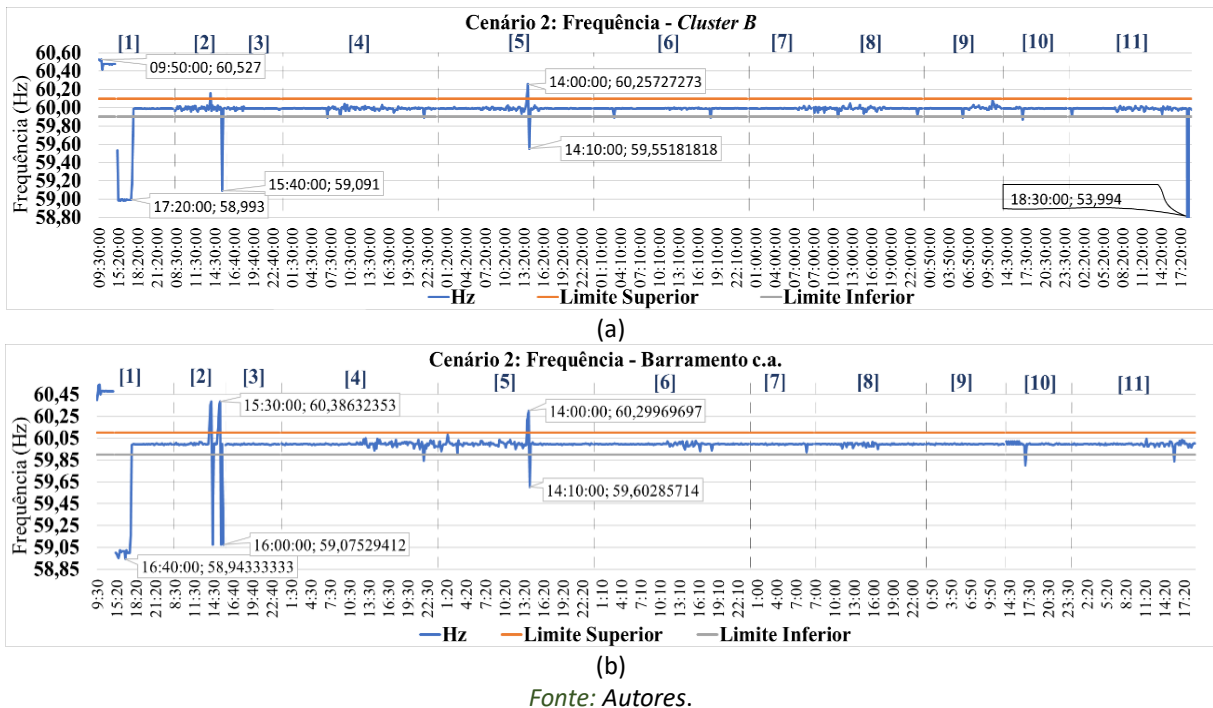


Gráfico 11 – Frequência do sistema no Cenário 2: (a) Cluster B e (b) Barramento c.a.



O FSPC funciona da seguinte maneira, quando o banco de baterias se encontra com o estado de carga em 100%, o inversor bidirecional, a fim de evitar sobrecarga ao banco, aumenta a frequência para desconectar os geradores *grid-tie* da MR e quando a carga do banco está muito baixa, ele diminui a frequência para estimular a injeção de energia ativa, visto que, estes inversores possuem uma faixa de frequência restrita para o funcionamento (SMA AMERICA, 2015). A redução da frequência é evidente no Cenário 1 (Gráfico 10), pois devido a uma demanda elevada o inversor bidirecional tende a reduzir a frequência, visando estimular a injeção potência ativa na rede, como nesse cenário não havia GD conectada ao longo da MR, esse processo ocorreu diversas vezes. Por outro lado, no Cenário 2 (Gráficos 11), há ocorrências de sobrefrequências geradas pelo inversor bidirecional, no sentido de reduzir a injeção de potência ativa por parte das GDs, dessa vez conectadas ao longo da MR.

