IMPACTO DA INSTALAÇÃO MASSIVA DE SISTEMAS FV DISTRÍBUIDOS NO NÍVEL DE TENSÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO ELÉTRICA DE BAIXA TENSÃO

Gustavo Fernandes Negreiros (UFPE) - fern_gust@hotmail.com

CHIGUERU TIBA (UFPE) - tiba@ufpe.br

Resumo:

Resumo: Este trabalho visou caracterizar os impactos causados pela alta penetração de sistemas FV distribuídos e ou concentrados a rede elétrica de distribuição de baixa tensão. Foi utilizado um alimentador real de BT, com padrões normativos, manobras e ajustes técnicos comumente realizados pela concessionária nas características elétricas para operar todo o sistema. O mesmo foi parametrizado no software OpenDSS, considerando as variações temporais para a demanda de carga e geração FV, possibilitando realizar as simulações e obter os resultados mais realistas possíveis. O alimentador foi submetido a uma curva de demanda com carregamento convencional e uma com baixo carregamento diurno, além da injeção de potência ativa oriundas dos sistemas FV conectados a rede de 70% e 100% da potência nominal do transformador. Diante disso, foi obtido que as maiores elevações de tensões ocorreram quando houve a conexão de sistemas FV trifásicos e monofásicos simultâneos aos barramentos alocados nos finais de linha. Esta situação ocorreu quando o alimentador foi submetido a uma curva de demanda com baixo carregamento diurno e injeção de 100% da potência nominal do transformador pelos GDFV a este circuito. Neste caso, ocorreu a violação dos limites normativos de tensão na Fase A e foi onde se verificou o maior número de geradores FV conectados. As elevações de tensão ocorreram no ponto de conexão dos sistemas FV e à rede elétrica, causando desequilíbrio entre fases, propagando-o para os barramentos e linhas adjacentes. Também ocorreu violação dos limites normativos de tensão para os casos analisados, quando houve conexão massiva de sistemas FV monofásicos individualmente, diferente dos casos onde houve a conexão massiva de sistemas FV monofásicos e trifásicos simultâneos, ocorreram às violações com menor intensidade e em horários específicos ao longo do dia.

Palavras-chave: *Sistema Fotovoltaico, Alta penetração de sistemas FV, Rede de Distribuição de Energia Elétrica de baixa tensão, Impacto na Tensão.*

Área temática: *Mercado, economia, política e aspectos sociais*

Subárea temática: *Impactos sociais, econômicos e ambientais de energias renováveis*

IMPACTO DA INSTALAÇÃO MASSIVA DE SISTEMAS FV DISTRÍBUIDOS NO NÍVEL DE TENSÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO ELÉTRICA DE BAIXA TENSÃO

Gustavo Fernandes de Negreiros – fern_gust@hotmail.com
Chigueru Tiba - tiba@ufpe.br
Igor Cavalcanti Torres - igorcavalcantetorres@hotmail.com

Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) – Departamento de energia nuclear - Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares (DEN-PROTEN)

***Resumo*:** *Este trabalho visou caracterizar os impactos causados pela alta penetração de sistemas FV distribuídos e ou concentrados a rede elétrica de distribuição de baixa tensão. Foi utilizado um alimentador real de BT, com padrões normativos, manobras e ajustes técnicos comumente realizados pela concessionária nas características elétricas para operar todo o sistema. O mesmo foi parametrizado no software OpenDSS, considerando as variações temporais para a demanda de carga e geração FV, possibilitando realizar as simulações e obter os resultados mais realistas possíveis. O alimentador foi submetido a uma curva de demanda com carregamento convencional e uma com baixo carregamento diurno, além da injeção de potência ativa oriundas dos sistemas FV conectados a rede de 70% e 100% da potência nominal do transformador. Diante disso, foi obtido que as maiores elevações de tensões ocorreram quando houve a conexão de sistemas FV trifásicos e monofásicos simultâneos aos barramentos alocados nos finais de linha. Esta situação ocorreu quando o alimentador foi submetido a uma curva de demanda com baixo carregamento diurno e injeção de 100% da potência nominal do transformador pelos GDFV a este circuito. Neste caso, ocorreu a violação dos limites normativos de tensão na Fase A e foi onde se verificou o maior número de geradores FV conectados. As elevações de tensão ocorreram no ponto de conexão dos sistemas FV e à rede elétrica, causando desequilíbrio entre fases, propagando-o para os barramentos e linhas adjacentes. Também ocorreu violação dos limites normativos de tensão para os casos analisados, quando houve conexão massiva de sistemas FV monofásicos individualmente, diferente dos casos onde houve a conexão massiva de sistemas FV monofásicos e trifásicos simultâneos, ocorreram às violações com menor intensidade e em horários específicos ao longo do dia.*

Palavras-chave: *Sistema Fotovoltaico, Alta penetração de sistemas FV, Rede de Distribuição de Energia Elétrica de baixa tensão, Impacto na Tensão.*

1. INTRODUÇÃO

O avanço tecnológico está proporcionando a elevação da demanda energética e conseqüentemente uma dependência crescente de energia elétrica para suprir estas necessidades, sejam elas no setor residencial, industrial ou comercial. Diante deste cenário de crescimento do uso de equipamentos eletroeletrônicos, ocorre o aumento significativo da demanda de energia elétrica solicitada às matrizes geradoras. A energia elétrica pode ser gerada de diversas formas com o uso de fontes renováveis de energia, como por exemplo, destaca-se a utilização de sistemas fotovoltaicos de pequeno e médio porte em grandes centros urbanos através da geração distribuída e conectados à rede de distribuição elétrica convencional. Estes sistemas possuem a característica de geração descentralizada, fornecendo eletricidade às cargas localizadas e próximas aos mesmos. O uso desta forma de geração apresenta várias vantagens, como a redução dos custos devido à não necessidade de expansão de alimentadores, redução das perdas na transmissão e na distribuição da energia elétrica, além da sua flexibilidade de implantação em função de seu pequeno porte e modularidade (IEA; NREL, 2017).

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Impacto da alta penetração solar na regulação de tensão

A inserção massiva e ou concentrada em um único ponto de sistemas FV a rede de baixa tensão 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). São efeitos gerados pela elevada potência ativa oriunda dos sistemas FV conectados, perto ou longe dos circuitos de alimentação de uma determinada carga, podendo prejudicar e danificar os equipamentos que fazem o controle da regulação de tensão do sistema (PALMINTIER *et al.*, 2016).

