

Avaliação de Impactos na Qualidade de Energia Elétrica: Inserção de uma Unidade de Geração Distribuída Fotovoltaica

Liz R. A. Ferreira* Eduardo A. dos Santos*
Rodrigo B. Otto*

* *Laboratório de Automação e Simulação de Sistemas Elétricos, Fundação Parque Tecnológico Itaipu, (e-mail: liz.ferreira@pti.org.br, eduardo.as@bolsista.pti.org.br, rodrigobueno@pti.org.br).*

Abstract: The insertion of distributed generation (DG) in the electricity network raises concerns about power quality (PQ). The matter is due to the reformulation that the electric sector has been experiencing when the consumer generates its energy and injects it into the electrical network. This work presents the analysis of the PQ of a rural property that is located in the city of Cafelândia/Paraná, before and after the insertion of the distributed photovoltaic generation unit in the low voltage network. The values obtained in the data collections were compared to the limits established by Prodist.

Resumo: A inserção da geração distribuída (GD) na rede elétrica gera preocupação no âmbito da qualidade de energia elétrica (QEE). A preocupação é decorrente da reformulação que o setor elétrico vem experimentando, quando o consumidor gera a sua própria energia e injeta na rede elétrica. Este trabalho apresenta a análise da QEE de uma propriedade rural que está localizada na cidade de Cafelândia/Paraná, antes e após a inserção da unidade de geração distribuída fotovoltaica na rede de baixa tensão. Os valores obtidos nas coletas de dados foram comparados aos limites estabelecidos pelo Prodist.

Keywords: Power Quality; Impact Assessment; Distributed Generation; Photovoltaic System Connected to the Grid; Prodist.

Palavras-chaves: Qualidade de Energia Elétrica; Avaliação de Impactos; Geração Distribuída; Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede; Prodist.

1. INTRODUÇÃO

O termo Qualidade de Energia Elétrica (QEE) possui várias definições. A *International Electrotechnical Commission* (IEC) define a QEE como “Características da eletricidade em um determinado ponto do sistema elétrico, avaliadas com base em um conjunto de parâmetros técnicos de referência”. Essa definição de QEE está relacionada não ao desempenho do equipamento, mas à possibilidade de medir e quantificar o desempenho do sistema de potência. Veja IEC (2003).

No Brasil, a QEE é normatizada pelos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (Prodist) ANEEL (2018), a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) reuniu várias referências nesse documento. O Prodist é dividido em onze (11) módulos e uma cartilha e tem o objetivo de normatizar e padronizar as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Este trabalho apresenta um estudo de caso e avaliação de impactos na QEE decorrente da inserção de uma unidade de Geração Distribuída (GD) fotovoltaica na rede de distribuição de Baixa Tensão (BT). A propriedade rural em estudo dedica-se a avicultura e se encontra localizada em Cafelândia, região Oeste do Paraná. Foram

considerados como base de dados os registros coletados através do analisador de QEE instalado na entrada de serviço da propriedade antes e após a inserção da GD na rede de BT. Os valores obtidos nas medições foram avaliados conforme determina o módulo 8 do (Prodist, seção 8.1 - Qualidade do Produto).

2. QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA CONFORME REGULAMENTA O PRODIST

Em ANEEL (2018), na seção 8.1 do módulo 8, são descritos sete aspectos que caracterizam a QEE, sendo eles: Tensão em Regime Permanente (TRP), Fator de Potência (FP), distorções harmônicas, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão, variação de frequência e Variação de Tensão de Curta Duração (VTCD).

Na análise da tensão em regime permanente, são estabelecidos níveis adequados, precários e críticos de acordo com a variação da Tensão de Leitura (TL). Na Tabela 1 apresenta-se a classificação das tensões de atendimento para pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 1 kV (220/127) V. Na Tabela 2 são apresentados os valores de referência para os indicadores de QEE. As definições e formulações de cada um dos aspectos podem ser verificados em ANEEL (2018).

Tabela 1. Classificação da tensão de atendimento conforme a faixa de variação da TL.

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) Volts
Adequada	$(202 \leq TL \leq 231)/(117 \leq TL \leq 133)$
Precária	$(191 \leq TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \leq 233)$
Crítica	$(110 \leq TL < 117 \text{ ou } 133 < TL \leq 135)$ $(TL < 191 \text{ ou } TL > 233)/$ $(TL < 110 \text{ ou } TL > 135)$

Tabela 2. Valores de referência para os indicadores de QEE.

