

Estudo do impacto da geração solar fotovoltaica nos níveis de tensão em rede de distribuição

Akan Marques da Costa
UFRGS
akan.marques@hotmail.com

Roberto Chouhy Leborgne
UFRGS
Roberto.leborgne@ufrgs.br

Resumo — Este trabalho apresenta um estudo do efeito da geração solar fotovoltaica nos níveis de tensão de uma rede de distribuição. Para realizar este estudo, a rede de distribuição de 13 barras do IEEE foi modelada no Simulink, sendo necessária a adaptação e criação de blocos de medições e blocos de cargas a partir de fontes controladas de corrente. Com a modelagem da rede, o desvio máximo entre as medições de corrente e tensão deste trabalho com os resultados do IEEE foi de 0,1%. Depois de criado um caso base, as potências instaladas dos sistemas fotovoltaicos conectados nas 5 barras trifásicas da rede foram variadas até ser observado sobretensão. A partir disso, foram verificadas quais seriam as restrições da rede para as injeções de potência dos sistemas fotovoltaicos. De modo geral, o aumento de tensão causado pelos sistemas fotovoltaicos não se mostrou relevante frente a outras restrições técnicas da rede e restrições referentes ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica da ANEEL.

Palavras-chaves — Geração Distribuída, Sistema Fotovoltaico, Aumento de Tensão, Simulink.

I. INTRODUÇÃO

Com as políticas energéticas buscando a maior diversificação das matrizes de energia, pressionadas pela necessidade de redução dos impactos ambientais e pela segurança energética, as fontes solar e eólica surgem como uma alternativa importante [1, 2].

Segundo o *Renewable Energy Report* de 2015, as energias eólica e solar fotovoltaica (FV) foram as tecnologias com maior crescimento entre as renováveis em 2014, com 55% e 36,8% do total investido, respectivamente [3]. Esses investimentos proporcionam flexibilidade para a operação energética e diminuem a dependência em relação a fontes de energia não renováveis [4].

Por ser altamente flexível, no que se refere ao fato de ser aplicado tanto em micro quanto em macro escala, a energia solar fotovoltaica vem se tornando a fonte renovável mais próxima do consumidor final. O crescente contato com o usuário aumenta à medida que novas políticas e esquemas são implementados, seja com ajuda de subsídios ou não.

No Brasil, em 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) regulamentou a micro e minigeração de energia elétrica no Brasil, possibilitando que usuários com geração de energia elétrica a partir de uma fonte renovável pudessem abater das suas contas de energia o excedente produzido por seus sistemas geradores, conhecido como Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) [5].

Contudo, a crescente instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) traz questionamentos quanto aos impactos técnicos causados na rede elétrica [6, 7].

De modo a auxiliar o melhor entendimento referente aos impactos na rede elétrica desse tipo de sistema, este trabalho tem como objetivo analisar as consequências da geração distribuída solar fotovoltaica no que se refere aos níveis de tensão. Com esse estudo, é discutido se o impacto na tensão é um fator limitante para que inviabilize um investimento, sob o esquema da ANEEL, de sistemas fotovoltaicos na rede estudada.

O estudo é realizado no alimentador teste de 13 barras do *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE), caracterizado por ter um alto desbalanço entre as fases, alto carregamento e cargas com diversos comportamentos. As simulações são realizadas utilizando a ferramenta de modelagem Simulink do MATLAB.

II. IMPACTOS DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA

Os impactos da geração solar fotovoltaica são abordados por [8], no qual são citados a flutuação e aumento de tensão, fluxo de potência reverso, interação com controladores de tensão (banco de capacitores) e possível aumento nas perdas de um alimentador.

Quanto ao impacto nos níveis de tensão, em [9] é realizado um estudo em que foram analisados alimentadores nos EUA, e concluído que mais de 80% dos casos simulados a penetração máxima de fotovoltaicos passou de 30% da demanda máxima das cargas. O estudo foi realizado utilizando o GridLab-D para modelar os alimentadores e observar sobretensão ou sobrecorrente.

A utilização do Simulink para a modelagem de um sistema de distribuição é feita em [10], no qual é simulado um alimentador existente no Reino Unido com 18 mil unidades consumidoras. Nesse trabalho, a penetração máxima observada atingiu 50% para os limites de tensão estabelecidos pelas normas britânicas.