Na Fig. 1, é apresentado um alimentador de distribuição *(feeder)* básico, onde se verifica a subestação elétrica, linhas de transmissão, transformadores e as cargas conectadas, bem como, o comportamento do nível de tensão ao longo do alimentador. Tradicionalmente, os sistemas elétricos são projetados para superar as quedas de tensão ao longo do alimentador, diante das perdas elétricas. Este controle normalmente pode ser alcançado quando é inserida no sistema

de distribuição uma alta tensão na subestação e utilizando-se reguladores de tensões e bancos capacitores para haver um controle através da compensação de tensão (SEGUIN *et al.*, 2016).

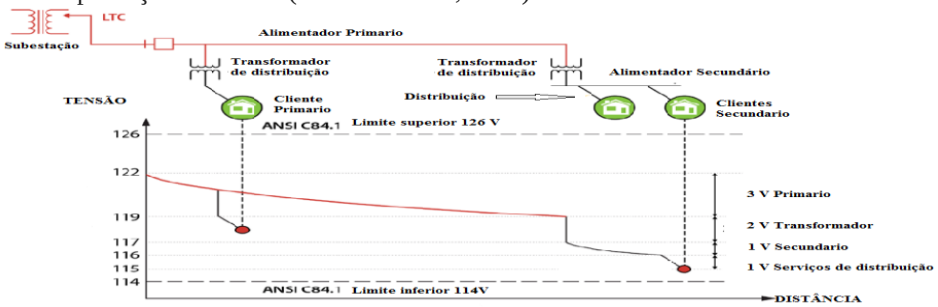

Fig. 1 - Queda de tensão em um alimentador *(feeder*) de distribuição em função da distância da subestação.
Fonte: (PALMINTIER *et al.*, 2016)

A utilização de equipamentos para o controle do nível de elevação de tensão pode ser uma solução cabível para os problemas. Este procedimento é realizado através de um ajuste no TAP de transformadores localizados nas subestações elétricas, o que acaba determinando uma redução não somente no circuito que predispõe os problemas referentes à elevada conexão de sistema fotovoltaica, mas também em outros alimentadores que não apresentam problemas.

2.2 Sobretensão e queda de tensão ao longo do alimentador

A inserção massiva de GDFV ao sistema de distribuição pode provocar impactos às tensões de alimentação do circuito de diversas maneiras, uma delas seria pela intermitência da geração FV, que proporciona variações de tensão no fornecimento de energia ao sistema e no aumento de tensão no ponto de conexão. Estes problemas, por exemplo, são bem evidenciados quando os sistemas FV estão conectados no final do alimentador (*feeder*) com grandes extensões e ligeiramente carregados (PALMINTIER et al., 2016; SEGUIN et al., 2016). Na Fig. 2, é apresentado o nível de tensão em função da distância do circuito em relação à subestação elétrica. Verifica-se que o nível de tensão ao longo do alimentador diminui sua intensidade à medida que se distancia da matriz de geração, evidenciada pela curva em azul claro sem a utilização de equipamentos reguladores como banco capacitores e sem contribuição FV. Com o uso de equipamentos reguladores de tensão e sistemas FV conectados, fica evidenciado na Fig. 2 pela cor vermelho que ocorreram pequenas reduções de tensão ao longo do alimentador. Porém este fato de ser considerado quando o sistema estiver operando em períodos de carga leve, pois neste caso, as tensões podem se mantiver em parâmetros normativos não aceitáveis.

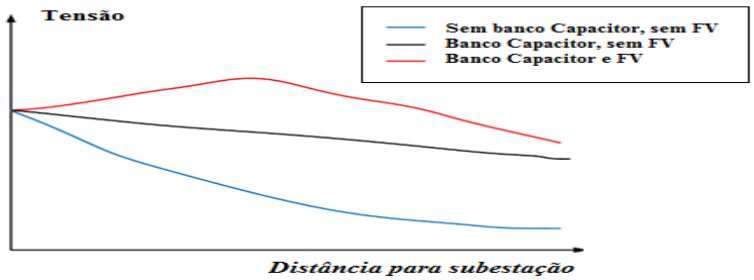

Fig. 2 - Impacto da energia fotovoltaica no perfil de tensão do alimentador.
Fonte: (PALMINTIER *et al.*, 2016)

Proporcionando um maior desgaste dos equipamentos atuadores na regulação de tensão e redução da sua vida útil, devido ao elevando número de atuações indesejadas, além de ocasionar a saída dos sistemas fotovoltaicos pelas configurações parametrizadas nos inversores (SEGUIN et al., 2016). Quando não considerado sistemas FV conectados, evidenciada pela na Fig. 2 pela cor preta, as tensões à medida que se distanciava da matriz, declinava linearmente, algo esperado e projetado. No projeto de operação do alimentador que contenha sistema FV inserido, deve ser considerada a situação quando não estiverem disponíveis equipamentos reguladores ou TAP de comutação de carga. Tais equipamentos mantêm a tensão dentro dos limites permitidos ao longo de todo alimentador, evitando que as tensões de pico ultrapassem os limites aceitáveis projetados e normativos.

2.3 Impactos de tensão na qualidade da energia

A normatização, referenciada neste artigo, trata de forma específica da qualidade de energia no sistema de distribuição brasileiro, que se encontra prescrita no PRODIST módulo 8, revisão vigente a partir de 2018, sendo utilizada como referência para estabelecer a qualidade do produto e serviço no Brasil (ANEEL, 2017). A qualidade do

produto abordada, segundo ANEEL (2017c), trata-se dos fenômenos associados à qualidade do produto em regime permanente ou transitório e são; Tensão de regime permanente, Flutuação de Tensão (flicker) e Variação de tensão de curta duração.

2.4 Variação de tensão em regime permanente

A inserção massiva de sistemas FV 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 conseqüências, distúrbios como a elevação de tensão e queda de tensão ao longo do alimentador (IEA, 2016; PALUDO, 2014). A tensão em regime permanente deve ser monitorada, devendo a distribuidora dotar-se de recursos e técnicas modernas para tal acompanhamento, para manter a tensão dentro dos padrões adequados, fazendo uso, dos indicadores individuais e coletivos de conformidade de tensão elétrica que se baseiam em critérios de medição, registros e prazos de compensação ao consumidor. Estes parâmetros indicam os limites adequados, precários e críticos do nível de tensão entregue ao consumidor final (ANEEL 2017). Devendo atender os procedimentos de rede, adotados no PRODIST MÓDULO 8, através dos valores padronizados de tensão, tendo como referência os valores para baixa tensão, expressos na Tab. 1.