Considerando o Cenário 2 no intervalo 5 dos ensaios (Gráfico 11), o período do dia de maiores irradiâncias fizeram a geração distribuída fornecer energia suficiente para alimentar tanto às cargas quanto carregar o BB-01. Evidentemente, das 12h às 14h, o aumento na geração foi responsável pelo fluxo reverso de potência no sistema.

Portanto, pode-se verificar que o acréscimo de geradores distribuídos ao longo da rede realizado no Cenário 2, já serviu como parte da solução quanto à variação de frequência do Cenário 1, onde o FSPC afetava o sistema com ocorrências de subfrequências, com a intenção de estimular a injeção de potência ativa. Com a adição de GDs aumentou-se a potência disponível para suprir a rede de distribuição, assim, o descarregamento total do banco foi minimizado.

3.5 Desequilíbrio de Tensão

O Desequilíbrio de Tensão é o fenômeno no qual ocorrem alterações nos valores nominais de amplitude e fase das tensões trifásicas, como por exemplo, a sua ocorrência pode estar associada à conexão desigual de cargas mono ou bifásicas em sistemas trifásicos ou cargas trifásicas desbalanceadas com maior impacto à rede (ANEEL, 2021; DECKMANN; POMILIO, 2020).

O cálculo do Desequilíbrio de Tensão, ou Fator de Desequilíbrio (FD), explicitado no Módulo 8 do PRODIST, é feito conforme a Equação 5.

$$FD\% = 100 \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \quad (5)$$

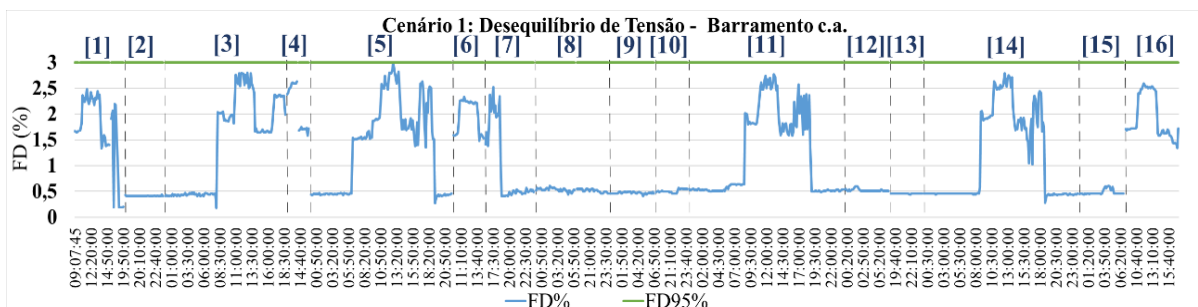
onde, o β pode ser obtido utilizando-se a Equação 6.

$$\beta = \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2)^2} \quad (6)$$

Para avaliar o desequilíbrio de tensão utiliza-se o percentil FD95%. Este percentil considera 95% das 1.008 leituras válidas que permanecem abaixo do limite estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST, sendo 3% para o indicador FD% (Fator de Desequilíbrio Percentual).

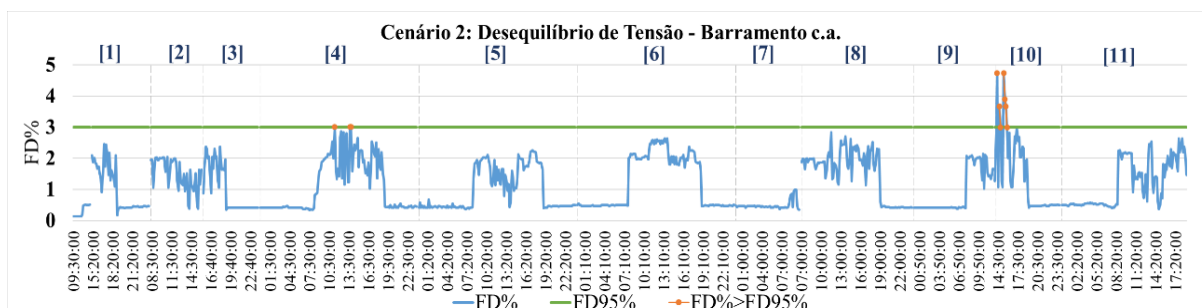
Os Gráficos 12 e 13 apresentam os resultados do FD% para o Cenário 1 e o Cenário 2 com medições no Barramento c.a. nos diferentes dias de ensaio, respectivamente.