Já a rede de 13 barras do IEEE é modelada no estudo de [11], cujo objetivo é obter uma metodologia baseada em índices que avaliam o impacto da geração solar fotovoltaica. Uma das conclusões relevantes do artigo para este presente trabalho é a indicação de que a barra de código 634 é o ponto mais sensível à variação de potência ativa. Apesar de modelada a rede de 13 barras, as análises não são realizadas com o Simulink.

III. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS E CONEXÃO NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

A. Sistema fotovoltaico

Neste trabalho será considerada somente a operação em regime permanente e apenas injeção de potência ativa pelo inversor, portanto, a modelagem do sistema fotovoltaico será bastante simplificada. Desta forma, o sistema será modelado como uma fonte de corrente operando com fator de potência unitário, ou seja, o inversor opera sem injeção de reativos. Além disso, será considerada que essa potência é uma função apenas da irradiância incidente no painel. Portanto, efeitos da irradiância na tensão do módulo – que afetaria a potência injetada – e os efeitos da temperatura serão desconsiderados.

B. Rede elétrica

A análise do fluxo de potência em sistemas de distribuição difere consideravelmente dos sistemas de transmissão por causa das características da rede. Enquanto que redes de transmissão (RT) possuem cargas equilibradas, linhas transpostas e redes trifásicas, redes de distribuição (RD) possuem cargas desequilibradas, linhas não transpostas e podem ser tri-, bi- ou monofásicas, o que aumenta a complexidade na análise do sistema. Os diferentes tipos de cargas e suas características serão abordados no próximo capítulo.

Ao se modelar componentes trifásicos como linhas e transformadores, é comum representá-los conforme a Equação 1 (matriz de impedância):

$$[Z_{abc}] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \quad (1)$$

Onde z_{ii} são os termos relacionados à impedância própria dos condutores e z_{ij} são os termos que representam as impedâncias mútuas entre os condutores.

A dedução completa dessa equação pode ser encontrada em [12], no qual utilizam-se as equações de Carson para calcular as impedâncias próprias e mútuas de uma linha trifásica para obter uma matriz 4x4 (matriz de impedância primitiva) e com uma redução (reduções de Kron), obtém-se a matriz da Equação 1.

Quanto às cargas, estas podem ser modeladas como potência ativa e reativa (PQ) constante, impedância (Z) constante e corrente (I) constante.

IV. METODOLOGIA E MODELAGEM

A. Metodologia

A metodologia utilizada neste trabalho é mostrada no esquema da Figura 1.

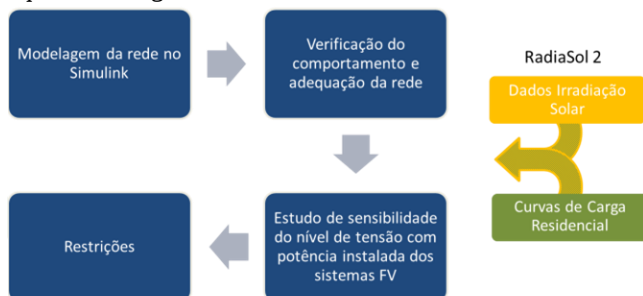


Fig. 1. Diagrama esquemático da metodologia empregada

A partir da modelagem do alimentador no Simulink, faz-se a verificação do comportamento do modelo. Para tanto, foram comparados os resultados dos fluxos de potência em toda a rede da simulação deste trabalho com os resultados divulgados pelo IEEE para esta rede de 13 barras em [12].

Com uma rede base para ser realizado o estudo, são incluídos na modelagem dos sistemas fotovoltaicos dados de irradiância solar disponíveis pelo *software* Radiasol 2 [13]. O modelo IEEE do sistema de 13 barras apresenta apenas as potências instaladas das cargas e o seu tipo de comportamento, já que se trata de um modelo estático no tempo. Entretanto, como o objetivo é analisar a variação da tensão ao longo de um dia, deve-se levar em conta a variação das fontes de energia (sistemas fotovoltaicos) assim como a das cargas (com base nos dados disponíveis em [14]).

Com um caso base adequado para ser trabalhado, simulações são realizadas com diferentes potências injetadas pelos sistemas fotovoltaicos conectados em diferentes barras da rede. A partir de cada valor, analisa-se a tensão ao longo do dia em todas as barras observando se em algum momento os limites de tensão crítica ou precária estabelecidos pelo PRODIST são atingidos, conforme [15] (Tabela 1).

