



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Leonildo Dias Laurence

**Análise do Controle Volt/VAr em Redes de Distribuição de Energia na Presença
de Geração Distribuída Conectada Via Conversores Estáticos**

Florianópolis
2024

Leonildo Dias Laurence

**Análise do Controle Volt/VAr em Redes de Distribuição de Energia na Presença
de Geração Distribuída Conectada Via Conversores Estáticos**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-graduação
em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de
Santa Catarina para a obtenção do título de Mestre
em Energia Elétrica.

Orientador: Prof. Miguel Moreto, Dr.

Florianópolis
2024

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor, através do programa de geração automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Laurence, Leonildo Dias

Análise do Controle Volt/VAR em Redes de Distribuição de Energia na Presença de Geração Distribuída Conectada Via Conversores Estáticos / Leonildo Dias Laurence ; orientador, Miguel Moreto, 2024.

78 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2024.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. sistema de energia elétrica. 3. Função Volt Var dos Conversores estáticos. 4. Controle Volt/Var em Rede de Distribuição. 5. Geração distribuída. I. Moreto, Miguel . II. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

Leonildo Dias Laurence

Análise do Controle Volt/VAr em Redes de Distribuição de Energia na Presença de Geração Distribuída Conectada Via Conversores Estáticos

O presente trabalho em nível de mestrado foi avaliado e aprovado por banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Fernando Buzzulini Prioste, Dr.
Universidade do Estado de Santa Catarina

Prof. Diego Issicaba, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Certificamos que esta é a **versão original e final** do trabalho de conclusão que foi julgado adequado para obtenção do título de Mestre em Energia Elétrica.

Prof. Telles Brunelli Lazzarin, Dr.
Coordenador do Programa de
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Prof. Miguel Moreto, Dr.
Orientador

Florianópolis, 2024.

Este trabalho é dedicado a minha querida mãe,
Margarida Dias, uma mulher trabalhadora e de bom
coração, ajuda sempre o próximo. E também a todos os
jovens sonhadores do meu país, Guine Bissau.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todos que de uma forma ou outra ajudaram para que isto seja possível, em especial meu Orientador Professor Miguel Moreto pela paciência e todo cuidado que ele teve comigo, um Excelente Professor e também um obrigado a minha Família.

E também um obrigado a UFSC, CAPES e CNPQ por todo apoio recebido ao longo desses 2 anos de formação.

“Os sonhos precisam de persistência e coragem para serem realizados. Nós os regamos com nossos erros, fragilidades e dificuldades. Quando lutamos por eles, nem sempre as pessoas que nos rodeiam nos apoiam e nos compreendem. Às vezes somos obrigados a tomar atitudes solitárias, tendo como companheiros apenas nossos próprios sonhos.”

(AUGUSTO CURRY)

Enquanto houver fôlego em Você – Persista!

RESUMO

A Geração Distribuída (GD) é uma modalidade de geração de energia definida na Resolução Normativa (REN) 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que em 2015 foi reajustada para REN 687. É uma modalidade que tem crescido muito no Brasil, principalmente a energia eólica e a energia solar. Esta última corresponde a 90% da GD e traz consigo algumas vantagens como redução em necessidade de investimento em expansão da rede elétrica para acompanhar o aumento crescente da demanda e redução de perdas de transmissão por estarem mais próximas ao consumidor. Por outro lado, a energia solar, assim como a energia eólica, fazem parte do grupo de fontes de geração intermitente, qualquer mudança na intensidade dos seus recursos, irradiação solar e vento respectivamente, pode provocar uma alteração na magnitude de tensão, levando a operação excessiva dos equipamentos convencionais de controle de tensão, como transformadores com comutação sob carga (On Load Tap Changer), reguladores de tensão (Voltage Regulators), e bancos de capacitores (Capacitor Banks). Neste trabalho foi realizada uma análise do impacto dessa geração na tensão do sistema e na operação dos equipamentos de controle, considerando a existência de uma metodologia de controle Volt/VAr. Foram realizados 19 testes, considerando os sistemas fotovoltaicos distribuídos de três formas diferentes na rede de distribuição e também foram considerados um dia de muito sol e um dia de pouco sol. Foi implementado um algoritmo Volt/VAr coordenado usando a lógica fuzzy, no Matlab e o OpenDSS para o cálculo do fluxo de potência. Foram avaliados os impactos da função Volt/VAr dos conversores estáticos no perfil de tensão e nas perdas elétricas para o sistema teste IEEE 34 barras. Como resultado do estudo, as funções Volt/VAr dos conversores estáticos mostraram um potencial significativo na correção de tensão e na redução do número de comutações dos equipamentos de controle de tensão. Também é possível concluir que a forma como os sistemas fotovoltaicos estão alocados na rede de distribuição, considerando a potência ativa máxima em uma determinada barra da rede elétrica influenciou nos resultados. Vale salientar que a distribuição dos sistemas fotovoltaicos na rede elétrica não depende apenas do operador do sistema elétrica mas também dos proprietários dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição. Chegou-se a conclusão de que a configuração em que os sistemas fotovoltaicos estão distribuídos em 6 unidades de 150 kW é mais atrativo para os equipamentos de controle de tensão e também para um melhor perfil de tensão do sistema teste.

Palavras-chave: Controle Volt/VAr, Lógica Fuzzy, conversor estático, Geração distribuição, IEEE 34 barras, OpenDSS, Matlab.

ABSTRACT

Distributed generation (DG) is a type of energy generation defined in ANEEL's REN 482, which in 2015 was amended to REN 687. It is a type of generation that has grown a significant amount in Brazil, especially wind and solar energy. The latter accounts for 90% of distributed generation and provides some advantages, such as a reduction in the need to invest in expanding the electricity grid to keep up with the growing demand and a reduction in transmission losses since they are closer to the consumer. On the other hand, solar energy and wind energy are intermittent generation sources, and any change in the intensity of their resources, solar irradiation and wind respectively, can cause a change in voltage magnitude, leading to excessive operation of conventional voltage control equipment, such as On Load Tap Changer transformers, Voltage Regulators and Capacitor Banks. This study analyzed the impact of this generation on the system voltage and on the operation of the control equipment, considering the existence of a Volt/VAr control methodology. Nineteen tests were carried out, the photovoltaic systems were distributed in three different ways and a very sunny day and a day with little sun were also considered. A coordinated Volt/VAr algorithm using fuzzy logic was implemented in Matlab and OpenDSS to calculate the power flow. The impacts of the Volt/VAr function of the static converters on the voltage profile and electrical losses for the IEEE 34-bus test system were evaluated. As a result of the study, the Volt/VAr functions of static converters showed significant potential in voltage correction and in reducing the number of switches of voltage control equipment. It is also possible to conclude that the way in which photovoltaic systems are allocated in the distribution network, considering the maximum active power in a given bar of the electrical network, influenced the results. It is worth noting that the distribution of photovoltaic systems on the electrical grid does not only depend on the electrical system operator but also on the owners of the photovoltaic systems connected to the distribution network. It was concluded that the configuration in which the photovoltaic systems are distributed in 6 units of 150 kW is more attractive for voltage control equipment and also for a better voltage profile of the test system.

Keywords: Volt/Var Control, Fuzzy Logic, Static converters, Distribution generation, IEEE 34 bus test system, OpenDSS, Matlab.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Curva de controle Volt/Watt.	23
Figura 2 – Curva de controle Volt/VAr	23
Figura 3 – Curva de controle Volt/Var do tipo Q(V).	24
Figura 4 – Mapa com o número de download do software OpenDSS.	25
Figura 5 – Página de suporte OpenDSS.	26
Figura 6 – Diagrama de blocos do modelo <i>PVsystem</i> disponível no OpenDSS.	27
Figura 7 – Exemplo de curva diária de irradiância solar.	27
Figura 8 – Exemplo de curva do Fator de correção em função da temperatura.	28
Figura 9 – Exemplo de curva diária de temperatura.	28
Figura 10 – Exemplo de curva de eficiência de um conversor.	29
Figura 11 – Curva de Factor de Potência da IEC 61727	32
Figura 12 – Controle de potência reativa conforme a norma VDE-AR-N 4105	32
Figura 13 – Controle de potência reativa conforme a norma NBR 16149	33
Figura 14 – Arquitetura geral de um DMS.	37
Figura 15 – Integrações entre os softwares Matlab e OpenDSS	38
Figura 16 – Fluxograma geral para o VVC coordenado aplicado em redes de distribuição.	39
Figura 17 – Representação do controlador Fuzzy C1	41
Figura 18 – Fluxograma A - algoritmo para matriz efetividade	43
Figura 19 – Fluxograma de comutação dos equipamentos	46
Figura 20 – Funções de pertinência para variável de entrada efetividade	49
Figura 21 – Funções de pertinência para variável de entrada comutatividade	50
Figura 22 – Funções de pertinência para a variável de saída capacidade de atu- ação	51
Figura 23 – Regras para Análises do Controlador Fuzzy C1	52
Figura 24 – Diagrama Unifilar do sistema teste IEEE 34 Barras	54
Figura 25 – Curva de Carga	55
Figura 26 – Curva de Irradiação	56
Figura 27 – Curva de Temperatura	57
Figura 28 – Factor de Correção vs Temperatura	57
Figura 29 – Curva de Eficiência do Inversor	58
Figura 30 – Com a zona morta	59
Figura 31 – Sem a Zona Morta	60
Figura 32 – Media de Tensão para caso base	63
Figura 33 – Media de tensão ao longo do dia.	72
Figura 34 – Comutações ao longo do dia.	73
Figura 35 – Perfil de Tensão na hora 10 com VVC dos Inversores	74

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Matriz auxiliar para busca de tap/estado candidato	48
Tabela 2 – sistemas fotovoltaicos usados no teste	56
Tabela 3 – Característica dos Transformadores Trifásicos	58
Tabela 4 – Outros ajustes para Volt/Var do Opendss	58
Tabela 5 – Definição das condições	60
Tabela 6 – Definição de Cenários	61
Tabela 7 – Índices de qualidade de energia para Teste 1.	64
Tabela 8 – Índices de qualidade de energia para Teste 4.	66
Tabela 9 – Índices de qualidade de energia para Teste 2.	67
Tabela 10 – Índices de qualidade de energia para Teste 5.	68
Tabela 11 – Índices de qualidade de energia para Teste 3.	68
Tabela 12 – Índices de qualidade de energia para Teste 6.	70

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
DMS	Distribution Management System
IDR	Índice de Demanda de Potencia Reativa
IFT	Índice de Flutuação de Tensão
IOC	Índice de Operação dos Controles
IPE	Índice de Perdas Elétricas
IVNT	Índice de Violação dos Níveis de Tensão
Pmpp	Maximum Power Point
REN	Resolução Normativa
SCADA	Sistemas de Controle Supervisório e Aquisição de Dados
VVC	Volt/VAr Control

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	OBJETIVOS DESTE TRABALHO	15
1.1.1	Objetivo Geral	15
1.1.2	Objetivos Específicos	16
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	17
2.1	ESTADO DE ARTE DO CONTROLE VOLT/VAR	17
2.2	EQUIPAMENTOS DE CONTROLE VOLT/VAR	21
2.2.1	Transformadores de tensão de comutação sob carga	21
2.2.2	Bancos de capacitores	21
2.2.3	Reguladores de tensão	21
2.2.4	Conversores estáticos - GD	22
2.3	FUNÇÃO DE CONTROLE DE TENSÃO DO CONVERSOR	22
2.3.1	Função Volt/Watt	22
2.3.2	Função Volt/VAr	22
2.4	SOBRE O OPENDSS	24
2.4.1	Modelo de Sistema Fotovoltaico no OpenDSS	25
3	ASPECTOS NORMATIVOS	30
3.1	REN 482 E 687	30
3.2	PRODIST	31
3.3	ABNT - NBR 16149	31
4	METODOLOGIA	34
4.1	CONSIDERAÇÕES	35
4.1.1	Restrições nas barras da rede elétrica	35
4.1.2	Restrições nos números de comutação dos equipamentos	35
4.1.3	Restrições nos Transformadores e Reguladores de tensão	36
4.1.4	Restrições nos Bancos de Capacitores	36
4.1.5	Restrições nos Geradores Distribuídos	36
4.2	ARQUITETURA E ALGORÍTIMO - DESCRIÇÃO DO Volt/VAr Control (VVC)	36
4.2.1	Etapa 1 - Cálculo do desvio de tensão	38
4.2.2	Etapa 2 - Controlador <i>Fuzzy</i> C1	40
4.2.3	Etapa 3 - Alteração do ajuste	42
4.2.4	Formação da Matriz efetividade	42
4.2.4.1	Passo 1	42
4.2.4.2	Passo 2	42
4.2.4.3	Passo 3	44
4.2.5	Matriz comutatividade	45

