

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ENGENHARIA DE ENERGIA

**IMPACTOS DA CONEXÃO DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM REDES DE
DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA TENSÃO**

por

Luana Maria Müller

Monografia apresentada à Comissão de Graduação do Curso de Engenharia de Energia da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Bacharel em Engenharia de Energia.

Porto Alegre, dezembro de 2019



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
ENGENHARIA DE ENERGIA

**IMPACTOS DA CONEXÃO DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM REDES DE
DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA TENSÃO**

por

Luana Maria Müller

ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE DOS
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
BACHAREL EM ENGENHARIA DE ENERGIA.
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELA BANCA EXAMINADORA

Prof^a. Letícia J. Rodrigues
Coordenador do Curso de Engenharia de Energia

Orientador: Prof^a. Dr^a. Mariana Resener

Banca examinadora:

Prof^a. Dr. Mariana Resener – DELAE / UFRGS

Eng^a. Bibiana Maitê Petry Ferraz – PPGEE / UFRGS

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne – DELAE / UFRGS

Porto Alegre, 03 de dezembro de 2019.

MÜLLER, L. M. **Impactos da Conexão de Microgeração Fotovoltaica em Redes de Distribuição de Baixa Tensão**. 2019. 31 folhas. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2019.

RESUMO

Aliada a tendência de avanços tecnológicos e interconexão dos sistemas elétricos, bem como o aumento da inserção da microgeração fotovoltaica no país, esta monografia visa a análise dos impactos da conexão dessas fontes em redes de distribuição de energia elétrica de baixa tensão. Partindo da modelagem de um sistema real no OpenDSS®, foram analisados diferentes níveis de penetração de microgeração fotovoltaica na rede de baixa tensão real na região sul do Brasil. Foram utilizadas curvas de carga típicas e dados de consumo para determinação da demanda dos consumidores no mês de janeiro, para estudar do impacto durante o período de maior irradiação solar na região. Foram avaliados o nível de tensão, o fator de desequilíbrio das tensões e o carregamento das linhas e do transformador de distribuição em quatro casos com distintos percentuais de penetração de microgeração fotovoltaica. Os impactos observados nas simulações foram comparados frente ao caso base, permitindo uma análise da sensibilidade dos critérios avaliados para limitação dessas conexões no sistema. Os resultados demonstraram que para os casos estudados não houve violação dos limites de tensão e do fator de desequilíbrio recomendados pelo órgão regulador, bem como não foram observadas sobrecargas nos elementos monitorados.

PALAVRAS-CHAVE: Sistema de Distribuição, Geração Distribuída, Energia Solar Fotovoltaica, OpenDSS.

MÜLLER, L. M. **Impacts of Photovoltaic Microgeneration Connection on Low Voltage Distribution Networks**. 2019. 31 pages. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2019.

ABSTRACT

Combined with the trend of technological advances and interconnection of electrical systems, as well as the increased connection of photovoltaic microgeneration in the country, this work presents the analysis of the impacts of photovoltaic connection in low voltage distribution networks. Starting from the modeling of a real system in the software OpenDSS®, different levels of photovoltaic microgeneration penetration in a real low voltage grid in southern Brazil were analyzed. Typical load curves and consumption data were used to determine consumer demand in January to study the impact during the period of greatest solar radiation in the region. The voltage level, the voltage unbalance factor and the loading of the distribution transformer and lines were evaluated in four cases with different penetration percentages of photovoltaic microgeneration. The impacts observed in the simulations were compared with the base case, allowing a sensitivity analysis of the evaluated criteria to limit these connections in the system. The results showed that for the studied cases there was no violation of the voltage limits and the unbalance factor recommended by the regulatory agency, as well as no overloads in the monitored elements.

KEYWORDS: Distributed System, Distributed Generation, Solar Photovoltaic Energy, OpenDSS.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Objetivos	1
1.2	Revisão Bibliográfica	2
1.3	Contexto do Trabalho no Curso	3
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	3
2.1	Geração Distribuída.....	3
2.1.1	Sistema de Compensação de Energia Elétrica.....	4
2.2	Regulação de Tensão.....	5
2.3	Desequilíbrio de Tensão.....	6
2.4	Energia Solar Fotovoltaica	7
2.4.1	Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede.....	7
2.5	Fluxo de Potência	8
3	ESTUDO DE CASO E METODOLOGIA	8
3.1	Metodologia.....	11
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	12
4.1	Tensão em regime permanente.....	12
4.2	Desequilíbrio de tensão	16
4.3	Carregamento do transformador e das linhas de distribuição.....	17
5	CONCLUSÃO	22

1 INTRODUÇÃO

A ampliação da participação de fontes de energia alternativas, em especial as consideradas renováveis, na matriz energética mundial sofreu um grande aumento na última década. Impulsionado por restrições ambientais cada vez mais severas, bem como a diminuição das reservas de combustíveis fósseis, o crescimento, em especial das fontes alternativas eólica, biomassa e solar fotovoltaica, deve ser mantido nos próximos anos.

Remetendo aos primórdios de geração de energia, a geração distribuída, caracterizada por sua menor escala e proximidade dos centros consumidores, têm se mostrado uma tendência do setor energético mundial. O desenvolvimento da geração distribuída é atribuído às suas vantagens em contrapartida à geração centralizada, sendo as principais a possibilidade de adiar investimentos para expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, seu menor impacto ambiental e possível diminuição de perdas técnicas (ANEEL, 2016a).

Amparada pelo Sistema de Compensação de Energia Elétrica, definido pela Resolução Normativa N° 482/2012 da ANEEL (ANEEL, 2012), a contribuição da geração distribuída de origem fotovoltaica na matriz elétrica brasileira aumentou de forma expressiva nos últimos anos, despontando como a mais empregada. O grande crescimento da microgeração fotovoltaica se evidenciou ainda mais após a Resolução Normativa N° 687/2015 (ANEEL, 2016a), na qual foram facilitados os procedimentos de acesso de mini e microgeração distribuída ao sistema de distribuição e aperfeiçoando a resolução anterior.

Em virtude de sua grande intermitência, causada tanto pela janela solar quanto pela variação climática e de irradiação, a geração de energia a partir da fonte solar fotovoltaica possui uma característica pouco previsível em relação às fontes convencionais. Tal intermitência traz consigo também grande variabilidade de geração de energia, causando assim impacto na qualidade da energia elétrica.

A inserção de sistemas fotovoltaicos conectados à rede por uma considerável parcela de consumidores residenciais pode impactar fortemente no nível de tensão durante o período de geração, causando um aumento local da amplitude da tensão. Em sistemas de distribuição, a manutenção da tensão em regime permanente dentro de limites aceitáveis é um dos principais aspectos que determina a qualidade da energia elétrica fornecida. Nesse contexto, o estudo da regulação de tensão em sistemas que possuem geração distribuída se torna essencial para a avaliação de seu comportamento, bem como no projeto e implementação dos componentes regulação, controle e proteção necessários.

O aumento do número de conexões de sistemas de microgeração fotovoltaicos com capacidade inferior a 75 kWp conectados em baixa tensão, isto é, sistemas com tensões abaixo de 1 kV, trouxe um alerta para as distribuidoras de energia, dados os possíveis impactos e problemas que podem ocorrer nestas redes. Dessa forma, existe um crescente interesse na determinação do limite de capacidade de absorver estas conexões e identificar ações que possam aumentar este limite (Torquato *et al.*, 2018). Limites operacionais devem ser observados nas análises do acesso de microgeração distribuída ao sistema de distribuição, visando manter a qualidade da energia entregue ao acessante e aos consumidores próximos. Além de aspectos referentes à qualidade da tensão em regime permanente, outros impactos devem ser avaliados, tais como o desequilíbrio de tensão e o carregamento das linhas e transformador.

1.1 Objetivos

Visando analisar sistemas de distribuição com presença de microgeração fotovoltaica, este trabalho tem por objetivo estudar os impactos na tensão e carregamento desses sistemas. No que se refere à tensão, serão avaliados seus níveis e seu desequilíbrio com base nas normas aplicáveis, enquanto o carregamento do transformador e das linhas de distribuição de baixa tensão e ramais serão avaliados frente à sua capacidade nominal.

Este trabalho busca identificar os parâmetros mais limitantes ao percentual de penetração de microgeração fotovoltaica, bem como avaliar sua sensibilidade ao incremento

gradativo dessa fonte em um sistema de distribuição de baixa tensão, por meio de simulação utilizando o *software* OpenDSS® (Dugan RC, 2018).

1.2 Revisão Bibliográfica

Os impactos da conexão de geração distribuída nos sistemas de distribuição vêm sendo estudados há muitos anos, com especial aumento na última década devido à crescente conexão desse tipo de geração. Um guia de normas para a conexão de geração distribuída foi desenvolvido por IEEE (2013), compreendendo as informações necessárias para a realização de estudos de impacto da GD. Inclui ainda considerações técnicas gerais sobre operação, configuração, critérios preliminares relevantes e técnicas de mitigação desses impactos.

Hou e Gao (2011) revisaram os impactos de GD em sistemas de distribuição, analisando os níveis de tensão, a planejamento da rede de distribuição e sua proteção. No que se refere à tensão, é citado o maior impacto da GD quanto mais próximo do nó final da rede ela estiver conectada, indicando a necessidade de medidas ativas para garantir a qualidade da energia. Foram citadas a variabilidade da potência injetada pela GD devido à intermitência de algumas de suas fontes de energia, trazendo maior complexidade ao planejamento da rede de distribuição que atenderá os consumidores. A inserção de GD no sistema podem causar diminuição da sensibilidade e perda da seletividade dos relés de proteção.

Xu e Taylor (2008) apresentam uma revisão das principais técnicas de regulação de tensão aplicadas em sistemas de distribuição com geração distribuída conectada. Neste trabalho são exploradas técnicas de regulação de tensão cabíveis a redes de baixa tensão com presença de microgeração. Manzoni e Castro (2016), por sua vez, revisaram técnicas de regulação de tensão e mitigação de sobretensões em redes de baixa tensão com microgeração distribuída. Em especial, trataram mais profundamente das técnicas que comumente se apresentam mais efetivas no problema do controle de tensão.

Paludo (2014) estudou o impacto de expressiva penetração de geração distribuída fotovoltaica em dois sistemas de distribuição distintos, sendo eles o sistema de 13 barras do IEEE e um sistema brasileiro real de 152 barras. Foram analisadas simulações em regime permanente como também com variação temporal, a fim de avaliar o impacto no perfil de tensão, perdas, regulação de tensão. O sistema de 13 barras foi avaliado em regime permanente, enquanto o sistema real foi avaliado com inserção de curvas de carga e geração variáveis, tornando os resultados mais próximos da realidade. Foram propostas ainda técnicas de mitigação para os impactos negativos causados. A modelagem e simulação foi feita utilizando o *software* OpenDSS®.

Um estudo de caso acerca do impacto da geração distribuída fotovoltaica em um alimentador real localizado em Brasília-DF foi apresentado por Neto (2016). Em seu trabalho foram avaliadas as tensões das barras, fluxo de potência e perdas, incorporando ainda diferentes curvas de carga para um dia útil, sábado e domingo. Foi demonstrado que os níveis de tensão nas barras após a inserção de geração não atingem as faixas precária ou crítica, sendo de fato melhorado, bem como foi observada a diminuição de perdas em dias úteis. A modelagem e simulação foi feita utilizando o *software* OpenDSS®.

A análise de níveis máximos de penetração de geração fotovoltaica em alimentadores de distribuição foi feita por Hoke *et al.* (2013). Nesse trabalho, foi avaliada a máxima penetração de geração fotovoltaica que não gerava violação de tensão ou corrente em regime permanente para diferentes cenários. O nível de penetração de geração foi definido como a relação entre a potência nominal de geração e a potência nominal do transformador. Nos cenários analisados, foi variada a capacidade instalada em relação a percentuais de pico de carga do alimentador, assim como o local de conexão da geração distribuída. Os resultados obtidos indicam que o nível máximo de penetração fotovoltaica foi maior que 50% em quase todos os cenários simulados, exceto quando o alimentador já apresentava tensões na carga próximas do limite no caso base. Ainda, em aproximadamente dois terços dos cenários o nível de penetração fotovoltaica ultrapassou 90%.