Gráfico 12 – Desequilíbrio de Tensão no Cenário 1: Barramento c.a.



Fonte: Autores.

Gráfico 13 – Desequilíbrio de Tensão no Cenário 2: Barramento c.a.



Fonte: Autores.

As UCs do sistema foram instaladas ao longo da MR visando também provocar o desequilíbrio entre as fases, situação comum em pequenos sistemas de eletrificação isolados. Para o ponto de medição considerado (Barramento c.a.), como esperado foi possível observar, em ambos os cenários (Gráficos 12 e 13), que os maiores desequilíbrios registrados foram devido à proximidade das maiores cargas, neste caso, as pertencentes às unidades consumidoras 2, 3 e 4.

Além do comportamento das cargas citadas anteriormente, os desequilíbrios de tensão no Cenário 2 sofreram influência da geração de energia advinda dos sistemas fotovoltaicos conectados à MR (GFV-01, GFV02, GFV-03, GFV-06 e GFV-07), como em Albuquerque (2019). Outro fator se dá pelas quantidades de potência ativa dos sistemas fotovoltaicos injetadas entre as fases de forma desbalanceada aumentando o FD, de acordo com Medeiros (2014).

Por exemplo, a ultrapassagem do valor limite estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST, nos dias 4 e 9 de respectivo ensaio, coincidem com os horários nos quais houve maior geração de energia pelas gerações distribuídas, porém foram apenas 1% das ocorrências registradas, não superando os 5% permitidos.

Como ação de melhoria da rede é indispensável a adição de GDs próximo do Barramento c.a. na fase A, onde se tem maior consumo de energia e demanda, ou melhor instalar GFVs nas UCs neste ponto da MR, onde diminuiria a necessidade do uso da energia proveniente da MR. Como também, estas adições serviriam para aumentar a tensão onde a queda de tensão é evidente no fim da rede. No entanto, há uma preocupação pelo fato de que a injeção de potência ativa das GDs eleva a tensão em períodos de baixa demanda, mas com a utilização de armazenamento (como o BB-01 empregado no sistema em estudo), essa elevação é minimizada pela absorção desse excedente de energia (MEDEIROS, 2014).

3.6 Flutuação de Tensão

A Flutuação de Tensão, conforme o Módulo 8 do PRODIST, está ligada diretamente ao fenômeno de cintilação conhecido também como *flicker*. O efeito *flicker* é a variação na intensidade de iluminação percebida pela visão humana em decorrência de flutuações da magnitude da tensão, que podem ser repetitivas, esporádicas ou aleatórias e não exceda 10% do valor de referência. Os indicadores de flutuação de tensão são o P_{st} (determinada num período contínuo de 10 minutos), o P_{lt} (período de 2 horas) e o $P_{st95\%}$ obtido dos valores de P_{st} que foram superados em apenas 5% das 1.008 leituras válidas (Deckmann e Pomilio, 2020).