Tab. 1 - Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1kV (220/127) e (380/220).
Fonte: (ANEEL, 2017)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura220/127 (Volts)
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)
Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura380/220 (Volts)
Adequada	(350 ≤ TL ≤399)/(202 ≤ TL ≤ 231)
Precária	(331 ≤ TL < 350 ou 399 < TL ≤ 403)/ (191 ≤ TL <202 ou 231 < TL ≤ 233)
Crítica	(TL< 331 ou TL > 403) / TL< 191 ou TL > 233)

Por características normativas, existem variações de tensão que são aceitas durante o funcionamento na rede de distribuição sem ocasionar transtornos ou danos às instalações. Ultrapassando esses limites, a distribuidora de energia, dependendo dos níveis de transtornos e do tempo registrado do problema, sofre penalidades financeiras de acordo com o sistema de compensação regido em norma. Segundo ANEEL, (2017c), quando se refere à qualidade de energia fornecida pelos sistemas de GD, os desvios dos padrões estabelecidos referentes aos requisitos de tensão, freqüência, distorção harmônica e fator de potência são tratados como condições anormais de operação e os sistemas devem ser configurados para ter a capacidade de identificar esses desvios e cessar o fornecimento de energia à rede.

A tensão deve atender aos requisitos de operação e não deve sair da faixa descrita na Tab. 2, devendo o sistema de GD interromper o fornecimento de energia à rede. O sistema de GD deve permanecer conectado à rede para realizar o monitoramento dos parâmetros de operação e permitir o restabelecimento do sistema (ANEEL 2017). Para manter a tensão da entrada de serviço do cliente são necessários equipamentos para manter dentro de uma faixa aceitável para o funcionamento do sistema de ± 5% do valor nominal (ANEEL, 2017). Ao contrário da geração de energia convencional, a produção de energia fotovoltaica é caracterizada por sua intermitência durante um curto espaço de tempo (segundos a minutos) devido às condições climáticas, variando esta condição de acordo com a quantidade e freqüência de nuvens que passam acima das placas solares.

Tab. 2 - Tempo de Resposta às condições anormais de tensão.
Fonte: (ANEEL, 2017)

Tensão no ponto de conexão comum (% em relação aVnominal)	Tempo Máximo de desligamento
V < 80%	0,4 s
80% ≤ V ≤ 110%	Regime normal de operação
110% ≤ V	0,2 s

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).

2.5 Flutuações de Tensão *(Flicker)*

Dentre os parâmetros estabelecidos para geração fotovoltaica distribuída percebe-se que existem variações na

saída de alimentação FV, que são resultados da intermitência da fonte solar (irradiação) ocasionada pela passagem de grandes nuvens ou sombreamentos, que determinam flutuações na tensão de alimentação dos consumidores.

O "flicker" consiste em variações intermitentes de tensão, e conseqüentemente, as violações de tensão podem causar cintilações imperceptíveis para alguns conjuntos de lâmpadas mais sensíveis, as lâmpadas incandescentes, que ocasionam transtornos aos clientes, como desconforto e fadiga visual, além de causar defeitos aos equipamentos eletrônicos. Isto ocorre devido à freqüência de operação no momento destas flutuações com altas penetrações de energia solar estar numa faixa muito inferior às freqüências padronizadas de alimentação 50 Hz ou 60 Hz (IEEE PES, 2014). A geração de energia FV quando fornece energia elétrica ao alimentador específico, o qual está conectado, deve ter sua potência máxima fornecida avaliada e muitas vezes restrita para evitar "flicker" inaceitável aos parâmetros de qualidade e operação do sistema. Uma das formas para caracterizar o limite do "flicker" é a determinação do limite superior da capacidade total de energia fotovoltaica que pode ser fornecida a esse alimentador (IEEE PES, 2014; SEGUIN et al., 2016).

3. MODELO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Na Fig. 3 está ilustrado o diagrama esquemático utilizado para realizar a modelagem do sistema fotovoltaico no software OpenDSS. Segundo (DUGAN, 2011), este esquema realiza a combinação entre o gerador fotovoltaico e o inversor, através de um modelo matemático, para realizar as simulações com intervalo de tempo maior ou igual a 1 segundo. Ao analisar a Fig. 5, observam-se, as variáveis que definem o modelo e os respectivos componentes envolvidos no processo de modelamento.

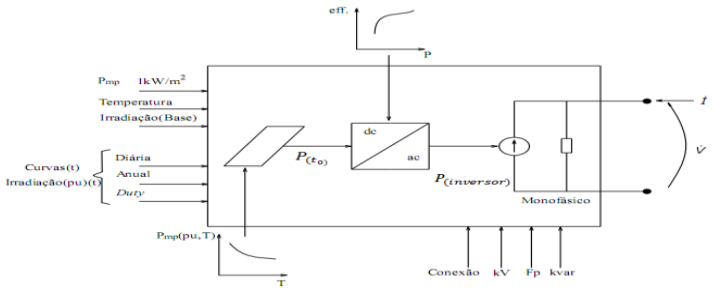

Fig. 3 - Diagrama esquemático do modelo de simulação de sistema fotovoltaico.
Fonte: (DUGAN, 2011)

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

4. DETALHAMENTO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Foi utilizado um alimentador real do sistema distribuição secundário, que fornece energia elétrica a unidades consumidoras com perfil residencial, comercial e industrial. O alimentador é de baixa tensão e possui em sua estrutura trechos de linhas aéreas trifásicas, no qual, por ser um sistema real, o mesmo trabalha em condições desequilibradas. O alimentador é apresentado na Fig. 4, sendo constituído por 20 barras (postes) que transporta uma potência trifásica no modelo a 4 (quatro) fios conectados em trifásico-estrela.

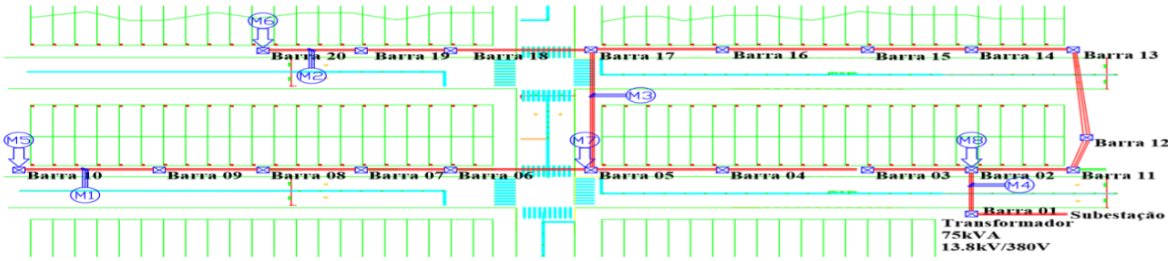

Fig. 4 - Sistema de distribuição de energia elétrica de baixa tensão real

O sistema é energizado através de um alimentador primário constituído por um transformador na SE (Subestação Elétrica) que possui a relação de transformação de 69/13.8 kV e alimenta o circuito secundário através de um transformador com potência nominal de 75 kVA de relação de transformação de 13.8kV/380V, onde a tensão nominal de baixa tensão de alimentação do sistema é 380V.