Índice	Mínimo	Máximo
VTRP		
DRP		3%
DRC		0,5%
Fator de potência		
FP	0,92	1,00
Desequilíbrio de tensão		
FD95%	-	3%
Distorções harmônicas		
DTT95%	-	10%
DTT _p 95%	-	2,5%
DTT _i 95%	-	7,5%
DTT ₃ 95%	-	6,5%
Flutuação de tensão		
Pst95%	-	1 p.u.
Variação de frequência		
F	59,9 Hz	60,1 Hz

Na Tabela 2, *DRP* representa a Duração Relativa da transgressão para tensão Precária e *DRP* a Duração Relativa da transgressão para tensão Crítica. *FD95%* representa o Fator de Desequilíbrio de tensão (*FD*) que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas. *Pst95%* representa a Severidade de Flutuação de Tensão de Curta Duração (*Pst*) que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas. *DTT* representa a Distorção harmônica Total de Tensão, *DTT_p* a Distorção harmônica Total de Tensão para as componentes pares não múltiplas de 3, *DTT_i* a Distorção harmônica Total de Tensão para as componentes ímpares não múltiplas de 3 e *DTT₃* a Distorção harmônica Total de Tensão para as componentes múltiplas de 3. As verificações de conformidade utilizam tratamento estatístico, as grandezas estarão em conformidade com o estabelecido se 95% das amostras estiverem abaixo do limite, os indicadores são representados por *DTT95%*, *DTT_p95%*, *DTT_i95%* e *DTT₃95%*, *F* representa o valor da frequência.

As VTCD são classificadas conforme a duração e a amplitude. Segundo a Tabela 3, são classificadas em, variação momentânea de tensão (VMT) e variação temporária de tensão (VTT). A VMT divide-se em interrupção momentânea de tensão (IMT), afundamento momentâneo de tensão (AMT) e elevação momentânea de tensão (EMT). A VTT divide-se em interrupção temporária de tensão (ITT), afundamento temporário de tensão (ATT) e elevação temporária de tensão (ETT).

Na Tabela 3, V representa a amplitude da tensão (valor eficaz) em relação a tensão referência (TR), T o tempo de permanência, s segundos e m minutos.

Tabela 3. Classificação das VTCD.

Classificação	Denominação	Duração da Variação	Amplitude da tensão em relação a TR
VMT	IMT	$T \leq 3 \text{ s}$	$V < 0,1 \text{ p.u.}$
	AMT	$1 \text{ ciclo} \leq T \leq 3 \text{ s}$	$0,1 \text{ p.u.} \leq V < 0,9 \text{ p.u.}$
	EMT	$1 \text{ ciclo} \leq T \leq 3 \text{ s}$	$V > 1,1 \text{ p.u.}$
VTT	ITT	$3 \text{ s} < T < 3 \text{ m}$	$V < 0,1 \text{ p.u.}$
	ATT	$3 \text{ s} < T < 3 \text{ m}$	$0,1 \text{ p.u.} \leq V < 0,9 \text{ p.u.}$
	ETT	$3 \text{ s} < T < 3 \text{ m}$	$V > 1,1 \text{ p.u.}$

3. ESTUDO DE CASO

O Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR), possui 20,86 kWp de potência. Foram instalados na propriedade 66 módulos da marca Jinko Solar, cada módulo contém 72 células solares de silício multicristalino, de 325 Wp e eficiência igual a 19,2%.

Com o objetivo de converter a energia elétrica gerada pelo painel fotovoltaico, de CC para CA, de forma a sincronizar com a rede elétrica, foi utilizado o inversor PHB 20K-DT. Este inversor tem máxima potência de entrada igual a 27 kW e faixa de operação entre 260 VCC e 850 VCC com corrente máxima igual a 38 A. Já na saída tem potência nominal máxima de 20kW com tensão igual a 380 Vca ou 220 Vca em 60Hz trifásico, máxima corrente CA igual a 37 A, *fp* unitário e rendimento de 98,4%. Além disso, possui um filtro passivo em sua saída para manter os índices de Distorções Harmônicas de Tensão menores que 5%.

