

**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA
CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA**

JOEL VILLAVICENCIO GASTELU

**CONTROLE DE TENSÃO LOCAL PARA REDES DE BAIXA TENSÃO COM ALTA
PRESENÇA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

Ilha Solteira
2020

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

JOEL VILLAVICENCIO GASTELU

**CONTROLE DE TENSÃO LOCAL PARA REDES DE BAIXA TENSÃO COM
ALTA PRESENÇA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

Tese apresentado à Faculdade de Engenharia do
Campus de Ilha Solteira – UNESP como parte dos
requisitos para a obtenção do título de Doutor em
Engenharia Elétrica.

Área de Conhecimento: Automação.

Prof. Dr. Antônio Padilha Feltrin
Orientador

FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

V72c Villavicencio Gastelu, Joel.
Controle de tensão local para redes de baixa tensão com alta presença de geração fotovoltaica / Joel Villavicencio Gastelu. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2020
96 f. : il.

Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2020

Orientador: Antônio Padilha Feltrin
Inclui bibliografia

1. Inversores. 2. Métodos de controle de tensão. 3. Redes de baixa tensão.
4. Sistemas fotovoltaicos. 5. Sobretensão.


Raiane da Silva Santos

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO DA TESE: CONTROLE DE TENSÃO LOCAL PARA REDES DE BAIXA TENSÃO COM ALTA PRESENÇA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.

AUTOR: JOÉL VILLAVICENCIO GASTELÚ

ORIENTADOR: ANTONIO PADILHA FELTRIN

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Doutor em ENGENHARIA ELÉTRICA, área: Automação pela Comissão Examinadora:



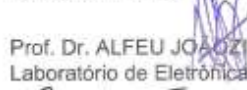
Prof. Dr. ANTONIO PADILHA FELTRIN
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP



Dr. JONATAS BOAS LEITE
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP



Prof. Dr. RUBEN AUGUSTO ROMERO LAZARO
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP



Prof. Dr. ALFEU JOAOZINHO SGUAREZI FILHO
Laboratório de Eletrônica de Potência e Smart Grids / Universidade Federal do ABC - UFABC



Prof. Dr. RICARDO TORQUATO BORGES
Departamento de Sistemas e Energia / Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP

Ilha Solteira, 13 de março de 2020

DEDICO

A minha família, pela confiança depositada em mim.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais: Claudio Villavicencio e Sonia Gastelu, pela formação esmerada e valores inculcados.

Aos Professores: M.sc. Justo Yanque Montufar, M.sc. Miguel Delgado León e Dr. Rubén Romero Lázaro, por fazerem possível começar esta nova experiência acadêmica.

Ao Prof. Dr. Antônio Padilha Feltrin e ao Prof. Dr. Joel Melo Trujillo, pelas sugestões oferecidas ao longo do meu doutorado.

Aos meus colegas dos jogos de futebol, por terem sido o equilíbrio certo para manter o meu desempenho em toda esta etapa.

Aos docentes e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica e da Seção de Pós-graduação da FEIS/UNESP, pelos ensinamentos ministrados e sua cordialidade.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001, à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo – Brasil (FAPESP), processo nº 2015/21972-6 e 2017/22577-9, e à Fundação de Ensino, Pesquisa e Extensão da Unesp de Ilha Solteira (FEPISA) pelo apoio financeiro durante a realização do presente trabalho e durante a participação em congressos.

“É possível que eu possa fazer muito pouco de mim mesmo; mas este pouco é tudo, e melhor do que o que eu permito que seja feito de mim pelo poder dos outros, pelo treinamento do costume, da religião, das leis, do Estado. ”
Max Stirner.

RESUMO

Um alto número de instalações fotovoltaicas residenciais conectadas em redes de baixa tensão pode resultar em problemas de qualidade da energia como, por exemplo, a sobretensão. Nessas circunstâncias, se métodos de controle de tensão não forem aplicados, o número de instalações fotovoltaicas na rede elétrica terá que ser limitado a fim de garantir valores adequados de tensão. Na literatura especializada diversas estratégias de controle de tensão para redes de baixa tensão têm sido propostas. Entre essas estratégias, aquelas que utilizam inversores e informações locais (e.g., a tensão no ponto de conexão desses inversores) para realizar o controle de tensão são mais econômicos e apresentam um tempo de resposta rápido. Neste trabalho, um método de controle local é proposto a fim de mitigar problemas de sobretensão. O método proposto considera duas ações de controle: absorção de potência reativa e redução da potência ativa. O primeiro controle é o controle principal, e depende da tensão e da potência ativa produzida. O segundo controle é baseado somente na tensão, e é ativado quando a tensão supera um valor máximo preestabelecido. Adicionalmente, o método proposto pode participar na regulação de tensão frente a problemas de subtensão através da injeção de potência reativa. Uma abordagem estocástica que considera as incertezas da localização e a capacidade dos sistemas fotovoltaicos é utilizada para avaliar o método proposto. A proposta é aplicada em uma rede de baixa tensão real, longa, trifásica a quatro fios. As simulações são realizadas com uma hora de resolução para o dia com maior irradiância solar e considerando vários níveis de inserção dos sistemas fotovoltaicos na rede. Os resultados mostram a vantagem do método proposto para mitigar a sobretensão quando comparado com métodos de controle similares. Portanto, o método proposto permite a instalação de um maior número de sistemas fotovoltaicos na rede sem resultar em problemas de tensão.

Palavras-chave: Inversores. Métodos de controle de tensão. Redes de baixa tensão. Sistemas fotovoltaicos. Sobretensão.

ABSTRACT

A high number of residential photovoltaic system connected to low-voltage networks could result in energy quality problems, for instance, the overvoltage. In these circumstances, if voltage control methods are not applied, the number of photovoltaic installation in the network will be limited in order to guarantee acceptable voltage values. In the specialized literature several voltage control strategies for low-voltage networks have been proposed. Among them, those that use inverters and local information (e.g., voltage at the connection point of those inverters) to perform the voltage control are more economic and exhibit a fast response time. In this work, a local voltage control method is proposed in order to mitigate overvoltage problems. The proposed method considers two control actions: reactive power absorption and active power reduction. The first one is the main control, and it is dependent on voltage and generated active power. The second control is based only on voltage, and it is activated when the voltage surpasses a maximum pre-established value. Furthermore, the proposed method can also offer the voltage regulation support in under-voltage conditions through the reactive power injection. A stochastic approach that considers uncertainties in location and capacity of PV systems is used to evaluate the proposed method. The proposal is applied in a real, extensive, three-phase four-wire low-voltage network. Simulations are performed each hour for the day with the highest solar irradiance and considering several levels of photovoltaic systems insertion in the network. The obtained results show the advantage of the proposed method to mitigate the overvoltage when compared with similar voltage control methods. Therefore, the proposed method allows the installation of a larger number of photovoltaic systems in the network without resulting in voltage problems.

Keywords: Inverters. Low-voltage networks. Overvoltage. Photovoltaic systems. Voltage control methods.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	- Esquema considerado para a simulação de fluxos de potência	27
Figura 2	- Curva de demanda de um usuário residencial	28
Figura 3	- Modelo de geração de potência do sistema fotovoltaico	29
Figura 4	- Curva de geração fotovoltaica	30
Figura 5	- Dois possíveis cenários de integração fotovoltaica em uma rede com 4 usuários e $\alpha = 50\%$	32
Figura 6	- Fluxograma para obter os cenários de integração fotovoltaica	33
Figura 7	- Interação entre o Python e o OpenDSS via interface COM	36
Figura 8	- Zona de operação de um inversor inteligente	38
Figura 9	- Controle de tensão centralizado	39
Figura 10	- Controle de tensão distribuído	40
Figura 11	- Controle de tensão descentralizado	40
Figura 12	- Controle de tensão local	41
Figura 13	- Método de controle de tensão $Q(U)$	51
Figura 14	Operação do inversor considerando o método de controle $Q(U)$	52
Figura 15	- Método de controle de tensão $\cos\phi(P)$	53
Figura 16	Operação do inversor considerando o método de controle $\cos\phi(P)$	54
Figura 17	- Método de controle de tensão $Q(U)\&P(U)$	54
Figura 18	Operação do inversor considerando o método de controle $Q(U)\&P(U)$	55
Figura 19	- Controle de tensão proposto usando a potência reativa	57
Figura 20	- Controle de tensão proposto considerando a redução da potência ativa	59
Figura 21	- Algoritmo do método de controle proposto.	60
Figura 22	- Distribuição espacial do potencial do mercado fotovoltaico e históricos do número de sistemas fotovoltaicos instalados na cidade de estudo	62
Figura 23	- Detalhe da subárea de estudo	63
Figura 24	- Usuários conectados à rede de estudo	64
Figura 25	- Diagrama da rede de baixa tensão em estudo	65
Figura 26	- Curvas de demanda dos usuários na cidade de estudo	67
Figura 27	- Histograma de frequências das capacidades (kW) dos sistemas fotovoltaicos instalados na cidade de estudo	68
Figura 28	- Curvas de geração fotovoltaica	69
Figura 29	- Determinação do número de cenários a serem considerados	72
Figura 30	- Tensão (em p.u) na rede no <i>Caso base</i>	73
Figura 31	- Probabilidade de sobretensão das barras no <i>Caso SFV</i>	74
Figura 32	- Perfis de tensão horária na barra 15 no <i>Caso base</i> e no <i>Caso SFV</i> para $\alpha_i = 50\%$	77
Figura 33	- Perfis de tensão horária na barra 15 no <i>Caso base</i> e considerando o método de controle proposto com $\alpha_i = 50\%$	78
Figura 34	- Desempenho dos métodos de controle de tensão	79
Figura 35	- Valor esperado da potência reativa absorvida e da potência ativa reduzida durante o controle de tensão, $\alpha = 50\%$	81
Figura 36	- Valor esperado das perdas ativas nas linhas, $\alpha = 50\%$	83
Figura 37	- Valor esperado do fator de potência na entrada do alimentador, $\alpha = 50\%$	85
Figura 38	- Valor esperado do carregamento do transformador, $\alpha = 50\%$	87

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	- Características elétricas dos condutores.	66
Tabela 2	- Classificação da tensão de atendimento.	66
Tabela 3	- Faixa de ajuste do fator de potência do inversor.	70
Tabela 4	- Sobretensão nas barras para o pior cenário no <i>Caso SFV</i> .	75
Tabela 5	- Sobretensão nas barras para o pior cenário usando o método proposto no <i>Caso controle de tensão</i> .	76
Tabela 6	- Valores dos parâmetros utilizados nos métodos de controle local	79
Tabela 7	- Valor esperado da energia reativa diária utilizada pelos inversores (kVArh).	82
Tabela 8	- Valor esperado da energia ativa diária produzida pelos inversores (kWh).	82
Tabela 9	- Valor esperado das perdas diárias nas linhas como uma porcentagem do valor encontrado no <i>Caso Base</i> (3,81 kW).	84

LISTA DE NOMENCLATURAS

Parâmetros

K	Número de cenários de integração fotovoltaica considerados.
K_T	Número total de possíveis cenários de integração fotovoltaica.
fp_{min}	Limite mínimo permitido de fator de potência.
P_1, P_2	Potência mínima/máxima utilizada na regulação de tensão mediante gerenciamento de potência reativa (p.u.).
r	Porcentagem máxima de redução de potência ativa.
S	Capacidade do inversor (kVA).
U_n	Tensão nominal (V).
U_a, U_b	Tensão mínima/máxima utilizada na regulação mediante injeção de potência reativa (p.u.).
U_1, U_2	Tensão mínima/máxima utilizada na regulação de tensão mediante absorção de potência reativa (p.u.).
U_3, U_4	Tensão mínima/máxima utilizada na regulação de tensão mediante redução de potência ativa (p.u.).
U_{min}, U_{max}	Limite inferior/superior da faixa de tensão adequada (p.u.).

Variáveis

α	Penetração fotovoltaica.
$\alpha_i\%$	Nível de penetração fotovoltaica.
φ	Ângulo de fator de potência do inversor (rad.).
$\cos\varphi$	Fator de potência do inversor.
n_u, n_U	Número de cenários com subtensão/sobretensão.
P	Potência ativa produzida pelo inversor (kW).
P_{dis}	Potência ativa disponível (p.u.).
Q	Potência reativa absorvida/injetada pelo inversor (kVAr).
Q_{max}	Máxima potência reativa que o inversor pode injetar/absorver, dado P (kVAr).
u_{SFV}	Número de usuários com sistemas fotovoltaicos
u_T	Número total de usuários conectados à rede elétrica
U	Tensão em uma barra (p.u.).
U_m, U_M	Tensão mais baixa/alta em uma barra.
y	Variável auxiliar.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	13
1.1	CONTEXTO.....	13
1.2	JUSTIFICATIVA E MOTIVAÇÃO.....	16
1.3	OBJETIVOS E ESCOPO.....	17
1.4	CONTRIBUIÇÃO DO TRABALHO.....	19
1.5	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	20
2	ANÁLISE DE PROBLEMAS DE TENSÃO DEVIDO À INSERÇÃO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	21
2.1	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	22
2.2	METODOLOGIA UTILIZADA PARA ANÁLISE DE PROBLEMAS DE TENSÃO.....	27
2.2.1	Modelamento da carga.....	28
2.2.2	Modelamento dos sistemas fotovoltaicos.....	29
2.2.3	Modelamento da rede.....	31
2.2.4	Geração dos cenários de integração fotovoltaica na rede.....	31
2.2.5	Avaliação do impacto da geração fotovoltaica na tensão da rede.....	34
2.2.6	Simulação de fluxos de potência.....	35
3	MÉTODOS DE CONTROLE DE TENSÃO QUE CONSIDERAM O USO DE INVERSORES.....	37
3.1	MÉTODOS DE CONTROLE DE TENSÃO.....	42
3.2	MÉTODO DE CONTROLE DE TENSÃO $Q(U)$	51
3.3	MÉTODO DE CONTROLE DE TENSÃO $COS\varphi(P)$	52
3.4	MÉTODO DE CONTROLE DE TENSÃO $Q(U)&P(U)$	54
4	MÉTODO DE CONTROLE DE TENSÃO PROPOSTO	56
4.1	DADOS DE ENTRADA.....	56
4.2	AJUSTE DA OPERAÇÃO DO INVERSOR.....	56
4.3	ALGORITMO DO MÉTODO DE CONTROLE PROPOSTO.....	60
4.4	AValiação DO DESEMPENHO DO MÉTODO PROPOSTO.....	61
5	ESTUDO DE APLICAÇÃO.....	62
5.1	DESCRIÇÃO DA REDE ELÉTRICA.....	64
5.1.1	Diagrama unifilar.....	64
5.1.2	Curvas de demanda dos usuários.....	67
5.1.3	Curvas de geração fotovoltaica.....	68
5.2	CASOS DE ESTUDO, NÚMERO DE CENÁRIOS E SIMULAÇÃO DE FLUXOS DE POTÊNCIA.....	70
5.2.1	Caso base.....	70
5.2.2	Caso SFV.....	70
5.2.3	Caso controle de tensão.....	71
5.2.4	Número de cenários de simulação.....	71
5.2.5	Simulação dos fluxos de potência.....	72
5.3	ANÁLISE DA TENSÃO NA REDE.....	73
5.3.1	Tensão na rede no <i>Caso base</i>.....	73
5.3.2	Tensão na rede no <i>Caso SFV</i>.....	74

5.3.3	Tensão na rede no <i>Caso controle de tensão</i>	76
5.3.4	Tensão na barra 15.....	77
5.3.5	Comparação com métodos de controle similares.....	78
5.4	ABSORÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA E REDUÇÃO DE POTÊNCIA ATIVA.....	80
5.5	PERDAS ATIVAS NAS LINHAS.....	83
5.6	FATOR DE POTÊNCIA NA ENTRADA DO ALIMENTADOR.....	85
5.7	CARREGAMENTO DO TRANSFORMADOR.....	86
6	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....	88
6.1	CONCLUSÕES.....	88
6.2	TRABALHOS FUTUROS.....	89
	REFERÊNCIAS.....	91

1 INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, um constante crescimento do número de sistemas fotovoltaicos nas redes de baixa tensão tem sido observado. O uso dos sistemas fotovoltaicos permite obter benefícios econômicos aos proprietários, no entanto, quando a quantidade de potência fotovoltaica injetada na rede é significativa em relação com a demanda, problemas de qualidade de energia, tal como a sobretensão, podem ocorrer. Portanto, é necessário desenvolver estratégias de controle que permitam mitigar a sobretensão na rede, a fim de poder aumentar o número de unidades fotovoltaicas que podem ser conectadas.

1.1 CONTEXTO

O constante aumento da demanda de energia elétrica ao redor do mundo (REN21, 2019), a instabilidade do preço do barril de petróleo (MACROTRENDS, 2019), e o aumento de temperatura do planeta devido às emissões de CO₂ (NASA, 2019), têm motivado muitos países à procura de fontes de energia renováveis. Entre as fontes de energia renováveis encontra-se a energia solar, a qual pode ser convertida em energia elétrica através dos sistemas fotovoltaicos.

A disseminação dos sistemas fotovoltaicos foi inicialmente lenta devido aos altos custos envolvidos para sua instalação. No entanto, com o avanço da tecnologia na fabricação dos componentes fotovoltaicos (especialmente dos painéis solares) e o aumento da demanda desta fonte de energia (como consequência do melhor entendimento do seu potencial), os custos de investimento têm diminuído ao longo dos anos (FU *et al.*, 2017), o que tem acelerado sua disseminação.

A fim de tornar mais acessível a adesão da geração fotovoltaica para os usuários residenciais, incentivos em forma de subsídio no custo de aquisição ou compensação pela energia fotovoltaica produzida têm sido oferecidos em alguns países (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2012; MOUNTAIN; SZUSTER, 2015; OGIMOTO *et al.*, 2013). Além disso, as normas que regulam a operação dos sistemas fotovoltaicos tem sido flexibilizadas a fim de permitir sua conexão na rede elétrica (IEEE, 2018). Como resultado, o número de instalações fotovoltaicas residenciais em redes de baixa tensão tem aumentado rapidamente nos últimos anos (REN21, 2019).

O uso dos sistemas fotovoltaicos permite aos usuários residenciais reduzir suas contas de energia, e dependendo da legislação do mercado elétrico, benefícios econômicos também podem ser obtidos pela energia injetada na rede. Não obstante, uma alta presença de instalações

fotovoltaicas pode resultar em alguns problemas técnicos na rede elétrica. Entre esses problemas encontram-se: **a)** problemas de sobretensão pela excessiva injeção de potência ativa na rede (DING; MATHER, 2017; WATSON *et al.*, 2016); **b)** flutuações de tensão ocasionados pela intermitência da geração fotovoltaica (ZHANG *et al.*, 2019); e **c)** dependendo das condições de geração e demanda, degradação do desempenho das perdas de energia, (CAMARGOS; SHAYANI; DE OLIVEIRA, 2019).

A sobretensão é o problema de maior preocupação em redes de baixa tensão (TORQUATO *et al.*, 2018). Assim, diferentes medidas para mitigar os problemas de sobretensão têm sido propostas. Entre essas medidas encontram-se: **1)** aumento da bitola dos cabos a fim de reduzir a impedância de linha (MASTERS, 2002); **2)** regulação da tensão através de transformadores com tap variável sob carga (AZIZ; KETJOY, 2018; PROCOPIOU; OCHOA, 2017); **4)** armazenamento do excedente da energia produzida em baterias para uso posterior (FORTENBACHER; MATHIEU; ANDERSSON, 2017; ZERAATI; HAMEDANI GOLSHAN; GUERRERO, 2018); **5)** absorção de potência reativa e/ou redução da potência ativa disponível através dos inversores (PUKHREM *et al.*, 2017; ZERAATI; GOLSHAN; GUERRERO, 2019).

O recondutoramento é muito efetivo, no entanto, é uma abordagem muito cara, sobretudo para redes subterrâneas.

Os transformadores de tap variável sob carga (OLTC) são mais caros do que os transformadores de posição de tap fixo. Portanto, transformadores OLTC raras vezes são usados para fornecer energia às redes de baixa tensão. Além disso, a mitigação da sobretensão através dos transformadores OLTC em alimentadores com diferente número de instalações fotovoltaicas pode ser um desafio (HASHEMI; ØSTERGAARD, 2017), e seu tempo de resposta é lento (ZHANG *et al.*, 2019).

As baterias permitem armazenar a potência ativa em excesso produzida pelos sistemas fotovoltaicos, assim, os problemas de sobretensão na rede elétrica podem ser evitados. No entanto, devido ao custo ainda relativamente alto das baterias (FORTENBACHER; MATHIEU; ANDERSSON, 2017), sua inclusão nas instalações fotovoltaicos incrementa significativamente o investimento desse tipo de projetos (CAMILO *et al.*, 2017). Assim, em países onde existe um esquema de compensação à energia injetada na rede, os usuários dificilmente optarão por instalar os sistemas fotovoltaicos com as baterias. Portanto, o controle da tensão utilizando as baterias pode não ser factível no curto prazo.

Em muitos países, a legislação atual da energia permite que os inversores possam ajustar seu fator de potência para regular a tensão através da potência reativa (IEEE POWER &

ENERGY SOCIETY, 2018). Além disso, é observado que o controle da tensão utilizando esses inversores é mais efetivo em termos de investimento e resposta transitória que as alternativas mencionadas anteriormente (CAVRARO; CARLI, 2018). Portanto, o controle de tensão através dos inversores é uma solução tecnicamente barata e eficiente em redes de baixa tensão.

O controle de tensão através do uso da potência reativa é muito comum nas redes de média tensão (CAVRARO; CARLI, 2018; ZHANG *et al.*, 2019). No entanto, esse tipo de controle usando os inversores pode ser insuficiente em redes de baixa tensão devido aos altos valores da relação de resistência/reatância que elas apresentam (GHOSH; RAHMAN; PIPATTANASOMPORN, 2017; PUKHREM *et al.*, 2017). Além disso, nos períodos de alta geração de potência ativa, quando o problema da sobretensão é mais crítico, haverá pouca capacidade remanescente nos inversores para regular a tensão através da potência reativa (KABIRI *et al.*, 2015). Portanto, o controle de tensão baseado unicamente no gerenciamento da potência reativa dos inversores é limitado em redes de baixa tensão, sobretudo nos períodos de alta geração fotovoltaica.

Devido aos altos valores da relação de resistência/reatância das redes de baixa tensão mencionado anteriormente, o controle da tensão através da redução da potência ativa produzida pelos inversores é mais efetivo (TONKOSKI; LOPES; EL-FOULY, 2011). Não obstante, já que os proprietários desses sistemas são compensados pela energia ativa produzida, o controle de tensão baseado apenas na redução de potência ativa pode desmotivar os usuários para instalar os sistemas fotovoltaicos.

Os métodos de controle de tensão podem ser desenvolvidos seguindo uma abordagem centralizada, distribuída, descentralizada ou local, dependendo em como as informações são utilizadas durante o controle (ANTONIADOU-PLYTARIA *et al.*, 2017).

No método de controle centralizado todas as informações das medições na rede são enviadas a um centro de controle, o qual determina o ajuste dos dispositivos de controle de tensão que resulta em uma operação ótima da rede elétrica (XU *et al.*, 2017; ZHANG *et al.*, 2019). Portanto, no controle centralizado, a existência de um canal de comunicação é necessária. No entanto, a existência de canais de comunicação não é comum em redes de baixa tensão, e sua implementação pode ser cara. Assim, o controle centralizado pode ser economicamente inviável em redes de baixa tensão onde o número de sistemas fotovoltaicos não é alto.

No método de controle distribuído, cada dispositivo de controle (agente) utiliza, além de medições locais de grandezas elétricas nos seus respectivos pontos de conexão (e.g. tensão), informações de grandezas elétricas dos agentes vizinhos (CAVRARO; CARLI, 2018;

ZERAATI; GOLSHAN; GUERRERO, 2019). O intercâmbio de informações entre agentes permite além de regular a tensão, alcançar outros objetivos específicos como, por exemplo, a minimização das perdas elétricas (CAVRARO; CARLI, 2018). Portanto, no controle distribuído, limitada comunicação entre os agentes será requerida para realizar o controle da tensão.

O controle descentralizado é um estado intermediário entre um controle centralizado e distribuído. Neste tipo de controle, a rede é dividida em zonas, cada uma das quais possui um coordenador da zona. Esses coordenadores de zona operam de maneira similar que no controle centralizado. Adicionalmente, os coordenadores de zona vizinhos podem interagir entre eles de maneira similar que no controle distribuído (FENG *et al.*, 2018), possibilitando dessa maneira o reajuste do controle local em cada zona (JABR, 2018).

Diferentemente, no método de controle de tensão local, o ponto de operação dos inversores é ajustado usando somente medições (por exemplo, a tensão) no seu respectivo ponto de conexão com a rede (ALAM; MUTTAQI; SUTANTO, 2015; PUKHREM *et al.*, 2017). Portanto, no controle de tensão local não é necessária uma infraestrutura de comunicação entre os dispositivos de controle de tensão. Com os inversores, o controle local apresenta uma resposta rápida (WANG *et al.*, 2019), que é muito útil, levando em consideração a variabilidade da irradiação solar e a demanda. Como o controle local não considera o intercâmbio de informação para regular a tensão, esse tipo de controle é menos vulnerável a falhas de comunicação (BALRAM; TUAN; CARLSON, 2018). Portanto, o controle de tensão local é mais adequado em redes de baixa tensão (onde normalmente não há uma infraestrutura de comunicação) (IEEE POWER & ENERGY SOCIETY, 2018; O'CONNELL; KEANE, 2017), especialmente quando a presença dos sistemas fotovoltaicos está começando a aumentar.

1.2 JUSTIFICATIVA E MOTIVAÇÃO

O controle de tensão local usando inversores tem a vantagem de oferecer uma resposta rápida. Além disso, esse tipo de controle não precisa do intercâmbio de informação entre os dispositivos de controle. Assim, o controle local é menos vulnerável a falhas de comunicação. Portanto, o controle local é mais adequado para ser implementado em redes de baixa tensão, sobretudo quando o número de sistemas fotovoltaicos está começando a crescer.

O controle de tensão baseado apenas na absorção de potência reativa trabalha adequadamente quando o número de instalações fotovoltaicas na rede é moderado e falha quando esse número é alto. O controle de tensão baseado na redução de potência ativa é muito efetivo, no

entanto, esse tipo de controle pode desmotivar os usuários para instalar os sistemas fotovoltaicos. Portanto, um método de controle de tensão local que aproveite ao máximo o uso da potência reativa e considere a redução da potência ativa somente em casos críticos, tem maior chance de trabalhar adequadamente, inclusive quando o número de instalações fotovoltaicas na rede é alto. Um método de controle de tensão com as características supracitadas seria benéfico tanto para a concessionária quanto para os proprietários dos sistemas fotovoltaicos, pois permitiria uma melhor regulação da tensão sem resultar em uma excessiva redução da potência ativa produzida.

Na maioria dos estudos de aplicação de trabalhos relacionados com a análise do impacto da geração fotovoltaica na tensão ou o desenvolvimento de métodos de controle de tensão foi considerado que todos os usuários possuem sistemas fotovoltaicos com igual ou similares potências. No entanto, nas redes de baixa tensão a decisão de instalar os sistemas fotovoltaicos é realizada pelos usuários, assim, tanto a capacidade quanto a localização dos sistemas fotovoltaicos são incertas durante sua integração na rede elétrica. Portanto, a análise do impacto da inserção fotovoltaica na tensão da rede e a avaliação da efetividade dos métodos de controle de tensão deveria ser realizada considerando uma abordagem estocástica.

Outra característica observada nos casos de aplicação dos trabalhos encontrados na literatura especializada é que as simulações de fluxo de potência foram realizadas considerando a rede de baixa tensão como sendo monofásica. No entanto, nas redes de baixa tensão normalmente são encontrados usuários com diferentes padrões de consumo de energia, o que resulta quase sempre em uma rede desequilibrada. Como os sistemas fotovoltaicos comumente utilizados em aplicações residenciais são monofásicos, o desequilíbrio na rede pode aumentar quando é considerada a presença dos sistemas fotovoltaicos. Portanto, uma análise mais adequada da rede de baixa tensão deve considerar sua natureza trifásica e desequilibrada.

1.3 OBJETIVOS E ESCOPO

Os objetivos primários da presente tese são:

- 1) Propor um método de controle de tensão local usando inversores para mitigar a sobretensão em redes de baixa tensão. No método proposto o controle de tensão deve ser realizado usando principalmente a potência reativa e de maneira complementar a redução de potência ativa. Desse modo, a quantidade de redução de potência ativa requerida para mitigar a sobretensão nas horas de alta geração fotovoltaica disponível é diminuída significativamente. Por outro lado, o método proposto também deve

estar na capacidade de participar na regulação da tensão frente a situações de sub-tensão.

- 2) Avaliar o desempenho do método proposto levando em consideração a natureza estocástica da integração fotovoltaica na rede elétrica (localização e capacidade dos sistemas fotovoltaicos) e a variabilidade da geração fotovoltaica e a demanda. A natureza estocástica deve ser levada em conta através de cenários de integração fotovoltaica. As variabilidades da geração fotovoltaica e da demanda devem ser levadas em conta através de simulações ao longo do dia.
- 3) Comparar a efetividade do método proposto para mitigar a sobretensão com métodos de controle de tensão similares.

Para atingir os objetivos primários, os seguintes objetivos secundários são considerados:

- 1) Entender como a tensão na rede é influenciada pela natureza estocástica da inserção fotovoltaica (incertezas nas capacidades e localização dos sistemas fotovoltaicos). A análise deve ser realizada considerando diferentes níveis de inserção fotovoltaica e levando em conta a variabilidade da geração fotovoltaica e a demanda ao longo do dia.
- 2) Representar a natureza estocástica da inserção fotovoltaica através de cenários de integração fotovoltaica, mediante o método de simulação de Monte Carlo.
- 3) Revisar diferentes métodos de controle de tensão propostos na literatura especializada a fim de identificar suas vantagens e desvantagens.
- 4) Desenvolver o método de controle de tensão local proposto.
- 5) Avaliar o método proposto e comparar os resultados com métodos de controle similares. A avaliação deve levar em conta a natureza estocástica da inserção fotovoltaica e a variabilidade da geração fotovoltaica e a demanda.

