

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

Pedro Marcolin

**MÉTODO DE CONTROLE VOLT-VAR EM SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO**

Santa Maria, RS, Brasil

2019

Pedro Marcolin

MÉTODO DE CONTROLE VOLT-VAR EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito para obtenção do título de **Engenheiro Eletricista**.

Orientador: Prof. Dr. Daniel Pinheiro Bernardon

Santa Maria, RS, Brasil
2019

Pedro Marcolin

MÉTODO DE CONTROLE VOLT-VAR EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito para obtenção do título de **Engenheiro Eletricista**.

Aprovado em 05 de dezembro de 2019:

Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. Eng. (DESP-UFSM)
(Presidente/Orientador)

Magdiel Schmitz, Me. Eng. (CEESP, UFSM)

Roberta Razzolini Biazi, Me. Eng. (CEESP, UFSM)

Santa Maria, RS
2019

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente à toda minha família, especialmente minha mãe, Sonia Maria Cavagnoli Marcolin e meu pai, Sergio Marcolin, por todo amor e carinho que me proporcionaram ao longo de minha vida, sempre me orientando a ser uma pessoa correta e dedicada, fundamental para minha formação.

À Deus, por ter me capacitado e abençoado sempre para seguir sempre o melhor caminho.

Ao meu orientador, Prof. Daniel Pinheiro Bernardon, pela orientação na iniciação científica e neste trabalho, por ser uma pessoa dedicada, atenciosa e sempre comprometida a me auxiliar, sendo fundamental no meu crescimento profissional.

Agradeço a todos que, de alguma forma, contribuíram para a pessoa que me tornei hoje.

RESUMO

MÉTODO DE CONTROLE VOLT/VAR EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

AUTOR: PEDRO MARCOLIN

ORIENTADOR: DANIEL PINHEIRO BERNARDON

Devido a incessante busca por fornecer um serviço energético de qualidade, é inevitável que as cargas dos consumidores devem ser atendidas com níveis de tensão adequadas. Visto que os mesmos dependem diretamente do fluxo de potência reativa do sistema elétrico de potência, técnicas de controle são adotadas onde, na literatura, são denominadas de técnicas de controle Volt/VAr (VVC, do inglês, *Volt/VAr Control*). Com isso, este trabalho tem o intuito de apresentar uma metodologia de controle dos níveis de tensão e da potência reativa de sistemas de distribuição de energia elétrica, de forma que ocorra atuação coordenada e centralizada dos equipamentos de controle como os bancos de capacitores, reguladores de tensão e dos inversores fotovoltaicos. A otimização trabalha com a função objetivo de reduzir ao máximo possível as perdas técnicas da rede sem violar as restrições impostas. A metodologia proposta foi implementada através da interface entre os *softwares* OpenDSS e MATLAB. O controle Volt/VAr foi aplicado em uma rede teste do IEEE, onde foram feitas alterações no carregamento para responderem como um sistema real de distribuição. É preponderante ressaltar que os resultados se demonstraram satisfatórios, devido ao fato que a rede, após o controle, atende a todas as restrições impostas.

Palavras-chave: Controle Volt/VAr, Fluxo de potência reativa, Níveis de tensão, Sistemas elétricos de potência.

ABSTRACT

VOLT/VAR CONTROL METHOD IN DISTRIBUTION SYSTEMS

AUTHOR: PEDRO MARCOLIN

ADVISOR: DANIEL PINHEIRO BERNARDON

Due to the incessant seek of providing a quality energy service, it is inevitable that the consumer loads must be met with adequate voltage levels. Since they depend directly on the reactive power flow of the electric power system, control techniques are adopted that, in the literature, are referred as Volt/VAR control (VVC) techniques. Thereby, this paper aims to present a methodology of controlling the voltage levels and reactive power of electric power distribution systems, so that occurs the coordinated and centralized action of control equipment such as capacitor banks, the voltage regulators and the photovoltaic inverters. The optimization works with the objective function of minimizing the technical losses of the system without violating the imposed restrictions. The proposed methodology has been implemented through the interface among OpenDSS and MATLAB. The Volt/Var control has been applied to an IEEE test system, where changes has been made at the loads to respond as a real distribution system. It is noteworthy that the results have been satisfactory, due to the fact that the system, after the Volt/VAr control, meets all the requirements imposed.

Keywords: Electric Power Systems, Reactive power flow, Volt/VAr Control, Voltage Levels.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Esquema de comutação de tap do regulador de tensão.....	19
Figura 2: Limites de operação do FP em sistemas FV de acordo com a potência ativa injetada.	21
Figura 3: Limites operacionais de injeção/demanda de potência reativa para sistemas com potência nominal superior a 6 kW.	22
Figura 4: Fluxograma da atuação do VVC.	26
Figura 5 - Topologia do sistema IEEE 13 barras com os equipamentos de controle. ...	30
Figura 6 - Curva da potência gerada pelos painéis fotovoltaicos.	32
Figura 7 - Curvas de potência (a) ativa e (b) reativa da subestação.	32
Figura 8 - Resultado das tensões nas barras antes e após a aplicação do VVC na hora 24.	34
Figura 9 - Níveis de tensão das barras na hora 9 (a) na fase A, (b) na fase B e (c) na fase C.	36
Figura 10 - Níveis de tensão das barras na hora 12 (a) na fase A, (b) na fase B e (c) na fase C.	38
Figura 11 - Níveis de tensão nas barras na hora 13 (a) antes do VVC e (b) após o VVC.	38
Figura 12 - Níveis de tensão na hora 15 (a) antes do VVC e (b) após o VVC.	39
Figura 13 - Tensões nas 24 horas do dia por fase (a) na barra 3 (b) na barra 9 e (c) na barra 11.	40
Figura 14 - Curva de geração de potência ativa e reativa (a) da GD1 (b) da GD2 e (c) da GD3.	40
Figura 15 – Curva de potência (a) ativa e (b) reativa da SE.	41
Figura 16 – Fator de potência da SE após VVC.	41
Figura 17 - Comparação das perdas entre as estruturas de controle.	43
Figura 18 – Níveis de tensão nas barras do sistema na hora 21.	43

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Especificações dos Bancos de capacitores.	31
Tabela 2: Especificações do regulador de tensão.	31
Tabela 3: Dados dos geradores distribuídos e inversores fotovoltaicos.	32
Tabela 4: Dados das cargas da rede IEEE 13 barras.	33
Tabela 5: Dados das linhas da rede IEEE 13 barras.	34
Tabela 6: Resultados do VVC na rede IEEE 13 barras.	35
Tabela 7: Atuação do VVC na hora 9.	36
Tabela 8: Condição iniciais de operação nos horários antes da atuação do VVC.	37
Tabela 9: Atuação do VVC na hora 12.	37
Tabela 10 – Comparação dos resultados das estruturas de controle.	42

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AL	Alimentador
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AMI	<i>Advanced Metering Infrastructure</i>
BC	Banco de capacitor
DA	<i>Distribution Automation System</i>
DER	Recursos Energéticos Distribuídos
DMS	<i>Distribution Management System</i>
FO	Função Objetivo
FP	Fator de Potência
FV	Sistema Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
MATLAB	<i>MATrix LABoratory</i>
ME	Matriz Efetividade
NBR	Norma Brasileira Regulamentadora
OLTC	<i>On Load TAP Changers</i>
OpenDSS	<i>Open Distribution System Simulator</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
RT	Regulador de Tensão
SDEE	Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica
SE	Subestação
TAP	<i>Transformer Adjust Position</i>
VVC	<i>Volt/VAr Control</i>

Sumário

1	INTRODUÇÃO.....	12
1.1	MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA.....	13
1.2	OBJETIVO GERAL	14
1.3	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	14
1.4	ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS	15
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	16
2.1	ESTRATÉGIAS DE CONTROLE.....	17
2.1.1	Controle Local.....	18
2.1.2	Controle Centralizado	18
2.2	EQUIPAMENTOS DE CONTROLE DE TENSÃO E POTÊNCIA REATIVA	18
2.2.1	Regulador de Tensão	19
2.2.2	Banco de Capacitor.....	19
2.2.3	Geração distribuída e inversor fotovoltaico	20
3	METODOLOGIA	23
3.1	FUNÇÃO OBJETIVO	23
3.2	RESTRICÇÕES DE OPERAÇÃO.....	23
3.2.1	Limites de Tensão nas barras	24
3.2.2	Limite do TAP dos equipamentos de controle	24
3.2.3	Limite de injeção de potência reativa pelos bancos de capacitores.....	24
3.2.4	Limites de absorção/injeção de potência reativa pelos inversores fotovoltaicos dos geradores distribuídos	25
3.3	APRESENTAÇÃO DO ALGORITMO PROPOSTO.....	25
3.4	CONTROLE VOLT/VAR APLICADO AOS EQUIPAMENTOS DE CONTROLE	28
3.4.1	Banco de Capacitor.....	28
3.4.2	Regulador de Tensão	28
3.4.3	Inversor Fotovoltaico.....	29

3.5	SOFTWARES UTILIZADOS NA IMPLEMENTAÇÃO DO ALGORITMO	29
4	ESTUDO DE CASO	30
4.1	REDE IEEE 13 BARRAS	30
4.2	RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES	34
5	CONCLUSÃO	44
	REFERÊNCIAS.....	45

1 INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, devido à crescente expansão da demanda por energia de qualidade, as concessionárias tiveram que passar por um processo de reformulação e aprimoramento dos seus serviços. Devido à competitividade entre as mesmas, fornecer energia com um bom serviço prestado virou um diferencial, aumentando os investimentos nesse setor.

A agência responsável por fiscalizar se as concessionárias prestam um bom serviço é a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Regulamentando o setor, a ANEEL assegura aos consumidores o fornecimento de energia de qualidade e, além disso, garante aos consumidores o acesso aos serviços prestados pelas distribuidoras de energia.

A ANEEL analisa os serviços prestados por procedimentos. O módulo 8 do PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, é responsável por apresentar os indicadores associados à qualidade do serviço prestado e do produto. Alguns desses indicadores que podem ser citados como fundamentais são os indicadores individuais de continuidade, como, por exemplo, a duração de interrupção individual (DIC) e a frequência de interrupção individual (FIC), além dos indicadores coletivos de continuidade como, por exemplo, a duração equivalente de interrupção (DEC) e a frequência equivalente de interrupção (FEC), indicadores de conformidade do nível de tensão e os tempos médios de atendimento nas ocorrências emergenciais.

Os dispositivos de controle são empregados na distribuição para o controle Volt/VAr no intuito de manter os níveis de tensão aceitáveis em todos os pontos do alimentador, evitar ou reduzir violações de carga e nas restrições de tensão e prover potência reativa para o sistema de potência (GENC; BAGGU, 2014). Tradicionalmente, os principais dispositivos que as concessionárias utilizam são os transformadores com dispositivo de comutação de tap sob carga (OLTC, do inglês, *On load Tap Changer*), instalados na subestação (SE), bancos de capacitores e reguladores de tensão, equipamentos instalados ao longo dos alimentadores.

Ao longo dos últimos anos, as atuações destes equipamentos de controle, tanto os responsáveis pela regulação da tensão como os equipamentos de controle da potência reativa, são estudados e determinados por estratégias de controle designados de controle Volt/VAr (VVC, do inglês, *Volt/VAr Control*). Estas estratégias visam realizar o controle de tensão e gerenciar a potência reativa em sistemas de distribuição a partir da atuação eficiente dos equipamentos presentes na rede. A finalidade é reduzir as perdas em energia e manter os níveis de tensão dentro da faixa adequada de operação, independente da condição de carga no momento (BIAZZI, 2019).

Nos sistemas de distribuição é ainda comum encontrar ações de controle local, que consistem em efetuar medições locais de tensão e corrente e, a partir disso, realizar determinada atuação do equipamento de controle. Como não existe infraestrutura de comunicação de dados nesta estrutura, as ações dos equipamentos não são coordenadas, não levando em consideração a contribuição de cada dispositivo de controle presente no sistema. Com isso, podem ocorrer conflitos de atuação dos equipamentos, reduzindo a eficiência global do controle (MERCER, 2016; MELLO, 2018).

