

IMPACTOS NA REGULAÇÃO DE TENSÃO DECORRENTES DE GERADORES FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A REDE ELÉTRICA DE MÉDIA TENSÃO E BAIXA TENSÃO

Gustavo Fernandes de Negreiros - fern_gust@hotmail.com

Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) -Departamento de Energia Nuclear

Fábio Xavier Lobo

Instituto Federal da Paraíba (IFPB)

Igor Cavalcante Torres

Universidade Federal de Alagoas (UFAL) – Centro de Ciências Agrárias (CECA)

Chigueru Tiba

Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) -Departamento de Energia Nuclear

Resumo. Este trabalho tem por objetivo evidenciar e analisar os impactos causados na regulação de tensão provocados pela alta intermitência de geradores FV distribuídos conectados massivamente na rede elétrica de média e baixa tensão (MT) e (BT). Foi utilizado um alimentador de distribuição de MT e BT real, modelado no software OpenDSS, através dos padrões normativos, ajustes e manobras técnicas características das redes elétricas de distribuição, utilizadas estrategicamente pela concessionária local para gerir o sistema. O estudo foi realizado, considerando as variações temporais para a demanda de carga conectadas ao feeder e da geração fotovoltaica (FV). O feeder foi submetido a curvas de demandas variando-se o carregamento de forma percentual, enquadrando-os em carregamento alto e convencional (nominal), de acordo com o perfil dos consumidores conectados e os limites normativos das potências nominais dos transformadores. A simulação possibilitou verificar o comportamento da rede, através da análise do fluxo de potência ativa nas linhas, nos barramentos e dos níveis de tensão, através das respostas dos monitores implementados nos transformadores e reguladores de tensão.

Palavras-chave: Rede de distribuição de BT e MT, alta penetração de sistemas FV, Impacto na regulação de tensão.

1. INTRODUÇÃO

A regulação de tensão no sistema de distribuição, apresenta-se como um dos problemas importantes de qualidade de energia enfrentados pelas concessionárias. A necessidade crescente de demanda por energia elétrica das unidades consumidoras, aliados a elevação da conexão de geradores distribuídos, são fatores que contribuem para que o sistema elétrico de distribuição fique mais complexo e conseqüentemente torne-se mais difícil manter o equilíbrio de tensão através do uso de reguladores de tensão (GELLINGS, C. W.; SAMOTYJ, M.; HOWE, B, data). O sistema de distribuição de energia elétrica, enfrenta também problemas relacionados a variação de tensão de curta duração (VTCD) em suas redes elétricas. Conforme PRODIST módulo 3, tais eventos são expressos como resposta da rede com afundamentos críticos e/ou elevações do valor eficaz da tensão no alimentador.

A concessionária de energia, se utiliza de artifícios técnicos de operação, como por exemplo elevando a tensão no secundário para reverter os afundamentos provocados pela impedância da linha. Este tipo de procedimento, oferece benefícios, porém resulta também em sobretensões nos alimentadores quando as cargas conectadas aos mesmos se tornam ociosas. Para corrigir este transtorno, as concessionárias acabam utilizando para regulação dos níveis de tensão comutadores de *Tap* em transformadores, que são dispositivos que permitem a mudança física da relação de transformação dos equipamentos transformadores, para regulação de tensão secundária de atendimento, dentro dos limites estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2015).

2. CONSTATAÇÃO DE PROBLEMAS DE REGULAÇÃO DE TENSÃO

2.1 Impactos na regulação de tensão

A inserção massiva de sistemas FV distribuídos ou de um único sistema grande em um ponto da rede, pode provocar distúrbios e variações aos níveis de tensão do sistema distribuidor, e quando exacerbada acaba ultrapassando os limites pré-estabelecidos em normas, ocasionando problemas na qualidade do fornecimento de energia elétrica (PALMINTIER et al., 2016; SEGUIN et al., 2016; G. F. NEGREIROS, 2018; NEGREIROS; TORRES; TIBA, 2019)) Esse problema eleva a possibilidade de mau funcionamento na operação de regulação de tensão, mesmo com a instalação FV, sendo perto ou longe dos circuitos de alimentação de uma determinada carga. Isso acaba influenciando para a atuação frequente no controle de regulação de tensão do sistema, como dispositivos automáticos de regulação de tensão e bancos capacitores, deteriorando os mesmos e reduzindo sua vida útil (Torres, I.C.; Negreiros, G.F.; Tiba, C., 2019).

No sistema de distribuição, o controle do nível de tensão ao longo de alimentadores de cargas é realizado por reguladores de tensão. Na Fig. 1, é apresentado um alimentador de distribuição (*feeder*) básico, com a subestação elétrica, linhas de transmissão, transformadores de distribuição e as cargas conectadas, bem como o comportamento do nível de tensão ao longo do alimentador. Tradicionalmente, os sistemas elétricos foram projetados para superar as quedas de tensão

ao longo do alimentador, devido as perdas elétricas resistivas, que provocam o efeito joule da corrente elétrica ao fluir nos cabos elétricos das linhas de transmissão. Este controle normalmente pode ser alcançado quando é inserida no sistema uma alta tensão na subestação e/ou utilizando-se de reguladores de tensões e bancos capacitores para haver um controle através da compensação de tensão, devido à queda de tensão ao longo do comprimento do circuito (SEGUIN et al., 2016).