4.2.6	Formação da Matriz Tap/estados candidato	47
4.2.7	Formação do Controlador Fuzzy C1	49
4.2.8	Conjuntos de regras	52
5	RESULTADOS	54
5.1	SISTEMA TESTE UTILIZADO	54
5.1.1	Carregamento do Alimentador	55
5.1.2	Caraterização dos Sistemas Fotovoltaicos	55
5.1.2.1	Curva Volt/VAr	58
5.2	ORGANIZAÇÃO DOS TESTES	59
5.3	CRITÉRIOS DE AVALIAÇÃO DOS TESTES	61
5.3.0.1	Índice de Violação dos Níveis de Tensão (IVNT)	61
5.3.0.2	Índice de Flutuação de Tensão (IFT)	62
5.3.0.3	Índice de Operação dos Controles (IOC)	62
5.3.0.4	Índice de Demanda de Potência Reativa (IDR)	62
5.3.0.5	Índice de Perdas Elétricas (IPE)	62
5.4	RESULTADOS E ANÁLISES POR MEIO DOS ÍNDICES DE QUALIDADE DE ENERGIA	63
5.4.1	Para configuração de 9 geradores	64
5.4.1.1	Com Irradiação Reduzida	64
5.4.1.2	Com Irradiação Máxima	65
5.4.2	Para configuração de 6 geradores	66
5.4.2.1	Com Irradiação Reduzida	66
5.4.2.2	Com Irradiação Máxima	67
5.4.3	Para configuração de 3 geradores	68
5.4.3.1	Com Irradiação Reduzida	68
5.4.3.2	Com Irradiação Máxima	69
5.4.4	Resumo geral do resultado dos testes	69
5.4.5	Analises por meio dos gráficos para o melhor caso	71
5.4.6	Conclusão Geral	73
6	CONCLUSÕES	75
6.1	TRABALHOS FUTUROS	75
	Referências	76

1 INTRODUÇÃO

Em abril de 2012 foi publicada a resolução normativa REN 482 da ANEEL definindo o conceito de micro e minigeração distribuída. Além disso também o conceito de *Net Metering* foi definido. Trata-se de um incentivo da ANEEL para uso de GD no Brasil, permitindo que os consumidores possam gerar sua própria energia elétrica e usar a rede elétrica para armazenamento da energia excedente para um posterior uso dela quando a geração distribuída não estiver gerando mais (VARGAS, J. M. P., 2020).

Em 2015 a ANEEL teve que reajustar a REN 482 dando lugar a REN 687, que trouxe correções importantes, como o caso de a microgeração que tinha um limite máximo de 100 kW de potência instalada, sendo reduzido para 75 kW. A minigeração passou a incluir potências maiores que 75 kW indo até 5 MW de potência instalada. Esta última resolução tornou bem mais atrativa a GD, aumentando o tempo de compensação de crédito de 36 para 60 meses e também a possibilidade de uma geração compartilhada entre as pessoas de uma empresa ou condomínio reduzindo as suas faturas de energia (VARGAS, J. M. P., 2020).

Algo bem interessante desta nova resolução foi a simplificação das regras de conexão, criação do formulário padrão e também a redução do tempo de conexão de usinas de 82 dias para 34 dias para microgeração (VARGAS, J. M. P., 2020).

Estas regras e incentivos permitiram um crescimento da GD para os anos seguintes. Como pode ser percebido em EPE e ANEEL (2019) a capacidade instalada era de 246,1 MW em 2017, quase foi triplicada (669,6 MW) no ano de 2018.

Em 2020, segundo EPE e ANEEL (2022), a capacidade instalada era de 4,874 GW e em 2021 quase foi dobrada (8,771 GW) mostrando que a medida que os anos vão passando a penetração das fontes de GD na rede elétrica vai aumentando e isto por um lado tem as suas vantagens.

No trabalho de José Maurício Pacheco Vargas (2020) são mencionadas algumas das vantagens, como a redução da necessidade de investimentos em expansão da rede elétrica para acompanhar o aumento crescente da demanda, a redução de perdas de transmissão visto que as fontes de geração distribuída se encontram próximo ao consumidor, a redução na necessidade de uso de usinas termoelétricas caras e poluentes, ajudando assim na redução de gases de efeito estufa, uma vez que as fontes de geração distribuída são na sua maioria renováveis e limpas. No Brasil, a energia solar constitui mais de 90 % da GD.

A energia solar, assim como a energia eólica faz parte de grupo de fontes de geração intermitente que são fontes cuja geração de energia elétrica depende de recursos naturais difíceis de serem armazenados como é o caso da luz do sol e o vento, respectivamente. Mudança na intensidade destes recursos assim como na curva de carga pode provocar uma alteração na magnitude de tensão (BIAZZI *et al.*, 2020).

Segundo Biazzi *et al.* (2020), quando a rede elétrica de distribuição estiver sob carga leve e houver uma alta penetração de fontes fotovoltaicas junto ao consumidor, o nível de tensão no ponto de conexão pode aumentar e isto pode levar à violação do limite máximo de tensão. O inverso também pode ser observado quando a carga é pesada numa rede com GD conectada, uma queda na geração dos GD pode provocar violação de limite mínimo de tensão. A geração distribuída apesar das suas vantagens, se não for utilizada de uma forma inteligente pode trazer problemas no sistema elétrico de distribuição como violações de nível de tensão permitido. Por essa razão há uma necessidade do controle da tensão considerando os problemas trazidos por esse crescente uso de geração distribuída pelos consumidores na rede elétrica como uma forma de complementar os métodos convencionais de controle de tensão.

Nos métodos convencionais de controle de tensão são utilizados equipamentos de controle Volt/VAr como transformadores com comutação sob carga (em inglês On Load Tap Changer), reguladores de tensão (em inglês Voltage Regulators), e bancos de capacitores (em inglês Capacitor Banks).

Estes dispositivos são considerados de atuação lenta e normalmente precisam de um controlador local, isso pode levar à controle não efetivo de tensão na presença de GD, uma vez que estes para estas fontes como é o caso de solar e eólica são fontes intermitentes e essa característica pode levar a operação excessiva de dispositivos convencionais de controle de tensão e conseqüentemente reduzindo sua vida útil (SHI; BARAN, 2018).

Neste contexto os conversores estáticos empregados nos sistemas fotovoltaicos, que até pouco tempo eram utilizados apenas para interface entre GD e rede elétrica, possuem uma enorme potencial para ajudar os dispositivos convencionais no controle de tensão, através da sua função Volt/VAr. No Brasil ainda não é permitido o uso desta função na rede de distribuição para controle de tensão (FILHO; CANHA, 2018).

Sendo assim há uma necessidade de mais estudos que propõem análise do controle Volt VAr coordenado na rede de distribuição, considerando os dispositivos convencionais de controle de tensão e as função Volt/VAr dos conversores estáticos dos sistemas fotovoltaicos.

1.1 OBJETIVOS DESTE TRABALHO

1.1.1 Objetivo Geral

O objetivo geral dessa dissertação de mestrado é avaliar os impactos da geração distribuída, conectada via conversores estáticos, nas estratégias de Controle Volt/Var coordenado em redes de distribuição de energia elétrica.

1.1.2 Objetivos Específicos

Para atender ao objetivo geração são elencados os seguintes objetivos específicos:

- Implementar no Matlab e no Opendss uma metodologia já existente na literatura de controle Volt/VAr coordenado, usando a lógica fuzzy.
- Analisar os impactos da função Volt/VAr dos conversores estáticos no perfil de tensão.
- Avaliar o impacto da GD no número de comutações nos equipamentos convencionais de controle de tensão.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo apresenta um resumo dos principais trabalhos encontrados na literatura relacionado ao controle Volt/VAr nas redes de distribuição de energia elétrica considerando a função Volt/VAr dos conversores estáticos. Em seguida são apresentados os principais equipamentos de controle de tensão na rede de distribuição, como transformadores LTC, reguladores de tensão, bancos de capacitores e os conversores estáticos. Por fim é feita uma breve exposição sobre a história do software OpenDSS e seus recursos disponíveis para a simulação dos elementos da rede de distribuição elétrica, como os equipamentos de controle de tensão, os sistemas fotovoltaicos, etc.

2.1 ESTADO DE ARTE DO CONTROLE VOLT/VAR

No trabalho de Wanzeler *et al.* (2022), os autores traçaram o efeito do controle das funções Volt/Watt e Volt/VAr na comutação do *tap* do regulador de tensão considerando dois cenários de variabilidade solar: baixa variabilidade (BV) e alta variabilidade (AV). Os autores concluíram que a inserção de sistemas fotovoltaicos sem as funções Volt/Watt e Volt/Var, impacta significativamente na operação dos reguladores de tensão e que quanto maior a variabilidade solar, maior é o número de comutações de *tap* pelo regulador de tensão no controle de tensão, podendo levar a desgastes do equipamento.

A contribuição em reduzir o número de comutação de *tap* dos equipamentos convencionais também é reforçada no trabalho de Eichkoff, Marques e Mello (2018) mostrando o potencial dos conversores na economia dos sistemas de distribuição. Neste trabalho é possível ver que em condição de subtensão, a injeção de potência ativa e potência reativa dos conversores estáticos dos sistemas fotovoltaicos ajuda na elevação de tensão e conseqüentemente na correção da tensão. O trabalho não fez um controle de tensão coordenado por meio de um algoritmo de controle Volt/VAr mas sim um controle local através das funções Volt/VAr dos conversores estáticos dos sistemas fotovoltaicos. O trabalho também mostra as possibilidades que os conversores dos sistemas fotovoltaicos têm para trabalhar com potência reativa dentro das normas brasileiras, no caso a NBR 16149.

No trabalho de Filho e Canha (2018), também são discutidas as normas Brasileiras acerca de injeção/absorção de potência reativa na rede elétrica. Neste trabalho também não foi feito um controle coordenado, mas sim um controle local, através de fator de potência fixo e função Volt/VAr dos conversores. É feito um alerta que quando os conversores trabalham com fator de potência fixo (unitário ou 0,9 indutivo/capacitivo) podem aumentar o número de comutação dos reguladores de tensão, neste caso reduzindo sua vida útil.

No trabalho de Eichkoff (2018), o autor mostrou que quando os conversores

estão trabalhando com a restrição da norma NBR16149 há um impedimento de os conversores contribuírem mais na correção de tensão, porque mesmo que os conversores tinham capacidade suficiente de potência reativa, essa capacidade não é utilizada por completo por causa dos limites impostos pela norma NBR16149, a norma permite que os sistemas fotovoltaicos trabalhem com o factor de potência limite de 0.90 capacitivo e 0.90 indutivo, que correspondem um limite de absorção/injeção de potência reativa na rede elétrica de 43,58% da potência nominal (P_N).

No trabalho de Freitas (2019), o autor fez o uso da função Volt/VAr, Volt/Watt e Fator de potência constante, combinando estas três funções inteligentes do conversor. O autor considerou carga do tipo leve e pesada, nível de penetração baixo, meio e alto de acordo com o crescimento da capacidade dos três sistemas fotovoltaicos e por ultimo considerou um dia de céu limpo e um dia de céu com nuvens. O autor fez um controle local de tensão através das funções inteligentes dos conversores dos sistemas fotovoltaicos. O autor chegou à conclusão que a combinação PPP (quando os inversores de frequência trabalham todos com fator de potência constante) é o melhor pois é o que mais aparece na maior das métricas avaliadas como melhor, mas o autor salientou que dependendo da métrica de avaliação e também das condições de operação da rede elétrica, as vezes combinar as outras funções inteligentes se mostra melhor.