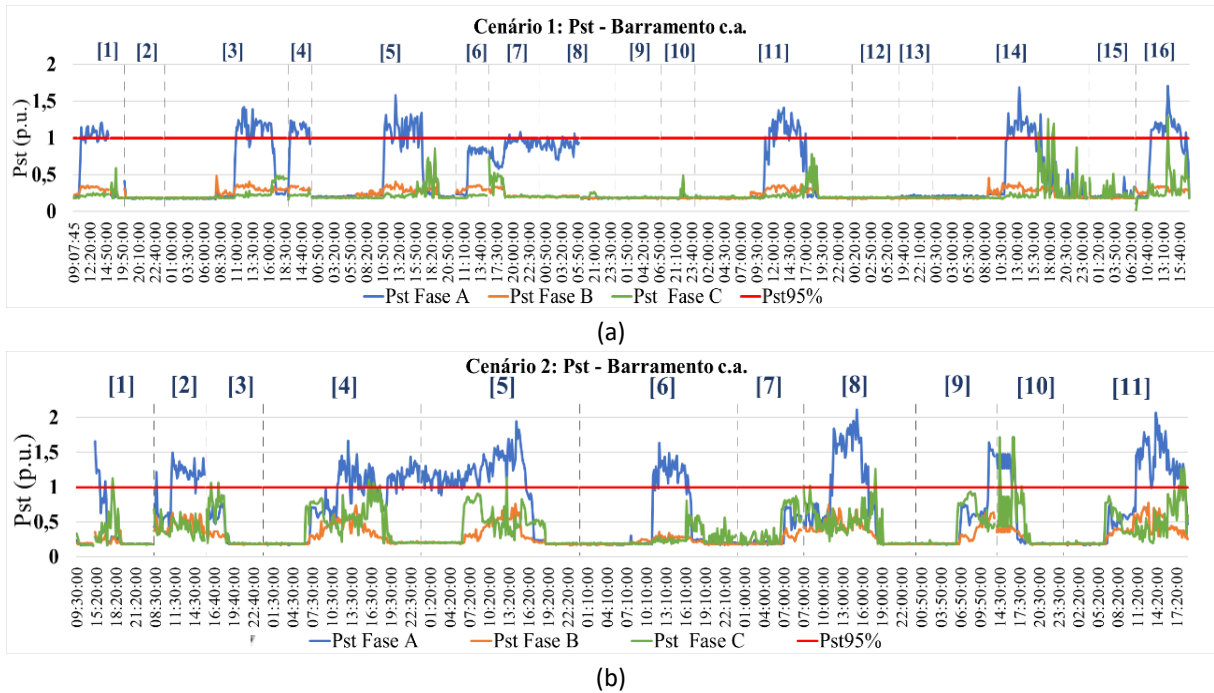
Segundo o Módulo 8 do PRODIST, as Equações 7 e 8 determinam os indicadores P_{st} e P_{lt} , respectivamente, porém somente a Equação 8 foi empregada no tratamento dos dados, pois o Analisador utilizado já forneceu os valores de P_{st} . A avaliação é realizada com o indicador $P_{st95\%}$ e não deve ultrapassar 1 p.u. para sistemas com tensão menor que 2,3 kV.

$$P_{st} = \sqrt{0,0314P_{0,1} + 0,0525P_1 + 0,0657P_3 + 0,28P_{10} + 0,8P_{50}} \quad (7)$$

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} (P_{st_i})^3} \quad (8)$$

No Cenário 1 (Gráfico 14(a)), o indicador P_{st} na Fase A ultrapassou o limite de 1 p.u. em 181 amostras (cerca de 18% das amostras). Com relação à Fase C, o limite foi ultrapassado em 5 amostras (corresponde a 0,5% das amostras). As Flutuações de Tensão foram facilmente perceptíveis devido à proximidade com cargas maiores. No Cenário 2 (Gráfico 14(b)), o P_{st} na Fase A ultrapassou o limite em 312 amostras (31%) e o P_{st} na Fase C apresentou 18 amostras acima de 1 p.u., cerca de 2%.

Gráfico 14 – Severidade de Flutuação de Tensão de Curta Duração: (a) Cenário 1 e (b) Cenário 2.



Fonte: Autores.

Vale reforçar que no Cenário 1 não há GD, conseqüentemente as cargas são alimentadas pela energia contida no banco de baterias. O banco de baterias por apresentar níveis baixos de carga em alguns momentos durante os dias dos ensaios, fez com inversor bidirecional (*Sunny Island*) *master* do *Cluster B* suspendesse o atendimento das cargas. Por sua vez, no Cenário 2, com a adição das GDs, o sistema permaneceu alimentado ininterruptamente por vários dias, contudo, de acordo com Medeiros (2014) a geração distribuída ao longo da MR contribui para a flutuação de tensão, onde o efeito de flutuação no Cenário 1 está relacionado com a operação das cargas conectadas e no Cenário 2 soma-se o efeito das GDs ao efeito das cargas, e tem-se ainda mais flutuações na rede, com variações em torno alcançando 1,6 p.u. no Cenário 1 para 2,2 p.u. no Cenário 2, devido à injeção de potência ativa de cada gerador conectado.