Para avaliar o impacto da conexão da unidade de geração distribuída fotovoltaica na QEE da propriedade, foi instalado no Quadro Geral de Baixa Tensão (QGBT), o analisador da marca IMS modelo PowerNET PQ-700 G4, equipamento capaz de medir os sete aspectos da QEE conforme atual regulamentação do Prodist. A instalação do analisador possibilitou a realização de coletas de dados antes e após a instalação. A instalação foi realizada colocando os Transdutores de Corrente (TC), nas fases a, b e c para medir a corrente. E os terminais referentes ao Transdutor de Potência (TP) foram colocados nas mesmas fases e no neutro a fim de mensurar as tensões.

A seguir será apresentada a análise das medições realizadas na propriedade em estudo. Os dados coletados no ano de 2018, antes da conexão do SFCR, iniciadas em 03 de maio às 15 horas e 40 minutos e finalizadas em 22 do mesmo mês as 10 horas e zero minutos, foram comparados com os dados coletados após a conexão do SFCR, no mesmo período do ano de 2019.

O mesmo intervalo foi analisado durante os dois anos para tornar possível avaliar o impacto gerado pela instalação do SFCR em condições climáticas aproximadas. Sendo que no período considerado a temperatura média na região nos anos de 2018 e 2019 foi de 25,3° e 25,7°, respectivamente. As Figuras apresentadas neste capítulo são referentes a uma semana dentro do período total analisado, sendo esta semana entre os dias 03 e 10 de maio, totalizando 1008 leituras válidas assim como regulamenta o Prodist.

As Tabelas (4), (5), (6), (7), (8), (9), (10) e (11) contém, os dados estatísticos das *TL*, *PA* e *fp*, *DTT*, *DTT_p*, *DTT_i*, *DTT₃*, *FD* e *Pst*, respectivamente. Nessas Tabelas, a segunda e terceira coluna contém informações da média

\bar{X} e do desvio padrão σ antes da instalação do sistema fotovoltaico à rede da concessionária, a quarta e quinta coluna das Tabelas, contém informações de \bar{X} e σ após a instalação do sistema fotovoltaico à rede da concessionária. A sexta coluna contém os resultados da variação em porcentagem.

As Figuras 1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 apresentam os comportamentos correspondentes as 1008 leituras válidas cada um dos aspectos analisados. Nessas Figuras, a linha azul corresponde aos valores registrados anterior à instalação do SFCR e a linha rosa corresponde aos valores registrados após a instalação do mesmo.

3.1 Análise da Tensão em Regime Permanente

Na Figura 1 observa-se as magnitudes das tensões de linha durante uma semana, anterior e posterior à instalação do SFCR. Na Figura também é indicado o limite a partir do qual a tensão é considerada precária (linha de cor preta) e o limite a partir do qual a tensão é considerada crítica (linha de cor vermelha).

Problemas relacionados com a variação de tensão em regime permanente não haviam sido registrados antes da instalação da GD. Após a conexão do sistema fotovoltaico à rede da concessionária houve um aumento nas tensões de linha devido à potência injetada na rede de BT pelo sistema fotovoltaico, que não é prejudicial à rede elétrica, pois manteve-se dentro dos limites estabelecidos pela norma vigente, veja a Figura 1 e a Tabela 4. Assim, foi possível comprovar a conexão de um único gerador distribuído já impacta no ponto de conexão.

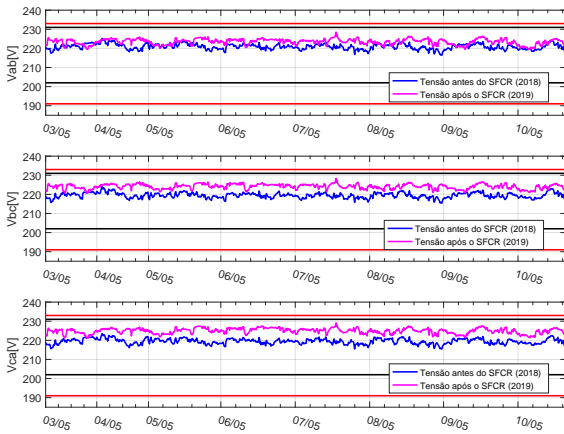


Figura 1. Tensões de linha entre os dias 03/05 e 10/05 nos anos de 2018 e 2019.

Tabela 4. Dados estatísticos das tensões de linha, antes e após a instalação do sistema fotovoltaico.