TABELA 1 - FAIXAS DE OPERAÇÃO PARA TENSÃO NOMINAL ENTRE 1 E 69kV

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 0,93TR$

Após realizar o estudo de sensibilidade, as restrições impostas pela infraestrutura da rede e pelo sistema de compensação de energia são analisadas. Com isso, pretende-se verificar se o aumento de tensão causado pelos sistemas fotovoltaicos é um fator mais crítico ou não do que características da rede e de aspectos de compensação.

B. Modelagem (alimentador teste de 13 barras do IEEE)

O alimentador teste de 13 barras do IEEE é caracterizado por uma rede pequena em extensão, com alto carregamento nas cargas, além de grande desequilíbrio entre as fases. A rede ainda conta com dois bancos de capacitores em dois pontos extremos, um transformador pequeno em um dos ramos, um regulador de tensão na saída da subestação, segundo mostra a Figura 2. A chave trifásica sempre foi considerada como fechada.

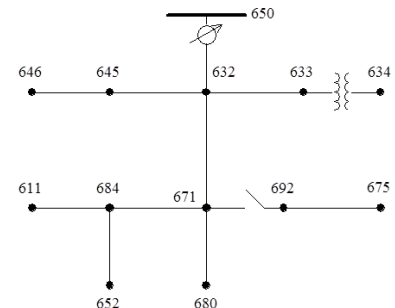


Fig. 2. Diagrama unifilar da rede de 13 barras

C. Cargas pontuais e distribuídas

As cargas foram modeladas a partir de fontes de corrente controlada e um controle de medição automático. A Figura 3 mostra um diagrama esquemático em blocos da carga com corrente constante.

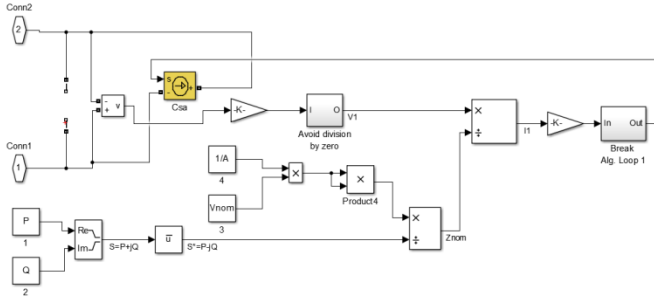


Fig. 3. Diagrama em blocos da carga de corrente constante

Neste caso, a corrente é mantida constante por conta do controle da tensão em comparação com a tensão de referência da carga, variando a impedância equivalente da mesma e assim a potência consumida.

Já a representação das cargas distribuídas utilizada neste trabalho é mais simples: a carga total é dividida em 2 partes iguais, sendo alocadas nos extremos da linha.

D. Linhas de distribuição e transformadores

A modelagem das linhas foi feita a partir da utilização de dois blocos distintos. Para os ramos que conectam as extremidades da rede com o ramo principal, de maior fluxo, foram utilizados os blocos *Distributed Parameters Line*, que utilizam um método de parâmetros distribuídos para o cálculo das quedas de tensão. Para o ramo principal, que conecta a subestação aos ramos secundários, onde as correntes são mais intensas, foi utilizado um bloco que modela as linhas a partir de indutâncias mútuas.

O transformador foi modelado pelas impedâncias equivalentes de cada fase. Essa abordagem foi suficiente para o modelo uma vez que, como os cálculos realizados são todos por unidade (em p.u.), o efeito mais importante do transformador na rede é o acréscimo nas perdas. As impedâncias utilizadas foram modeladas através dos blocos *Series RLC Branch*, que têm como entrada resistência e indutância.

A subestação da rede foi modelada a partir de uma fonte de tensão e o transformador da subestação foi modelado através de 3 transformadores monofásicos conectados em Δ no lado primário e Y no secundário.

O regulador de tensão foi modelado apenas como um transformador invariável, sendo as configurações de tap estabelecidas para um caso base e assim imutáveis.

E. Sistema fotovoltaico conectado à rede

Para verificar o impacto nos níveis de tensão ao longo de um dia inteiro, necessita-se saber apenas o quanto de potência está sendo injetada no ponto de conexão. Portanto, as informações necessárias para modelar o sistema fotovoltaico são apenas a capacidade instalada e como será a geração de energia a partir da variação da irradiância ao longo do dia.

Por conta dessa simplificação, a potência ativa injetada pelos sistemas fotovoltaicos segue a equação 2:

$$P = P_{inst} \cdot \alpha \quad (2)$$

Onde P_{inst} é a potência instalada do sistema fotovoltaico e α é um fator que relaciona a irradiância medida em comparação com as condições padrões de irradiância, dado por:

$$\alpha = \frac{I}{I_{STC}} \quad (3)$$

Onde I é a irradiância em W/m^2 medida e $I_{STC} = 1000 W/m^2$, com o subíndice STC, representando as condições padrões de teste ($1000 W/m^2$, $25^\circ C$ e Massa de Ar igual a 1,5), *Standard Test Conditions*, em inglês.

V. SIMULAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

A. Verificação do comportamento da rede

Com a simulação do modelo do caso base, os resultados do fluxo de potência são obtidos através dos blocos de medição e comparados aos resultados do IEEE para essa rede. Os valores dos desvios obtidos de tensão e corrente são mostrados na Figura 4.

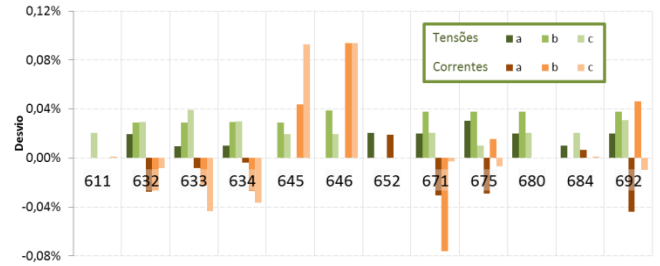


Fig. 4. Desvio de tensão e corrente em relação ao alimentador teste

Os valores (eixo das ordenadas) se referem às medições dos módulos de tensão nas barras (eixo das abscissas) e módulo de corrente nos ramos da rede. Percebe-se que os maiores desvios foram obtidos para as medições de corrente, entretanto, ainda assim não passaram de 0,1%, mostrando que a rede modelada possui um comportamento muito próximo ao padrão estabelecido pelo IEEE.

B. Adaptação da rede

Com as curvas de carga residencial já adicionadas nos blocos de modelo de carga, as tensões em todas as barras ao longo de um dia são computadas. Nesta etapa, os bancos de capacitores permanecem ligados durante o dia inteiro e o regulador de tensão permanece sem alterações. A Figura 5 mostra os resultados obtidos da tensão ao longo do dia de operação, onde cada linha corresponde às fases de cada uma das 13 barras analisadas.

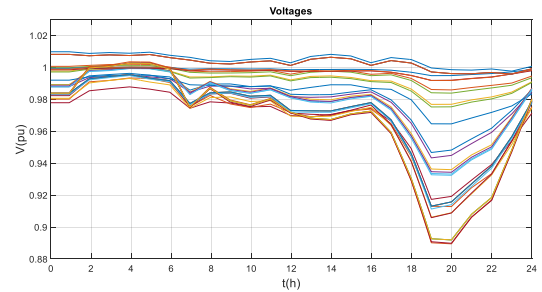


Fig. 5. Tensões na rede sem alterações

Nota-se que as tensões nas barras variam bastante ao longo do dia, atingindo valores mais baixos nos períodos de maior consumo de energia, entre as 18h e 22h. Após esse período, as tensões nas barras retornam ao patamar original, quando as cargas passam a consumir menos potência.

Para esta simulação, sem alteração nenhuma na rede, a maior diferença entre a tensão máxima e a tensão mínima ao

longo do dia é de aproximadamente 0,12 p.u.. Considerando que os limites do PRODIST para a faixa de tensão adequada são de 1,05 e 0,93, tem-se 0,12 p.u. de faixa para ser trabalhado. Com isso, conclui-se que sem alteração da rede, não há margem para aumento de tensão (provocado pelo sistema fotovoltaico a ser instalado). Portanto, modificações na rede são necessárias.

A primeira modificação é a alteração do horário de funcionamento dos bancos de capacitores.

A segunda modificação foi o controle do *tap* do transformador da subestação. Já que se trata de um sistema desequilibrado, procurou-se evitar, através do regulador (fixo) de que uma das fases tivesse sua tensão muito baixa nas extremidades da rede, optando, portanto por uma regulagem que diminuísse as grandes diferenças entre as fases. A partir dessas modificações, obtém-se o caso base a ser trabalhado, cujas tensões ao longo do dia são mostradas na Figura 6.

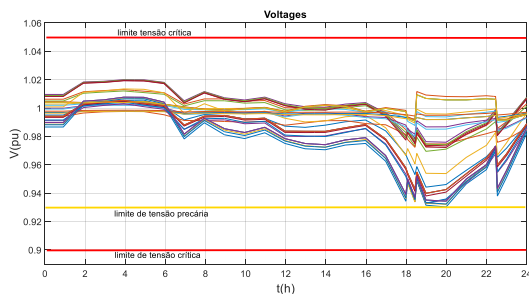


Fig. 6. Tensões na rede do caso base

Nessa figura, são destacados os limites de tensão estabelecidos pelo PRODIST indicando as faixas de tensão adequada, precária e crítica.

