

ANÁLISE DOS IMPACTOS DA DIFUSÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTVOLTAICA NAS REDES REAIS DE BAIXA TENSÃO CONSIDERANDO ESTRATÉGIAS DE CONTROLE DO INVERSOR

LUCAS DE GODOI TEIXEIRA^{†,*}, LEONARDO HENRIQUE DE MELO LEITE[†], JOHNNY JOSÉ MAFRA JÚNIOR[†], WALLACE DO COUTO BOAVENTURA^{*}, PEDRO MACHADO ALESSI[‡]

^{*}*Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - Universidade Federal de Minas Gerais - Av. Antônio Carlos 6627, 31270-901, Belo Horizonte, MG, Brasil*

[†]*FITec - Inovações Tecnológicas - Rua Juiz Achilles Velloso, 121, Bairro Estoril 30494-180 - Belo Horizonte, MG*

[‡]*CEB - Distribuição S. A. SIA Área de Serviços Públicos lote C - Brasília/DF - CEP: 71.215-902*

Emails: lteixeira@fitec.org.br, lleite@fitec.org.br, johnnym@fitec.org.br, wventura@cpdee.ufmg.br, pedro.alessi@ceb.com.br

Abstract— The evidence of increase of the Distributed Generation Photovoltaic Systems (DGPV) in low voltage networks is growing up. This fact has led to considerable changes in the design and operation of distribution systems. In this context, a technical impacts analysis is fundamental for electrical utilities. On the other hand, in the sense of mitigating impacts, especially in the voltage rises issues, the local control of the inverters appears as a good alternative, whereas these devices already have this functionality, although not yet authorized by the current regulation. Initially, this paper proposes a methodology to DGPV low voltage analysis scenario, based on potential consumers in a range of consumption. In sequence, a real distribution network with 6353 consumers is used to assess the supply voltage and the feeder losses against the created penetration scenarios and the inverters local control techniques. The inverter operating strategies used were: unit power factor, fixed control and Volt-Var. The simulations are carried out through MATLAB (Matrix Laboratory) and Open Distribution System Simulator (OpenDSS). The results indicate that the usage of these techniques can contribute to lowering consequences of large-scale DGPV in the feeder voltage profile.

Keywords— Photovoltaic Distributed Generation, Low Voltage Distribution Networks, Local Inverter Control, OpenDSS

Resumo— É cada vez mais forte o indício da proliferação da Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV) nas redes de baixa tensão. Tal fato vem provocando mudanças consideráveis na concepção e operação de sistemas de distribuição. Neste contexto, uma análise de impactos técnicos é fundamental para as concessionárias. Por outro lado, no sentido de amenização dos impactos, principalmente nas ocorrências de elevações de tensão, o controle local dos inversores surge como boa alternativa, ao passo que esses dispositivos já possuem esta funcionalidade, embora ainda não autorizado pela regulamentação vigente. Inicialmente, este artigo propõe uma metodologia para elaboração do cenário de análise da GDFV na baixa tensão, baseando-se em consumidores potenciais em uma faixa de consumo. Em sequência, uma rede real de distribuição com 6353 consumidores é utilizada para avaliar a tensão de fornecimento e as perdas do alimentador frente aos cenários de penetração criados e técnicas operativas de controle local do inversor. As estratégias de operação do inversor utilizadas foram: fator de potência unitário, controle fixo e Volt-Var. Os estudos foram programados no MATLAB (*Matrix Laboratory*) e simulados no *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS). Os resultados apresentados mostraram que o emprego dessas técnicas possibilita amenizar as consequências da GDFV em larga escala no perfil de tensão.

Palavras-chave— Geração Distribuída Fotovoltaica, Redes de Distribuição de Baixa Tensão, Controle Local do Inversor, OpenDSS

1 Introdução

A aplicação de fontes de energia fotovoltaicas para a geração de energia elétrica tem se expandido ao redor do mundo. Experiências internacionais apresentam contribuições importantes para a análise de expansão de mercado, ganhos em produção de escala e redução de custos para os investidores. De acordo com os dados atualizados pela *Solar Power Europe* (Europe, 2017), a capacidade de potência fotovoltaica conectada à rede de energia atingiu 306,5 GW em 2016. Em 2017 foram acrescentados mais 90 GW na matriz mundial, totalizando uma capacidade cumulativa de 396,5 GW. Em 2021, a capacidade total prevista de potência fotovoltaica instalada poderá estar entre 623,2 e

935,5 GW, com 616,1 GW em um cenário mais provável, representando um crescimento de 101% em 5 anos.

No Brasil, a fonte fotovoltaica é ainda incipiente, representando 0,65% da capacidade da matriz elétrica nacional, porém com perspectivas favoráveis de crescimento. Atualmente a capacidade instalada é de 1,11 GW, com previsão de atingir 2,3 GW em 2018, considerando os empreendimentos de fontes centralizadas em construção e a franca expansão da Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV). De acordo com os dados estimados pela EPE - Empresa de Pesquisa Energética, a GDFV passará de um patamar de 200 MW em 2017 para 10 GW em 2030 (EPE, 2017). Aspectos econômicos que também contribuem para o esta-

belecimento desse cenário no Brasil são: a Resolução Normativa nº 482 (ANEEL, 2012) e a queda dos preços das tecnologias nos próximos anos.