Torquato *et al.* (2018) avaliou o potencial de capacidade de instalação de microgeração fotovoltaica em circuitos de baixa tensão reais na região sul do Brasil monitorando os limites de operação do sistema, utilizando um método de simulação Monte Carlo simplificado. Neste

trabalho, foi obtida uma expressão para o risco de o sistema experimentar alguma violação de limite baseado na capacidade instalada fotovoltaica, bem como valores limite de potência instalada *per capita*. O alimentador de distribuição que atende a rede secundária avaliada foi modelado, sendo a rede de média tensão modelada através de um equivalente de Thèvenin, e os impactos da conexão de PVs foram avaliados no período entre 11h e 13h. Os resultados indicaram que a sobretensão foi o principal fator limitante da capacidade de integração de PVs.

Denholm *et al.* (2008) apresentou uma modelagem do planejamento da produção de energia elétrica com larga escala de integração fotovoltaica no sistema, compreendendo estudos da mudança na curva de demanda de energia ocasionados pela maior penetração dessa fonte. A abordagem de modelagem de custo de produção foi utilizada no estudo para avaliar os impactos no sistema elétrico do sudoeste dos Estados Unidos. Com o incremento do percentual de penetração de geração fotovoltaica no sistema foi observada uma rampa crítica no horário do final do dia, onde a geração fotovoltaica diminui e a demanda de energia cresce muito, sendo apresentado como principal desafio do aumento dessa geração renovável para a estabilidade técnica e econômica do sistema.

CAISO (2013) publicou um estudo referente à variação da curva de demanda de energia elétrica no estado da Califórnia/EUA ao longo dos anos e previsões para os anos seguintes. Tal curva, muito semelhante ao estudo de Denholm *et al.* (2008), foi cunhada como *duck curve*, curva do pato em português, devido ao seu perfil semelhante com o animal. A curva representa a demanda líquida de energia, que é a diferença entre a previsão de demanda de eletricidade e a energia produzida esperada proveniente de fonte renovável. Desse modo, no período de alta geração fotovoltaica durante o dia, a demanda líquida é bastante baixa, enquanto ao se aproximar do final do dia, passa a crescer de forma muito abrupta quando não há mais geração fotovoltaica. O estudo apontou como principal solução para garantir o abastecimento do sistema fontes de energia flexíveis e com rápida resposta à demanda.

1.3 Contexto do Trabalho no Curso

Este trabalho versa a respeito do estudo de caso e análise dos impactos de diferentes níveis de penetração de microgeração fotovoltaica em um sistema de distribuição de baixa tensão brasileiro. Para tanto, são avaliados os níveis de tensão em regime permanente e o desequilíbrio de tensão nos nós da rede, bem como o carregamento do transformador e das linhas de distribuição da mesma.

Ao longo da graduação em Engenharia de Energia, muitas das disciplinas cursadas servem de sólida base para o desenvolvimento deste trabalho, possuindo relação direta com os conceitos envolvidos no estudo. Disciplinas obrigatórias básicas como Circuitos IB e IIB, bem como as disciplinas específicas como Análise de Sistemas Elétricos de Potência e Energia Solar Fotovoltaica permitem que os conceitos fluxo de potência e geração de energia fotovoltaica sejam explorados.

Adicionalmente, as disciplinas de caráter eletivo de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica e Qualidade de Energia Elétrica se mostram imprescindíveis em sua contribuição ao tema estudado e à formação profissional do aluno, especialmente por tratarem os conceitos técnicos e também realidades do sistema elétrico brasileiro.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Geração Distribuída

A geração distribuída no Brasil é definida pela ANEEL como a geração a partir de centrais geradoras de energia elétrica de até 30 MW, conectadas diretamente ao sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores. É conectada ao sistema de média ou alta tensão, podendo operar em paralelo ou de forma isolada (ANEEL, 2012).

O Caderno Temático de Micro e Minigeração Distribuída (ANEEL, 2016a), elaborado pela ANEEL e publicado em 2016, indica que a geração distribuída pode proporcionar diversos benefícios, destacando a postergação de investimentos de expansão na rede, baixo impacto

ambiental e diversificação da matriz energética. Entretanto, as desvantagens associadas se referem à complexidade de operação do sistema, problemas de previsibilidade de produção de energia, dificuldade na cobrança da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, incidência de tributos e diferentes métodos de operação, controle e proteção à rede.

Na Consulta Pública Nº 15/2010 (ANEEL, 2010) e Audiência Pública Nº 42/2011 (ANEEL, 2011) realizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, foi aprofundado o debate acerca da legislação para acesso à conexão de geração distribuída na rede de distribuição. Em abril de 2012, a ANEEL, órgão regulador do setor elétrico brasileiro, por meio da Resolução Normativa Nº 482/2012 (ANEEL, 2012), estabeleceu as condições gerais de acesso à micro e minigeração distribuídas no Brasil, bem como instituiu o sistema de compensação de energia elétrica, sendo ela posteriormente alterada pela Resolução Normativa Nº 687/2015 (ANEEL, 2015b), com o intuito de diminuir custos e o prazo para conexão dessas unidades geradoras (ANEEL, 2016a).

A resolução define a microgeração distribuída como uma central geradora de energia elétrica com potência instalada igual ou inferior a 75 kW, sendo a energia oriunda de cogeração qualificada ou de fonte renovável, conectada diretamente na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras em média ou baixa tensão. Para a minigeração distribuída, define como central geradora com potência instalada entre 75 kW até 5 MW, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2015b).

A Resolução Normativa Nº 687/2015 define, ainda, que o limite para potência instalada de micro e minigeração se dá pela potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a central geradora será instalada. Para instalação de central com potência superior ao limite, se torna necessária solicitação de aumento de potência disponibilizada, sendo dispensado o aumento da carga instalada (ANEEL, 2015b).

O conceito de *prosumer*, termo derivado do Inglês pela combinação das palavras *producer* (produtor) e *consumer* (consumidor), é definido como o indivíduo que consome e produz ao mesmo tempo, podendo ser aplicado em diferentes áreas. No contexto deste trabalho, um *prosumer* é um consumidor que, concomitantemente, consome e produz energia elétrica (Department of Energy/US, 2018).

2.1.1 Sistema de Compensação de Energia Elétrica

Instituído na Resolução Normativa Nº 482/2012 e revisado na Nº 687/2015, o sistema de compensação de energia elétrica é definido como um sistema onde a energia ativa injetada por unidade geradora com micro ou minigeração é cedida, por empréstimo gratuito, à distribuidora local e compensada com posterior consumo de energia elétrica ativa. O consumo do crédito em energia ativa possui prazo estipulado de sessenta meses (ANEEL, 2015b).

Ainda segundo a Resolução Normativa Nº 687/2015 (ANEEL, 2015b), deve ser cobrada da unidade o valor integral de custo de disponibilidade para consumidores residenciais (grupo B) ou da demanda contratada para consumidores industriais (grupo A). Também determina que o faturamento por posto tarifário se dará sobre a energia consumida, deduzida a energia injetada na rede e possível crédito de energia. Tornando o sistema de compensação ainda mais interessante, foi definida ainda a possibilidade de compensação do excedente gerado em uma unidade consumidora diferente da qual onde foi gerado, desde que as duas possuam a mesma titularidade e se encontrem na mesma área de concessão.

Vale salientar ainda que a incidência de Impostos Federais e Estaduais foge à alçada da ANEEL, sendo então competência da Receita Federal e de cada Estado a decisão. Em 2015, o Conselho Nacional de Política Fazendária – CONFAZ estabeleceu o Convênio ICMS 16/2015, no qual incide o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS somente sobre a diferença entre energia consumida e injetada na rede. Cabe a cada estado a decisão de adesão ao convênio, tendo a maioria deles aderido. A incidência dos tributos federais de PIS/COFINS também se limita à diferença entre energia consumida e energia injetada, analogamente ao Convênio ICMS 16/2015 (ANEEL, 2016a).

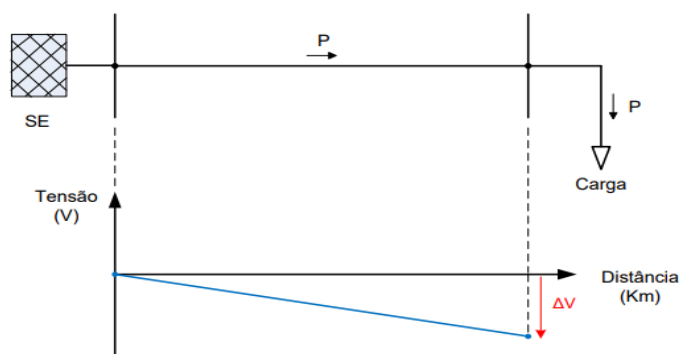
As alterações realizadas no sistema de compensação de energia elétrica permitiram facilidade a agilidade no processo de conexão de micro ou minigeração à rede. Aliadas ainda às

políticas públicas de incentivos fiscais, tais alterações fomentaram expressivo crescimento da geração distribuída, em especial da microgeração solar fotovoltaica.

2.2 Regulação de Tensão

Sistemas de distribuição de energia elétrica são, em sua maioria, de configuração radial. Ao longo dos alimentadores que distribuem a energia da subestação até os consumidores, observa-se uma queda de tensão causada pela impedância da linha de distribuição, queda esta que cresce à medida que aumenta a distância do ponto de análise em relação à subestação. Um esquema do perfil de tensão genérico ao longo de um alimentador radial de um sistema de distribuição convencional é mostrado na figura 2.1.

Figura 2.1 – Perfil de tensão de um alimentador radial.

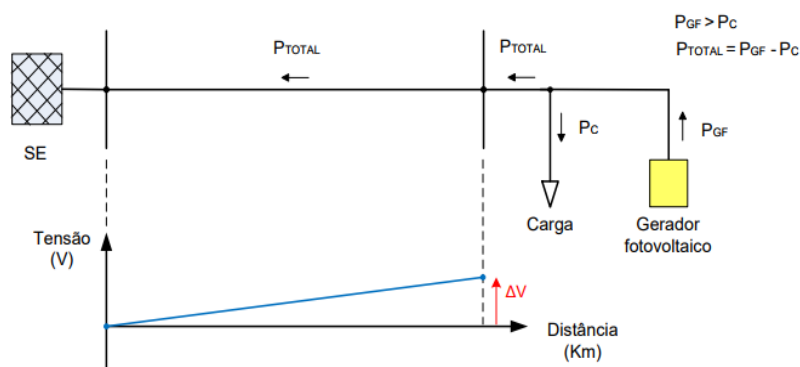


Fonte: Paludo, 2017.

A queda de tensão é diretamente dependente das cargas conectadas ao sistema, de modo que apresenta grande variação ao longo de um dia, assim como percebe-se grande variação na curva de carga. Em períodos onde a carga conectada ao sistema é alta durante picos de consumo, a queda de tensão aumenta, podendo a tensão sair do patamar de tensão adequada. Em contrapartida, em momentos onde a carga conectada ao sistema é leve, essa queda de tensão é diminuída, podendo ocorrer sobretensão.

A microgeração fotovoltaica, tema deste trabalho, quando conectada à rede de distribuição por um consumidor, gera aumento na tensão local no período de geração. Tal aumento pode ser benéfico para o sistema de distribuição. O perfil de tensão para um alimentador radial na presença de geração distribuída está mostrado na Figura 2.2.

Figura 2.2 – Perfil de tensão de um alimentador radial na presença de geração fotovoltaica.



Fonte: Paludo, 2017.

Tal melhora nos níveis de tensão pode ser considerado um dos métodos de regulação da tensão. No entanto, devido à intermitência da fonte, deve-se notar maior dificuldade na operação e possibilidade de fluxo bidirecional.

Versando a respeito da Qualidade da Energia Elétrica, o Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST elaborado pela ANEEL, estabelece as faixas de tensão em regime

permanente de atendimento consideradas adequada, precária e crítica em relação à tensão de referência (ANEEL, 2016b). As faixas de variação da tensão para consumidores conectados com tensão nominal de 220/127 V e 380/220 V estão apresentadas na Tabela 2.1 e 2.2, respectivamente, onde TL indica tensão de leitura. Pode-se verificar, assim, que a faixa de tensão adequada está entre 0,92 e 1,05 pu para unidades consumidoras atendidas em 127 V e 220 V.

Tabela 2.1 – Faixa de variação da tensão lida para tensão nominal de 220/127V.