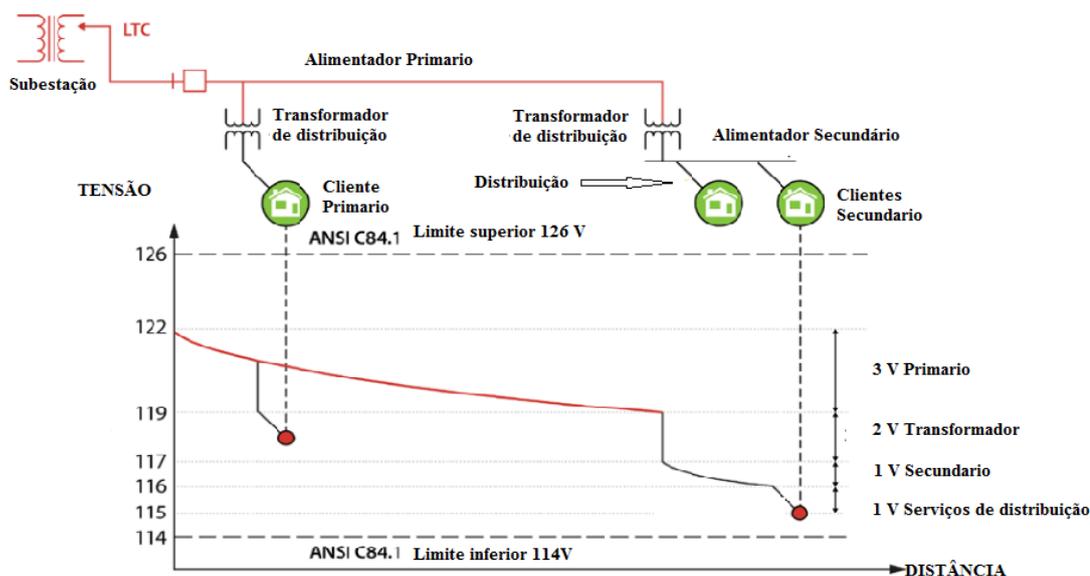


Fig. 1 - Queda de tensão representativa em um alimentador (*feeder*) de distribuição em função da distância da subestação.

Fonte: (PALMINTIER et al., 2016)

Os equipamentos reguladores de tensão são utilizados para controle do desbalanço de tensão na rede elétrica, que são soluções cabíveis, no entanto é uma técnica que pode gerar outros problemas. Pois na rede de distribuição de média e baixa tensão, a subestação fornece energia a várias cargas conectadas ao alimentador através dos barramentos (postes), quando um trecho desta rede possui problemas relacionado aos níveis de tensão, se ajusta o regulador de tensão conectado a subestação deste trecho. No sistema de distribuição, esse tipo de regulação de tensão é realizado mecanicamente através de uma equipe da concessionária, que altera o TAP's dos transformadores de distribuição elevando ocasionalmente a tensão no secundário. Esse problema, como já foi relatado, apresenta problemas de tensão quando relacionado a mudanças na curva de carga das unidades consumidoras que a este circuito está conectada.

2.2 Variação de tensão em regime permanente

O aumento de instalação de sistemas fotovoltaicos em um alimentador de um sistema elétrico de distribuição pode distorcer os parâmetros relacionados a variações de tensão em regime permanente com a geração de fluxo de potência reverso, potência reativa, redução da demanda de carga da subestação, e como consequências, a elevação de tensão e queda de tensão ao longo do alimentador ((IEA, 2018); (PALUDO, 2014); (Torres, I.C.; Negreiros, G.F.; Tiba, C., 2019)).

No sistema brasileiro, os acessantes da rede de distribuição básica devem atender aos requisitos das faixas de tensão classificadas de acordo com os procedimentos de rede adotados no PRODIST MÓDULO 8, através dos valores padronizados de tensão que são aplicados aos mais diferentes níveis, no ponto de conexão, tendo como referência os valores para baixa tensão, valores expressos na Tab. 1.

Tab. 1- Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1kV (380/220).

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura 380/220 (Volts)
Adequada	$(350 \leq TL \leq 399) / (202 \leq TL \leq 231)$
Precária	$(331 \leq TL < 350 \text{ ou } 399 < TL \leq 403) / (191 \leq TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \leq 233)$
Crítica	$(TL < 331 \text{ ou } TL > 403) / TL < 191 \text{ ou } TL > 233)$

Fonte: (ANEEL, 2019)

Entretanto, por características normativas, existem variações de tensão que são aceitas durante o funcionamento do sistema elétrico sem ocasionar transtornos ou danos nas instalações. Ultrapassando esses limites ditos como referência, a distribuidora, dependendo dos níveis de transtornos e do tempo registrado do problema, sofre penalidades financeiras de acordo com o sistema de compensação regido em norma. A tensão nominal padronizada da rede de média tensão é de 13.800V. As faixas de tensão adequadas, precárias e críticas no ponto de entrega devem atender á (ANEEL, 2019) através

dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional –PRODIST, Módulo 8 - Qualidade de Energia Elétrica, reproduzidas na Tab. 2.

Tensão de Atendimento (TA)	Varição da tensão de leitura (TL) em relação a tensão de referência (TR)
Adequada	$0,93 TR \leq TL \leq 1,05 TR$
Precária	$0,90 TR \leq TL < 1,05 TR$
Crítica	$TL < 0,90 TR$ ou $TL > 1,05 TR$

Fonte: Autoria Própria

A geração distribuída fotovoltaica intrinsecamente intermitente pela passagem das nuvens, pode elevar a tensão localmente com potencial além do intervalo aceitável. Esta variabilidade produz uma série de interações importantes e desafiadoras como, por exemplo, o sistema de distribuição, o gerenciamento da tensão de distribuição, o potencial aumento do desgaste de equipamentos eletromecânicos existentes e modelagens inovadoras na configuração de disjuntores e outros sistemas de proteção (PALMINTIER et al., 2016).

3. MODELAGEM DA REDE ELÉTRICA

3.1 Modelo do sistema fotovoltaico

Na Fig. 2 está ilustrado o diagrama esquemático utilizado para realizar a modelagem do sistema fotovoltaico no software OpenDSS. A mesma, mostra as variáveis que definem o modelo e os respectivos componentes envolvidos no processo de modelamento.

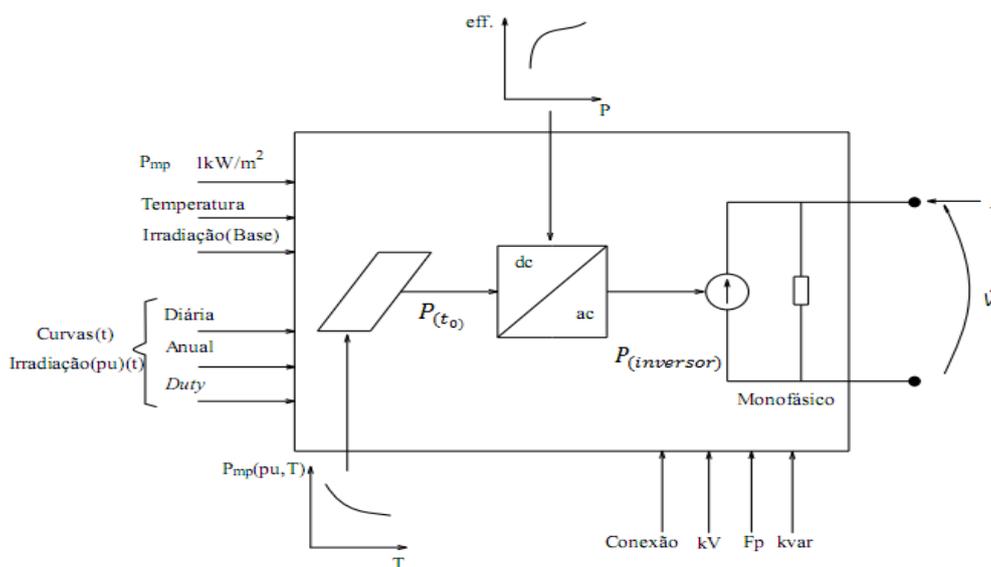


Fig. 2 - Diagrama esquemático do modelo de simulação de sistema fotovoltaico.