Uma vez que fontes fotovoltaicas têm atingido um nível significativo de penetração, tanto em nível local como regional, é muito importante mitigar os potenciais impactos causados pela variabilidade inerente desses geradores distribuídos (ANEEL, 2015). Por outro lado, evitar a desconexão destas fontes durante a ocorrência de eventos na rede pode aumentar a disponibilidade de fornecimento de energia e melhorar os seus parâmetros de qualidade, o que é favorecido pela capacidade de inversores PV para lidar com o fluxo de potência ativa e reativa. Os inversores das fontes fotovoltaicas, quando controlados de forma eficiente, podem contribuir com serviços ancilares, em especial na regulação do perfil de tensão e redução de perdas técnicas na rede de energia.

Especificamente, considerando a regulação de perfil de tensão em alimentadores de distribuição, algumas técnicas de controle usando o suporte de potência reativa de fontes fotovoltaicas têm sido utilizadas. Estes incluem métodos baseados em medições de tensão local, medições de injeção de potência local ou uma combinação de ambos (Liu et al., 2015) e (Turitsyn et al., 2011). Uma combinação de controle local e centralizado de potência ativa/reativa de inversores de fontes fotovoltaicas é discutida em (Weckx et al., 2014). Em (Farag et al., 2012) os autores propõem um controle distribuído para regulação de tensão baseada na coordenação entre os agentes de controle local, através de rede de comunicação. Uma estratégia otimizada de regulação de tensão baseada em uma arquitetura de controle centralizado, assistida por uma infraestrutura de telecomunicações eficiente e coordenada é proposta por (Leite et al., 2016).

O objetivo deste artigo é avaliar os impactos da proliferação da GDFV na baixa tensão, em uma rede de distribuição real, e investigar o uso de estratégias de controle local nos inversores dos sistemas fotovoltaicos para amenizar os impactos relacionados a elevações de tensão e perdas no alimentador. Em conjunto, propõem-se uma metodologia para a elaboração do cenário de análise baseada em consumidores potenciais dentro de uma faixa específica de consumo médio mensal. Além do caso base¹, são analisados seis cenários de penetração de GDFV e três estratégias para a operação do inversor, sendo elas: fator de potência unitário (sem controle), fator de potência fixo e controle *Volt-Var*.

Os estudos realizados foram programados em ambiente Matlab e simulados no OpenDSS via interface COM (*Component Object Model*) do *Windows*. O OpenDSS é um poderoso "motor" de cálculo de fluxo de potência aplicável à sistemas de

¹Situação atual da rede de distribuição, ou seja, com níveis desprezíveis de geração fotovoltaica.

distribuição. Este *software* foi desenvolvido pelo EPRI (*Electric Power Research Institute*), é livre e possui diversos modelos robustos para representar os componentes das redes de distribuição e tratar os recursos distribuídos ao longo de um horizonte de tempo definido. Atualmente, o OpenDSS é a ferramenta utilizada pela ANEEL para cálculo das perdas técnicas nos sistemas de distribuição (ANEEL, 2014).

Este artigo está dividido conforme descrito: a seção 2 descreve o cenário de análise, trazendo informações geográficas do sistema de distribuição utilizado. Em sequência, a seção 3 traz detalhes da metodologia utilizada para gerar o cenário de análise. Por fim, a seção 4 apresenta os resultados obtidos e as conclusões são reportadas na seção 5.

2 Preparação do Cenário de Análise

Os estudos realizados no presente trabalho foram aplicados em um alimentador da CEB - Companhia Energética de Brasília, concessionária responsável por todo sistema de distribuição do Distrito Federal. Os dados da rede elétrica analisada foram extraídos da base de dados BDGD/ANEEL (Base de Dados Geográfica da Distribuidora) (ANEEL, 2015) da concessionária e convertidos para o formato do OpenDSS.

2.1 O Sistema de Distribuição Utilizado

O alimentador escolhido para a análise, identificado como 0409, atende consumidores da região Asa Norte, em Brasília. Esta região é predominantemente residencial de média e alta renda, com reais possibilidades de inserção de GDFV. Este circuito possui topologia radial, com segmentos de média e baixa tensão, representados pelo modelo multifásico. O comprimento total dos condutores é de 42,57 km, sendo 11,06 km para 278 segmentos de média tensão e 31,51 km para 3857 segmentos de baixa tensão.

A rede primária, suprida em 13,8 kV, é representada por um equivalente trifásico equilibrado a três fios (ABC). Estes segmentos são interconectados às redes de distribuição secundária por 57 transformadores de distribuição trifásicos, todos na configuração triângulo no primário e estrela aterrado no secundário, com tensões nominais de 13,8/0,38 kV, totalizando 6,4 MVA de capacidade de transformação. A rede secundária é composta por quatro fios (ABCN), sendo três fases e um neutro aterrado no transformador e no painel de serviço dos consumidores. Este alimentador é desprovido de dispositivos de regulação de tensão. A Figura 1 ilustra a rede primária do alimentador, georreferenciado, com base nos dados do GIS (*Geographic Information System*) da CEB.