No trabalho de Biazzi *et al.* (2020), os autores apresentaram um método de controle Volt/VAr coordenado aplicado no sistema teste IEEE 34 Barras, bem como na rede elétrica de Universidade Federal de Santa Maria (UFSM). O algoritmo buscar a melhor combinação de ajustes de equipamentos de modo a minimizar as perdas elétricas na rede sem violar as restrições (tensão, potência reativa, etc). Os autores não usaram a lógica *Fuzzy* na escolha do melhor equipamento, em vez disso, os autores constroem uma matriz de efetividade de perdas para cada equipamento e através desta, encontram o *tap* do equipamento que leva a menor perda elétrica sem violar as restrições. Algo semelhante será aplicado neste trabalho para encontrar o melhor ajuste para cada equipamento de controle de tensão.

No trabalho de Shi e Baran (2018), os autores apresentaram um método de controle de tensão coordenado, dividindo os equipamentos em dois grupos. Os LTC e os reguladores de tensão foram utilizados para violações de tensão resultantes das variações lentas de carga e os conversores estáticos e bancos de capacitores foram utilizados para violações de tensão provocados pela variação rápida de potência ativa dos sistemas fotovoltaicos. Os autores utilizaram o método do gradiente para otimizar as perdas elétricas na rede e com isso determinar a potência reativa necessária para os conversores e bancos de capacitores.

No trabalho de Mello (2018), a estratégia apresentada pela autora consiste no controle de tensão de forma coordenada fazendo o uso da lógica fuzzy para escolher os equipamentos de controle. Nessa referencia, a escolha dos equipamentos de con-

trole é feita pelo controlador *fuzzy* C1 que recebe como entrada o vetor de efetividade e comutatividade dos equipamentos de controle. Após a escolha do equipamento de controle para atuar na barra violada, um segundo controlador *fuzzy* C2 é aplicado para determinar a ação/incremento de *tap* deste equipamento. Este controlador *fuzzy* C2, recebe como entrada o desvio de tensão na barra e a posição do *tap* do equipamento escolhido, neste caso aumentando seu tempo de vida e economia para as concessionária. Por outro lado, a estratégia acima mencionada, não levou em conta a distribuição de sistemas fotovoltaicos na rede elétrica em termos de potência ativa e também não focou muito no análises de funções Volt/VAr dos conversores estáticos.

No trabalho de Fassbinder (2016), o autor já havia apresentado metodologia semelhante à metodologia apresentada no trabalho de Mello (2018). Os dois autores utilizaram dois controladores *fuzzy*, mas a diferença estava nas variáveis de entrada do controlador *fuzzy* C1. No trabalho de Fassbinder (2016), o autor não explorou muito a comutação dos equipamentos de controle de tensão, diferente do trabalho de Mello (2018), que explorou a comutação dos equipamentos de controle de tensão, reduzindo o número de comutação dos equipamentos de tensão e também evitando que o equipamento mais efetivo para correção de tensão seja muito mais utilizado em relação aos outros.

Já no trabalho de Hu, Liu e Wang (2020), os autores trazem uma abordagem diferente, juntando as vantagens de método de controle Volt/VAr centralizado e o método de controle local, formando um método de controle Volt/VAr em duas etapas. Neste método além de otimização de potência reativa e consequentemente redução de perdas na rede, a curva Volt/VAr dos conversores são adaptadas ao longo do tempo, de modo a fazer o uso total da capacidade de potência reativa dos conversores para correção de tensão. A estratégia dos autores também serve para correção das flutuações rápidas de tensão provocadas pelo grupo de fontes intermitentes. Nesta estratégia os autores fazem a decomposição da rede em partições, onde pequenos problemas de otimização são realizados em paralelo, em vez de um único problema de otimização do sistema a ser realizado, reduzindo assim o atraso de comunicação entre os conversores observado no método de controle Volt/VAr centralizado.

No trabalho de Souza (2021), o autor também fez uso da estratégia apresentada no trabalho de Mello (2018) considerando a GD mas não as funções Volt/Var dos conversores estáticos dos sistemas fotovoltaicos. O autor foi conectando a GD em diferentes configurações, foram 8 testes para ver os efeitos na comutação diária dos equipamentos de controle. Deve-se salientar que o autor não usou geradores solares, mas sim geradores que simplesmente injetam potência ativa na rede, ou seja, o autor não fez o uso das funções inteligentes dos conversores estáticos, função Volt/Var e Volt/Watt no controle de tensão. Nos 8 testes feitos, apenas no teste 7, o autor obteve redução do número de comutações diária comparado ao caso sem geradores

distribuídos (parte 2 do estudo ou melhor método 2). Neste caso específico, o autor concluiu que adição de geradores distribuídos não foi muito interessante em aumentar a vida útil dos equipamentos ao longo do tempo.

No trabalho de Yoshizawa *et al.* (2021), os autores apresentaram um método de controle de tensão coordenado com as funções Volt/VAr e Volt/Watt dos conversores estáticos. É um método que permite fazer a coordenação entre os conversores na rede de distribuição para ajudar na correção de violação de tensão. O método não faz uso de lógica *fuzzy* e nem precisa resolver complexos problemas de otimização. Em vez disso, o método faz o uso da matriz de sensibilidade, que relaciona a variação de tensão no ponto de conexão dos conversores com a variação de potência ativa e reativa. Através desta matriz de sensibilidade, é possível encontrar os ajustes adequados para os conversores de frequência e assim fazer a correção de tensão.

No trabalho de Santos, Affonso e Kezunovic (2021), os autores mostram que é possível utilizar as funções Volt/Var dos conversores para ajudar na correção da violação de tensão, quando os veículos elétricos estão sendo carregados. Mostraram que, quando o carregamento de veículos elétricos coincidir com o horário de pico das cargas, isto pode provocar violações de tensão na rede elétrica. Então os autores fizeram um controle de tensão local através da função Volt/VAr dos conversores de frequência com zona morta da função volt var dos conversores estáticos. A curva Volt/VAr utilizado pelos autores, é semelhante a curva Volt/VAr com zona morta utilizada neste trabalho, principalmente os valores de limites de tensão.

No trabalho de Almeida, Pasupuleti e Ekanayake (2020), o autor fez uma análise das funções inteligentes Volt/VAr com zona morta, Volt/Watt e a combinação destas duas funções no controle de tensão em uma rede de distribuição de baixa tensão da Malásia. O controle local de tensão feito neste estudo mostrou que estas funções inteligentes dos conversores realmente podem ajudar no controle de tensão e também que os consumidores com valores de tensão mais alto são os que mais sofrem com cortes de potência ativa bem como são os mais absorvem potência reativa para poder manter os valores de tensão dentro dos limites aceitáveis.

No trabalho de Yamashita *et al.* (2021), os autores apresentaram um método de controle de tensão coordenado. Os autores conseguem controlar os equipamentos de controle de tensão por meio de controle remoto, para encontrar a melhor ajuste da banda morta da curva Volt/VAr dos conversores estáticos dos sistemas fotovoltaicos. O método tenta encontrar a melhor configuração da banda morta de modo a deixar os valores de tensão dentro dos limites aceitáveis e também reduzir as perdas elétricas e a potência reativa injetada por estes sistemas fotovoltaicos. O método conseguiu fazer a correção de tensão e também reduzir as perdas elétrica e potência reativa, mas o número de comutações dos reguladores de tensão aumentava à medida que os conversores atuavam com esse método. Como pode ser verificado através da revisão

apresentada nos parágrafos acima, ainda são necessários estudos mais detalhados acerca do impacto dos conversores estáticos utilizados na geração solar fotovoltaica na tensão do sistema bem como nas comutações dos equipamentos de controle de tensão quando empregadas estratégias de controle Volt/VAr coordenado.

2.2 EQUIPAMENTOS DE CONTROLE VOLT/VAR

2.2.1 Transformadores de tensão de comutação sob carga

Os transformadores de tensão de comutação sob carga, assim como os bancos de capacitores, fazem parte dos dispositivos de controle de tensão convencionais e são considerados dispositivos conectados em derivação. Em outras palavras esses dispositivos conseguem fazer a correção de tensão a jusante e a montante do seu ponto de conexão na rede. Os transformadores de tensão de comutação sob carga (OLTC – On Load Tap Changer) fazem o ajuste de tensão através da comutação das suas derivações ou *taps* por meio de um relé regulador automático de tensão que monitora a tensão no lado secundário do transformador e a compara com um valor de ajuste. Esse ajuste na magnitude de tensão pode variar na faixa de mais ou menos 10 % da tensão de referência (MELLO, 2018).

2.2.2 Bancos de capacitores

Segundo Biazzi *et al.* (2020), os bancos de capacitores apenas fornecem potência reativa para a rede a fim de elevar a tensão no ponto de conexão, e ao mesmo tempo, reduzem as perdas em função da redução do fluxo de potência reativa líquida no sistema.

Podem ser constituídos por vários módulos comutáveis da mesma capacidade, permitindo uma compensação gradativa ou por apenas um único módulo, além de serem relativamente baratos e de fácil instalação (MELLO, 2018).

2.2.3 Reguladores de tensão

Os reguladores de tensão são autotransformadores e pertencem a grupos de dispositivos conectados em série que conseguem fazer a correção de tensão somente a jusante do seu ponto de conexão (MELLO, 2018). Normalmente são instalados em lugares distantes da subestação para compensar a queda de tensão e a deixar dentro dos limites aceitáveis. São divididos em 32 *taps* de ajustes (de -16 a +16) permitindo assim rebaixar/elevar a tensão em até 10%, sendo que cada passo corresponde a degraus de tensão de 0,00625 pu de tensão (BIAZZI *et al.*, 2020).

2.2.4 Conversores estáticos - GD

Segundo Mello (2018), os conversores são dispositivos eletrônicos com capacidade de memória, processamento e também de comunicação permitindo a conexão de fontes como a eólica, solar, baterias, veículos elétricos, com a rede elétrica. Além dessa capacidade de transformar a energia contínua em energia alternada, os conversores também possuem funções avançadas como funções Volt/Watt e Volt/VAr, sendo assim chamados de inversores inteligentes (Smart Inverters), pois são capazes de injetar e absorver potência reativa para compensar as flutuações de tensões no seu ponto de conexão. Também conseguem limitar a potência ativa na saída do conversor estático de acordo com o valor de tensão no ponto de conexão.

2.3 FUNÇÃO DE CONTROLE DE TENSÃO DO CONVERSOR

2.3.1 Função Volt/Watt

Esta função permite definir uma curva que controla a potência ativa na saída do inversor da GD de acordo com a tensão no ponto de conexão do conversor. Esta função tem uma eficácia melhor quando se trata de uma rede de distribuição com baixa relação X/R, razão entre reatância e resistência da linha respectivamente. A Figura 1 mostra como a potência é ajustada de acordo com a tensão.

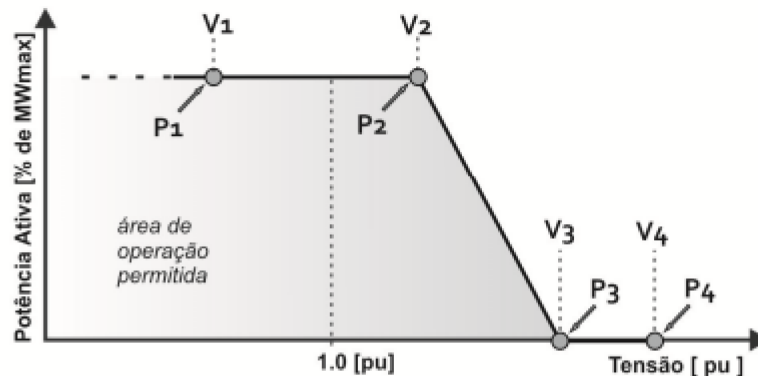
Observando a Figura 1, percebe-se que para uma faixa de tensão entre V_1 e V_2 a potência ativa é entregue normalmente na rede a uma percentagem máxima. Quando a tensão ultrapassa V_2 , situação em que ocorre uma sobretensão, então a potência ativa entregue a rede é reduzida linearmente à medida que a tensão aumenta, de modo a reduzir a sobretensão no ponto de conexão. Quando a tensão atingir o nível de V_3 , a potência ativa é reduzida a zero, portanto o conversor da GD deixa de entregar potência ativa à rede. Esta função por não envolver o controle de reativos, fica limitada e funciona apenas quando há geração de potência ativa.