Com relação ao Plt para todo os períodos dos estudos, considerando o limite de 1 p.u., por esse indicador ser obtido do Pst., observou-se para o Cenário 1 que somente a Fase A ultrapassou a faixa de 1 p.u., em torno de 1% (14 dados) dos valores. As demais fases mantiveram-se abaixo de 0,8 p.u. No Cenário 2 com adição de GDs, houve um aumento para 3% (29 dados) nas Flutuações acima de 1 p.u. na Fase A. As outras fases continuaram abaixo de 1 p.u., mas com um aumento aparente.

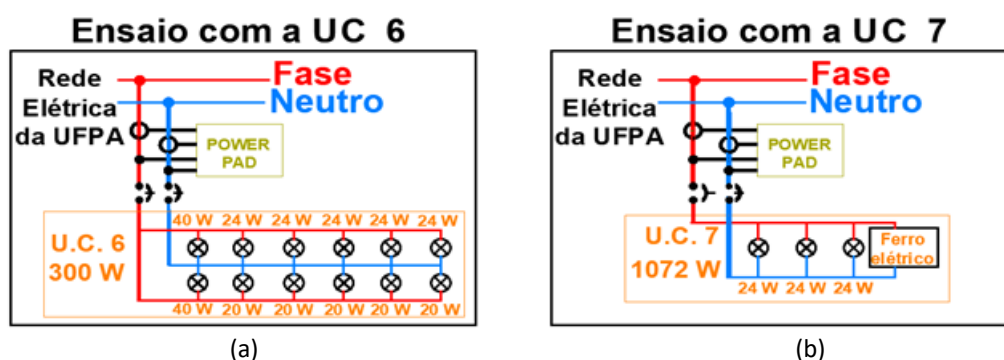
Os dados de severidade de flutuação de tensão foram obtidos somente do medidor conectado no fim da MR, coincidentemente, onde estavam as UCs com maiores demandas, logo é necessário levar em consideração que os impactos na rede provocados por essas UCs são minimizados pela impedância série da MR à medida que a distância do ponto de ligação da carga aumenta e a amplitude das flutuações tende a diminuir.

Geralmente, as estratégias de mitigação de flutuações de tensão se concentram em aumentar a capacidade de curto-circuito (em relação à potência da carga) no ponto de conexão onde uma carga flutuante está ligada, utilizando compensadores ou estabilizadores, estáticos ou dinâmicos. Dentre as formas para aumentar a capacidade de curto-circuito, conforme Pontes (2000), seriam o aumento da seção transversal dos condutores, porém, o elevado custo torna inviável devido ao pequeno porte da MR.

3.7 Variação de Tensão de Curta Duração (VTCD)

Os eventos de VTCD incluem interrupção, afundamento e elevação de tensão, correspondendo a desvios significativos na amplitude da tensão por um intervalo de tempo inferior a 3 minutos, segundo o Módulo 8 do PRODIST. Estes eventos não foram capturados durante os ensaios dos cenários por indisponibilidade de equipamento que fizesse a leitura contínua desses eventos. Para avaliar a presença desse fenômeno foram feitos ensaios individuais com medições em duas UCs (UC 6 com 300 W – Figura 5(a), e UC 7 com 1.072W – Figura 5(b)). Assim, avaliou-se a ocorrência de transientes nos acionamentos simultâneos das cargas presentes em cada uma dessas unidades consumidoras.

Figura 5 – Diagramas do ensaio das UC 6 e 7.

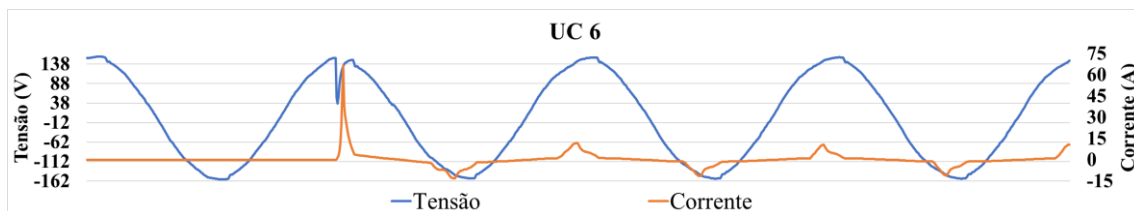


Fonte: Autores.