Segundo Mello (2018), o interesse crescente no uso do VVC em sistemas de distribuição também se deve ao aumento no uso de Recursos Energéticos Distribuídos (DER, do inglês, *Distributed Energy Resources*) de fontes renováveis como fontes eólicas e a geração solar fotovoltaica (FV), que interferem diretamente na qualidade de energia, principalmente nos níveis de tensão. Em determinados horários de baixo carregamento e alta geração fotovoltaica, pode ocorrer sobretensão nos terminais dos geradores conectados à rede.

Com base nisso, este trabalho tem o foco de apresentar um controle de tensão e reativos para um sistema de distribuição de energia elétrica, procurando sempre a melhor configuração para os equipamentos de controle, ajustando o TAP dos reguladores de tensão e dos bancos de capacitores, além da variação gradual do fator de potência dos inversores fotovoltaicos, a fim de obter a maior redução de perdas técnicas possível nas 24 horas analisadas de um dia.

1.1 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA

Uma das atividades mais complexas e que demanda mais esforço para as concessionárias é manter os níveis de tensão, em todos os pontos de conexão da rede, dentro de uma faixa de operação aceitável. Para fazer o controle desses níveis de tensão e reativos em redes de distribuição de média tensão, tem sido utilizados dispositivos tradicionais como banco de capacitores, reguladores de tensão e transformadores com OLTC. Atualmente, podem estar presentes os geradores distribuídos (RODEZNO, 2014).

A falta de práticas adequadas de controle de tensão e potência reativa (Volt/VAr) pode resultar em violações na tensão e em excessivas perdas elétricas (MERCER, 2016). Além disso, algumas situações que ocorrem em sistemas de distribuição, como a evolução rápida da carga, a entrada e saída de geradores distribuídos, a conexão de veículos elétricos, as alterações topológicas em função de reconfigurações e *self-healing* exigem respostas rápidas

na atuação dos dispositivos de controle para preservar os níveis de tensão em valores adequados (MELLO, 2018).

Dentro deste contexto e levando em consideração as novas regulamentações estabelecidas pelas agências regulamentadoras referentes à garantia na qualidade do produto, faz-se necessário o constante estudo e aprimoramento de técnicas de controle que atendam as necessidades da rede. Além de resolver problemas técnicos operacionais, o VVC devidamente desenvolvido pode explorar a contribuição de outros recursos energéticos presentes no sistema, proporcionando melhorias no funcionamento do SDEE (BIAZZI, 2019).

1.2 OBJETIVO GERAL

Este trabalho tem como objetivo geral apresentar uma metodologia de controle Volt/VAr centralizado, testada em um sistema de distribuição determinado, de forma que haja uma atuação coordenada dos equipamentos de controle que constituem o sistema, apresentando o melhor arranjo entre as variáveis e minimizando ao máximo as perdas técnicas nas 24 horas de um dia analisado.

1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Os objetivos específicos deste trabalho são:

1. Realizar o controle centralizado de tensão e potência reativa dos equipamentos de controle que são estudados neste trabalho;
2. Fornecer melhoramento nos níveis de tensão da rede;
3. Minimizar ao máximo as perdas técnicas do sistema de distribuição analisado nas 24 horas do dia;
4. Implementar a estratégia de controle em um algoritmo nos *softwares* MATLAB e OpenDSS;
5. Mostrar a importância dos geradores distribuídos no VVC;
6. Abordar, além da estrutura de controle centralizada, a estrutura de controle local e comparar os resultados;

1.4 ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS

O trabalho divide-se em 5 capítulos, onde o capítulo 1 apresenta a introdução sobre o assunto tratado no decorrer do trabalho, além dos objetivos geral e específico. O capítulo 2 apresenta a revisão bibliográfica, onde é apresentada uma revisão da literatura das estruturas de controle Volt/VAr utilizadas neste trabalho conjuntamente com os dispositivos de controle.

No capítulo 3 é abordada a metodologia utilizada no trabalho, que utiliza uma heurística para o método de solução do sistema. O capítulo 4 traz as simulações e os resultados obtidos utilizando em um sistema de distribuição. O capítulo 5 apresenta as conclusões dos resultados obtidos e considerações finais.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo é dada ênfase aos conceitos do VVC nos sistemas de distribuição de energia elétrica. Ressalta-se que a diminuição das perdas técnicas e a manutenção em níveis adequados da tensão da rede, que são objetivos do VVC, estão entre as principais preocupações das agências regulamentadoras e das concessionárias de energia elétrica (MERCER, 2016).

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) determina, no módulo 8 do PRODIST, as classificações dos níveis de tensão que podem estar adequados, precários ou críticos, além de recomendar um fator de potência de no mínimo 0,92 indutivo ou capacitivo. Com isso, as concessionárias conseguem garantir que os sistemas de distribuição operem de maneira eficiente e sem risco ao desempenho das cargas dos consumidores.

Nas últimas duas décadas, a modernização das redes elétricas tem sido intensificada com a implementação de novas tecnologias, como os Sistemas de Automação da Distribuição (DA, *Distribution Automation System*), de Gerenciamento de Distribuição (DMS, *Distribution Management System*) e de Infraestrutura de Medição Avançada (AMI, *Advanced Metering Infrastructure*), os quais incentivaram o desenvolvimento de novas estratégias de VVC. (MELLO, 2018).

Na literatura são apresentadas geralmente quatro diferentes estruturas de controle: controle Local, Centralizado, Descentralizado e Hierárquico. O foco deste trabalho está apenas nas estruturas locais e centralizadas.

Singhal et al (2019) propõem uma estrutura de controle local com alta penetração de geração fotovoltaica. Eles destacam que essa arquitetura local é simples de implementar pois se baseia em informações locais das barras. Porém, ressaltam que garantir a estabilidade e performance do sistema é um desafio e sugerem, em trabalhos futuros, utilizar um sistema supervisor de controle dos equipamentos.

Mello (2018) e Mercer (2016) destacam que o controle local está vinculado a uma baixa modernização da rede de distribuição. Por isso, não possui comunicação entre os equipamentos, podendo gerar conflitos entre os equipamentos e diminuindo suas vidas úteis.

A arquitetura de controle mais utilizada e encontrada na literatura é o controle centralizado. Roytelman, Wee e Lugtu (1995) utilizam o controle Volt/Var centralizado com objetivo de otimizar o fator de potência e o fluxo de potência reativa de uma subestação, buscando realizar o menor número possível de ações de controle.

Posteriormente, Roytelman et al (1997) desenvolveram uma técnica de controle centralizado que procurou obter a melhor combinação dos bancos de capacitores e transformadores com comutação de tap de acordo com a função objetivo desejada. Uma dessas funções no trabalho é de economia de energia baseada no seu custo, sendo um projeto piloto desenvolvido nessa área.

Jabr e Dzafic (2016), trabalhando com a metodologia de controle Volt/VAr centralizado, adotaram as funções objetivo reduzir as perdas elétricas e obter um sistema sem violação nos níveis de tensão. Vale destacar que os autores utilizaram equipamentos de controle tradicionais como banco de capacitores, reguladores de tensão, transformadores com regulação de tap sob carga e, além disso, a participação das GD's com injeção/absorção de reativos.

Roytelman e Ganesan (2000) fazem o uso do controle Volt/VAr local e centralizado separadamente e, posteriormente, os dois tipos de controle agindo juntamente a fim de comparar os resultados no final. Eles destacam que controladores locais com funções centralizadas podem alcançar funções objetivo propostas de maneira mais eficiente.

A literatura aborda diversos trabalhos com as estruturas de controle local e centralizada, utilizando diferentes metodologias com funções objetivo determinadas. A seguir, as estratégias de controle local e centralizada serão explicadas detalhadamente.

2.1 ESTRATÉGIAS DE CONTROLE

Os equipamentos de controle Volt/VAr podem seguir quatro arquiteturas: local, centralizado, descentralizado e hierárquico. Tendo em vista que o trabalho foca nas estruturas local e centralizada, as mesmas serão abordadas neste subcapítulo.

O controle local geralmente é feito através de medições de tensão e corrente em cada equipamento de controle. Segundo Singhal (2019) o controle local é simples de implementar, visto que é baseado em informações locais das barras. Entretanto, garantir a estabilidade e performance do sistema é um dos desafios dessa configuração. Para tanto, Roytelman (1995) destaca as vantagens do controle centralizado, onde as ações de controle são para todo o sistema, não somente para níveis locais.

2.1.1 Controle Local

De acordo com Mercer (2016), o controle local é um controle simples, não possui infraestrutura de comunicação e é atuado manualmente ou automaticamente com base nas medições locais de determinada grandeza elétrica. Além disso, proporcionam melhorias econômicas na operação do sistema (ROYTELMAN; GANESAN, 2000).

O controle local, coordenado pela resposta no tempo, controla as posições dos taps dos transformadores com comutação sob carga (OLTC), reguladores de tensão e os chaveamentos dos capacitores. No entanto, a complexidade de tensão e potência reativa nos sistemas de distribuição modernos limita a capacidade dos controladores locais (ROYTELMAN; MEDINA, 2016).

Segundo Madrigal (2017), esse tipo de controle pode ser caracterizado por nível 0 de modernização das redes, onde a mesma possui pouca automação. Como é baseado em equipamentos eletromecânicos, não possui comunicação entre os dispositivos, não sendo possível realizar ações remotamente.

2.1.2 Controle Centralizado

É mais complexo que o controle local, compreende toda a rede de distribuição de uma concessionária e tem sua lógica implementada em centrais de processamento dos equipamentos controláveis (MERCER, 2016). Esse tipo de controle necessita de infraestrutura de comunicação avançada de duas vias, estando no topo no nível hierárquico do VVC.

Por controlar uma extensão de área maior, a aplicação de uma estratégia com controle centralizado eficaz depende estritamente da estrutura da rede da concessionária e o grau de modernização (MERCER, 2016; MELLO, 2018). Segundo Biazzi (2019), a grande desvantagem dessa arquitetura é que para a operação correta por meio desta estrutura, o sistema de comunicação de dados não pode falhar e dificilmente é implementada em tempo real devido a enorme troca de informações com uma central de controle.

2.2 EQUIPAMENTOS DE CONTROLE DE TENSÃO E POTÊNCIA REATIVA

No que diz respeito aos equipamentos, os mais utilizados para controlar os níveis de tensão e de potência reativa em um sistema de distribuição são o transformador com OLTC, o regulador de tensão (RT) e o banco de capacitor (BC), sendo que as concessionárias podem

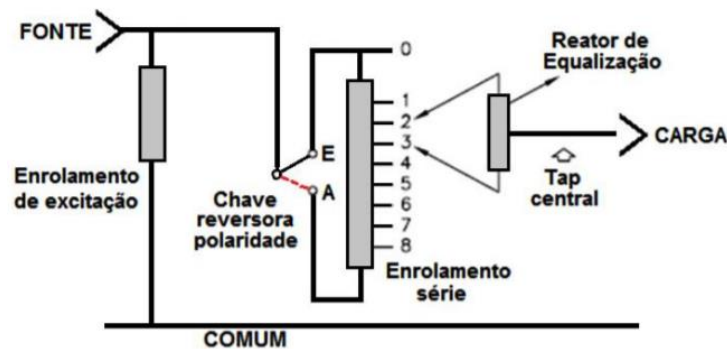
instalar os mesmos tanto na subestação (SE) quanto ao longo do alimentador (MERCER, 2016). Com o desenvolvimento da eletrônica de potência, novos equipamentos foram considerados para fazer o controle, como os inversores fotovoltaicos para controlar a potência ativa injetada/absorvida na rede.

2.2.1 Regulador de Tensão

O regulador de tensão é, em sua essência, um autotransformador, onde o mesmo pode operar como elevador ou abaixador de tensão. É um equipamento destinado a manter uma determinada faixa de tensão em sua saída mesmo quando submetido a uma tensão de entrada variável, desde que esteja em uma faixa aceitável. (MADRUGA, 2011). Esse equipamento geralmente é instalado em espaços cuja energia fornecida pela SE não consegue garantir que a rede opere com níveis de tensão dentro dos valores mínimos e máximos estipulados pela norma.