	\bar{X}	σ	\bar{X}	σ	Variação
TL	Antes	Antes	Após	Após	(%)
$V_{ab}(V)$	220,9024	1,4775	223,4877	1,4932	1,17
$V_{bc}(V)$	219,4567	1,3939	224,1016	1,2844	2,11
$V_{ca}(V)$	219,4390	1,4087	224,9110	1,4138	2,49

O aumento do nível de tensão pode ser benéfico em alguns casos, por exemplo, no caso de consumidores com

localização muito distante da geração convencional, por serem mais susceptíveis a sofrerem pela queda de tensão. Nesse caso, a GD vem como uma solução, já que a conexão pode regularizar a tensão abaixo dos níveis aceitáveis Andretta (2018). Em outras situações esse aumento do nível de tensão pode se tornar um problema, dependendo da relação entre a capacidade de geração e consumo e do ponto da rede no qual o sistema está conectado. A ANEEL adota o nível de tensão em regime permanente como o indicador principal para punição monetária das distribuidoras por eventuais não conformidades ANEEL (2008).

3.2 Análise do Fator de Potência

Mesmo antes da instalação do SFCR o FP não se mantinha dentro dos limites exigidos pela norma. Após a instalação do sistema fotovoltaico, ocorreu uma redução da quantidade de potência ativa consumida da rede, assim como representado na Figura 2, e como o painel trabalha com FP unitário, houve uma redução da relação entre a potência ativa e reativa visto pela rede, o que levou a redução do FP , tal redução pode ser observada na Tabela 5.

No período em que o FP atinge valores mais baixos, coincide com a hora em que há maior intensidade luminosa. Nesse período o SFCR estará entregando energia, fazendo com que a carga demande menos energia ativa da rede, porém mantendo a energia reativa consumida. Isso acarretará na redução da relação entre a potência ativa e reativa visto pela rede, ocasionando um baixo valor de FP . Neste caso, o consumidor não é penalizado por não manter o FP dentro dos limites considerados adequados, pois a propriedade pertence ao grupo B de consumidores, que é conforme ANEEL (2010) o grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV.

De acordo com Deckmann and J.A.Pomilio (2020), a partir do momento em que consumidores passaram a produzir potência ativa tornou-se necessário rever a maneira de determinação do FP estabelecidas no Prodist, devido a que a produção local de potência ativa leva a redução do FP , podendo portanto, incidir em penalização ao consumidor. Ainda segundo o autor, após discussões a ANEEL vedou a aplicação de penalização aos consumidores do grupo B.

Tabela 5. Dados estatísticos da potência ativa (PA) requerida da rede e FP , antes e após a instalação do sistema fotovoltaico.

Parâmetros	\bar{X}	σ	\bar{X}	σ	Variação
	Antes	Antes	Após	Após	(%)
$PA(kW)$	5,725	1,758	1,130	1,108	-84,35
FP	0,7134	0,0679	0,5591	0,5454	-21,638

3.3 Análise das Distorções Harmônicas de Tensão

A Figura 3 apresenta o comportamento do indicador DTT correspondente a cada uma das fases. Em todos os momentos dos pontos amostrados os valores do indicador sequer chegaram perto do limite máximo estabelecido pela norma que é 10%. Os dados estatísticos dos registros de DTT por fase podem ser observados na Tabela 6.

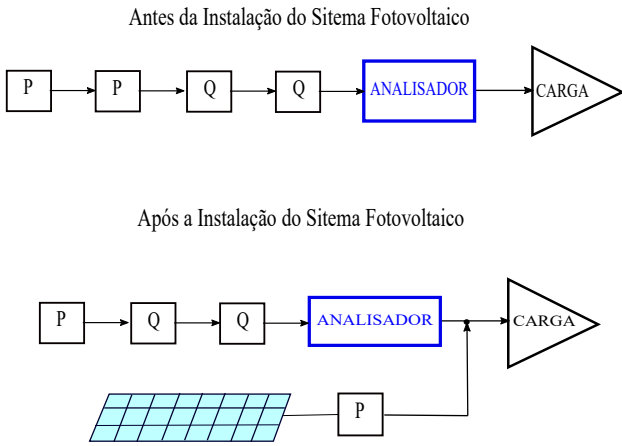


Figura 2. Diagrama de fluxo de potência antes e após a instalação do sistema fotovoltaico.

Tabela 6. Dados estatísticos dos valores de DTT correspondente às fases a, b e c, antes e após a instalação do sistema fotovoltaico.