O circuito ilustrado na Fig. 4 apresenta em sua totalidade 202 unidades consumidoras, sendo 189 consumidores residenciais, 12 consumidores comerciais e 1 consumidor industrial. O sistema de distribuição possui em sua composição 19 trechos de linhas aéreas trifásicas que transmitem potência às 202 cargas que são divididas em monofásicas e trifásicas. As cargas possuem potências nominais diferentes, são de naturezas desbalanceadas. As cargas do sistema de distribuição real são de potência constante (PQ) e apresentam um fator de potência igual a 0,92. Foi estipulado, considerar a produção de potência reativa em condições mínimas. Normalmente este fator é desprezado pelas concessionárias para o sistema de distribuição secundário.

4.1 Curvas de irradiação e temperatura para o sistema fotovoltaico

O perfil da à irradiação horária de céu claro e da temperatura ambiente foram obtidas com dados de 1 ano de medições no estado de Alagoas. O maior nível de irradiação resultou em um valor de pico de aproximadamente 939,6 W/m² às 13 horas do dia.

4.2 Curvas de carga diárias

Foram empregadas curvas típicas para classificação de cada consumidor com um perfil residencial e industrial, como é observado na Fig. 5. Para traçar o perfil de cada unidade consumidora através das curvas de carga, foram adotadas medidas típicas das curvas de carga de consumidores individuais monofásicos, bifásico e trifásicos, considerando parâmetros arbitrários para cada unidade consumidora conectada ao sistema simulado.

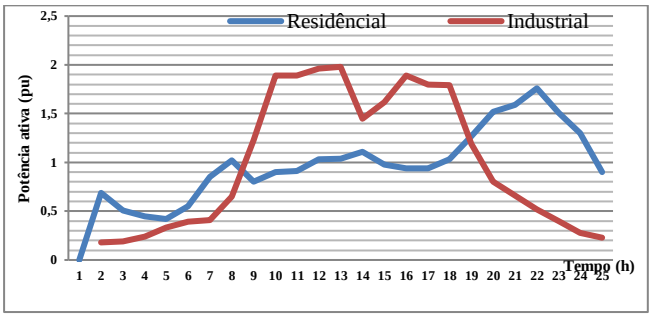

Fig. 5 - Curvas de cargas do perfil residencial e industrial
Fonte: adaptada (JARDINI *et al.*, 2000)

5. METODOLOGIA PARA SIMULAÇÃO DOS IMPACTOS DA INSERÇÃO MASSIVA DE SISTEMAS FV NO NÍVEL DE TENSÃO

Neste artigo foi utilizado o software OpenDSS (Open Distribution System Simulator), desenvolvido pelo Eletric 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). Os estudos das simulações de sistemas elétricos trifásicos e monofásicos com a inclusão de geração fotovoltaica foi feito pelo programa computacional através do comando *PVSystemelementModel*, que realiza a modelagem do inversor fotovoltaico e do gerador, o que possibilita realizar análises referentes aos impactos da inserção destes sistemas no sistema de distribuição (DUGAN; MONTENEGRO; EPRI, 2018).

5.1 Descrição dos cenários para simulações do sistema

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

Neste cenário foi realizada a simulação do sistema de distribuição, com ausência da potência oriunda dos geradores fotovoltaicos. Conforme Fig. 4 nesse cenário estão presentes oito analisadores de energia (Monitores) que tem por objetivo registrar o comportamento do fluxo de potência no alimentador para esta primeira análise.

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

Para este cenário é considerado a conexão de geradores distribuídos FV trifásicos e monofásicos às barras do sistema de distribuição, Fig. 6.

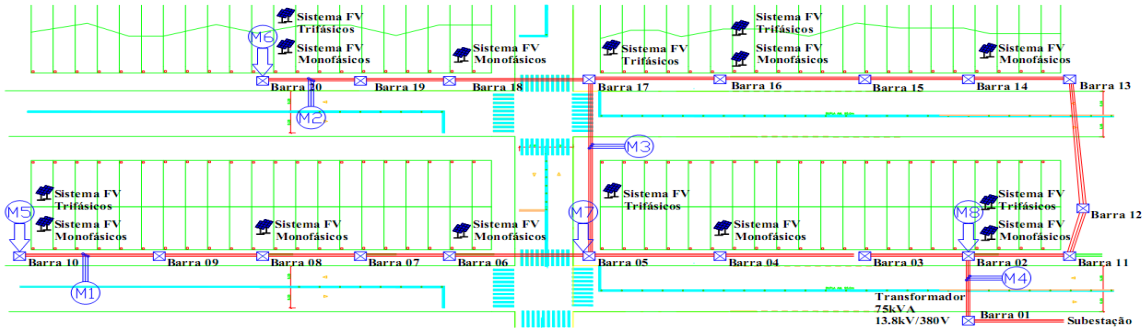

Fig. 6 - Localização dos sistemas fotovoltaicos monofásicos, trifásicos e monitores conectados ao alimentador

Inicialmente foi considerada apenas a conexão de sistemas monofásicos e posteriormente apenas trifásicos conectados, e por fim, os dois casos simultaneamente. Para definir as curvas de demanda do alimentador, foram consideradas duas situações: primeiramente foi adotado um carregamento convencional com características típicas das redes elétricas e a segunda com baixo carregamento diurno. Para este último foi estipulado um percentual de redução de 30% dos valores da curva de demanda convencional, além disso, foi considerada a injeção de potência pelos GD's de 70% e 100% da capacidade nominal do transformador de distribuição (75 kVA).

6. RESULTADOS

6.1 Análise do nível de tensão

Nesta secção são expressos os resultados referentes à análise do nível de tensão quando ao alimentador foi submetido ao caso base sem geração distribuída FV, com GD fotovoltaica monofásica e trifásica de forma separada e simultânea. Ao alimentador foi injetada potência ativa pelos sistemas FV conectados de 70% e 100% da potência nominal do transformador, com objetivo de verificar o comportamento do nível de tensão no alimentador. Entretanto, foram considerados e escolhidos os barramentos 10 e 20 finais de linha, barramento 05 trecho intermediário e barramento 02 situado no secundário do transformador, projetando dessa forma uma análise geral do sistema elétrico. O alimentador foi submetido à duas curvas de carregamento; a primeira com carga convencional, ou seja, com o carregamento nominal e a segunda uma carga atípica, sendo considerada como baixo carregamento diurno, onde foi adotada uma redução de 30% da curva de demanda convencional.

Análise do nível de tensão: Nas barras 10 e 20 finais de linha.

Nas Fig.s 7 e 8 são apresentados os resultados obtidos, quando o alimentador foi submetido a uma curva de demanda com carregamento convencional e uma com baixo carregamento diurno, ocorrendo injeção de 70% da potência nominal do transformador pelos GDFV.