Tensão de atendimento	Faixa de variação da tensão de leitura, TL (V)	Faixa de variação da tensão de leitura, TL (pu)
Adequada	$(202 \leq TL \leq 231) / (117 \leq TL \leq 133)$	$0,92 \leq TL \leq 1,05$
Precária	$(191 \leq TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \leq 233) / (110 \leq TL < 117 \text{ ou } 133 < TL \leq 135)$	$0,87 \leq TL < 0,92 \text{ ou } 1,05 < TL \leq 1,06$
Crítica	$(TL < 191 \text{ ou } TL > 233) / (TL < 110 \text{ ou } TL > 135)$	$TL < 0,87 \text{ ou } TL > 1,06$

Fonte: ANEEL, 2016b.

Tabela 2.2 – Faixa de variação da tensão lida para tensão nominal de 380/220V.

Tensão de atendimento	Faixa de variação da tensão de leitura, TL (V)	Faixa de variação da tensão de leitura, TL (pu)
Adequada	$(350 \leq TL \leq 399) / (202 \leq TL \leq 231)$	$0,92 \leq TL \leq 1,05$
Precária	$(331 \leq TL < 350 \text{ ou } 399 < TL \leq 403) / (191 \leq TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \leq 233)$	$0,87 \leq TL < 0,92 \text{ ou } 1,05 < TL \leq 1,06$
Crítica	$(TL < 331 \text{ ou } TL > 403) / (TL < 191 \text{ ou } TL > 233)$	$TL < 0,87 \text{ ou } TL > 1,06$

Fonte: ANEEL, 2016b.

Nesse contexto, garantir que todos os consumidores conectados ao sistema sejam atendidos com tensão adequada conforme o PRODIST é um grande desafio para as distribuidoras de energia. Em especial, com a penetração cada vez maior da geração distribuída, aliada à intermitência das fontes solar fotovoltaica e eólica, a regulação de tensão se torna ainda mais complexa.

As variações dos níveis de tensão percebidas ao longo de um dia são ocasionadas pela variação da carga conectada ao sistema de distribuição. Diferentes métodos podem ser aplicados para realizar a regulação da tensão do sistema, visando atender à faixa de variação de tensão adequada de acordo com o PRODIST, tais como a instalação de reguladores de tensão, bancos de capacitores e a definição de zonas de *tap* para os transformadores de distribuição.

2.3 Desequilíbrio de Tensão

O desequilíbrio de tensão é o fenômeno associado a alterações dos padrões trifásicos de uma rede elétrica, que quando equilibrada apresenta tensões com mesma amplitude por fase e defasamentos angulares de 120°.

Esse desequilíbrio é usualmente oriundo do desbalanço de cargas monofásicas ou trifásicas no sistema de distribuição. Para cargas monofásicas, quando a distribuição de sua conexão é inadequada entre as fases são geradas tensões de sequência negativa. No caso de consumidores trifásicos, o comportamento é análogo, ocorrendo quando há má distribuição das cargas. Além dos pontos citados, também podem ser fonte de desequilíbrio a abertura de uma fase de um banco de capacitores trifásicos, ação relacionada a componentes de proteção do sistema. (TEODORO, 2005).

Os desequilíbrios de tensão afetam o funcionamento de equipamentos, tais como motores de indução, além de causar o aumento nas perdas técnicas de energia. O Módulo 8 do PRODIST avalia o desequilíbrio de tensão através do fator de desequilíbrio, que determina a relação entre as componentes de sequência negativa e sequência positiva da tensão expressa em termos percentuais da componente de sequência positiva. Outra forma de se obter o fator de desequilíbrio FD% é através da Equação 2.1:

$$FD\% = 100 \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \quad (2.1)$$

O fator β descreve a relação entre as tensões de linha, definido pela Equação 2.2 abaixo,

$$\beta = \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2)^2} \quad (2.2)$$

onde V_{ab} , V_{bc} e V_{ca} representam as magnitudes das tensões eficazes de linha na frequência fundamental.

Os valores limites para o fator de desequilíbrio de tensão observados no sistema, de acordo com a tensão nominal (V_n), determinados pelo PRODIST estão apresentados na Tabela 2.3.

Tabela 2.3 – Limites para os desequilíbrios de tensão.

Indicador	$V_n \leq 1 \text{ kV}$	$1 \text{ kV} \leq V_n \leq 230 \text{ kV}$
FD95%	3,0%	2,0%

Fonte: ANEEL.

2.4 Energia Solar Fotovoltaica

Segundo CRESESB, 2006, obtida por meio do Efeito Fotovoltaico, a energia solar fotovoltaica é definida como a obtida pela conversão direta da luz em eletricidade em uma célula fotovoltaica. Por se tratar de uma fonte inesgotável, a energia oriunda do Sol se mostra uma interessante alternativa de fonte energética.

2.4.1 Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede

Os módulos fotovoltaicos são constituídos por um agrupamento de células fotovoltaicas conectadas em paralelo ou série, sendo a segunda conexão a mais comum. Tais agrupamentos são aplicados em função das baixas corrente e tensão geradas por uma única célula, tornando possível expandir a potência de geração do sistema. Comercialmente, os módulos fotovoltaicos costumam se apresentar com potências de até 350W_p (CRESESB, 2006). Dada essa característica modular, a implementação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) de pequeno porte se mostra facilitada, como mostrado na Figura 2.3.

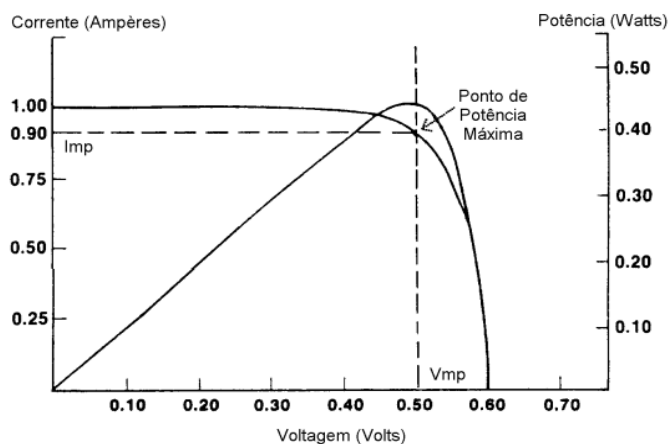
Figura 2.3 – Representação de um sistema fotovoltaico conectado à rede.



Fonte: Portal Solar, 2018.

Determinado pelas curvas características de corrente em função da tensão (I vs. V) e de potência em função da tensão (P vs. V), o comportamento operacional de um módulo fotovoltaico genérico está apresentado na Figura 2.4 a seguir.

Figura 2.4 – Curvas características I vs. V e P vs. V de um módulo fotovoltaico genérico.



Fonte: CRESESB, 2006.

Como visto na Figura 2.4, o ponto de máxima potência (MTP) se refere à condição de maior geração de potência elétrica possível para o módulo.

Devido à natureza comportamental de uma célula fotovoltaica, sua tensão elétrica de saída é contínua. A fim de implementar de SFCRs, torna-se necessária a conexão de um inversor para adequação dessa energia às condições da rede elétrica (CRESESB, 2006). Na atualidade, grande parte dos inversores fotovoltaicos utilizados em SFCRs são equipados com a tecnologia MTP, em que a potência entregue se dá ao longo dos pontos da curva P vs. V , e o inversor busca continuamente a operação no ponto de máxima potência. Dessa maneira, tal tecnologia agrega maior eficiência ao sistema.

2.5 Fluxo de Potência

Extremamente importante na análise de sistemas elétricos de potência, a solução do fluxo de potência do sistema permite obter a informação de magnitude e ângulo de fase da tensão em cada um dos nós, bem como as potências ativas e reativas que circulam nas linhas do sistema. Munido de tais informações, são realizados estudos que visam melhores condições de operação dos sistemas, bem como o planejamento de sua expansão (Stevenson, 1994).

No estudo do fluxo de potência, é realizada a análise estática do sistema modelado por meio de equações e inequações algébricas usualmente resolvidas computacionalmente. Os componentes passivos considerados internos do sistema, como as linhas e transformadores, são modelados por meio de matriz de admitância de barra, enquanto os componentes ativos, como geradores e cargas, são modelados como injeções de potência constante. Aplicando-se então a conservação das potências nos nós do sistema, tanto ativa quanto reativa, são obtidas as equações que descrevem o comportamento dos fluxos de potência do sistema (Stevenson, 1994).

3 ESTUDO DE CASO E METODOLOGIA

O estudo de caso realizado neste trabalho utilizou um sistema de distribuição da região Sul do Brasil, permitindo assim avaliar os impactos da penetração de microgeração fotovoltaica. Com o uso de um sistema de distribuição real, o estudo do comportamento e sensibilidade de seus parâmetros frente à essa microgeração neste trabalho se mostra relevante quando comparado aos realizados com sistemas teste.

O sistema de distribuição possui um alimentador de distribuição que opera em 13,8 kV e atende unidades consumidoras em baixa tensão por meio de 84 transformadores de distribuição. A rede de média tensão possui uma extensão aproximada de 16,5 km, sendo composta basicamente por condutores de alumínio 336,4 MCM e 4/0 AWG. A subestação que atende este alimentador foi modelada como uma barra infinita. A Figura 3.1 apresenta o traçado do sistema estudado obtido a partir do *software* Google Earth®.

Figura 3.1 – Imagem do sistema de distribuição real.

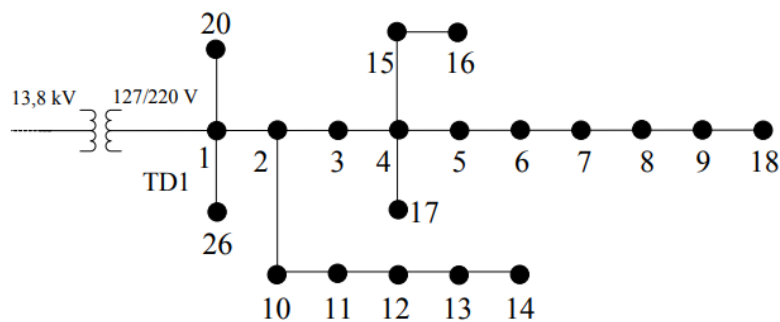


Fonte: Autora, 2019.

Um transformador de distribuição (TD1) de 75 kVA com conexão $\Delta - Y$, localizado a 2 km da subestação, e sua rede secundária foram escolhidos para as análises dos impactos da conexão de microgeração fotovoltaica no sistema. Conectados na rede secundária do transformador, existem 77 consumidores, sendo a classe de consumo predominante a residencial, com apenas 2 clientes de classe comercial.

O trecho da rede de baixa tensão analisada neste trabalho está ilustrada na Figura 3.2, com um transformador e seus nós ligando os segmentos de baixa tensão e os ramais de interesse. No Apêndice A são apresentados dados da rede analisada.

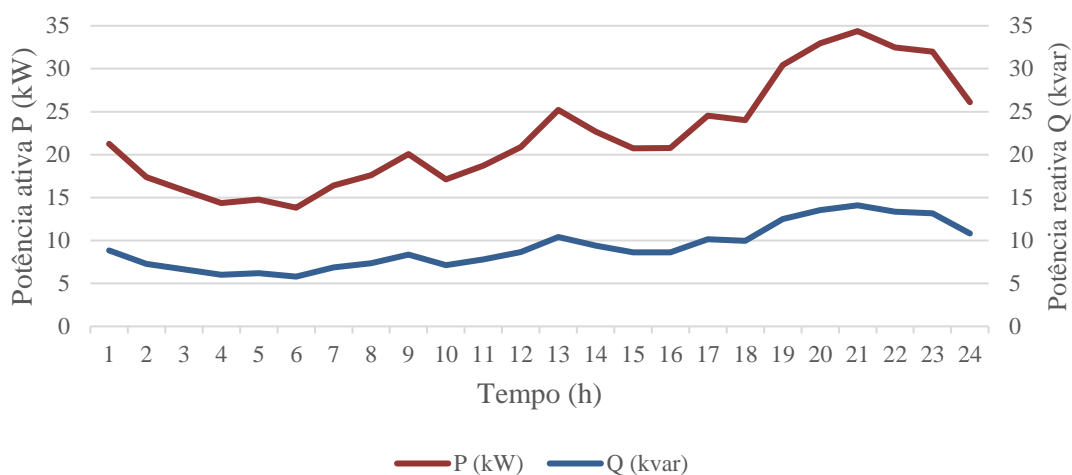
Figura 3.2 – Diagrama unifilar da rede de baixa tensão analisada.



Fonte: Autora, 2019.