2.3.2 Função Volt/VAr

Esta função, diferentemente da anterior, realiza o controle de tensão no ponto de conexão injetando ou absorvendo potência reativa da rede elétrica. Em caso de subtensão o conversor é programado a seguir a curva capacitiva e neste caso injetar reativos para elevar a tensão e em caso de sobretensão o conversor segue a curva indutiva, absorvendo reativos da rede e com isso reduzindo a tensão para níveis aceitáveis, conforme a Figura 2 .

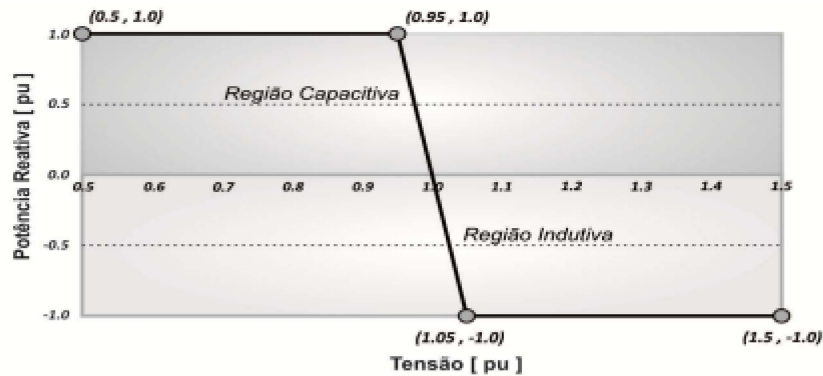
A Figura 2, mostra que, para níveis de tensão entre 0,5 a 0,95 pu, o conversor é autorizado a injetar o máximo de reativo (1 pu) à rede, de modo a elevar a tensão. Já para níveis de tensão entre 0,95 a 1 pu, a injeção de reativo acontece de forma gradual.

Figura 1 – Curva de controle Volt/Watt.



Fonte: Adaptado de (WANZELER *et al.*, 2022)

Figura 2 – Curva de controle Volt/VAr .

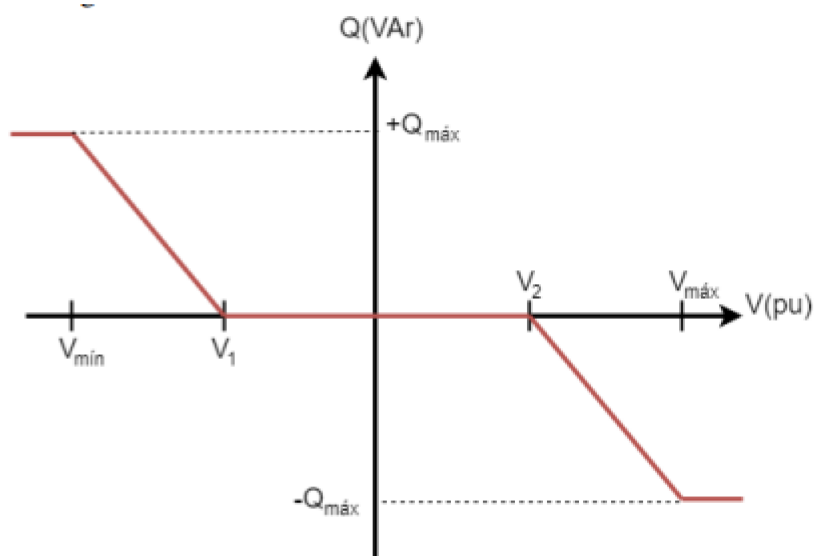


Fonte: Adaptado de (WANZELER *et al.*, 2022)

Quando a tensão ultrapassar 1 pu, o inversor passa a absorver reativos, e entre 1 pu e 1,05 pu de tensão a absorção de reativos acontece de forma linear e a partir de 1,05 pu em diante, a absorção de reativos é máxima de modo a reduzir a tensão para níveis aceitáveis.

De uma forma mais explícita, a curva de controle Volt/Var pode ser definida como na Figura 3. Nela pode-se verificar que, diferentemente da Figura 2, existe uma região de tensão em que o conversor não precisa injetar ou absorver reativos, nesta faixa de tensão entre V1 e V2, corresponde a região em que a tensão é aceitável e quando a tensão sai desta faixa, e se aproxima do Vmin, o reativo é injetado linearmente como na Figura 2 e quando aproxima de Vmax, o reativo é absorvido, assim como na Figura 2, de modo a deixar tensão dentro da faixa aceitável ou bem próxima. A faixa entre V1 e V2 é chamada de zona morta.

Figura 3 – Curva de controle Volt/Var do tipo Q(V).



Fonte: Adaptado de (VARGAS, L.; EICKHOFF; DE MELLO, 2018)

2.4 SOBRE O OPENDSS

Segundo Freitas (2015), o software OpenDSS começou a ser desenvolvido em 1997 por Roger Dugan e Thomas McDemontt, com a finalidade de dar suporte à análise de rede distribuição elétrica, principalmente na presença de GD. O nome do software naquela época era DSS (Distribution System Simulator), mas como o EPRI comprou o software em 2004 e o liberou para o público como sendo código aberto em 2008, o nome passou a ser OpenDSS.

No trabalho Freitas (2015), o autor apresenta o Software OpenDSS, os recursos disponíveis de simulação dos elementos da rede elétrica e também o próprio funcionamento do programa, como o cálculo de fluxo de potência por exemplo.

Além disso, no manual do OpenDSS em Dugan, Montenegro e Ballanti (2022), é possível compreender a simulação de GD como o caso dos sistemas fotovoltaicos e também o modo de controle de tensão do OpenDSS com mais detalhes.

O software OpenDSS está ganhando popularidade no Brasil. A Figura 4, mostra o número de download do software entre 3/9/2023 a 2/12/2023. Percebi-se o Brasil como líder, ficando na frente de Estados Unidos e China.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) recomendou o software OpenDSS para o cálculo de perdas técnicas pelas distribuidoras (ANEEL, 2014), reforçando assim a confiabilidade no software.

A Figura 5 mostra a página de suporte de OpenDSS, onde o usuário pode encontrar vários arquivos, respostas de várias perguntas sobre o software e também pode interagir com especialistas sobre o assunto como o caso do próprio Roger Dugan.

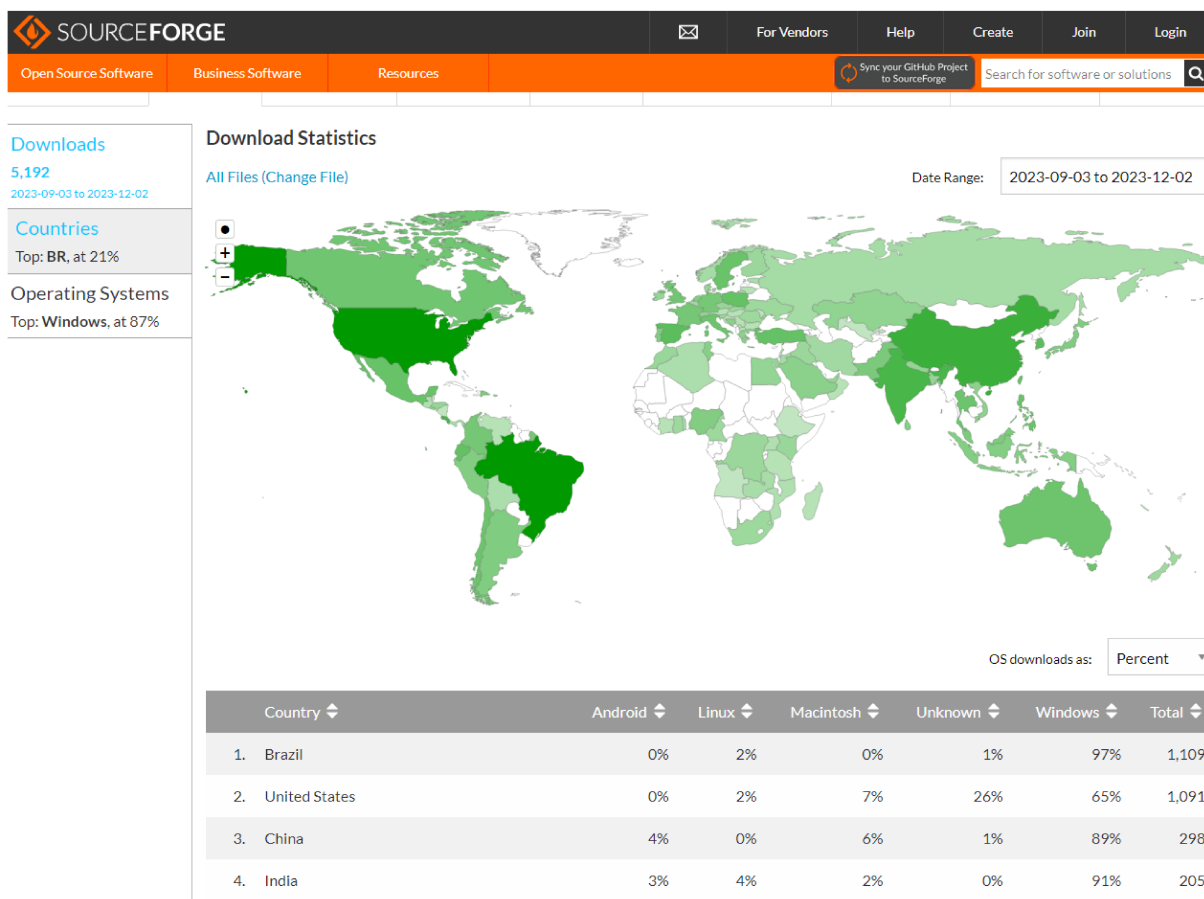


Figura 4 – Mapa com o número de download do software OpenDSS.

2.4.1 Modelo de Sistema Fotovoltaico no OpenDSS

A Figura 6 mostra o modelo de sistema fotovoltaico implementado no OpenDSS. Pode-se ver os painéis fotovoltaicos e o conversor estático de frequência (inverter). A potência P_{dc} na entrada do conversor é dada pela equação (1).

$$P_{dc}[t] = P_{mpp} \times irradiance \times irradiance[t] \times PTCurve(Temperature[t]) \quad (1)$$

Na equação (1), P_{mpp} corresponde a potência nominal máxima do painel fotovoltaico para $irradiance$ de $\frac{1kw}{m^2}$ e $Temperature$ de 25 graus Celsius. O termo $irradiance[t]$ corresponde ao valor em pu no tempo t , ver Figura 7, aplicado a $irradiance$. Enquanto que o termo $PTCurve(Temperature[t])$ corresponde ao fator de correção em pu, ver Figura 8, aplicado sobre P_{mpp} de acordo com a temperatura no tempo t , ver Figura 9.

A potência ativa na saída do conversor é dada pela equação (2).

$$P_{ac} = \begin{cases} 0, & \text{if the inverter status is OFF} \\ P_{LimitMin}[t], & \text{if } (P_{dc}[t] \times EffCurve) \geq P_{LimitMin}[t] \\ (P_{dc}[t] \times EffCurve), & \text{otherwise} \end{cases} \quad (2)$$

The screenshot displays the OpenDSS Discussion page on SourceForge. The page header includes the SourceForge logo and navigation links. The main content area features a search bar and a list of forum topics. The 'Open Discussion' forum is highlighted, showing a table of topics with columns for Forum, Latest Post, and # Topics.