Em geral, em uma rede de baixa tensão podem estar conectados usuários do tipo residencial, comercial e industrial. Portanto, a inclusão de todos esses tipos de usuários durante os estudos de impacto na tensão da rede e do controle da tensão representa uma melhor aproximação da operação da rede. Apesar disso, por razões de simplicidade, o presente trabalho é desenvolvido considerando uma rede de baixa tensão à qual estão conectados apenas usuários do tipo residencial. Contudo, deve ser notado que uma extensão para incluir os outros tipos de usuários pode ser alcançada adequando os procedimentos descritos ao longo deste trabalho.

Por motivos de disponibilidade de informação, as simulações são realizadas com resolução de uma hora. Além disso, é assumido que todos os sistemas fotovoltaicos recebem a

mesma irradiância solar. Portanto, as curvas de geração de sistemas fotovoltaicos de diferente capacidade apresentam a mesma forma e se diferenciam apenas na magnitude.

Devido à abordagem estocástica adotada durante a análise do impacto da inserção fotovoltaica na tensão, esse impacto é medido em termos de probabilidade. Essa mesma medida é utilizada para avaliar a efetividade dos métodos de controle para regular a tensão. A fim de realizar uma melhor comparação da efetividade dos métodos de controle de tensão, outras grandezas são também consideradas. Essas grandezas incluem: a energia envolvida durante o controle, as perdas ativas nas linhas, o fator de potência à entrada do alimentador e o carregamento do transformador. Os resultados obtidos mostram a vantagem do método de controle proposto para mitigar a sobretensão. Assim, o método de controle proposto permite aumentar o número de sistemas fotovoltaicos que podem ser instalados na rede.

1.4 CONTRIBUIÇÃO DO TRABALHO

As contribuições deste trabalho são:

- 1) Um método de controle de tensão que permite lidar com problemas de sobretensão em redes de baixa tensão com alta presença de geradores fotovoltaicos. A maioria dos métodos baseados apenas no gerenciamento da potência reativa trabalham bem somente quando a presença de geradores fotovoltaica é moderada. Adicionalmente, o método proposto é formulado com a possibilidade de participar na regulação de tensão em situações de subtensão.
- 2) O método proposto não realiza excessiva absorção de potência reativa. O excessivo uso de potência reativa por parte dos inversores resulta em um incremento das perdas de energia nas linhas e do carregamento do transformador.

Uma abordagem estocástica foi considerada para avaliar o impacto da geração fotovoltaica na tensão da rede. Essa abordagem leva em consideração a incerteza tanto na localização quanto na capacidade dos sistemas fotovoltaicos na rede através da geração de cenários de integração fotovoltaica. Considerando essa abordagem, a efetividade do método proposto é medida em termos de probabilidade, a qual quantifica a porcentagem de cenários com sobretensão.

1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

O restante deste trabalho está organizado como segue:

No Capítulo 2 é realizada uma análise do impacto da inserção dos sistemas fotovoltaicos na magnitude de tensão da rede elétrica. O capítulo começa com a definição de alguns termos utilizados nesse tipo de análise. Logo, uma revisão da literatura especializada é realizada. Após isso, a abordagem que será utilizada neste trabalho é apresentada. A abordagem leva em conta a incerteza da integração fotovoltaica e a variabilidade da geração fotovoltaica.

Uma revisão de diferentes métodos de controle de tensão que utilizam inversores é realizada no Capítulo 3. O capítulo começa enfatizando a necessidade da aplicação de métodos de controle de tensão a fim de incrementar de maneira segura o número de sistemas fotovoltaicos da rede elétrica. Depois, as características dos inversores modernos (também chamados de inversores inteligentes) são descritas. Logo, indica-se como essas características dos inversores podem ser aproveitadas para realizar o controle da tensão na rede. Na sequência, uma classificação dos métodos de controle de tensão é realizada. Depois, uma revisão literária de métodos de controle de tensão é realizada. Em seguida, dois métodos de controle de tensão local geralmente recomendado nas normas das concessionárias, e um método de controle de tensão local que considera tanto o uso da potência reativa quanto a redução da potência ativa são detalhados.

No Capítulo 4, o método de controle de tensão proposto é apresentado. O método de controle proposto utiliza como controle primário a potência reativa dos inversores e somente em casos críticos considera a redução da potência ativa. Depois, um fluxograma que mostra o funcionamento desse método durante sua aplicação é apresentado. Em seguida, indica-se como o desempenho do método proposto é avaliado.

No Capítulo 5, o método de controle de tensão proposto é aplicado. Para tal fim é considerada uma rede residencial de baixa tensão trifásica a quatro fios. O desempenho do método proposto para regular a tensão é comparado com métodos de controle de tensão similares. Adicionalmente, investiga-se como a aplicação dos métodos de controle de tensão influencia em outras grandezas como as perdas ativas nas linhas e o carregamento do transformador.

Finalmente, as conclusões e os trabalhos futuros que podem ser realizados são indicados no Capítulo 6.

2 ANÁLISE DE PROBLEMAS DE TENSÃO DEVIDO À INSERÇÃO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Os sistemas de distribuição geralmente têm sido desenhados para transportar a energia em um único sentido, desde as subestações até os consumidores finais. No entanto, quando um alto número de sistemas fotovoltaicos é conectado à rede elétrica, o fluxo de potência é alterado e pode inclusive até mudar de sentido (WECKX; DRIESEN, 2016).

Os problemas técnicos ocasionados pela inserção fotovoltaica na rede dependem, entre outros fatores, da potência produzida pelos sistemas fotovoltaicos e da demanda. Em geral, moderadas quantidades de potência fotovoltaica injetada na rede aumentam levemente a magnitude de tensão na rede. Por outro lado, uma alta injeção de potência fotovoltaica resulta em problemas de qualidade e confiabilidade como a sobretensão (WATSON *et al.*, 2016) e o mal funcionamento do sistema de proteção (MOHAMMADI; MEHRAEEN, 2017). Entre os problemas técnicos ocasionados pela inserção fotovoltaica, o problema da sobretensão é o de maior preocupação para as concessionárias (TORQUATO *et al.*, 2018). Assim, nesta tese, a análise do problema da sobretensão é principalmente abordada.

Vários trabalhos relacionados com a análise dos problemas técnicos ocasionados pela inserção dos sistemas fotovoltaicos em redes de baixa tensão têm sido realizados. Nesses estudos, o grau de inserção dos sistemas fotovoltaicos tem sido nomeado com o termo: “penetração fotovoltaica”. No entanto, diferentes definições de penetração fotovoltaica têm sido utilizadas como, por exemplo: baseados no número de usuários com sistemas fotovoltaicos em relação com o total de usuários, ou como a relação entre a potência total instalada dos sistemas fotovoltaicos e a potência do transformador (AZIZ; KETJOY, 2017). A adoção da definição de penetração fotovoltaica é crucial para mostrar os resultados do impacto na tensão da rede, pois tais resultados estão fortemente ligados à definição adotada. Portanto, a fim de poder analisar os trabalhos existentes sob a mesma perspectiva, na revisão literária realizada a seguir é considerada a definição de penetração fotovoltaica indicada na equação (1).

$$\alpha(\%) = \frac{u_{SFV}}{u_T} * 100\% \quad (1)$$

Em que α é a penetração fotovoltaica, u_{SFV} é o número de usuários com sistemas fotovoltaicos e u_T é o número total de usuários conectados à rede.

Outro termo muito utilizado na literatura especializada é a “capacidade de hospedagem fotovoltaica da rede”. Esse termo refere-se ao máximo valor de penetração fotovoltaica que pode ser instalado em uma rede elétrica sem resultar em problemas técnicos. Entre os problemas técnicos que podem ser considerados para determinar a capacidade de hospedagem fotovoltaica da rede encontram-se: a sobretensão, o desequilíbrio de tensão e a distorção harmônica. No entanto, salvo indicação explícita em contrário, nesta tese, a capacidade de hospedagem fotovoltaica será determinada considerando o problema técnico da sobretensão.

O termo cenário de integração fotovoltaica também é muito utilizado na análise do impacto da geração fotovoltaica na tensão da rede. Esse termo faz referência a uma configuração dos sistemas fotovoltaicos na rede elétrica. Portanto, em um cenário de integração fotovoltaica, a quantidade dos sistemas fotovoltaicos, suas capacidades e suas localizações na rede são conhecidas.

Tendo em consideração as definições indicadas nos parágrafos anteriores, a seguir, apresenta-se a revisão bibliográfica de trabalhos relacionados com a análise do impacto técnico da inserção fotovoltaica na rede elétrica.

2.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Widén *et al.* (2010) apresentaram uma abordagem estocástica para analisar o impacto da inserção fotovoltaica na tensão e nas perdas de energia da rede elétrica. Na análise é levado em consideração a variabilidade da geração fotovoltaica e a demanda. A abordagem estocástica a que o método faz referência está relacionado com a modelagem da carga, a qual foi obtida usando cadeias de Markov e informações dos hábitos de consumo dos usuários. Para modelar a geração de energia dos sistemas fotovoltaicos foi considerado um modelo tradicional. Três redes trifásicas de baixa tensão (representativas da Suécia) com penetração fotovoltaica de 100% foram consideradas para fins de estudo. Nos cenários de análise foi assumido que os sistemas fotovoltaicos têm a mesma capacidade. Três cenários com potência de geração máxima igual a 1 kW, 2 kW e 3 kW foram considerados. Adicionalmente foi considerado um cenário com potência produzida máxima de 5 kW e sem consumo de energia por parte dos usuários. As simulações de fluxo de potência foram realizadas ao longo do ano e com resolução de uma hora usando o método de Newton. Os resultados indicam que os usuários mais afastados do transformador apresentam maior impacto na tensão. Além disso, os resultados indicam que a rede pode suportar uma potência produzida máxima de até 5 kW por sistema fotovoltaico, mas que os benefícios em termos de redução da demanda local, a mitigação das quedas de

tensão e redução de perdas elétricas são mais significativos para uma potência máxima de 1 kW por sistema fotovoltaico. Observa-se que, embora os autores considerem a variabilidade da geração fotovoltaica e a demanda, a natureza estocástica da inserção fotovoltaica não é levada em consideração. Além disso, apenas um único cenário de penetração fotovoltaica foi analisado.

Uma abordagem determinística para analisar o impacto da inserção fotovoltaica na tensão da rede foi proposta por Tonkoski, Turcotte e El-Fouly (2012). Uma rede trifásica com 100% de penetração fotovoltaica foi considerada para fins de análise. Valores típicos de redes de distribuição de regiões residenciais canadense foram utilizados para modelar a rede. Foi assumido que todos os usuários têm a mesma demanda e que todos os sistemas fotovoltaicos possuem a mesma capacidade. A análise foi realizada considerando a injeção de potência líquida na rede. Potências desde -6,25 kW até 6,25 kW por usuário foram consideradas. As simulações foram realizadas usando o software comercial PSCAD. Adicionalmente, uma análise de sensibilidade do impacto da geração fotovoltaica na tensão da rede em função da impedância do alimentador, o comprimento do alimentador e a resistência de curto circuito do transformador foi realizada. Os resultados indicam que para demandas mínimas dos usuários acima de 0,5 kW, capacidades médias dos sistemas fotovoltaicos de 2,5 kW por usuário podem ser instalados sem resultar em problemas de sobretensão. Também, os resultados indicam que o problema de sobretensão é mais provável em redes elétricas longas devido ao incremento da impedância dos alimentadores. Não obstante, a natureza estocástica da inserção fotovoltaica não é considerada pelos autores. Além disso, apenas um único nível de penetração fotovoltaica é avaliado.

Pezeshki, Wolfs e Ledwich (2014) propuseram uma abordagem determinística para analisar o impacto dos sistemas fotovoltaicos residenciais no tempo de vida útil de um transformador de distribuição a óleo. Na proposta dos autores foram consideradas diferentes condições de operação. O transformador fornece energia a uma rede elétrica na qual é considerada uma penetração fotovoltaica de 45 %. A potência instalada correspondente a esse nível de penetração fotovoltaica representa 32 % da potência do transformador. As cargas e a distribuição nas fases dos sistemas fotovoltaicos apresentam um alto desequilíbrio. A existência de medidores inteligentes conectados nos domicílios foi aproveitada para estimar a demanda no transformador. A taxa de redução do tempo de vida do transformador e seu tempo de vida esperado foi determinado considerando diferentes valores de potência fotovoltaica instalada nas fases e desequilíbrio das cargas. As simulações foram feitas ao longo dos 365 dias do ano e com uma resolução de 15 minutos. Os resultados mostraram que a vida útil do transformador pode ser estendida com a presença dos sistemas fotovoltaicos e que esse prolongamento do tempo de vida útil pode ser maior se for realizado um equilíbrio das cargas nas fases. É importante mencionar que a

extensão do tempo de vida do transformador está sujeita ao nível de penetração considerado. O aumento do tempo de vida do transformador foi encontrado para uma penetração fotovoltaica de 45 %, a qual é moderada. O trabalho apresentado pelos autores não considera altos valores de penetração fotovoltaica. Já que altos valores de penetração fotovoltaica podem reduzir o tempo de vida do transformador, uma melhor compreensão do envelhecimento do transformador devido à inserção fotovoltaica pode ser obtida avaliando diferentes níveis de penetração fotovoltaica.

Uma abordagem estocástica para determinar a capacidade de hospedagem fotovoltaica de uma rede elétrica foi proposto por Kolenc, Papič e Blažič (2015). Na proposta dos autores, cenários específicos de geração e demanda são considerados. As incertezas da localização dos sistemas fotovoltaicos na rede e da demanda dos usuários são consideradas usando o método de simulação de Monte Carlo. Em cada passo, quando as localizações dos sistemas fotovoltaicos são determinadas aleatoriamente, as curvas de demanda também foram distribuídas aleatoriamente nos usuários. Uma rede de baixa tensão com 84 usuários foi considerada para fins de análise. As curvas de demanda foram selecionadas de uma base de dados coletadas por medidores inteligentes e foi assumido um fator de potência igual a 0,95. Potências fotovoltaicas instaladas na rede desde 0 % até 500 % da potência nominal do transformador foram consideradas. Para cada um desses níveis de potência fotovoltaica instalada foi assumido que cada sistema fotovoltaico tem uma capacidade de 10 kW. Três condições de operação de um dia de verão foram analisadas: horas de ponta, hora ponta no final de semana e a noite. As simulações de fluxo de potência foram realizadas a cada 15 minutos usando o *Mathpower* (ZIMMERMAN; MURILLO-SANCHEZ; THOMAS, 2011). Os resultados mostram a curva de probabilidade de sobretensão na rede em função da potência fotovoltaica instalada na rede. Esses resultados indicam que a rede sob estudo tem uma capacidade de hospedagem fotovoltaica igual a 20 % e que esse valor pode ser melhorado a 25 % quando é considerado um método de controle de tensão que considera a absorção da potência reativa em função da tensão. No entanto, as simulações foram realizadas para momentos específicos do dia. Assim, a variabilidade da geração fotovoltaica e da demanda não são levadas completamente em consideração. Além disso, a incerteza das capacidades dos sistemas fotovoltaicos não é levada em conta.

Ruiz-Rodriguez, Hernández e Jurado (2015) apresentam uma abordagem estocástica para analisar a sensibilidade do desequilíbrio de tensão. Na proposta, diferentes cenários de penetração fotovoltaica e capacidades dos sistemas fotovoltaicos foram considerados. O método de simulação de Monte Carlo foi utilizado para levar em consideração a incerteza da localização dos sistemas fotovoltaicos na rede. Um modelo de demanda estocástica foi usado, o

qual está baseado em registros medidores inteligentes. Uma rede de baixa tensão trifásica a quatro fios com 31 usuários foi considerada para fins de análise. Foram consideradas penetrações fotovoltaicas de 0%, 5%, 10% e 15% e capacidades dos sistemas fotovoltaicos de 5 kW, 10 kW e 15 kW. Os autores indicam que a consideração de 1000 cenários de integração fotovoltaica em cada nível de penetração fotovoltaica oferece valores estáveis da média dos resultados (momento de primeira ordem) e dos outros momentos de ordem superior. Apesar disso, eles consideram 3000 cenários em sua análise. As simulações foram realizadas ao longo de um ano e com 10 minutos de resolução usando o Matlab. Os resultados foram apresentados em termos de probabilidade. Esses resultados indicam que a rede apresenta uma capacidade de hospedagem fotovoltaica (relacionada com o problema do desequilíbrio de tensão) de 5 %, quando são considerados sistemas fotovoltaicos de 15 kW. Entretanto, essa capacidade de hospedagem pode chegar até 15% quando são considerados sistemas fotovoltaicos de 5 kW. Esses resultados podem ajudar às concessionárias na hora de estabelecer limites de penetração fotovoltaica na rede. Assim, o método apresentado pelos autores é interessante e seria mais completo se a incerteza das capacidades dos sistemas fotovoltaicos também fosse considerada.

Dubey, Santoso (2017) apresentaram uma abordagem estocástica para determinar a capacidade de hospedagem fotovoltaica de uma rede elétrica. Na proposta dos autores, o método de Monte Carlo foi utilizado para simular os prováveis cenários de integração fotovoltaica. Além disso, os autores proporcionam informações para avaliar a exatidão dos resultados. Um alimentador de média tensão com 1218 usuários (71% dos quais são residenciais) é considerado para fins de aplicação. Penetrações fotovoltaicas desde 2% até 100% e com incremento de 2% foram considerados. Em cada um desses níveis de penetração foram utilizados 100 cenários de integração fotovoltaica. As simulações foram realizadas ao longo de um dia e com resolução de uma hora. Os resultados mostram a vantagem do método proposto sobre uma abordagem estatística que considera apenas o cenário de demanda mínima. Adicionalmente foi feita uma análise de sensibilidade dos resultados da capacidade de hospedagem fotovoltaica em relação com múltiplos parâmetros relacionados com as características do alimentador e os parâmetros do método de simulação de Monte Carlo.

A partir da revisão literária foi observado que:

- 1) Os problemas técnicos ocasionados pela inserção dos sistemas fotovoltaicos na rede são variados. No entanto, observou-se que o problema relacionado com a sobretensão tem sido mais explorado (DUBEY; SANTOSO, 2017; KOLENC; PAPIČ; BLAŽIČ, 2015; TONKOSKI; TURCOTTE; EL-FOULY, 2012). Isso em parte é devido aos valores de resistência/reatância das redes de distribuição, os quais são

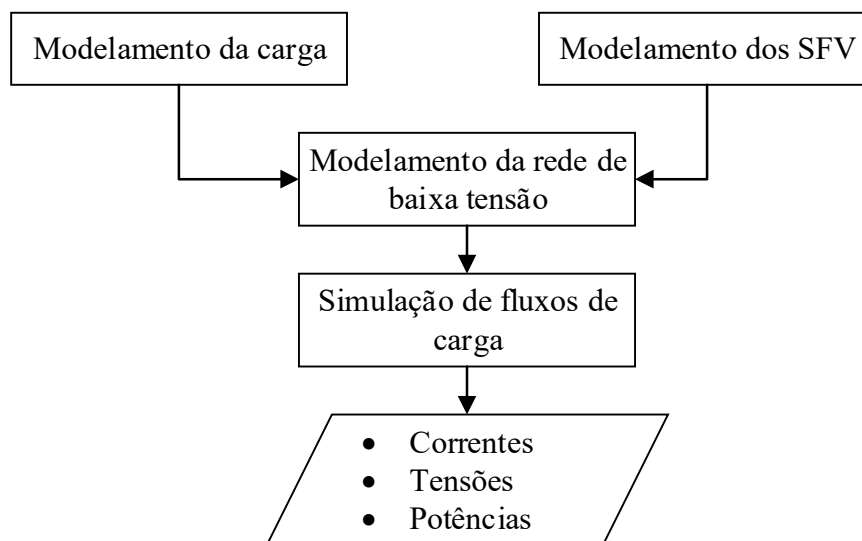
- particularmente altos nas redes de baixa tensão. Tal característica impõe uma alta sensibilidade da tensão frente às mudanças de potência ativa, o que torna o problema de sobretensão no problema de maior preocupação nas redes de baixa tensão.
- 2) Alguns trabalhos realizaram a análise do impacto técnico da inserção fotovoltaica considerando apenas um cenário de penetração fotovoltaica (PEZESHKI; WOLFS; LEDWICH, 2014; TONKOSKI; TURCOTTE; EL-FOULY, 2012; WIDÉN *et al.*, 2010). No entanto, como o impacto técnico depende da potência ativa injetada pelos sistemas fotovoltaicos, uma compreensão mais abrangente das vantagens e desvantagens da inserção fotovoltaica é obtida realizando a análise para diferentes valores de penetração fotovoltaica.
 - 3) Alguns trabalhos analisaram o impacto da inserção fotovoltaica na tensão da rede apenas para situações específicas de geração fotovoltaica e demanda (e.g. alta irradiação solar e baixa demanda) (KOLENC; PAPIČ; BLAŽIČ, 2015). No entanto, a partir do exame da curva de geração fotovoltaica e da demanda, observa-se que os períodos de máxima geração fotovoltaica não necessariamente coincidem com os períodos de mínima demanda. Além disso, já que o impacto da geração fotovoltaica na tensão da rede está relacionado com a potência ativa injetada, uma melhor análise é obtida se a variabilidade da geração fotovoltaica e da demanda ao longo do dia é considerada.
 - 4) Quando considerada a natureza estocástica da inserção fotovoltaica, os trabalhos encontrados na literatura especializada utilizam o método de simulação de Monte Carlo (DUBEY; SANTOSO, 2017; KOLENC; PAPIČ; BLAŽIČ, 2015; RUIZ-RODRIGUEZ; HERNÁNDEZ; JURADO, 2015). Observou-se a partir desses trabalhos que um dos critérios que pode ser utilizado para determinar o número de cenários de integração é obter valores estáveis na média dos resultados (RUIZ-RODRIGUEZ; HERNÁNDEZ; JURADO, 2015).
 - 5) Como a integração dos sistemas fotovoltaicos impacta principalmente na tensão da rede, métodos de controle de tensão precisam ser aplicados a fim de garantir a qualidade da tensão quando novos sistemas fotovoltaicos sejam instalados na rede elétrica. Uma revisão de métodos de controle de tensão que usam os inversores é exposta no Capítulo 3.

A seguir é descrita a metodologia que será utilizada nesta tese para realizar o impacto da inserção fotovoltaica na tensão da rede.

2.2 METODOLOGIA UTILIZADA PARA ANÁLISE DE PROBLEMAS DE TENSÃO

Como visto na revisão literária, para poder realizar um estudo do impacto da inserção fotovoltaica na tensão da rede é preciso modelar adequadamente a rede elétrica, as curvas de demanda dos usuários e as curvas de geração fotovoltaica. Uma vez modelados os elementos supracitados, eles devem ser integrados a fim de calcular fluxos de potência que permitam obter as grandezas elétricas da rede como, por exemplo, a tensão, a corrente e a potência. O esquema que resume o anteriormente descrito é mostrado na Figura 1, cujos componentes são descritos nas Seções 2.2.1, 2.2.2 e 2.2.3, respectivamente.

Figura 1 – Esquema considerado para a simulação de fluxos de potência.



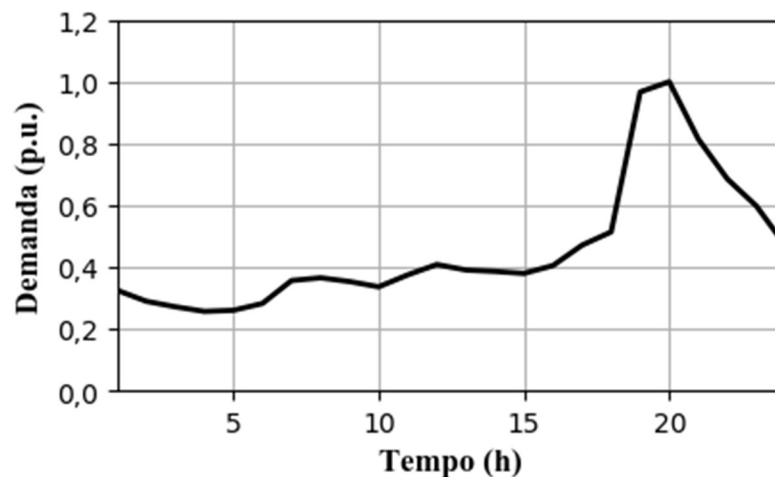
Fonte: Elaboração do próprio autor

Outros aspectos que devem ser incluídos durante a análise de problemas de tensão é a natureza estocástica da inserção fotovoltaica na rede (capacidade e localização dos sistemas fotovoltaicos) e os níveis de penetração fotovoltaica. A geração dos cenários de integração fotovoltaico nos diferentes níveis de penetração fotovoltaica é descrita na Seção 2.2.4. Devido à consideração da natureza estocástica da integração fotovoltaica, o impacto na tensão da rede é medida em termos de probabilidade. Essa probabilidade mede a porcentagem de cenários onde a sobretensão aparece na rede. Os detalhes para o cálculo dessa probabilidade são indicados na Seção 2.2.5. As ferramentas computacionais que podem ser usadas para simular os fluxos de potência e ferramentas computacionais que serão utilizadas nesta tese são indicadas na Seção 2.2.6.

2.2.1 Modelamento da carga

O modelamento da carga refere-se à obtenção da curva de demanda dos usuários, o qual pode ser realizado a partir de dados registrados por medidores inteligentes. Devido aos diferentes hábitos de consumo de energia dos usuários, em uma rede elétrica são encontrados usuários com diferentes curvas de demanda. Assim, durante as simulações de fluxo de potência é adequado considerar esses diferentes tipos de usuários que podem existir na área onde está localizada a rede de estudo. Uma curva de demanda típica de usuários residenciais é mostrada na Figura 2.

Figura 2 – Curva de demanda de um usuário residencial.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Observa-se que a demanda dos usuários residenciais apresenta um pico durante a noite e uma demanda relativamente baixa ao meio dia.

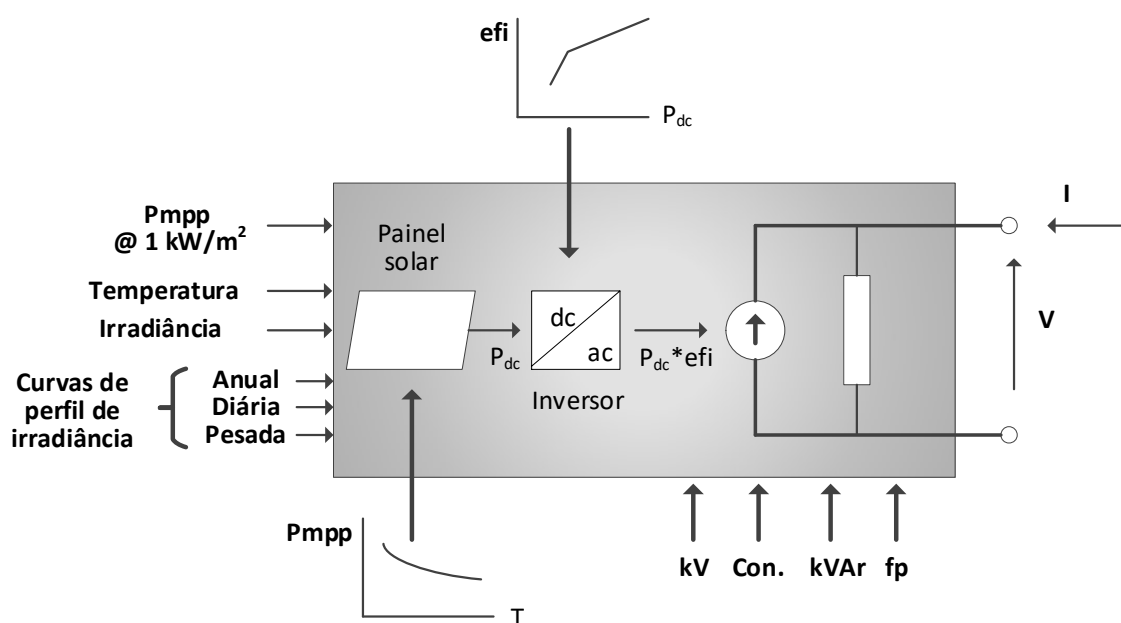
Em geral, em uma rede de baixa tensão podem estar conectados usuários do tipo residencial, comercial e industrial. Portanto, a inclusão de todos esses tipos de usuários representa uma melhor aproximação da operação da rede elétrica. Apesar disso, por razões de disponibilidade de informação, o presente trabalho é desenvolvido considerando apenas usuários do tipo residencial. Contudo, deve ser salientado que uma extensão para incluir os outros tipos de usuários pode ser alcançada adequando os procedimentos descritos ao longo deste trabalho.

2.2.2 Modelamento dos sistemas fotovoltaicos

A modelagem do sistema fotovoltaico é realizada a fim de obter a curva de geração fotovoltaica. Ela pode ser obtida a partir de registros de medidores inteligentes de sistemas fotovoltaicos localizados em zonas com similares condições climatológicas. No entanto, na ausência dessas informações, a curva de geração fotovoltaica pode ser obtida usando modelos matemáticos junto com dados de irradiância solar e temperatura ambiente. Esses dados climáticos geralmente são informações de domínio público.

Já que a obtenção de informações de medições de geração fotovoltaica pode não sempre ser possível, neste trabalho, a geração da potência fotovoltaica é obtida usando dados climáticos e o modelo matemático considerado em Electric Power Research Institute - EPRI (2011). O modelo matemático supracitado é mostrado na Figura 3.