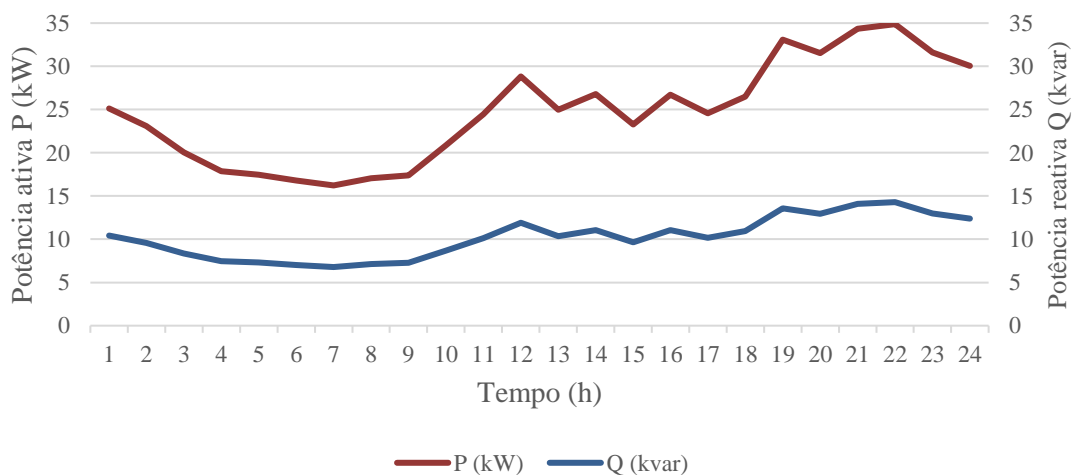
Curvas de carga típicas oriundas de campanha de medição realizada pela distribuidora foram utilizadas para calcular as demandas a partir dos consumos obtidos para os diferentes tipos de consumidores (Kagan, N. *et al*, 2010). As curvas de potências ativa e reativa no lado secundário do transformador para o caso base sem conexão de geração PV para um dia útil e domingo estão mostradas nas Figuras 3.3 e 3.4, comprovando o perfil de consumo residencial na rede analisada.

Figura 3.3 – Potências ativa e reativa em TD1 – Dia útil.



Fonte: Autora, 2019.

Figura 3.4 – Potências ativa e reativa em TD1 – Domingo.



Fonte: Autora, 2019.

Foram utilizados os consumos de um mês de janeiro e curvas típicas para dia útil e domingo, dado que o perfil de carga difere entre os dois dias da semana. Utilizando o *software* Radiasol 2[®] (LABSOL, 2010), desenvolvido pelo Laboratório de Energia Solar - LABSOL/UFRGS, foi avaliado o comportamento da irradiação solar na região, de modo que janeiro foi escolhido para a análise devido a ser o mês com maior irradiação solar acumulada, que está diretamente ligada a uma alta geração fotovoltaica.

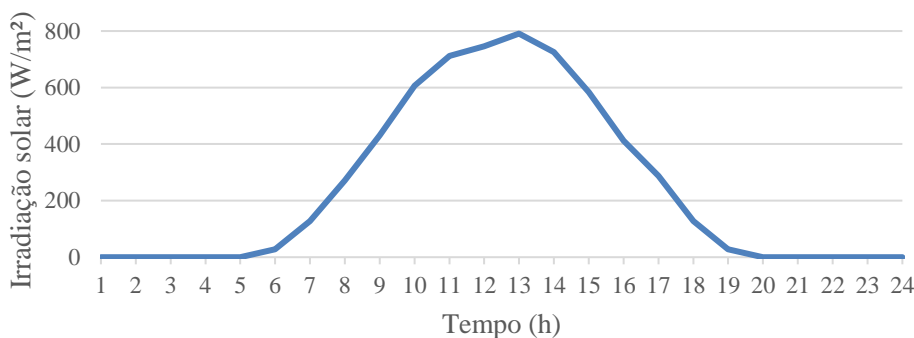
Para as cargas do sistema foi considerado um fator de potência de 0,92, conforme determina o Módulo 7 do PRODIST (ANEEL, 2016c), e modeladas no OpenDSS[®] com 50% impedância constante e 50% potência constante, para as partes ativa e reativa da potência (Resener, M. *et al.*, 2015).

As linhas de distribuição de baixa tensão ligando os nós apresentados na Figura 3.2 e os ramais que conectam os nós até as unidades consumidoras foram modeladas no OpenDSS[®] informando os parâmetros de resistência e reatância de sequência positiva, em Ω/km , o comprimento do trecho, o número de fases, o tipo de condutor e sua capacidade de condução de corrente. Os dados de todas as linhas de distribuição da rede podem ser consultados no Apêndice A. Ainda, o transformador de distribuição trifásico com 75 kVA de potência nominal, 13,8 kV / 220 V, foi modelado com conexão $\Delta - Y$.

A microgeração solar fotovoltaica foi modelada no OpenDSS[®] como uma fonte de injeção de potência ativa com fator de potência unitário, variando de forma horária conforme a curva típica de geração para o mês de janeiro. A curva típica de geração em pu foi utilizada como um fator multiplicativo da potência ativa da fonte.

Utilizando o *software* Radiasol 2[®] foi possível obter a curva de irradiação solar para um dia típico de janeiro, utilizando-se dados de Rio Grande – RS, cidade mais próxima com dados de medição disponíveis (LABSOL, 2010). Foi utilizada o ângulo de inclinação de 30° para o módulo, resultando na curva de irradiação mostrada na Figura 3.5, a partir da qual foi gerada a curva de geração em pu para as condições descritas.

Figura 3.5 – Curva de irradiação solar para dia típico de janeiro.



Fonte: Autora, 2019.

Os dados do sistema simulado foram disponibilizados pela empresa distribuidora, mas podem ser obtidos através do acesso à Base de Dados Geográfica da Distribuidora - BDGD. No Brasil, as distribuidoras devem registrar todos seus ativos em uma base de dados georreferenciada e padrão a todas, sendo estes dados enviados anualmente para a ANEEL para fins de cálculo de revisão tarifária, conforme determinação do PRODIST (ANEEL, 2016b).

3.1 Metodologia

Com a inserção de microgeração fotovoltaica no sistema procedeu-se a análise do fluxo de potência em diferentes níveis de penetração para avaliação dos parâmetros de interesse do trabalho. Foi feita a análise comparativa dos níveis de tensão do sistema obtidos do sistema convencional (caso Base) e na crescente presença de microgeração fotovoltaica. Os valores obtidos

foram então comparados com os limites estabelecidos no PRODIST para a tensão em regime permanente e fator de desequilíbrio de tensão. Ainda, o carregamento nas linhas foi analisado, de forma a verificar possíveis sobrecargas.

O nível de penetração de gerações PVs é definido como a razão da capacidade total instalada de PV e a potência nominal do transformador (Torquato, R. *et al.*, 2018). Com o objetivo de avaliar diferentes níveis de penetração de PVs, foram definidos quatro casos de simulação, descritos na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Descrição dos parâmetros de cada caso simulado.

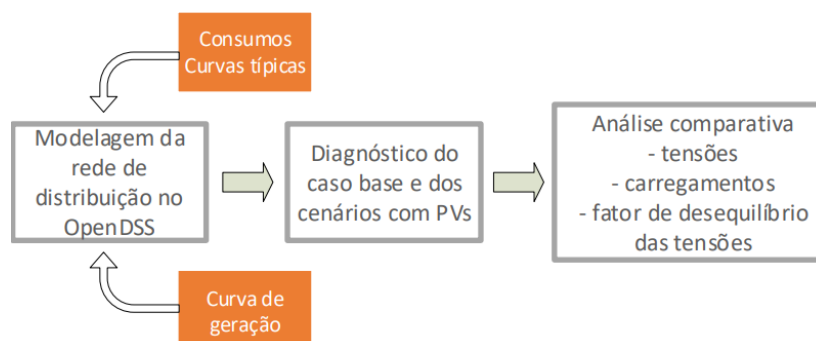
	Nível de penetração PV (%)	Número de gerações PV	Capacidade PV instalada (kW _p)
Caso Base	0	0	0
Caso 1	4	1	3
Caso 2	25	6	18
Caso 3	50	12	36
Caso 4	100	13	75

Fonte: Autora, 2019.

Para os casos 1, 2 e 3, cada geração PV instalada foi monofásica de 3 kW_p conectadas em diferentes unidades consumidoras na fase A. Para o caso 4, foi mantida a configuração do caso 3 e inserida uma geração PV trifásica de 39 kW_p conectada ao nó 26, com o objetivo de simular um caso extremo, com nível de penetração de 100%.

O fluxograma apresentado na Figura 3.6 descreve a metodologia adotada para simulação dos casos mencionados anteriormente neste estudo.

Figura 3.6 – Diagrama esquemático da metodologia empregada.



Fonte: Autora, 2019.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Por meio de simulações realizadas com o auxílio do *software* OpenDSS®, os níveis de tensão, desequilíbrio de tensão e carregamento das linhas de baixa tensão e do transformador foram avaliados a partir da solução do fluxo de potência para o caso base e para os quatro casos definidos na Seção 3.

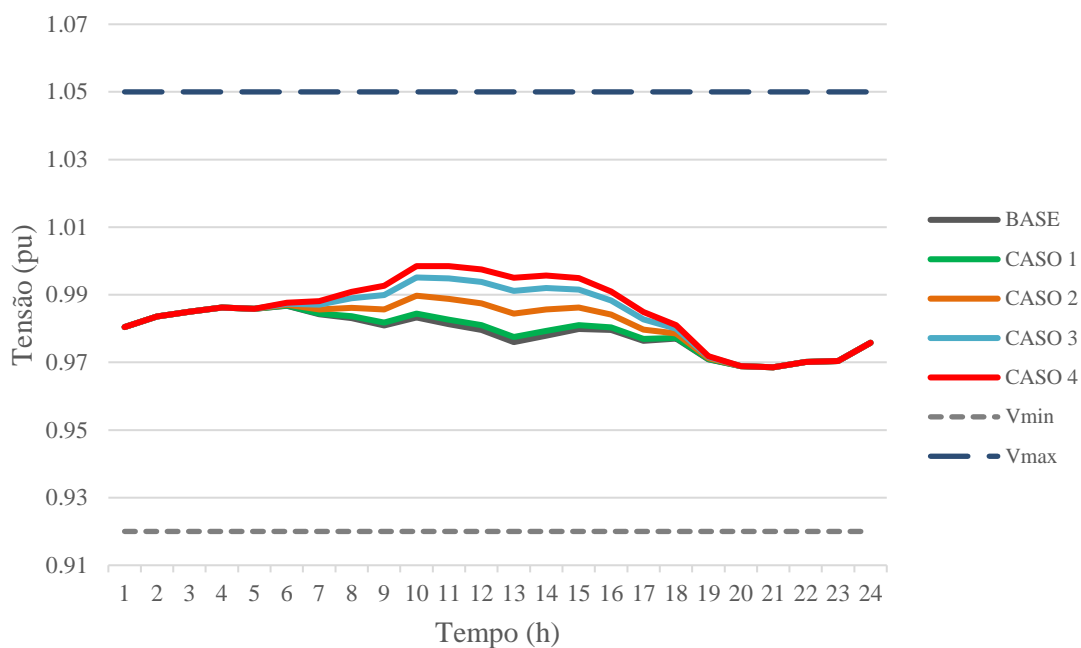
4.1 Tensão em regime permanente

De modo a avaliar o comportamento da tensão em regime permanente em diferentes nós de interesse rede de distribuição, nessa seção são apresentadas as tensões no nó 1, além dos nós 20 e 26, representando, respectivamente, o ponto de conexão da geração PV no caso 1 e o ponto de conexão da geração PV trifásica no Caso 4.