FORUM	LATEST POST	# TOPICS
Open Discussion	Y matrix build aborted due to error in primitive Y calculations by Roger Dugan 2 hours ago	2159
Help	Inverter Control for PVs, Voltage Levels Rise by Muhammed Turhan ÇAKIR 17 hours ago	1564
Beginners	Maximum and Minimum Bus Voltages for IEEE European Low Voltage Test Feeder by Muhammed Turhan ÇAKIR 1 day ago	1234
Experts	Bug report (COM Interface): TCircuit.Enable and TCircuit.Disable using L... by Davis Montenegro 2023-09-12	61

Figura 5 – Página de suporte OpenDSS.

$$P_{LimitMin}[t] = \begin{cases} \min\left(\frac{\%Pmpp \times Pmpp}{100}, P_{Limit}[t]\right), & P_{Limit}[t] \text{ from volt - watt} \\ \frac{\%Pmpp \times Pmpp}{100}, & \text{otherwise} \end{cases} \quad (3)$$

Nesta o termo $EffCurve$ corresponde à eficiência do conversor de frequência conforme a Figura 10. Enquanto que o termo $P_{LimitMin}[t]$ é dado na equação (3) e corresponde à limite máximo de potência ativa na saída do conversor. O termo $P_{Limit}[t]$ corresponde ao limite de potência ativa da curva Volt/Watt do conversor para a hora t , caso o conversor esteja trabalhando nessa função. O termo $\%Pmpp$ também é uma outra forma de limitar a potência ativa na saída do conversor.

A potência reativa na saída do conversor depende da propriedade definida para a potência reativa, se for fator de potência constante (PF Property), então a potência reativa de saída será alterada de modo a manter o fator de potência constante. Se for potência reativa constante (Kvar Property), então o conversor tenta manter esse valor de Kvar na saída. Se a função Volt/VAr for acionada, então a potência reativa de saída dependerá do valor de tensão no terminal onde foi conectado o conversor na rede eléctrica, (RADATZ *et al.*, 2020).

Mais detalhes do modelo do sistema fotovoltaico implementado no OpenDSS é encontrado no Manual do OpenDSS em Dugan, Montenegro e Ballanti (2022), no

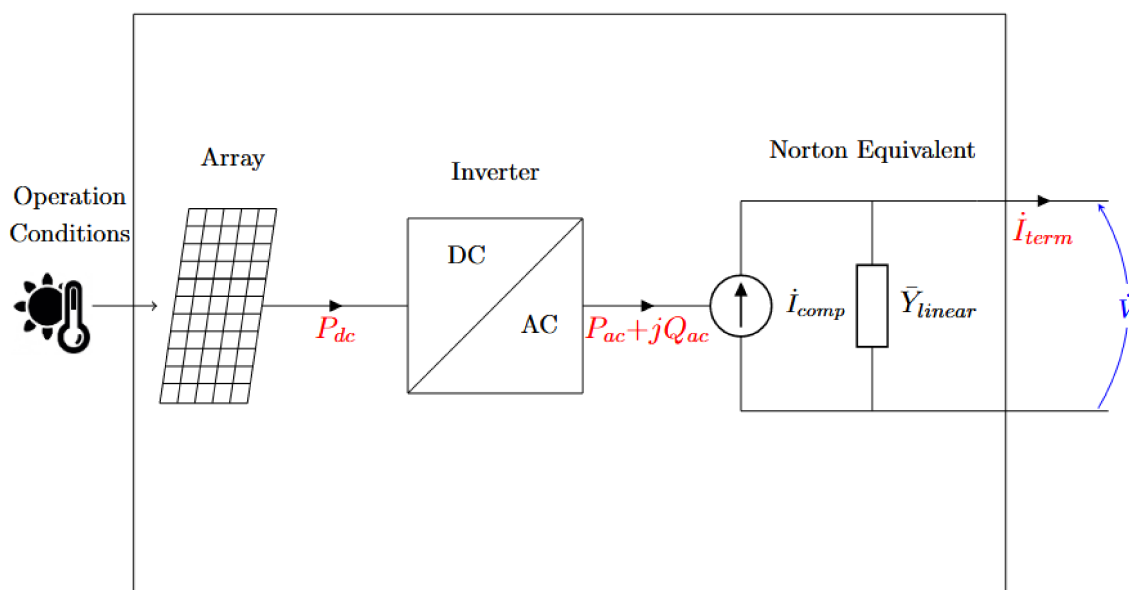


Figura 6 – Diagrama de blocos do modelo *PVsystem* disponível no OpenDSS.

Fonte: (RADATZ *et al.*, 2020)

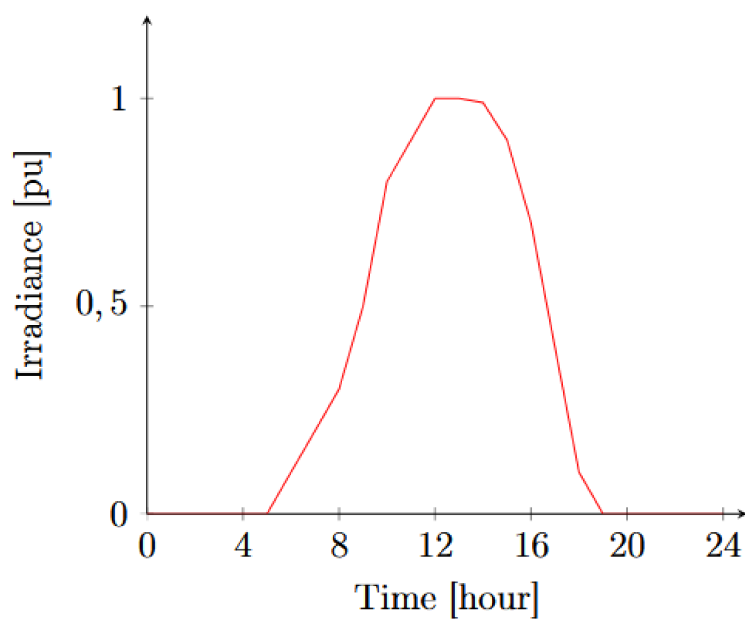


Figura 7 – Exemplo de curva diária de irradiância solar.

Fonte: (RADATZ *et al.*, 2020)

trabalho de Freitas (2015) e também em Freitas (2019), é possível encontrar a operação do *InvControl* do conversor estático utilizado nas funções inteligentes como o *Volt/VAr Control* utilizado neste trabalho.

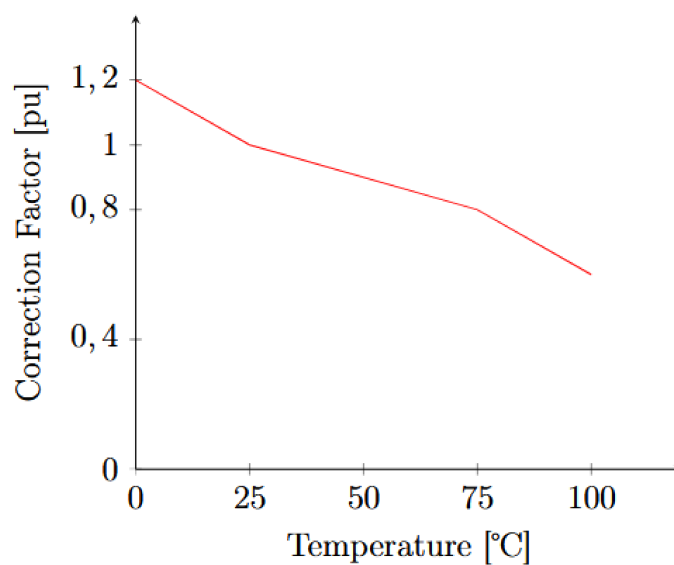


Figura 8 – Exemplo de curva do Fator de correção em função da temperatura.

Fonte: (RADATZ *et al.*, 2020)

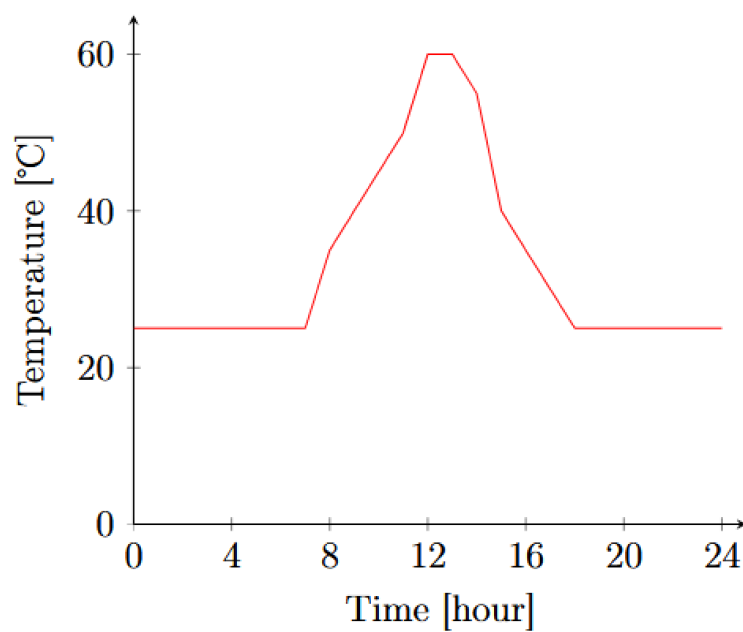


Figura 9 – Exemplo de curva diária de temperatura.

Fonte: (RADATZ *et al.*, 2020)

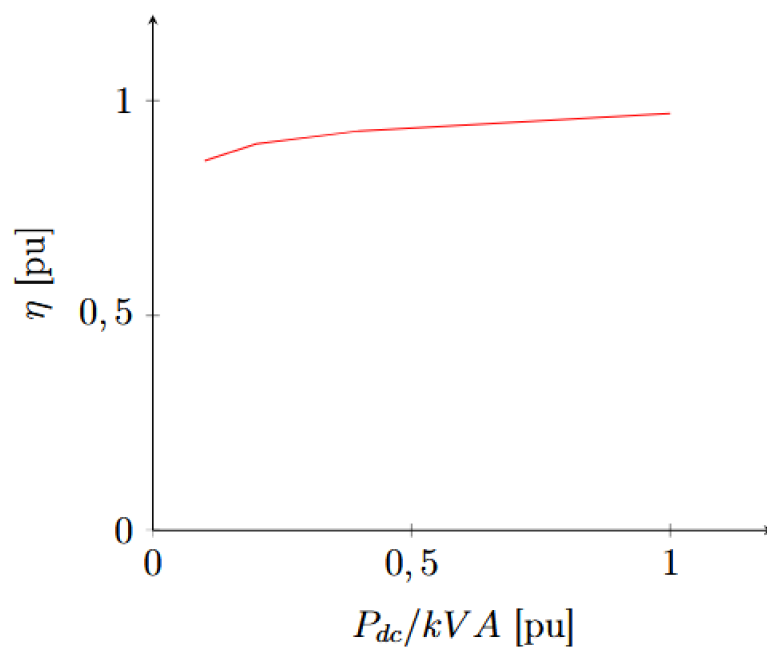


Figura 10 – Exemplo de curva de eficiência de um conversor.

Fonte: (RADATZ *et al.*, 2020)

3 ASPECTOS NORMATIVOS

Este capítulo apresenta um resumo das principais normas vigentes relacionadas à GD.

3.1 REN 482 E 687

A fim de permitir que os consumidores possam gerar sua própria energia elétrica (geralmente a partir de fontes renováveis) e não dependam unicamente da forma tradicional de fornecimento de energia elétrica (geração usualmente longe dos consumidores), foi publicada pela ANEEL em 17 de abril de 2012 a REN 482.