Figura 3 – Modelo de geração de potência do sistema fotovoltaico.



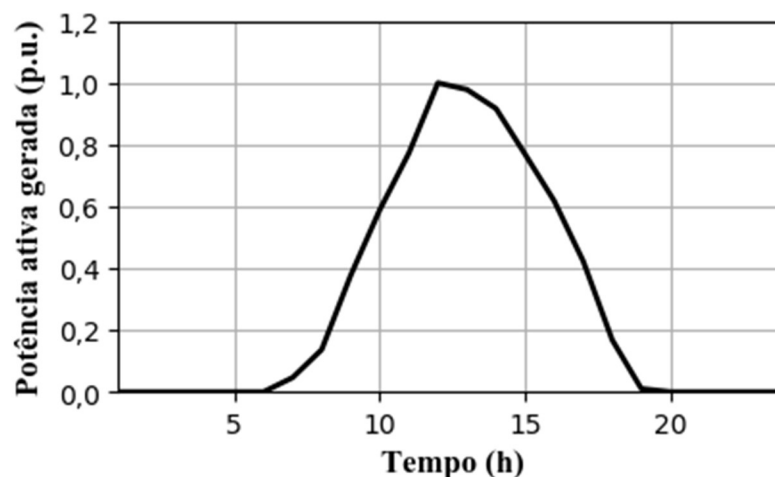
Fonte: Elaborado a partir de Electric power research institute - EPRI (2011).

No modelo em referência, em primeiro lugar é calculada a potência contínua (P_{DC}) produzida pelos painéis solares. Essa potência P_{DC} depende da potência nominal do painel solar, a irradiância solar e a temperatura. Depois, o inversor transforma a potência P_{DC} em potência ativa seguindo uma curva de eficiência que depende do valor de P_{DC} . Normalmente, o modelo considera que o inversor opera com fator de potência unitário; no entanto, esse valor pode ser ajustado. Para fins de estudos de análise do impacto da geração fotovoltaica na tensão da rede

é comum considerar que os inversores trabalham com fator de potência unitário. Não obstante, operações do inversor com valores de fator de potência diferentes do unitário são considerados em métodos de controle de tensão, tal como será visto no Capítulo 3.

O dimensionamento da capacidade dos sistemas fotovoltaicos (kW nominais do painel solar) depende, entre outros fatores, do consumo de energia mensal dos usuários. Assim, sistemas fotovoltaicos com diferentes capacidades podem ser instalados na rede elétrica. Os sistemas fotovoltaicos residenciais são pelo geral monofásicos e suas capacidades raramente superam os 10 kW (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2019). Na Figura 4, mostra-se uma curva típica de geração fotovoltaica diária obtida com o modelo matemático anteriormente descrito e com resolução de uma hora dos dados climáticos.

Figura 4 – Curva de geração fotovoltaica.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Observa-se que o perfil de geração fotovoltaica apresenta seu pico ao redor das 12 horas, quando a demanda dos usuários residenciais é relativamente baixa (ver Figura 2). Portanto, nesse período existirá injeção de potência desde os sistemas fotovoltaicos para a rede de baixa tensão.

É importante mencionar que a fim de garantir a segurança de suas instalações, as concessionárias geralmente limitam a capacidade dos sistemas fotovoltaicos dos usuários a um valor igual a sua potência contratada (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2012).

2.2.3 Modelamento da rede

As redes elétricas de baixa tensão podem ser aéreas ou subterrâneas e podem estar alocadas em zonas urbanas ou rurais. Para o modelamento da rede é preciso conhecer as características elétricas dos condutores e seus comprimentos, bem como o tipo de conexão dos usuários (monofásica ou trifásica). Se informação sobre as características da rede não estão disponíveis, os valores recomendados nas normas de construção da concessionária que opera a rede de interesse podem ser utilizados. A determinação da fase à qual os usuários estão conectados pode ser realizada seguindo os critérios de balanceamento de cargas nas fases da rede, critério que normalmente é adotado pelas concessionárias. Outra tarefa a ser realizada durante a modelagem da rede elétrica é especificar o cenário de integração fotovoltaica. Detalhes sobre a geração dos possíveis cenários de integração fotovoltaica é descrita a seguir.

2.2.4 Geração dos cenários de integração fotovoltaica na rede

Inclusive quando a porcentagem de usuários com sistemas fotovoltaicos pode ser estimada de maneira razoável em uma determinada área geográfica (VILLAVICENCIO; PADILHA-FELTRIN; MELO, 2019), tanto as capacidades dos sistemas fotovoltaicos quanto as localizações desses sistemas na rede são incertas. Isso é assim porque em redes de baixa tensão, geralmente são os usuários os que decidem se instalar ou não os sistemas fotovoltaicos. De maneira similar, são os usuários os que decidem o valor da potência instalada dos seus sistemas fotovoltaicos, sempre que essa capacidade não supere o valor máximo estabelecido pela concessionária de energia. Se apenas a localização dos sistemas fotovoltaicos é considerada, o número total de possíveis cenários de integração fotovoltaica (K_T) é dado pelo coeficiente binomial, $C_{u_T}^{u_{SFV}}$, indicado na equação (2).

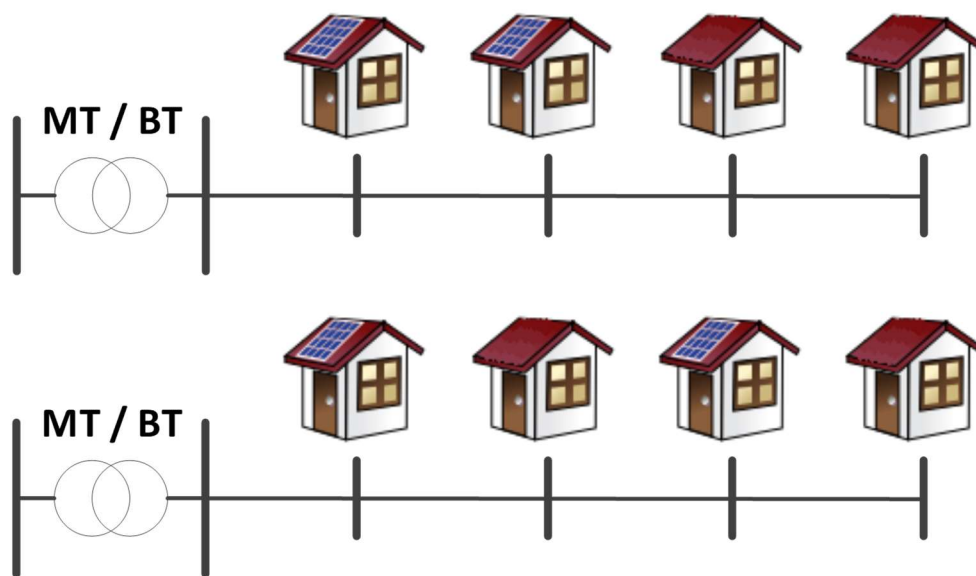
$$K_T = C_{u_{SFV}}^{u_T} \quad (2)$$

Em que u_{SFV} é o número de usuários com sistemas fotovoltaicos e u_T é o número total de usuários conectados à rede.

Portanto, para o mesmo nível de penetração fotovoltaica, diferentes cenários de integração fotovoltaica podem acontecer. Por exemplo, para uma rede elétrica monofásica com quatro

usuários e com penetração fotovoltaica igual a 50% ($\alpha = 50\%$), seis possíveis cenários de integração são possíveis de acordo com a equação (2) ($C_2^4 = 6$). Dois desses seis possíveis cenários de integração fotovoltaica são mostrados na Figura 5.

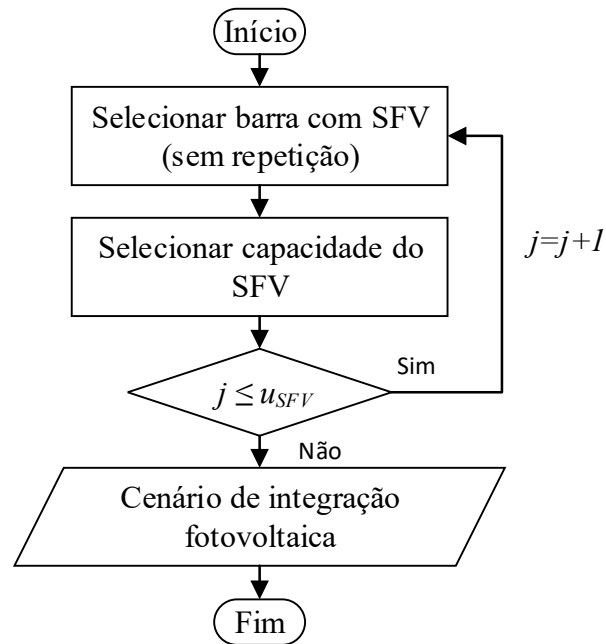
Figura 5 – Dois possíveis cenários de integração fotovoltaica em uma rede com 4 usuários e $\alpha = 50\%$.



Fonte: Elaboração do próprio autor

Como o impacto da geração fotovoltaica na tensão depende da potência injetada na rede e da barra onde é injetada, em geral, diferentes cenários de integração resultaram em diferentes valores de tensão na rede. Portanto, a consideração de todos os cenários de integração fotovoltaica na análise irá mostrar a faixa de variação da tensão. No entanto, o número de possíveis cenários de integração fotovoltaica pode ser um número muito grande em redes de baixa tensão longas (DUBEY; SANTOSO, 2017). Assim, a análise da tensão considerando todos os possíveis cenários de integração fotovoltaica não é prático. Para lidar com isso, nesta tese, a simulação de Monte Carlo é considerada. Usando esse método, um número de cenários, K , menor do que o número total de possíveis cenários de integração, é utilizado durante a análise.

Na Figura 6, mostra-se o fluxograma utilizado para gerar os K cenários de integração fotovoltaica na rede elétrica. Os dados de entrada são o número de usuários conectados à rede de baixa tensão (u_T), o nível de penetração fotovoltaica (α) e as capacidades dos sistemas fotovoltaicos comumente utilizados em aplicações de baixa tensão.

Figura 6 – Fluxograma para obter um cenário de integração fotovoltaica.

Fonte: Elaboração do próprio autor.

O fluxograma tem dois passos:

- 1) *Passo 1:* Para cada nível de penetração fotovoltaica considerada (α), os N cenários de integração são gerados usando o Método de Monte Carlo através da associação de uma probabilidade uniforme às localizações das barras. A seleção dos usuários com sistemas fotovoltaicos é realizada sem repetição a fim de garantir que os usuários tenham no máximo um sistema fotovoltaico;
- 2) *Passo 2:* A capacidade do sistema fotovoltaico é escolhida aleatoriamente entre as possíveis capacidades utilizadas em aplicações residenciais. Durante a escolha das capacidades dos sistemas fotovoltaicos é considerado que os usuários não podem instalar sistemas fotovoltaicos com capacidades acima de sua potência contratada. Se existe informação sobre as capacidades fotovoltaicas instaladas na área que envolve a rede de estudo, essa informação pode ser usada para realizar uma seleção aleatória ponderada.

Os passos 1 e 2 são repetidos um número de vezes igual ao número de usuários com sistemas fotovoltaicos (u_{SFV}), o qual é calculado a partir da penetração fotovoltaica (α) e do número total de usuários (u_T), usando a equação (1).

Quando existe informação estatística sobre o número de sistemas fotovoltaicos instalados e suas respectivas capacidades, essas informações poderiam ser utilizadas para realizar uma

seleção aleatória ponderada das capacidades dos sistemas fotovoltaicos. Os pesos, p_x , usados para realizar a seleção aleatória ponderada supracitada são calculados usando a equação (3).

$$p_x = \frac{S_x}{\sum S_x} \quad (3)$$

Em que S_x representa o número de sistemas fotovoltaicos de capacidade x .

Note-se que a metodologia apresentada para a análise do impacto da geração fotovoltaica na tensão da rede elétrica é geral. Portanto, essa metodologia pode ser utilizada para analisar outras grandezas da rede como, por exemplo, o desequilíbrio de tensão e as perdas de energia.

2.2.5 Avaliação do impacto da geração fotovoltaica na tensão da rede

Devido à abordagem estocástica considerada na geração dos cenários de integração fotovoltaica, a avaliação do impacto da geração fotovoltaica na tensão é medida em termos de probabilidade. Essa probabilidade é calculada usando a equação (4) e representa uma medida do número de cenários que apresentam o problema de sobretensão.

$$\mathcal{P}(U_M \geq U_{max} | \alpha = \alpha_i \%) = \frac{n_U}{K}. \quad (4)$$

Na equação (4), U_M é a tensão (em p.u.) na barra com a tensão mais alta, U_{max} é o limite superior da faixa de tensão adequada (em p.u.), $\alpha_i \%$ é o nível de penetração fotovoltaica, n_U é o número de cenários com sobretensão, e K é o número de cenários de integração fotovoltaica considerados.

O número de cenários a ser usado no método de Monte Carlo depende do problema que está sendo resolvido (LERCHE; MUDFORD, 2005). O que é conhecido na simulação de Monte Carlo é que quanto maior número de cenários são considerados, melhor é a exatidão dos resultados (KOLENC; PAPIČ; BLAŽIČ, 2015). Mais informações sobre critérios que podem ser seguidos para determinar o número de cenários a serem utilizados na simulação de Monte Carlo podem ser encontradas em (LERCHE; MUDFORD, 2005).

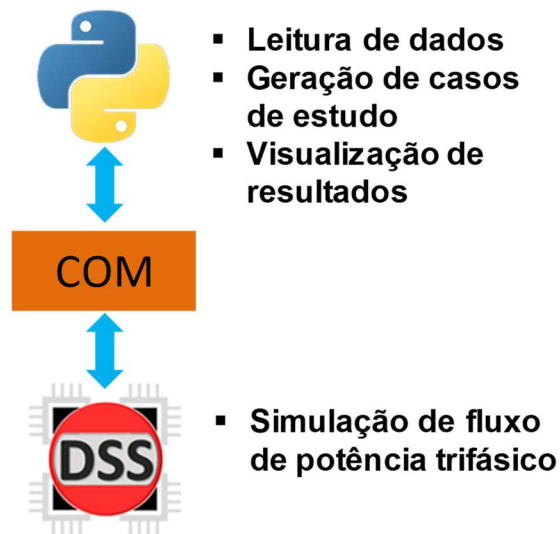
Nesta tese, o critério seguido para determinar o número de cenários é obter um valor estável do valor esperado da tensão. Quando o critério supracitado é alcançado, então é considerado que o número de cenários é uma amostra representativa de todos os possíveis cenários de integração fotovoltaica.

Já que o impacto da geração fotovoltaica na tensão será medido em termos de probabilidade, a determinação da capacidade de hospedagem fotovoltaica da rede dependerá da tolerância à sobretensão que se está disposto a assumir. Assim, um valor máximo de probabilidade de sobretensão deve ser estabelecido. Nessas circunstâncias, o nível de penetração fotovoltaica que resulta com uma probabilidade igual à máxima probabilidade preestabelecida representa a capacidade de hospedagem fotovoltaica da rede.

2.2.6 Simulação de fluxo de potência

Diversas ferramentas computacionais de fluxo de potência tais como o DIGSILENT (DIGSILENT, 2019), o etap (ETAP, 2019) e o OpenDSS (ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE - EPRI, 2019) permitem simular fluxos de potência em redes de distribuição. Entre esses softwares, o OpenDSS tem a vantagem de ser um software livre e de apresentar flexibilidade durante a modelagem. Tal flexibilidade do OpenDSS pode ser expandida através do uso de sua interface COM (*Component Object Model*), que permite, a partir de uma programação externa, controlar distintas funções de análise disponíveis no OpenDSS. Entre as linguagens de programação que podem ser usadas para controlar o OpenDSS encontram-se o Excel VBA, o Matlab e o Python. Como o Python é uma linguagem de programação livre, neste trabalho, essa linguagem foi utilizada para controlar o OpenDSS.

A interação entre o Python e o OpenDSS via sua interface COM utilizada nesta tese é representada na Figura 7.

Figura 7 – Interação entre o Python e o OpenDSS via interface COM

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Como pode ser observado na Figura 7, os dados de entrada (por exemplo, os perfis de demanda, perfil de irradiância solar e temperatura) são lidos no Python, a partir dos quais são gerados cenários de integração fotovoltaica. Para cada um dos cenários de integração são criados arquivos requeridos pelo OpenDSS, a fim de simular o fluxo de potência. Por último, os resultados das simulações são enviados para o Python a fim de customizar a apresentação dos resultados.

3 MÉTODOS DE CONTROLE DE TENSÃO QUE CONSIDERAM O USO DE INVERSORES

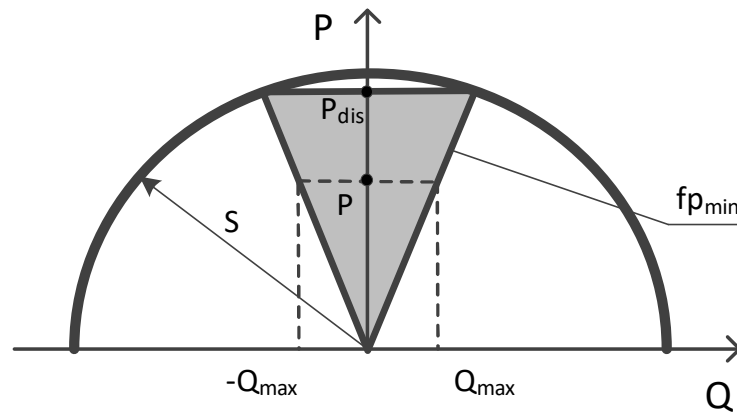
Em vista do crescimento constante do número de sistemas fotovoltaicos nas redes de distribuição, torna-se necessário desenvolver métodos de controle que permitam lidar com os problemas de tensão ocasionados pela geração fotovoltaica. Por exemplo, um estudo realizado em alimentadores de distribuição dos Estados Unidos encontrou que penetrações fotovoltaicas acima de 34 % resultam em problemas de sobretensão (GHASEMI; PARNIANI, 2016). Uma medida adotada na Alemanha para mitigar os problemas de sobretensão foi limitar a capacidade dos sistemas fotovoltaicos (SCHWANZ *et al.*, 2017). No entanto, tal medida resulta em uma subutilização do potencial do recurso solar. Portanto, métodos de controle de tensão devem ser considerados a fim de permitir a conexão de novas instalações fotovoltaicas sem o detrimento da qualidade da tensão. Pelo descrito na Seção 1.1, de entre os métodos de controle de tensão que podem ser adotados, aqueles métodos que consideram o uso de inversores são mais adequados para serem implementados em redes de baixa tensão.

A nova geração de inversores, também conhecidos como inversores avançados ou inversores inteligentes (BELLO *et al.*, 2018; WANG *et al.*, 2016), tem a flexibilidade de injetar ou absorver potência reativa, bem como reduzir sua produção de potência ativa (BELLO *et al.*, 2018; KASHANI; MOBARREZ; BHATTACHARYA, 2019). Para os inversores tradicionais, as funcionalidades supracitadas podem ser implementadas através de algoritmos de controle (WANG *et al.*, 2016). Outra característica dos inversores é que eles apresentam tempos de resposta rápido (WANG *et al.*, 2019). No caso de tempo de resposta para que os inversores mudem o fator de potência, o tempo deve ser menor a 10 segundos. Assim, o controle de tensão usando inversores é adequado para mitigar flutuações de tensão ocasionados pela variabilidade da geração fotovoltaica e da demanda.

O gerenciamento da potência reativa (absorção ou injeção) é realizada mediante o ajuste do fator de potência em um valor diferente do unitário, mas não menor do que um valor mínimo estabelecido ($f_{p_{min}}$) (O'CONNELL; KEANE, 2017; YEH *et al.*, 2017). A redução da potência ativa produzida pelos inversores é realizada através da operação do inversor em um ponto abaixo do ponto de máxima produção de potência (também conhecido como ponto MPPT) (CAMILO *et al.*, 2018; WANG *et al.*, 2016).

Considerando a flexibilidade dos inversores, sua restrição de fator de potência e sua capacidade (S), a zona de operação de um inversor inteligente pode ser representada pela área preenchida mostrada na Figura 8.

Figura 8 – Zona de operação de um inversor inteligente.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

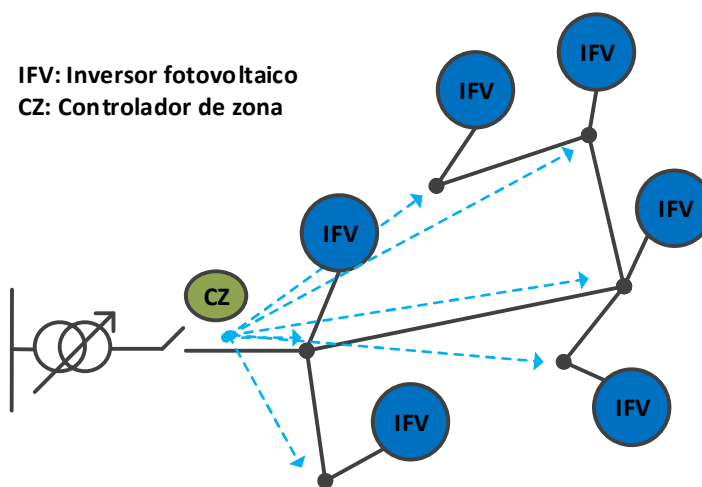
Portanto, para fins de regulação de tensão, o inversor pode mudar seu ponto de operação normal (no qual o inversor produz a potência ativa disponível, P_{dis} , com fator de potência unitário), para outro ponto dentro da área preenchida. Também, observa-se que para um nível específico de potência ativa produzida, P , haverá uma quantidade máxima de potência reativa, Q_{max} , que poderá ser utilizada. Esse valor máximo é limitado pela capacidade do inversor (S) ou pelo valor mínimo de fator de potência (fp_{min}).

Tendo em conta as características dos inversores descritas anteriormente, métodos de controle de tensão em tempo real podem ser desenvolvidos através do gerenciamento da potência reativa e/ou a redução da potência ativa desses inversores. Por exemplo, em períodos de alta demanda, onde podem aparecer problemas de subtensão, os inversores podem injetar potência reativa para aumentar a tensão na rede. Por outro lado, nos períodos de alta injeção de potência na rede, onde podem aparecer problemas de sobretensão, os inversores podem absorver potência reativa para reduzir a tensão na rede. Adicionalmente, como o aumento de tensão na rede é consequência da injeção de potência ativa na rede, a redução da tensão também pode ser alcançada através da redução da potência ativa produzida pelos inversores.

A regulação de tensão pode ser realizada seguindo um esquema de controle centralizado, distribuído, descentralizado ou local. No controle de tensão centralizado, toda a informação da rede é coletada por um centro de controle ou controlador de zona (CZ) e processada para ajustar a operação dos inversores (IFV), tal como se ilustra na Figura 9. Além de levar em conta a restrição de operação adequada da tensão, no controle centralizado procura-se a operação ótima da rede elétrica (O'CONNELL; KEANE, 2017; ZHANG *et al.*, 2019). O controle cen-

tralizado é tipicamente considerado nas redes de transmissão, onde existe um canal de comunicação (ANTONIADOU-PLYTARIA *et al.*, 2017). Já que as redes de baixa tensão raramente possuem um canal de comunicação e a implementação de tal canal pode ser caro, esse tipo de controle de tensão pode ser economicamente inviável para as redes de baixa tensão. Outra limitação com o método de controle centralizado é que devido a razões de privacidade, os usuários poderiam não estar dispostos a fornecer suas informações de consumo para o centro de controle (ZERAATI; GOLSHAN; GUERRERO, 2019).

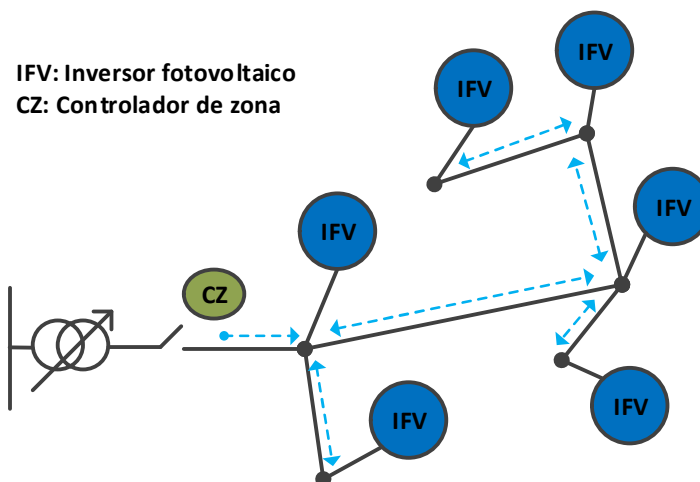
Figura 9 – Controle de tensão centralizado.



Fonte: Elaboração a partir de Antoniadou-Plytaria *et al.* (2017).

No controle distribuído, cujo esquema de controle é mostrado na Figura 10, medições no ponto de conexão dos inversores (IFV) e intercâmbio de informação entre inversores vizinhos são utilizados (CAVRARO; CARLI, 2018; ZERAATI; GOLSHAN; GUERRERO, 2019). Devido ao intercâmbio de informações considerado neste método, a tensão na rede pode ser melhor regulada. Além disso, uma melhor operação da rede (no entanto, não ótima) como, por exemplo, a minimização das perdas elétricas (CAVRARO; CARLI, 2018) ou a redução do desequilíbrio de tensão (ZERAATI; GOLSHAN; GUERRERO, 2019) pode ser realizada. Contudo, no método de controle distribuído é necessária uma certa infraestrutura de comunicação, a qual pode não estar disponíveis em redes de baixa tensão.

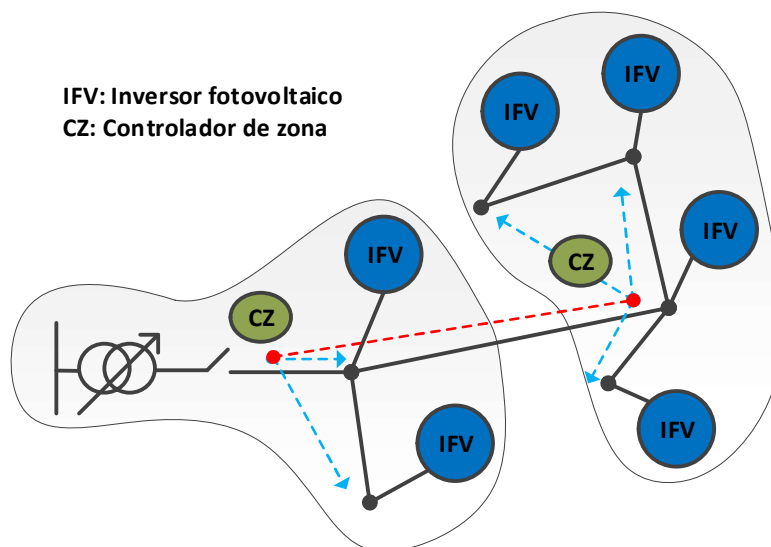
Figura 10 – Controle de tensão distribuído.



Fonte: Elaboração a partir de Antoniadou-Plytaria *et al.* (2017).

No controle descentralizado, o controle é realizado por zonas, tal como se ilustra na Figura 11. Em cada uma dessas zonas existe um controlador de zona (CZ) que ajusta a operação dos inversores (IFV) em sua respectiva zona de maneira similar que no controle centralizado. Além disso, de maneira similar que no controle distribuído, os controladores de zona vizinhos podem intercambiar informação a fim de melhorar o controle da tensão (FENG *et al.*, 2018). Esta abordagem pode ser interessante para realizar o controle de tensão em redes de distribuição, na qual a rede de média e de baixa tensão poderiam ser consideradas como zonas de controle.

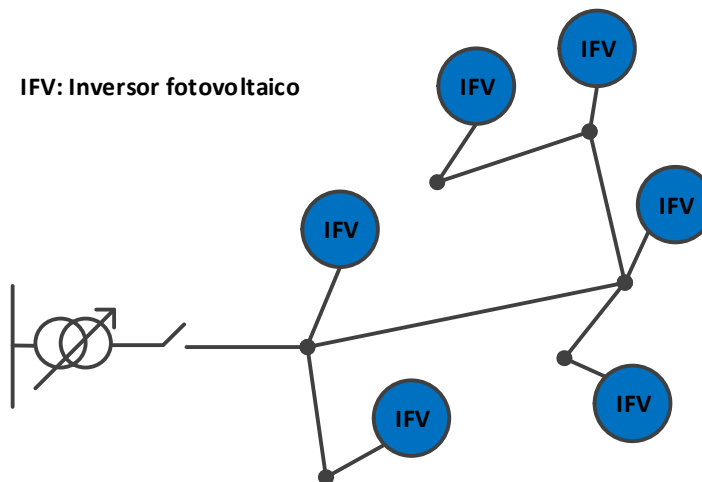
Figura 11 – Controle de tensão descentralizado.



Fonte: Elaboração a partir de Antoniadou-Plytaria *et al.* (2017).

Diferentemente, no controle local, cujo esquema de controle é mostrado na Figura 12, a operação de cada inversor (IFV) é ajustada usando apenas medições nos seus respectivos pontos de conexão (ALAM; MUTTAQI; SUTANTO, 2015; PUKHREM *et al.*, 2017). Portanto, no controle local, uma infraestrutura de comunicação, a qual pode ser cara, não é necessária. Além disso, o controle local usando inversores apresenta tempo de resposta rápida (WANG *et al.*, 2019), a qual é útil, levando em consideração a variabilidade da irradiação solar e a demanda. Também, como o controle local não depende do intercâmbio de informação entre os dispositivos de controle de tensão para regular a tensão, o controle local é menos vulnerável às falhas de comunicação (BALRAM; TUAN; CARLSON, 2018). Portanto, o controle local é mais adequado para ser implementado em redes de baixa tensão existentes (nas quais usualmente não existe uma infraestrutura de comunicação) (IEEE POWER & ENERGY SOCIETY, 2018; O'CONNELL; KEANE, 2017), especialmente quando a penetração fotovoltaica está começando a crescer.