Parâmetros	\bar{X} Antes	σ Antes	\bar{X} Após	σ Após	Variação (%)
DTT_a (%)	1.4265	0.1987	1.1170	0.1367	-21,692
DTT_b (%)	1.1270	0.1130	1.1081	0.1701	-1,677
DTT_c (%)	1.0174	0.1362	1.2465	0.1297	22,520

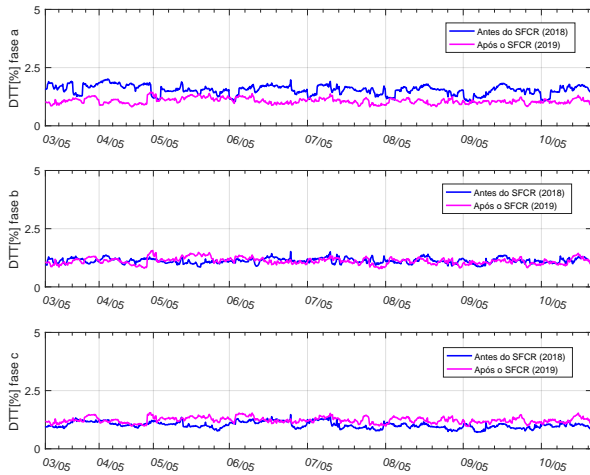


Figura 3. DTT correspondente às fases a, b e c entre os dias 03/05 e 10/05 nos anos de 2018 e 2019.

A Figura 4 apresenta o comportamento do indicador DTT_p de cada uma das fases. Em todos os momentos dos pontos amostrados os valores do indicador foram inferiores ao limite máximo estabelecido pela norma que é 2,5%. Os dados estatísticos dos registros de DTT por fase podem ser observados na Tabela 7.

Tabela 7. Dados estatísticos dos valores de DTT_p correspondente às fases a, b e c, antes e após a instalação do sistema fotovoltaico.

Parâmetros	\bar{X} Antes	σ Antes	\bar{X} Após	σ Após	Variação (%)
DTT_{pa} (%)	0.1965	0.0831	0.2105	0.0741	7,1345
DTT_{pb} (%)	0.1999	0.0840	0.2050	0.0714	2,5197
DTT_{pc} (%)	0.1960	0.0818	0.2136	0.0752	8,9816

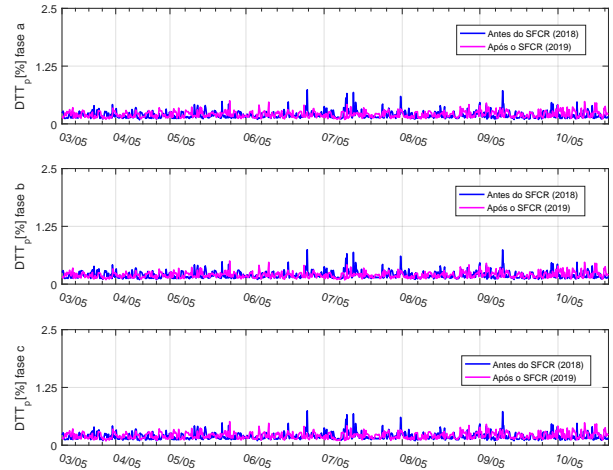


Figura 4. DTT_p correspondente às fases a, b e c entre os dias 03/05 e 10/05 nos anos de 2018 e 2019.

A Figura 5 apresenta o comportamento do indicador DTT_i de cada uma das fases. Antes e após do SFCR, a distorção não ultrapassou o limite de 7,5%. Os dados estatísticos dos registros de DTT_i por fase podem ser observados na Tabela 8.

Tabela 8. Dados estatísticos dos valores de DTT_i correspondente às fases a, b e c, antes e após a instalação do sistema fotovoltaico.

Parâmetros	\bar{X} Antes	σ Antes	\bar{X} Após	σ Após	Variação (%)
DTT_{ia} (%)	1.3407	0.1835	0.0244	0.0131	-98,1833
DTT_{ib} (%)	1.0713	0.1174	0.0278	0.0141	-97,4053
DTT_{ic} (%)	0.9299	0.1553	1.1942	0.1344	28,42