Basicamente, os RTs ajustam a tensão da rede na faixa de $\pm 10\%$ em 32 posições de tap, onde cada tap representa 0,625%, sendo que 16 taps são positivos e 16 negativos. Isso é possível graças a uma mudança de polaridade feita pela chave reversora de polaridade, conforme ilustra a figura 1:

Figura 1 - Esquema de comutação de tap do regulador de tensão.



Fonte: (BURATTI, 2016).

2.2.2 Banco de Capacitor

Os bancos de capacitores são equipamentos de menor custo e fácil instalação cuja função é fornecer reativos a rede a fim de compensar a demanda solicitada por cargas de baixo fator de potência (FP) e motores, que são cargas indutivas. São conectados em paralelo

na SE ou ao longo dos sistemas, podendo ser fixos ou chaveados observando a leitura de sensores (BIAZZI, 2019).

Uma das principais vantagens dos BC's é o baixo custo de aquisição dos mesmos. Além disso, com o aumento no fator de potência devido à utilização dos BC's, ocorre a redução do carregamento dos transformadores das subestações e das redes de distribuição, o que reduz as perdas, melhora a estabilidade do sistema e aumenta os níveis de tensão. (MADRUGA, 2011). A elevação dos níveis de tensão é possível observando sua dependência à potência reativa gerada (Q), em kVAr, dada por:

$$Q = \frac{V^2}{X_c} \quad (1)$$

onde V é a tensão aplicada ao BC, em (kV), e X_c é a reatância capacitiva do banco, dada em (Ω).

2.2.3 Geração distribuída e inversor fotovoltaico

Segundo a ANEEL (2011), pode-se conceituar geração distribuída (GD) como aquela localizada próxima aos centros de carga, conectados ao sistema de distribuição ou na própria unidade consumidora. Nos últimos anos, com a aprovação da resolução normativa n° 482 (2012), houve um aumento significativo no uso de GD's, que também se deve aos benefícios do uso dos mesmos, como o baixo impacto ambiental, redução no carregamento das redes e das perdas, além da diversificação da matriz energética.

No caso da GD utilizando painéis fotovoltaicos, a realização do controle Volt/VAr é possível utilizando os inversores, devido a sua capacidade de absorver ou injetar potência reativa, podendo ser feito o controle dos reativos e compensar os níveis de tensão nas redes de distribuição. (JANHAGIRI E ALIPRANTIS, 2013).

Os fatores que determinam a qualidade da energia fornecida pelo sistema fotovoltaico estão referidos aos níveis de tensão, cintilação, distorção harmônica, frequência e o fator de potência (ABNT, 16149). Se tratando do fator de potência e da absorção/injeção de potência reativa, são determinadas três formas de ajustes, que dependem da potência nominal da rede: potência nominal menor ou igual a 3 kW, entre 3 e 6 kW e igual ou maior do que 6 kW.

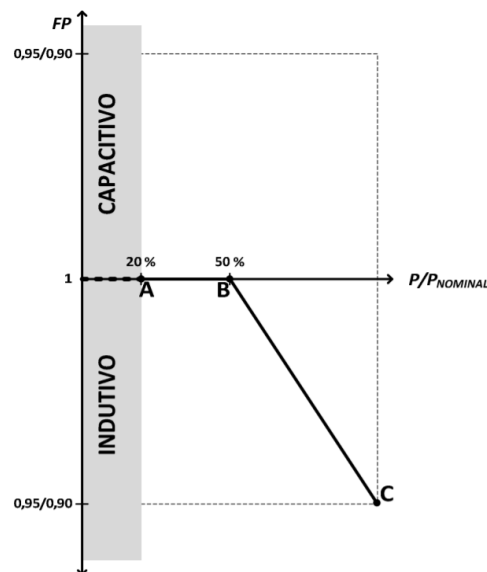
I. Potência nominal do sistema fotovoltaico menor ou igual a 3 kW

De acordo com a ABNT 16149, se o sistema FV tiver potência menor ou igual a 3 kW, o sistema deve operar com FP unitário ajustado de fábrica. A tolerância de trabalho opera na faixa de 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo.

II. Potência nominal do sistema fotovoltaico entre 3 kW e 6 kW

A forma de operação do inversor fotovoltaico, nesta faixa de potência, pode ser da mesma forma da operação do sistema com potência menor ou igual a 3 kW. Além desta opção, o inversor deve apresentar a possibilidade de operar de acordo com a curva da figura 2 e com o fator de potência ajustável de 0,95 indutivo até 0,95 capacitivo.

Figura 2: Limites de operação do FP em sistemas FV de acordo com a potência ativa injetada.



Fonte: Adaptado de (SOUZA, 2014).

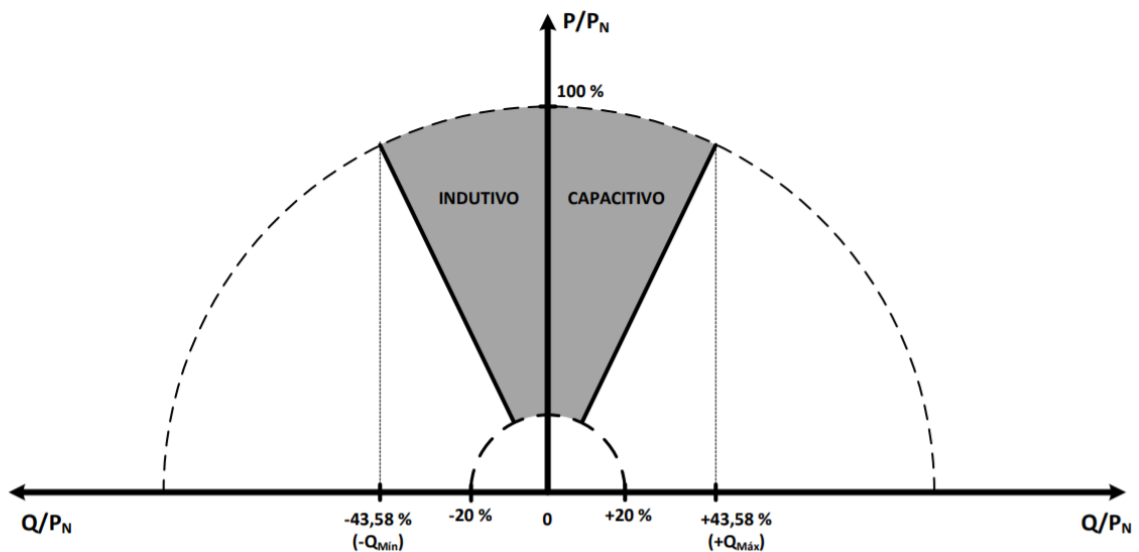
Uma ressalva importante é que só é permitido a absorção/injeção de reativos na rede se a potência gerada for correspondente a, no mínimo, 50% da potência nominal do inversor. Ainda, a curva da figura 2 só deve ser habilitada quando a tensão da rede ultrapassar a tensão de ativação, valor que pode ser ajustado entre 100% e 110% da tensão nominal da rede, com valor de fábrica ajustado em 104%. Da mesma forma, a curva só deverá ser desabilitada quando a tensão da rede retroceder para um valor abaixo da tensão de desativação, valor

ajustável entre 90% e 100% da tensão nominal da rede, com valor padrão de fábrica de 100% (ABNT 16149).

III. Potência nominal do sistema fotovoltaico igual ou maior que 6 kW

Conforme a ABNT 16149, o sistema FV pode operar com duas possibilidades nesta faixa de potência do inversor: (i) Com FP igual a 1 ajustado em fábrica com tolerância de trabalhar na faixa de 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo. Além disso, o inversor deve apresentar como opcional a possibilidade de operar de acordo com a curva da figura 2 e com FP ajustável de 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo; a outra opção é (ii) controle da potência reativa, em VAR, conforme a figura 3:

Figura 3: Limites operacionais de injeção/demanda de potência reativa para sistemas com potência nominal superior a 6 kW.



Fonte: Adaptado de (SOUZA, 2014).

Analisando a figura 3, percebe-se que a absorção/injeção de reativos é iniciada quando a potência que é gerada corresponder a 20% da potência nominal do inversor até os valores limite de Q ($\pm 43,58\%$), os quais correspondem aos limites do FP de 0,90 indutivo e capacitivo. Outro ponto é que, nesta situação, é permitido que o sistema fotovoltaico opere com FP capacitivo, fornecendo reativos à rede (BIAZZI, 2019).

3 METODOLOGIA

Neste capítulo será apresentada a metodologia de controle Volt/VAr utilizada neste trabalho. Destaca-se que o método de solução foi desenvolvido por BIAZZI (2019), onde é construída uma estrutura de controle centralizada que visa reduzir as perdas técnicas nas redes de distribuição.

Inicialmente, é feita a formulação do problema, onde são equacionadas as variáveis de controle que se subdividem em função objetivo e funções de restrições. Posteriormente, é detalhado e explicado, em etapas, como funciona o método de solução com o algoritmo proposto. Além disso, será feito um breve detalhamento de como cada equipamento de controle age para atingir a função objetivo. No final do capítulo, será apresentado como o algoritmo foi implementado nos *softwares* OpenDSS e MATLAB para se obter os resultados das simulações.

3.1 FUNÇÃO OBJETIVO

O método proposto tem por função objetivo minimizar as perdas técnicas totais considerando a melhor combinação dos equipamentos de controle disponíveis. Com isso, o algoritmo verifica a efetividade dos equipamentos em atingir a FO, parâmetro esse que delimita o fim da rotina de controle.

A equação que descreve a FO está apresentada em (2):

$$FO = \min(Perdas(kWh)_{total}) = \sum_{t=0}^{23} Perdas(kWh)_t \quad (2)$$

onde t são as horas do dia, $Perdas(kWh)$ são as perdas técnicas no determinado horário analisado e $\min Perdas(kWh)_{total}$ é o somatório de todas as perdas técnicas durante as 24 horas do dia.

3.2 RESTRIÇÕES DE OPERAÇÃO

Para garantir que o controle do sistema alcance a FO considerando a qualidade no fornecimento de energia elétrica, algumas restrições de operação devem ser respeitadas. Dentre as variáveis que estão diretamente ligadas a isso estão os limites de tensão nas barras,

TAP dos equipamentos de controle, potência reativa máxima absorvida/injetada pelos geradores distribuídos e a potência reativa injetada pelos bancos de capacitores.

3.2.1 Limites de Tensão nas barras

Conforme é estabelecido no módulo 8 do PRODIST, os níveis de tensão nos barramentos devem respeitar os limites de tensão superiores e inferiores de operação da rede. A equação (3) mostra os limiares dos níveis de tensão:

$$V_{j,min} \leq V_j^t \leq V_{j,max} \quad (3)$$

onde j é a barra analisada, V_j^t é a tensão no determinado nó para o tempo t , cujo valor não pode violar os limiares de tensão mínimo $V_{j,min}$ e máximo $V_{j,max}$.

3.2.2 Limite do TAP dos equipamentos de controle

Cada equipamento de controle que tiver variação de TAP possui um limite para esta alteração, como os reguladores de tensão. Com isso, deve ser respeitada a equação (4):

$$TAP_{e,min} \leq TAP_e^t \leq TAP_{e,max} \quad (4)$$

onde TAP_e^t é a configuração do TAP do equipamento e no horário t , cujo valor não deve ultrapassar os limites de operação de cada dispositivo, que são $TAP_{e,min}$ e $TAP_{e,max}$.

3.2.3 Limite de injeção de potência reativa pelos bancos de capacitores

Os bancos de capacitores possuem um limite mínimo e máximo de injeção de potência reativa que deve ser respeitado, podendo variar entre 0 kVAr, onde o banco está desligado até a potência nominal do BC, conforme a equação (5):

$$0 \leq Q_{BCj}^t \leq Q_{BCj,max} \quad (5)$$

onde Q_{BCj}^t é a potência reativa injetada pelo banco no nó j e no tempo t e $Q_{BCj,max}$ é o valor máximo de potência reativa que o banco pode fornecer.