Esta resolução trouxe o conceito de mini e micro geração distribuída e nela a microgeração foi limitada à potências menores ou iguais a 100 kW. Já a mini geração distribuída foi definida à potência acima de 100 kW e menores ou iguais à 1 MW. Também foi definido o conceito de sistema de compensação de energia, no qual o consumidor tem a possibilidade de receber créditos de energia e fazer o seu uso num momento posterior (no máximo até 3 anos), possibilitando ao consumidor uma redução na sua fatura de energia elétrica. Isto incentivou o crescimento de geração distribuída no Brasil e com o tempo percebeu-se a necessidade de melhorar essa resolução de modo a otimizar o processo e redução de barreiras para conexão de geração distribuída na rede elétrica. Então em 24 de novembro de 2015, a ANEEL publicou a REN 687. Nela a micro geração distribuída foi definida como uma central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utiliza cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou, ainda fontes renováveis de energia elétrica conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. Já a mini geração distribuída é definida como uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada superiores à 75 kW e menores ou iguais à 5 MW (com exceção da fonte hídrica para a qual o limite ficou em 3 MW) e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou ainda fontes renováveis de energia elétrica, conectada à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (VARGAS, J. M. P., 2020). Foi alterado também o prazo de uso da energia em crédito para 5 anos, podendo o consumidor agora usar esse crédito também para seus outros locais de consumo não apenas no ponto de conexão.

Estas resoluções permitiram um crescimento da geração distribuída sem contar que o tempo de conexão do micro geração foi reduzido, em média de 82 meses para 34 meses com essa atualização (VARGAS, J. M. P., 2020).

3.2 PRODIST

O PRODIST, versão publicada em janeiro de 2022, é um conjunto de 11 módulos da ANEEL responsável por normatizar e padronizar as atividades técnicas para garantir a segurança e bom funcionamento do sistema elétrico de distribuição. O seu módulo 3 trata de como as conexões ao sistema de distribuição de energia elétrica devem ser feitas. Na sua seção 3.1 são definidos como devem ser feitas as conexões de fontes de geração distribuída (mini e micro geração) ao sistema de distribuição.

No módulo 8, seção 8.1, item 21 alinea b), são definidos os limites de variação de tensão no ponto de contratação, os quais devem estar entre 0,95 e 1,05 pu para pontos com tensão nominal de operação inferior a 230 kV. Já o item 41 da mesma seção 8.1, apresenta os limites para o fator de potência em pontos de conexão com tensão inferior de 230 kV, o qual deve ser entre 0,92 e 1 indutivo e entre 1 e 0,92 capacitivo, de acordo com as regras de prestação de serviços público de distribuição de energia elétrica.

3.3 ABNT - NBR 16149

Segundo Mello (2018), a NBR 16149 é um conjunto de normas aplicadas a sistemas de geração distribuída com potência nominal dividida nas 3 faixas seguintes: inferior ou igual a 3 kW; entre 3 kW e 6 kW e maior que 6 kW. Com o objetivo de padronizar a conexão destes sistemas a rede elétrica de distribuição e também os conversores usados na conexão. A norma NBR 16149 é fruto da experiência de normas internacionais como a IEC 61727 de 2004 da *Internacioanl Electrotechnical Commis-sion* e a VDE-AR-N 4105 de 2011 da Alemanha. Sendo assim há uma necessidade do conhecimento destas normas internacionais para melhor compreensão da norma Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) NBR 16149.

A norma IEC 61727 define o controle de tensão de uma forma indireta, controlando o Fator de Potência (FP) através da potência ativa injetada pelo conversor na rede elétrica. A norma estabelece que para potências ativas injetadas menores do que 50% da potência nominal do sistema, o conversor deve trabalhar com fator de potência unitário (padrão da fábrica) e para potencias ativas injetadas maiores ou iguais a 50%, o fator de potência deve decrescer linearmente podendo atingir um valor limite de 0.92 indutivo, conforme a Figura 11.

A norma VDE-AR-N 4105, é o código de rede da Alemanha, utilizado por outros países em estudos envolvendo geração distribuída (MELLO, 2018).

Esta norma define o controle de tensão de três formas distintas. Uma delas trabalha com fator de potência fixo para geração distribuída (método $\cos(\theta)$), a outra forma (método $\cos(\theta)P$) é semelhante ao controle de tensão apresentado na norma IEC 61727 com algumas alterações em relação a fator de potência (FP) como o limite

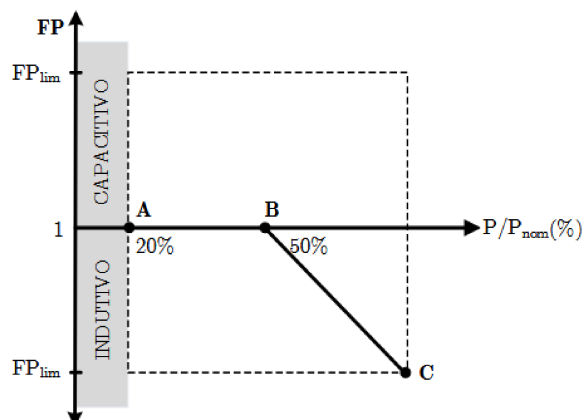


Figura 11 – Curva de Fator de Potência da IEC 61727

Fonte: (MELLO, 2018)

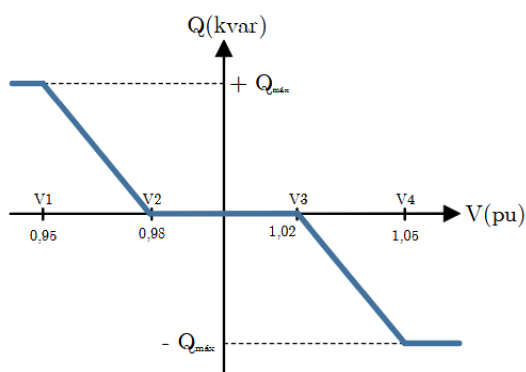


Figura 12 – Controle de potência reativa conforme a norma VDE-AR-N 4105

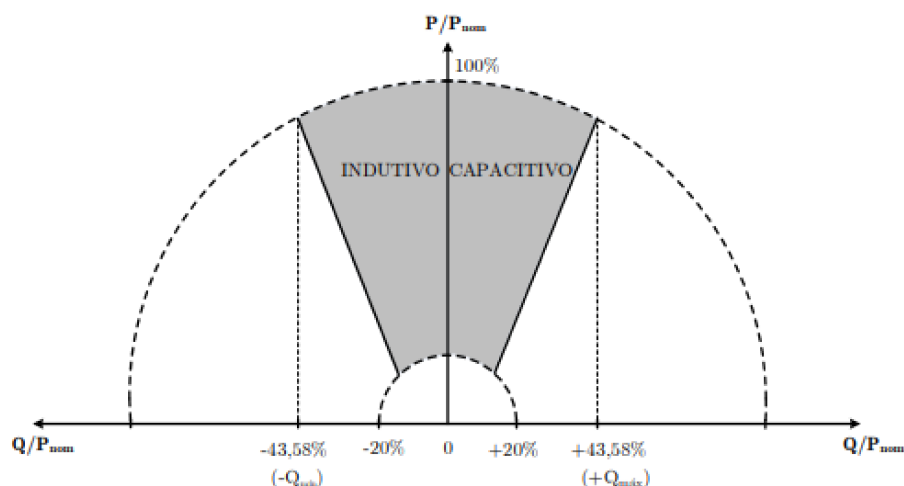
Fonte: (MELLO, 2018)

de fator de potencia passando para 0.90. O terceiro método (método $Q(V)$) define o controle de tensão seguindo uma curva característica que relaciona a tensão no ponto de conexão com a potencia reativa. O conversor estático faz a leitura de tensão no ponto de conexão e injetando/absorvendo potência reativa na rede elétrica de modo a deixar a tensão numa determinada faixa aceitável, seguindo uma certa curva característica definida para o conversor como pode ser visto na Figura 12, semelhante à curva da Figura 3.

De forma semelhante ao código alemão, a NBR 16149 também considera a potência instalada dos sistemas na definição da operação de conversores. A norma deixa duas possibilidades de operação para sistemas com potencia instalada superiores à 6 kW. A primeira possibilidade, também aplicada para sistemas com potência menores ou iguais à 6kW, exige que os conversores já venham de fábrica com fator de potência unitário e podem operar assim com uma tolerância de 2% (indutivo/capacitivo). Já na segunda possibilidade é considerada o controle de potência reativa de acordo com a figura 13.

Esta possibilidade permite a injeção/absorção de potência reativa a partir do

Figura 13 – Controle de potência reativa conforme a norma NBR 16149



Fonte: Adaptado de (MELLO, 2018)

momento em que a potência ativa injetada atinga 20 % da potência nominal. À medida que essa percentagem aumenta, a percentagem de potência reativa que pode ser injetada ou absorvida aumenta (até um máximo 43,58% da potência ativa nominal).

Trabalhos de autores como Eichkoff (2018), Mello (2018), Filho e Canha (2018) e Freitas (2019), reforçam a ideia da GD ser incluída no controle de tensão no Brasil. Para isso seria necessário uma mudança nas normas Brasileiras para exploração do potencial da GD no controle de tensão e na redução de número de comutação dos equipamentos convencionais de controle de tensão.

A norma VDE-AR-N 4105 de Alemanha e o IEEE 1547, definem a curva Volt/VAR dos conversores estáticos,¹² atualmente utilizados para estudos de controle de tensão em rede de distribuição com inserção de GD. Este trabalho de dissertação irá explorar esta função Volt/VAR dos conversores estáticos.

4 METODOLOGIA

Neste capítulo primeiramente é apresentado de forma geral da função Volt/VAr integrado ao software DMS. Em seguida é apresentado o digrama do algoritmo Volt/VAr coordenado e um resumo em 3 etapas de como funciona o algoritmo. Em seguida são apresentadas os diagramas para formação das variáveis de entradas do controlador Fuzzy C1, que são efetividade e comutatividade. Por último é apresentada a formação da matriz tap/estado candidato do equipamento que ajudará na escolha do melhor ajuste do equipamento selecionado para correção de tensão. Também é apresentada no final do capítulo a formação do controlador Fuzzy C1 aplicado neste trabalho.

Este trabalho consiste na análise de uma estratégia de controle Volt/VAr em redes de distribuição na presença de geração distribuída. Conforme já apresentado, um dos objetivos do trabalho é analisar o impacto das chamadas “funções inteligentes” dos conversores estáticos dos sistemas fotovoltaicos no controle de tensão e na comutação dos equipamentos de controle de tensão. Para isso, foi necessária a implementação de uma metodologia de referência para o controle Volt/VAr. Optou-se por abordar o método proposto em Mello (2018). Foram realizadas algumas alterações como o caso da escolha de tap/estado do equipamento escolhido para correção de tensão.

Na metodologia proposta em Mello (2018), após a escolha do equipamento com a maior capacidade de atuação no nó com a maior violação de tensão por meio da aplicação de um controlador *fuzzy* C1, é aplicado um segundo controlador *fuzzy* C2 para escolha do ajuste a ser feito. Neste trabalho ao invés de aplicar um segundo controlador *fuzzy* C2, optou-se por escolher o ajuste, denominado neste trabalho por tap/estado candidato do equipamento, por meio da matriz tap/estado candidato, a qual será apresentada ao longo deste capítulo. Em termos gerais essa matriz vai armazenando para cada equipamento de controle um ajuste considerado mais adequado para ajudar na correção de tensão.

As ferramentas utilizadas para implementação da proposta foram o Matlab para programação do algoritmo e o OpenDSS. Este último foi utilizado para o cálculo do fluxo de potência trifásico em redes de distribuição. Deve-se salientar que o OpenDSS é controlado pelo Matlab já que o Opendss permite essa interação com outros programas como Matlab, VBA e Linguagem Python através da sua interface *Component Object Model* (COM).

Por meio dessa interação, o Matlab pode fornecer ao OpenDSS comandos como alterações de tap, execução do fluxo de potência, obtenção de valores de tensão em cada nó da rede elétrica, etc., permitindo assim a realização do controle de tensão coordenado na rede de distribuição sob teste.

4.1 CONSIDERAÇÕES

Este trabalho foi desenvolvido respeitando algumas restrições importantes como os limites máximos e mínimos de tensão, a capacidade de geração das fontes de gerações distribuída, os números máximos e mínimos de comutação dos equipamentos, etc., tentando sempre seguir as orientações dos órgãos responsáveis. A seguir são apresentadas as restrições que foram levadas em conta.