Fonte: (DUGAN, 2011)

No ponto de interconexão com a rede é definida uma potência ativa $P_{(t_0)}$, que é função da irradiância (referência), temperatura, eficiência do conversor, tensão da rede e da potência no ponto de máxima potência (P_{mp}) de saída do painel FV. A potência no ponto de máxima potência P_{mp} é corrigida com a temperatura, assim como a curva de eficiência do inversor deve ser parametrizada em função da temperatura operacional. O valor de *Irradiância*, é determinado pela localização do arranjo fotovoltaico, devendo ser considerado o valor máximo do período analisado (DUGAN; MONTENEGRO; EPRI, 2018).

3.2 Modelo do transformador

O modelo do transformador para o sistema de simulação OpenDSS apresenta-se como um elemento fornecedor de energia elétrica, sendo denominado como equipamentos monofásicos e/ou multifásicos. Para modelar o transformador em uma simulação do sistema de distribuição elétrica, é necessário adotar no mínimo os seus parâmetros básicos que estão listados na Tab. 3, além de representá-los com a nomenclatura adotada no software OpenDSS. Além disso, o OpenDSS possibilita modelar diversas variedades de conexões, por exemplo, um sistema de transformação com duas ou

mais bobinas; então, pode-se utilizar a conexão (Estrela-Triângulo) como modelo padrão, ou também possibilitando a utilização de conexão (Estrela-Estrela), permitindo o uso de uma ou mais fases.

Tab. 3 - Parâmetros básicos para modelagem do elemento transformador.

Parâmetro	Descrição
<i>Phases</i>	Número de fases (o default é 3)
<i>Windings</i>	Número de enrolamentos (o default é 2)
<i>XLH</i>	Reatância série por unidade (pu)
<i>%Loadloss</i>	Porcentagem da perda total com base na carga nominal
<i>%noLoadloss</i>	Porcentagem da perda em vazio com base na carga nominal
<i>Wdg</i>	Enrolamento que receberá os parâmetros a seguir
<i>bus</i>	Nome da barra à qual o terminal do elemento é conectado
<i>conn</i>	Ligação dos enrolamentos (estrela ou triângulo)
<i>kV</i>	Tensão de linha nominal do terminal (enrolamento) em k V
<i>kVA</i>	Potência nominal do terminal em k VA
<i>TAP</i>	Tensão por unidade (pu) do TAP utilizado

Fonte: (DUGAN,R.,SUNDERMAN, 2011)

3.3 Modelo do regulador de tensão

O regulador de tensão é um elemento que tem como função característica controlar e monitorar a tensão no enrolamento do transformador ao qual foi conectado. Nos sistemas elétricos de potência é possível parametrizar os reguladores para operação em tensão trifásica e/ou três reguladores para cada fase, quando se utilizar reguladores monofásicos. Este controle de tensão é possível quando características do transformador com centro ou apenas (*Tap*) do enrolamento do transformador são parametrizadas (DUGAN; MONTENEGRO; EPRI, 2018).

O regulador de tensão, tem a finalidade operacional de manter o controle de tensão e realizar a compensação da queda de tensão na linha de transmissão da rede elétrica. É definido como um elemento de controle pelo elemento *RegControl* descritos na Tab. 4 que apresentam os parâmetros básicos do elemento.

Tab. 4 - Características básicas para modelagem do elemento *RegControl*.

Parâmetro	Descrição
<i>Transformer</i>	Nome do transformador controlado
<i>Winding</i>	Enrolamento controlado
<i>Vreg</i>	Tensão de referência
<i>Pratio</i>	Relação de transformação do transformador de potencial
<i>Band</i>	Valor da tensão que define a banda em torno do valor de referência

Fonte: (DUGAN; MONTENEGRO; EPRI, 2018)

A Tab. 5 mostra os parâmetros de operação do OpenDss para configurar o regulador de tensão no modo reverso. Esse tipo de configuração, muito usado em reguladores de linha, é habilitado sobre comando *Reversible* e opera quando o fluxo de potência se encontra invertido e é maior que um limiar, definido pelo comando *Revethreshold*.

Tab. 5 - Parâmetros utilizados para regulação de tensão

Parâmetros	Descrição
<i>Reversible</i>	Indica se o regulador pode ser alternado para fazer regulação na direção reversa. Tipicamente se aplica para reguladores de linha. Default = No.
<i>Revband</i>	Largura de banda para operação no modo reverso
<i>RevDelay</i>	Atraso em segundo para execução da ação no modo reverso uma vez que o limiar para operação no modo reverso é excedido. Default =60.
<i>Revvreg</i>	Referência de tensão em volts para regulação no modo reverso.
<i>tapdelay</i>	Atraso em segundos entre mudanças de tap, após a primeira mudança. Default=2.
<i>vreg</i>	Referência de tensão em volts para o enrolamento sendo monitorado. Default =120
<i>debugtrace</i>	Armazena o progresso do regulador para cada iteração de controle. Cria um arquivo.CSV separado para cada regulador. Default = No.
<i>Revethreshold</i>	Potência reversa em kW para reversão da direção do regulador. Default =100.

Fonte: (DUGAN; MONTENEGRO; EPRI, 2018)

O controle do regulador de tensão pode ser realizado, ajustando os parâmetros pré-definidos através dos TAP's fixos e conforme observado na Fig. 3, para essa situação, é necessário definir os níveis de tensão, relação nominal do transformador e a largura da faixa de tensão. No OpenDss por *default* a quantidade de Taps do transformador a ser controlado é igual a 32, isto é, 16 Taps acima e 16 abaixo da posição neutra.