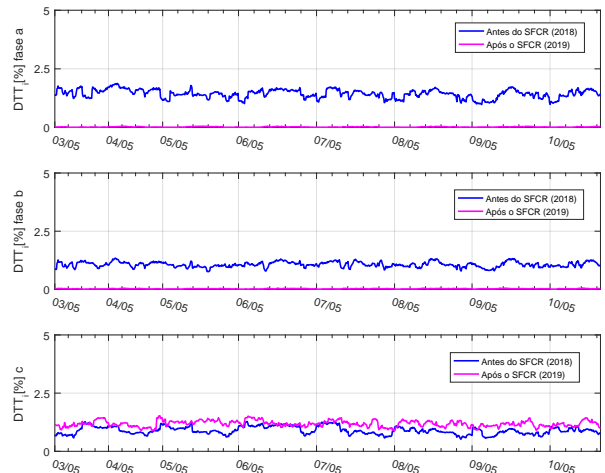


Figura 5. DTT_i correspondente às fases a, b e c entre os dias 03/05 e 10/05 nos anos de 2018 e 2019.

A Figura 6 apresenta o comportamento do indicador DTT_3 de cada uma das fases. Antes e após do SFCR, pode ser observado que a distorção não ultrapassou o limite de 6,5%. Os dados estatísticos dos registros de DTT_3 por fase podem ser observados na Tabela 9.

Tabela 9. Dados estatísticos dos valores de DTT_3 correspondente às fases a, b e c, antes e após a instalação do sistema fotovoltaico.

Parâmetros	\bar{X}	σ	\bar{X}	σ	Variação (%)
	Antes	Antes	Após	Após	
DTT_{3a} (%)	0.4223	0.1389	0.2049	0.0393	-51,4722
DTT_{3b} (%)	0.2699	0.0382	0.2569	0.0915	-4,8294
DTT_{3c} (%)	0.3247	0.1195	0.2703	0.0454	-16,7443

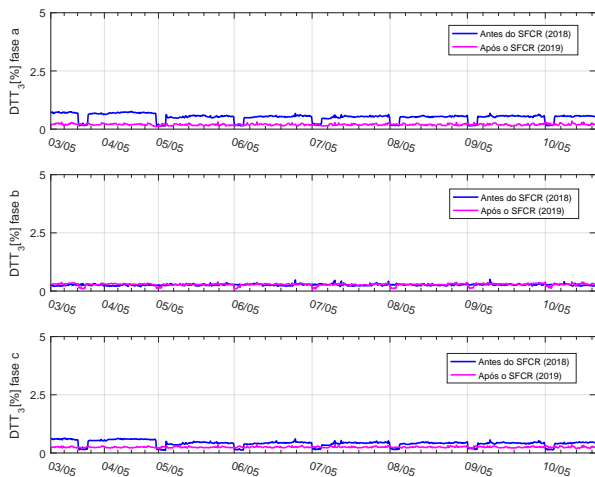


Figura 6. DTT_3 correspondente às fases a, b e c entre os dias 03/05 e 10/05 nos anos de 2018 e 2019.

3.4 Análise do Desequilíbrio de Tensão

O Fator de Desequilíbrio (FD) deve ser inferior a 3% para que o mesmo seja considerado adequado. Na Figura 7 é possível observar os valores de FD correspondentes à semana analisada. Observando a Tabela 10, pode-se notar que após a inserção do SFCR obteve-se uma redução do FD devido ao aumento da tensão entre as fases, consequentemente o valor de FD diminuiu. Isso ocorre devido ao fato de que agora parte da corrente requerida pela carga é atendida pelo sistema fotovoltaico, diminuindo a potência requerida da rede e a queda de tensão.

Tabela 10. Dados estatísticos dos valores de FD antes e após a instalação do sistema fotovoltaico.

Parâmetro	\bar{X}	σ	\bar{X}	σ	Variação (%)
	Antes	Antes	Após	Após	
FD (%)	0.4131	0.0974	0.3767	0.0870	-8,8131

3.5 Análise da Flutuação de Tensão

Para a tensão nominal menor ou igual a 1 kV o valor do indicador P_{st} é considerado adequado quando se mantém menor que 1,0. A Figura 8 apresenta os valores de P_{st} correspondente a cada uma das fases. Problemas de flutuação de tensão não haviam sido registrados anterior a instalação da GD, como pode ser visto na Figura 8. A partir da Tabela 11 é possível verificar que após a instalação do sistema fotovoltaico os valores dos indicadores P_{st} referente as três fases diminuíram, pois agora parte da potência requerida pela carga é atendida pelo sistema fotovoltaico diminuindo assim a potência requerida da rede e a queda de tensão na linha.