3.2.4 Limites de absorção/injeção de potência reativa pelos inversores fotovoltaicos dos geradores distribuídos

A normativa NBR 16149 impõe que os sistemas fotovoltaicos conectados a rede podem auxiliar no controle dos níveis de tensão ajustando a potência reativa injetada/absorvida no sistema. Com base nisso, o VVC ajusta o FP do inversor e garante que o mesmo opere dentro da faixa permitida pela norma, assim como mostra a equação (6):

$$Q_{inv,min} \leq Q_{inv}^t \leq Q_{inv,max} \quad (6)$$

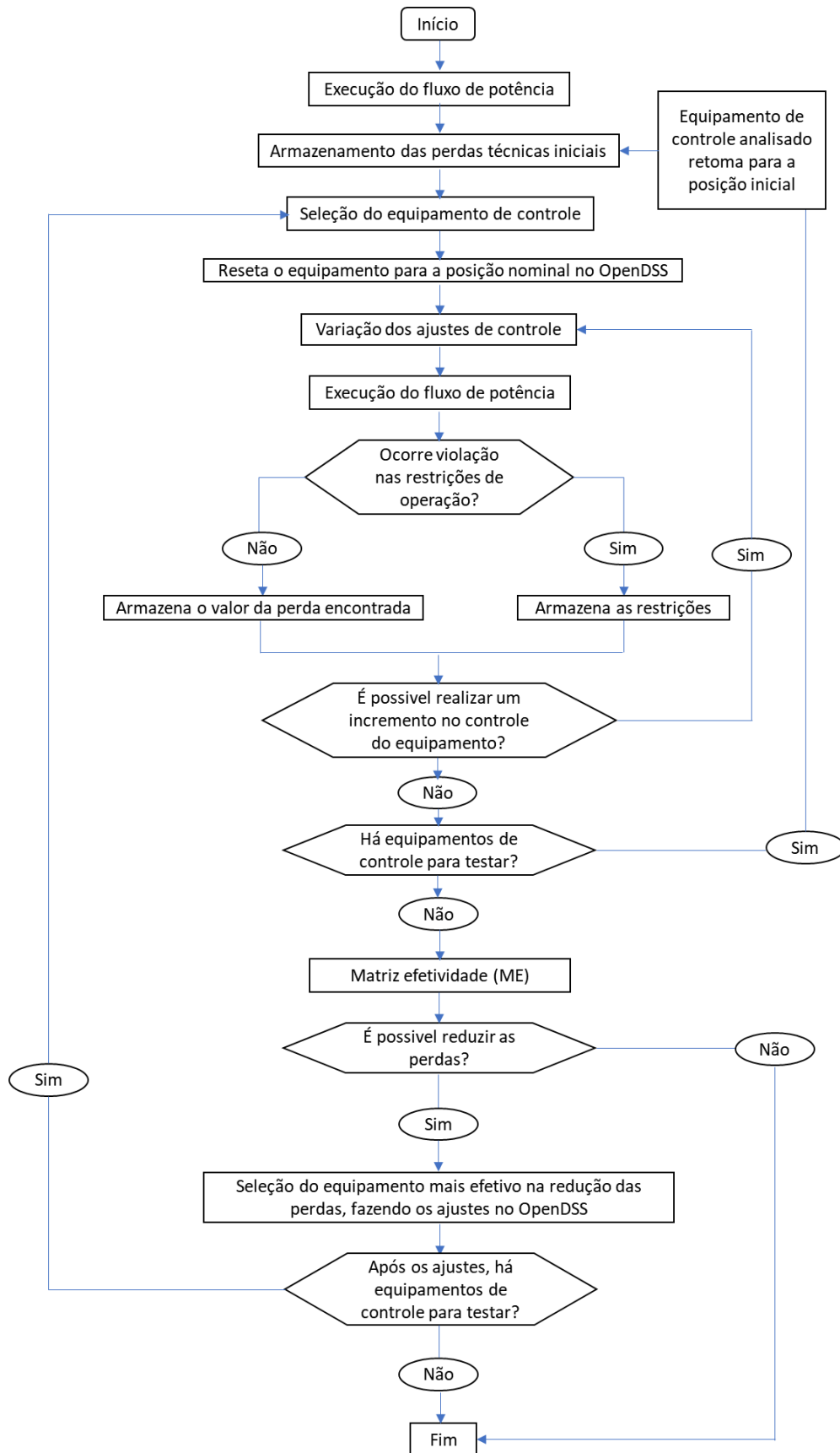
onde o índice inv refere-se à cada inversor presente no sistema analisado, Q_{inv}^t é a potência absorvida ou injetada no determinado momento analisado, ao passo que $Q_{inv,min}$ e $Q_{inv,max}$ representam os valores mínimos e máximos da potência reativa, que correspondem aos limites do FP estabelecidos pela NBR 16149.

3.3 APRESENTAÇÃO DO ALGORITMO PROPOSTO

O algoritmo desenvolvido por BIAZZI (2019) trabalha com uma lógica heurística no alcance da função objetivo. Em síntese, será feita uma varredura entre os equipamentos de controle, onde o mais efetivo é aquele que conseguir reduzir ao mínimo as perdas técnicas do sistema, tratando-se de potência ativa, sem violar qualquer restrição de operação descrita neste capítulo.

Para entender melhor como é estruturado o algoritmo, será apresentado abaixo um fluxograma que mostra o funcionamento do mesmo e como é feita a varredura para procurar o equipamento de controle mais efetivo em alcançar a função objetivo. O fluxograma está ilustrado na figura 4:

Figura 4: Fluxograma da atuação do VVC.



Fonte: Adaptado de (BIAZZI, 2019).

O fluxograma funciona da seguinte maneira:

1. Para cada horário, é executado o fluxo de potência para a configuração atual dos equipamentos de controle, determinando as condições iniciais de operação do sistema. Além disso, são armazenadas as perdas elétricas iniciais;
2. Com os dados obtidos pelo sistema das configurações dos equipamentos de controle e das perdas, é iniciado os testes para verificar todos os dispositivos disponíveis para o controle, separadamente, sendo feita uma varredura de todos os níveis de comutação ou TAPs. Em cada processo de incremento, é feito novamente o cálculo do fluxo de potência, cujo valor das perdas após o cálculo e se houve violação das restrições de operação são armazenados na matriz efetividade (ME). Quando não há mais testes a serem feitos com o equipamento de controle atual, o mesmo retorna para a configuração inicial e é selecionado outro equipamento disponível até não houver mais dispositivos para serem testados;
3. Nesta etapa, a ME contém todos os dados necessários para encontrar o equipamento mais efetivo, onde foram armazenados cada TAP dos equipamentos com o respectivo valor das perdas e se houve violação das restrições operacionais. O algoritmo percorre todos os valores das perdas de cada equipamento e seleciona apenas o menor valor, em kWh; este valor é comparado ao valor da perda inicial e, se for menor, é armazenado o valor dessa perda juntamente com o TAP do equipamento; caso o menor valor de perda da ME for igual ou maior que a perda inicial, encerra-se a rotina, é mantida a configuração atual dos equipamentos e então ocorre a transição para o próximo horário;
4. Selecionado o equipamento mais efetivo, o mesmo é ajustado para o seu TAP correspondente e o algoritmo começa uma nova varredura para verificar se há outro equipamento de controle que reduza ainda mais as perdas sem violação das restrições. É preponderante ressaltar que o equipamento selecionado na ME não será mais testado no horário selecionado, visto que já foi configurado; o algoritmo, então, retorna para o passo 2 para testar os demais equipamentos de controle disponíveis; é encerrada a rotina no momento em que não houver mais possibilidades de incremento nos dispositivos de controle ou todos os equipamentos já foram testados, obtendo-se a

melhor configuração para o determinado horário. Para o próximo horário, é mantida a configuração dos dispositivos do horário anterior.

Todas as etapas citadas se repetem para as 24 horas do dia, obtendo-se, para cada horário, a melhor configuração dos equipamentos de controle. Destaca-se que todas as simulações começam na hora 24, percorrendo todos os horários até a hora 23.

3.4 CONTROLE VOLT/VAR APLICADO AOS EQUIPAMENTOS DE CONTROLE

Os equipamentos de controle utilizados nas simulações variam entre banco de capacitores, reguladores de tensão e geradores distribuídos, que são representados por inversores de frequência conectados ao sistema fotovoltaico. Será apresentado a seguir como cada equipamento é configurado e testado para ser aplicado no controle VVC.

3.4.1 Banco de Capacitor

Os bancos de capacitores, no sistema, podem ser trifásicos ou monofásicos. No entanto, como é testada cada fase separadamente, os bancos trifásicos serão divididos em três bancos monofásicos. Desta forma, cada fase do BC pode variar entre 0 a 600 kVAr com passos de 100 kVAr onde, enquanto é percorrida uma fase como, por exemplo, a fase A do banco, as demais fases, B e C, são configuradas em 0 kVAr. Assim são testadas as 3 fases do BC, onde a melhor configuração de cada fase é armazenada e enviada para a ME.

No Controle Local, as potências injetadas pelos bancos de capacitores, em cada fase, foram definidas através de uma média dos valores de potência utilizados no VVC nas 24 horas do dia.

3.4.2 Regulador de Tensão

Devido ao fato de que o regulador de tensão é um equipamento monofásico, os TAPs são analisados separadamente por cada fase. Por exemplo, se a fase B é testada, os TAPs das demais fases, A e C, são configurados na posição 0, e o TAP da fase B percorre as 32 posições possíveis, salvando a configuração do TAP mais efetivo. Este procedimento é feito para as 3 fases do regulador, obtendo-se as três configurações finais de TAP e o valor da

perda correspondente. No CL, os reguladores de tensão atuam através das medições locais de tensão e corrente, onde, conforme o valor dessas medições, serão definidos os TAPs dos RTs.

3.4.3 Inversor Fotovoltaico

Conforme apresentado no capítulo 2, os inversores possuem formas diferentes de variação do FP conforme a potência do sistema FV. Como a potência dos geradores, em todos os casos, foi superior à 6 kW, o FP foi configurado para poder variar entre 0,9 indutivo até 0,9 capacitivo, podendo o inversor realizar a absorção/injeção de reativos na rede. No algoritmo, o FP percorre entre 0,9 indutivo à capacitivo, com passo de 0,01, num total de 20 possibilidades de FP. Salienta-se que o inversor opera com FP unitário no início, além de, neste trabalho, não ser considerada a potência mínima gerada para atuar o controle, conforme é especificado na NBR 16149. Portanto, para qualquer valor de potência gerado pelo sistema FV, o inversor é controlado. No CL, o fator de potência de cada gerador distribuído é considerado sempre unitário.

3.5 SOFTWARES UTILIZADOS NA IMPLEMENTAÇÃO DO ALGORITMO

Neste trabalho, foram utilizados dois *softwares*, o OpenDSS e o MATLAB. O OpenDSS (*Open Distribution System Simulator*) é um *software* desenvolvido pela empresa EPRI (*Electric Power Research Institute*), extremamente útil na simulação e análise de fluxo de potência das redes de distribuição de energia elétrica. A ANEEL faz o uso do OpenDSS, citado no módulo 7 do PRODIST, para o cálculo das perdas pelo método do fluxo de carga. As principais vantagens do uso do *software* é que o mesmo foi desenvolvido em código aberto, sendo de livre acesso; além disso, possui compatibilidade de interagir com outros *softwares* como o MATLAB, *software* responsável por realizar a parte do controle dos equipamentos. O MATLAB possui a vantagem de ser um programa de programação didática, além de possuir licença para estudantes e de rápida resposta em simulações.

Como mencionado, o OpenDSS realiza o cálculo do fluxo de potência da rede escolhida e o MATLAB recebe os dados do resultado desejados, como níveis de tensão, corrente, perdas; obtidos os dados, é feita a programação no MATLAB para se obter a melhor configuração dos equipamentos de controle, sempre respeitando as restrições de operação.