A magnitude das tensões na fase A dos nós 1, 20 e 26 da rede analisada para um dia útil e para um domingo são apresentadas nas Figuras 4.1, 4.2, 4.3, 4.4, 4.5 e 4.6, respectivamente,

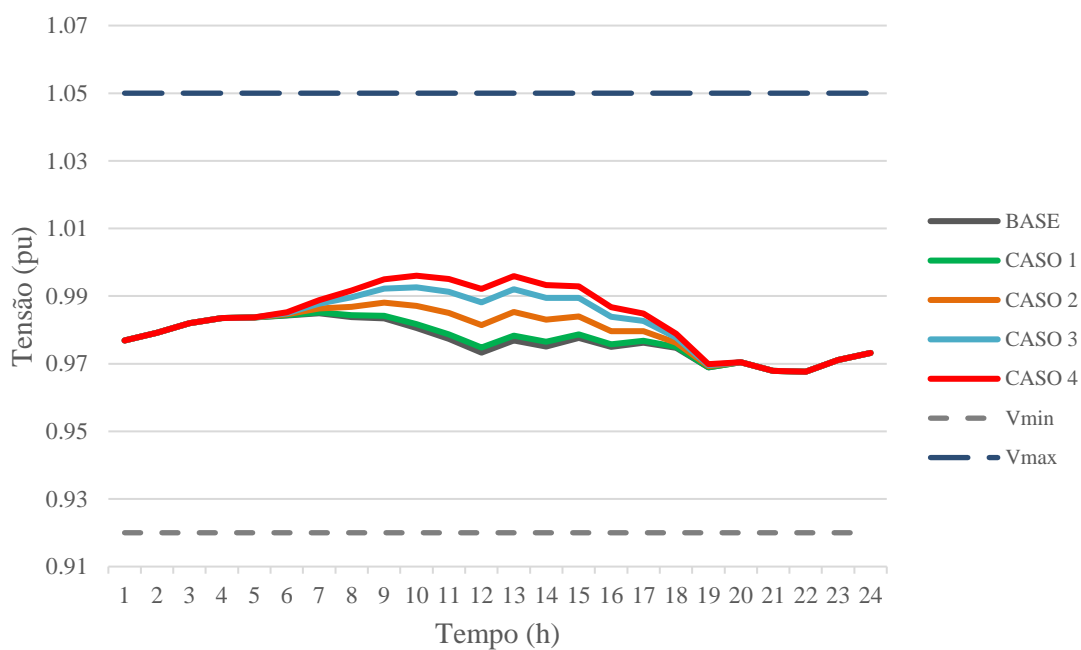
contemplando o caso base e os quatro casos de simulação definidos. É apresentada somente a fase A dado que é nela que a maior parte da geração PV está conectada.

Figura 4.1 – Tensão de fase A no nó 1 – Dia útil.



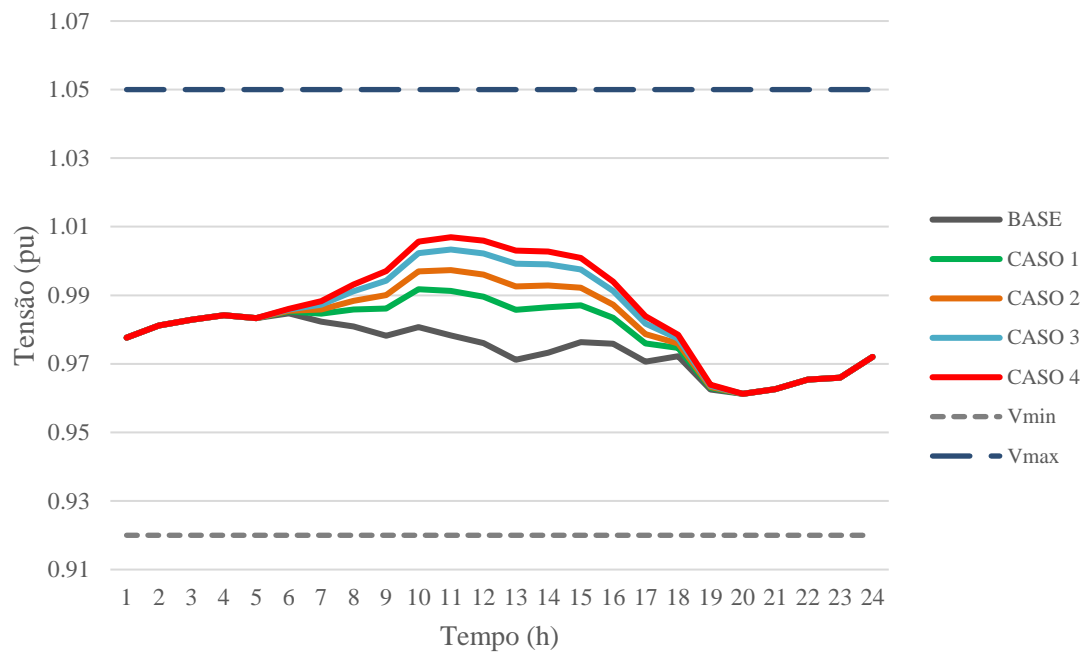
Fonte: Autora, 2019.

Figura 4.2 – Tensão de fase A no nó 1 – Domingo.



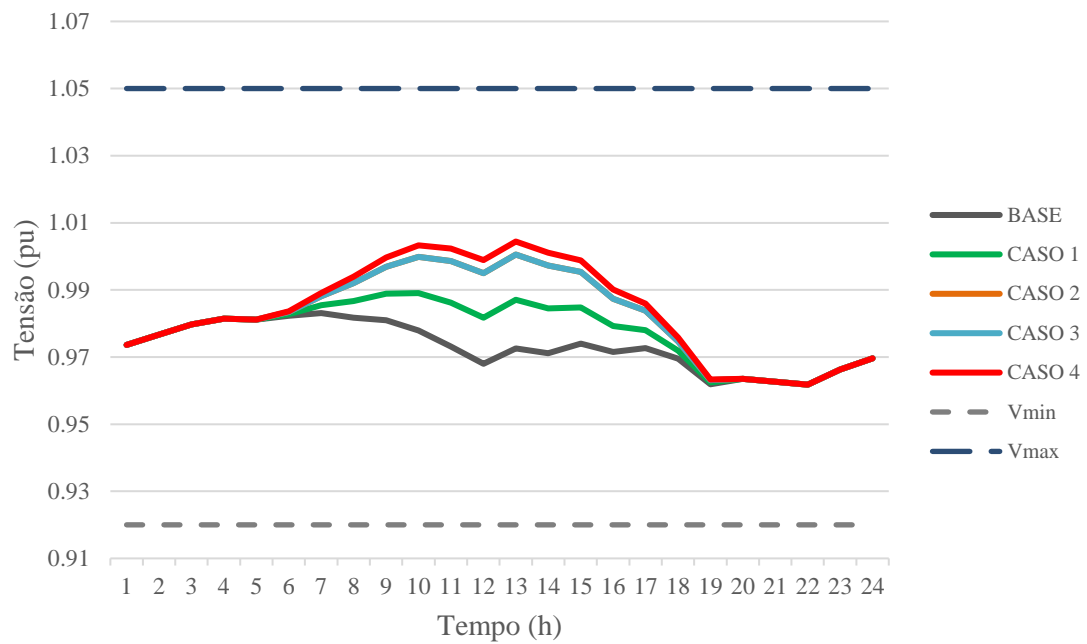
Fonte: Autora, 2019.

Figura 4.3 – Tensão de fase A no nó 20 – Dia útil.



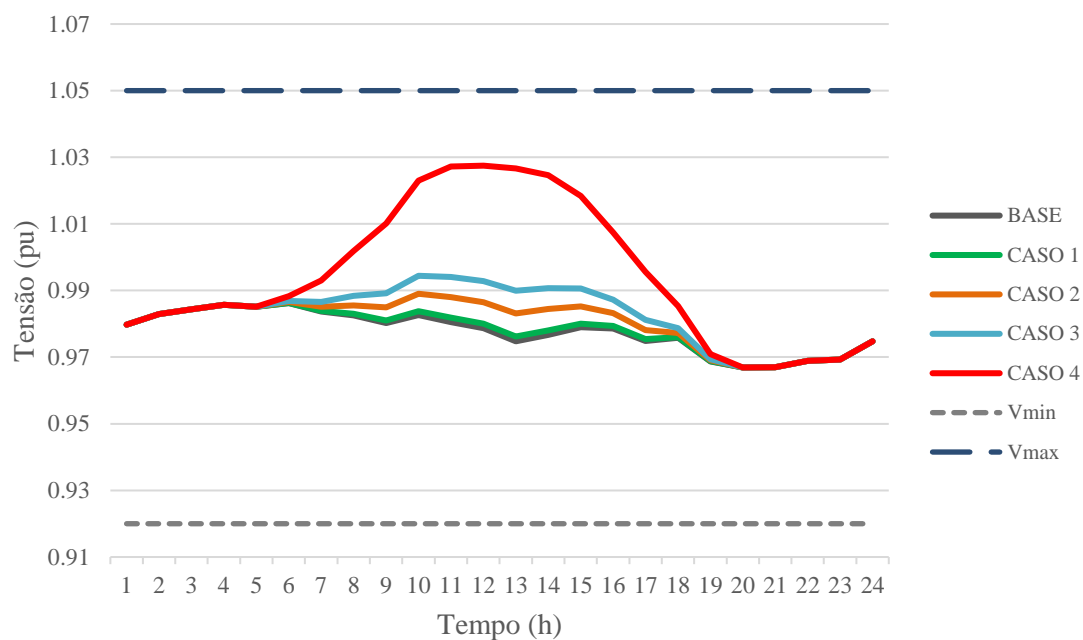
Fonte: Autora, 2019.

Figura 4.4 – Tensão de fase A no nó 20 – Domingo.



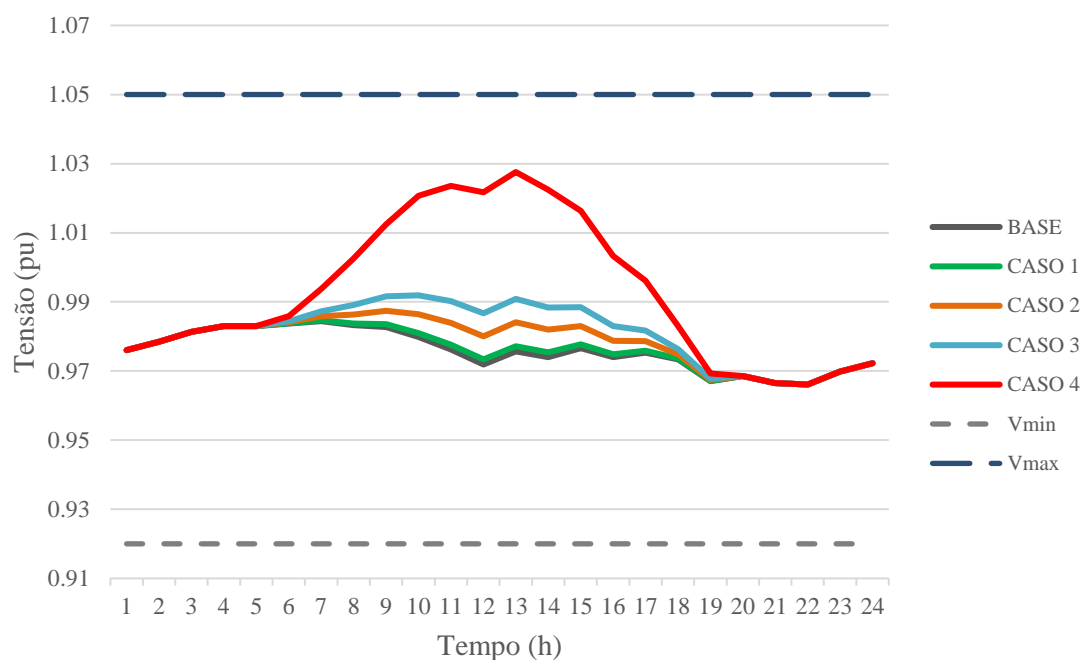
Fonte: Autora, 2019.

Figura 4.5 – Tensão de fase A no nó 26 – Dia útil.



Fonte: Autora, 2019.

Figura 4.6 – Tensão de fase A no nó 26 – Domingo.



Fonte: Autora, 2019.

A partir das Figuras 4.1 a 4.6 pode-se observar um aumento nas tensões no período em que há geração fotovoltaica, compreendido entre as 7 h até 18 h, para todos os nós analisados, comportamento este esperado. Especialmente nas Figuras 4.5 e 4.6, nota-se o efeito da conexão de PVs em outros nós nos casos 1, 2 e 3, e expressivo aumento na magnitude no caso 4, quando é conectado nesse nó a PV trifásica.

Embora ocorra um aumento de tensão, pode-se concluir que não ocorrem violações dos limites mínimo e máximo de tensão adequada segundo PRODIST, de 0,92 e 1,05 pu, respectivamente. Os limites de tensão adequada estão traçados em cinza nas Figuras 4.1 a 4.6.

O nível de tensão em regime permanente não é considerado um fator limitante na capacidade de conexão de PVs nesta rede para as condições simuladas. Entretanto, nota-se que os nós analisados no Caso base se encontram em subtensão, ocorrendo inclusive uma melhora do nível de tensão nos nós 1 e 20. Para o nó 26, assumindo valores mais altos de tensão no caso base, poderia haver ultrapassagem da faixa adequada da tensão.