As cargas possuem fator de potência igual a 0,92 e são modeladas em potência e impedân-

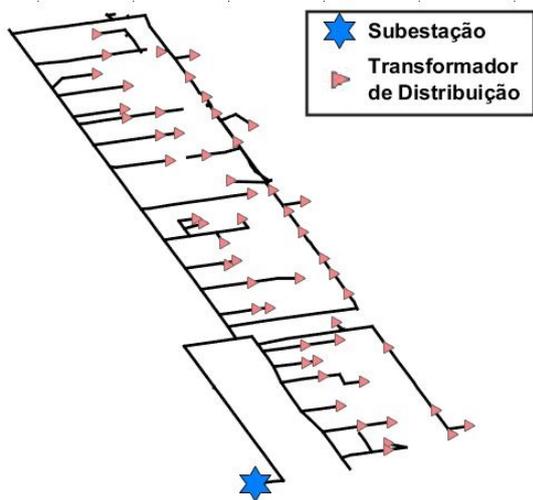


Figura 1: Rede Primária do Alimentador Utilizado

cia constante, utilizando-se um fator de alocação de 50% para englobar estas duas representações. Toda a rede opera em regime permanente e sem chaveamentos, desconsiderando-se os transitórios eletromagnéticos, visto que os impactos analisados no presente trabalho são em regime permanente.

2.2 Curvas de Carga e Patamares de Consumo

A ANEEL exige que sejam realizadas periodicamente campanhas de medição visando a caracterização das cargas conectadas à rede, seguindo os procedimentos pré-definidos no PRODIST - Módulo 2 (ANEEL, 2015). As diversas tipologias representam as faixas de mercado da distribuidora. Na baixa tensão, existem 51 tipos distintos de perfis de carga, agrupados em consumidores residenciais, comerciais, rurais, industriais de pequeno porte e instalações de serviço público. Os perfis se diferem em 72 horas, representando um dia útil, um sábado e um domingo.

O alimentador possui 6353 consumidores alocados nas 57 redes secundárias, sendo 4632 residenciais, 117 comerciais e 1604 pontos de iluminação pública. Cada consumidor possui sua curva de carga e sua faixa de consumo mensal. Deste modo, cada mês possuirá 72 patamares de carga.

É importante destacar que a representação dos diferentes tipos de consumidores é essencial para analisar os impactos de GDFV, dado que a potência injetada na rede é a diferença entre geração e demanda.

2.3 Curva de Carga Mensal Agregada do Alimentador

Com os argumentos anteriores torna-se possível vislumbrar a não generalidade dos estudos envolvendo alimentadores específicos. De modo geral, cada alimentador terá o seu perfil de carga men-

sal caracterizado por 72 patamares de carga. Para determinar este perfil realizou-se a soma das potências demandadas pelos consumidores em cada hora, para os 12 meses do ano. O perfil agregado deste alimentador é ilustrado na Figura 2.

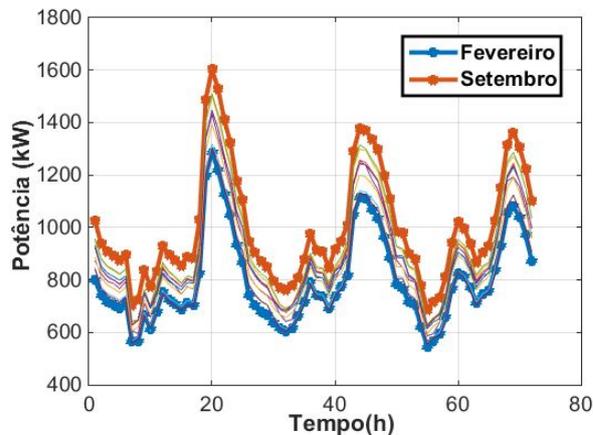


Figura 2: Perfil de Carga Agregado do Alimentador

As análises deste trabalho foram realizadas em dois meses do ano, Setembro e Fevereiro, sendo estes os meses de maior e menor carregamento, respectivamente, conforme observado na Figura 2.

2.4 Irradiância Solar

O INMET (Instituto Nacional de Meteorologia) disponibiliza informações de diversos parâmetros meteorológicos de estações automáticas ao longo do país. Na página virtual do instituto é possível ter acesso às informações horárias em um horizonte passado de um ano. Optou-se em utilizar a curva elaborada por (Vieira, 2017), correspondente a um monitoramento de 1000 dias na área de concessão da CEB. Assumiu-se também uma curva típica para temperatura incidente nos painéis fotovoltaicos. Na Figura 3 são exibidos no mesmo gráfico as curvas normalizadas da carga vista pelo alimentador e irradiância solar característica da região.

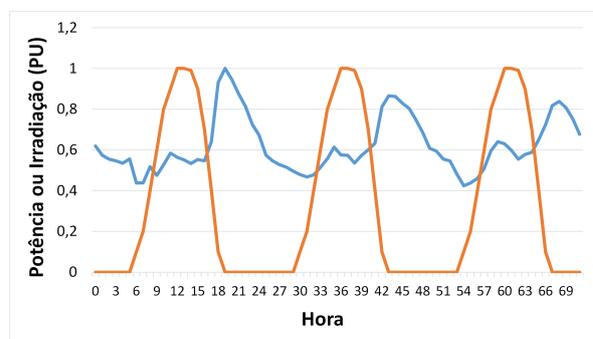


Figura 3: Curva de Carga Vista pelo Alimentador e Irradiância Solar Característica Normalizadas

2.5 Estratégias para Controle do Inversor

Para representar os sistemas fotovoltaicos utilizou-se o modelo *PVSystem* do OpenDSS (EPRI, 2011), que é composto pela integração das placas solares com o inversor.