C. Análise de sensibilidade

Com o caso base já estabelecido, os estudos de sensibilidade da tensão em função da potência injetada pelos SFCR podem ser realizados. Como são modelados sistemas fotovoltaicos trifásicos, os estudos de sensibilidades serão realizados apenas nas barras com 3 fases: 632, 633, 634, 671 e 675. Nota-se que, apesar da barra 692 também ser trifásica, esta coincide com a barra 671 quando a chave está fechada, formando, portanto, apenas uma barra.

O primeiro caso a ser analisado é o de um sistema conectado na barra 634. A instalação de um sistema nessa barra faz com que o aumento de tensão seja identificado quando há maior incidência de raios solares. Isso pode ser visualizado na Figura 7 para um sistema com potência instalada de 2.073 kW.

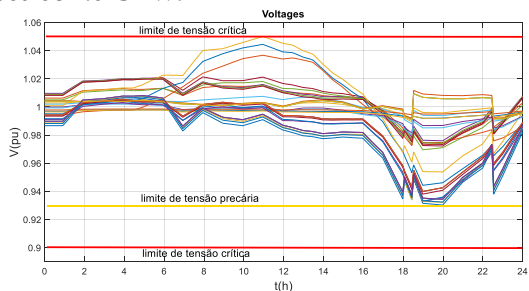


Fig. 7. Variação da tensão com SFCR na barra 634

Para essa potência instalada, o aumento de tensão na rede foi o suficiente para que a tensão atingisse o limite superior de tensão crítica no dia de operação considerado.

Um fato relevante a ser destacado é que por ser uma barra bastante sensível à variação da potência ativa, como previsto no trabalho de Hasheminamin et al. [11], a barra de código 634 possui suas tensões mais afetadas do que as outras barras.

As potências máximas dos SFCR que produzem tensões limites são resumidas na Tabela 2, cujos valores foram obtidos com uma tensão de referência na subestação fixa. Como esperado, as barras mais externas permitem potências instaladas menores do que as barras mais próximas da subestação, uma vez que as tensões atingem os limites de tensão crítica antes das outras barras.

Barra	632	633	634	671	675
Potência (kW)	9.050	5.701	2.703	6.144	4.968

VI. ANÁLISE DOS RESULTADOS E RESTRIÇÕES DA REDE

A simples obtenção dos valores da Tabela 2 traz pouco valor para o estudo sem uma análise contextualizando-os com outros aspectos fundamentais. O quão significativo esses valores são em relação às capacidades dos componentes da rede ou ainda com o quanto é necessário ter um SFCR de potência instalada para compensar a energia consumida através do SCEE são questões discutidas nessa seção.

Utilizando o caso de um sistema conectado na barra 634, observam-se algumas restrições para a geração ao longo da rede durante o dia inteiro.

Durante o horário de maior irradiância disponível, a geração solar fotovoltaica é grande o suficiente para suprir a demanda de todas as cargas da rede e ainda exportar o excedente para a subestação.

Por conta disso, destacam-se 2 restrições relacionadas à infraestrutura da rede: a capacidade do transformador de baixa tensão e a possibilidade da subestação absorver o excesso de energia gerada pelo sistema fotovoltaico. Posteriormente, serão analisados ainda mais uma restrição técnica – a ampacidade das linhas da rede – e uma restrição de compensação – o sistema de *net metering*.

A. Transformador de baixa tensão

Como há apenas uma barra a jusante do transformador de baixa tensão e essa barra é a de código 634, a potência transformada pelo transformador sempre será regida pela carga conectada na barra 634, com exceção de quando há um SFCR nessa barra, quando será regida pelo balanço entre a potência da carga e a geração do sistema. Portanto, a capacidade do transformador, denominado de Fator Limitante 2, é um fator restritivo apenas no caso do estudo da barra 634 (Figura 8).

Como a capacidade do transformador é de 500 kVA, a energia gerada pelo sistema fotovoltaico deve suprir a demanda da carga no horário de maior irradiância e forçar um fluxo de no máximo 500 kVA. A potência máxima permitida para o SFCR é de 670 kW (curva em azul), valor bem menor daquele calculado considerando apenas a tensão como restrição – Fator Limitante 1.