4.1.1 Restrições nas barras da rede elétrica

Um dos objetivos do algoritmo Volt/VAr implementado consiste na redução do número de violações de tensão nos nós da rede elétrica ao longo do dia ou de um intervalo de tempo (MELLO, 2018). Esse número total de violações é calculado através da equação (4), onde $Nviol_t$ é o número total de violação dos limites de tensão nos nós da rede elétrica para o tempo t , $Nviol_{t,i}$ é o número de violação de limite de tensão no nó i para o tempo t e n é número total de nós na rede elétrica. A Equação (4) foi aplicada respeitando os limites de tensão impostos em ANEEL (2022), a norma estabelece que os valores de tensão devem estar entre 0,95 pu e 1,05 pu.

$$f_1 = \min Nviol_t = \sum_{i=1}^n Nviol_{t,i}, t = 0,1,2\dots,23h \quad (4)$$

4.1.2 Restrições nos números de comutação dos equipamentos

A redução do número de comutações dos equipamentos também é um dos objetivos do controle Volt/VAr implementado. A estratégia VVC implementada procura reduzir o desvio padrão do número de comutações dos equipamentos na correção de violação de tensão, conforme a equação (5). Nessa equação, n_e corresponde ao número de equipamentos de controle de tensão, $Nc_{t,k}$ corresponde ao número de comutações do equipamento k no tempo t , Nc_{medio} corresponde ao numero de comutações médio dos equipamentos de controle de tensão para o tempo t .

$$f_2 = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^{n_e} (Nc_{t,k} - Nc_{medio})^2}{n - 1}} \quad (5)$$

Segundo Freitas (2019), o número máximo de comutações de LTC e Reguladores de tensão é de 30 comutações ao dia. Enquanto que para os bancos de capacitores é de 4 comutações diárias.

Sendo assim, um dos objetivos do trabalho é fazer com que os equipamentos ao longo do dia tenham um número de comutações abaixo destes limites além de evitar que um equipamento seja utilizado muito mais em relação aos demais.

4.1.3 Restrições nos Transformadores e Reguladores de tensão

A mudança de tap nos transformadores e reguladores de tensão devem estar dentro dos limites de operação, de acordo com a equação (6), onde $Tap_{i,j}$ corresponde ao tap do transformador ou regulador de tensão do circuito entre os nós i e j . Este deve sempre estar entre os limites inferior ($Tap_{i,j,min}$) e superior ($Tap_{i,j,max}$).

$$Tap_{i,j,min} \leq Tap_{i,j} \leq Tap_{i,j,max} \quad (6)$$

4.1.4 Restrições nos Bancos de Capacitores

A potência reativa injetada pelos bancos de capacitores deve respeitar a capacidade máxima e mínima do capacitor, de acordo com a equação (7).

$$0 \leq Q_{Cn} \leq Q_{Cn,max} \quad (7)$$

4.1.5 Restrições nos Geradores Distribuídos

Os geradores distribuídos devem gerar potência ativa respeitando as restrições operacionais de potência ativa máxima e mínima, conforme a equação (8), onde $P_{GD,max}$ corresponde a potência ativa máxima e $P_{GD,min}$ corresponde a potência ativa mínima do gerador distribuído n . No caso deste trabalho de dissertação, P_{GDn} é dado pelo equação (2) e $P_{GD,max}$ é pela equação (3).

$$P_{GDn,min} \leq P_{GDn} \leq P_{GDn,max} \quad (8)$$

Os geradores distribuídos também devem respeitar as restrições operacionais de potência reativa conforme a equação (9), onde $Q_{GD,min}$ corresponde a potência reativa mínima e $Q_{GD,max}$ a potência reativa máxima do gerador distribuído n . Em caso deste trabalho de dissertação, $Q_{GD,max}$ é dada pela potência reativa disponível no inversor em KVA.

$$Q_{GDn,min} \leq Q_{GDn} \leq Q_{GDn,max} \quad (9)$$

4.2 ARQUITETURA E ALGORÍTIMO - DESCRIÇÃO DO VVC

Segundo Mello (2018), a estratégia de controle de tensão desenvolvida pode ser utilizada como uma função do software Distribution Management System (DMS), que poderia ser executada a cada 1, 5, 15 minutos ou até intervalos de tempo maiores como por exemplo neste trabalho de dissertação foi considerado intervalo de 1 h. Isso permite uma correção automática dos níveis de tensão entregues ao consumidor dos sistema de distribuição.

Para que isso seja possível, deve existir uma arquitetura como a da Figura 14. Percebe-se que os equipamentos/dispositivos de controle de tensão devem possuir um controlador que possa ser ajustado remotamente e também devem ter a capacidade de transmitir informações de dados de tensão e corrente por meio do sistema Sistemas de Controle Supervisório e Aquisição de Dados (SCADA) para DMS.

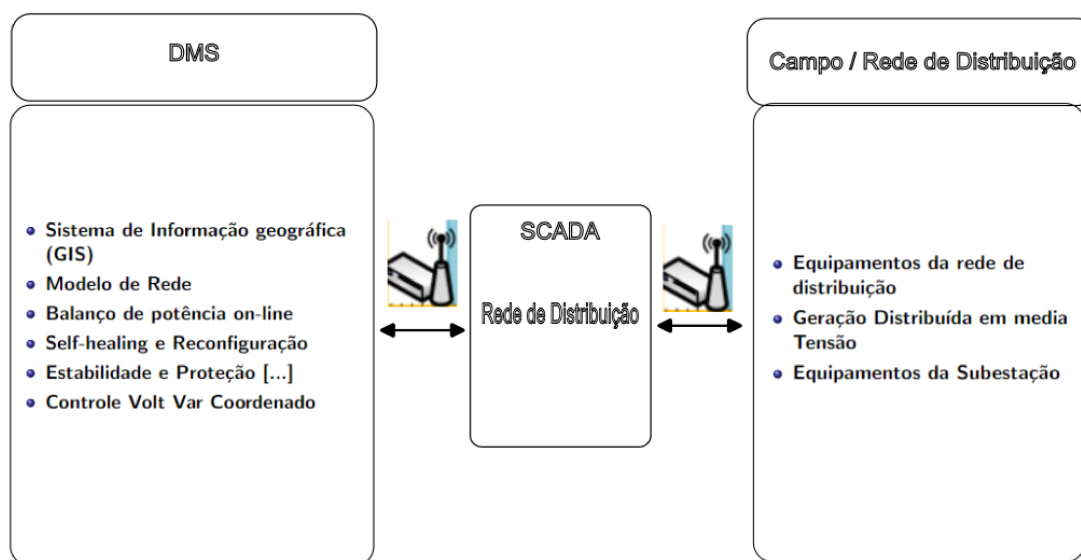


Figura 14 – Arquitetura geral de um DMS.

Fonte: Adaptado de (MELLO, 2018)

Como mencionado anteriormente, na implementação do algoritmo VVC, foi utilizado o Matlab mas este faz o uso do OpendSS para o cálculo do fluxo de potência, obtenção de valores de tensão, ajustes de equipamentos de controle, etc. Toda essa interação entre os dois programas é possível graças a *COM interface* do OpendDSS e a *actxserver* do Matlab, conforme a Figura 15.

O algoritmo VVC implementado é composto por 3 etapas descritas a seguir e apresentada no Fluxograma da Figura 16. A etapa 1 consiste no cálculo do desvio de tensão em todos os nós da rede para identificar o maior desvio de tensão e possível violação de tensão em seu respectivo nó associado. A etapa 2 envolve diversas ações e é executada apenas quando houver violação de tensão. Na etapa 2 são formadas as matrizes efetividade, comutatividade e tap/estado candidato dos equipamentos. A matriz efetividade reflete o potencial de cada equipamento de controle de tensão em ajudar na correção de tensão no nó com maior desvio de tensão. Já a matriz

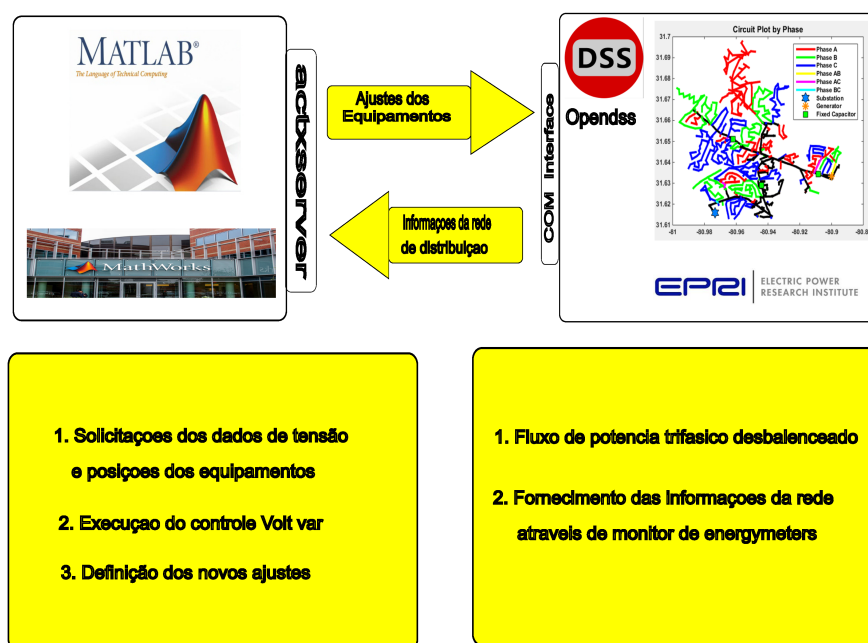


Figura 15 – Integrações entre os softwares Matlab e OpenDSS

Fonte: adaptado de (MELLO, 2018)

comutatividade reflete o número de comutação acumulado de cada equipamento ao longo do dia. A matriz tap/estado candidato armazena para cada equipamento o melhor ajuste para correção de tensão. Tanto a matriz efetividade, a matriz comutatividade, assim como a matriz tap/estado candidato serão explicados com mais detalhes à frente, assim como a formação de cada uma delas. Por fim, a etapa 3 ajuda na determinação, usando o controlador *fuzzy* C1, do equipamento com maior capacidade de atuação para ajudar na correção da violação de tensão e seu respectivo tap/estado candidato. Este último é determinado a partir da matriz tap/estado candidato dos equipamentos de controle de tensão disponíveis.

4.2.1 Etapa 1 - Cálculo do desvio de tensão

Após o OpenDSS receber todas as informações da rede de distribuição, a modelada, como parâmetros de linha, equipamentos de controle de tensão, cargas, posições iniciais de ajuste dos equipamentos de controle, etc. o cálculo de fluxo de potência é executado no OpenDSS e este entrega os valores de tensão em pu para todos os nós da rede elétrica. Então, faz-se no Matlab, o cálculo de desvio de tensão para todos os nós da rede elétrica para determinar o maior desvio de tensão.

A estratégia adotada para o cálculo do desvio de tensão foi a mesma adotada em (DE OLIVEIRA, 2020). Para valores de tensão menores do que 1 pu, o desvio de tensão é calculado usando a equação (11). Caso contrario o desvio é calculado usando a equação (10). Onde $\Delta V_{i,\varphi}$ é o valor de desvio de tensão na barra i e fase φ .