O inversor do modelo *PVSystem* pode ser controlado de duas formas. A primeira é estática, onde a quantidade de potência ativa injetada na rede é ponderada por um fator de potência fixo. Por outro lado, o controle do inversor pode ser realizado através do modelo *InvControl* do OpenDSS, onde os modos de operação do inversor são alterados com o objetivo de controlar a tensão (Sunderman et al., 2014).

Neste trabalho, o controle do inversor é tratado de três maneiras: fator de potência unitário (sem controle), fator de potência $0,95$ indutivo (Controle Fixo) e controle *Volt-Var*, visando demonstrar as alterações nas ocorrências de sobretensões nas redes secundárias, em cenários de GDFV predeterminados.

O modo de controle *Volt-Var*, ilustrado na Figura 4, acompanha uma curva *Tensão vs Potência Reativa* e altera os níveis de potência reativa gerada (Região Capacitiva) ou absorvidos (Região Indutiva), de acordo com a tensão no terminal ao qual o sistema fotovoltaico está conectado. Este controle foi programado para atuar somente nos instantes em que houver geração de potência ativa, ou seja, os inversores não atuarão durante a noite.

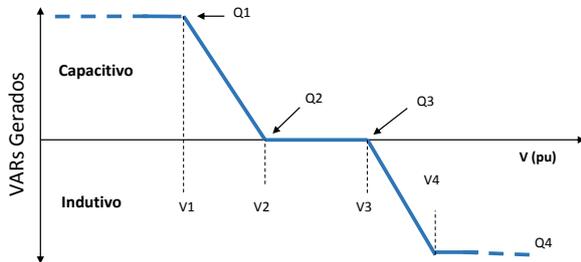


Figura 4: Estratégia *Volt-Var* para Controle do Inversor

3 Metodologia para Geração do Cenário

As análises realizadas no presente trabalho são relacionadas a unidades de GDFV em consumidores de baixa tensão. Inicialmente, estipulou-se um conjunto de consumidores candidatos a inserir GDFV para compensar 100% do consumo médio mensal de energia. Este grupo foi constituído de cargas residenciais e comerciais com consumo médio mensal situado entre 300 kWh e 5000 kWh. Adotou-se essa faixa a partir das projeções para microgeração expostas em (ANEEL, 2017).

No contexto da GDFV, cada cenário pode ser caracterizado por um conjunto de geradores solares conectados em diferentes pontos da rede elé-

trica injetando potência durante um determinado período de interesse. Ou seja, variáveis como localização, potência gerada, capacidade e tensão nominal do inversor e fases de conexão são características importantes de um cenário. A abordagem utilizada para cada grandeza é apresentada abaixo.

- **Localização:** Os consumidores são selecionados de modo aleatório para possuir um gerador solar, até que o número total de geradores nas redes de baixa tensão atinja o percentual característico do cenário, dentro da faixa de consumo médio mensal adotada.
- **Potência Nominal de cada GDFV:** A potência instalada foi calculada com base no consumo médio mensal da respectiva unidade sorteada, admitindo-se que o consumidor colocaria GDFV para compensar 100 % do consumo médio mensal, através da Equação 1.

$$P_{nom}(W_p) = \frac{E}{TD \cdot HSP_{MA}} \quad (1)$$

Onde:

P_{nom} : Potência de pico dos sistema fotovoltaico [W_p];

E : Consumo médio diário da unidade consumidora [Wh/dia];

TD : Taxa de desempenho do sistema. Adotou-se $TD=80\%$ para todas os sistemas, conforme estimado em (Pinho and Galdino, 2014);

HSP_{MA} : Média diária anual da *Hora de Sol Pleno* incidente no plano do painel [h]. Adotou-se $HSP_{MA} = 4,3h$, conforme indicado em (CRESESB, 2018), para a região do alimentador utilizado.

Em resumo, a P_{nom} calculada será suficiente para gerar, durante o dia, a energia total ao qual se deseja compensar.

- **Dimensionamento do Inversor:** A quantidade de potência reativa absorvida ou injetada pelo inversor está relacionada com o remanescente da diferença entre sua capacidade nominal e potência ativa gerada pelo sistema. Nos horários de máxima irradiação, a potência ativa injetada pelo sistema será bem próxima da nominal, o que impediria a atuação de algumas técnicas de controle do inversor. Com a finalidade de exercitar as técnicas de controle descritas na próxima seção, optou-se em seguir a referência (Divan et al., 2016), onde o autor recomenda o sobredimensionamento de 15% dos inversores do sistema fotovoltaico.
- **Fases de Conexão:** As unidades de GDFV foram alocadas nas mesmas fases dos consumidores sorteados nos cenários.