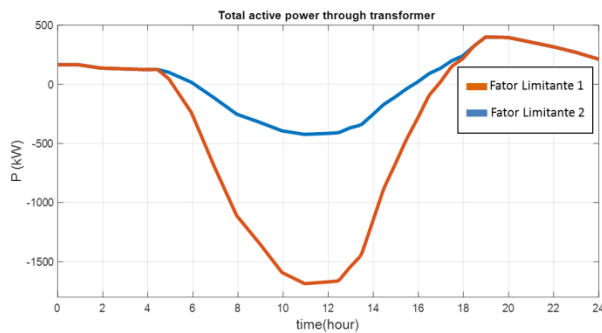


Fig. 8. Potência ativa no transformador no caso da barra 634

B. Transformador da subestação

Ao considerar a subestação, mais restrições surgem. Primeiramente, por questões de segurança, a subestação pode ser configurada apenas para permitir fluxo de potência em um sentido, o que é característico de sistemas de distribuição radiais. Segundamente, por conta da capacidade do transformador da subestação (5 MVA), as potências injetadas pelos sistemas fotovoltaicos podem ser limitadas.

Analisando a potência ativa entregue (ou absorvida) pela subestação para cada um dos cenários considerados, essas restrições ficam mais evidentes (ver Figura 9). Em todos os cenários, há um período em que a geração de energia excede a demanda de todas as cargas, sendo necessário, portanto, entregar o excesso para a subestação (curvas passam para o lado negativo). Com exceção do cenário da barra 634 no qual há pouca exportação de energia para a subestação, todos os outros cenários seriam fortemente modificados se a subestação não permitisse fluxo reverso.

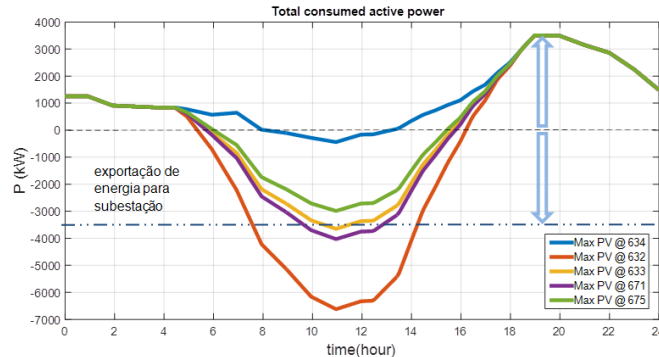


Fig. 9. Potência Ativa entregue pela subestação em cada caso

Se for considerado que a potência ativa máxima a ser absorvida pela subestação é a mesma entregue por ela no horário de pico (sem geração solar fotovoltaica) - setas em azul - então as curvas para os sistemas conectados nas barras 671 (em violeta) e 632 (em laranja) ultrapassariam esse limite e em uma pequena porcentagem, para a barra 633 (3%). Nesses casos, as potências instaladas dos sistemas fotovoltaicos conectados nessas barras também seriam menores do que as apresentadas na Tabela 2.

C. Ampacidade das linhas

Como última restrição de infraestrutura, as capacidades máximas de transportar correntes em cada seção da rede serão consideradas. Aqui, foram medidas as correntes em cada seção e comparadas com as ampacidade dos condutores das linhas. A Tabela 3 registra os resultados:

TABELA 3 – AMPACIDADES E CORRENTES SIMULADAS

Nó A	Nó B	Ampacidade (A)	Imáx calculado (A)
632	633	340	664
650	632	730	946
692	975	329	592

As potências instaladas máximas permitidas para cada caso de modo que não se ultrapassem as ampacidades dos condutores é de 2.961 kW, 7.222 kW e 2.744kW para as barras 633, 632 e 675 respectivamente. Esse resultado já indica que a ampacidade dos condutores é um fator mais limitante para a potência instalada do que problemas de sobretensão na rede simulada.

D. Sistema de compensação de energia elétrica

Até o momento, foram analisadas apenas as restrições técnicas que fariam com que o problema de aumento de tensão fosse menos importante. Nesta etapa, será analisado se a potência instalada necessária para viabilidade de um SFCR sob o sistema de compensação de energia elétrica da ANEEL é baixa o suficiente a ponto de os problemas técnicos serem insignificantes.

Para preencher esse requisito, é necessário conhecer o consumo energético total das cargas para comparar com a geração total de energia. Entretanto, para fazer a análise de comparação entre geração e consumo, foram analisadas apenas as barras que possuem somente cargas consideráveis, equivalente a uma unidade consumidora (um condomínio, por exemplo) e um sistema fotovoltaico (pertencente à unidade consumidora).