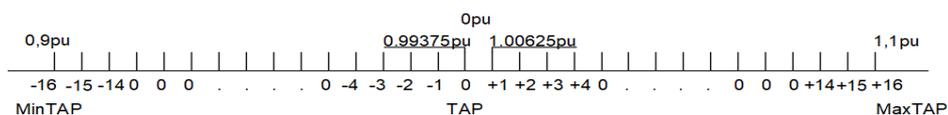


Fig. 3 – Taps do enrolamento controlado na configuração default
Fonte: (DUGAN; MONTENEGRO; EPRI, 2018)

3.4 Descrição do Alimentador

Neste estudo, foi utilizado um alimentador real do sistema distribuição, que fornece energia elétrica a unidades consumidoras com perfil residencial e comercial.

Na Fig. 4, nota-se que a alimentador é constituído por uma rede de distribuição elétrica primária em média tensão (MT) e uma secundária em baixa tensão (BT). A rede primária nasce através de um transformador de 5MVA na SE (Subestação Elétrica) com relação de transformação de 69.0/13.8 kV e fornece energia em regime permanente a 5 (cinco) transformadores de distribuição. Dentre eles, 1(um) pertence a uma unidade consumidora particular com potência nominal de 75kVA e 4 (quatro) pertence a concessionária de energia, e 4 quatro com potência nominais de 112,5kVA, todos com relação de transformação de 13.8kV/380V e tipo de conexão “Delta – estrela”.

As redes elétricas radiais de baixa tensão que saem dos transformadores apresentam em sua estrutura trechos de linhas aéreas trifásicas que trabalham em condições desequilibradas e transportam potência trifásica as unidades consumidoras no modelo a 4 (quatro) fios, com tensão trifásica de linha igual a 380 V e tensão fase-neutro igual a 220 V. Para tal feito, são utilizados um total de 107 postes (barramentos e/ou nó) locados em suas posições reais, dispostos de maneira a realizar a sustentação da rede de distribuição. O distanciamento (vão) médio entre os postes da concessionária é 35 metros, enquanto, a distância para os ramais de ligação “poste concessionária” e “poste consumidor”, variam entre 5 e 20 metros, este valor final se aplica quando a unidade consumidora está do lado oposto ao posteamento, caracterizado por um posteamento unilateral. A quantidade média de unidades consumidoras conectadas a único poste é de 6 cargas, onde está distribuição depende de fatores como a disposição dos cabos, distanciamento da carga e obstáculos (árvores, casas, telhados entre outros) para realizar a conexão das mesmas. Em função desta distribuição, será condicionado para o estudo neste trabalho, a conexão de 3 cargas para o lado oposto ao posteamento e 3 cargas conectadas no mesmo lado da rede de distribuição unilateral. Já para o caso onde a distribuição da rede for o “posteamento bilateral” será considerado a conexão de apenas 3 unidades consumidoras por poste (barramento).

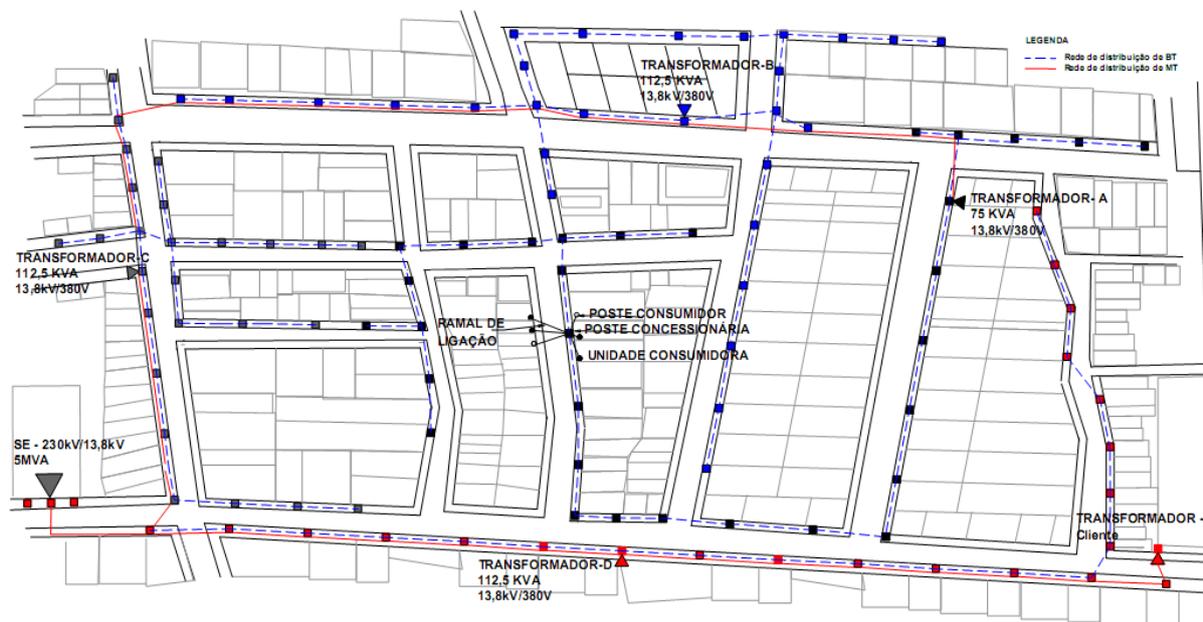


Fig. 4 - Rede elétrica de distribuição de Baixa e Média Tensão.

Fonte: Autoria própria.

A rede elétrica de distribuição apresentada pela Fig. 4, possui em sua totalidade 601 unidades consumidoras, que estão distribuídas ao longo do circuito, com diferentes tipos de perfis de consumo, desse total, 548 unidades consumidoras são cargas com perfil residencial e 53 com perfil comercial. Na Tab. 6 são apresentadas as características elétricas que especifica o tipo de conexão, quantitativo numérico (balanceamento) das unidades consumidoras que estão conectadas a cada fase de seu respectivo transformador e a identificação de cada “Trafo” com o total de cargas que estão conectadas aos mesmos.

Tab. 6 - Quantidade de unidades consumidoras conectadas por fase em cada transformador.

Identificação dos transformadores	Cargas monofásicas			Cargas bifásicas		Cargas Trifásicas	Total De unidades consumidoras
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase AB	Fase ABC		
TRAFO-A	122	-	5	-	1	128	
TRAFO-B	144	3	2	1	15	165	
TRAFO-C	120	6	6	-	10	142	
TRAFO-D	100	20	20	5	20	165	
TRAFO-E	-	-	-	-	-	1	
Total	486	29	33	6	46	601	

Fonte: Autoria própria.