A partir dos dados dos consumidores situados no conjunto utilizado, implementou-se uma rotina para gerar os cenários, com base na metodologia descrita na seção anterior. Foram gerados seis cenários, exibidos na Tabela 1, caracterizados pela porcentagem de consumidores com GDFV dentro do conjunto estipulado.

Tabela 1: Cenários de Inserção de GDFV em consumidores situados na faixa de consumo médio mensal $300 < kWh < 5000$

Cenário	Unidades Criadas	% Total do Alimentador	kWp Total	kWp Médio
1 (5%)	51	0,803%	245,13	4,81
2 (10%)	102	1,606%	598,35	5,87
3 (20%)	204	3,211%	1038,44	5,09
4 (30%)	306	4,817%	1760,56	5,75
5 (40%)	408	6,422%	2449,91	6,00
6 (50%)	510	8,028%	2824,68	5,54

4 Resultados e Discussões

Os estudos realizados foram programados em ambiente *Matlab* e simulados no OpenDSS, conectando as duas plataformas via interface COM do *Windows*. O fluxo de potência é executado em cenários sucessivos de simulação, de modo que as saídas de interesse sejam armazenadas para todas as situações de carga, geração e controle do inversor. Os resultados são coletados em cada hora, totalizando 846 execuções² de fluxo de potência. A Figura 5 ilustra os procedimentos gerais para a operacionalização do OpenDSS via *Matlab*.

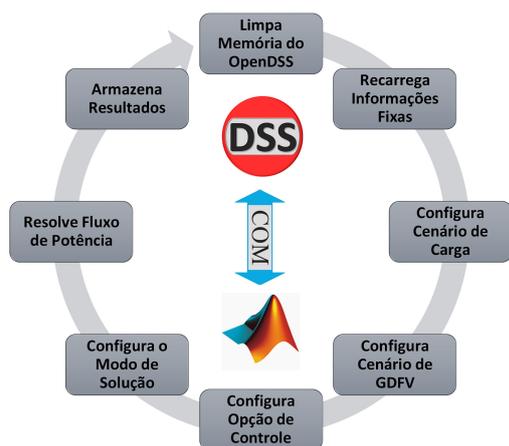


Figura 5: Procedimentos Gerais para as Simulações

²2 meses típicos, 72 patamares de carga, 6 cenários de GDFV, 3 técnicas de operação do inversor, ou seja, 144 execuções para o caso base e 702 execuções com GDFV (13 horas de geração não nula).

4.1 Concepção Geral

Nesta primeira parte, as análises são feitas do ponto de vista do alimentador, analisando o fluxo reverso de energia, tensão de fornecimento dos consumidores e perdas do alimentador para cada cenário de inserção de GDFV e controle do inversor.

4.1.1 Potência Resultante do Alimentador

O efeito mais esperado do aumento de GDFV nas redes secundárias é o que diz respeito a redução de energia demandada pelos consumidores em períodos específicos do dia.

A Figura 6 exibe a potência vista pela subestação ao longo de um dia útil típico de alta geração solar. Esta representação, conhecida como "curva do pato", mostra o potencial de geração fotovoltaica em fornecer mais energia do que a quantidade total demandada pela carga do sistema em determinado período do dia. De fato, no cenário em que mais de 30% dos consumidores situados na faixa entre 300 kWh e 5000 kWh de consumo médio mensal, a geração oriunda dos microgeradores é suficiente para atender, com sobra, toda a demanda do alimentador analisado. A quantidade de potência remanescente seria exportada para outro alimentador.

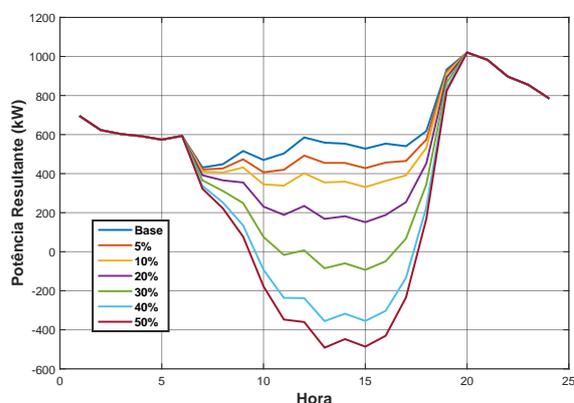


Figura 6: Potência Resultante Fornecida pela Subestação em um Dia Útil Típico de Alta Geração Solar

Na Figura 6 não é exercido qualquer tipo de controle dos inversores, tendo em vista que os resultados seriam praticamente os mesmos, uma vez que os controles analisados controlam a tensão por meio da potência reativa remanescente no inversor³. Julgou-se não pertinente exibir a curva de potência reativa vista pela subestação. Mais adiante, esta análise será feita localmente.

³A técnica de controle *Volt-Watt*, não analisada neste trabalho, possivelmente transladaria verticalmente o vale da curva exibida, uma vez que esta técnica cessa a geração na ocorrência de violações nos limites de tensão.