Além disso, será considerada que a curva de carga é a mesma para todos os dias do ano. Com isso em mente, a análise é realizada para as barras 634 e 675 nos quais há apenas uma carga definida e para a barra 671 na qual a carga total considerada é aquela conectada em todo o barramento, incluindo as cargas conectadas na barra 692 e metade da carga distribuída. As barras 632 e 633 não possuem cargas conectadas diretamente. O consumo e geração de energia (em MWh) é computado e mostrado na Tabela 4.

TABELA 4 - RESULTADOS COM SCEE COMO FATOR LIMITANTE

Barra	Consumo anual das cargas (MWh)	Geração anual para Potência Instalada Máxima (MWh)	Potência Instalada para Tensão Crítica (kW)	Potência Instalada Adequada (kW)
634	1.824	3.666	2.073	1.031
675	3.259	8.785	4.968	1.843
671	6.440	10.864	6.144	3.642

Nota-se que as potências instaladas dos sistemas fotovoltaicos que levam as tensões da rede ao limite crítico (terceira coluna) são suficientes para gerar até 2,7 vezes a energia necessária para compensar o consumo das cargas no caso do estudo realizado na barra 675. À primeira vista isso aparenta ser vantajoso, já que haveria mais energia para vender à concessionária local. Entretanto, sob o SCEE da ANEEL, não há previsão de venda de energia excedente para a distribuidora. Com um sistema sobredimensionado, os custos iniciais aumentam, mas as receitas não, tornando o investimento inviável financeiramente, uma vez que o excesso de energia é convertido em créditos para abater consumo posterior (segundo novas regras, até o prazo de 60 meses)[5].

A partir dessas considerações, foram calculadas as potências instaladas dos sistemas fotovoltaicos cuja geração

de energia compensasse 100% da energia consumida pelas cargas. Percebe-se que os valores (última coluna da tabela) são inferiores comparados com os da penúltima coluna, quando se considera apenas a variação de tensão causada pelos sistemas como fator limitante.

E. Considerações finais

A Tabela 5 resume os resultados para as potências instaladas máximas considerando os fatores limitantes (FL) discutidos nas seções A até D deste capítulo. Onde “IND” significa indiferente, pelo fato de não fazer diferença o que for conectado à montante do transformador de baixa tensão, apenas à jusante, ou seja, a barra 634. “N.A.” indica “Não Aplicável”, pois como discutido na seção anterior, não há cargas conectadas nessas barras.

TABELA 5 – COMPILAÇÃO DOS FATORES LIMITANTES

Barra	FL 1: Transformador da Subestação	FL 2: Transformador de Baixa Tensão	FL 3: Ampacidade	FL 4: Sistema de Compensação de Energia Elétrica	FL 5: Limites de Tensão
632	5.455	IND	7.222	N.A.	9.050
633	5.532	IND	2.961	N.A.	5.701
634	-	670	NA	1.031	2.073
671	5.525	IND	-	3.642	6.144
675	-	IND	2.744	1.843	4.968

Após todas as análises dos resultados, verifica-se que o aumento de tensão na rede deste estudo não se mostrou tão relevante frente a outros problemas relacionados à infraestrutura da rede e/ou à questão do sistema de compensação de energia elétrica. Em negrito estão destacados, para cada barra considerada, quais são os valores da potência instalada limitada pelo respectivo fator.

Como forma de comparação com outros trabalhos publicados, considerando apenas o limite de tensão como restrição, a penetração máxima variou de 260% na barra mais “forte” (632) até 60% na barra mais sensível (634). Aqui, usa-se como definição de penetração a potência instalada dos sistemas fotovoltaicos em relação à potência instalada total das cargas da rede. Por outro lado, quando se consideram os outros fatores limitantes, a penetração máxima permitida variou de 157% na barra mais “forte” até 19% na barra mais sensível. Em outras palavras, os outros fatores limitantes reduziram as potências instaladas para 60% e 32% respectivamente daquelas calculadas com a tensão como restrição. Finalmente, vale ressaltar que esses resultados são fortemente dependentes do caso base adotado.

VII. CONCLUSÕES

O objetivo deste estudo foi analisar o impacto da geração solar fotovoltaica nos níveis de tensão de um alimentador padrão teste do IEEE. Com a modelagem da rede de 13 barras do IEEE, o desvio máximo entre as medições de corrente e tensão deste trabalho com os resultados do IEEE foi de 0,1%, indicando que a rede modelada possui o comportamento esperado.