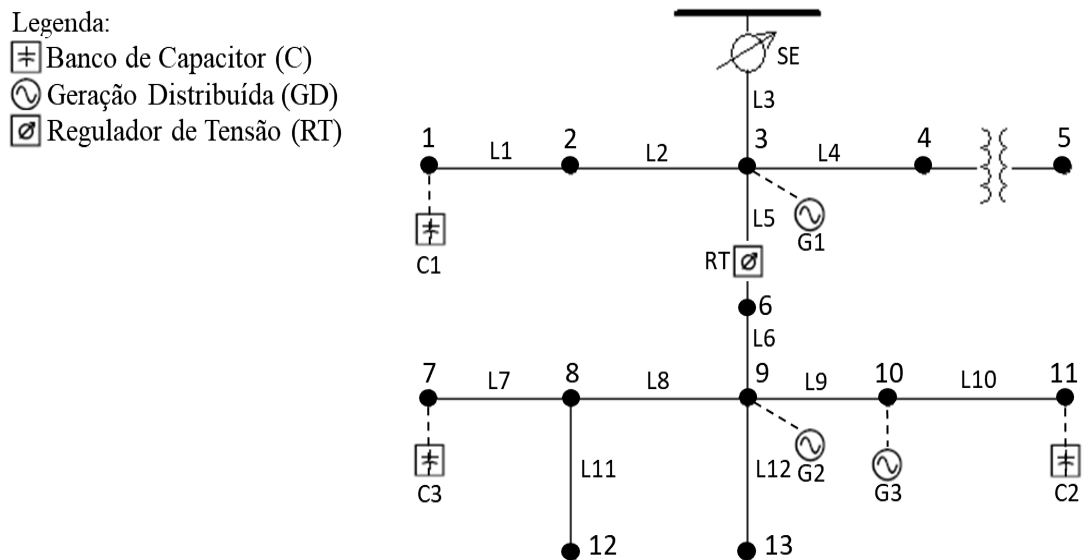
4 ESTUDO DE CASO

4.1 REDE IEEE 13 BARRAS

A rede teste escolhida neste trabalho foi o IEEE 13 barras, onde foram feitas alterações na estrutura e configuração da rede, principalmente nas cargas e equipamentos de controle, a fim de tornar o mais próximo possível da realidade. As cargas utilizadas variam entre industriais ou residenciais, sendo que totalizam 22 na rede.

O sistema conta com 7 equipamentos de controle: 3 bancos de capacitores, sendo que 2 deles são trifásicos e um monofásico (todos de 600 kVAr), um regulador de tensão com 32 posições de tap, sendo que cada tap possui passo de 0,00625 para ± 16 e também 3 geradores distribuídos trifásicos (um de 500 kVA, um de 1800 kVA e o outro de 250 kVA) sendo compostos por geradores fotovoltaicos. A figura 5 ilustra a topologia da rede após a adição dos equipamentos de controle:

Figura 5 - Topologia do sistema IEEE 13 barras com os equipamentos de controle.



Fonte: Autoria Própria.

Os bancos de capacitores possuem 6 níveis de comutação, onde cada nível possui um passo de 100 kVAr. A tabela 1 mostra a configuração dos bancos na rede:

Tabela 1: Especificações dos Bancos de capacitores.

Bancos	Ponto de conexão	Fase	Níveis de Comutação (kVAr)
C1	1a	A	0 → 100 → 200 → 300 → 400 → 500 → 600
C1	1b	B	0 → 100 → 200 → 300 → 400 → 500 → 600
C1	1c	C	0 → 100 → 200 → 300 → 400 → 500 → 600
C2	11a	A	0 → 100 → 200 → 300 → 400 → 500 → 600
C2	11b	B	0 → 100 → 200 → 300 → 400 → 500 → 600
C2	11c	C	0 → 100 → 200 → 300 → 400 → 500 → 600
C3	7b	B	0 → 100 → 200 → 300 → 400 → 500 → 600

Fonte: Autoria Própria.

O regulador de tensão da rede IEEE 13 barras, tradicionalmente, está conectado na barra após a subestação, contribuindo na regulação dos níveis de tensão de toda a rede. Neste trabalho, com o intuito de forçar a efetividade de cada equipamento de controle, o regulador foi realocado para a posição entre as barras 3 e 6 do sistema, de modo que os equipamentos C1 e G1 atendem a rede antecedente ao regulador. A tabela 2 detalha as características do regulador de tensão:

Tabela 2: Especificações do regulador de tensão.

Nome	RT		
Nó de Conexão	3 – 6		
Banda	2		
Relação do TP	20		
Relação do TC	700		
Fases	A	B	C
R	3	3	3
X	9	9	9
Tensão	122		

Fonte: Autoria Própria.

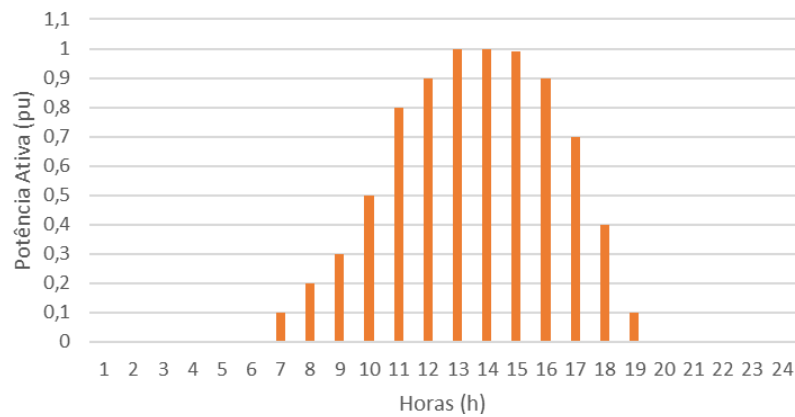
Os geradores distribuídos foram conectados ao sistema de modo que desafogassem a potência que flui pela subestação, alimentando as cargas da rede. Na tabela 3 são mostrados os dados dos geradores distribuídos e dos inversores fotovoltaicos, ao passo que a figura 6 mostra a curva de geração fotovoltaica nas horas do dia:

Tabela 3: Dados dos geradores distribuídos e inversores fotovoltaicos.

Nome	GD1	GD2	GD3
Nó de conexão	3	9	10
Fases	3Ø	3Ø	3Ø
Capacidade Máxima de geração (kW)	500	1800	250
Variável de Controle	FP	FP	FP
Limite Mínimo/Máximo	$\pm 0,9$	$\pm 0,9$	$\pm 0,9$
Incremento	0,01	0,01	0,01
Total de Ajustes	20	20	20

Fonte: Autoria Própria.

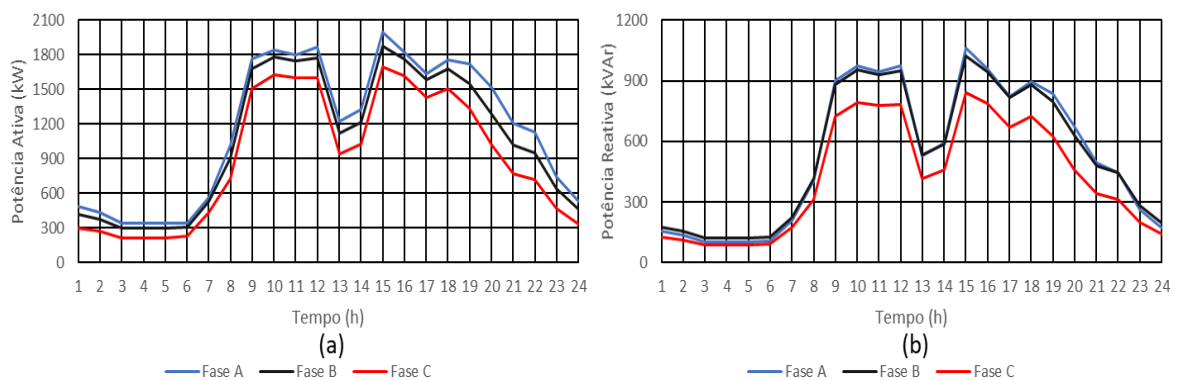
Figura 6 - Curva da potência gerada pelos painéis fotovoltaicos.



Fonte: Autoria Própria.

O OpenDSS permite, através de seus monitores, obter as curvas de potência ativa e reativa da subestação (SE), conforme mostra a figura 7:

Figura 7 - Curvas de potência (a) ativa e (b) reativa da subestação.



Fonte: Autoria Própria.

As cargas utilizadas no sistema são desequilibradas, onde apenas as cargas conectadas na barra 5 são conectadas em rede secundária devido ao transformador de distribuição; as demais cargas são conectadas diretamente na rede primária. A tabela 4 mostra os dados das cargas da rede:

Tabela 4: Dados das cargas da rede IEEE 13 barras.

Barra	Carga	Conexão/Fases	Fase A		Fase B		Fase C	
			kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
1	1a	1Ø	145,35	42,39	0	0	0	0
	1b	1Ø	0	0	145,35	57,44	0	0
	1c	1Ø	0	0	0	0	145,35	61,92
2	2b	1Ø	0	0	447,12	176,71	0	0
3	3a	1Ø	130,86	32,80	0	0	0	0
	3b	1Ø	0	0	145,35	57,45	0	0
	3c	1Ø	0	0	0	0	130,86	55,75
5	5a	1Ø	169,56	46,49	0	0	0	0
	5b	1Ø	0	0	121,14	47,88	0	0
	5c	1Ø	0	0	0	0	150,21	63,99
6	6b	1Ø	0	0	145,35	57,45	0	0
8	8a	1Ø	116,19	29,11	0	0	0	0
	8b	1Ø	0	0	116,19	45,92	0	0
9	9abc	$\Delta - 3\text{Ø}$	516,4	164,7	618,9	240,9	543	257,7
10	10ac	1Ø	107,7	131,4	0	0	190,2	-4,5
11	11a	1Ø	581,2	145,7	0	0	0	0
	11b	1Ø	0	0	345,4	113,5	0	0
	11c	1Ø	0	0	0	0	436	185,7
12	12a	1Ø	247,1	61,9	0	0	0	0
13	13a	1Ø	261,6	65,6	0	0	0	0
	13b	1Ø	0	0	261,5	103,4	0	0
	13c	1Ø	0	0	0	0	290,6	123,8
Total			kW				kVAr	
			6217,88				2365,11	

Fonte: Autoria Própria.

As linhas que fazem a conexão dos elementos do sistema são caracterizadas por poderem ser monofásicas, bifásicas e trifásicas. A tabela 5 mostra os dados das linhas do sistema:

Tabela 5: Dados das linhas da rede IEEE 13 barras.

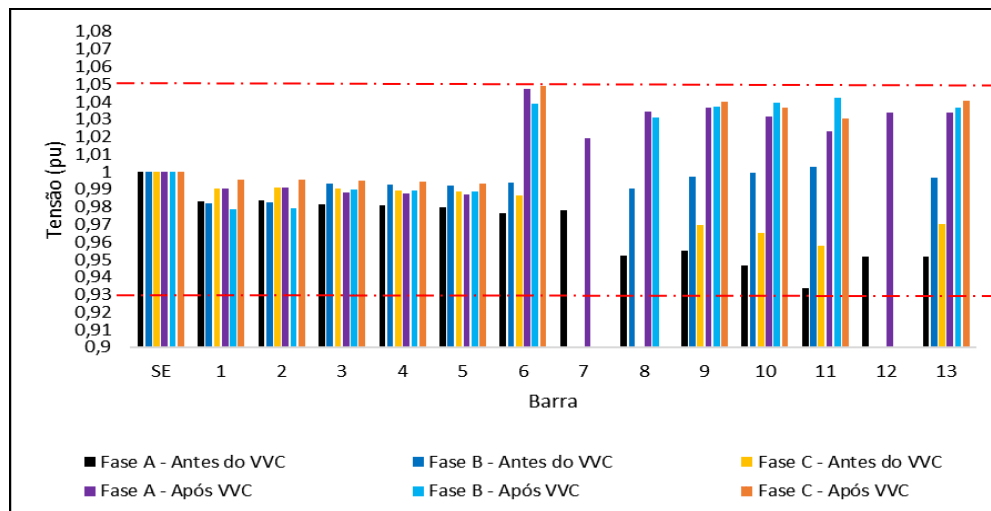
Linha	Fases	Comprimento (km)
L1	3Ø	0,9
L2	3Ø	0,5
L3	3Ø	0,6
L4	3Ø	0,8
L5	3Ø	0,2
L6	3Ø	0,9
L7	1Ø	0,9
L8	2Ø	0,5
L9	3Ø	0,3
L10	3Ø	0,5
L11	1Ø	0,3
L12	3Ø	0,3

Fonte: Autoria Própria.