Figura 12 – Controle de tensão local.



Fonte: Elaboração a partir de Antoniadou-Plytaria *et al.* (2017).

A seguir é realizada a revisão bibliográfica de métodos de controle de tensão que foram encontrados na literatura especializada. A maioria dos trabalhos incluídos na revisão bibliográfica são de métodos desenvolvidos para redes de baixa tensão, no entanto, alguns métodos que envolvem redes de média tensão são também apresentados.

3.1 MÉTODOS DE CONTROLE DE TENSÃO

Um método de controle de tensão local baseado na redução da potência ativa disponível foi proposto por Tonkoski *et al.* (2011). Neste método, a redução da potência ativa é realizada em função da tensão onde o inversor está conectado. Dois esquemas foram propostos e testados pelos autores. No primeiro esquema, todos os inversores usam a mesma curva de redução de potência ativa. No segundo esquema, os coeficientes de queda das curvas supracitadas são diferentes a fim de que a redução total de potência ativa seja compartilhada equitativamente entre todos os sistemas fotovoltaicos. O método proposto pelos autores foi aplicado em um alimentador monofásico de baixa tensão com 12 usuários e 100% de penetração fotovoltaica. Foi considerado que todos os usuários possuem a mesma curva de demanda e geração fotovoltaica. Valores totais de potências injetadas pelos sistemas fotovoltaicos desde zero até a potência do transformador foram consideradas. As simulações foram realizadas ao longo do dia e com uma resolução de 10 minutos usando a plataforma de simulação de fluxo de potência PSCAD. Os resultados encontrados pelos autores mostram a efetividade do controle de tensão através da redução da potência ativa. Além disso, observou-se que o segundo esquema de controle de tensão apresentado pelos autores resulta em uma maior redução da potência ativa. A contrapartida da efetividade deste método é seu exclusivo uso da redução de potência ativa, a qual pode desalentar aos usuários de instalar os sistemas fotovoltaicos.

Demirok *et al.* (2011) propuseram um método de controle de tensão local baseado no gerenciamento de potência reativa dos inversores. O método proposto pelos autores combina duas curvas de queda que são herdadas de estratégias existentes na literatura especializada. Uma dessas curvas determina o mínimo valor de fator de potência de cada inversor em função da tensão. A outra curva determina o valor atual de operação de cada inversor em função de sua potência ativa disponível. Um alimentador monofásico de baixa tensão com 60 usuários e 100% de penetração fotovoltaica foi considerada para fins de aplicação. Nessa aplicação foram assumidas curvas de demanda iguais com fator de potência unitário e perfil de geração fotovoltaica iguais para todos os usuários. Os perfis de carga e geração fotovoltaica foram obtidos de medidores inteligentes. Durante as simulações, a potência total injetada na rede pelos sistemas fotovoltaicos foi limitada em 100% da capacidade do transformador. As simulações foram realizadas ao longo de um dia e com resolução de 15 minutos usando o software DIGSILENT (DIGSILENT, 2018). Os resultados indicam que o método proposto pelos autores evita a ab-

sorção desnecessária de potência reativa da rede quando a tensão está dentro dos valores adequados ou quando o aumento de tensão não é alto. Não obstante, o controle proposto pelos autores não é suficiente para regular a tensão nas horas de alta irradiância solar.

Um método de controle de tensão centralizado baseado no gerenciamento da potência reativa e a redução da potência ativa foi apresentado por Su, Masoum e Wolfs (2014). O método é desenvolvido através da formulação de um problema de otimização operacional, cujo objetivo é melhorar o desempenho de redes de baixa tensão trifásicas a quatro fios com alta penetração de sistemas fotovoltaicos residenciais. Os objetivos considerados pelos autores em sua formulação foram a minimização das perdas elétricas, os desvios de tensão, o desequilíbrio da tensão, os custos de geração e a redução da potência ativa. O problema original multi-objetivo foi convertido em um problema de fluxo de potência mono-objetivo usando o método de soma ponderada. Simulações detalhadas foram feitas e analisadas para vários cenários de operação ao longo de 24 horas em uma rede de baixa tensão desequilibrada a quatro fios. A rede em estudo tem uma penetração fotovoltaica de 44 %. Tanto as cargas quanto os sistemas fotovoltaicos foram distribuídos desigualmente na rede. Dois casos de estudo extremo foram simulados: alta demanda e baixa geração bem como baixa demanda e alta geração). Leituras de medidores inteligentes foram utilizados para justificar a validade e exatidão do modelo de otimização proposto. No entanto, os autores assumem a existência de uma infraestrutura de comunicação de duas vias ao longo de toda a rede e desconsideram a restrições de operação do fator de potência dos inversores.

Samadi *et al.* (2014) propuseram um método de controle local baseado no gerenciamento da potência reativa. A quantidade de potência reativa utilizada foi determinada em função da potência ativa produzida por cada inversor usando curvas $Q(P)$. Os parâmetros de ajuste de tais curvas (potência ativa de ativação e inclinação) foi realizada considerando a matriz de sensibilidade da tensão em relação com as mudanças de potência ativa e reativa. Variantes do método proposto pelos autores foram apresentados para fins de comparação. Uma delas está focada na regulação da tensão na barra crítica (APD-TB), enquanto a outra se foca no perfil de tensão na rede (APD-VP). Para cada uma dessas variantes foram avaliadas curvas $Q(P)$ com igual e diferente potência de ativação. Uma rede monofásica de baixa tensão com 35 usuários e 68% de penetração fotovoltaico foi usada para fins de aplicação. Diferentes capacidades dos sistemas fotovoltaicos e diferentes curvas de demanda dos usuários foram considerados. As simulações foram realizadas ao longo de um dia e com resolução de 15 minutos. Os resultados indicam que a variante APD-TB realiza menor absorção total de reativos do que a variante

APD-VP. A mesma relação acontece quando foi considerada igual potência de ativação ao invés de diferentes potências de ativação. Além disso, todas as variantes $Q(P)$ apresentadas pelos autores apresentam melhor efetividade (resulta em uma melhor regulação da tensão, menor uso de potência reativa e menor perdas nas linhas) do que a curva $Q(P)$ padrão, recomendada pela legislação Alemã. Não obstante, o método proposto pelos autores precisa de informação das características da rede para sua análise de sensibilidade. Tal informação geralmente não está disponível em redes de baixa tensão, pelo que a aplicação do método proposto pelos autores pode ser inviável.

Uma estratégia de controle de tensão local baseado no gerenciamento da potência reativa foi proposta por Kabiri *et al.* (2015). No método proposto pelos autores foi considerado o uso de um transformador com comutador eletrônico do tap e de inversores. De acordo com os autores, o comutador eletrônico do tap apresenta tempo de resposta rápido e não está limitado a um número máximo de comutações do tap. Assim, eles utilizam esse dispositivo como mecanismo de controle principal. A posição do tap foi determinado de maneira local usando a informação da potência através do transformador. Para fins de aplicação foi considerada uma rede trifásica radial com 20 usuários e 100% de penetração fotovoltaica. Foi assumido que todos os usuários possuem a mesma curva de demanda e que as capacidades dos inversores são de 3 e 4 kVA. As simulações foram realizadas ao longo de um dia e com resoluções de uma hora e 10 minutos usando o software DIgSILENT. Comparações foram realizadas com quatro métodos de controle de tensão existentes a fim de avaliar sua efetividade para regular a tensão, minimizar as perdas nas linhas e maximizar a potência ativa total injetada na rede. Os resultados indicam um bom desempenho do método proposto pelos autores. Não obstante, durante a minimização das perdas nas linhas, os autores assumem a existência de medidores inteligentes que registram a potência reativa demandada. Além disso, o desenvolvimento e aplicação do método de controle proposto pelos autores considera a rede de baixa tensão como sendo equilibrada.

Alam, Muttaqi e Sutanto (2015) propuseram um método de controle de tensão local baseado no gerenciamento da potência reativa. O método proposto pelos autores foi desenvolvido para trabalhar sob várias condições de geração de potência fotovoltaica (controle multimodo). Assim, nos períodos de baixa ou não geração fotovoltaica, os inversores onde existem problemas de subtensão injetam potência reativa em função da demanda do usuário. Nos períodos com potência injetada na rede (geralmente, nas horas de alta irradiância solar), os inversores com problemas de sobretensão absorvem potência reativa usando curvas de queda dependentes da potência injetada. Durante os períodos de passagem de nuvens, a estratégia mitiga as variações de tensão através de um controle da potência reativa dependente da taxa de queda da

potência produzida pelo painel solar. Uma estratégia de controle coordenado foi desenvolvida para passar suavemente entre os modos de controle. Uma rede de baixa tensão trifásica a quatro fios com 100 % de penetração fotovoltaica foi considerada para fins de aplicação. Dados reais de geração fotovoltaica com resolução de um segundo foram usados para testar a estratégia proposta. Os dados de demanda foram obtidos de um alimentador residencial real. Os resultados mostram que o método de controle proposto pelos autores pode mitigar o aumento de tensão e melhorar o perfil de tensão, apesar de possíveis grandes mudanças na irradiância solar durante a passagem de nuvens bem como na ausência de potência fotovoltaica produzida durante a noite. No entanto, para atingir tais resultados foi preciso aumentar a capacidade dos inversores.

Um método de controle de tensão local baseado no gerenciamento da potência reativa foi proposto por Weckx e Driesen (2016). No método proposto pelos autores a curva ótima do método de controle local $Q(P)$ (gerenciamento da potência reativa em função da potência produzida) foi determinada a fim de minimizar a potência reativa utilizada pelos inversores enquanto a qualidade da tensão é garantida. Essa curva foi representada por funções por partes constantes ou lineares. Os parâmetros dessas funções foram determinados a partir da solução de um problema de otimização. Dados históricos de tensão nos nós mais vulneráveis à sobretensão e da potência produzida por cada sistema fotovoltaico foram também utilizados. O método foi aplicado a uma rede de baixa tensão trifásica a quatro fios com 100% de penetração fotovoltaica. Dois cenários de operação foram considerados. No primeiro cenário foi assumido similares capacidades dos sistemas fotovoltaicos, enquanto no segundo cenário foram consideradas diferentes capacidades. As simulações de fluxo de potência foram realizadas a cada 15 minutos. Os resultados indicam que através das curvas ótimas $Q(P)$, menores quantidades de potência reativa são utilizadas para mitigar a sobretensão, quando comparado com as curvas padrões de controle $Q(P)$ e $Q(U)$. Embora o método proposto pelos autores foi superior aos métodos padrões supracitados, esse método proposto precisa de informações de históricos de tensão e geração, os quais poderiam não estar disponíveis em redes de baixa tensão.

Olivier *et al.* (2016) propuseram um método de controle de tensão local e descentralizado baseado no gerenciamento da potência reativa e na redução da potência ativa dos inversores. O esquema proposto pelos autores não utiliza informação dos parâmetros da rede elétrica e faz uso de limitada comunicação entre os controladores, a qual é ativada só durante condições de emergência. O esquema prioriza o uso da potência reativa, enquanto a redução da potência ativa disponível é realizada só como último suporte. Na proposta dos autores, o controle da tensão via absorção de potência reativa é explorada ao máximo através de um sinal que é enviado a partir do inversor com problemas de sobretensão para os outros inversores, a fim de que

esses últimos possam absorver (se possível) mais potência reativa. Esta estratégia foi aplicada em um alimentador monofásico de baixa tensão e em uma rede de baixa tensão composta por quatorze alimentadores monofásicos. Em todos os casos foi considerada uma penetração fotovoltaica igual a 100 %. As cargas consideradas são as mesmas em todas as barras, enquanto as capacidades dos sistemas fotovoltaicos foram escolhidas aleatoriamente de uma faixa de valores. A performance do método proposto foi comparada com um esquema centralizado baseado na solução de um problema de fluxo de potência ótimo, cuja função objetivo é minimizar a redução de potência ativa. Os resultados indicam que o esquema proposto pelos autores mitiga adequadamente a sobretensão para altos níveis de penetração fotovoltaica. Além disso, tal esquema apresenta um desempenho muito similar a aquele baseado na solução do problema de fluxo de potência ótimo, com uma quantidade significativamente menor de informação e requerimentos de comunicação. No entanto, uma certa infraestrutura de comunicação é necessária para a aplicação deste método.

Um método de controle de tensão local e descentralizado baseado no uso da potência reativa foi proposto por Safayet, Fajri e Husain (2017). O método permite regular a tensão na barra com maior aumento da tensão (barra crítica) através de um gerenciamento da potência reativa que leva em consideração a localização e a capacidade dos sistemas fotovoltaicos bem como o valor mínimo de operação de fator de potência dos inversores. Assim, a capacidade de potência reativa não utilizada dos inversores localizados nas barras com maior sensibilidade (em uma rede radial essas barras são aquelas mais afastadas do transformador) de tensão é aproveitada quando o inversor da barra crítica não possui suficiente capacidade ou quando alcança seu máximo limite de potência reativa devido à restrição do fator de potência. Para tal fim, um controlador central que se comunica com cada um dos inversores foi considerado. O modelo é avaliado em um alimentador monofásico de baixa tensão de 10 barras e considerando 100% de penetração fotovoltaica. Os resultados apresentados pelos autores indicam um bom desempenho do seu método. No entanto, a aplicação do método proposto pelos autores requer a existência de uma certa infraestrutura de comunicação, a qual não é muito comum em redes de baixa tensão.

Pukhrem *et al.* (2017) propuseram um método de controle de tensão local baseado no gerenciamento da potência reativa e a redução da potência ativa. Quando o impacto da inserção fotovoltaica na rede é alto, o método considera apenas o controle através da redução da potência ativa em função do nível de tensão. No método proposto pelos autores a potência reativa foi gerenciada em função da tensão no ponto de conexão dos inversores. O método foi avaliado em

uma rede de baixa tensão considerando penetrações de 42% e 78%. As simulações foram realizadas ao longo de um dia e com resolução de cinco minutos usando o OpenDSS e o Matlab. Foi assumido que todos os usuários apresentam a mesma curva de demanda e que todos os sistemas fotovoltaicos apresentam a mesma capacidade. O método proposto pelos autores apresenta bons resultados inclusive para uma penetração de 78%. No entanto, esse alto valor foi alcançado porque a potência produzida pelos sistemas fotovoltaicos que foi considerada pelos autores apresenta valores relativamente baixos em relação à demanda. Além disso, apenas um cenário de integração dos sistemas fotovoltaicos na rede é avaliado em cada nível de penetração fotovoltaica. Assim, o método supracitado poderia falhar para outros cenários de integração fotovoltaica.

Um método de controle de tensão centralizado utilizando a potência reativa foi proposto por Xu *et al.* (2017). No método proposto pelos autores o controle foi realizado em dois estágios nos quais são coordenados a operação de diferentes dispositivos reguladores de tensão. No primeiro estágio (com escala de tempo horária), o transformador de tap variável sob carga (OLTC) e os bancos de capacitores são ajustados baseados em estimações de geração fotovoltaica e demanda. No segundo estágio (com escala de tempo de 15 minutos), os inversores são ajustados para complementar o controle baseado nos valores de geração e demanda. A coordenação foi modelada mediante um problema de programação estocástica de dois estágios e considerando redução de cenários do controle. Após isso, o problema foi convertido a um problema de programação quadrática inteiro mista e resolvido através de *solvers* comerciais. A rede de distribuição IEEE 33-bus foi utilizada para fins de aplicação considerando uma penetração fotovoltaica de 24 %. Os resultados apresentados pelos autores indicam que seu método oferece melhores resultados (tanto na regulação da tensão quanto na minimização das perdas na rede) do que uma abordagem determinística na qual são considerados apenas os valores estimados das incertezas. Assim mesmo, o método proposto pelos autores apresentou melhor desempenho do que um método estocástico no qual todas as decisões de ajuste dos equipamentos são realizadas no mesmo instante (um estágio). O questionamento do método proposto pelos autores é a dependência do desempenho dos resultados com as funções de probabilidade assumidas para modelar as incertezas. Outra questão está relacionada com o número de cenários considerados (200 cenários) cuja quantidade não é justificada.

Cavrazo e Carli (2018) apresentaram três métodos de controle de tensão baseado no uso da potência reativa dos inversores. Dos três métodos, dois são métodos de controle de tensão local. O terceiro método é um método de controle distribuído proposto pelos autores. Nesse método de controle distribuído, os geradores fotovoltaicos (agentes) utilizam, além de medições

nos seus respectivos pontos de conexão, informações dos agentes vizinhos para atualizar seus respectivos pontos de operação. Um problema de otimização foi formulado, cuja função objetivo foi minimizar as perdas enquanto garante a qualidade da tensão. Os métodos de controle de tensão foram testados nas redes padrão IEEE 37 e IEEE 123 considerando geradores fotovoltaicos e impedâncias das linhas diferentes, a fim de representar um cenário realístico. O método foi simulado usando o solver MATHPOWER. Simulações ao longo de um dia e com resolução de 30 segundos foram realizadas. Os resultados obtidos pelo autor indicam que o controle local, embora com rápida resposta transitória, às vezes não resulta em uma regulação adequada da tensão. Por outro lado, o método de controle distribuído, embora com resposta mais lenta, consegue mitigar a sobretensão nos casos de estudo em que o controle local falhou. Além disso, quando o controle distribuído é considerado, a minimização de perdas na rede também pode ser incluída no estudo. No entanto, novamente, certa infraestrutura de comunicação é precisa para a aplicação do método proposto pelos autores. Também, a natureza estocástica da geração fotovoltaica e a demanda não são levadas em consideração.

Um método de controle de tensão baseado no uso da potência reativa para redes de distribuição com alta penetração fotovoltaica foi proposto por Zhang *et al.* (2019). O método de controle inclui tanto o controle central e o controle local e foi realizado levando em consideração o tempo de resposta dos dispositivos de controle de tensão. Três estágios foram considerados. No primeiro estágio, os bancos de capacitores e os transformadores OLTC foram programados para atuarem a cada hora. No segundo estágio, os inversores foram ajustados em uma janela de 15 minutos. No terceiro estágio, os inversores respondem a violações de tensão em tempo real através de métodos de controle local. Um novo modelo de inversor foi desenvolvido para reduzir as perdas no controle centralizado e mitigar o desvio de tensão no controle local. A fim de considerar a incerteza da geração fotovoltaica e a demanda, um modelo de otimização robusta foi proposto para otimizar os primeiros dois estágios e levando em conta o controle local do terceiro estágio. Um modelo de fluxo de potência linearizado com perdas foi desenvolvido e aplicado na otimização robusta. O sistema IEEE 33 barras foi usado para fins de aplicação ao longo de um dia e considerando uma penetração fotovoltaica de 24 %. Não obstante, o modelo proposto pelos autores assume que a rede de distribuição está equilibrada. Tal suposição poderia nem sempre ser verdadeira em redes de média tensão e geralmente é falsa para redes de baixa tensão. Além disso, não é justificado a seleção do número de cenários de geração fotovoltaica e demanda considerados na aplicação do método apresentado pelos autores.

Zeraati, Golshan e Guerrero (2019) propuseram um método de controle de tensão distribuído baseado no uso da potência reativa. O método foi desenvolvido levando em consideração a natureza desequilibrada das redes de baixa tensão. Para tal fim foram considerados dois tipos de conexões dos sistemas fotovoltaicos: fase-fase e fase-neutro. No método proposto pelos autores, a atuação dos inversores com conexão fase-fase foi considerada em primeiro lugar, a fim de reduzir o desequilíbrio da rede. Após disso, os inversores com conexão fase-neutro foram utilizados para mitigar a sobretensão. Um algoritmo baseado em consenso considera os inversores como agentes inteligentes e atualiza seus ajustes de potência reativa usando dados de medições locais e comunicação com os agentes vizinhos. Dessa maneira, limitada comunicação é precisa para a implementação do método de controle. O método proposto pelos autores foi testado em uma rede trifásica a quatro fios. É assumida uma penetração de 100 %, dos quais 28 % apresentam conexão fase-fase. As simulações foram realizadas ao longo de um dia com uma resolução de 5 minutos usando MATLAB/Simulink. No entanto, observa-se que a efetividade do método proposto pelos autores está condicionada ao tipo de conexão dos sistemas fotovoltaicos e à localização desses sistemas na rede elétrica. Outra questão é a necessidade de uma certa infraestrutura de comunicação, a qual geralmente não está disponível em redes de baixa tensão.

A partir da revisão literária foi observado que:

- 1) A sobretensão na rede depende fortemente da quantidade de potência ativa injetada em ela, pelo que métodos de controle de tensão baseados na redução da potência ativa são muito efetivos (TONKOSKI; LOPES; EL-FOULY, 2011). No entanto, já que os usuários são compensados economicamente pela potência ativa produzida, um método de controle baseado unicamente na redução de potência ativa pode desmotivar os usuários de instalar os sistemas fotovoltaicos.
- 2) Os inversores geralmente operam com capacidades menores do que sua potência nominal (ZERAATI; GOLSHAN; GUERRERO, 2019). Assim, sua capacidade remanescente pode ser gerenciado adequadamente para proporcionar potência reativa e assim ajudar no controle da tensão (SAFAYET; FAJRI; HUSAIN, 2017; ZERAATI; GOLSHAN; GUERRERO, 2019). Os métodos de controle de tensão baseados no gerenciamento da potência reativa trabalham bem quando a potência ativa injetada na rede é moderada. Porém, devido aos altos valores da relação de resistência/reatância das redes de baixa tensão, esses métodos são insuficientes quando a potência produzida é alta em relação à demanda (GHOSH; RAHMAN; PIPATTANASOMPORN, 2017; PUKHREM *et al.*, 2017).

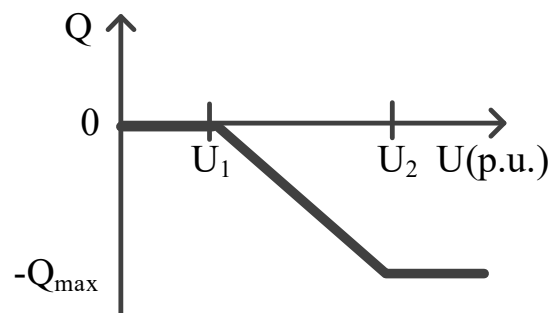
- 3) Métodos de controle de tensão local que consideram tanto a absorção de potência reativa quanto a redução de potência ativa tem sido também propostos na literatura especializada (OLIVIER *et al.*, 2016; PUKHREM *et al.*, 2017; SU; MASOUM; WOLFS, 2014). Os resultados encontrados indicam que uma melhor regulação da tensão é obtida através desses métodos. Portanto, a fim de aumentar a capacidade de hospedagem fotovoltaica da rede elétrica, esse tipo de controle deve ser explorado.
- 4) A maioria dos métodos de controle que foram revisados usam informação das características da rede (KABIRI *et al.*, 2015; WECKX; DRIESEN, 2016) ou assumem a existência de um canal de comunicação (OLIVIER *et al.*, 2016; SU; MASOUM; WOLFS, 2014). No entanto, a disponibilidade dessas informações e de uma infraestrutura é mais comum em redes de transmissão e às vezes em redes de distribuição de média tensão (ZERAATI; GOLSHAN; GUERRERO, 2019; ZHANG *et al.*, 2019). Portanto, o desenvolvimento de um método de controle de tensão local é mais adequado para redes de baixa tensão, sobretudo em redes onde a inserção fotovoltaica está começando a crescer.
- 5) Os métodos de controle de tensão foram aplicados considerando um único cenário de inserção fotovoltaica (PUKHREM *et al.*, 2017) ou poucos cenários (também chamados cenários críticos). Não obstante, de acordo com o descrito na Seção 2.2.4, a capacidade e a localização dos sistemas fotovoltaicos são incertas durante sua inserção na rede elétrica. Portanto, os métodos de controle de tensão deveriam ser avaliados considerando uma abordagem estocástica.
- 6) Durante a aplicação dos métodos de controle que foram apresentados ou durante seu desenvolvimento, geralmente foi assumido que a rede de baixa tensão é monofásica. No entanto, as redes de baixa tensão são geralmente trifásicas e desequilibradas. Portanto, a aplicação dos métodos de controle de tensão deveria ser realizada considerando a natureza trifásica e desequilibrada das redes de baixa tensão.

A seguir são descritos os métodos de controle de tensão local $Q(U)$ e $\cos\phi(P)$, os quais usualmente são recomendadas nas normas das concessionárias de energia (BLETTERIE *et al.*, 2017; IEEE POWER & ENERGY SOCIETY, 2018). Adicionalmente é detalhado o método de controle de tensão local proposto por Pukhrem *et al.* (2017). Esses métodos serão considerados no Capítulo 5 para fins de comparação.

3.2 MÉTODO DE CONTROLE DE TENSÃO $Q(U)$

No método de controle de tensão $Q(U)$, a potência reativa é utilizada para mitigar a sobretensão na rede. A quantidade de potência reativa, Q , absorvida pelo inversor é determinada em função do nível de tensão, U , no ponto de conexão do inversor (IEEE POWER & ENERGY SOCIETY, 2018). Para tal fim, uma curva Volt - VAr, como aquela mostrada na Figura 13 é utilizada. Nessa figura, no eixo horizontal é medida a tensão em por unidade, considerando como base a tensão nominal, U_n .

Figura 13 – Método de controle de tensão $Q(U)$.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Observa-se na Figura 13 que existe um limite de potência reativa que pode ser absorvida pelo inversor ($-Q_{max}$). Adicionalmente, nota-se que a absorção de potência reativa é ativada quando a tensão (em p.u.) está acima de um valor preestabelecido (U_1). Dessa maneira, evita-se a absorção excessiva de potência reativa quando o aumento da tensão é pequeno, e, portanto, não representa um risco de sobretensão.

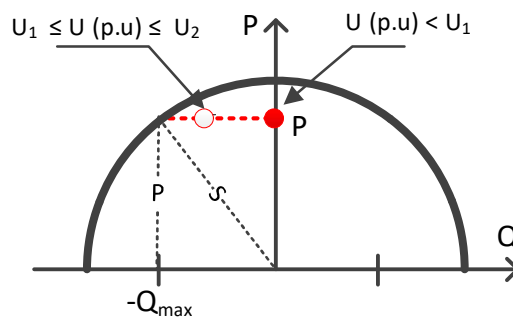
A representação matemática da curva mostrada na Figura 13, é indicada na equação (5).

$$Q = \begin{cases} 0 & U < U_1 \\ \frac{Q_{max}}{U_1 - U_2} (U - U_1) & U_1 \leq U \leq U_2 \\ -Q_{max} & U > U_2 \end{cases} \quad (5)$$

Na Figura 14, mostra-se a curva de capacidade do inversor (semicircunferência preta) juntamente com o lugar geométrico dos possíveis pontos de operação que ele pode adotar quando o método de controle de tensão $Q(U)$ é considerado (circulo, circunferência e linha tracejada de cor vermelha).

Observa-se que no método de controle de tensão $Q(U)$ não está permitido a redução da potência ativa disponível. Assim, a potência ativa produzida (P) é igual à potência ativa disponível (P_{dis}). Portanto, para um determinado valor de potência ativa produzida existirá uma quantidade máxima de potência reativa (Q_{max}) que poderá ser absorvida pelo inversor. Esse valor máximo de potência reativa é restrito pela capacidade do inversor (S) e pela quantidade atual de potência ativa que está sendo produzida, tal como é ilustrado na Figura 14. Assim, a quantidade de potência reativa que pode ser usada para mitigar a sobretensão pode ser insuficiente nas horas de alta irradiância solar. É importante lembrar que a quantidade máxima de reativos pode ser limitada também pelo fator de potência mínimo do inversor, tal como foi mostrado na Figura 8, ao início deste capítulo.

Figura 14 – Operação do inversor considerando o método de controle $Q(U)$.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

O método $Q(U)$ pode ser modificado a fim de que o inversor possa injetar potência reativa na rede. Portanto, essa característica poderia ser aproveitada para que o inversor participe na regulação de tensão em períodos de alta demanda, nos quais o problema de subtensão poderia acontecer. Já que o foco desta tese está relacionado a mitigação da sobretensão, a característica supracitada do método $Q(U)$ não será considerada.

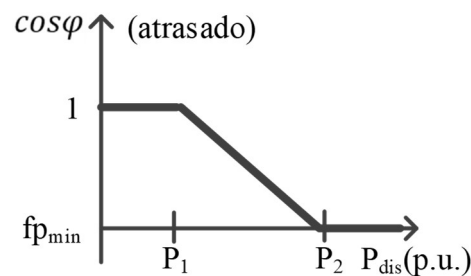
3.3 MÉTODO DE CONTROLE DE TENSÃO $\cos\varphi(P)$

No método de controle de tensão $\cos\varphi(P)$, a sobretensão é mitigada através da absorção de potência reativa. A absorção da potência reativa é realizada mediante o ajuste do fator de potência do inversor. Como a injeção de potência ativa na rede elétrica é a principal causa do aumento da tensão, no método $\cos\varphi(P)$, o fator de potência ($\cos\varphi$) de cada inversor é ajustado em função da potência ativa disponível (P_{dis}). Portanto, quando o método de controle $\cos\varphi(P)$

é considerado, menores valores de fator de potência são ajustados no inversor nas horas de alta irradiância solar, enquanto altos valores de potência são ajustados em horas de baixa irradiância solar.

Para aplicação do método $\cos\varphi(P)$ é utilizada uma curva Watt – $\cos\varphi$, como aquela mostrada na Figura 15. Nessa figura, no eixo horizontal é considerado a potência disponível (P_{dis}) em por unidade, considerando como base a potência nominal do inversor (S). Observa-se nessa figura que para potências ativas produzidas (em p.u) menores do que P_1 , o inversor é ajustado para operar com fator de potência unitário. Já para potências ativas produzidas (em p.u) entre P_1 e P_2 , o fator de potência do inversor é ajustado em um valor entre um ($\cos\varphi = 1$) e um valor mínimo ($\cos\varphi = fp_{min}$). Os valores de P_1 , P_2 , e fp_{min} indicados na Figura 15 geralmente estão restritos a recomendações especificados em normas técnicas utilizadas pelas concessionárias de energia.