4.1.2 Perfis de Tensão por Faixa

As tensões de fornecimento dos 6553 consumidores foram monitoradas ao longo das 72 horas típicas do mês de mínimo carregamento, sendo este o mais susceptível a elevações de tensão devido a reversão do fluxo de potência. As medições são realizadas por hora e a contabilização para consumidores com mais de uma fase é feita com base na mínima tensão entre fases. A Tabela 2 mostra a distribuição das medições para cada técnica de controle do inversor utilizada, nos cenários intermediário e máximo.

Tabela 2: Frequência de Ocorrência da Tensão de todos Consumidores no Mês de Mínimo Carregamento do Alimentador.

Faixa V(pu)	Caso Base	Sem Controle		FP = -0,95 fixo		Volt-Var	
		Cenário 3 (20%)	Cenário 6 (50%)	Cenário 3 (20%)	Cenário 6 (50%)	Cenário 3 (20%)	Cenário 6 (50%)
(0,0-0,86]	2	8	8	9	12	8	8
(0,86-0,88]	120	456	370	464	471	340	319
(0,88-0,91]	8218	25234	23812	29141	27878	22539	20996
(0,91-0,95]	43837	60901	44048	73819	63336	51063	39185
(0,95-0,97]	69064	48686	38183	49929	58988	54300	39750
(0,97-0,98]	41154	37854	40292	26075	29042	46571	57536
(0,98-0,99]	84044	281521	276221	277800	276387	282039	286082
(0,99-1]	210977	2434	29482	179	1263	556	13287
(1-1,01]	0	322	3943	0	39	0	253
(1,01-1,03]	0	0	886	0	0	0	0
(1,03-1,05]	0	0	128	0	0	0	0
(1,05-1,06]	0	0	41	0	0	0	0
(1,06-1,08]	0	0	2	0	0	0	0
(1,08-inf]	0	0	0	0	0	0	0

O caso base é o único cenário sem medições acima de 1,0 p.u. Este cenário também apresenta o maior número de medições abaixo de 0,99 p.u, em comparação com os outros. A medida que o nível de penetração aumenta, nota-se uma melhora no perfil de tensão. Entretanto, em casos de alta penetração, certos pontos da rede podem ter os limites superiores de tensão violados, podendo causar danos irreversíveis aos consumidores. Por outro lado, este impacto pode ser amenizado na utilização das técnicas de controle do inversor.

4.1.3 Perdas Totais do Alimentador

O comportamento das perdas totais do alimentador para os 72 patamares de carga do mês de máximo carregamento é mostrado na Figura 7. A medida que a penetração de GDFV aumenta, as perdas totais diminuem em relação ao caso base, com exceção do controle fixo para os cenários 5 e 6. O decréscimo das perdas totais ocorre até o cenário 4. Após este patamar de inserção, as perdas retornam o crescimento, devido ao significativo fluxo reverso ao longo dos períodos de sol forte. O controle *Volt-Var* apresentou uma leve redução de perdas em relação a operação sem controle. A maior redução de perdas, em termos do consumo médio mensal foi registrada no cenário 4 utilizando o controle *Volt-Var*, ocasionando redução de 10,73 % em relação ao caso base. En-

tretanto, a quantidade de energia fornecida pela subestação também reduziu.

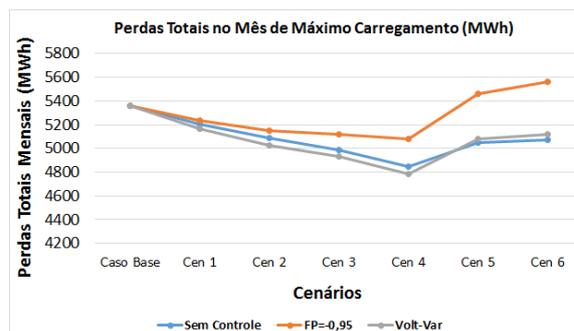


Figura 7: Comportamento da Perda Total Mensal com o Aumento dos Cenários de Inserção e Uso de Técnicas de Controle

Cabe destacar que a dinâmica das perdas totais nos outros 72 patamares de carga dos meses restantes foi praticamente o mesmo, diferindo somente na acentuação das rampas de descida e subida. Nos instantes de alto carregamento, a tensão nas barras é elevada, o que ocasiona em diminuição das perdas.

4.2 Análise de um Consumidor Particular

O objetivo desta análise é investigar o comportamento da tensão de fornecimento de um consumidor particular frente ao cenário de maior inserção de GDFV em conjunto com a estratégia de controle local do inversor associado. Constatou-se que a sobretensão máxima ocorreu na fase C da barra BT2728, às 13 horas em um dia útil típico no mês de mínimo carregamento. A Figura 8 ilustra o perfil de tensão do alimentador neste momento.