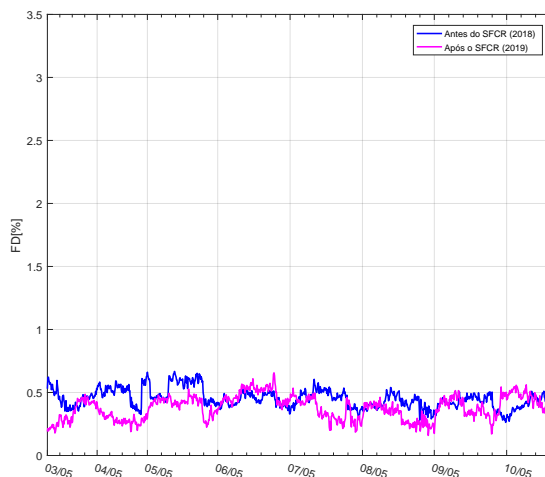


Figura 7. Desequilíbrio de tensão nos dias 03/05 a 10/05 nos anos de 2018 e 2019.

Tabela 11. Dados estatísticos dos valores de P_{st} referente cada fase, antes e após a instalação do sistema fotovoltaico.

Parâmetro	\bar{X}	σ	\bar{X}	σ	Variação (%)
	Antes	Antes	Após	Após	
P_{sta}	0.7800	0,3693	0.4500	0,2546	-42,3077
P_{stb}	0.8600	0,3748	0.5000	0,2859	-41,8605
P_{stc}	0.7100	0,3873	0.5800	0,2896	-18,3099

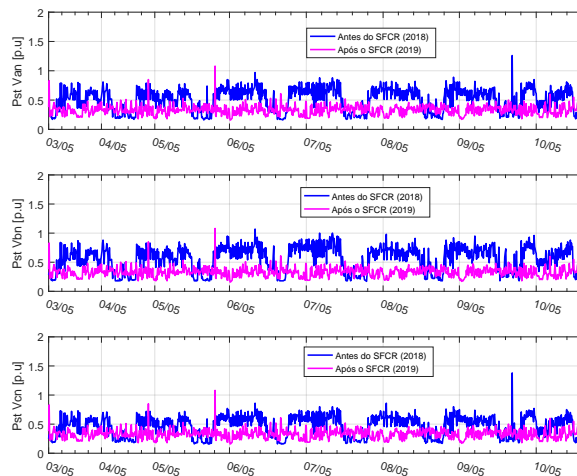


Figura 8. Indicadores de P_{st} correspondente a cada fase entre os dias 03/05 e 10/05 nos anos de 2018 e 2019.

3.6 Análise da Frequência

A frequência nominal do sistema medido é de 60 Hz, portanto, segundo a norma, a frequência deve estar entre 59,9 e 60,1 Hz. A Figura 9 apresenta os valores de frequência correspondentes à semana analisada. Unidades geradoras de pequeno porte como a instalada na propriedade em questão não participam da regulação de frequência do sistema elétrico brasileiro Filho (1984). Logo a variação da frequência não depende da instalação do SFCR, dado as dimensões do sistema ao qual está conectado. A frequência se manteve dentro dos limites vigentes pela norma durante o período analisado.

4. CONCLUSÃO

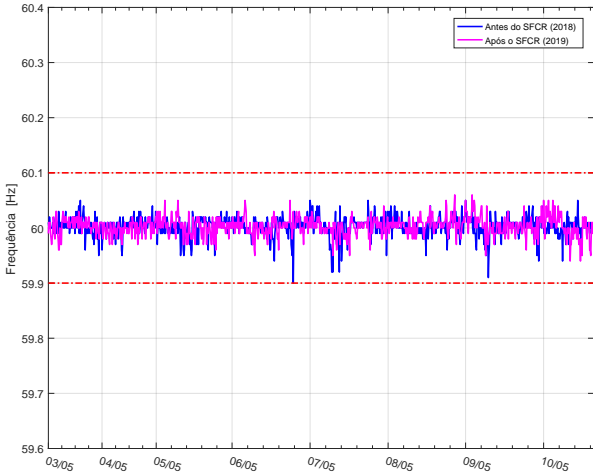


Figura 9. Frequência média entre os dias 03/05 e 10/05 nos anos de 2018 e 2019.