Figura 15 – Método de controle de tensão $\cos\varphi(P)$.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

A representação matemática da curva mostrada na Figura 15 é indicada na equação (6).

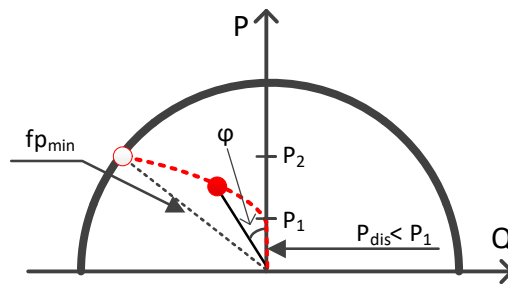
$$\cos\varphi = \begin{cases} 1 & P_{dis} < P_1 \\ \frac{1 - fp_{min}}{P_1 - P_2} (P_{dis} - P_1) + 1 & P_1 \leq P_{dis} \leq P_2 \\ fp_{min} & P_{dis} > P_2 \end{cases} \quad (6)$$

Na Figura 16, mostra-se a curva de capacidade do inversor (semicircunferência preta) juntamente com o lugar geométrico dos possíveis pontos de operação que podem ser adotados por ele quando o método de controle de tensão $\cos\varphi(P)$ é considerado (circulo, circunferência e linha tracejada de cor vermelha).

Na Figura 16 é assumido que a capacidade do inversor é grande o suficiente para proporcionar a quantidade de reativos que corresponde ao valor de fator de potência determinado

pela curva vermelha. Se a capacidade do inversor não é grande o suficiente, então nos períodos de alta potência ativa disponível, o inversor não poderá absorver toda a potência reativa que é determinada pela curva de queda $Watt-cos\phi$, pois será limitado pela capacidade do inversor.

Figura 16 – Operação do inversor considerando o método de controle $cos\phi(P)$.

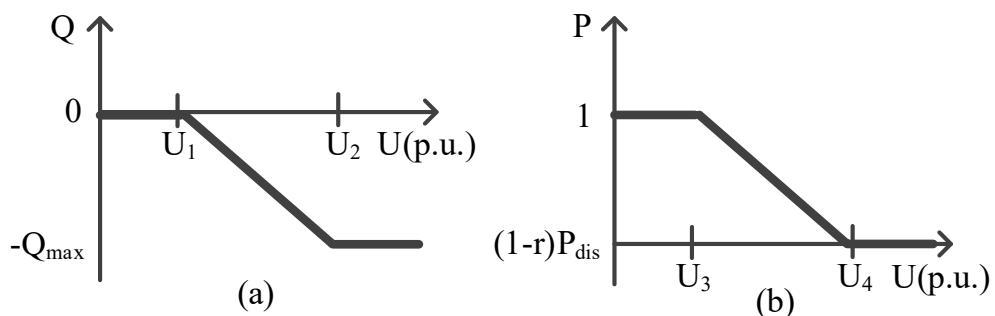


Fonte: Elaboração do próprio autor.

3.4 MÉTODO DE CONTROLE DE TENSÃO $Q(U)&P(U)$

O método de controle de tensão $Q(U)&P(U)$, proposto por Pukhrem *et al.* (2017), considera a absorção da potência reativa e a redução da potência ativa para mitigar a sobretensão. Em ambas ações de controle, a tensão no ponto de conexão do inversor é utilizada para determinar a quantidade de potência reativa a ser absorvida ou a quantidade de potência ativa a ser reduzida. As curvas de controle usadas no método $Q(U)&P(U)$ são mostradas na Figura 17.

Figura 17 – Método de controle de tensão $Q(U)&P(U)$.



Fonte: Elaborado a partir de Pukhrem *et al.* (2017).

Nessas curvas, a tensão no ponto de conexão do inversor (U) em por unidade é considerado no eixo horizontal, utilizando como base a tensão nominal da rede (U_n). Os valores de

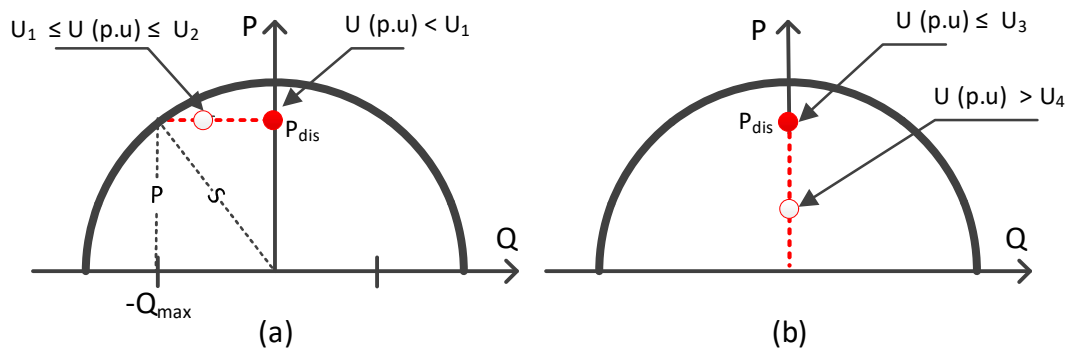
U_1 , U_2 , U_3 e U_4 indicados na Figura 17 devem ser selecionados de tal maneira que a aplicação do método de controle resulte em uma adequada regulação da tensão. A representação matemática da curva mostrada na Figura 17 é indicada nas equações (7) e (8).

$$Q = \begin{cases} 0 & U < U_1 \\ \frac{Q_{max}}{U_1 - U_2} (U - U_1) & U_1 \leq U \leq U_2 \\ Troca\ para\ curva\ P & U > U_2 \end{cases} \quad (7)$$

$$P = \begin{cases} P_{dis} & U < U_3 \\ \frac{rP_{dis}}{U_3 - U_4} (U - U_3) + P_{dis} & U_3 \leq U \leq U_4 \\ (1 - r)P_{dis} & U > U_4 \end{cases} \quad (8)$$

Na Figura 18, mostra-se a curva de capacidade do inversor (semicircunferência preta) juntamente com o lugar geométrico dos possíveis pontos de operação que podem ser adotados por ele quando o método de controle de tensão $Q(U)&P(U)$ é considerado (circulo, circunferência e linha tracejada de cor vermelha).

Figura 18 – Operação do inversor considerando o método de controle $Q(U)&P(U)$.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Observa-se na Figura 18-a que para tensões (em p.u) menores do que U_1 , nenhuma ação é realizada pelo inversor. Já para tensões (em p.u) entre U_1 e U_2 , o inversor começa a absorver potência reativa. Para tensões acima de U_2 , o controle é realizado considerado apenas a redução de potência ativa.

4 MÉTODO DE CONTROLE DE TENSÃO PROPOSTO

O método proposto é um método de controle de tensão local para regular a tensão em redes de baixa tensão, inclusive quando a potência produzida pelos inversores é alta em relação com a demanda

O problema de sobretensão é mitigado usando uma ou duas ações de controle. Uma ação de controle é considerada quando o aumento de tensão não é muito alto (por exemplo, acima de 1,04 p.u. até 1,05 p.u.). Esse controle é o controle principal no qual o fator de potência dos inversores é ajustado de tal modo que eles absorvem potência reativa. Quando a tensão alcança valores acima de limites estabelecidos (por exemplo, 1,05 p.u.), um controle complementar é ativado. O controle complementar consiste na redução da potência ativa produzida pelos inversores, a qual é a principal fonte do aumento da tensão na rede.

Adicionalmente, o método proposto pode participar na regulação da tensão ante problemas de subtensão. Nesse contexto, os fatores de potência dos inversores são ajustados a fim de que eles injetem potência reativa na rede.

O método de controle proposto poderia ser diretamente implementado nos inversores através de algoritmos de controle usando matrizes de portas programáveis em campo, os quais são conhecidos como FPGAs (WANG *et al.*, 2016).

4.1 DADOS DE ENTRADA

Os dados de entrada do método proposto são informações em tempo real da tensão e da potência ativa disponível em cada inversor. Além disso, parâmetros que definem as curvas de controle utilizadas para realizar a mitigação da sobretensão são utilizados.

A tensão e a potência disponível de cada inversor são colhidas diretamente em seus respectivos pontos de acoplamento comum (também conhecido como PCC por suas siglas em inglês: *Point of Common Coupling*). Os parâmetros das curvas utilizadas no método proposto são apresentados na Seção 4.2.

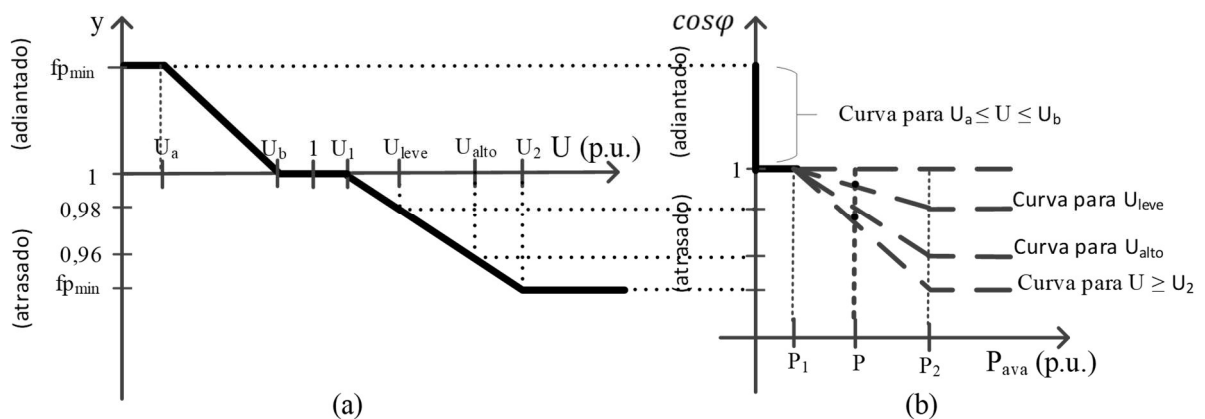
4.2 AJUSTE DA OPERAÇÃO DO INVERSOR

Embora os inversores usados em aplicações residenciais são geralmente de pequeno porte, o adequado gerenciamento da potência reativa disponível pode ser usada para regular a

tensão (ALAM; MUTTAQI; SUTANTO, 2015). Como mais potência reativa precisa ser absorvida para mitigar a sobretensão em barras com tensões mais elevadas, é conveniente que o ponto de operação dos inversores seja ajustado em função da tensão. (SAFAYET; FAJRI; HUSAIN, 2017).

Nesta tese, a regulação da tensão é realizada principalmente através do gerenciamento da potência reativa, usando a Figura 19. O fator de potência do inversor é determinado como uma função da tensão (U (p.u.)) e da potência ativa disponível (P_{dis} (p.u.)). O modelo de controle de tensão proposto em (DEMIROK *et al.*, 2011) é modificado a fim de que o método proposto também possa participar na regulação da tensão em períodos de iminente subtensão. Nesses períodos, o fator de potência do inversor é ajustado para injetar potência reativa na rede. Os valores bases das quantidades supracitadas são a tensão nominal (U_n) e a capacidade do inversor (S), respectivamente.

Figura 19 – Controle de tensão proposto usando a potência reativa.



Fonte: Versão modificada de Demirok *et al.* (2011).

Curvas similares às mostradas na Figura 19-b são utilizadas para determinar o fator de potência do inversor em função de sua potência ativa disponível.

A curva específica $\cos\phi(P)$ que cada inversor deve utilizar é selecionada baseada no valor da tensão (p.u.) na barra onde cada um deles está conectado, usando a curva mostrada na Figura 19-a. Assim, os inversores conectados nas barras com iminente problema de subtensão (por exemplo, tensão abaixo de U_b), ajustarão seus respectivos fatores de potência para operar em modo adiantado. Por outro lado, os inversores nas barras com iminente problema de sobretensão (por exemplo, tensão acima de U_1), ajustarão seus respectivos fatores de potência no

modo atrasado. Note que os inversores nas barras com moderado aumento de tensão, por exemplo, U_{leve} , usam curvas com altos valores de fator de potência. Diferentemente, os inversores nas barras com significativo aumento de tensão, por exemplo, U_{alto} , usam curvas com baixo fator de potência.

As equações que representam as curvas mostradas nas Figuras 19-a e -b são indicadas nas equações (9) e (10), respectivamente.

$$y = \begin{cases} fp_{min} (+) & U < U_a \\ \frac{fp_{min} - 1}{U_a - U_b} (U - U_a) + fp_{min} (+) & U_a \leq U \leq U_b \\ 1 & U_b \leq U \leq U_1 \\ \frac{1 - fp_{min}}{U_1 - U_2} (U - U_1) + 1 (-) & U_1 \leq U \leq U_2 \\ fp_{min} (-) & U > U_2 \end{cases} + 1 \quad (9)$$

$$\cos\varphi = \begin{cases} y (+) & P_{dis} = 0 \\ 1 & 0 < P_{dis} \leq P_1 \\ \frac{1 - y}{P_1 - P_2} (P_{dis} - P_1) + 1 (-) & P_1 \leq P_{dis} \leq P_2 \\ y (-) & P_{dis} > P_2 \end{cases} + 1 \quad (10)$$

Nas equações (9) e (10), o sinal (+)/(-) refere-se à operação do inversor no modo adiantado/atrasado.

A fim de considerar a restrição da capacidade do inversor (S), depois do fator de potência ser determinado usando as equações (9) e (10), a quantidade de potência reativa que deve ser absorvida é calculada usando a equação (11):

$$Q = \min \left\{ P_{dis} \times \tan \varphi, \sqrt{S^2 - P_{dis}^2} \right\}, \quad (11)$$

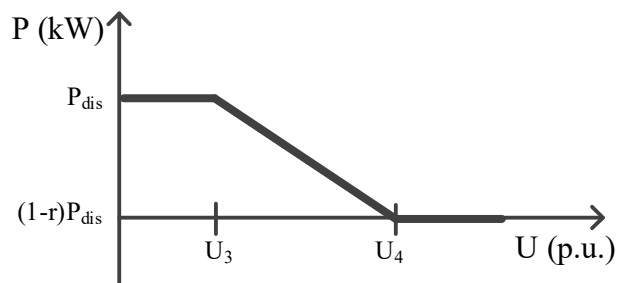
em que φ é o ângulo de fator de potência do inversor.

Como mencionado anteriormente, os métodos de controle de tensão baseados somente na absorção de potência reativa são insuficientes quando a potência ativa injetada na rede é alta (GHOSH; RAHMAN; PIPATTANASOMPORN, 2017; PUKHREM *et al.*, 2017). Portanto, quando a tensão em uma barra com sistema fotovoltaico alcança valores altos (acima de U_2), um controle complementar deve ser considerado a fim de garantir a qualidade da tensão. No

método proposto, o controle de tensão baseado na redução da potência ativa é ativado para este fim. Não obstante, já que a redução de potência ativa pode desmotivar os usuários para instalar os sistemas fotovoltaicos, uma porcentagem máxima de redução deve ser especificada.

No método de controle proposto, a quantidade de potência ativa (P) produzida por cada inversor é determinado em termos de sua tensão (U) no ponto de acoplamento comum com a rede. A fim de limitar a quantidade de potência ativa que será reduzida, um parâmetro r é incluído no método proposto. A curva de controle assim obtida é mostrada na Figura 20. Nessa figura, r é a máxima porcentagem de redução de potência reativa que o inversor pode realizar.

Figura 20 – Controle de tensão proposto considerando a redução da potência ativa.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

É importante mencionar que o total de redução de potência ativa realizada por meio da curva dada na Figura 20 é menor do que a potência ativa reduzida considerando uma abordagem que visa o igual compartilhamento dessa potência reduzida entre todos os usuários com sistemas fotovoltaicos (TONKOSKI; LOPES; EL-FOULY, 2011).

A curva mostrada na Figura 20 é representada pela equação (12)

$$P = \begin{cases} P_{dis} & U < U_3 \\ \frac{rP_{dis}}{U_3 - U_4}(U - U_3) + P_{dis} & U_3 \leq U \leq U_4 \\ (1 - r)P_{dis} & U > U_4. \end{cases} \quad (12)$$

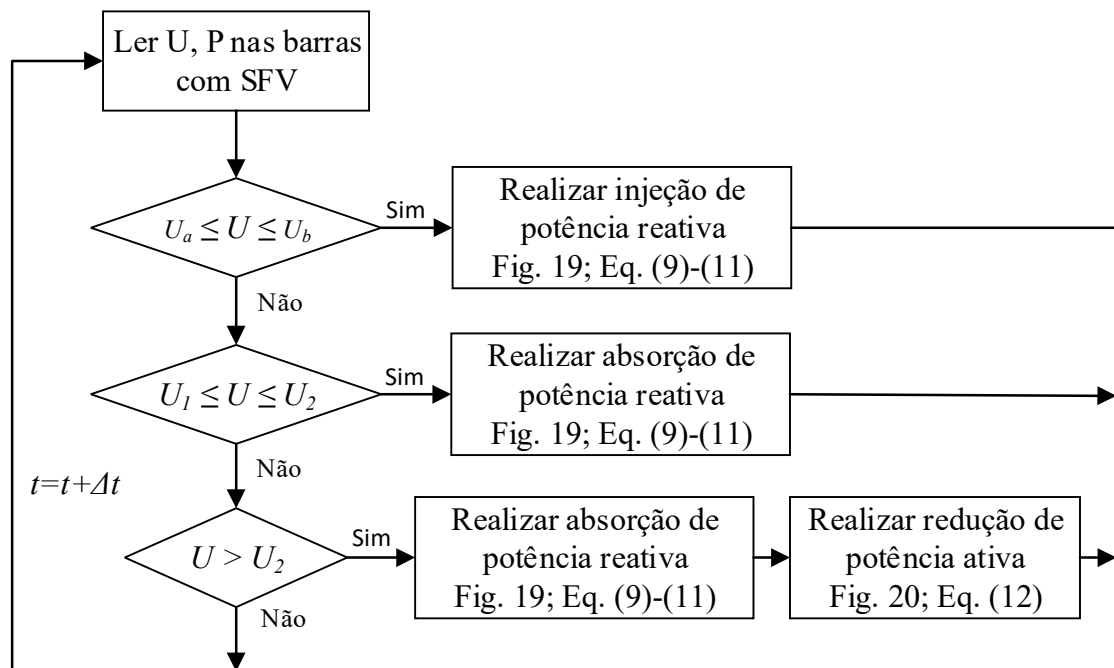
Note que no método proposto, os mesmos valores dos parâmetros U_a , U_b , U_1 , U_2 , f_{pmin} , P_1 , P_2 , U_3 , U_4 , e r são ajustados em todos os inversores. Esses valores devem ser especificados de tal modo que a sobretensão seja adequadamente mitigada.

4.3 ALGORITMO DO MÉTODO DE CONTROLE PROPOSTO

O algoritmo mostrado na Figura 21 indica os passos que são realizados quando o método de controle de tensão proposto é aplicado. Os dados de entrada são informações em tempo real (por exemplo, no instante t) da tensão (U) no ponto de acoplamento comum e a potência ativa disponível (P_{dis}), bem como os parâmetros das curvas de controle ($U_a, U_b, U_1, U_2, fp_{min}, P_1, P_2, U_3, U_4, e r$).

Em primeiro lugar a tensão U e a potência P_{dis} são lidas por cada inversor. Depois, dependendo do nível de tensão, somente a injeção de potência reativa, somente a absorção de potência reativa ou tanto a absorção de potência reativa quanto a redução de potência ativa são realizados pelos inversores.

Figura 21 – Algoritmo do método de controle proposto.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

O intervalo de tempo (Δt) mostrado na Figura 21 indica o intervalo de tempo entre dois controles consecutivos executados pelos inversores. Esse intervalo de tempo está relacionado com o tempo de resposta dos inversores.

4.4 AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DO MÉTODO PROPOSTO

A alocação adequada dos sistemas fotovoltaicos na rede e a adequada seleção de suas capacidades pode melhorar a qualidade da tensão na rede, bem como reduzir as perdas de energia (AHMADI *et al.*, 2018, 2019). Assim, em redes de distribuição, nas quais as concessionárias de energia podem determinar as localizações e as capacidades dos sistemas fotovoltaicos, os métodos de controle de tensão, por exemplo, o método proposto, deveria ser aplicado depois de que as ótimas localizações e capacidades fossem determinadas. Como resultado direto, uma melhor regulação de tensão e operação da rede seriam alcançados.

Tal como explicado na Seção 2.2.4, a decisão de instalar os sistemas fotovoltaicos é normalmente feita pelos usuários conectados às redes de baixa tensão. Tendo isso em consideração, nesta tese, o método proposto é avaliado considerando os possíveis cenários de integração dos sistemas fotovoltaicos na rede. Assim, o desempenho do método proposto é medido em termos de probabilidade. Essa probabilidade indica a porcentagem de cenários que apresentam problemas de tensão após a aplicação do método proposto. Já que o método proposto pode participar na regulação da tensão tanto em situações de subtensão ou de sobretensão, o seu desempenho é medido em termos de probabilidade de subtensão ou sobretensão, usando as equações (13) e (14), respectivamente.

$$\mathcal{P}(U_m \leq U_{min} | \alpha = \alpha_i \%) = \frac{n_u}{K}, \quad (13)$$

$$\mathcal{P}(U_M \geq U_{max} | \alpha = \alpha_i \%) = \frac{n_U}{K}. \quad (14)$$

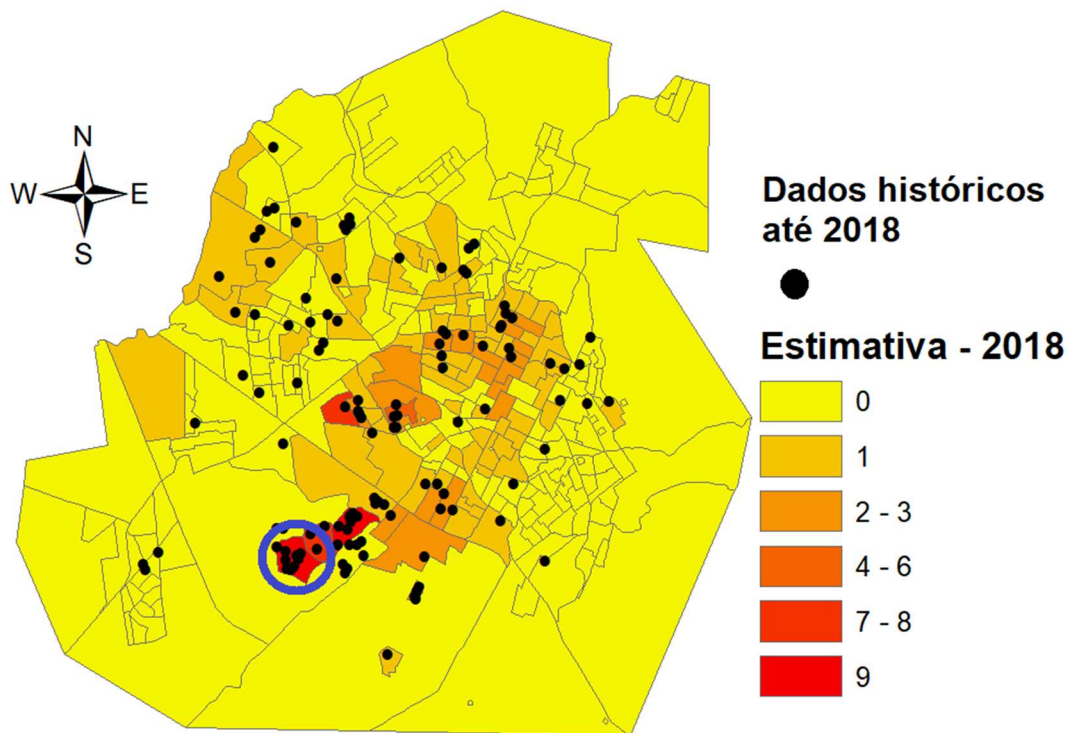
Nas equações (13) e (14), U_m/U_M é a tensão (em p.u.) na barra com a tensão mais baixa/alta, U_{min}/U_{max} é o limite inferior/superior da faixa de tensão adequada (em p.u.), $\alpha_i \%$ é o nível de penetração fotovoltaica, n_u/n_U é o número de cenários com subtensão/sobretensão, e K é o número de cenários de integração fotovoltaica considerados. O nível de penetração fotovoltaica é calculado usando a equação (1).

Se um máximo valor de tolerância à probabilidade de sobretensão e subtensão é estabelecido como aceitável, logo o método proposto apresentará bom desempenho se as probabilidades calculadas usando as equações (13) e (14), respectivamente, são menores do que o máximo valor estabelecido.

5 ESTUDO DE APLICAÇÃO

Uma estimativa do potencial de instalação dos sistemas fotovoltaicos nas subáreas de uma cidade brasileira foi realizado em (VILLAVICENCIO GASTELU; MELO TRUJILLO; PADILHA-FELTRIN, 2018) e (VILLAVICENCIO; PADILHA-FELTRIN; MELO, 2019). Os resultados das estimativas obtidas nos trabalhos supracitados junto com dados históricos dos sistemas fotovoltaicos instalados são mostrados na Figura 22.

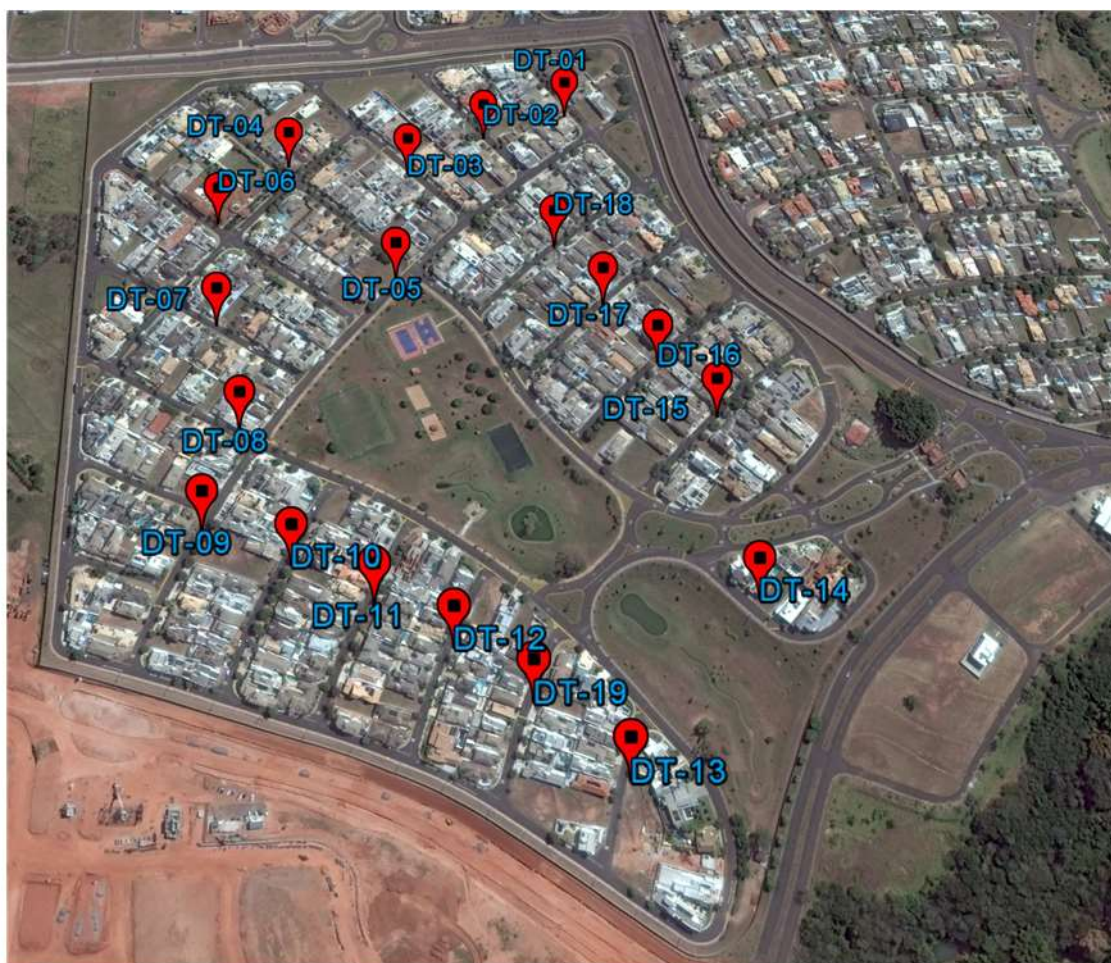
Figura 22 – Distribuição espacial do potencial do mercado fotovoltaico e históricos do número de sistemas fotovoltaicos instalados na cidade de estudo.



Fonte: Elaboração a partir de Villavicencio, Melo e Padilha-Feltrin (2018); Villavicencio, Melo e Padilha-Feltrin (2019).

Na Figura 22, a escala de cores representa as estimativas do número de sistemas fotovoltaicos nas subáreas, enquanto os pontos correspondem às localizações dos sistemas fotovoltaicos indicados nos dados históricos. Na Figura 22, a subárea com o maior potencial de instalação dos sistemas fotovoltaicos está indicada com uma circunferência. Uma vista mais detalhada dessa subárea com maior potencial fotovoltaico (doravante referido como subárea de estudo) é mostrada na Figura 23.

Figura 23 – Detalhe da subárea de estudo.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

A subárea de estudo é uma zona residencial. Os símbolos de localização mostrados na Figura 23 indicam os locais onde estão instalados os transformadores de distribuição. No total são dezenove (19) transformadores, os quais apresentam potências nominais similares. Os alimentadores radiais de baixa tensão que saem dos transformadores apresentam similares topologias e características elétricas. Tendo isso em consideração, nesta tese, a avaliação do método de controle de tensão proposto é realizada apenas para a rede de baixa tensão de um desses transformadores. A rede escolhida arbitrariamente é aquela que sai do lado de baixa tensão do transformador DT-10, a qual será referida a partir de agora como rede de estudo. Os domicílios alimentados pelo transformador DT-10 estão contidos no polígono vermelho mostrado na Figura 24.