4.2 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

Após a inserção do sistema no OpenDSS e programado o controle no MATLAB, foi possível iniciar as simulações. O primeiro resultado analisado foram as tensões nas barras na hora 24, sendo o horário que as simulações começaram, conforme mostra a figura 8:

Figura 8 - Resultado das tensões nas barras antes e após a aplicação do VVC na hora 24.



Fonte: Autoria Própria.

Analisando a figura 8, nota-se que não há violação de tensão antes do VVC, mesmo assim há atuação do VVC para atingir a FO de reduzir ao mínimo as perdas. A perda inicial tem valor de 29,25 kWh, sendo que a atuação do BC2 e do RT reduzem seu valor para 24,22 kWh.

A tabela 6 mostra os resultados do VVC nas 24 horas do dia, onde é possível ver a configuração dos equipamentos de controle em cada hora. Nas horas 1, 4, 5 e 6 não houve atuação dos equipamentos, visto que nenhum melhorou a FO sem violar os níveis de tensão.

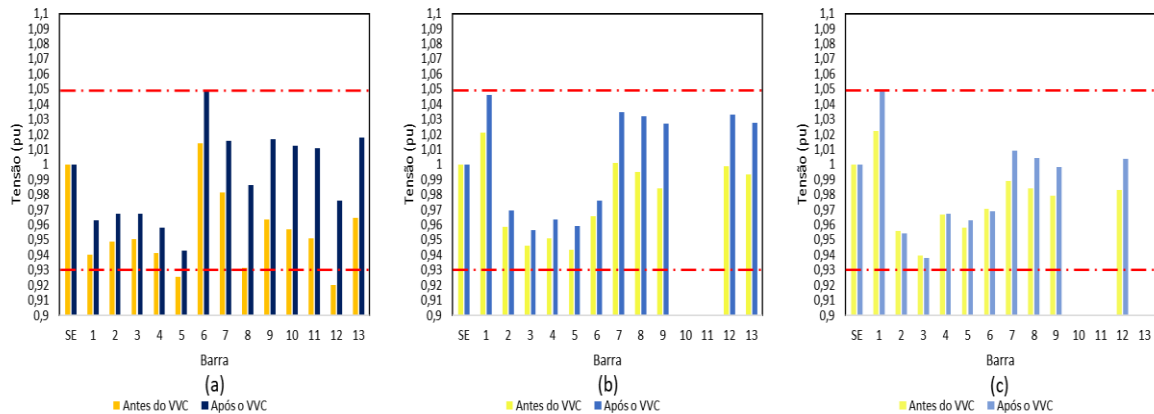
A rede possui um perfil de carga predominantemente industrial, conforme é possível ver a partir do fluxo de potência da subestação mostrado na figura 7, com os maiores valores de demanda entre as 8 horas ao meio dia e das 14 horas às 19 horas. Esses horários são considerados o de maior carregamento na rede, sendo imprescindível a análise das tensões nas barras para garantir a ótima operação do sistema. A figura 9 traz o perfil de tensão nas fases para a hora 9 anterior e posterior à atuação do VVC.

Tabela 6: Resultados do VVC na rede IEEE 13 barras.

Hora (h)	BC1 (kVAr)			BC2 (kVAr)			C4 (kVAr)	RT (TAP)			GD (FP capacitivo)			Perdas do VVC (kWh)
	A	B	C	A	B	C	B	A	B	C	GD1	GD2	GD3	
24	0	0	0	100	0	100	0	10	8	9	1	1	1	24,22
1	Não houve comutação dos equipamentos de controle													20,58
2	0	0	0	100	0	100	0	9	8	8	1	1	1	16,57
3	0	0	0	100	0	100	0	8	9	8	1	1	1	10,15
4	Não houve comutação dos equipamentos de controle													10,27
5	Não houve comutação dos equipamentos de controle													10,11
6	Não houve comutação dos equipamentos de controle													10,19
7	0	0	0	100	0	100	0	10	10	9	1	1	1	24,88
8	0	0	0	100	0	100	0	13	10	10	0,9	0,9	0,9	59,02
9	100	100	100	300	100	100	0	15	12	15	0,9	0,9	0,9	180,07
10	100	100	100	300	100	100	0	14	12	12	0,9	0,9	0,9	164,43
11	100	100	100	300	100	100	0	11	10	11	0,9	0,9	0,9	109,18
12	100	100	100	300	100	100	0	11	8	10	0,9	0,9	0,9	101,12
13	100	100	100	100	100	0	0	1	-11	6	0,9	0,95	0,9	29,97
14	0	100	0	100	100	0	0	10	-10	8	0,9	0,95	0,97	35,46
15	0	100	0	100	100	0	0	16	7	13	0,92	0,95	0,94	119,15
16	0	100	0	100	100	0	0	16	8	12	0,9	0,95	0,9	105,82
17	0	100	0	100	100	0	0	16	8	13	0,9	0,95	0,9	99,33
18	0	100	0	200	100	100	0	16	11	14	0,9	0,9	0,9	162,32
19	200	100	0	200	0	200	100	16	11	14	0,9	0,9	0,9	220,79
20	200	100	0	200	0	200	100	16	7	13	0,9	0,9	0,9	173,42
21	100	100	0	200	0	200	100	13	5	11	0,9	0,9	0,9	116,71
22	100	100	0	200	0	200	100	14	5	10	0,9	0,9	0,9	102,14
23	100	100	0	200	0	200	100	10	5	9	0,9	0,9	0,9	47,24

Fonte: Autoria Própria.

Figura 9 - Níveis de tensão das barras na hora 9 (a) na fase A, (b) na fase B e (c) na fase C.



Fonte: Autoria Própria.

Nota-se que na hora 9, na fase A, há subtensão nas condições iniciais de operação, onde a barras 5 e 12 opera com tensão inferior a 0,93 pu, além da barra 8 estar operando no limite mínimo restrito pela norma. Com a atuação do VVC, essas violações são corrigidas, além de ter conseguido reduzir as perdas técnicas do sistema de 197,85 kWh para 180,07 kWh após atuação dos equipamentos de controle, atingindo a FO.

A tabela 7 mostra os equipamentos de controle que sofreram atuação do VVC afim de atingir a FO:

Tabela 7: Atuação do VVC na hora 9.

Fase	BC1 (kVAr)			BC2 (kVAr)		RT (TAP)			Perdas da rede (kWh)
	A	B	C	A	B	A	B	C	
Hora 9 – Antes do VVC	0	0	0	100	0	13	10	10	197,85
Hora 9 – Após o VVC	100	100	100	300	100	15	12	15	180,07

Fonte: Autoria Própria.

O horário das 9 é caracterizado por ser um dos que apresentam subtensão anteriormente à atuação do VVC, conjuntamente com os horários das 14, 15, 18 e 19. Nas demais horas, a transição pode ser normal ou com sobretensão. A tabela 8 mostra essas transições e se ocorrem violações nas mesmas:

Tabela 8: Condições iniciais de operação nos horários antes da atuação do VVC.

Horário	Transição	Horário	Transição
1	Normal	13	Sobretensão
2	Sobretensão	14	Subtensão
3	Sobretensão	15	Subtensão
4	Normal	16	Normal
5	Normal	17	Normal
6	Normal	18	Subtensão
7	Normal	19	Subtensão
8	Normal	20	Sobretensão
9	Subtensão	21	Sobretensão
10	Sobretensão	22	Normal
11	Sobretensão	23	Sobretensão
12	Sobretensão	24	Normal

Fonte: Autoria Própria.

Na estratégia do controle Volt/VAr, é implícita a tentativa de incrementar os equipamentos de controle para melhorar os níveis de tensão e reduzir as perdas técnicas. Com isso, quando há transição de horários, comumente ocorrem sobretensões dependendo do nível de carregamento no determinado horário.

Na rede IEEE 13 barras apresentada, ocorre sobretensão nas horas 2, 3, 10, 11, 12, 13, 20, 21 e 23, onde o VVC atua e corrige tal irregularidade. Será apresentado a seguir, em uma forma detalhada, o perfil de tensão na hora 12, que é um horário de alto carregamento e de grande geração de energia por parte dos geradores distribuídos.

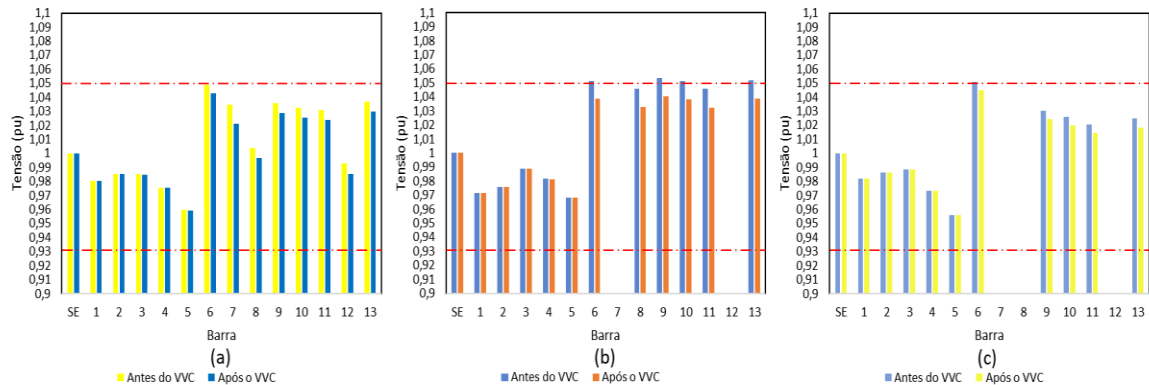
A hora 12 apresenta um elevado carregamento, onde começa às 9 horas e tende a aumentar. A hora 13 é a que apresenta o maior nível de sobretensão, visto que há uma queda brusca no carregamento da rede. A tabela 9 mostra a configuração dos equipamentos na hora 12 antes e após a atuação do VVC, ao passo que a figura 10 mostra os níveis de tensão nas barras:

Tabela 9: Atuação do VVC na hora 12.

Hora (h)	BC1 (kVAr)			BC2 (kVAr)			C4 (kVAr)	RT (TAP)			GD (FP)			Perdas da rede (kWh)
	A	B	C	A	B	C	B	A	B	C	GD1	GD2	GD3	
12 Antes do VVC	100	100	100	300	100	100	0	11	10	11	0,9	0,9	0,9	100,76
12 Após o VVC	100	100	100	300	100	100	0	11	8	10	0,9	0,9	0,9	101,12

Fonte: Autoria Própria.

Figura 10 - Níveis de tensão das barras na hora 12 (a) na fase A, (b) na fase B e (c) na fase C.

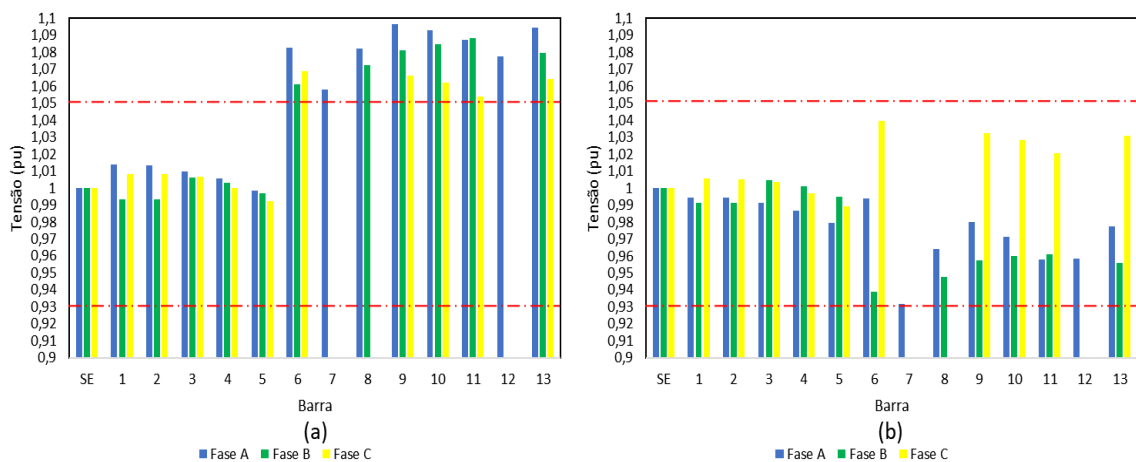


Fonte: Autoria Própria.