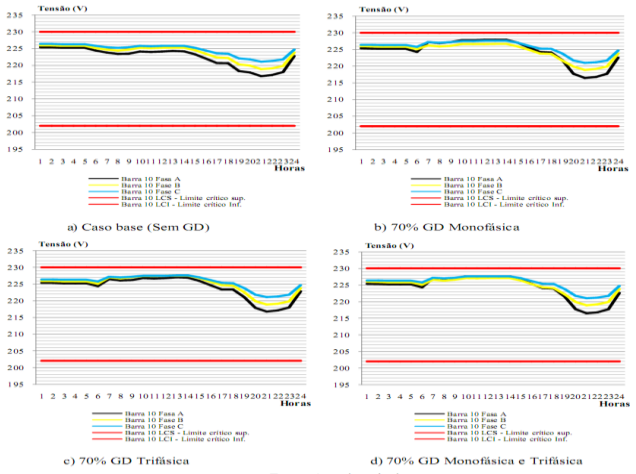

Fig. 7: Análise da tensão na barra 10 com alimentador submetido à curva com o carregamento convencional e 70% da potência nominal do transformador de potência injetada pelos sistemas FV's conectados.

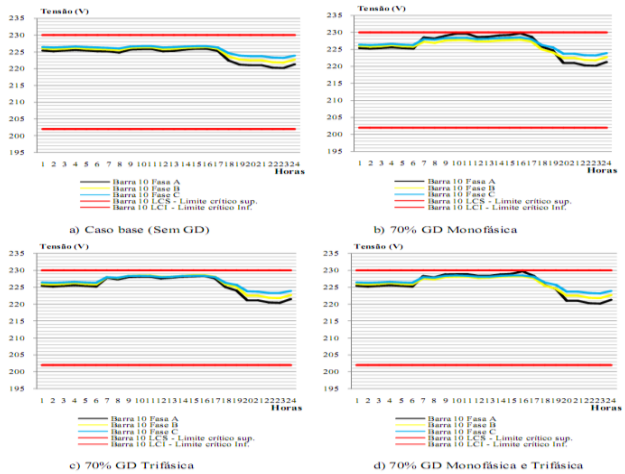

Fig. 8 - Análise da tensão na barra 10 com alimentador submetido à curva com um baixo carregamento diurno e70% da potência nominal do transformador de potência injetada pelos sistemas FV's conectados.

Observa-se nas Fig.s 7(b), (c) e (d) a variação do nível de tensão ao longo de um dia, com pequenas variações de tensão no período de 0h as 15h, de tal forma, que a partir das 16h às 22h tem-se um acentuado declínio, coincidindo com o período de maior solicitação de demanda energética pelas cargas ao alimentador. O pico, mais severo, ocorre às 21h, provocado pelas características da demanda de carga aliado ao pico de solicitação da curva de carga neste horário.

Em relação a outros casos, os níveis de tensão no final de linha considerando 70% de injeção de potência pelos GDFV, perceberam-se os maiores declínios nos níveis de tensão no período das 18h às 22h.

Ao analisar o resultado da Fig. 7(b) com inserção massiva de GD monofásicos, nota-se durante o período de contribuição FV, a elevação do nível de tensão das 7h às 17h30min no barramento 10, comparado ao caso base na Fig. 7(a). Vale salientar que os valores de tensão estão em conformidade elétrica, mesmo sabendo que os maiores valores registrados de tensão para este caso em estudo, foram determinados pelas Fases A e C, evidenciando que é as fases com maior contribuição de injeção de potência FV ao sistema. Com relação ao mesmo caso e considerando o alimentador submetido à curva de demanda com baixo carregamento diurno, verificado na Fig. 8(b), observar-se que os níveis da tensão na Fase A atingem o limite crítico superior de tensão ao longo do período de contribuição dos sistemas FV conectados em dois momentos. O primeiro ocorre das 10h às 11h e, posteriormente, acontece das 15h às 16h. As mesmas condições ocorrem quando o alimentador é submetido à inserção massiva de geradores FV monofásicos e trifásicos de forma simultânea, com as mesmas características, onde o alimentador está submetido à curva de demanda com baixo carregamento diurno, fato observado na Fig. 8(d). De tal forma, a Fase A continua atingindo os limites críticos de tensão no período das 15h às 16h, além de registrar entre os casos analisados os maiores valores de tensão no período de contribuição FV.

Nas Fig.s 7(c) e Fig. 8(c) percebem-se com a inserção massiva de GD trifásicos, que a elevação do nível de tensão é bastante semelhante, nas três fases da rede que fornece energia ao barramento 10, característica operacional natural dos GDFV trifásicos que injetam potência ativa as três fases do alimentador de forma balanceada.

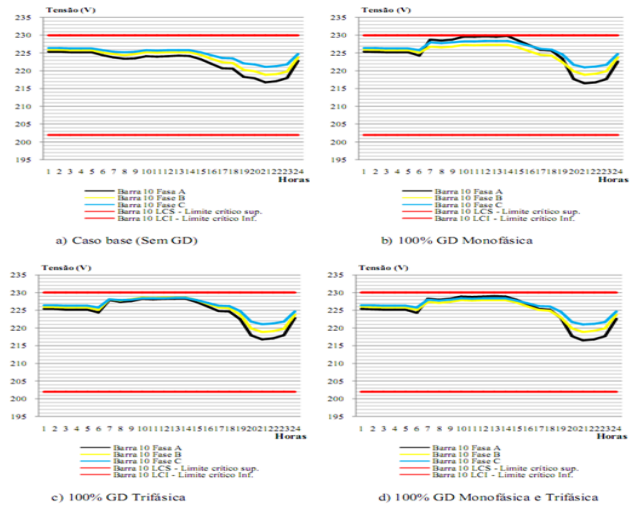

Fig. 9 - Análise da tensão no barramento 10 com o alimentador submetido à curva de demanda de carga com carregamento convencional e com 100% da potência nominal do transformador injetada pelos sistemas FV's conectados.

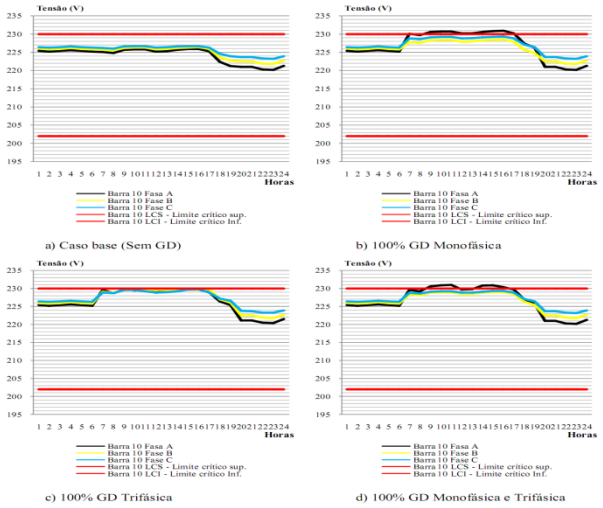

Fig. 10 - Análise da tensão no barramento 10 com o alimentador submetido à curva de demanda com baixo carregamento diurno e com 100% da potência nominal do transformador injetada pelos sistemas FV's conectados.