As características da rede de baixa tensão, das demandas dos usuários e dos sistemas fotovoltaicos são descritas na Seção 5.1. A definição dos casos de estudo e das ferramentas computacionais utilizadas para realizar os fluxos de potência são indicados na Seção 5.2. A

análise dos resultados de tensão nos diferentes estudos de caso é apresentada na Seção 5.3. A influência da aplicação dos métodos de controle de tensão em outras grandezas elétricas da rede é descrita nas Seções 5.4 até 5.7.

Figura 24 – Usuários conectados à rede de estudo.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

5.1 DESCRIÇÃO DA REDE ELÉTRICA

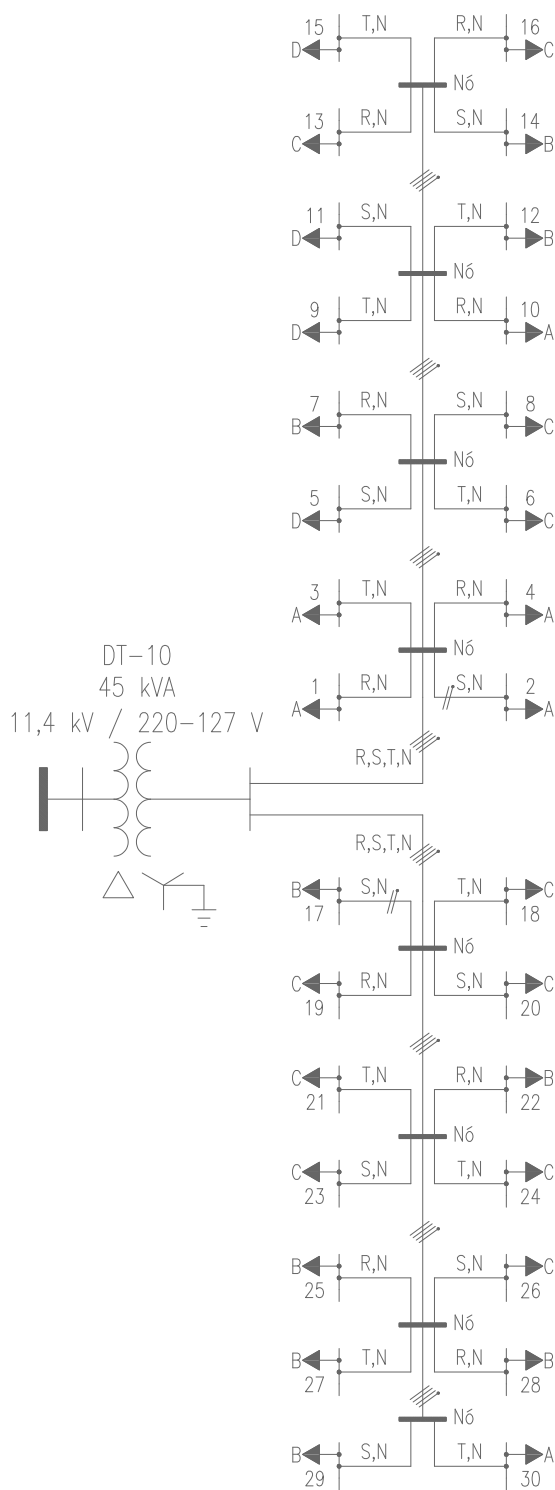
A rede de baixa tensão sob estudo é uma rede de baixa tensão longa. Neste tipo de rede, usualmente mais do que 10 usuários estão conectados. Maiores detalhes da rede sob estudos é descrito a seguir.

5.1.1 Diagrama unifilar

O diagrama unifilar da rede de baixa tensão foi obtida considerando a localização do transformador DT-10 e dos usuários conectados a ela. Adicionalmente foram usadas as recomendações encontradas nas normas de construção de redes de distribuição da concessionária

que opera as redes na cidade em estudo (ENERGISA, 2018). O diagrama unifilar assim obtido é mostrado na Figura 25.

Figura 25 – Diagrama da rede de baixa tensão em estudo.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Na Figura 25, observa-se que a rede de estudo está conectada à rede de média tensão através de um transformador de distribuição de 45 kVA, com conexão delta - estrela e tensão nominal de linha 11,4 kV/220-127 V. Os alimentadores de baixa tensão são trifásicos a quatro fios, com tensão nominal de linha igual a 220 V e tensão fase-neutro igual a 127 V. A rede tem oito nós, a partir dos quais são realizadas derivações monofásicas para fornecer energia aos usuários. No total há 30 usuários residenciais, os quais estão conectados à rede utilizando uma fase (R, S ou T) e o condutor neutro (N). As características de demanda desses usuários (A, B, C, D ou E) são apresentadas na Seção 5.1.2. A distância entre dois nós adjacentes é de 40 metros, enquanto, a distância entre um nó e a barra onde um usuário é conectado (barra de carga) é de 20 metros.

As bitolas dos cabos da rede de estudo foram selecionados levando em conta os valores mínimos recomendados na norma de construção da concessionária de energia (ENERGISA, 2018). As características elétricas dos condutores considerados neste estudo estão indicadas na Tabela 1.

Tabela 1 – Características elétricas dos condutores.

	Alimentador principal	Derivação
	7/4x75AAC	7/2x35AAC
Resistência	0,316 Ω /km	0,542 Ω /km
Reatância indutiva	0,292 Ω /km	0,304 Ω /km
Capacidade de corrente	200	150

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Para fins de avaliação da qualidade da tensão é considerada a classificação das faixas de tensão de atendimento indicadas pelo órgão que regula o serviço de energia no Brasil (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2018), a qual é indicada na Tabela 2. Nessa Tabela, TL indica a tensão de leitura.

Tabela 2 – Classificação da tensão de atendimento.

Tensão de atendimento	Faixa de variação da tensão (Volt)
Adequada	$117 \leq TL \leq 133$
Precária	$110 \leq TL < 117$ ou $133 < TL \leq 135$
Crítica	$TL < 110$ ou $TL > 135$

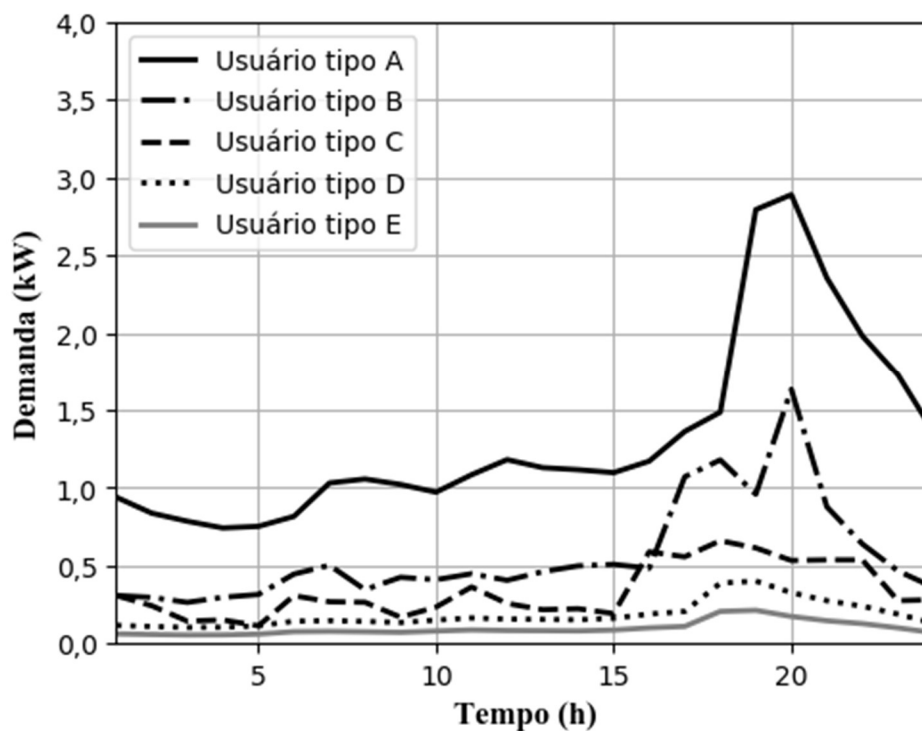
Fonte: Elaboração do próprio autor.

Em relação às faixas de variações de tensão é importante mencionar que a concessionária deverá compensar aos usuários quando sejam registradas um alto número de medições de tensão nas faixas precária e crítica. Portanto, a operação ideal da rede por parte da concessionária é na faixa adequada de tensão.

5.1.2 Curvas de demanda dos usuários

Na zona de estudo há cinco tipos de consumidores residenciais, os quais foram classificados seguindo a metodologia apresentada em (JARDINI *et al.*, 2002) e usando medições de consumo de energia mensal. As faixas de consumo de energia consideradas nesse trabalho foram: maior do que 500 kWh, entre 301 kWh e 500 kWh, entre 200 kWh e 300 kWh, entre 100 kWh e 200 kWh, e menor ou igual do que 100 kWh. Para fins do presente estudo, os usuários pertencentes a cada uma das faixas de energia supracitadas são chamados de usuários tipo A, B, C, D e E, respectivamente. Assim, o usuário “A” é aquele usuário com maior consumo de energia e o usuário “E” aquele com menor consumo de energia. As curvas de demanda dos usuários são mostradas na Figura 26.

Figura 26 – Curvas de demanda dos usuários na cidade de estudo.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

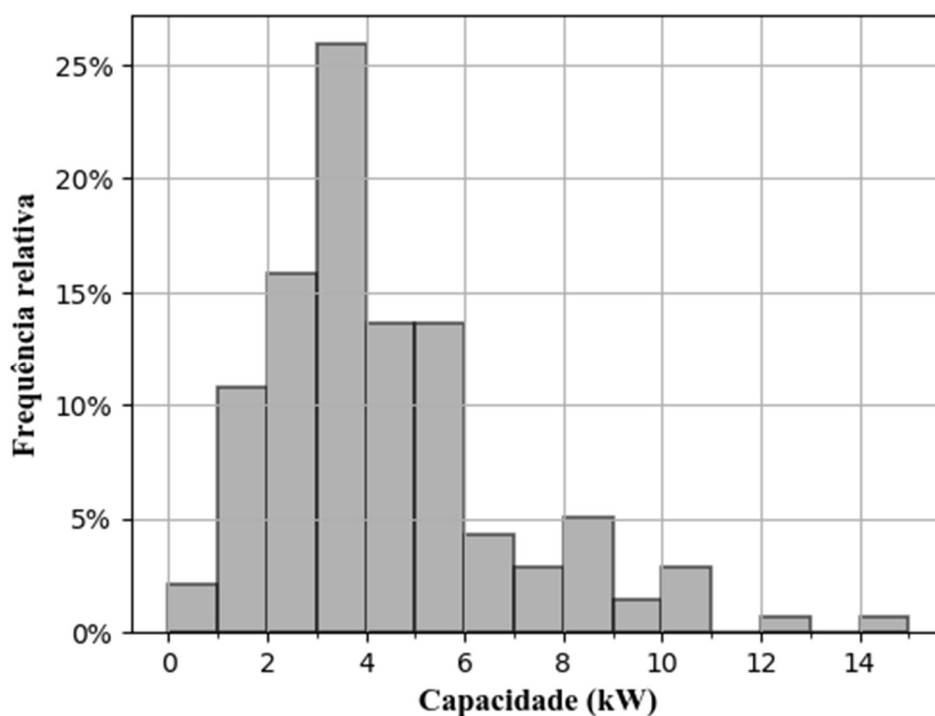
De maneira similar que em Kolenc, Papič e Blažič (2015), um fator de potência de 0,95 é presumido para as cargas durante as simulações.

5.1.3 Curvas de geração fotovoltaica

A área de telhado das casas conectadas à rede em estudo são ao redor de 300 m². Para averiguar quanto dessa área pode ser usado para instalar os painéis solares, os fatores de redução indicados em (VILLAVICENCIO GASTELU, 2016) foram aplicados, resultando em uma área utilizável de 96 m². Já que em média são necessários 7 m² de telhado por cada kW de sistema fotovoltaico instalado, os usuários conectados à rede de estudo poderão instalar sistemas fotovoltaicos de até 13 kW. No entanto, de acordo com a legislação vigente, as capacidades dos sistemas fotovoltaicos dos usuários residências não podem exceder o valor de sua carga instalada (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2012).

Por outro lado, após processar as informações dos sistemas fotovoltaicos instalados na cidade em estudo até o ano 2018 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2019) foi obtido o histograma de frequências relativas mostrada na Figura 27.

Figura 27 – Histograma de frequências das capacidades (kW) dos sistemas fotovoltaicos instalados na cidade de estudo.



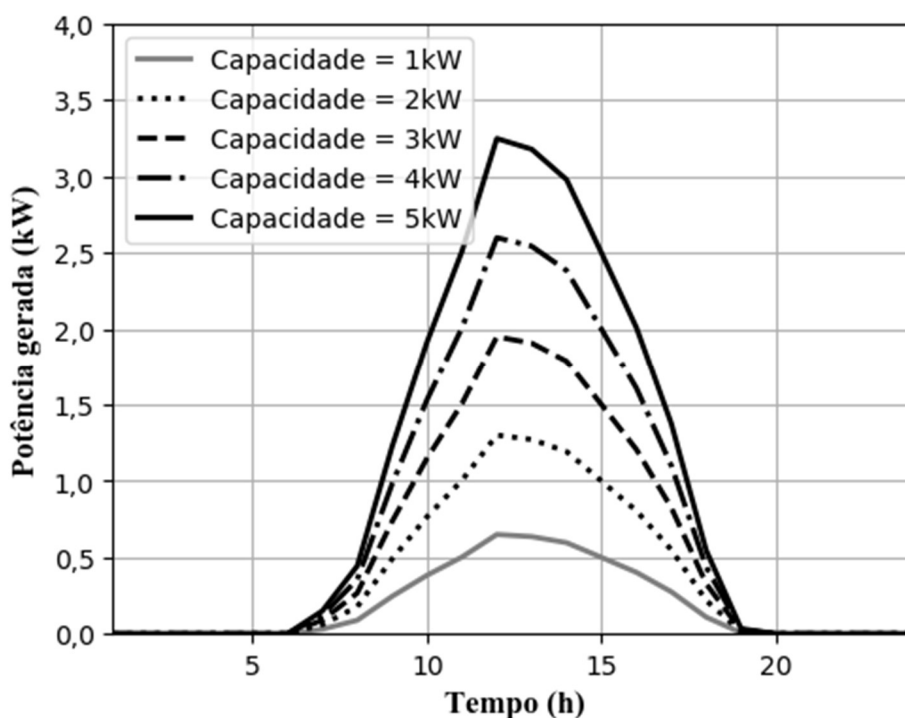
Fonte: Elaboração do próprio autor.

Observa-se que na cidade de estudo os usuários têm instalado majoritariamente sistemas fotovoltaicos com capacidades entre 2 kW e 6 kW. Levando isso em conta, para fins deste estudo é considerado que os usuários irão instalar sistemas fotovoltaicos de 2 kW, 3 kW, 4 kW, 5 kW, e 6 kW. As probabilidades com as quais as capacidades supracitadas podem ser selecionados são obtidos da informação mostrada na Figura 27.

Para obter as curvas de geração fotovoltaica foi considerado o modelo descrito na Seção 2.2.2. Os valores de irradiância solar e temperatura são obtidos de históricos registrados por uma estação meteorológica localizada na cidade de estudo (INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA - INMET, 2019). As simulações são realizadas para o dia com maior irradiância solar do ano 2018 e com resolução de uma hora. No entanto, é importante lembrar ao leitor que a irradiância solar é um dado de entrada do modelo de geração fotovoltaica considerado nesta tese, pelo que valores de outros dias característicos das estações do ano poderiam ser utilizados.

As curvas de geração fotovoltaica correspondentes às capacidades indicadas anteriormente são mostradas na Figura 28. Como é assumido que todos os painéis solares recebem a mesma irradiância solar, nota-se que essas curvas apresentam o mesmo perfil e se diferenciam apenas na magnitude.

Figura 28 – Curvas de geração fotovoltaica.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

As curvas mostradas na Figura 28 foram obtidas considerando um fator de potência unitário. No entanto, esse valor é ajustado quando os métodos de controle de tensão são aplicados. A faixa de valores que pode adotar o fator de potência depende da capacidade do sistema fotovoltaico. Os valores estipulados pela concessionária que opera a rede de estudo estão indicados na Tabela 3.

Tabela 3 – Faixa de ajuste do fator de potência do inversor.

Capacidade do sistema fotovoltaico (kW)	Faixa de fator de potência
Menor do que 3 kW	$-0,9 \leq fp \leq 0,9$ (tolerância)
De 3 kW até 6 kW	$-0,9 \leq fp \leq 0,9$ (ajustável)

Fonte: Elaboração do próprio autor a partir de ENERGISA (2017).

5.2 CASOS DE ESTUDO, NÚMERO DE CENÁRIOS E SIMULAÇÃO DE FLUXO DE POTÊNCIA

Para fins de estudo, a rede elétrica é analisada considerando três casos de estudo: *Caso base*, *Caso SFV*, e *Caso controle de tensão*.

5.2.1 Caso base

No *Caso base*, a rede é analisada sem a presença dos sistemas fotovoltaicos. O tap do transformador é ajustado em 1,03 p.u. a fim de que não ocorram problemas de subtensão. Outros motivos para o ajuste do tap supracitado serão explicados depois na Seção 5.3.1.

5.2.2 Caso SFV

Incentivos oferecidos pelos governos tem resultado em um aumento constante do número de sistemas fotovoltaicos nas redes de baixa tensão de países como a Austrália (MOUNTAIN; SZUSTER, 2015) e o Brasil (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2019). Além disso, o governo brasileiro exige que as concessionárias adequem suas redes a fim de permitir a massificação da geração fotovoltaica (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2012). Neste contexto, é necessário deter-

minar o problema de tensão ocasionado pela geração fotovoltaica na rede considerando diferentes níveis de penetração fotovoltaica. Essa avaliação é realizada neste trabalho no *Caso SFV*, onde a rede é analisada considerando níveis de penetração fotovoltaica (α_i) desde 10% até 100% com passos de 10%. Os inversores operam com fator de potência unitário e o ajuste do tap considerado no *Caso Base* é mantido.

5.2.3 Caso controle de tensão

Devido aos problemas ocasionados pela geração fotovoltaica, é importante proporcionar ferramentas que permitam às concessionárias lidar com esses problemas. Assim, no *Caso controle de tensão*, a rede é analisada considerando a regulação da tensão nos níveis de penetração fotovoltaica supracitados. Devido à variabilidade da irradiação solar, o uso de dispositivos de regulação de tensão tradicionais pode não ser adequado, pois eles apresentam tempo de resposta lento (WANG *et al.*, 2019). Além disso, a regulação de tensão usando recursos convencionais não é fácil em redes de baixas tensão longas, onde os usuários apresentam padrões de demanda diferentes e os sistemas fotovoltaicos são instalados em fases diferentes (HASHEMI; ØSTERGAARD, 2017; ZERAATI; GOLSHAN; GUERRERO, 2019).

Atualmente, outras tecnologias estão sendo empregadas para a regulação da tensão tal como os sistemas de armazenamento de energia (AHMADI *et al.*, 2019). Um apropriado processo de tomada de decisão precisa avaliar os benefícios técnicos e económicos de cada solução. Já que o principal foco desta tese é a proposta de um método que mitigue a sobretensão em redes de baixa tensão longas, uma análise do custo da implementação da metodologia está além do escopo deste trabalho. Portanto, o método proposto é avaliado considerando apenas sua efetividade para regular a tensão, como mostrado em (NOUSDILIS; CHRISTOFORIDIS; PAPAGIANNIS, 2018) e (O'CONNELL; KEANE, 2017). A fim de realizar uma melhor avaliação do desempenho do método proposto, durante a regulação da tensão, com exceção do ajuste do tap do transformador, somente são considerados os inversores, os quais apresentam tempo de resposta rápido (WANG *et al.*, 2019).

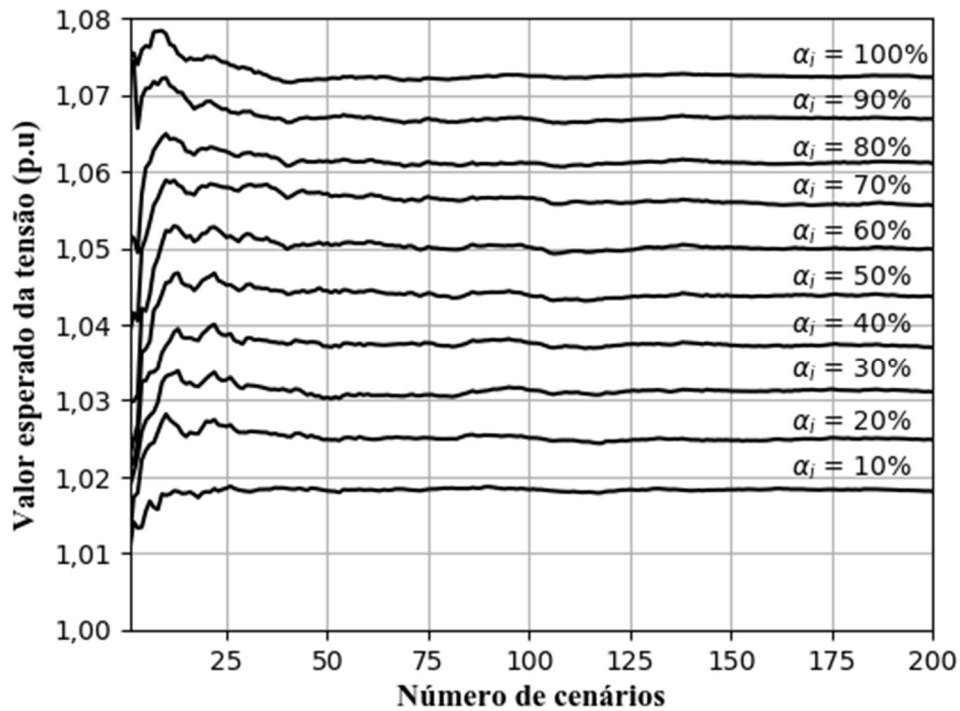
5.2.4 Número de cenários de simulação

Devido às incertezas nas localizações e capacidades dos sistemas fotovoltaicos durante sua integração na rede, é conveniente realizar uma análise considerando múltiplos cenários. De acordo com a Seções 2.2.5, o critério seguido nesta tese para determinar o número de cenários

a serem considerados nos diferentes níveis de penetração fotovoltaica é obter um valor estável do valor esperado da tensão.

Na Figura 29, mostra-se para diferentes níveis de penetração fotovoltaica, o valor esperado da tensão em função do número de cenários de integração fotovoltaica.

Figura 29 – Determinação do número de cenários a serem considerados.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Observa-se que a consideração de 200 cenários de integração fotovoltaica resulta em um valor estável do valor esperado da tensão. Portanto, esse número de cenários é considerado em cada um dos níveis de penetração fotovoltaica do *Caso SFV* e do *Caso controle de tensão*.

5.2.5 Simulação dos fluxos de potência

Como indicado na Seção 2.2.6, nesta tese, as simulações de fluxo de potência são realizadas usando o OpenDSS (ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE - EPRI, 2018), o qual é chamado externamente desde o Python (PYTHON SOFTWARE FOUNDATION, 2019). As simulações são feitas ao longo do dia com maior irradiância solar do ano 2018. Além disso, devido às disponibilidades dos dados, as simulações de fluxo de potência são realizadas

com resolução de uma hora. Essas simulações são realizadas para simular a operação da rede em tempo real durante a execução do algoritmo proposto.

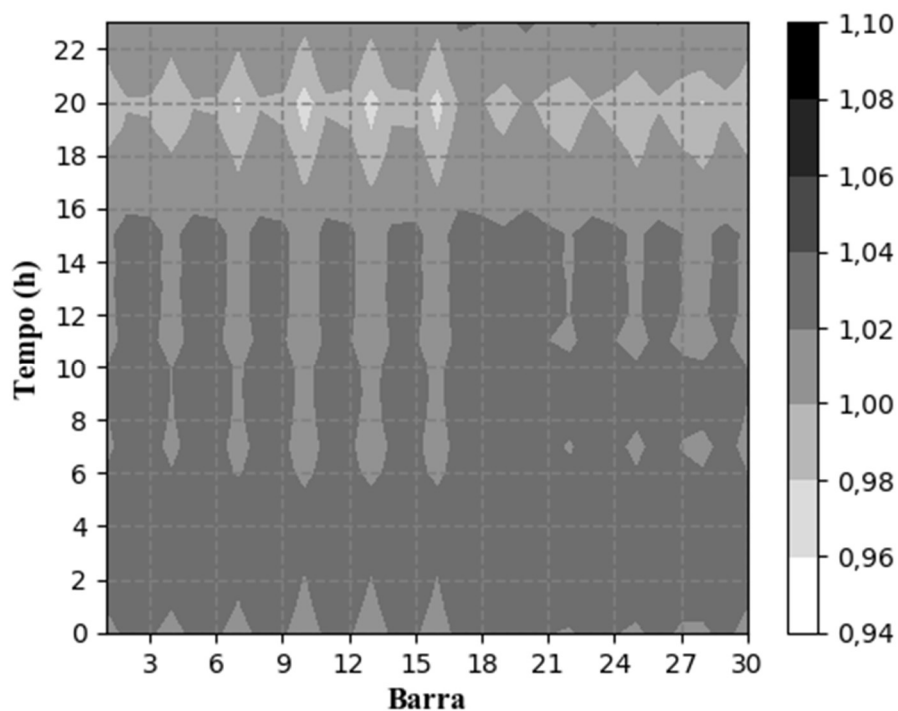
5.3 ANÁLISE DA TENSÃO NA REDE

A seguir são apresentados os resultados das simulações obtidas nos casos de estudo descritos nas Seções 5.2.1, 5.2.2 e 5.2.3.

5.3.1 Tensão na rede no *Caso base*

Na Figura 30, mostra-se a tensão na rede no *Caso base*. Nessa figura, a escala de cores representa a magnitude do valor esperado da tensão nas barras

Figura 30 – Tensão (em p.u.) na rede no *Caso base*.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Observa-se que as tensões na fase S (barras 2, 5, 8, 11, 14, 17, 20, 23, 26, 29) e T (barras 3, 6, 9, 12, 15, 18, 21, 24, 27 e 30) apresentam valores similares. A fase R (barras 1, 4, 7, 10, 13, 16, 19, 22, 25 e 28) apresenta tensões mais baixas do que as fases S e T. Uma das razões da

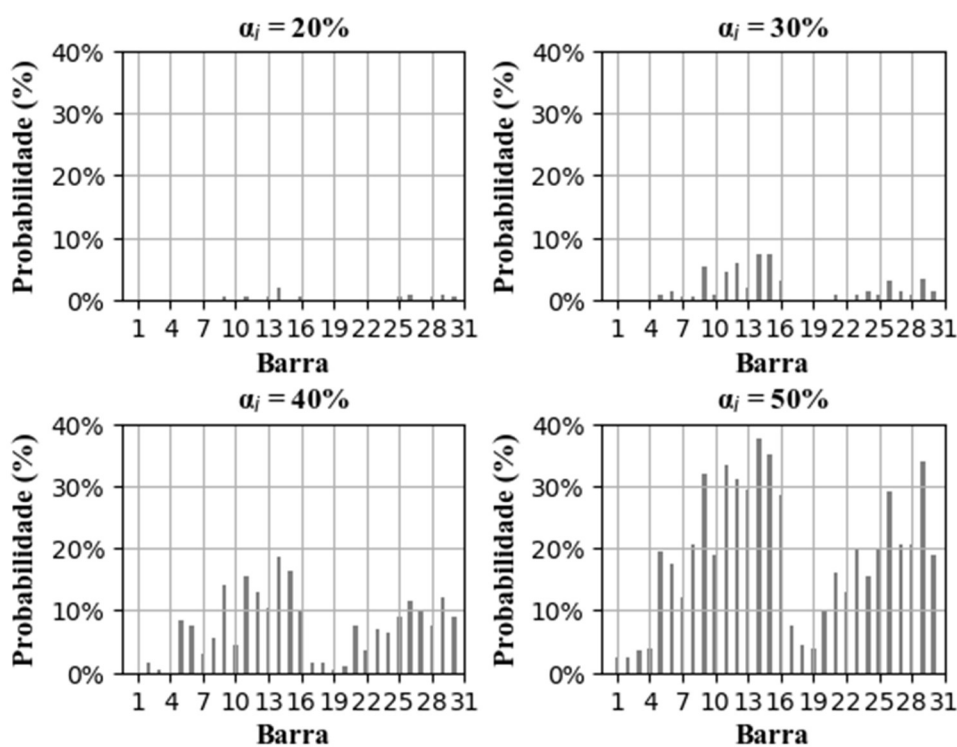
diferença da tensão entre as fases é porque as cargas conectadas na rede são monofásicas e apresentam diferentes curvas de demandas, o qual resulta em uma rede desequilibrada.

Observa-se também na Figura 30 que os valores mais baixos de tensão acontecem no período de máxima demanda (ao redor das 20 horas) e que esses valores mais baixos acontecem nas barras mais afastadas do transformador (por exemplo, a barra 16). Contudo, problemas de tensão não são observados na rede elétrica. As tensões mais baixas encontradas estão na faixa de 0,96 p.u. até 0,98 p.u., enquanto as tensões mais altas estão na faixa de 1,02 p.u. até 1,04 p.u. Portanto, o ajuste atual do tap do transformador permite que o sistema possa lidar com flutuações de tensão que poderiam acontecer na média tensão.