As respostas obtidas revelaram pequenos distúrbios de curta duração, menores que 0,5 ciclo. Considerando que o Módulo 8 do PRODIST não caracteriza afundamentos de tensão com duração menores que 0,5 ciclo (Gráficos 15 e 16), a UC 6 apresentou correntes impulsivas e distorções elevadas por predominância de cargas não lineares e capacitivas e na UC 7 apresentou-se baixas distorções pelas características de cargas resistivas.

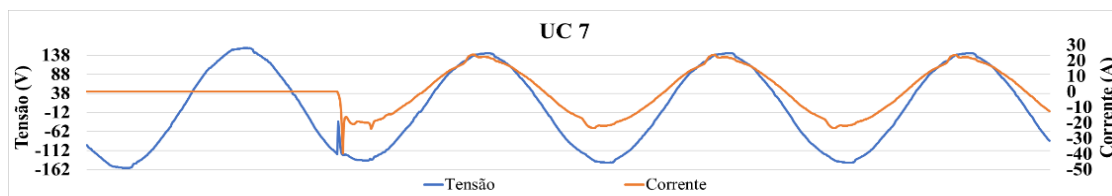
Embora haja registros de VTCD na MR, o PRODIST não define valores de referência específicos para VTCD em redes de baixa tensão.

Gráfico 15 – Forma de onda da Tensão e Corrente da leitura da UC 6.



Fonte: Autores.

Gráfico 16 – Forma de onda da Tensão e Corrente da leitura da UC 7.



Fonte: Autores.

4 CONCLUSÃO

Implementou-se um sistema elétrico experimental isolado suprindo microrrede (MR) de distribuição de energia para a avaliação da qualidade segundo o Módulo 8 do PRODIST, em dois diferentes pontos de interligação da MR e em dois diferentes cenários (com e sem GD na MR). O sistema incluía inversores bidirecionais e grid-tie, geradores fotovoltaicos, armazenamento em baterias, MR distribuição c.a. e cargas variadas (lineares e não-lineares). Com base em uma curva de carga teórica e tipicamente residencial, definiu-se um perfil de carga padrão utilizado nos dois cenários de estudos.

Os ensaios simularam as condições de uma MR isolada da concessionária, tendo autonomia no suprimento por baterias, adequado aos momentos de baixa e nenhuma geração fotovoltaica.

Essa verificação foi feita com os dados que foram capturados em diversos pontos da MR utilizando analisadores de qualidade de energia e outros medidores. Além disso, com a padronização do perfil de carga se pôde realizar comparações entre os eventos ocorridos nos cenários estudados.

Dos resultados destaca-se as maiores sobretensões ocorreram quando se conectou as GDs (Cenário 2) e quando as cargas foram acionadas simultaneamente no final da MR.

Como em Albuquerque (2019), foi possível constatar que o banco de baterias (BB-01) precisa ser substituído devido ao descarregamento abrupto durante as medições.

Com relação às variações de tensão em regime permanente, houve a permanência dos valores rms dentro dos limites e somente dois casos isolados de ultrapassagem. E sugere-se algumas melhorias no sistema, como a troca de cabos em determinados trechos da MR, a fim de diminuir a impedância da linha ou ainda limitar a geração de energia quando o sistema apresenta baixa demanda para melhorar o desempenho do sistema, como por exemplo, em relação à regulação da frequência de suprimento.

As variações de frequência são devidas ao funcionamento dos inversores bidirecionais (*Sunny Islands*), pois utilizam essa variação para controlar a injeção de potência ativa dos inversores *grid-ties*, portanto, com adição de GD no fim da rede, a necessidade de “solicitação” de energia ativa diminuiria as variações, seriam também menores a queda de tensão no fim da MR, os desequilíbrios de tensão e as flutuações.

Também associada à operação de geração e cargas na MR, a presença de dispositivos eletrônicos na MR e em momentos de baixo carregamento dos inversores *grid-tie*, influenciam diretamente no aumento de distorções harmônicas nas correntes injetadas na rede, que contribuem para a ocorrência de casos com medição de baixo FP.