Desse modo, mesmo que não seja um parâmetro limitante para as condições simuladas, é um parâmetro que precisa ser avaliado em situações de alta penetração PV. Para garantir que os níveis de tensão não serão violados seria necessário extrapolar a análise para o ano inteiro e para diferentes condições de carga.

4.2 Desequilíbrio de tensão

O desequilíbrio de tensão no sistema foi avaliado para o caso base e os 4 casos de simulação através do fator de desequilíbrio de tensão, dado na Equação 3.1. No Quadro 4.1 estão apresentados os fatores resultantes para os nós da rede para às 13 h, observado que este é o horário mais crítico para o sistema em termos de maior injeção de potência pelas unidades de microgeração fotovoltaica.

Quadro 4.1 – Fatores de desequilíbrio de tensão dos nós para as 13 h (valores em %).

Nó	Dia útil					Domingo				
	Base	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Base	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
1	0.878	0.664	0.603	1.899	1.872	0.891	0.675	0.577	1.875	1.848
2	0.898	0.683	0.601	1.913	1.885	0.911	0.694	0.574	1.888	1.861
3	0.926	0.709	0.574	1.884	1.856	0.942	0.723	0.542	1.855	1.827
4	0.946	0.729	0.555	1.863	1.834	0.964	0.745	0.518	1.830	1.803
5	0.956	0.739	0.555	1.857	1.829	0.967	0.748	0.518	1.828	1.801
6	0.946	0.729	0.555	1.863	1.834	0.964	0.745	0.518	1.830	1.803
7	0.911	0.696	0.590	1.899	1.871	0.925	0.708	0.563	1.874	1.847
8	1.049	0.827	0.452	1.752	1.725	1.103	0.879	0.386	1.685	1.659
9	0.972	0.754	0.525	1.832	1.805	0.999	0.779	0.480	1.791	1.765
10	0.995	0.774	0.500	1.807	1.780	1.029	0.807	0.449	1.759	1.733
11	1.019	0.798	0.478	1.783	1.755	1.062	0.839	0.420	1.726	1.700
12	1.049	0.827	0.452	1.752	1.725	1.103	0.879	0.386	1.685	1.659
13	1.049	0.827	0.452	1.752	1.725	1.103	0.879	0.386	1.685	1.659
14	0.905	0.690	0.595	1.906	1.877	0.918	0.701	0.568	1.881	1.853
15	0.949	0.732	0.555	1.861	1.833	0.965	0.746	0.518	1.829	1.802
16	0.918	0.703	0.589	1.896	1.867	0.932	0.715	0.563	1.871	1.842
17	0.929	0.714	0.588	1.890	1.861	0.943	0.727	0.562	1.864	1.836
18	0.929	0.714	0.588	1.890	1.861	0.943	0.727	0.562	1.814	1.836
19	0.957	0.739	0.543	1.850	1.822	0.979	0.759	0.502	1.814	1.787

Fonte: Autora, 2019.

Verifica-se pelo Quadro 6.1 que não foi excedido o limite definido pelo PRODIST de 3% para tensão nominal $V_n \leq 1$ kV em nenhum dos casos simulados para as 13 h. Verificou-se ainda que não houve violação do fator de desequilíbrio de tensão em nenhum momento dos dois dias avaliados para os diferentes casos.

Analisando os resultados obtidos, vê-se que o nó 2 apresentou o maior fator de desequilíbrio para ambos os dias analisados, ocorrendo no caso 3, onde o fator de penetração de PV é igual a 50%, sendo as PVs conectadas todas na fase A do sistema. Na Tabela 4.1 são mostradas as tensões de fase eficazes para o nó 2.

Tabela 4.1 – Tensões de fase no nó 2 às 13 h.

	Va [V]	Vb [V]	Vc [V]
Dia útil	125.93 \angle -27.7°	123.78 \angle -151.6°	125.21 \angle 88.9°
Domingo	126.03 \angle -27.6°	123.93 \angle -151.5°	125.34 \angle 89.0°

Fonte: Autora, 2019.

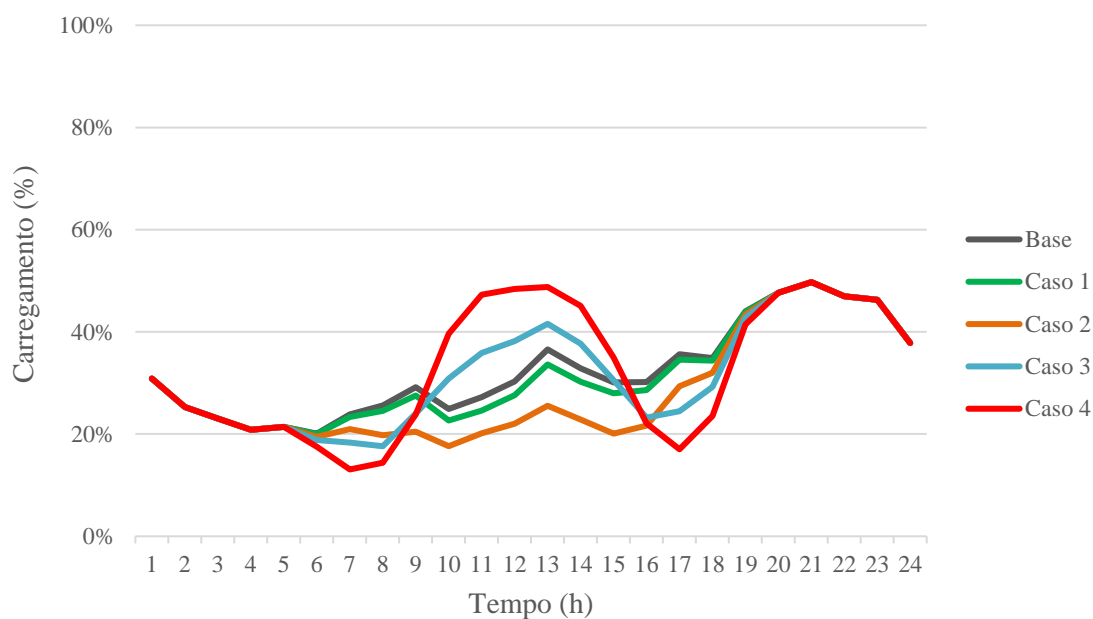
Do Quadro 4.1 nota-se que fator de desequilíbrio cresce à medida em que aumenta a penetração de PV até seu máximo no caso 3 e depois decresce levemente no caso 4. Esse comportamento pode ser explicado pelo fato da inserção de geração PV ocorrer apenas na fase A, contribuindo para o desequilíbrio entre as fases. Em contrapartida, no caso 4 temos a inserção de uma geração PV de 39 kW_p, que por ser trifásica contribuiu para uma pequena redução no fator de desequilíbrio das tensões.

Pode-se concluir que a inserção de PV nas condições descritas para os cenários ocasionou aumento no desequilíbrio de tensão nas barras do sistema, embora ainda permanecendo dentro dos limites aceitáveis pela norma.

4.3 Carregamento do transformador e das linhas de distribuição

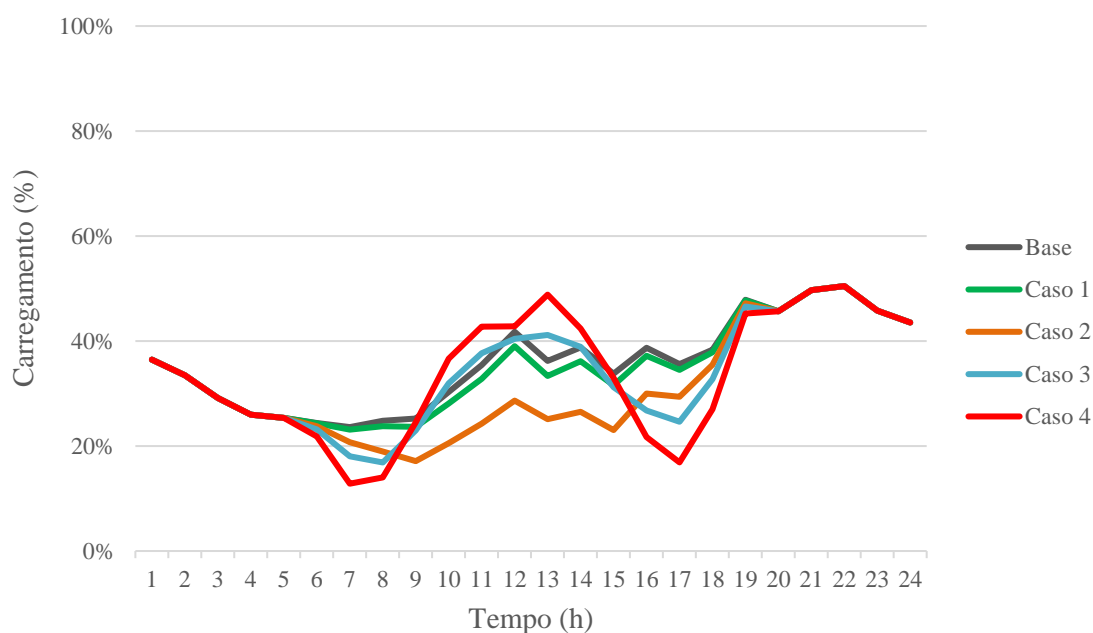
O carregamento do transformador de distribuição TD1 foi avaliado a partir da razão entre a potência aparente trifásica do lado secundário simulada e sua potência trifásica nominal de 75 kVA. Foram avaliados o caso base e os quatro casos com geração PV para um dia útil e para um domingo, apresentados nas Figuras 4.7 e 4.8.

Figura 4.7 – Carregamento do transformador TD1 – Dia Útil.



Fonte: Autora, 2019.

Figura 4.8 – Carregamento do transformador TD1 – Domingo.



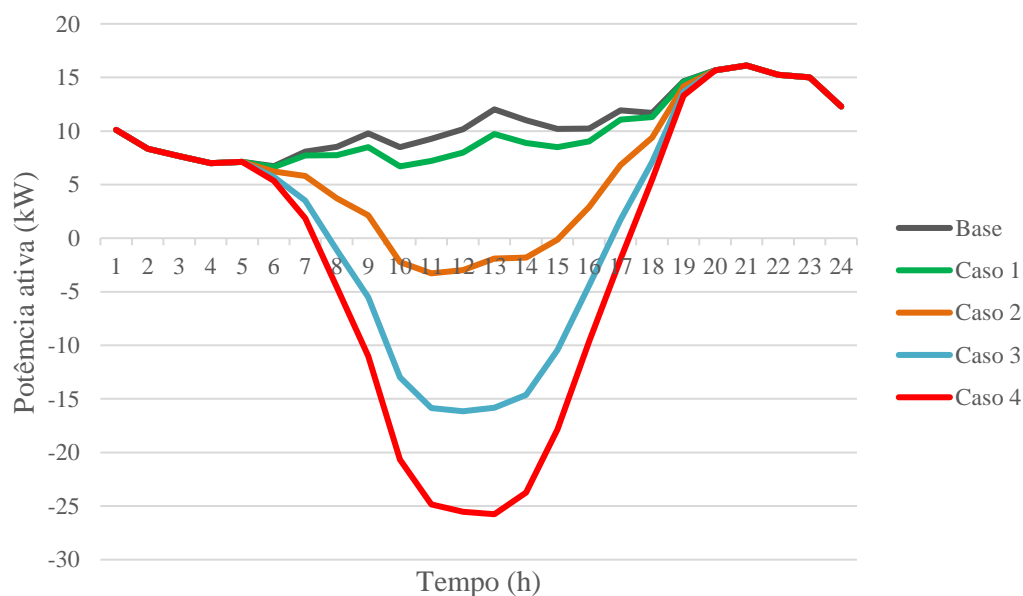
Fonte: Autora, 2019.

É possível observar, a partir das Figuras 4.7 e 4.8, que em nenhum dos casos o transformador excede seu limite de carregamento, não sendo esse um fator limitante para a conexão de geração PV nas condições analisadas neste trabalho.

Percebe-se ainda que entre o período de 9 h às 17 h para os casos 3 e 4 o comportamento da curva segue o perfil da curva de geração PV, indicando que essa injeção de potência ativa é relevante e reduz o carregamento no período.