5.3.2 Tensão na rede no *Caso SFV*

Na Figura 31, mostra-se a probabilidade de sobretensão em todas as barras para diferentes níveis de penetração fotovoltaica. Essas probabilidades foram calculadas usando a equação (14) e representam a porcentagem de cenários nos quais cada barra apresentou o problema de sobretensão.

Figura 31 – Probabilidade de sobretensão das barras no *Caso SFV*.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Observa-se que a sobretensão na rede aparece a partir de uma penetração fotovoltaica $\alpha_i = 20\%$. O problema de sobretensão ocasionado pela geração fotovoltaica é mais comum nas barras localizadas ao final dos alimentadores (por exemplo, nas barras 14 e 15) do que aquelas localizadas próximas do transformador (por exemplo, nas barras 1 e 2). As barras com distância similar do transformador, mas conectados a fases diferentes (por exemplo, as barras 13, 14 e 15), apresentam diferentes sensibilidades à sobretensão. Por exemplo, observa-se que as barras conectadas à fase S ou T (barras 14 e 15, respectivamente) são mais sensíveis à sobretensão do que a barra conectada à fase R (barra 13). Isso mostra a importância de considerar o modelo trifásico da rede durante a análise do impacto da geração fotovoltaica na tensão da rede.

Na Tabela 4 é resumida a sobretensão nas barras em função da penetração fotovoltaica considerando o máximo número de barras com sobretensão (NBS), as barras com sobretensão e as tensões nessas barras. Os valores indicados na Tabela 4 correspondem ao cenário simulado onde o número de barras com problemas de sobretensão foi igual ao NBS e onde as barras apresentaram a mais alta elevação de tensão (pior cenário)

Tabela 4 – Sobretensão nas barras para o pior cenário no *Caso SFV*.

α_i	NBS	Barras com sobretensão	Tensão
20%	2	[13 16]	[1,054 1,054]
30%	4	[6 9 12 15]	[1,054 1,055 1,058 1,06]
40%	9	[6 9 12 15 24 25 27 28 30]	[1,053 1,055 1,052 1,056 1,051 1,054 1,054 1,054 1,053]
		[3 6 8 9 12 14 15 20 21 23 24 26 27 29 30]	[1,052 1,053 1,051 1,056 1,060 1,050 1,056 1,052 1,056 1,060 1,055 1,065 1,056 1,066 1,051]
60%	18	[2 5 6 8 9 11 12 14 15 16 17 22 23 24 25 26 29 30]	[1,054 1,061 1,055 1,057 1,060 1,063 1,056 1,066 1,060 1,053 1,051 1,051 1,054 1,050 1,053 1,057 1,053 1,054]

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Nota-se que o número de barras com problemas de sobretensão depende diretamente do nível de penetração fotovoltaica. As barras localizadas ao final dos alimentadores apresentam primeiro o problema de sobretensão do que as barras próximas do transformador. Por exemplo,

as barras 13 e 16 apresentam sobretensão quando $\alpha_i = 20\%$, enquanto as barras 3 e 6 só começam a apresentar esse problema a partir de $\alpha_i = 50\%$.

É importante lembrar ao leitor que os resultados indicados na Tabela 4 correspondem ao pior cenário. Pois, como pode ser observado na Figuras 31, para os mesmos níveis de penetração fotovoltaica indicados na Tabela 4, há cenários onde outras barras apresentam o problema da sobretensão.

5.3.3 Tensão na rede no *Caso controle de tensão*

Na Tabela 5 indicam-se os resultados de análise de tensão para o pior cenário usando o método proposto no *Caso controle de tensão*. O método proposto foi ajustado usando os seguintes valores dos parâmetros: $U_a = 0,95$, $U_b = 0,96$, $U_1 = 1,04$, $U_2 = 1,06$, $pf_{min} = 0,95$, $P_1 = 0,5$, $P_2 = 1$, $U_3 = 1$, $U_4 = 1,05$, e $r = 0,5$. Esses valores foram selecionados levando em conta os valores encontrados na literatura especializada e a faixa de tensão permitida da rede sob estudo (desde 0,95 p.u. até 1,05 p.u.). Para redes com outras faixas de tensão permitida, outros valores dos parâmetros deveriam ser utilizados a fim de obter uma adequada regulação da tensão.

Tabela 5 – Sobretensão nas barras para o pior cenário usando o método proposto no *Caso controle de tensão*.

α_i	NBS	Barras com sobretensão	Tensão
40%	1	[15]	[1,052]
50%	1	[29]	[1,051]
60%	2	[9 15]	[1,051 1,054]

Fonte: Elaboração do próprio autor.

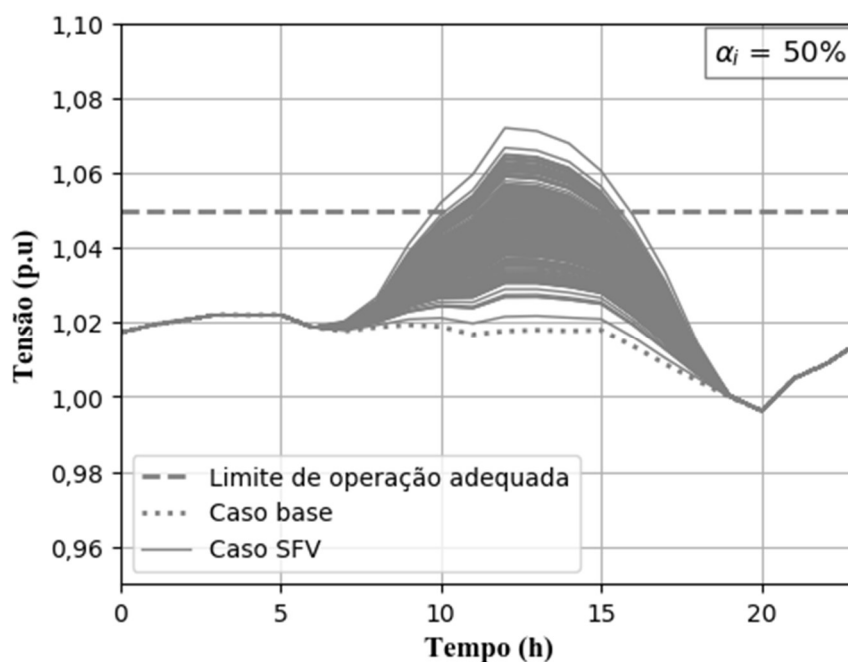
Nota-se que os valores de NBS indicados na Tabela 5 são significativamente menores do que aqueles indicados na Tabela 4. O método proposto reduz a tensão para a faixa permitida em quase todas as barras e a sobretensão é observada somente a partir de $\alpha_i = 40\%$. Portanto, o método proposto mitiga adequadamente a sobretensão na rede para níveis de penetração baixos e moderados.

5.3.4 Tensão na barra 15

Na Figura 31 observa-se que a barra 15 é uma das barras com maior sensibilidade à sobretensão. Na Tabela 5 nota-se que a barra 15 ainda apresenta problemas de sobretensão após a aplicação do método proposto. Tomando isso em consideração e visando mostrar de melhor forma a redução de tensão realizada pelo método proposto em altos níveis de penetração fotovoltaica, resultados de tensão mais detalhados são mostrados para a barra 15 considerando $\alpha_i = 50\%$.

Os perfis de tensão horário na barra 15 no *Caso base* e no *Caso SFV* com $\alpha_i = 50\%$ são mostrados nas Figura 32. Nessa figura, cada linha sólida cinza representa o perfil de tensão de um dos 200 cenários simulados.

Figura 32 – Perfis de tensão horária na barra 15 no *Caso base* e *Caso SFV* para $\alpha_i = 50\%$.

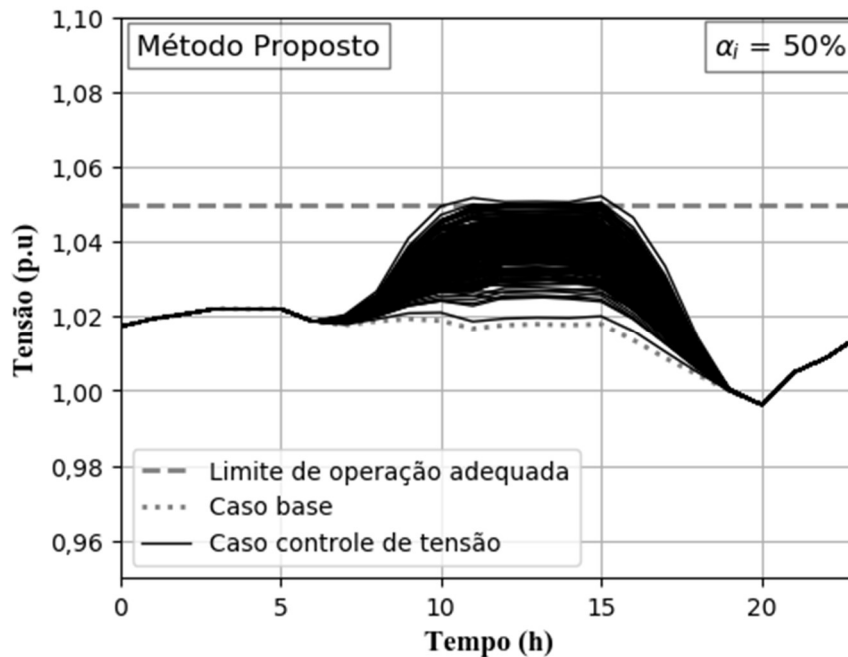


Fonte: Elaboração do próprio autor.

Observa-se que no *Caso base*, não há problemas de tensão na barra 15. Há uma margem entre o perfil de tensão no *Caso Base* e a faixa de tensão permitida (desde 0,95 p.u. até 1,05 p.u.). Portanto, o atual ajuste do tap garante a qualidade da tensão frente a possíveis flutuações de tensão na média tensão. Além disso, observa-se que a tensão pode alcançar valores tão altos quanto 1,07 p.u. A probabilidade de sobretensão na barra 15, calculado usando a equação (6), resulta em 35% para $\alpha_i = 50\%$.

Os perfis de tensão horário na barra 15 no *Caso base* e quando o método proposto é considerado com $\alpha_i = 50\%$ são mostrados na Figura 33. Nessa figura, cada linha sólida preta representa o perfil de tensão de um dos 200 cenários simulados.

Figura 33 – Perfis de tensão horária na barra 15 no *Caso base* e *Caso controle de tensão* considerando o método de controle proposto com $\alpha_i = 50\%$.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Observa-se na Figura 33 que quando o método proposto é considerado no *Caso controle de tensão*, a sobretensão foi mitigada na maioria dos cenários simulados. Usando a equação (14), foi encontrado que a probabilidade de sobretensão é apenas 2%, o qual é significativamente menor que os 35% encontrado no *Caso SFV*. Observa-se também que não há problemas de subtensão nos períodos de alta demanda (ao redor das 20 horas do dia). Portanto, o método proposto não realiza nenhuma ação nesses períodos.

5.3.5 Comparação com métodos de controle similares

A fim de comparar a efetividade do método proposto para mitigar a sobretensão, os métodos de controle de tensão local $Q(U)$, $\cos\phi(P)$ e $Q(U)\&P(U)$ descritos na Seções 3.2, 3.3 e 3.4, respectivamente, foram considerados. Os parâmetros correspondentes (U_a , U_b , U_1 , U_2 ,

fP_{min} , P_1 , P_2 , U_3 , U_4 , ou r) utilizados em cada um dos métodos supracitados estão indicados na Tabela 6.

Tabela 6 – Valores dos parâmetros utilizados nos métodos de controle local.

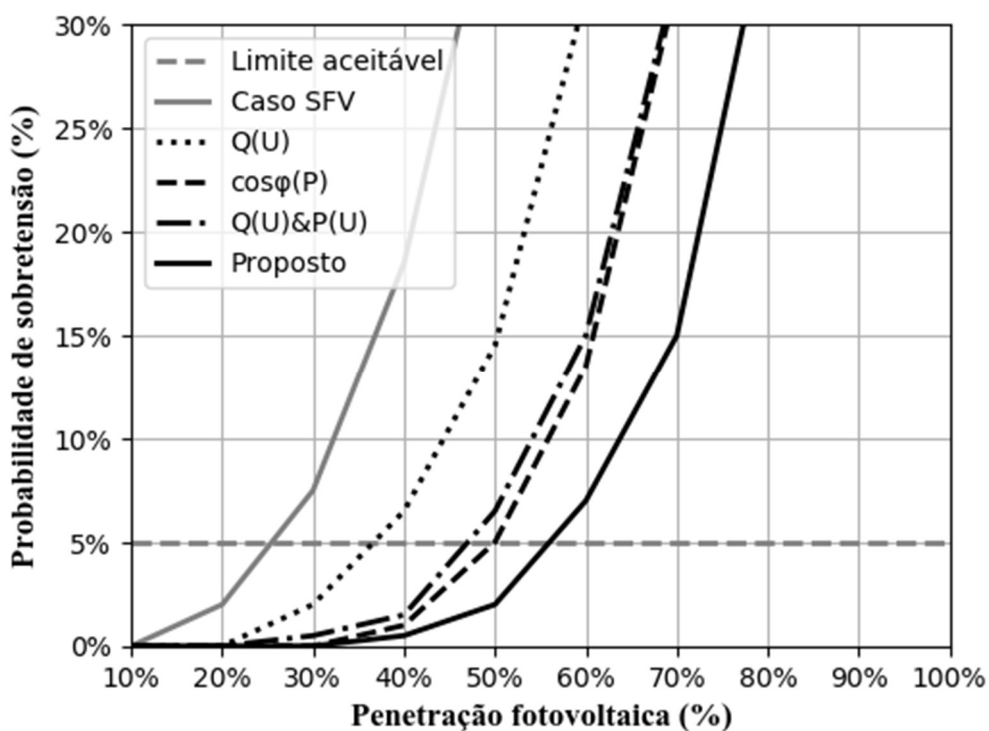
Método	U_1	U_2	P_1	P_2	U_3	U_4	fP_{min}	r
$Q(U)$	1,04	1,06	--	--	--	--	0,95	--
$\cos\phi(P)$	0,5	1	--	--	--	--	0,95	--
$Q(U)\&P(U)$	1,04	1,06	0,5	1	1	1,05	0,95	0,5
Proposto	1,04	1,06	0,5	1	1	1,05	0,95	0,5

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Os valores dos parâmetros indicados na Tabela 6 estão baseados em valores encontrados na literatura especializada e nos valores mínimos de operação estipulados pela concessionária que opera a rede de estudo.

Na Figura 34, mostra-se a probabilidade de sobretensão na rede no *Caso SFV* e no *Caso controle de tensão* (onde os métodos de controle de tensão são aplicados) para diferentes valores de penetração fotovoltaica.

Figura 34 – Desempenho dos métodos de controle de tensão.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Na elaboração da Figura 34, a barra com a maior probabilidade de sobretensão foi considerada em cada nível de penetração fotovoltaica. A probabilidade de sobretensão foi calculada usando a equação (14).

Se uma tolerância de 5% à probabilidade de sobretensão for considerada como aceitável, a capacidade de hospedagem fotovoltaica da rede será 25% no *Caso SFV*. No entanto, no *Caso controle de tensão* é observado que o método $Q(U)$ melhorará a capacidade de hospedagem fotovoltaica até 37%, enquanto os métodos $\cos\phi(P)$ e $Q(U) \& P(U)$ aumentarão a capacidade de hospedagem fotovoltaica até 50% e 46%, respectivamente. Por sua vez, o método proposto melhorará a capacidade de hospedagem fotovoltaica até 55%. Portanto, quando o método proposto é considerado, mais sistemas fotovoltaicos podem ser instalados na rede com uma baixa probabilidade de sobretensão.

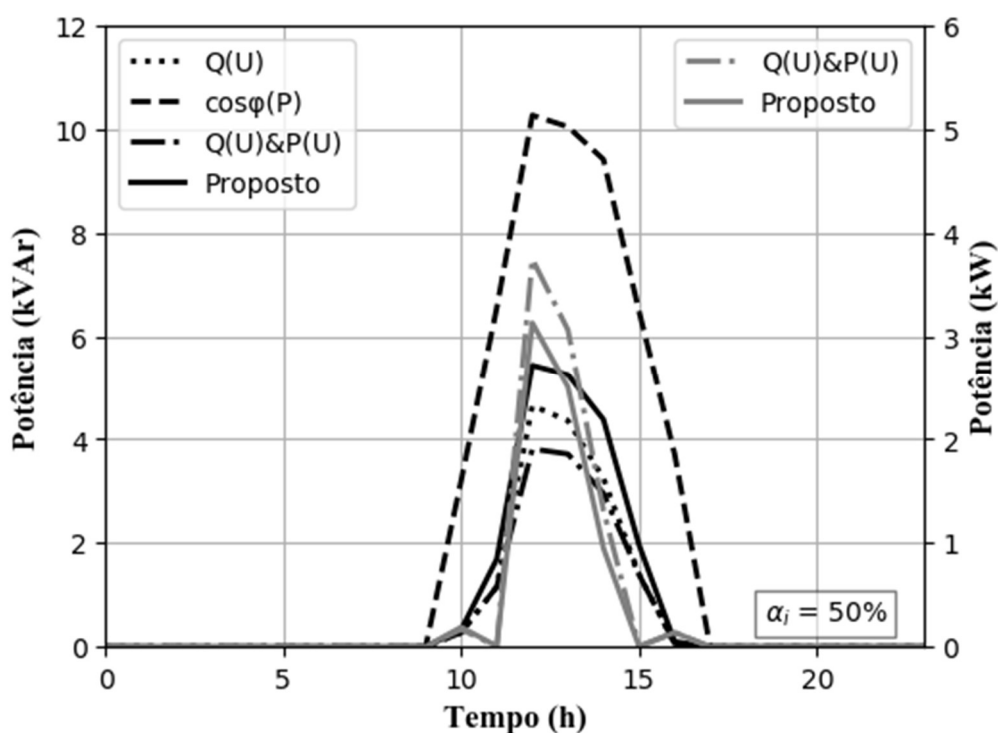
Durante a regulação da tensão, os métodos de controle de tensão utilizam a potência reativa e/ou a potência ativa. Portanto, é importante saber como esse uso impactará no desempenho da rede elétrica. A partir da Figura 34 observa-se que para $\alpha_i = 50\%$, a probabilidade de sobretensão é pequena para a maioria dos métodos de controle de tensão. Assim, resultados em cada hora do dia serão mostrados nas seguintes seções para $\alpha_i = 50\%$. Também, já que para $\alpha_i = 60\%$, todos os métodos de controle falham para regular a tensão, resultados acumulados ao longo do dia de análise serão indicados nas seguintes seções desde $\alpha_i = 10\%$ até $\alpha_i = 50\%$.

5.4 ABSORÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA E REDUÇÃO DE POTÊNCIA ATIVA

Um problema relacionado com a absorção de altos valores de potência reativa por parte dos inversores é a redução do seu tempo de vida. Além disso, como será mostrado mais na frente nesta tese, outros problemas relacionados a essa absorção são o incremento das perdas ativas nas linhas, o incremento do carregamento do transformador, bem como baixos valores de fator de potência na entrada dos alimentadores. Assim, a fim de fazer uma melhor comparação da efetividade dos métodos de controle de tensão considerados na Seção 5.3.5, a potência reativa absorvida e a redução de potência ativa realizada pelos inversores durante a mitigação da sobretensão é calculada nesta seção.

Na Figura 35, mostra-se com linhas pretas o valor esperado da potência reativa que foi absorvida pelos inversores no *Caso controle de tensão* (onde os métodos de controle de tensão são aplicados). Além disso, nessa figura, as linhas cinzas representam a potência ativa que foi reduzida pelos inversores durante a regulação da tensão.

Figura 35 – Valor esperado da potência reativa absorvida e da potência ativa reduzida durante o controle de tensão, $\alpha = 50\%$.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Como pode ser observado na Figura 35, o método $\cos\varphi(P)$ usa mais potência reativa do que os outros métodos. Isso é assim porque esse método desconsidera a informação da tensão. Assim, potência reativa é absorvida inclusive em períodos onde a potência produzida e a demanda apresentam valores similares, isto é, quando a potência produzida não representa um risco de sobretensão. Adicionalmente, é observado que o método $Q(U) \& P(U)$ absorve menores valores de potência reativa do que os outros métodos. No entanto, o método $Q(U) \& P(U)$ reduz mais potência ativa sem resultar em uma melhor capacidade de hospedagem fotovoltaica (ver Figura 34). Também, entre o método $Q(U) \& P(U)$ e o proposto, o método proposto absorve mais potência reativa. No entanto, o método proposto resultou em uma menor quantidade de potência ativa reduzida (ver Figura 35) e em uma melhor regulação da tensão do que o método $Q(U) \& P(U)$ (ver Figura 34).

Os valores esperados da energia reativa diária utilizada pelos inversores durante a regulação da tensão são indicados na Tabela 7. Como o uso da potência reativa é considerado somente no *Caso controle de tensão*, os resultados são indicados apenas para os métodos de controle de tensão.

Tabela 7 – Valor esperado da energia reativa diária utilizada pelos inversores (kVarh).

	Nível de penetração fotovoltaica (α_i)				
	10%	20%	30%	40%	50%
$Q(U)$	0,03	0,52	2,57	7,13	15,14
$\cos\varphi(P)$	9,45	19,65	29,65	39,56	49,67
$Q(U)\&P(U)$	0,03	0,52	2,55	6,81	13,37
Proposto	0,07	0,95	4,11	10,03	19,15

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Nota-se que até níveis baixos de penetração fotovoltaico como $\alpha_i = 20\%$ (para o qual todos os métodos regulam adequadamente a tensão), os métodos $Q(U)$ e $Q(U)\&P(U)$ usam menor quantidade de energia reativa para mitigar a sobretensão, enquanto o método $\cos\varphi(P)$ desnecessariamente utiliza excessiva energia reativa. Também, para $\alpha_i \geq 30\%$, o método $Q(U)\&P(U)$ usa menos energia reativa do que os outros métodos de controle. No entanto, como será mostrado mais na frente na Tabela 8, esse menor valor de energia reativa é alcançado à custa de menos energia ativa produzida, o qual pode desmotivar aos proprietários dos sistemas fotovoltaicos.

O valor esperado da energia ativa produzida pelos inversores no *Caso SFV* e no *Caso controle de tensão* são indicadas na Tabela 8. Já que somente o método $Q(U)\&P(U)$ e o método proposto consideram a redução da potência ativa para mitigar a sobretensão, a energia ativa produzida considerando os métodos $Q(U)$ e $\cos\varphi(P)$ são os mesmos do que aqueles obtidos para o *Caso SFV*.

Tabela 8 – Valor esperado da energia ativa diária produzida pelos inversores (kWh).

	Nível de penetração fotovoltaica (α_i)				
	10%	20%	30%	40%	50%
<i>Caso SFV</i>	53,26	107,61	161,45	215,33	269,7
$Q(U)\&P(U)$	52,75	106,65	159,06	210,5	261,27
Proposto	52,76	106,72	159,37	211,2	262,78

Fonte: Elaboração do próprio autor.

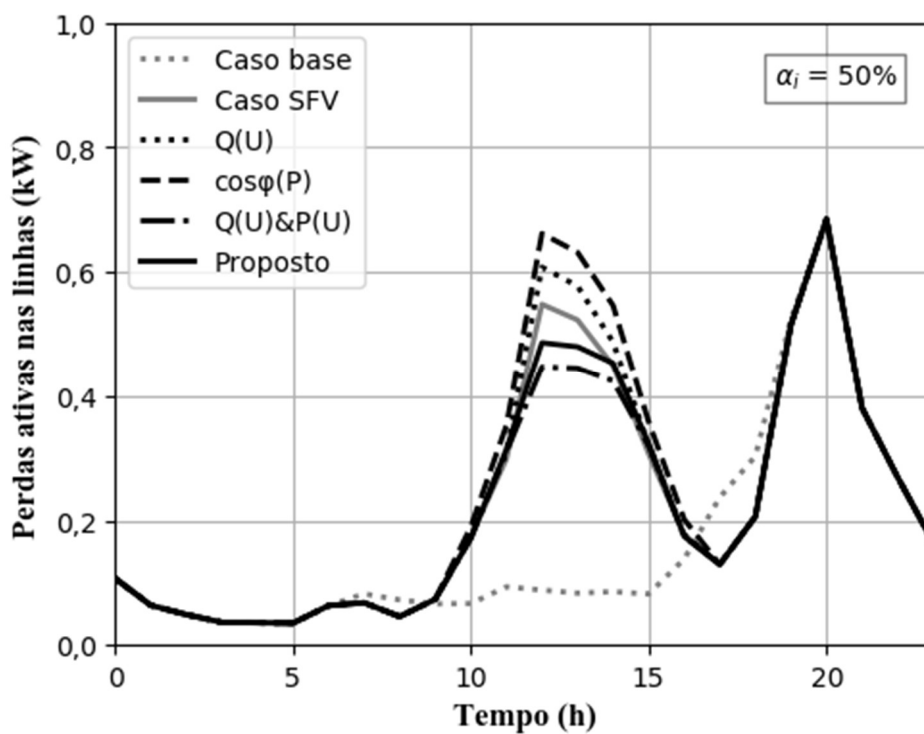
Como esperado, a energia ativa produzida aumenta com a penetração fotovoltaica. Observa-se que os valores obtidos no *Caso SFV* e aqueles obtidos considerando a aplicação do método $Q(U)\&P(U)$ e o método proposto são similares até $\alpha_i = 30\%$. No entanto, para níveis

de penetração fotovoltaica mais altos, a energia ativa produzida pelos inversores é maior quando o método de controle proposto é aplicado. Portanto, a aplicação do método proposto resulta em uma menor redução total da energia ativa disponível do que o método $Q(U)&P(U)$.

5.5 PERDAS ATIVAS NAS LINHAS

Na Figura 36, mostram-se os valores esperados das perdas ativas nas linhas no *Caso base*, no *Caso SFV* e no *Caso controle de tensão* (onde os métodos de controle são aplicados).

Figura 36 – Valor esperado das perdas ativas nas linhas, $\alpha = 50\%$.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Observa-se que há períodos (por exemplo, desde as 7 h até as 9 h) onde as perdas de energia na rede elétrica são diminuídas. Nessas horas, a potência produzida pelos sistemas fotovoltaicos é menor ou ligeiramente superior do que a demanda. Assim, nos períodos supracitados, as correntes através das linhas no *Caso SFV* são menores do que no *Caso Base*, resultando assim em menores perdas. Diferentemente, é observado que as perdas de energia aumentam apreciavelmente desde as 11 h até as 14 h. Nessas horas, a demanda é relativamente baixa (ver Figura 26) enquanto a geração é alta (ver Figura 28). Portanto, no período supracitado as correntes através das linhas no *caso SFV* são maiores do que no *Caso base*, resultando assim em

maiores perdas. Além disso, observa-se que as perdas de energia no *Caso SFV* podem aumentar ou diminuir dependendo de qual método de controle de tensão é aplicado.

Comparando os resultados obtidos na Figura 35 com aqueles obtidos na Figura 36, é observado que as perdas ativas nas linhas dependem diretamente da quantidade de potência reativa absorvida pelos inversores. Assim, o método $\cos\phi(P)$ resulta nos valores mais altos de perdas ativas nas linhas, enquanto o método $Q(U) \& P(U)$ resulta nos valores mais baixos de perdas. A partir da Figura 36 observa-se que entre o método $Q(U) \& P(U)$ e o método proposto, o método $Q(U) \& P(U)$ resulta em menores perdas ativas nas linhas nas horas de alta irradiância solar (desde as 11 h até as 14 h). No entanto, essa menor perda de energia é alcançada ao custo de uma maior redução de potência ativa, tal como pode ser observado na Figura 35.

As perdas ativas diárias nas linhas no *Caso base* é igual a 3,81 kW. Os valores esperados das perdas diárias nas linhas, como uma porcentagem do valor encontrando no *Caso Base*, estão indicados na Tabela 9 para o *Caso SFV* e o *Caso controle de tensão*.

Tabela 9 – Valor esperado das perdas diárias nas linhas como uma porcentagem do valor encontrado no *Caso Base* (3,81 kW).

	Nível de penetração fotovoltaica (α_i)				
	10%	20%	30%	40%	50%
<i>PV case</i>	104%	111%	119%	130%	142%
<i>Q(U)</i>	104%	111%	120%	132%	146%
<i>cosφ(P)</i>	106%	115%	126%	139%	154%
<i>Q(U)&P(U)</i>	104%	110%	118%	127%	137%
Proposto	104%	110%	118%	128%	140%

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Nota-se que em todos os casos, as perdas ativas nas linhas aumentam com a penetração fotovoltaica. Isso é devido principalmente à demanda dos usuários que foi considerada neste trabalho, a qual é exclusivamente residencial com valores relativamente baixos nas horas de alta geração fotovoltaica. Portanto, é importante indicar que para outras características de demanda e geração, as perdas diárias nas linhas poderiam diminuir.