Na Tab. 6, expressa um valor de unidades consumidoras conectadas as fases de cada transformador de distribuição, é importante frisar que são dados reais e a modelagem no software seguirá os padrões estabelecidos nos dados coletados.

As cargas conectadas a rede secundária são de potência constante (PQ) e apresentam um fator de potência igual a 0,92. Foi estipulado, por ser um sistema de distribuição, considerar a produção de potência reativa em condições mínimas para a rede secundária, para realizar os estudos, mesmo sabendo que na realidade este fator é desprezado pelas concessionárias para o sistema de distribuição secundário.

Os reguladores de tensão conectados à rede elétrica foram apresentados na Tab. 7 e suas alocações foi determinada de maneira estratégica. Todos os reguladores de tensão são trifásicos com características técnicas de um regulador de tensão com compensação de tensão de linha (LineDropCompensation (LDC)) e possuem TP com uma relação de transformação de 20:1 conforme normativas da concessionária (NEOENERGIA, 2019). Os reguladores alocados em linhas, foram configurados no modo reverso, dessa forma abrem a possibilidade de verificar o comportamento dos níveis de tensão a jusante e a montante do barramento ao qual está conectado.

Tab. 7 – Reguladores de tensão.

	Nº de fases	Ref. Tensão Secundário	Banda	Delay	R linha	X linha	CT primário	Fase monitorada
REGTRA_AB	3	120	1	2	0,4	0,6	20	ABC
REGTRA_C	3	120	2	2	0,4	0,6	20	C
REGTRA_D	3	120	2	2	0,4	0,6	20	A
REGFASE_A	1	120	2	2	0,4	0,6	20	A
REGFASE_B	1	120	2	2	0,4	0,6	20	B
REGFASE_C	1	120	2	2	0,4	0,6	20	C

Fonte: Autoria própria.

4. METODOLOGIA

Neste artigo foi utilizado o software OpenDSS (Open Distribution System Simulator), desenvolvido pelo Electric Power Research Institute (EPRI). O programa realiza a maioria das análises em Regime Permanente Senoidal (RMS), é muito utilizado para realizar os estudos de planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica (DUGAN; MONTENEGRO; EPRI, 2018). O OpenDSS realiza os estudos referentes ao sistema elétrico, para fluxo de carga, conexão de geradores distribuídos, e no estudo de soluções e práticas de redes inteligentes (Smart Grid).

A rede elétrica de distribuição de MT e BT real, foi modelada no software OpenDSS, através dos parâmetros técnicos normativos, características de curvas de demandas reais do alimentador em questão, as cargas (unidades consumidoras) alocadas e configuradas para cada transformador conectado, além da conexão de sistemas fotovoltaicos. A curva inserida dos sistemas fotovoltaicos conectados, obedeceu ao um perfil de irradiação solar com alta variabilidade e para as cargas foi inserida uma curva de carga (demanda) com carregamento médio, do próprio alimentado em questão, com objetivo de configurar o software com dados técnicos operacionais e conduzir, desta forma, as análises o mais próximo da normalidade. Os *prosumers* e unidades consumidoras tradicionais, foram alocados em seus barramentos (postes) e atribuídos seus consumos de carga considerando as normas da concessionária local em caso de instalação de microgeradores e minigeradores distribuídos FV. Dessa forma, foi possível analisar o comportamento dos níveis de tensão através de respostas dos monitores implementados em pontos estratégicos das linhas, transformadores e reguladores de tensão instalados quando ao alimentador for conectados sistemas FV em larga escala na média e baixa tensão.

4.1 Descrição dos cenários

Cenário 1 (Base) - Sistema de distribuição sem geração distribuída FV

Neste cenário foi realizada a simulação da rede elétrica de distribuição, com ausência da potência oriunda dos geradores fotovoltaicos, ou seja, sem a conexão de geradores FV distribuídos. Neste cenário e nos demais estão presentes

analisadores de energia (Monitores) alocados em posições estratégicas, com objetivo registrar o comportamento do fluxo de potência nas linhas, níveis de desbalanço de tensão, variação dos níveis de posição do *tap* do regulador de tensão, além de outros parâmetros técnicos que embasam a análise do sistema.

Cenário 2- Inserção de sistemas FV monofásicos e trifásicos com demandas de potência variando com o perfil diário.

Neste cenário os geradores fotovoltaicos foram introduzidos nas barras do sistema, separando-os entre casos trifásicos e monofásicos. Para ambos os casos, as simulações realizadas foram divididas, basicamente, na variação de demanda de carga e potência fotovoltaica com curvas com perfil diário. A separação entre os casos de conexão trifásica e monofásica teve como objetivo separar os efeitos de ambas, uma vez que as conexões desbalanceadas tendem a elevar os índices de desbalanço de tensão. Posteriormente, ambas as situações serão consideradas simultaneamente. A potência ativa fornecidas pelos sistemas fotovoltaicos conectados massivamente ao *feeder foram* parametrizados como: 20% (monofásicos), 35% (trifásicos) e 55% (trifásicos e monofásicos). Com curva de demanda do alimentador em regime de carregamento médio.

5. RESULTADOS

As Fig. 5(a), (b) e (c) caracterizam o caso base, e apresentam dados do nível de tensão, potência ativa injetada e a potência reativa vista pela subestação do alimentador respectivamente. Por se tratar de um circuito com características desequilibradas, e possuir de acordo com a Tab. 7 em sua distribuição o maior número de cargas conectadas na Fase A e B foi esperado ser observado um elevado desequilíbrio entre as fases, das demandas de potência ativa solicitadas pelas unidades consumidoras a subestação como pode ser observado na Fig. 5(b). Já a Fig. 5(c) apresenta os valores de potência reativa contida no sistema, visto que, na baixa tensão as unidades consumidoras estão conectadas ao sistema através do fator de potência de 0,92. Dessa forma ficou claro devido ao desequilíbrio contido no alimentador a prevalência de potência reativa na Fase A do alimentador.