Depois de criado um caso base, as potências instaladas dos sistemas fotovoltaicos conectados nas 5 barras trifásicas possíveis foram variadas até que a tensão em algum ponto da rede e horário do dia atingisse o limite máximo de tensão estabelecido pelo módulo 8 do PRODIST. Os valores obtidos

foram bastante elevados em relação à própria capacidade instalada das cargas.

Problemas relacionados à infraestrutura ou problemas de inviabilidade financeira limitaram a potência instalada dos sistemas fotovoltaicos de forma mais intensa que a possibilidade de sobretensão. Para todas as barras, fatores como a ampacidade das linhas, capacidade dos transformadores da rede e questões relacionadas ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica da ANEEL resultaram em potência instaladas máximas permitidas de 60% até 32% daquela calculada quando são considerados apenas problemas de sobretensão.

Segundo as análises realizadas aqui, a potência instalada necessária de um sistema fotovoltaico para compensar o consumo de energia do próprio consumidor não foi alta o suficiente para causar distúrbios relevantes de sobretensão ou sobrecorrente.

VIII. REFERÊNCIAS

- [1] M. Ehsani and H. M. K. Al-Masri, "Engineering and Socio-Economic Aspects of Sustainable Energy," *IEEE 2016 Global Humanitarian Technology Conference*, 2016.
- [2] J. A. Aquino-Robles, R. Villafañila-Robles, A. Sumper, and R. Ramírez-Pisco, "Promotion of renewable energy in Latin America for the security of electric supply," *2011 11th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation (EPQU)*, 2011.
- [3] REN21, "RENEWABLES 2015 GLOBAL STATUS REPORT," 2015.
- [4] R. Doherty, H. Outhred, and M. O'Malley, "Establishing the Role That Wind Generation May Have in Future Generation Portfolios," *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. 21, August 2006 2006.
- [5] ANEEL, "Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica," 2016.
- [6] A. Woyte, V. V. Thong, R. Belmans, and J. Nijs, "Voltage Fluctuations on Distribution Level Introduced by Photovoltaic Systems," *IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION*, vol. 21, March 2006 2006.
- [7] R. Torquato, F. C. L. Trindade, and W. Freitas, "Analysis of the Harmonic Distortion Impact of Photovoltaic Generation in Brazilian Residential Networks," *IEEE 16th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, May 2014 2014.
- [8] J. R. Agüero and S. J. Steffel, "Integration challenges of photovoltaic distributed generation on power distribution systems," *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*, 2011.
- [9] A. Hoke, R. Butler, and J. Hambrick, "Steady-State Analysis of Maximum Photovoltaic Penetration Levels on Typical Distribution Feeders," *IEEE TRANSACTIONS ON SUSTAINABLE ENERGY*, vol. 4, APRIL 2013 2013.
- [10] S. Ali, N. Pearsall, and G. Putrus, "Impact of High Penetration Level of Grid-Connected Photovoltaic Systems on the UK Low Voltage Distribution Network," *International Conference on Renewable Energies and Power Quality*, 2012.
- [11] M. Hasheminamin, V. G. Agelidis, V. Salehi, R. Teodorescu, and B. Hredzak, "Index-Based Assessment of Voltage Rise and Reverse Power Flow Phenomena in a Distribution Feeder Under High PV Penetration," *IEEE JOURNAL OF PHOTOVOLTAICS*, VOL. 5, NO. 4, JULY 2015, 2015.
- [12] W. H. Kersting, "Radial distribution test feeders," *IEEE Transactions on Power Systems*06 August 2002 1991.
- [13] A. Krenzinger and R. C. Bugs, "RADIASOL2: SOFTWARE PARA SINTETIZAR DADOS DE RADIAÇÃO SOLAR," *IV Conferencia Latino Americana de Energía Solar (IV ISES CLA) y XVII Simpósio Peruano de Energía Solar (XVII – SPES)*, Cuzco, 1-5.11.2010, 2010.
- [14] S. B. Rahde and J. W. Kaehler, "Modelagem da curva de carga das faixas de consumo de energia elétrica residencial a partir da aplicação de um programa de gerenciamento de energia pelo lado da demanda," *Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Mecânica e Mecatrônica, PUCRS - Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul*, 1998.
- [15] ANEEL, "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Brasileiro – Prodist," 7 ed. Módulo 8, 2016, p. 33.