Ao correlacionar os resultados dos casos base na Fig. 8(a) e Fig. 7(a), conclui-se que as variações do nível de tensão ao longo do período das 0h às 17h foram bem pequenas, mesmo considerando o período de alta demanda do circuito, das 18h às 21h, onde também houve um declínio de tensão, não sendo tão característico quando comparado ao caso base na Fig. 7(a) com carregamento convencional. Os resultados ilustrados nas Fig.s 9 e 10 evidenciaram que os problemas de tensão se intensificaram, quando relacionados aos mesmos casos analisados nas Fig.s 7 e 8. Na Fig. 9(b), percebe-se que as tensões ao longo do período de fornecimento de potência FV e mais precisamente das 10h às 15h, a Fase A do barramento 10 atingiu e manteve-se no limite crítico superior de tensão. Já nas Fig.s 10(b) e 10(d) com as características semelhantes, porém considerando a curva de demanda de carga com baixo carregamento diurno, houve no período das 9h às 11h e das 14h às 16h violação do nível de tensão nas Fases A do barramento 10. Justificado pelos elevados níveis de fluxo de potência reverso neste trecho, mais precisamente na Fase A, sendo acompanhada por elevações características pelas Fases B e C, decorrentes da mesma situação.

Na Fig. 10(d), são evidenciados os níveis mais severos de tensão, quando o alimentador é submetido ao baixo carregamento diurno e são conectados de forma simultânea sistemas FV trifásicos e monofásicos. Neste cenário os limites de tensão foram violados nos períodos das 9h às 12h e das 14h às 15h, justificando a contribuição da injeção de potência FV, diante dos horários onde possui a maior incidência solar. Para o caso verificado na Fig. 9(c) e Fig. 10(c) foi observado à elevação dos níveis de tensão nas três fases do barramento, com inserção apenas GD trifásicos ao alimentador. Vale salientar o caso da Fig. 10(c), no período de fornecimento de potência FV, ocorreu uma maior elevação dos níveis de tensão até atingir o limite crítico superior para as Fases A, B e C, comparado ao caso da Fig. 9(c). Contudo, mesmo com as elevações semelhantes, para as três fases do alimentador, nos níveis de tensão para estes casos, não houve nenhum limite normativo de tensão violado.

Os resultados obtidos para o barramento 20 são bastante semelhantes aos casos analisados nas Fig.s 7, 8, 9 e 10. Foi considerados os mesmos parâmetros, porém, para análise de tensão no barramento 20, as variações de tensão

ocorreram de forma mais intensa, chegando a alcançar os limites críticos, em mais horários definidos ao longo do período de contribuição dos GD.

Análise do nível de tensão: Na barra 05 trecho intermediário do circuito

Nesta etapa, são analisados os parâmetros elétricos do alimentador no barramento que liga um dos trechos intermediários, através dos resultados ilustrados nas Fig.s 11 e 12, ambos estão considerando a inserção massiva de GDFV que injetam 70% da potência nominal do transformador. Observou-se que, mesmo com as curvas de demanda de cargas diferenciadas, os níveis de tensão, no período das 0h às 18h, não apresentaram tantas variações para os casos analisados em ambas as situações. A diferença foi verificada na Fig. 11, com o alimentador submetido a uma curva de demanda com carregamento convencional, saltando aos olhos no período das 19h às 23h um declínio de tensão para todos os casos analisados, de forma mais acentuada com relação aos casos evidenciados na Fig. 12. Além de registrar as maiores elevações de tensão para esta comparação em análise, foram observadas nas Fig.s 12(b), (c) e (d), que mesmo considerando o alimentador com uma curva de demanda de carga com baixo carregamento diurno, não houve a ocorrência de violação dos limites normativos de tensão.

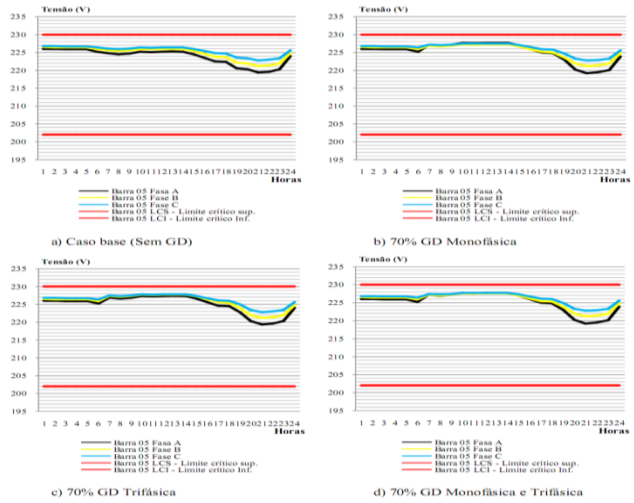

Fig. 11 - Análise da tensão no barramento 05 com o alimentador submetido à curva com carregamento convencional e 70% da potência nominal do transformador injetada pelos sistemas FV's conectados.

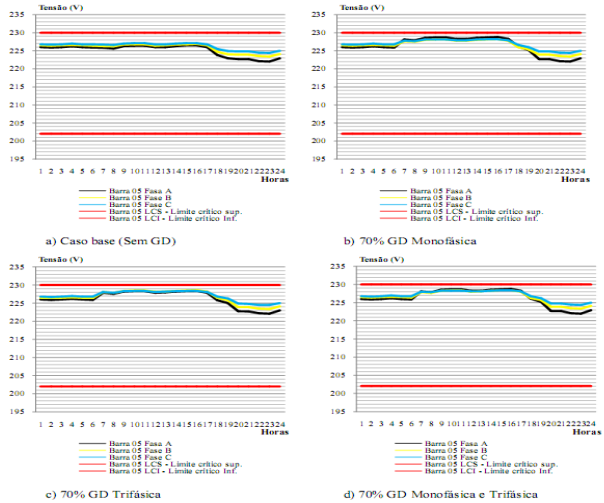

Fig. 12 - Análise da tensão no barramento 05 com o alimentador submetido à curva de carga com baixo carregamento diurno e 70% da potência nominal do transformador injetada pelos sistemas FV's conectados.