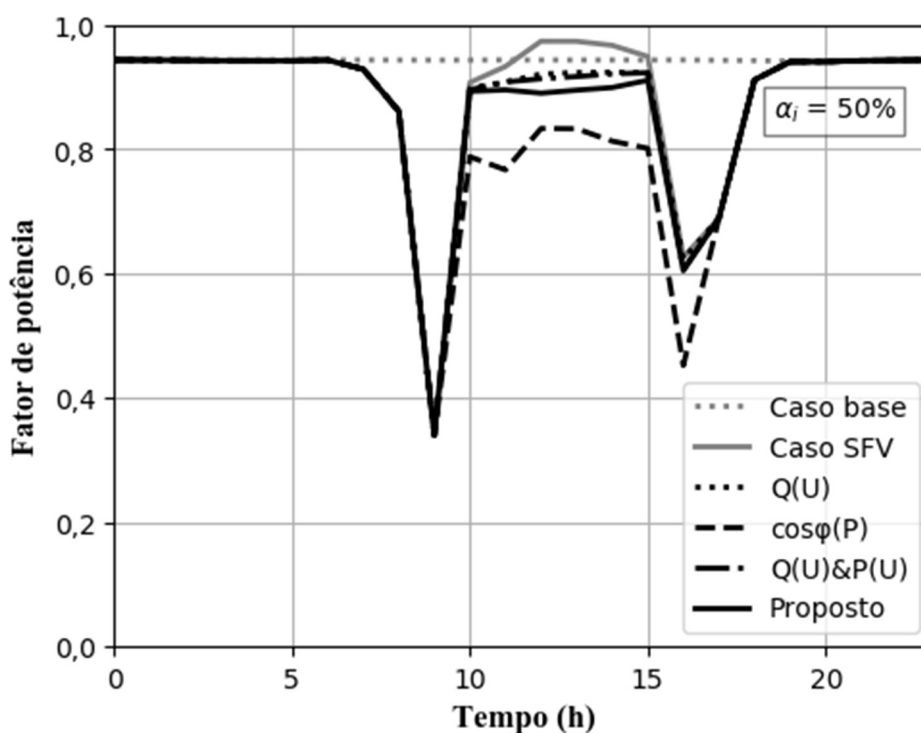
A consideração dos métodos $Q(U)$ e $\cos\phi(P)$ resulta em perdas maiores do que aquelas encontradas no *Caso SFV*. Quando o método $Q(U)\&P(U)$ ou o método proposto são considerados, as perdas são diminuídas em relação ao *Caso SFV*. Como indicado anteriormente, o método $Q(U)\&P(U)$ resulta em menores perdas de energia do que o método proposto à custa de

uma maior redução de potência ativa (ver Figura 35) e sem resultar em uma melhor regulação da tensão (ver Figura 34).

5.6 FATOR DE POTÊNCIA NA ENTRADA DO ALIMENTADOR

Durante o cálculo das perdas de energia em redes de média tensão, as concessionárias brasileiras geralmente assumem que os transformadores de distribuição operam com fatores de potência igual o maior do que 0,92. Além disso, as concessionárias são penalizadas por operar com fatores de potência abaixo de 0,92 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2018). Portanto, é importante saber como o fator de potência do transformador de distribuição muda quando os sistemas fotovoltaicos são conectados à rede de baixa tensão. Na Figura 37, mostra-se o valor esperado do fator de potência na entrada do alimentador.

Figura 37 – Valor esperado do fator de potência na entrada do alimentador, $\alpha = 50\%$.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

No *Caso base*, o fator de potência se encontra ao redor de 0,94. No *Caso SFV*, o fator de potência diminui, e esse valor é inclusive menor quando os métodos de controle são aplicados no *Caso controle de tensão*. Também, é observado que o fator de potência apresenta uma relação inversa com a potência reativa absorvida pelos inversores. Assim, por exemplo, para o

método $\cos\varphi(P)$, que resultou em uma maior absorção de potência reativa, o fator de potência na entrada do inversor alcança os valores mais baixos.

Adicionalmente, observa-se que para todos os métodos, há dois instantes (nas horas 9 e 16) nos quais o fator de potência alcança valores realmente baixos. A explicação para esses valores baixos é porque a demanda e a potência ativa produzida apresentam valores similares nessas horas. Nessas circunstâncias, a maior parte da potência ativa fornecida pela rede às barras com sistemas fotovoltaicos é aproximadamente zero, enquanto que a potência reativa apresenta pequenas mudanças, o que resulta em baixos valores de fator de potência. Não obstante, conforme a produção de potência ativa aumenta e a demanda se mantém relativamente baixa (por exemplo, entre as horas 11 e 15), o fator de potência é melhorado.

É importante que o leitor lembre que esta seção é relacionada com o fator de potência na entrada do alimentador e não com o fator de potência dos inversores. Para cada inversor, o método proposto garante sua operação dentro dos limites permitidos.

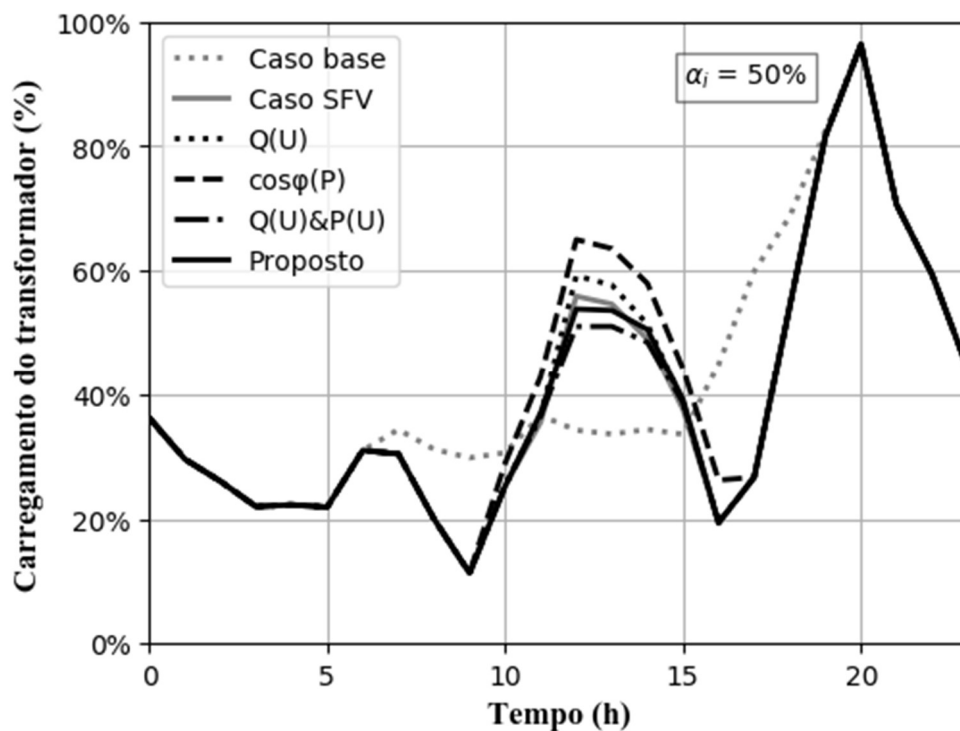
5.7 CARREGAMENTO DO TRANSFORMADOR

O valor esperado do carregamento do transformador é mostrado na Figura 38. Observa-se que o transformador não está sobrecarregado no *Caso base*. Além disso, similar às perdas ativas nas linhas, o carregamento do transformador depende de maneira direta com a potência reativa utilizada pelos métodos de controle de tensão.

É importante mencionar que a Figura 38 indica apenas o valor esperado do carregamento do transformador e não o valor atual observado em cada cenário simulado. Portanto, há cenários em que o carregamento do transformador se encontra abaixo ou acima desse valor esperado.

Os resultados obtidos indicam que até $\alpha = 60\%$, a aplicação dos métodos de controle de tensão não resulta em algum cenário com o transformador sobrecarregado entre 100% e 120%, com exceção do método $\cos\varphi(P)$. Portanto, assumindo 5% de tolerância à probabilidade de sobretensão, o método proposto terá um bom desempenho para mitigar a sobretensão para $\alpha_i = 55\%$ (ver Figura 34) sem sobrecarregar o transformador.

Figura 38 – Valor esperado do carregamento do transformador, $\alpha = 50\%$.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Um método de controle de tensão local para redes de baixa tensão com presença de sistemas fotovoltaicos foi apresentado. O método considera duas ações de controle: absorção de potência reativa e redução da potência ativa para mitigar o aumento de tensão ocasionado pela geração fotovoltaica. O método proposto pode também participar na regulação de tensão ante problemas de subtensão mediante a injeção de potência reativa. Uma rede brasileira com somente consumidores residenciais é utilizada para fins de aplicação. A análise da tensão é realizada considerando a rede sem os sistemas fotovoltaicos (*Caso base*), com a presença dos sistemas fotovoltaicos (*Caso SFV*) e com os sistemas fotovoltaicos mais o controle de tensão (*Caso controle de tensão*). O desempenho do método proposto e de outros métodos similares é avaliado para diferentes níveis de penetração fotovoltaica e levando em conta a incerteza da integração fotovoltaica na rede. Simulações são realizadas ao longo de um dia a fim levar em consideração a variabilidade da geração fotovoltaica e da demanda. As conclusões que foram alcançadas após o estudo de aplicação são indicadas na Seção 6.1, enquanto os trabalhos futuros que poderiam ser desenvolvidos são indicados na Seção 6.2.

6.1 CONCLUSÕES

1. Como diferentes cenários de integração fotovoltaica podem acontecer em um nível específico de penetração fotovoltaica, o desempenho dos métodos de controle de tensão foi medido em termos de probabilidade. A partir dos resultados obtidos foi encontrado que o método proposto oferece valores mais baixos de probabilidade de sobretensão do que os outros métodos avaliados. Portanto, o método proposto resulta em uma melhor capacidade de hospedagem fotovoltaica.
2. O método proposto mitiga adequadamente a sobretensão em baixos e moderados níveis de penetração fotovoltaica. Além disso, se uma tolerância de 5% à probabilidade de sobretensão é considerada como aceitável, a capacidade de hospedagem fotovoltaica é melhorada até 55%.
3. O método proposto melhora o desempenho da rede. As perdas ativas nas linhas obtidas quando o método proposto é considerado são menores do que aquelas obtidas no *Caso SFV*. Também, o método proposto mitiga adequadamente a sobretensão na maioria dos cenários de 50% de penetração fotovoltaica sem sobrecarregar o transformador.

4. Uma avaliação dos métodos de controle baseado somente na efetividade para mitigar a sobretensão pode esconder outros aspectos negativos. Por exemplo, foi observado que para baixos níveis de penetração fotovoltaica, o método $\cos\varphi(P)$ absorve desnecessariamente excessiva potência reativa para mitigar a sobretensão, o qual resultou em maiores perdas ativas nas linhas, baixos valores de fator de potência na entrada dos alimentadores e maior número de cenários do transformador com sobrecarga.
5. As perdas de potência ativa diária na rede sob estudo são maiores no *Caso SFV* do que no *Caso base*. No entanto, a partir da análise realizada na Seção 5.5, é concluído que, em geral, um incremento ou uma redução poderiam ter lugar dependendo das características de geração e demanda.

6.2 TRABALHOS FUTUROS

- 1) O método de controle proposto nesta tese foi desenvolvido visando a mitigação da sobretensão ocasionada pela geração fotovoltaica. No entanto, como os sistemas fotovoltaicos usados em aplicações residenciais são geralmente monofásicos, o desequilíbrio da rede pode ficar acima do valor máximo permitido. Outro aspecto importante que foi desconsiderado neste trabalho foram as mudanças aleatórias da irradiância solar que acontecem em intervalos de tempo menores do que uma hora. Esse tipo de mudanças pode resultar em problemas de flutuação da tensão acima dos valores máximos permitidos. Portanto, um tema de pesquisa que pode ser seguido é o desenvolvimento de um método de controle de tensão que além de regular a tensão de regime permanente, mantenha o nível de desequilíbrio da tensão na rede e da flutuação da tensão abaixo dos valores máximos permitidos.
- 2) No trabalho apresentado foi considerado que todos os sistemas fotovoltaicos recebem a mesma irradiação solar. No entanto, a passagem de nuvens pode resultar em diferentes valores de irradiância solar nos painéis solares, o que pode levar a variações de tensão abruptas na rede (efeito de sombreamento). Isso pode ser comum sobretudo em zonas com microclimas, onde podem ser observadas zonas com e sem brilho solar. Portanto, a influência deste fenômeno na análise do impacto da geração fotovoltaica na tensão e na avaliação da efetividade dos métodos de controle de tensão é um tema que pode ser explorado.

- 3) Os transformadores de tap variável sob carga (OLTC) que utilizam dispositivos eletrônicos para realizar as mudanças do seu tap apresentam tempo de resposta rápida. Assim, em redes de baixa tensão alimentados por esse tipo de transformadores e onde existe a presença de sistemas fotovoltaicos, métodos de controle de tensão incluindo o transformador com mudança de tap eletrônico e os inversores podem ser desenvolvidos. Note-se que uma análise econômica será necessária a fim de avaliar a vantagem técnica-econômica da solução supracitada.
- 4) Os métodos de controle de tensão local podem lidar com o problema de sobretensão quando o nível de penetração fotovoltaica não é muito alto. Portanto, outras estratégias devem ser consideradas para níveis de penetração altos. Uma possível solução é desenvolver métodos de controle de tensão que usem uma infraestrutura de comunicação. Já que no controle de tensão distribuído é utilizada limitada comunicação, um método desse tipo pode ser desenvolvido a fim de aumentar a capacidade de hospedagem fotovoltaica da rede e melhorar a operação da rede. Note-se que neste caso também será necessário realizar uma análise econômica a fim de avaliar a vantagem técnica-econômica da solução.
- 5) O método de controle proposto trabalha adequadamente para valores relativamente altos de penetração fotovoltaica. Essa característica favorece economicamente à concessionária de energia, pois significa uma redução do seu investimento em equipamentos de regulação de tensão. Por outro lado, a redução da potência ativa realizada pelo método proposto para altos níveis de penetração fotovoltaica, implica uma redução do benefício econômico dos proprietários. Nesse cenário, os proprietários poderiam alegar uma compensação por parte da concessionária de energia, se ela decide utilizar o método proposto. Uma possível resposta por parte da concessionária seria que os proprietários dos sistemas fotovoltaicos estão utilizando a rede de distribuição para armazenar sua energia excedente, e que eles não estão pagando por esse uso. Portanto, pesquisas relacionadas com o desenvolvimento de novos marcos de compensação para os proprietários podem ser desenvolvidas.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA- ANEEL. **Resolução normativa N° 482, de 17 DE abril de 2012**. Brasília, DF, 2019a. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>. Acesso em: 24 jun. 2019.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 8**. Brasília, DF, 2019b. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/Módulo_8-Revisão_10/2f7cb862-e9d7-3295-729a-b619ac6baab9. Acesso em: 13 dez. 2019
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Geração distribuída**. Brasília, DF, 2019c. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Estadual.asp>. Acesso em: 24 jun. 2019.
- AHMADI, M. *et al.* Optimal sizing and placement of rooftop solar photovoltaic at Kabul city real distribution network. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Stevenage, v. 12, n. 2, p. 303–309, 30 jan. 2018.
- AHMADI, M. *et al.* Optimal sizing of multiple renewable energy resources and PV inverter reactive power control encompassing environmental, technical, and economic issues. **IEEE Systems Journal**, New York, v. 13, n. 3, p. 3026–3037, set. 2019.
- ALAM, M. J. E.; MUTTAQI, K. M.; SUTANTO, D. A multi-mode control strategy for VAR support by solar PV inverters in distribution networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 30, n. 3, p. 1316–1326, 2015.
- ANTONIADOU-PLYTARIA, K. E. *et al.* Distributed and decentralized voltage control of smart distribution networks. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 8, n. 6, p. 2999–3008, 2017.
- AZIZ, T.; KETJOY, N. PV Penetration limits in low voltage networks and voltage variations. **IEEE Access**, Piscataway, v. 5, p. 16784–16792, 2017.
- AZIZ, T.; KETJOY, N. Enhancing PV penetration in LV networks using reactive power control and on load tap changer with existing transformers. **IEEE Access**, Piscataway, v. 6, p. 2683–2691, 2018.
- BALRAM, P.; TUAN, L. A.; CARLSON, O. Comparative study of MPC based coordinated voltage control in LV distribution systems with photovoltaics and battery storage. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Oxford, v. 95, p. 227–238, fev. 2018.
- BELLO, M. *et al.* Optimal settings for multiple groups of smart inverters on secondary systems using autonomous control. **IEEE Transactions on Industry Applications**, New York, v. 54, n. 2, p. 1218–1223, 2018.
- BLETTERIE, B. *et al.* Voltage control with PV inverters in low voltage networks-In depth analysis of different concepts and parameterization Criteria. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 32, n. 1, p. 177–185, 2017.

CAMARGOS, R. S. C.; SHAYANI, R. A.; DE OLIVEIRA, M. A. G. Evaluation whether photovoltaic distributed generation postpones or anticipates reinforcements detected by distribution network expansion planning. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Stevenage, v. 13, n. 7, p. 1036–1048, 9 abr. 2019.

CAMILO, F. *et al.* An assessment of overvoltage mitigation techniques in low voltage distribution networks with high penetration of photovoltaic microgeneration. **IET Renewable Power Generation**, Stevenage, v. 12, n. 6, p. 649–656, 2018.

CAMILO, F. M. *et al.* Economic assessment of residential PV systems with self-consumption and storage in Portugal. **Solar Energy**, Kidlington, v. 150, p. 353–362, 2017.

CAVRARO, G.; CARLI, R. Local and distributed voltage control algorithms in distribution networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 33, n. 2, p. 1420–1430, mar. 2018.

DEMIROK, E. *et al.* Local reactive power control methods for overvoltage prevention of distributed solar inverters in low-voltage grids. **IEEE Journal of Photovoltaics**, Piscataway, v. 1, n. 2, p. 174–182, 2011.

DIGSILENT. **DigSILENT PowerFactory 2019**. [S. l.], 2019. Disponível em: <https://www.digsilent.de/en/downloads.html>. Acesso em: 13 dez. 2019

DING, F.; MATHER, B. On Distributed PV Hosting Capacity Estimation, Sensitivity Study, and Improvement. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Piscataway, v. 8, n. 3, p. 1010–1020, 2017.

DUBEY, A.; SANTOSO, S. On estimation and sensitivity analysis of distribution circuit's photovoltaic hosting capacity. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 32, n. 4, p. 2779–2789, 2017.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE- EPRI. **OpenDSS PVSystem element Model**. California: [s. n.], 2019. Disponível em: <http://svn.code.sf.net/p/electricdss/code/trunk/Distrib/Doc/>. Acesso em: 24 jun. 2019

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE - EPRI. **OpenDSS manual**. [S. l.], 2019. Disponível em: <http://smartgrid.epri.com/SimulationTool.aspx>. Acesso em: 24 jun. 2019.

ENERGISA. **Critérios para a Conexão de Acessantes de Geração Distribuída ao Sistema de Distribuição Para Conexão em Baixa Tensão**. João Pessoa, 2019. Disponível em: https://www.energisa.com.br/Normas%20Tcnicas/NDU%20013%20-%20Crit%C3%A9rios%20para%20a%20Conex%C3%A3o%20de%20Acessantes%20de%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Distribu%C3%ADa_%20V4.1.pdf. Acesso em: 13 dez. 2019.

ENERGISA. **Critérios básicos para elaboração de projetos de redes de distribuição aéreas urbanas**. João Pessoa, 2018. Disponível em: <https://www.energisa.com.br/Normas%20Tcnicas/NDU%20006%20-%20Crit%C3%A9rios%20B%C3%A1sicos%20para%20Elabora%C3%A7%C3%A3o%20de%20Projetos%20de%20Redes%20de%20Distribu%C3%A7%C3%A3o%20A%C3%A9reas%20Urbanas%20V5%20-%20R7.pdf>. Acesso em: 24 jun. 2019. 2019

- ETAP. **Etap Products & Solutions**. [S. l.], 2019. Disponível em: https://etap.com/docs/default-source/brochures/product-overview.pdf?sfvrsn=cec1b57f_96. Acesso em: 24 jun. 2019
- FENG, C. *et al.* Decentralized short-term voltage control in active power distribution Systems. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 9, n. 5, p. 4566–4576, set. 2018.
- FORTENBACHER, P.; MATHIEU, J. L.; ANDERSSON, G. Modeling and optimal operation of distributed battery storage in low voltage grids. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 32, n. 6, p. 4340–4350, nov. 2017.
- FU, R. *et al.* **U . S . solar photovoltaic system cost benchmark : Q1 2017** U . S . solar photovoltaic system cost benchmark : Q1 2017. Denver: [s.n.], ano de Pblicação. . Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/68925.pdf>. Acesso em: 24 jun. 2019
- GHASEMI, M. A.; PARNIANI, M. Prevention of distribution network overvoltage by adaptive droop-based active and reactive power control of PV systems. **Electric Power Systems Research**, Lausanne, v. 133, p. 313–327, 2016.
- GHOSH, S.; RAHMAN, S.; PIPATTANASOMPORN, M. Distribution voltage regulation through active power curtailment With PV inverters and solar generation forecasts. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Piscataway, v. 8, n. 1, p. 13–22, jan. 2017.
- HASHEMI, S.; ØSTERGAARD, J. Methods and strategies for overvoltage prevention in low voltage distribution systems with PV. **IET Renewable Power Generation**, Stevenage, v. 11, n. 2, p. 205–214, 8 fev. 2017.
- IEEE. 1547-2018- IEEE standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces. **IEEE Standards Association**, New York, p. 138, 15 fev. 2018.
- IEEE POWER & ENERGY SOCIETY. Getting It All in the Mix. **IEEE Power & Energy Magazine**, New York, v. 16, n. 6, p. 112, dez. 2018.
- INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA- INMET. **Estações automáticas**. [S. l.], 2019. Disponível em: <http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=estacoes/estacoesAutomaticas>. Acesso em: 13 dez. 2019.
- JABR, R. A. Linear decision rules for control of reactive power by distributed photovoltaic generators. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 33, n. 2, p. 2165–2174, mar. 2018.
- JARDINI, J. A. *et al.* Daily load profiles for residential, commercial and industrial low voltage consumers. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 15, n. 1, p. 375–380, 2002.
- KABIRI, R. *et al.* LV grid voltage regulation using transformer electronic tap changing, with PV inverter reactive power injection. **IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics**, New York, v. 3, n. 4, p. 1182–1192, dez. 2015.

- KASHANI, M. G.; MOBARREZ, M.; BHATTACHARYA, S. Smart inverter volt-watt control design in high PV-penetrated distribution systems. **IEEE Transactions on Industry Applications**, New York, v. 55, n. 2, p. 1147–1156, 2019.
- KOLENC, M.; PAPIČ, I.; BLAŽIČ, B. Assessment of maximum distributed generation penetration levels in low voltage networks using a probabilistic approach. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, Oxford, v. 64, p. 505–515, 2015.
- LERCHE, I.; MUDFORD, B. S. How many monte carlo simulations does one need to do? **Energy Exploration & Exploitation**, New York, v. 23, n. 6, p. 405–427, 7 dez. 2005.
- MACROTRENDS. **Crude oil prices - 70 year historical chart**. Disponível em: <http://www.macrotrends.net/1369/crude-oil-price-history-char>. Acesso em: 25 abr. 2019.
- MASTERS, C. L. Voltage rise: the big issue when connecting embedded generation to long 11 kV overhead lines. **Power Engineering Journal**, Herts, v. 16, n. 1, p. 5–12, 2002.
- MOHAMMADI, P.; MEHRAEEN, S. Challenges of PV integration in low-voltage secondary networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 32, n. 1, p. 525–535, 2017.
- MOUNTAIN, B.; SZUSTER, P. Solar, solar everywhere: opportunities and challenges for australia's rooftop pv systems. **IEEE power and energy magazine**, New York, v. 13, n. 4, p. 53–60, August, 2015.
- NASA. **Global warming**. [S. l.], 2019. Disponível em: <https://earthobservatory.nasa.gov/Features/GlobalWarming/page2.php>. Acesso em: 25 abr. 2019.
- NOUSDILIS, A. I.; CHRISTOFORIDIS, G. C.; PAPAGIANNIS, G. K. Active power management in low voltage networks with high photovoltaics penetration based on prosumers' self-consumption. **Applied Energy**, London, v. 229, p. 614–624, 2018.
- O'CONNELL, A.; KEANE, A. Volt-var curves for photovoltaic inverters in distribution systems. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Stevenage, v. 11, n. 3, p. 730–739, 16 fev. 2017.
- OGIMOTO, K. *et al.* Japan's solar power program and prospects for the new power system. **IEEE Power and Energy Magazine**, New York, v. 11, n. 2, p. 65–74, 2013.
- OLIVIER, F. *et al.* Active management of low-voltage networks for mitigating overvoltages due to photovoltaic units. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 7, n. 2, p. 926–936, 2016.
- PEZESHKI, H.; WOLFS, P. J.; LEDWICH, G. Impact of high PV penetration on distribution transformer insulation life. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 29, n. 3, p. 1212–1220, jun. 2014.
- PROCOPIOU, A. T.; OCHOA, L. F. Voltage control in PV-Rich LV networks without remote monitoring. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 32, n. 2, p. 1224–1236, mar. 2017.

PUKHREM, S. *et al.* Enhanced network voltage management techniques under the proliferation of rooftop solar PV installation in low-voltage distribution network. **IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics**, New York, v. 5, n. 2, p. 681–694, jun. 2017.

PYTHON SOFTWARE FOUNDATION. **Python language reference**. [S. l.], 2019. Disponível em: <https://docs.python.org/3/reference/>. Acesso em: 24 jun. 2019.

REN21. **Renewables 2019 global status report**. Paris: REN21 Secretariat, 2019. Disponível em: <https://www.ren21.net/gsr-2019/>. Acesso em: 13 dez. 2019.

RUIZ-RODRIGUEZ, F. J.; HERNÁNDEZ, J. C.; JURADO, F. Voltage unbalance assessment in secondary radial distribution networks with single-phase photovoltaic systems. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, Oxford, v. 64, p. 646–654, 2015.

SAFAYET, A.; FAJRI, P.; HUSAIN, I. Reactive power management for overvoltage prevention at high PV penetration in a low-voltage distribution system. **IEEE Transactions on Industry Applications**, New York, v. 53, n. 6, p. 5786–5794, nov. 2017.

SAMADI, A. *et al.* Coordinated active power-dependent voltage regulation in distribution grids with PV systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 29, n. 3, p. 1454–1464, jun. 2014.

SCHWANZ, D. *et al.* Stochastic assessment of voltage unbalance due to singlephase-connected solar power. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 32, n. 2, p. 852–861, abr. 2017.

SU, X.; MASOUM, M. A. S.; WOLFS, P. J. Optimal PV inverter reactive power control and real power curtailment to improve performance of unbalanced four-wire LV distribution networks. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Piscataway, v. 5, n. 3, p. 967–977, 2014.

TONKOSKI, R.; LOPES, L. A. C.; EL-FOULY, T. H. M. Coordinated active power curtailment of grid connected PV inverters for overvoltage prevention. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Piscataway, v. 2, n. 2, p. 139–147, abr. 2011.

TONKOSKI, R.; TURCOTTE, D.; EL-FOULY, T. H. M. Impact of high PV penetration on voltage profiles in residential neighborhoods. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Piscataway, v. 3, n. 3, p. 518–527, 2012.

TORQUATO, R. *et al.* A comprehensive assessment of PV hosting capacity on low-voltage distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 33, n. 2, p. 1002–1012, abr. 2018.

VILLAVICENCIO GASTELU, J. **Análise espacial do potencial fotovoltaico em telhados de residências usando modelagem hierárquica bayesiana**. [S. l.]: UNESP, 2016.

VILLAVICENCIO GASTELU, J.; MELO TRUJILLO, J. D.; PADILHA-FELTRIN, A. hierarchical bayesian model for estimating spatial-temporal photovoltaic potential in residential areas. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Piscataway, v. 9, n. 2, p. 971–979, 1 abr. 2018.

- VILLAVICENCIO, J.; MELO, J. D.; PADILHA-FELTRIN, A. Spatial-temporal estimation of the pv market potential in subareas. *In: 2019 IEEE MILAN POWERTECH*, 13, 2019 Milan. . **Anais [...]** Milan: IEEE, jun. 2019. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8810691/> . Acesso em: 24 set. 2019
- WANG, H. *et al.* Power control flexibilities for grid-connected multi-functional photovoltaic inverters. **IET Renewable Power Generation**, Stevenage, v. 10, n. 4, p. 504–513, 1 abr. 2016.
- WANG, Y. *et al.* Decentralised-distributed hybrid voltage regulation of power distribution networks based on power inverters. **IET Generation, Transmission and Distribution**, Stevenage, v. 13, n. 3, p. 444–451, 2019.
- WATSON, J. D. *et al.* Impact of solar photovoltaics on the low-voltage distribution network in New Zealand. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Stevenage, v. 10, n. 1, p. 1–9, 7 jan. 2016.
- WECKX, S.; DRIESEN, J. Optimal local reactive power control by PV inverters. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Piscataway, v. 7, n. 4, p. 1624–1633, out. 2016.
- WIDÉN, J. *et al.* Impacts of distributed photovoltaics on network voltages: Stochastic simulations of three Swedish low-voltage distribution grids. **Electric Power Systems Research**, Lausanne, v. 80, n. 12, p. 1562–1571, dez. 2010.
- XU, Y. *et al.* Multi-timescale coordinated voltage/var control of high renewable-penetrated distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 32, n. 6, p. 4398–4408, nov. 2017.
- YEH, C. C. *et al.* Mitigation of voltage variation by REMS for distribution feeders. **IEEE Transactions on Industry Applications**, New York, v. 53, n. 2, p. 901–907, 2017.
- ZERAATI, M.; GOLSHAN, M. E. H.; GUERRERO, J. M. Voltage quality improvement in low voltage distribution networks using reactive power capability of single-phase PV inverters. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 10, n. 5, p. 5057–5065, set. 2019.
- ZERAATI, M.; HAMEDANI GOLSHAN, M. E.; GUERRERO, J. M. Distributed control of battery energy storage systems for voltage regulation in distribution networks with high PV penetration. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 9, n. 4, p. 3582–3593, jul. 2018.
- ZHANG, C. *et al.* Three-stage robust inverter-based voltage/var control for distribution networks with high-level PV. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Piscataway, v. 10, n. 1, p. 782–793, 2019.
- ZIMMERMAN, R. D.; MURILLO-SANCHEZ, C. E.; THOMAS, R. J. MATPOWER: Steady-state operations, planning, and analysis tools for power systems research and education. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 26, n. 1, p. 12–19, fev. 2011.