O único equipamento de controle que atua na hora 12 é o RT, onde há mudança de TAP na fase B da posição 10 para a posição 8 e na fase C da posição 11 para a posição 10. Com essa redução de TAP, a sobretensão é corrigida, porém há um aumento nas perdas técnicas. Esse aumento se deve ao fato de que nenhum equipamento de controle conseguiu reduzir as perdas técnicas sem violar as restrições impostas. Diante disso, o algoritmo resolve o problema de sobretensão e segue para o próximo horário.

O horário em que ocorre a maior diferença de carregamento é entre as 12 e 13 horas, onde há uma queda brusca do mesmo. Como há vários equipamentos de controle setados e há pouca carga no sistema, ocorre uma grande sobretensão antes da atuação do VVC neste horário, atingindo um pico de 1,096 pu na fase A da barra 9. Os níveis de tensão antes e após a atuação do VVC por fase, nas barras, são mostrados na figura 11:

Figura 11 - Níveis de tensão nas barras na hora 13 (a) antes do VVC e (b) após o VVC.

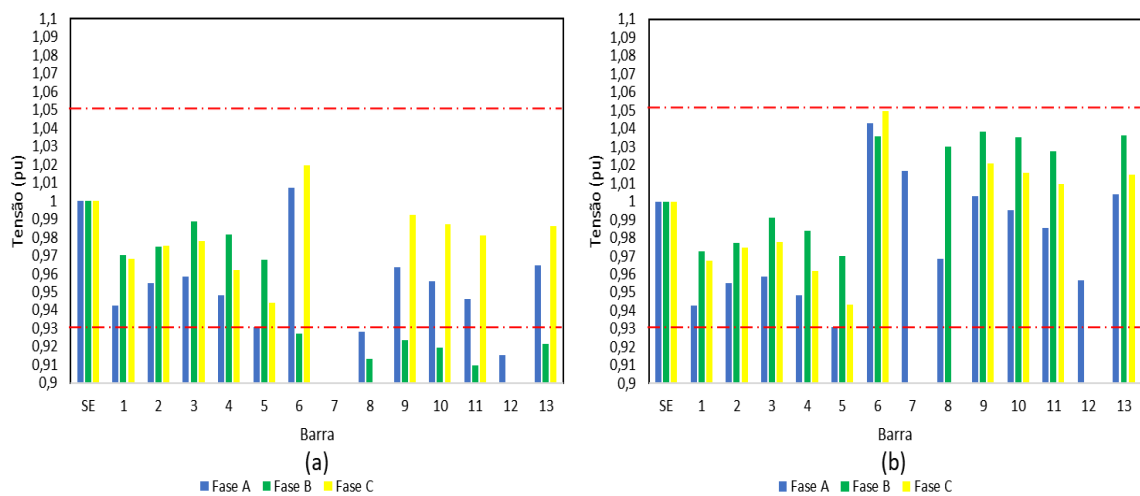


Fonte: Autoria Própria.

No horário das 13 horas, a atuação do VVC, ao contrário do horário das 12 horas, levou a uma redução nas perdas técnicas. Nas condições iniciais, as perdas eram de 39,13 kWh. Posterior à atuação do VVC, as mesmas reduziram para 31,80 kWh.

Analisando o horário de maior carregamento do sistema (15 horas), percebe-se que a transição do horário das 14 para as 15 horas também é abrupta, partindo-se de um carregamento leve para o pico de demanda do dia. A figura 12 mostra os níveis de tensão nas barras na hora 15 antes e após a atuação do VVC:

Figura 12 - Níveis de tensão na hora 15 (a) antes do VVC e (b) após o VVC.

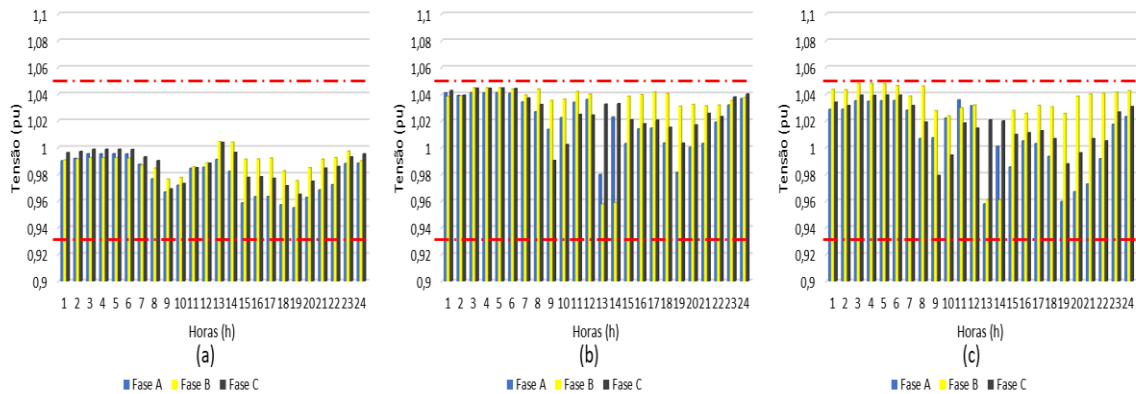


Fonte: Autoria Própria.

Devido à diferença de demanda de potência dos horários, partindo-se de um carregamento leve para o maior carregamento do dia, na hora 15, ocorre a maior subtensão dentre todas as horas, de 0,898 pu, na fase B da barra 7. No entanto, as perdas técnicas reduzem de 126,3 kWh para 119,15 kWh, o que equivale a uma redução de 5,66%.

Como proposta de análise das tensões nas 24 horas do dia, três barras foram selecionadas: as barras 3, 9 e 11. A escolha das barras foi baseada em selecionar uma barra antes do RT e duas após o mesmo, sendo uma em fim de trecho. A figura 13 mostra os resultados das tensões, por fase, nas barras após o VVC:

Figura 13 - Tensões nas 24 horas do dia por fase (a) na barra 3 (b) na barra 9 e (c) na barra 11 após aplicação do VVC.

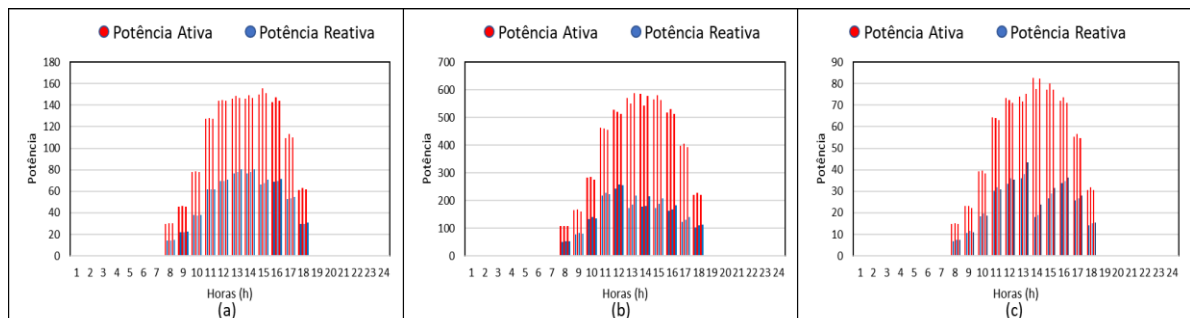


Fonte: Autoria Própria.

Conforme é possível observar na figura 13, não há violação de tensão nas 3 fases das 3 barras analisadas posteriormente à aplicação do VVC, atendendo as restrições impostas.

Os geradores distribuídos começam a injetar potência ativa e reativa no sistema a partir das 8 horas, contribuindo na alimentação das cargas até as 18 horas. A figura 14 mostra a potência ativa, em kW e a potência reativa, em kVAr, fornecida pelos geradores distribuídos:

Figura 14 - Curva de geração de potência ativa e reativa (a) da GD1 (b) da GD2 e (c) da GD3.

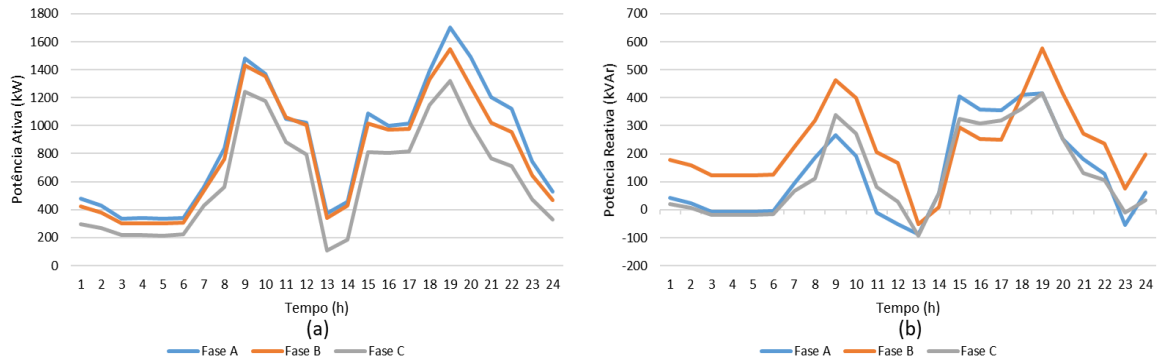


Fonte: Autoria Própria.

Assim como é mostrado na tabela 6, os geradores distribuídos operam na maior parte do tempo com um FP de 0,9 capacitivo, injetando reativos no sistema. A partir das 13 horas, os mesmos aumentam seu FP, visto que há uma redução no consumo de reativos por parte da rede. Conforme aumenta o carregamento, nas demais horas, o FP volta a operar em 0,9 capacitivo.

Com a aplicação do VVC em todos os horários, foi possível plotar a curva das potências ativa e reativa da SE, conforme mostra a figura 15:

Figura 15 – Curva de potência (a) ativa e (b) reativa da SE após VVC.

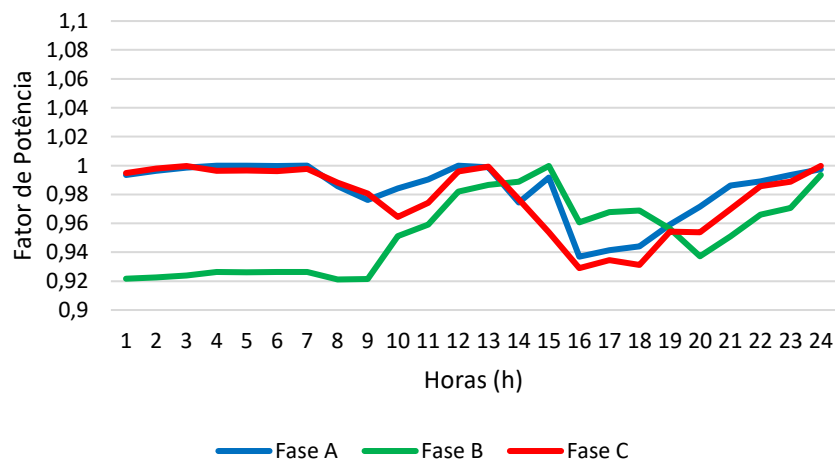


Fonte: Autoria Própria.

Nota-se, analisando a figura 15, que a curva de carga da SE apresenta uma característica industrial na maior parte do tempo. No entanto, a partir das 18 horas, há um aumento na potência demandada, onde entram as cargas predominantemente residenciais. Isso está diretamente ligado ao aumento das perdas técnicas do sistema, pelo fato de não haver mais a contribuição dos geradores distribuídos nestes horários.