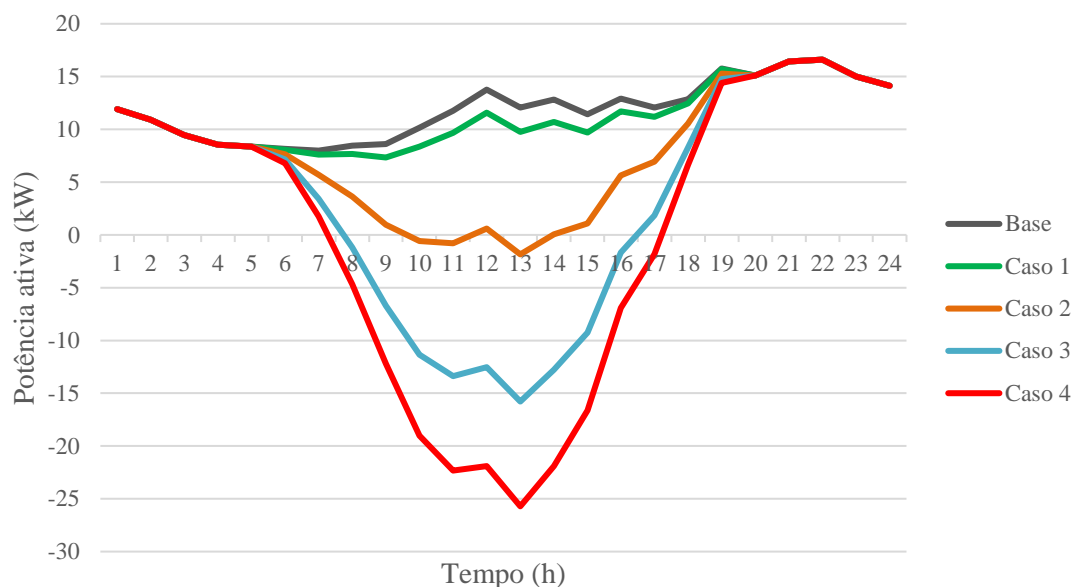
Buscando compreender melhor o efeito da geração PV instalada no carregamento do TD1, foi avaliado o comportamento da potência ativa na fase A do transformador, mostrado nas Figuras 4.9 e 4.10.

Figura 4.9 – Potência ativa do TD1 na fase A – Dia útil.



Fonte: Autora, 2019.

Figura 4.10 – Potência ativa do TD1 na fase A – Domingo.



Fonte: Autora, 2019.

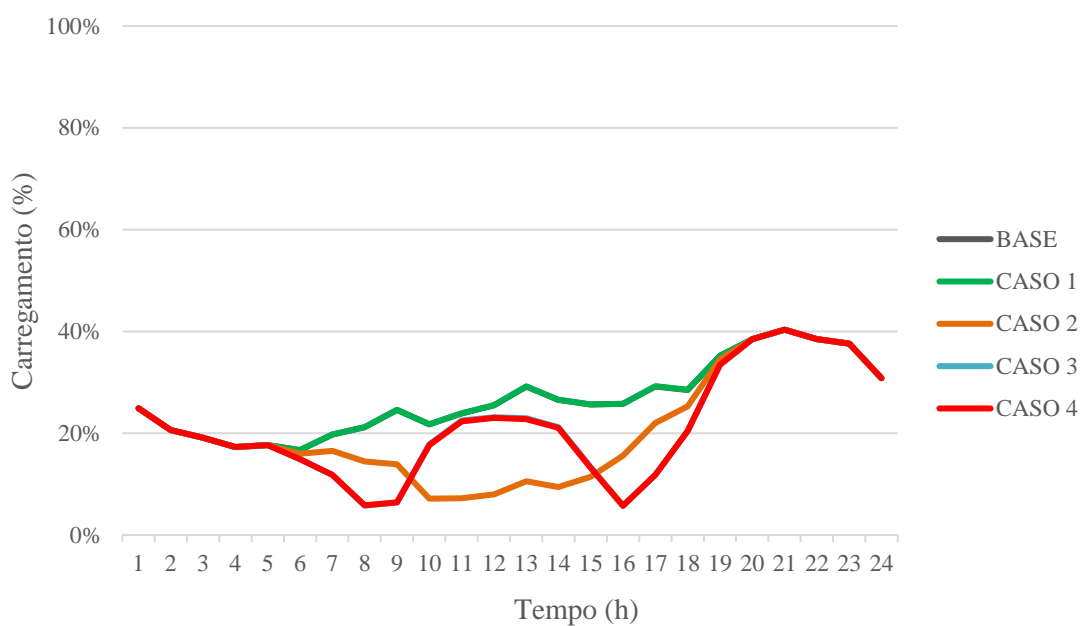
Observa-se nas Figuras 4.9 e 4.10 uma queda na potência ativa no TD1 no período de geração PV, compreendido 6 h e 18h, à medida em que era incrementada a penetração PV. Mais importante ainda, nota-se que nos três últimos casos o valor da potência ativa é negativo, indicando que ocorre fluxo de potência reverso na fase A. Desse modo, durante o período de fluxo reverso, o transformador está recebendo energia de sua rede de baixa tensão, período em que a geração de energia PV é maior que o consumo das cargas conectadas a ele.

Nas Figuras 4.7, 4.8, 4.9 e 4.10 podemos observar um comportamento preocupante para a rede elétrica, que é a rampa de demanda de energia que ocorre a partir das 17h, especialmente nos casos 3 e 4. Esse comportamento é análogo à *duck curve*, onde a rampa de demanda de energia no final do dia precisa ser rapidamente suprida pela rede elétrica, caracterizando um dos principais desafios do aumento da penetração de geração fotovoltaica nos sistemas, conforme Denholm *et al.* (2008).

O carregamento das linhas de distribuição para os casos de estudo também foi avaliado, utilizando como métrica a razão entre a corrente simulada e a capacidade máxima de condução de corrente do condutor da linha. Os dados dos cabos em cada linha podem ser consultados no Apêndice A.

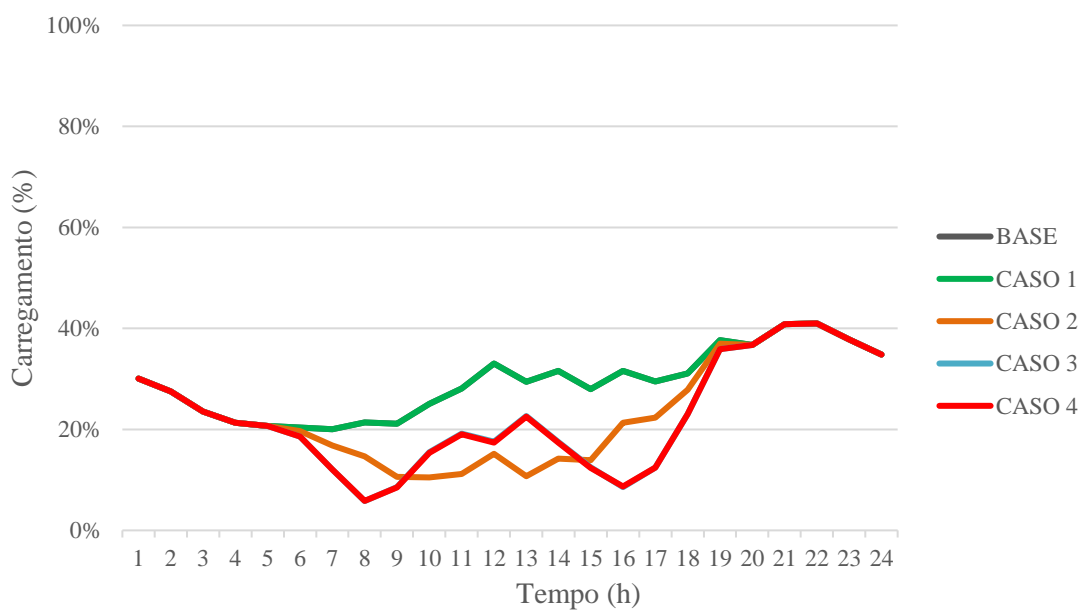
Foram avaliados os resultados de carregamento na fase A da linha que liga os nós 1 e 2 da rede, dado que em cada um dos nós existem 25 e 45 unidades consumidoras conectadas, respectivamente, e seu comportamento está mostrado nas Figuras 4.11 e 4.12.

Figura 4.11 – Carregamento da linha entre os nós 1 e 2 – Dia útil.



Fonte: Autora, 2019.

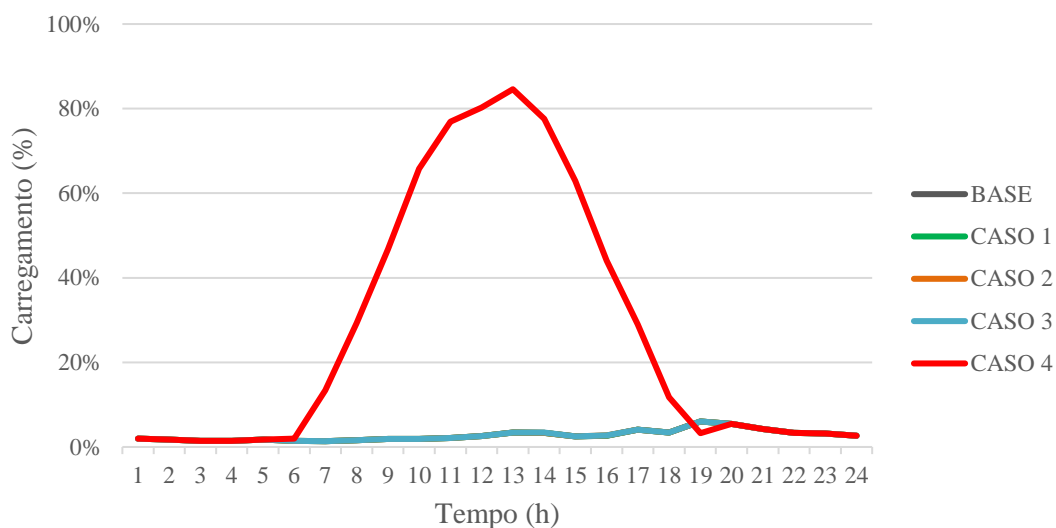
Figura 4.12 – Carregamento da linha entre os nós 1 e 2 – Domingo.



Fonte: Autora, 2019.

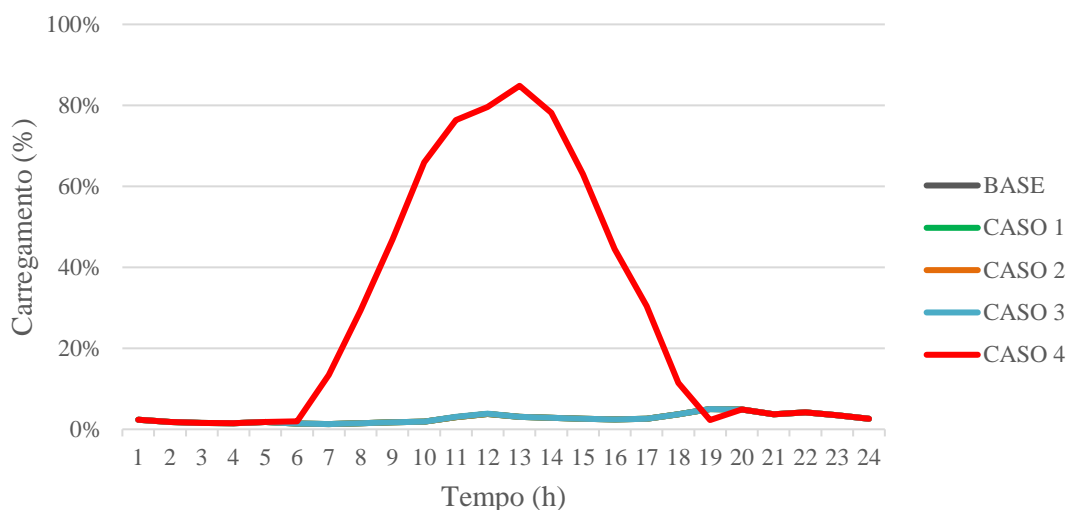
A linha que liga os nós 1 e 26 também tem seu carregamento na fase A apresentado, dado que é uma linha crítica que liga o nó 1 ao nó em que foi conectada a geração PV trifásica no caso 4, e pode ser observado nas Figuras 4.13 e 4.14. Essa linha representa o ramal de ligação da unidade consumidora onde foi conectada a PV trifásica.