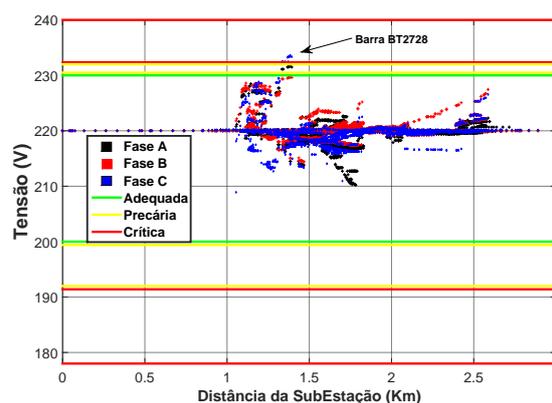


Figura 8: Perfil de Tensão do Alimentador às 13 Horas de um Dia Útil Típico no Mês de Mínimo Carregamento para o Cenário 50%

A tensão na barra indicada atingiu 234 V (1.063 pu), o que viola os limites regulamentados no Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2015) e ex-

põe determinados equipamentos a danos irreversíveis. Como esse foi o pior caso de sobretensão, a barra BT2728 foi escolhida para a análise local. A Figura 9 exibe a tensão na fase C da barra monitorada ao longo do dia para cada estratégia de controle dos inversores.

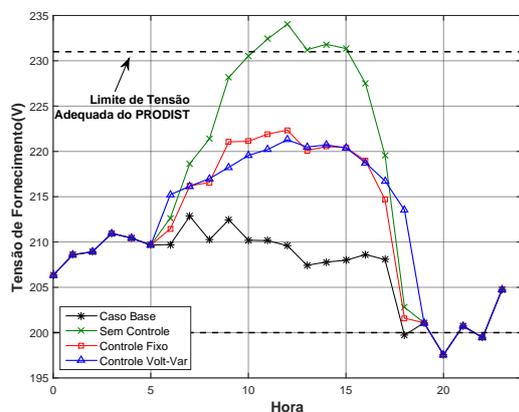


Figura 9: Tensão na Fase C da Barra BT2728 ao longo do Dia

A maior elevação de tensão ocorre às 13 horas, onde a tensão varia de 210,15 V no caso base, para 234,06 V, onde o fator de potência dos inversores é unitário (sem controle). As duas técnicas de controle avaliadas, fator de potência fixo e *Volt-Var*, se mostraram aptas a amenizarem o impacto causado na tensão eficaz do ponto monitorado.

Durante o mesmo intervalo, as Figuras 10 e 11 exibem, respectivamente, o comportamento da potência ativa e reativa suprida pela mesma barra ao longo do dia para as estratégias de controle utilizadas. Os valores positivos indicam a potência suprida pela barra, ou seja, fluxos oriundos da subestação. Já os valores negativos indicam os fluxos de potência injetados na barra em sentido contrário a subestação.

Por exemplo, os valores positivos de potência reativa na Figura 11 indicam que a barra está drenando reativo capacitivo que será absorvido pelo inversor com o intuito de reduzir a magnitude da tensão nesta barra. Da mesma forma, os valores de potência ativa negativa na Figura 10 indicam que os sistemas fotovoltaicos estão exportando energia para a rede.

A potência ativa é basicamente a mesma em todos os cenários. No caso do controle *Volt-Var*, a potência gerada é a mesma, pois o controle do inversor é baseado na quantidade disponível de reativos, não afetando a quantidade gerada no instante. Já no caso do controle fixo, o total gerado (kW) não é perto o suficiente da capacidade total de reativo disponível no inversor, ao ponto de alterar a saída.

Por fim, a Figura 11 ilustra a quantidade de potência reativa injetada (valores negativos) ou absorvida (valores positivos) pelo pelo inversor.

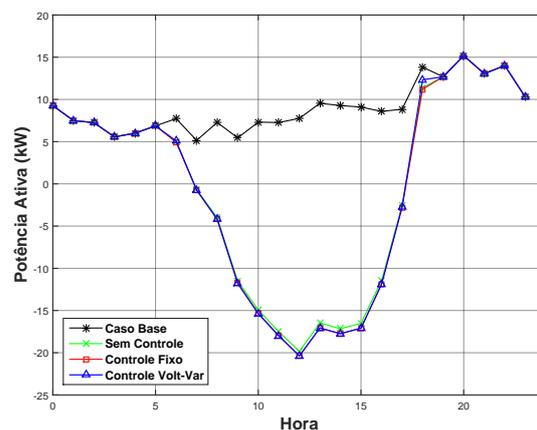


Figura 10: Potência Ativa Suprida pela Fase C da Barra BT2728 ao longo do Dia

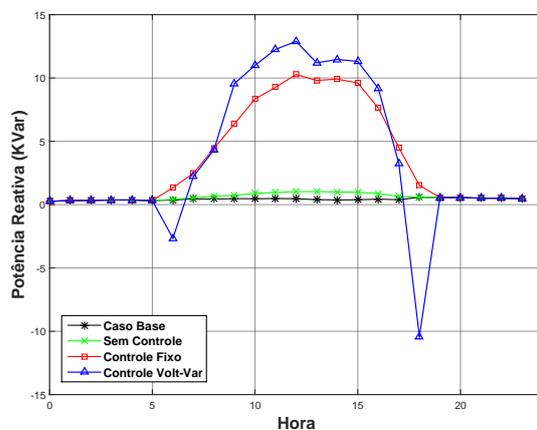


Figura 11: Potência Reativa Suprida pela Fase C da Barra BT2728 ao longo do Dia

Ambos controles limitam-se na quantidade disponível de reativo disponível. Em conjunto, exclusivamente para a técnica *Volt-Var*, a limitação também está associada a tensão nas barra monitorada localmente, podendo injetar ou absorver mais ou menos reativo em comparação ao controle fixo.