Em relação à ocorrência de VTCD, as respostas obtidas foram apenas para pequenos distúrbios de curta duração, identificando-se a ocorrência de afundamentos de tensão menores que 0,5 ciclo, que não caracteriza como variação momentânea da tensão, segundo o Módulo 8 do PRODIST.

A geração distribuída contribui para a confiabilidade do sistema, bem como, identifica-se que a adição de geradores distribuídos na microrrede trazem consigo alguns desafios relacionados à qualidade do suprimento de energia, como distorções harmônicas na corrente quando os inversores operam em baixo carregamento, as flutuações de tensão características das UCs com grande influência da irradiância incidente no plano do gerador fotovoltaico, porém eventos de qualidade de energia que não afetaram a ponto de haver falhas ou desligamento total no sistema. Portanto, o sistema elétrico mostrou-se viável para operação nesse tipo de instalação (microrredes trifásica formada por inversores bidirecionais e geração distribuída por sistemas fotovoltaicos), dada à operação com indicadores de qualidade de energia dentro de limites estabelecidos pelo PRODIST, entretanto, ainda se pode agregar algumas implementações futuras em sua infraestrutura e configurações para seu melhor funcionamento e eficiência.

REFERÊNCIAS

ALBUQUERQUE, L. O. **Avaliação da Qualidade do Suprimento de Energia Elétrica no Laboratório de Sistemas Híbridos e Microrredes do Gedae/Ufpa**. 2019. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Faculdade De Engenharias Elétrica e Biomédica, Universidade Federal do Pará, Belém, Pará.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. 2021.

BARCELOS, S. L. MATOS, J. G. RIBEIRO, L. A. S. Análise de Diferentes cenários de Integração de Geração Intermitente na Microrrede Isolada da Ilha de Lençóis através de Modelagem no PSCAD/EMTDC. *In: Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos 2020 (SBSE2020)*. Vol. 1. 2020. Anais Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos Disponível em: < https://www.sba.org.br/open_journal_systems/index.php/sbse/article/view/2165 >.

BECKER, L. R. DIAS, J. B. PILLOT, B. D. F. *In: CONFERÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIAS INTELIGENTES - CIEI&EXPO 2016, 2016, Curitiba* **Análise Experimental de uma Microrrede Fotovoltaica Isolada e Conectada à Rede**. 2016, Curitiba.

CARVALHO, J. K. S. **Análise e Comparação sobre Diferentes Formas de Controle de Filtros Ativos Trifásicos em Diferentes Situações do Sistema Elétrico**. 2022. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação). Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás. Itumbiara, Goiás.

DECKMANN, S. M.; POMILIO, J. A. **Avaliação da Qualidade da Energia Elétrica**. FEEC/DSE. Unicamp. 2020.

HEMA. **Instituto de Energia e Meio Ambiente – Assessment of Resources for the Universalization of Electrical Energy Access in the Legal Amazon**. Disponível em - < bit.ly/3RBpaFL >.

LIMA, D. F. **Mitigação de Variações de Tensão Causadas pela Proteção Anti-Ilhamento de Geradores Distribuídos via Controle de Taps de Reguladores de Tensão**. Dissertação de Mestrado. USP, São Paulo, São Paulo: 2017.

SMA America, **Sunny Island 4548-US/6048-US: Operating Manual**. SI4548_6048-US-BE-en-21. Version 2.1. Denver, Colorado, USA: 2015.

SOUZA, D. K. Dias, J. B. **Análise Da Qualidade Da Energia Do Inversor De Uma Microrrede Fotovoltaica Isolada Alimentando Cargas Típicas Residenciais**. VII CBENS, VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado. 2018.

VERAS, L. S. **Análise de Desempenho de uma Microrrede Isolada Baseada em Energia Solar Fotovoltaica – O caso da Ilha Grande**. Dissertação de mestrado. São Luís - MA. 2020. Disponível em: < bit.ly/45yClwQ >.

WHAITE, S. GRAINGER, B. KWASINSKI, A. **Power Quality in DC Power Distribution Systems and Microgrids**. Energies. 2015.