Na figura 15 (b), em alguns horários com menor demanda por potência reativa, seu valor em kVAR aparece negativo. Isso se explica pelo fato de que a SE consome reativos para equilibrar o fator de potência do sistema, conforme mostra a figura 16:

Figura 16 – Fator de potência da SE após VVC.



Fonte: Autoria Própria.

No intuito de comparar os resultados obtidos com o método VVC centralizado desenvolvido, foi estruturado um método de controle local. Os resultados obtidos e a comparação dos mesmos são mostrados na tabela 10:

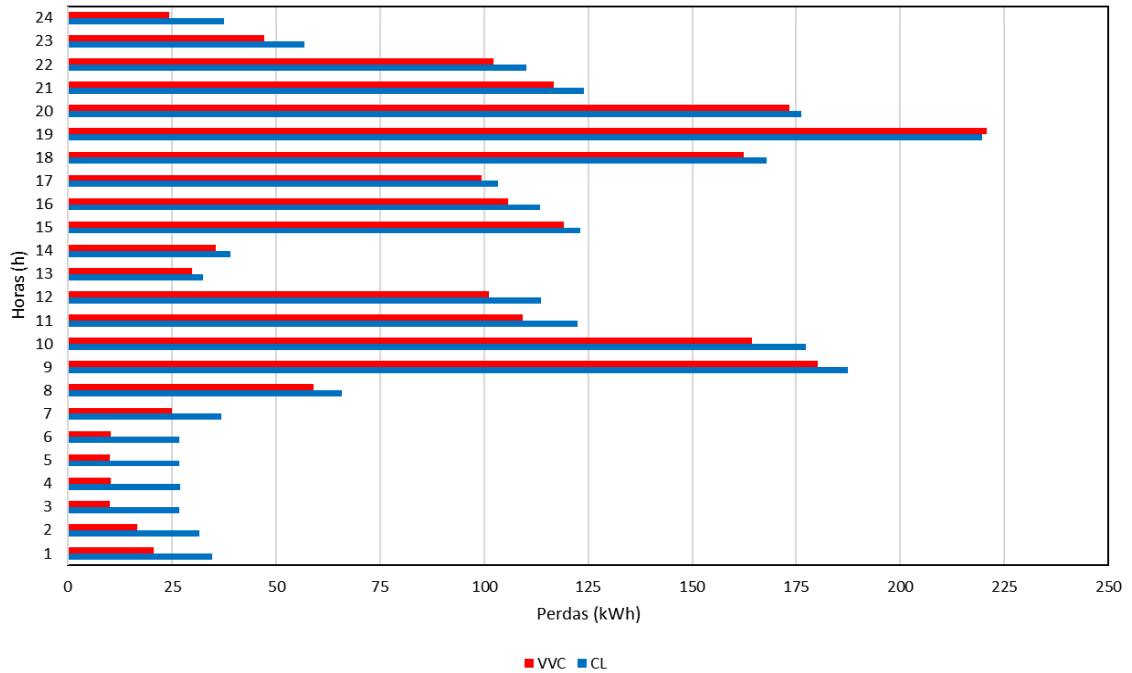
Tabela 10 – Comparação dos resultados das perdas entre as estruturas de controle.

Horário (h)	Controle Local (kWh)	Controle Centralizado (kWh)	Redução das Perdas (kWh)	Redução das Perdas (%)
1	34,7	20,58	14,12	40,69
2	31,5	16,57	14,93	47,39
3	26,8	10,15	16,65	62,13
4	26,9	10,27	16,63	61,82
5	26,8	10,11	16,69	62,28
6	26,7	10,19	16,51	61,84
7	36,8	24,88	11,92	67,61
8	65,8	59,02	6,78	10,30
9	187,5	180,07	7,43	3,96
10	177,2	164,43	12,77	7,21
11	122,4	109,18	13,22	10,80
12	113,7	101,12	12,58	11,06
13	32,5	29,87	2,63	8,09
14	39,0	35,46	3,54	9,08
15	123,1	119,15	3,95	3,21
16	113,4	105,82	7,58	6,68
17	103,4	99,33	4,07	3,94
18	167,8	162,32	5,48	3,27
19	219,6	220,79	-1,19	-0,54
20	176,3	173,42	2,88	1,63
21	124,0	116,71	7,29	5,88
22	110,2	102,14	8,06	7,31
23	56,9	47,24	9,66	16,98
24	37,6	24,22	13,38	35,59
Total	2180,6	1953,04	227,56	10,44

Fonte: Autoria Própria.

A tabela 10, assim como a figura 17, mostram que os resultados das perdas técnicas obtidos com o controle VVC são, em todos os horários, menores que o CL. Somente no horário das 19 horas o CL possui perda menor, porém a diferença é ínfima perto dos demais resultados obtidos. No final do dia, obtém-se uma redução utilizando o VVC ao invés do CL de 10,44%, equivalente à 227,56 kWh.

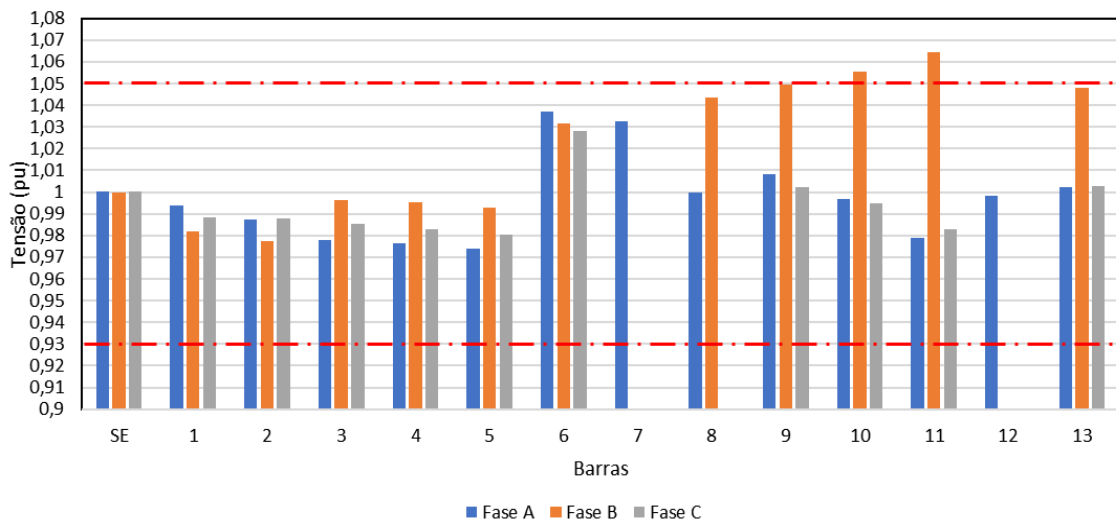
Figura 17 - Comparação das perdas entre as estruturas de controle.



Fonte: Autoria Própria.

Além de possuir perdas técnicas maiores no final do dia, o CL não consegue corrigir algumas violações de tensão no sistema. A partir das 20 até as 23 horas, ocorre sobretensão em algumas barras do sistema e o CL não corrige. A figura 18 mostra as tensões nas barras na hora 21, horário que ocorre a maior sobretensão da rede:

Figura 18 – Níveis de tensão nas barras do sistema na hora 21 para o CL.



Fonte: Autoria Própria.

5 CONCLUSÃO

Devido à crescente demanda por energia elétrica, as concessionárias de distribuição de energia elétrica passaram por um processo de reformulação no que diz respeito à qualidade da energia fornecida. Com isso, o controle Volt/VAr passou a ter uma importância ainda maior para auxiliar na manutenção dos níveis de tensão na faixa que a ANEEL considera ser adequada, que é entre 0,93 pu a 1,05 pu.

No que diz respeito a isso, este trabalho busca trazer uma análise aplicando um método heurístico de controle VVC centralizado dos equipamentos que constituem a rede. Conforme mencionado na FO, o algoritmo trabalha na minimização das perdas técnicas durante um dia de operação, onde os equipamentos de controle atuam de forma coordenada, seja nos ajustes dos TAPs dos reguladores de tensão e dos bancos de capacitores e no controle do FP dos inversores dos sistemas fotovoltaicos.

O algoritmo proposto possibilitou que o sistema opere em faixas de tensões consideradas adequadas após a atuação do VVC, que sempre busca pelo equipamento mais efetivo em reduzir as perdas técnicas sem violar as restrições de operação. Diretamente relacionado com as perdas, os níveis de tensão se mantiveram perto do limite superior estabelecido pela ANEEL, o que faz com que, na transição de horários, o algoritmo precise de menos interações para alcançar a FO.

Os resultados obtidos com as simulações utilizando o método do VVC mostraram-se adequados, atendendo todos os itens que foram descritos na formulação do problema onde, em nenhum momento, ocorreu subtensão ou sobretensão mediante as variações de carga e de geração de energia por parte do sistema fotovoltaico nas 24 horas analisadas do dia. Analisando os resultados obtidos do VVC com a estrutura de controle local, percebe-se que o CL não possui a mesma eficiência que o VVC em alcançar a FO, sendo que, em alguns horários, não é possível corrigir sobretensão.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Procedimentos de distribuição de energia no sistema nacional (PRODIST), módulo 8: qualidade da energia elétrica. Brasília: ANEEL, 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Nota Técnica nº 0025/2011-SRD-SRC-SRG-SCG-SEM-SRE-SPE/ANEEL. Brasília, ANEEL, 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 16149: Sistemas fotovoltaicos – características de interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. Rio de Janeiro: ABNT, 2013.

BIAZZI, R. R. Metodologia de controle volt/var coordenado para redes de distribuição com uso de lógica heurística. **Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria**, 2019.

BURATTI, R. P. Reguladores de tensão em redes elétricas com alta penetração de cargas não lineares. **Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual de São Paulo**, 2016

DUGAN, R. C; MONTENEGRO, D. OpenDSS Manual. EPRI 2018.

GENC, S.; BAGGU, M. Look ahead volt/var control: a comparison of integrated and coordinated methods. **IEEE PES T&D Conference and Exposition**, 2014.

JABR, R. A.; DZAFIC, I. Sensitivity-based discrete coordinate-descent for volt/var control in distribution networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 31, No. 6, 2016.

JAHANGIRI, P.; ALIPRANTIS, D. C. Distributed volt/var control by pv inverters. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 28, No. 3, 2013.

MADRUGA, E. P. Otimização de níveis de tensão nas redes de distribuição considerando a alocação de bancos de capacitores e reguladores de tensão. **Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria**, 2011.

MADRIGAL, M.; ULUSKI, R.; GABA, K. M. Practical guidance for defining a smart grid modernization strategy. **International Bank for Reconstruction and Development**, 2017.

MELLO, A. P. C. Estratégia de controle volt/var coordenado para sistemas de distribuição inteligentes. **Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria**, 2018.

MERCER, B. DE M. Uma proposta de controle volt/var hierárquico para sistemas modernos de distribuição de energia elétrica. **Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas**, 2016.

RODEZNO, D. A. Q. Controle de tensão e reativos em redes de distribuição de energia elétrica. **Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia da Universidade estadual de São Paulo**, 2014.

ROYTELMAN, I.; GANESAN, V. Coordinated local and centralized control in distribution management systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Vol. 15, No. 2, 2000.

ROYTELMAN, I.; MEDINA, J. Volt/var control and conservation voltage reduction as a function of advanced DMS. **IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference**, 2016.

ROYTELMAN, I.; WEE, B. K.; LUGTU, R. L. Volt/Var control algorithm for modern distribution management system. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 10, No. 3, 1995.

ROYTELMAN, I.; WEE, B. K.; LUGTU, R. L.; KULAS, T. M.; BROSSART, T. Pilot project to estimate the centralized volt/var controle effectiveness. **20th International Conference on Power Industry Computer Applications**, 1997.

SINGHAL, A.; AJJARAPU, V.; FULLER, J.; HANSEN, J. Real-Time local volt/var control under external disturbances with high PV penetration. **IEEE Transactions on Smart Grid**, vol. 10, no. 4, 2019.

SOUZA M. E. M. Inserção de microgeração distribuída nas redes de baixa tensão: implantação de telhados solares – estudo de caso real. **Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais**, 2014.