Figura 4.13 – Carregamento da linha entre os nós 1 e 26 – Dia útil.



Fonte: Autora, 2019.

Figura 4.14 – Carregamento da linha entre os nós 1 e 26 – Domingo.



Fonte: Autora, 2019.

Observa-se das Figuras 4.11 a 4.14, referentes ao carregamento das duas linhas de distribuição, que não são ultrapassados os limites de capacidade de condução de corrente dos cabos nos casos avaliados. Para a linha entre os nós 1 e 2, o carregamento não ultrapassa metade da capacidade do condutor, indicando que esse elemento ainda poderia sofrer aumento de penetração de geração PV conectada.

No que se refere à linha que conecta os nós 1 e 26, observa-se que não há variação notável do carregamento da fase A entre os casos base até 3, dado que não há geração PV conectada nessa linha. No entanto, quando é conectada uma geração PV trifásica expressiva no caso 4, o carregamento da fase chega próximo de 85% da capacidade, o que indica a necessidade de avaliação detalhada antes da conexão de geração PV com potências maiores neste ramal.

5 CONCLUSÃO

Fomentada pela implementação do Sistema de Compensação de Energia Elétrica e pelo barateamento de seus sistemas, a microgeração distribuída tem crescido em capacidade instalada por todo o mundo. Nesse contexto, estudos acerca do impacto de sua conexão nas redes de distribuição de baixa tensão se mostram relevantes para definir os parâmetros limitantes da capacidade de conexão e sua sensibilidade. Nesta monografia foi avaliada uma rede de distribuição real localizada na região sul do Brasil, sendo os critérios de análise do impacto da conexão de geração fotovoltaica os níveis de tensão em regime permanente, o fator de desequilíbrio de tensão e o carregamento das linhas e do transformador de distribuição.

A partir da modelagem da rede base no OpenDSS[®], foi realizada a simulação de diferentes cenários onde era variado o nível de penetração de capacidade instalada de geração fotovoltaica em relação à potência nominal do transformador de distribuição para o mês de janeiro. Os resultados para os cenários simulados não indicaram violações dos critérios avaliados de acordo com as definições normativas do PRODIST – ANEEL.

A partir do estudo dos níveis de tensão dos nós da rede, pode-se concluir que a influência da geração PV tem impacto mais crítico quanto mais próximo do ponto de sua conexão. Entretanto, dado que não foi identificada violação dos limites de tensão, este não foi considerado um fator limitante da conexão PV no sistema, mas deve ser analisado sua sensibilidade frente ao aumento dessa fonte de geração. De forma análoga ao nível de tensão, os fatores de desequilíbrio de tensão resultantes das simulações não violaram os limites indicados, sendo o máximo observado próximo de 65% do limite. O parâmetro do desequilíbrio não foi considerado crítico para a penetração de conexão PV na rede, entretanto deve ser minimizado com a adequada distribuição da geração e da carga entre as fases.

No tocante ao carregamento dos elementos da rede, tanto para o transformador como para as linhas de distribuição não foram verificados resultados que ultrapassassem os limites técnicos, no entanto esse se mostrou um parâmetro sensível para limitação da penetração de geração PV. Especialmente em relação às linhas de distribuição, para o caso com máxima penetração PV avaliada, o ramal que conecta uma geração PV atingiu um carregamento próximo do limite da capacidade de condução de corrente do condutor. Desse modo, se torna relevante a análise detalhada desse parâmetro que apresenta maior sensibilidade para limitação da penetração PV em sistemas de distribuição de baixa tensão.

É importante ressaltar que estudos adicionais devem ser realizados para avaliar os impactos ao longo de um ano inteiro, de modo que se possa garantir a não violação dos critérios em outras condições de microgeração PV e carga no sistema. Ainda, os impactos nos sistemas de proteção também devem ser estudados para avaliar a viabilidade das conexões de microgeração e indicar as adequações necessárias nas redes de distribuição.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. **Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica.** Caderno Temático, 2016a.

ANEEL. **Nota Técnica N° 0057/2014.** MME 2014.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional Módulo 8 - Qualidade de Energia Elétrica:** 2016b.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição:** 2016c.

ANEEL. **Consulta Pública N° 015/2010.** MME 2010.

ANEEL. **Audiência Pública N° 042/2011.** MME 2011.

ANEEL. **Resolução Normativa N° 482.** MME 2012.

ANEEL. **Resolução Normativa N° 687.** MME 2015b.

CAISO. **Duck Chart.** 2013. Technical Report. California Independent System Operator, United States.

CRESESB. **Energia Solar: Princípios e Aplicações.** 2006.

DEPARTMENT OF ENERGY/US. **Consumer vs Prosumer: What's the Difference?** Disponível em: < <https://energy.gov/eere/articles/consumer-vs-prosumer-whats-difference> >. Acesso em 02/04/2019.

Dugan RC. **Software OpenDSS (version 7.6.5.52).** 2018.

DEHNHOLM, P *et al.* **Production Cost Modeling for High Levels of Photovoltaics Penetration.** 2008. Technical Report NREL/TP-581-42305. National Renewable Energy Laboratory - NREL, Department of Energy – United States.

EPRI. **Simulation Tool – OpenDSS.** 2016.

FREITAS, P. R. **Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS.** 2015. Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo.

HOU e GAO. **Review of Impact of Distributed Generation on Distribution System.** 2011. School of Electrical Engineering – Beijing Jiaotong University.

IEEE. **Radial Distribution Test Feeders.** 1991.

IEEE. **IEEE Guide for Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resource Interconnection.** IEEE Standarts Association. 2013

KERSTING, W. h. **Distribution System Modeling and Analysis.** 2002, New York: CRC Press LLC.

KAGAN, N. et al. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.** 2010, Editora Blucher.

LABSOL. *Software de Simulação – RADIASOL2*. 2010. Laboratório de Energia Solar – Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

MANZONI, A. e CASTRO, R. **Microgeneration Impact on LV Distribution Grids: A Review of Recent Research on Overvoltage Mitigation Techniques**. 2016. Instituto Superior Técnico, University of Lisbon.

NETO, A. **Análise do Impacto da Geração Distribuída em um Sistema de Distribuição. Estudo de Caso: Alimentador do Setor de Embaixadas Sul, Brasília – DF**. 2016. (Graduação em Engenharia de Energia). Departamento de Engenharia, UnB – Universidade de Brasília.

O SETOR ELÉTRICO. **Desequilíbrios de Tensão**. Disponível em: < http://www.osetoreletrico.com.br/wp-content/uploads/2013/03/Ed86_fasc_qualidade_cap3.pdf>. Acesso em 29/11/2019.

PALUDO, J. **Avaliação dos Impactos de Elevados Níveis de Penetração da Geração Fotovoltaica no Desempenho de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica em Regime Permanente**. 2014. (Pós-Graduação em Engenharia Elétrica). Departamento de Engenharia Elétrica e Computação, USP – Universidade de São Paulo.

PORTAL SOLAR. **Célula Fotovoltaica**. Disponível em: < <https://www.portalsolar.com.br/celula-fotovoltaica.html> >. Acesso em 02/04/2019.

RESENER, M. *et al.* **Mixed-Integer LP Model for volt/var Control and Energy Losses Minimization in Distribution Systems**. 2018. Departamento de Sistemas de Automação e Energia, UFRGS – Universidade do Rio Grande do Sul.

STEVENSON, W. **Elementos de Análise de Sistemas de Potência**. McGraw-Hill, 2ª edição, 1996.

TEODORO, R. **Metodologia Para Compensação de Desequilíbrio em Redes Elétricas**. 2005. (Pós-Graduação em Engenharia de Elétrica). Escola de Engenharia, UNESP – Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira.

TORQUATO, R. *et al.* **A Comprehensive Assessment of PV Hosting Capacity on Low-Voltage Distribution Systems**. 2018. Departamento de Sistemas e Energia, Unicamp – Universidade de Campinas.

XU e TAYLOR, 2008. **Voltage Control Techniques for Electrical Distribution Networks Including Distributed Generation**. 2008. School of Engineering, University of Durham.

APÊNDICE A – Dados das linhas de distribuição do sistema

Nó de	Nó para	r_1 (Ω/km)	x_1 (Ω/km)	Comprimento (km)	Condutor	Capacidade de condução de corrente (A)
1	2	0.611	0.496	0.002	3#1/0ANSV#2AN_4	184
2	3	0.611	0.496	0.022	3#1/0ANSV#2AN_4	184
3	4	0.611	0.496	0.016	3#1/0ANSV#2AN_4	184
4	15	0.611	0.496	0.010	3#1/0ANSV#2AN_4	184
15	16	0.611	0.496	0.025	3#1/0ANSV#2AN_4	184
4	17	0.611	0.496	0.017	3#1/0ANSV#2AN_4	184
4	5	0.611	0.496	0.010	3#1/0ANSV#2AN_4	184
5	6	0.611	0.496	0.015	3#1/0ANSV#2AN_4	184
6	7	0.611	0.496	0.021	3#1/0ANSV#2AN_4	184
7	8	0.611	0.496	0.025	3#1/0ANSV#2AN_4	184
8	9	0.611	0.496	0.032	3#1/0ANSV#2AN_4	184
9	18	0.611	0.496	0.031	3#1/0ANSV#2AN_4	184
9	19	0.611	0.496	0.023	3#1/0ANSV#2AN_4	184
2	10	0.611	0.496	0.018	3#1/0ANSV#2AN_4	184
10	11	0.611	0.496	0.016	3#1/0ANSV#2AN_4	184
11	12	0.611	0.496	0.021	3#1/0ANSV#2AN_4	184
12	13	0.611	0.496	0.034	3#1/0ANSV#2AN_4	184
13	14	0.611	0.496	0.033	3#1/0ANSV#2AN_4	184
1	20	3.523	0.548	0.025	1#10AXDM#10AX_2	90
1	21	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
1	22	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
1	23	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
1	24	3.523	0.548	0.020	1#10AXDM#10AX_2	90
1	25	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
1	26	3.523	0.548	0.015	3#10AXQM#10AX_4	90
1	27	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
1	28	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
1	29	3.523	0.548	0.015	3#10AXTM#10AX_4	90
1	30	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
1	31	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
1	32	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
1	33	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
1	34	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
1	35	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
1	36	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
1	37	3.523	0.548	0.015	3#10AXTM#10AX_4	90
1	38	3.523	0.548	0.010	1#10AXDM#10AX_2	90
1	39	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90

1	40	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
1	41	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
1	42	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
1	43	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
1	44	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
1	45	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
2	46	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
2	47	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
2	48	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
2	49	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
2	50	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
2	51	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
2	52	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
2	53	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
2	54	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
2	55	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
2	56	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
2	57	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
2	58	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
2	59	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
2	60	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
2	61	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
2	62	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
2	63	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
2	64	3.523	0.548	0.022	3#10AXQM#10AX_4	90
2	65	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
2	66	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
2	67	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
2	68	3.523	0.548	0.022	1#10AXDM#10AX_2	90
2	69	3.523	0.548	0.022	1#10AXDM#10AX_2	90
2	70	3.523	0.548	0.015	2#10AXTM#10AX_3	90
2	71	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
2	72	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
2	73	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
2	74	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
2	75	3.523	0.548	0.015	2#10AXTM#10AX_3	90
2	76	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
2	77	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
2	78	3.523	0.548	0.022	1#10AXDM#10AX_2	90
2	79	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
2	80	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
2	81	3.523	0.548	0.022	1#10AXDM#10AX_2	90
2	82	3.523	0.548	0.022	1#10AXDM#10AX_2	90

2	83	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
2	84	3.523	0.548	0.022	1#10AXDM#10AX_2	90
2	85	3.523	0.548	0.022	1#10AXDM#10AX_2	90
2	86	3.523	0.548	0.022	1#10AXDM#10AX_2	90
2	87	3.523	0.548	0.022	1#10AXDM#10AX_2	90
2	88	3.523	0.548	0.022	1#10AXDM#10AX_2	90
2	89	3.523	0.548	0.022	3#10AXQM#10AX_4	90
2	90	3.523	0.548	0.022	1#10AXDM#10AX_2	90
16	91	3.523	0.548	0.022	1#10AXDM#10AX_2	90
7	92	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
8	93	3.523	0.548	0.015	3#10AXQM#10AX_4	90
9	94	3.523	0.548	0.009	2#10AXQM#10AX_3	90
11	95	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90
13	96	3.523	0.548	0.015	1#10AXDM#10AX_2	90