Ao observar as Fig.s 14(b), (c) e (d), percebe-se que ocorreram elevações de tensão atenuantes, ao ponto de atingir os limites críticos superiores, esse fato ocorreu quando o circuito é submetido ao nível de injeção de potência pelos GDFV conectados de 100% da potência nominal do transformador.

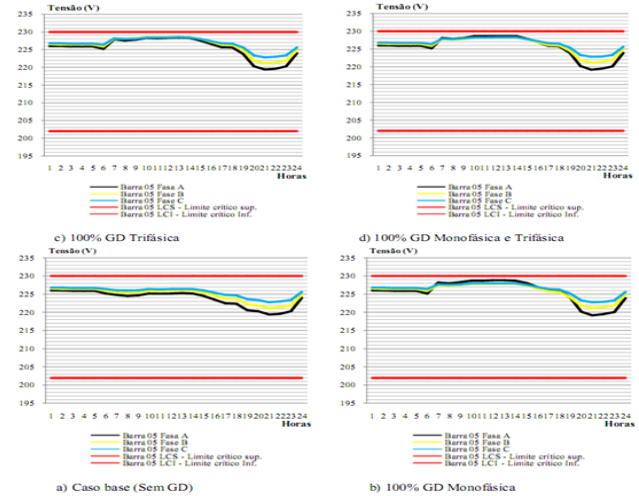

Fig. 13 - Análise da tensão no barramento 05 com o alimentador submetido à curva de demanda com carregamento convencional e com 100% da potência nominal do transformador injetada pelos sistemas FV's conectados.

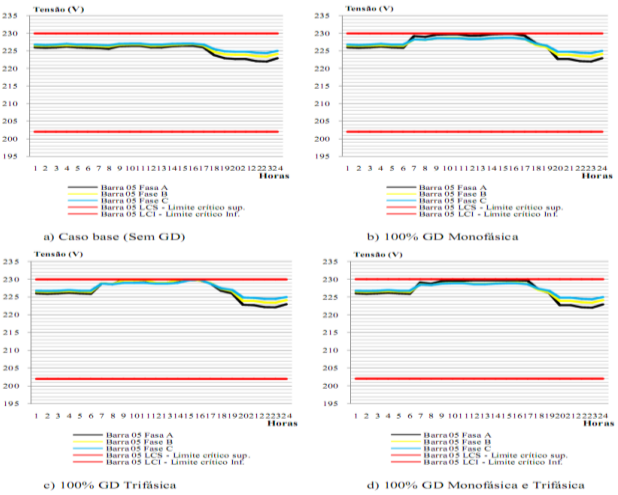

Fig. 14 - Análise da tensão no barramento 05 com o alimentador submetido à curva de demanda com baixo carregamento diurno e com 100% da potência nominal do transformador injetada pelos sistemas FV's conectados.

o limite foi atingindo apenas na Fase A do barramento 05 no período das 9h às 11h e das 14h às 16h. De tal forma, na Fig. 14(d), quando houve a conexão de GD monofásicos e trifásicos simultaneamente, a Fase A também atingiu o limite crítico superior, porém por um período mais prolongado e contínuo das 9h às 17h. Este comportamento observado na

Fig. 14(b) e Fig. 14(d) é justificado pelo quantitativo elevado de GD conectados na Fase A, injetando mais potência ativa nesta fase, ocasionando a elevação de tensão na mesma. Para os casos observados na Fig. 13, ocorreu elevação dos níveis de tensão, semelhante aos resultados observados neste artigo, com pequenas variações na amplitude das tensões no barramento, onde nenhum limite normativo foi violado, mantendo as características do sistema dentro dos padrões observados em normas. Já no caso observado na Fig. 14(c), quando houve a conexão de apenas sistemas FV trifásicos ao alimentador, ocorreu a elevação do nível de tensão nas três fases do barramento. Foi registrado que as Fases A e B atingiram o limite crítico de tensão superior no período das 9h às 11h e das 14h às 16h, acompanhadas da Fase C, onde atingiu o referido limite apenas durante o período das 15h às 16h. Desta forma, este caso, como os outros analisados com as mesmas características, ocorreu essa peculiaridade, justificada porque os sistemas FV trifásicos conectados injetam potência ativa de forma balanceada nas três fases do barramento. Contribuindo para a elevação do fluxo de potência às três fases de forma proporcional, assim, proporcionando a elevação de tensão coerente às três fases do barramento.

Análise do nível de tensão: Na barra 02 próxima ao secundário do transformador de distribuição.

Quando o alimentador foi submetido a uma curva de demanda com carregamento convencional e uma curva com baixo carregamento diurno, respectivamente, e em ambas os GDFV injetam 70% da potência nominal do transformador de distribuição.

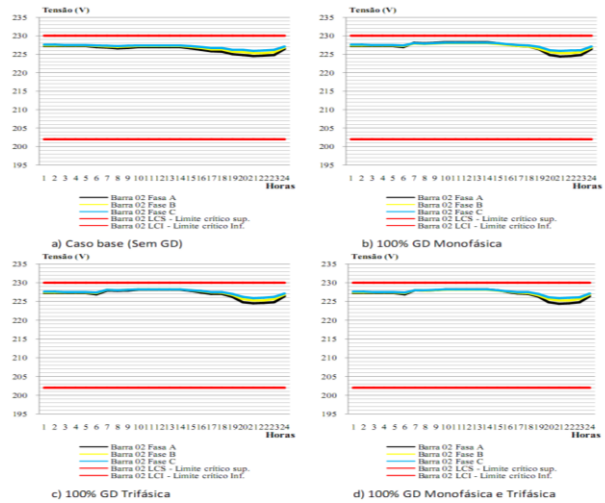

Fig. 15 - Análise da tensão na barra 02 com alimentador submetido à curva com o carregamento convencional e 100% da potência nominal do transformador de potência injetada pelos sistemas FV's conectados.

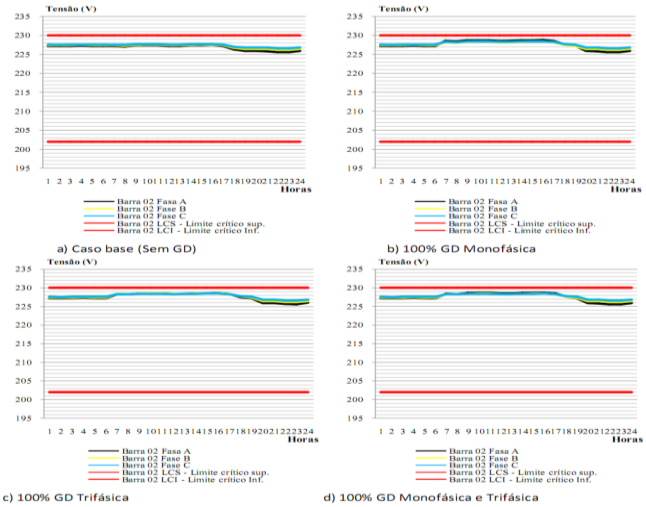

Fig. 16 - Análise da tensão na barra 02 com alimentador submetido à curva com baixo carregamento diurno e 100% da potência nominal do transformador de potência injetada pelos sistemas FV's conectados.