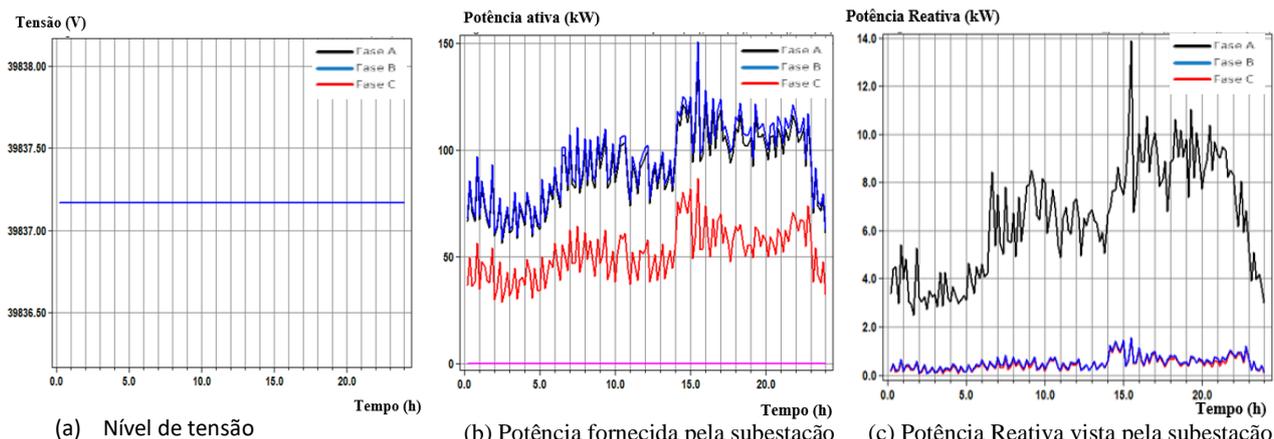


Fig. 5 - Resultados das simulações para o caso base.

Fonte: Autoria própria.

Na Fig. 6, são apresentados os gráficos de potência ativa no alimentador retratadas por um monitor alocado na saída da subestação elétrica quando ao sistema foram conectados sistema monofásicos, trifásicos e os dois simultaneamente, obedecendo aos requisitos do cenário 2. Nesta etapa, foi considerado a injeção de potência nos barramentos onde existiam unidades consumidoras compatíveis para instalação de sistemas monofásicos e trifásicos além da conexão através de transformadores de distribuição. Mesmo com o desequilíbrio real do alimentador em estudo, foi possível realizar a conexão dos sistemas FV sem alterar os parâmetros técnicos da rede, ou seja, os limites de tensão estabelecidos pelas características normativas. Diante disso foi possível observar durante as simulações, que os limites estão sendo atendidos ao longo do dia, demonstrando que os reguladores de tensão foram suficientes para manter a tensão dentro dos níveis de fornecimento adequado de energia.

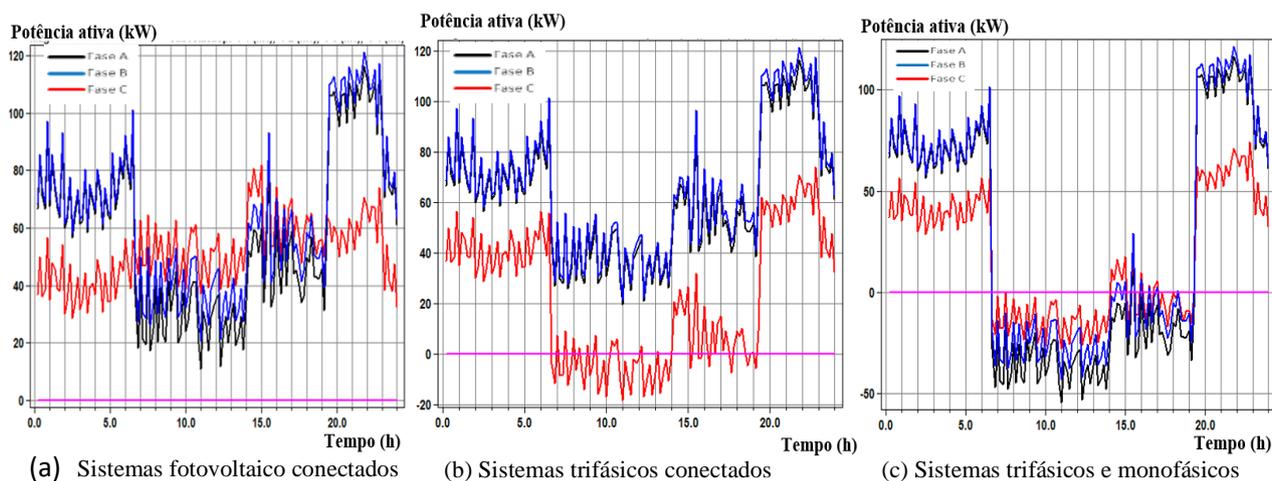


Fig. 6 - Resultados das simulações com penetração de sistemas fotovoltaicos a rede elétrica.

Fonte: Autoria própria.

Na Fig. 6(a) com apenas sistemas FV monofásicos, observa-se que no período de contribuição fotovoltaica estabelecido entre 5h às 17:30h, em relação a Fig. 5(b), aconteceu a compensação de potência ativa proveniente da subestação pelos sistemas monofásicos conectados à rede elétrica. É possível observar também o desequilíbrio entre fases ocasionada pela conexão massiva de sistemas FV a fase A do alimentador. Considerando que a mesma possui um elevado quantitativo de unidades consumidoras conectadas, em contra partida a Fase C, se observou relativamente poucas alterações ao longo do dia mantendo-se praticamente inalterada com relação ao caso base visto na Fig. 5(b). Já a Fig. 6b com apenas sistemas trifásicos conectados, todas as fases receberam potências ativas equilibradas, provocando também o desequilíbrio da fase C com relação as Fases A e B, o que não é esperado quando ocorre a conexão de sistemas trifásicos a rede elétrica. Neste caso em particular, ocorreu essa discrepância devido as características da distribuição de cargas ao longo do alimentador, de tal forma, de acordo com a Tab. 7 a fase C possui o menor número de unidades consumidoras conectadas, deixando-a mais ociosa com relação as outras em relação ao consumo de energia. Justificando o fluxo potência reverso nesta fase, diante da inserção de potência ativa balanceada proveniente dos sistemas FV trifásicos conectados, ou seja, ocorreu excesso de potência nesta fase, propiciando esse fluxo de potência reverso na linha. Na Fig. 6(c), foi observado o comportamento do alimentador com relação ao fluxo de potência visto pela subestação, quando ao mesmo foram inseridos sistemas monofásicos e trifásicos simultaneamente. Neste caso foi observado que, as três fases do sistema possuem um pequeno desequilíbrio, já justificado, no entanto, possui uma simetria equivalente proveniente da contribuição do sistema FV. Foi possível perceber a presença marcante do fluxo de potência reverso, destacando o excesso de potência ativa na linha, para um período do dia com perfil de demanda com carregamento médio.