5 Conclusão

Este trabalho apresentou um estudo de impactos da proliferação da microgeração solar fotovoltaica na baixa tensão, em um alimentador real de distribuição, com forte potencial de penetração da nas respectivas unidades consumidoras nos próximos anos. Foi proposta uma metodologia para geração de cenários de penetração de GDFV, baseando-se em consumidores potenciais dentro de uma faixa de consumo. Técnicas de controle local do inversor também foram consideradas para realizar as análises de impactos técnicos. Embora este modo de operação dos sistemas fotovoltaicos não seja regulamentada no cenário brasileiro, especula-se que brevemente entrará na pauta de discussão norma-

tiva, tendo em vista a facilidade desta operação e os ganhos para as concessionárias em termos de serviços auxiliares e postergação de investimentos em reforços para as redes elétricas.

Em dias de forte irradiação solar e horário de baixa carga, poderá haver um aumento significativo no fluxo reverso de energia na rede, acarretando sobretensão em alguns pontos, acima dos limites permitidos pelo código de rede nacional. Como alternativa, as técnicas de controle local do inversor apresentadas se mostraram oportunas para amenizar este impacto.

As perdas totais do alimentador, mensuradas em forma de energia, tendem a diminuir à medida que a inserção de GDFV aumenta, justamente devido a menor necessidade de fluxo energético da subestação em direção à carga. Por outro lado, existe um ponto, a partir do qual, a reversão deste fluxo cresce suficientemente para aumentar as perdas. Ao considerar o controle do inversor nesta análise, notou-se uma leve redução das perdas em relação ao caso sem controle, ao passo que em cenários de alto carregamento, a tensão aumentaria, causando redução das perdas. Em um horizonte maior, o acúmulo destas pequenas diferenças poderia ser significativa, ao passo que as análises deste trabalho foram feitas ao longo de meses típicos.

Como continuidade desse trabalho propõe-se verificar o desempenho das técnicas de controle dos inversores em conjunto com outros métodos de controle usualmente utilizados pelas distribuidoras, em uma ação coordenada das fontes de GDFV com reguladores de tensão e banco de capacitores.

Agradecimentos

Os autores desse trabalho agradecem a Companhia Energética de Brasília - CEB Distribuição, a FITec – Fundação para Inovações Tecnologias e a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, por proverem as informações e os recursos necessários para a realização desse trabalho, mediante ao processo PD-05160-1706/2017

Referências

- ANEEL (2012). *Resolução Normativa 482, de 17 de abril de 2012*, ANEEL.
- ANEEL (2014). *Nota Técnica 0057/2014, de 17 de abril de 2012*, ANEEL.
- ANEEL (2015). *PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional*, ANEEL.
- ANEEL (2017). *Nota Técnica 0056/2017 - Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024*, ANEEL.
- CRESESEB (2018). Centro de referência para as energias solar e eólica sérgio de s. brito. acesso em 20 de janeiro de 2018.
- Divan, D., Moghe, R. and Chun, H. (2016). Managing distribution feeder voltage issues caused by high pv penetration, *Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), 2016 IEEE 7th International Symposium on*, IEEE, pp. 1–8.
- EPE (2017). Plano decenal de expansão de energia 2026, *Rio de Janeiro*.
- EPRI (2011). Opendss pvsystem element model.
- Europe, S. P. (2017). Global market outlook for solar power 2017-2021, *Solar Power Europe* p. 32.
- Farag, H. E., El-Saadany, E. F. and Seethapathy, R. (2012). A two ways communication-based distributed control for voltage regulation in smart distribution feeders, *IEEE Transactions on Smart Grid* **3**(1): 271–281.
- Leite, L., Boaventura, W., Errico, L., Cardoso, E., Dutra, R. and Lopes, B. (2016). Integrated voltage regulation in distribution grids with photovoltaic distribution generation assisted by telecommunication infrastructure, *Electric Power Systems Research* **136**: 110–124.
- Liu, X., Cramer, A. M. and Liao, Y. (2015). Reactive power control methods for photovoltaic inverters to mitigate short-term voltage magnitude fluctuations, *Electric Power Systems Research* **127**: 213–220.
- Pinho, J. T. and Galdino, M. A. (2014). Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos, *Rio de Janeiro*.
- Sunderman, W., Dugan, R. C. and Smith, J. (2014). Open source modeling of advanced inverter functions for solar photovoltaic installations, *T&D Conference and Exposition, 2014 IEEE PES*, IEEE, pp. 1–5.
- Turitsyn, K., Sulc, P., Backhaus, S. and Chertkov, M. (2011). Options for control of reactive power by distributed photovoltaic generators, *Proceedings of the IEEE* **99**(6): 1063–1073.
- Vieira, D. (2017). *Método para Determinação do Tipo de Incentivo Regulatório à Geração Distribuída Solar Fotovoltaica que Potencializa seus Benefícios Técnicos na Rede*, PhD thesis, Universidade de Brasília - UnB.
- Weckx, S., Gonzalez, C. and Driesen, J. (2014). Combined central and local active and reactive power control of pv inverters, *IEEE Transactions on Sustainable Energy* **5**(3): 776–784.