3.7 Análise das Variações de Tensão de Curta Duração

As VTCD podem ser divididas em seis tipos, de acordo com a duração, magnitude e, além disso, entre afundamento ou elevação. As Tabelas 12 e 13 apresentam a data e a hora em que aconteceram os distúrbios de tensão nos anos de 2018 e 2019, respectivamente, apresentam também os tipos de distúrbios registrados pelo analisador, tais como IMT e ITT ou falta de energia, a fase onde ocorreu o distúrbio, o nível de tensão registrado e a duração do distúrbio em segundos. As faltas, ITT e IMT, registradas nos períodos analisados são provenientes da rede de distribuição da concessionária.

Tabela 12. Distúrbios de Tensão registrados no período entre os dias 03/05 e 22/05 do ano de 2018.

Data	Distúrbio	Fase	Nível [V]	Duração [s]
09/05/2018 09:57:00	ITT	A, B e C	0,01	78,42
09/05/2018 09:59:00	IMT	A	0,03	0,01
09/05/2018 10:06:00	ITT	A, B e C	0,02	3,02
14/05/2018 10:51:00	ITT	A, B e C	0,01	15,91
14/05/2018 10:57:00	ITT	A, B e C	0,01	3,03
21/05/2018 09:35:00	ITT	A, B e C	0,01	49,96
21/05/2018 09:41:00	ITT	A, B e C	0,02	6,39
21/05/2018 09:45:00	IMT	A, B e C	0,34	3,00

Tabela 13. Distúrbios de Tensão registrados no período entre os dias 03/05 e 22/05 do ano de 2019.

Data	Distúrbio	Fase	Nível [V]	Duração [s]
04/05/2019 13:26:21	Falta de E	A	-	170
10/05/2019 19:12:54	Falta de E	A	-	342
14/05/2019 14:09:04	ITT	A, B e C	0,01	7,93
14/05/2019 14:42:04	ITT	A, B e C	0,01	7,94
14/05/2019 14:45:18	ITT	A, B e C	0,01	7,94
14/05/2019 14:45:26	IMT	A	11,85	0,01
14/05/2019 18:01:06	ITT	A,B,C	0,01	7,94
14/05/2019 18:19:54	ITT	A,B e C	0,01	7,93
16/05/2019 16:55:26	Falta de E	A	-	150
22/05/2019 06:02:31	Falta de E	A	-	236

A partir das análises efetuadas, foi possível verificar que a inserção da microgeração gerou uma elevação da tensão de regime permanente, não ultrapassando os limites máximos estipulados pelo Prodist, ou seja, se manteve na faixa considerada adequada. Além disso, observou-se que o fp diminuiu devido a redução da quantidade de ativo consumido da rede, reduzindo a relação entre a potência ativa e reativa, levando a redução do fp , a inserção da GD na rede de BT requer revisão da norma para atender a nova realidade.

Outros aspectos importantes analisados foram a flutuação e o desequilíbrio de tensão, que reduziram seus valores após a instalação dos painéis fotovoltaicos. O trabalho mostrou também que os harmônicos presentes na propriedade antes da instalação do SFCR, que já eram baixos, foram reduzidos devido a presença do filtro passivo que o inversor de frequência instalado na propriedade possui.

Aspectos como VTCD e frequência, não dependem da inserção do sistema fotovoltaico conectado à rede, uma vez que o mesmo não trabalha no modo ilhado, ou seja, sem que esteja conectado a rede. Já a variação da frequência também não sofre alterações devido a instalação do SFCR, dado as dimensões do sistema a qual está conectado.

REFERÊNCIAS

- Andretta, A.F. (2018). Análise de geração distribuída através de biodigestor.
- ANEEL (2008). Indicadores de conformidade do nível de tensão (drp e drc). URL <https://www.aneel.gov.br/conformidade>.
- ANEEL (2010). Resolução normativa nº 414. URL <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>.
- ANEEL (2018). Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – prodist módulo 8 – qualidade da energia elétrica. URL <http://www.aneel.gov.br/modulo-8>.
- Deckmann, S. and J.A.Pomilio (2020). Avaliação da qualidade da energia elétrica. URL <http://www.dsce.fee.unicamp.br/~antenor/pdf/qualidade/a1.pdf>.
- Filho, X.V. (1984). *Operação de Sistemas de Potência com Controle Automático de Geração*. Rio de Janeiro: Campus.
- IEC (2003). Iec 61000-4-30: Electromagnetic compatibility (emc) - part 4-30: Testing and measurement techniques - power quality measurement methods. In *Testing And Measurement Techniques - Power Quality Measurement Methods*.