Estes excessos de potência na linha, devido à conexão dos geradores fotovoltaicos pode ter influência não somente no perfil de tensão, mas também no nível de desbalanço de tensão, o que acaba afetando e elevando operacionalidade dos sistemas reguladores através da variação da posição do *tap* do regulador de tensão. Quando há geradores FV distribuídos em uma rede de distribuição, os *taps* dos dispositivos reguladores de tensão se ajustam automaticamente para comportar o aumento de tensão provocado por estes geradores. Todavia, se os geradores se desconectarem do sistema, as novas posições de *tap* podem acarretar quedas de tensões, prejudicando a qualidade da energia fornecida às cargas, uma vez que a atuação do regulador de tensão é lenta, podendo demorar dezenas de segundos para recuperar a tensão ao valor desejado.

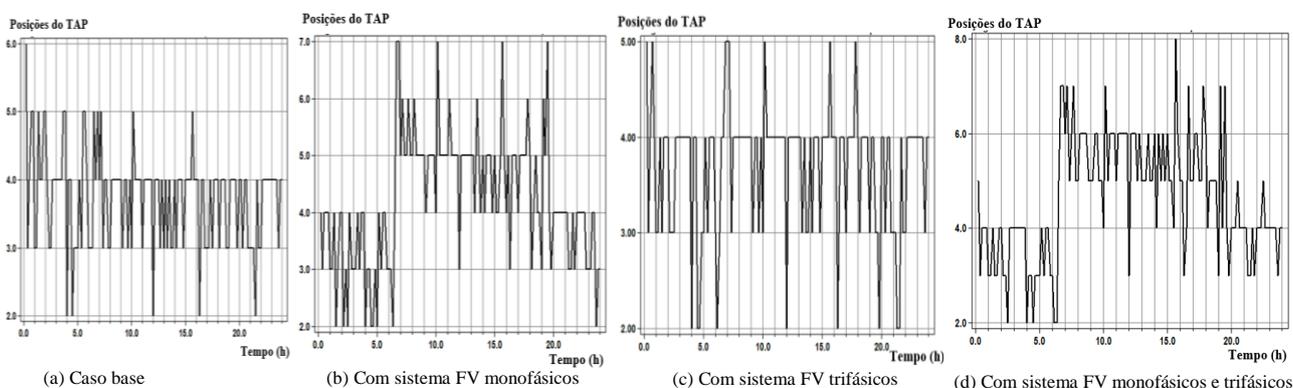


Fig. 7 - Variação das posições do *tap* do regulador de tensão da subestação do sistema de distribuição real, no período de um dia.

Fonte: Autoria própria.

A Fig. 7 apresenta o comportamento dos *taps* do regulador de tensão para o caso base sem conexão de geradores FV, somente com geradores monofásicos conectados, somente geradores trifásicos conectados e no caso com geradores monofásicos e trifásicos conectados simultaneamente a rede elétrica. Naturalmente no caso base as alterações das posições do *tap* durante o período diário, se observou, é justificada a mudanças dos *taps* devido ao seu desequilíbrio elevado e consequentemente desbalanço de tensão. No entanto, as maiores alterações ocorreram no período onde existe a maior demanda de carga do alimentador, que pode ser observada no período noturno. Ao longo do período diurno as alterações se mantiveram em níveis com patamares mais estáveis sem alterações características. Ao observar a Fig. 7(b) em relação ao caso base, percebe-se que a inserção de apenas geradores FV monofásicos causou elevados impactos quando relacionado as alterações das posições de *tap*. Quando ocorreu o período de contribuição dos sistemas fotovoltaicos, os patamares dos reguladores atingiram índices de regulação para controle de elevadas níveis de tensões, onde também, se observou picos de mudanças nas posições de *tap* em determinados horários do dia. Quando ocorreu a contribuição dos sistemas trifásicos conectados, Fig. 7(c), as alterações dos *taps* ocorreram mudanças ao logo do período de contribuição, mantendo a variação dentro das posições + 3 e + 4. Se observou picos, porém pontuais e de curta duração, voltando a suas posições verificadas no caso base. Já a Fig. 7(d), se destaca pelas elevadas alterações nas mudanças de *tap* do regulador de tensão e pelos níveis de tensão que estão sendo alterados. Justificado pela contribuição elevada de potência fotovoltaica oriundas dos geradores conectados, o que acaba contribuindo significativamente para o desbalanço de tensão nas linhas e consequentemente provocando uma maior quantidade de operações. Por fim, observou-se que os impactos dos geradores na regulação de tensão foram pequenos. Isso também se deve à elevada potência de curto-circuito trifásica da subestação aliado ao fato de que o regulador automático de tensão retratado nos resultados deste artigo, encontra-se na subestação, é o regulador denominado na Tab. 7 como REGFASE A, REGFASEB e REGFASEC. Assim, seriam necessárias variações de geração FV mais intensas para ocasionar a alteração da posição de *tap* do regulador automático de tensão até inferir uma mudança significativa nos padrões dos níveis de tensão limites.

Com objetivo de retratar as mudanças de operações nas posições dos *taps* dos demais reguladores de tensão deste alimentador, foi desenvolvido a Tab. 8 com os números de operações para o leitor ficar ciente do comportamento e a importância do equipamento reguladores para uma rede elétrica de distribuição. Principalmente com o elevando índice de instalações de geradores distribuídos de diversos níveis de potência nos períodos atuais.

Tab. 8 - Número de operações dos Reguladores de tensão.

Reguladores	Caso base			Sistemas monofásicos			Sistemas Trifásicos			Sistemas monofásicos e trifásicos		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
REGTRA_AB	7	3	2	6	4	3	8	5	4	9	4	2
REGTRA_C	7	3	2	8	3	2	12	8	3	12	4	3
REGTRA_D	6	6	6	10	5	1	6	5	2	10	2	4
REGFASE_A	5	3	3	6	3	4	8	6	4	8	3	2
REGFASE_B	6	4	2	7	2	2	4	4	6	9	6	6
REGFASE_C	6	4	2	7	2	2	4	4	6	9	6	6
TOTAL	37	23	17	44	19	14	42	32	25	57	25	23

Fonte: Autoria própria.