Se observou que as tensões nas três fases do barramento 02 possuem um comportamento similar para todos os casos estudados. Com pequenas variações no nível de tensão ao longo do dia, saltando aos olhos, apenas durante o período das 19h às 23h com um declínio característico do nível de tensão. Situação justificada pelo nível de carregamento do alimentador neste horário, controverso à alta demanda de carga solicitada pelas unidades consumidoras. Já considerando a curva com baixo carregamento diurno, os níveis de tensão elevaram suas amplitudes e foram superiores, com valores de tensões ao longo do dia, mais constantes com pequenas variações entre 225V e 229V; maiores amplitudes, ocorrendo quando houve a inserção massiva de GD fotovoltaicos trifásicos e monofásicos simultaneamente ao alimentador, no período das 7h às 18h. Ao submeter o alimentador à injeção de 100% da potência nominal do transformador, se evidenciou na Fig. 15 e Fig. 16 que, embora os resultados sejam bastante semelhantes aos casos com injeção de 70% da potência nominal do transformador, as variações do nível de tensão foram mais elevadas. Isso pode ser evidenciado com mais clareza na Fig. 16, quando o sistema é submetido a uma curva de demanda com baixo carregamento diurno e é injetado pelos sistemas FV conectados a máxima potência permitida. No entanto, mesmo comparado os casos analisados com o caso base sem GD, é notório a elevação de tensão quando houve a contribuição de injeção de potência no período das 7h às 18h.

Entretanto, os resultados ilustrados nas Fig.s 15 e 16 foram medidos pelo monitor alocado no barramento próximo ao secundário do transformador de distribuição. O que justifica os níveis de tensão mais constantes e com pequenas elevações em sua amplitude, mesmo diante da contribuição dos geradores distribuídos conectados. Foi observado também, a partir das analises através dos resultados evidenciados pelas Fig.s desta seção, que mesmo com a inserção massiva de GDFV à rede elétrica, neste local, não foi ultrapassada nenhum limite normativo de tensão para os casos estudados. Fato que pode ser determinado porque o local da medição fica próximo ao secundário do transformador de distribuição, que normalmente é considerada uma "barra de referência" com módulo e ângulo constantes.

7. CONCLUSÃO

Com relação ao nível de tensão, foram verificadas as maiores elevações de tensões quando houve a conexão de sistemas fotovoltaicos trifásicos e monofásicos simultâneos nos barramentos alocados nos finais de linha do alimentador. Situação que ocorreu quando o mesmo foi submetido a uma curva de demanda com baixo carregamento diurno, considerando a injeção de potência ativa de 100% da potência nominal do transformador de distribuição pelos sistemas FV conectados. Para este caso, foi observada a violação dos limites normativos de tensão na Fase A, onde se verificou o maior número de geradores distribuídos fotovoltaicos conectados. As elevações de tensão ocorreram no ponto de conexão dos sistemas FV à rede elétrica, causando desequilíbrio entre as fases do alimentador, propagando este desequilíbrio para os barramentos e linhas adjacentes. Foi notado também que houve violação dos limites normativos de tensão para os casos analisados, quando houve a conexão massiva de apenas sistemas FV monofásicos individualmente distribuídos ao longo do alimentador, diferente dos casos com a conexão massiva de sistemas FV monofásicos e trifásicos simultâneos, quando as violações ocorreram com menor intensidade e em horários específicos ao longo do dia.

REFERÊNCIAS

ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica - PRODIST, Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica. v. 9, n. Resolução Normativa no 767/2017, p. 1–76, 2017.

DUGAN, Roger C.; MONTENEGRO, Davis; ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, Inc. Reference Guide: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS). EPRI, Inc., v. 7, p. 1–199, mar. 2018.

DUGAN, Roger C. OpenDSS PVSystem Element Model. . 3420 Hillview Ave, Palo Alto, CA 94304, EUA: Electric Power Research Institute EPRI, 2011.

IEA, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Trends 2016 in Photovoltaic Applications: Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2015. n. Report IEA PVPS T1-30:2016, p. 1–72, 2016.

IEA, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY; NREL, National Renewable Energy Laboratory. Status of Power System Transformation 2017: System integration and local grids. International Energy Agency, p. 7–148, 2017. Disponível em: <www.iea.org>.

IEEE PES, Power & Energy Society. IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems IEEE Power and Energy Society. ANSI/IEEE Std. 519, New York, 2014. , v. 2014, p. 29.

JARDINI, J a et al. Daily load profiles for residential, commercial and industrial low voltage consumers. Power Delivery, IEEE Transactions on, jan.2000.v. 15, n. 1, p. 375–380Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/847276/>.

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.

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.

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>.

IMPACT OF MASSIVE INSTALLATION OF PV SYSTEMS DISTRIBUTED AT THE LOW VOLTAGE ELECTRIC DISTRIBUTION NETWORK VOLTAGE LEVEL

Abstract: *This work aims to characterize the impacts caused by the high penetration of distributed and concentrated PV systems in the low voltage distribution grid. It was used as a real BT feeder, with common standards, maneuvering, and technical adjustments performed by the utility on electrical characteristics for operation of the entire system. The same was parameterized in OpenDSS software, considering temporary changes to load demand and PV generation, allowing to perform as simulations and obtain the most realistic results possible. The feeder has been subjected to a demand curve with conventional use and low daytime loading, as well as active power injection from PV systems connected to a grid of 70% and 100% of the transformer rated power. In view of this, it was used that the highest voltage elevations occurred when three-phase and single-phase PV systems were connected simultaneously to the allocated bus at the end of the line. This situation occurred when the feeder was subjected to a demand curve with low daytime use and injection of 100% of the nominal power of the transformer by the GDFV in this circuit. In this case, there was a violation of the normative voltage limits in Phase A and this was where the largest number of connected PV generators was verified. As voltage increases occur at the point of connection of PV systems and the mains, they cause phase unbalance, propagating it to adjacent buses and lines. Violation of the normative voltage limits also occurred for the analyzed cases, when there was a massive connection of single-phase PV systems, different cases in which there was a massive connection of simultaneous single-phase and three-phase PV systems, occurring to the violations less frequently and in periods. specific. Throughout the day.*

Keywords: *Photovoltaic System, High penetration of PV systems in the grid Low-voltage Electric Power Distribution.*