6. CONCLUSÕES

A injeção de potência ativa por parte dos geradores fotovoltaicos causa a elevação das tensões nodais em todas as fases se a mesma for feita de forma balanceada entre as fases do sistema elétrico. Essas constatações podem ser justificadas pelos fatos retratados neste artigo, primeiramente pela característica especial desse alimentador em estudo, por ser uma rede desequilibrada, com a fase A sendo significativamente mais carregada que as outras. Por esse motivo, as reguladores de tensão conectadas a Fase A são os mais afetados as variações de tensão do alimentador.

Para o caso da conexão de geradores monofásicos, foi possível concluir que as tensões das três fases do sistema são afetadas, e não somente a tensão da fase em que estes se encontram instalados. Isso acontece devido ao deslocamento da posição do neutro, causada pela variação do nível de desbalanço, e à existência do acoplamento mútuo entre as fases. Um aspecto de grande relevância é que o aumento da geração distribuída em uma das fases pode provocar a redução da tensão em outra fase.

Os geradores distribuídos influenciam a atuação dos reguladores automáticos de tensão causando mudanças adicionais de *taps* do dispositivo. Um ponto positivo relevante é que a atuação do regulador de tensão evitou a violação dos limites de tensão de regime permanente à medida que se elevava a potência ativa injetada pelos geradores. Portanto, de maneira geral, os reguladores de tensão podem permitir um aumento no nível de penetração de geração distribuída sem que haja violações dos limites de tensão em regime permanente;

O aumento de potência da geração fotovoltaica reduziu o índice de desbalanço de tensão, quando foram considerados os geradores trifásicos e máximo carregamento. Para os geradores monofásicos, o índice de desbalanço de tensão aumentou significativamente, atingindo valores muito próximos dos limites normativos. No entanto, quando foram

considerados múltiplos geradores distribuídos em diferentes barras e fases, o aumento do nível de desbalanço foi mais modesto quando comparado com o valor calculado quando os geradores estavam concentrados em uma única barra monofásica. Isto mostra, mais uma vez, o benefício de prover um balanceamento entre as fases quando da conexão dos geradores fotovoltaicos. No período em que o sistema fotovoltaico fornece potência ativa máxima, há uma demanda de carga média no sistema de distribuição. Dessa forma, situações de fluxo de potência reversa são possíveis quando o grau de penetração dos geradores fotovoltaicos é elevado.

Agradecimentos

Agradecemos ao Conselho Nacional de Pesquisa (CNPq) Grant No. 302251-2017-0, a Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) e a Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo suporte aos projetos de pesquisas e propiciar ambiente científico para a execução das pesquisas

REFERÊNCIAS

- ANEEL, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica -PRODIST, Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica. v. 9, n. Resolução Normativa no 767/2017, p. 1–76, 2019.
- DUGAN, R. C.; MCGRANAGHAN, M. F.; SANTOSO, S.; BEATY, H. W. Electrical power systems quality. 2004. McGraw-Hill. Second edition. p. 525.
- DUGAN, Roger C.; MONTENEGRO, Davis; Reference Guide: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS). Electric Power Research Institute, Inc., v. 7, p. 1–199, mar. 2018.
- GELLINGS, C. W.; SAMOTYJ, M.; HOWE, B. The future's smart delivery system [electric power supply, IEEE Power and Energy Magazine, v. 2, n. 5, p. 40-48, 2004. ISSN 1540-7977.
- G. F. NEGREIROS. Impacto da instalação massiva de sistemas FV distribuídos no desempenho da rede elétrica. 2018. Dissertação de Mestrado, pp1-155, Programa de Tecnologias Energéticas e Nucleares, Universidade Federal de Pernambuco - UFPE, 2018
- IEA, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY; INSTITUTE BECQUEREL (BE); (JP), RTS Corporation. Snapshot of global photovoltaic markets 2018. n. Report IEA PVPS T1-33:2018, p. 1–16, 2018.
- NEOENERGIA, Regulador de tensão monofásico. P. 1-50, 2019.
- PALUDO, Juliana Aramizu. Avaliação dos Impactos de Elevados Níveis de Penetração da Geração Fotovoltaica no Desempenho de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica em Regime Permanente. 2014. 186 f. Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2014.
- PALMINTIER, Bryan et al. On the Path to SunShot: Emerging Issues and Challenges in Integrating Solar with the Distribution System. n. National Renewable Energy Laboratory. Nrel/Tp-5D00-6533, p. 1–99, 2016.
- Torres, I.C.; Negreiros, G.F.; Tiba, C. Theoretical and Experimental Study to Determine Voltage Violation, Reverse Electric Current and Losses in Prosumers Connected to Low-Voltage Power Grid. Energies 2019, 12, 4568.
- SEGUIN, Rich et al. High-Penetration PV Integration Handbook for Distribution Engineers. NREL - National Renewable Energy Laboratory. 15013 Denver West Parkway Golden, [s.n.], 2016. Disponível em: www.nrel.gov/publications.
- SMITH, J.W.; DUGAN, R.; SUNDERMAN, W. Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network - A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 53, p. 594–605, 2016. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.08.042>>.

IMPACTS ON VOLTAGE REGULATION ARISING FROM PHOTOVOLTAIC GENERATORS CONNECTED TO THE MV AND LV ELECTRICAL GRID

Abstract. *This work aims to highlight and correct the impacts on voltage regulation caused by the high intermittency of consolidated PV generators massively connected to the MV and LV electrical grid. A real MV and LV distribution feeder was used, modeled on the OpenDSS software, through the normative standards, adjustments and technical maneuvers characteristic of the electrical distribution networks, strategically used by the local utility to manage the system. The study was carried out considering the temporal variations for the load demand connected to the feeder and the PV generation. The simulation made it possible to verify the behavior of the network, through the analysis of the active power flow in the lines, buses and voltage levels, through the responses of the monitors implemented in the transformers and voltage regulators. The feeder was subjected to demand curves, varying the load as a percentage, fitting them into high and conventional (nominal) loading, according to the profile of the connected consumers and the normative limits of the nominal powers of the transformers.*

Key words: *LV distribution network, MV distribution network, High penetration of PV systems, Impact on voltage regulation.*