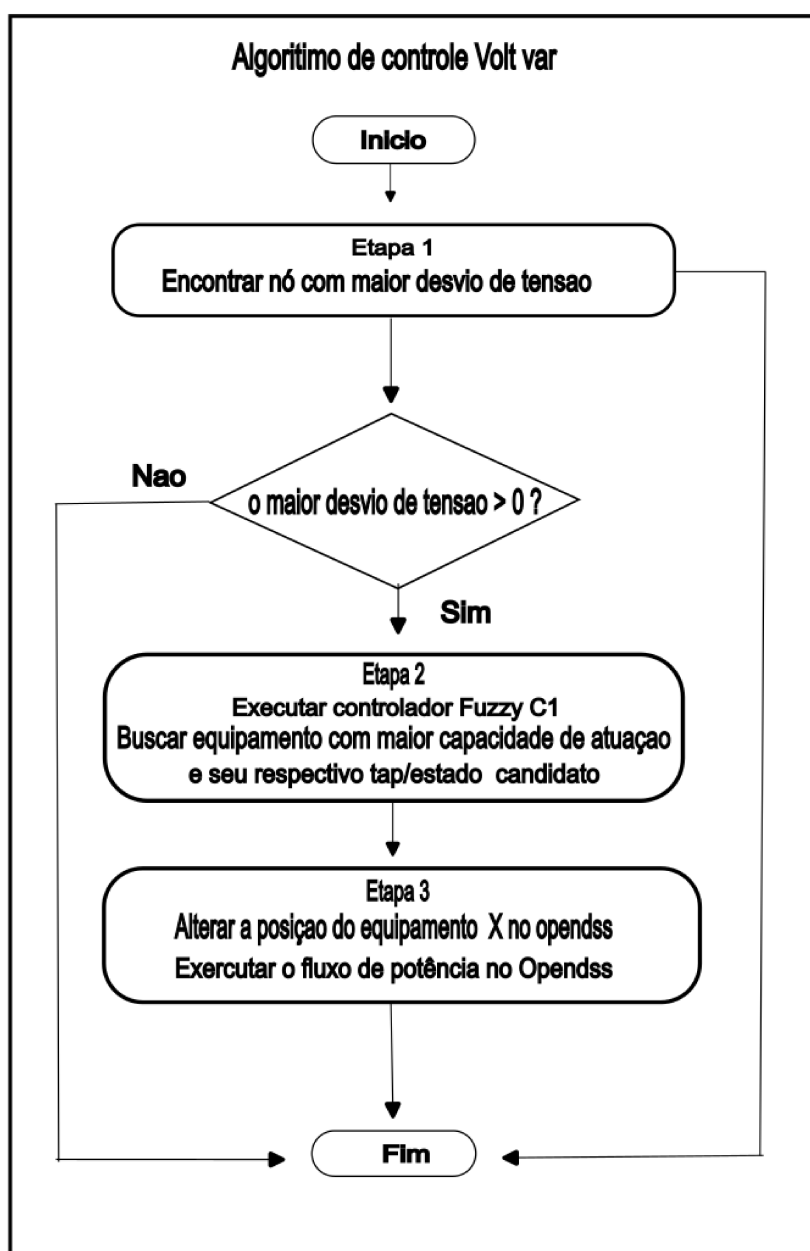


Figura 16 – Fluxograma geral para o VVC coordenado aplicado em redes de distribuição.

Fonte: adaptado de (MELLO, 2018)

$$\Delta V_{i,\varphi} = V_{i,\varphi} - V_{max} \quad (10)$$

$$\Delta V_{i,\varphi} = V_{min} - V_{i,\varphi} \quad (11)$$

Após o cálculo do desvio de tensão para cada nó da rede elétrica, é encontrado o maior desvio de tensão entre eles, o nó onde isto aconteceu e a respectiva fase.

O passo seguinte é verificar se existe ou não violação de tensão. Na metodologia de cálculo de desvio de tensão adotada, quando o desvio de tensão for maior que zero, significa que existe violação de tensão, caso contrário não existe violação e os valores de tensão em todos os nós estão dentro dos limites aceitáveis.

Em caso de violação de tensão, é aplicado o controlador *Fuzzy C1* (Etapa 2) para ajudar a identificar o melhor equipamento de controle de tensão capaz de ajudar na correção dessa violação de tensão através de mudanças no tap dos reguladores de tensão ou na mudança de estados dos bancos de capacitores.

4.2.2 Etapa 2 - Controlador *Fuzzy C1*

A etapa 2 do algoritmo acontece após a identificação de violação de tensão. Ela consiste na observação da capacidade de atuação dos equipamentos na correção de violação de tensão no nó identificado na etapa 1.

Para alcançar esse objetivo, utiliza-se um controlador *fuzzy* chamado de C1, o qual recebe na entrada duas variáveis: a efetividade e a comutatividade dos equipamentos. Na saída entrega a capacidade de atuação destes equipamentos de controle de tensão para esta violação de tensão. Uma representação do controlador *fuzzy C1* é apresentada na Figura 17.

Deve-se salientar que, além da capacidade de atuação dos equipamentos de controle de tensão na saída do controlador *fuzzy C1*, também na etapa 2, são obtidos os tap/estados candidatos dos equipamentos de controle de tensão.

A efetividade, considerada na entrada do controlador *fuzzy C1*, representa a contribuição de um equipamento de controle de tensão sobre o valor de tensão em cada nó da rede elétrica a partir da mudança no seu ajuste. Neste trabalho a efetividade do equipamento é observada apenas em torno do nó de maior desvio de tensão identificado na etapa 1, onde houve a violação de tensão, assim como em (MELLO, 2018). Mas de salientar que a efetividade pode ser calculada para todos os nós da rede elétrica, no entanto vai requer mais esforço computacional, no caso deste trabalho de dissertação, a efetividade foi feita para um nó apenas e o tempo de execução do algoritmo volt var foi de 20 segundos em média.

A comutatividade que é o segundo parâmetro considerado na entrada do controlador *fuzzy C1*, representa o número de comutação que os equipamentos já realizaram até o momento, em outras palavras, o número de comutações acumuladas ao longo de 24 horas, no caso específico deste trabalho, mas em termos gerais pode ser calculado para um intervalo de tempo.

Deve-se salientar que cada vez que um equipamento tem seu seu ajuste alterado, isto é contabilizado como uma comutação apenas, a qual é adicionado à comutação acumulada que o equipamento já teve nas horas anteriores.

A capacidade de atuação dos equipamentos obtida na saída do controlador

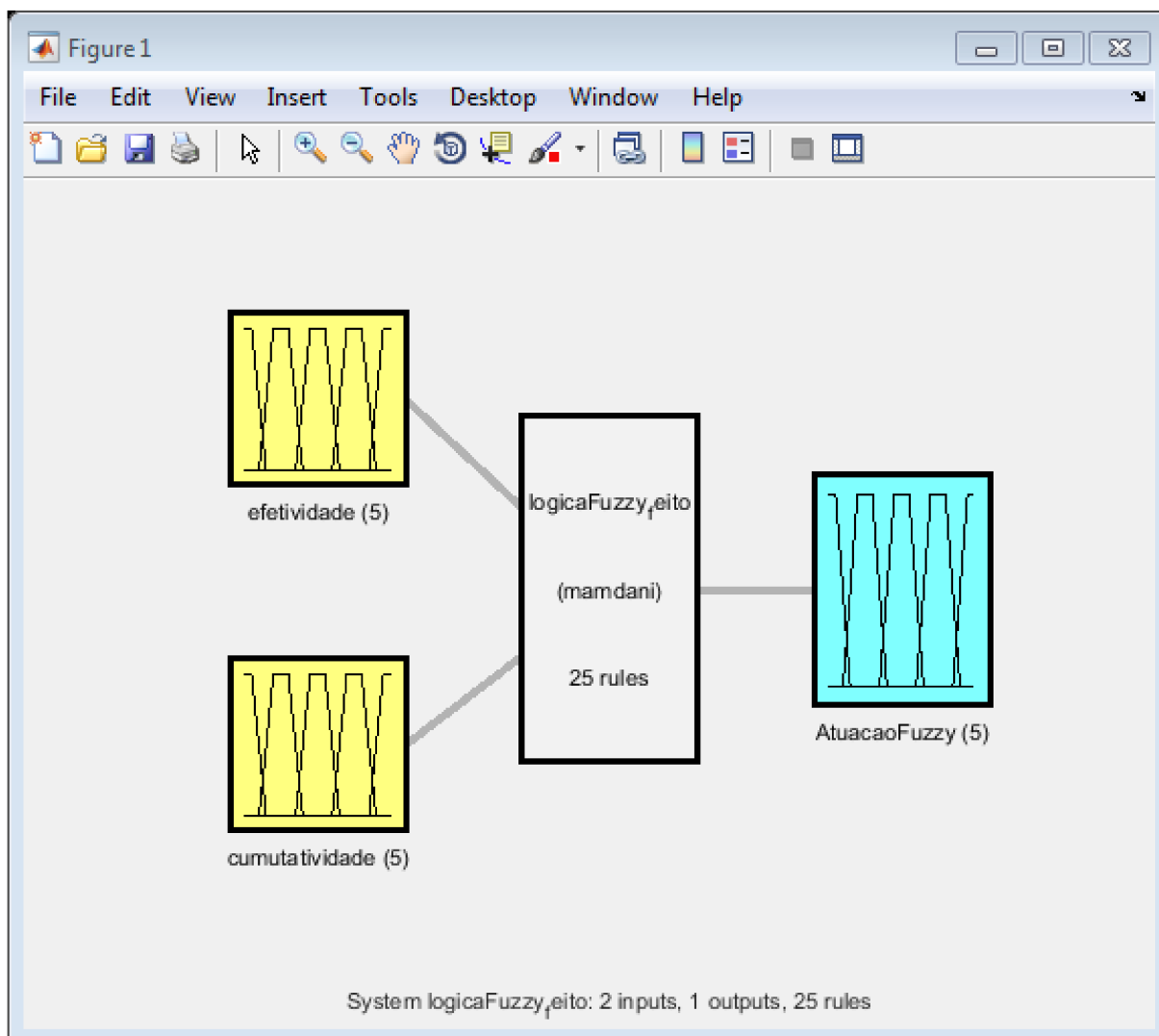


Figura 17 – Representação do controlador Fuzzy C1

fuzzy C1 representa a capacidade de correção de tensão de cada equipamento para cada nó da rede elétrica, neste trabalho apenas para o nó com maior violação de tensão.

Os taps/estados candidatos dos equipamentos de controle de tensão, representam, no caso dos reguladores de tensão, o tap que melhor contribui para deixar o valor de tensão dentro ou mais próximo possível dos limites aceitáveis de tensão. Algo semelhante acontece para os bancos de capacitores, com exceção de que para estes são apenas dois estados: ligado ou desligado. A formação do tap/estado candidato dos equipamentos será apresentada na frente.

Com a capacidade de atuação dos equipamentos obtida na saída do controlador *fuzzy* C1, é possível fazer a escolha do melhor equipamento para ajudar na correção de tensão, ao mesmo tempo evitar que este equipamento tenha um alto número de comutação.

4.2.3 Etapa 3 - Alteração do ajuste

Feita a escolha na Etapa 2, do melhor equipamento para o nó violado, a partir dos valores de defuzificação de todos os equipamentos de controle disponíveis. Em outras palavras, após aplicação do controlador *fuzzy* c1, e obtenção da matriz de capacidade de atuação dos equipamentos, é feita a escolha do equipamento com maior valor de capacidade de atuação para ajudar na correção de tensão no nó violado, por meio da aplicação do seu tap/estado candidato. Uma vez que não existe mais violação de tensão na rede elétrica de distribuição para hora considerada, as informações dos ajustes são enviadas para os equipamentos em campo por meio do sistema SCADA.

4.2.4 Formação da Matriz efetividade

Assim como foi descrito na Etapa 2, o controlador *fuzzy* C1 possui duas entradas, uma é a efetividade e a outra é a comutatividade. O objetivo da matriz efetividade é identificar o equipamento com maior potencial de ajudar na correção de tensão dentre todos os equipamentos de controle de tensão disponíveis na rede elétrica. Deve-se salientar que a estratégia adotada neste trabalho para formação de matriz efetividade dos equipamentos de controle de tensão é o mesmo do trabalho (DE OLIVEIRA, 2020). Na verdade a estratégia é da autora Mello (2018), mas o autor De Oliveira (2020) fez algumas modificações, por isso o trabalho dele foi adotado para formação da matriz efetividade.

A matriz efetividade pode ser feita em relação a todos os nós da rede elétrica, mas de forma a reduzir o esforço computacional, neste trabalho ela é obtida apenas para o nó com maior violação de tensão, assim como foi feito no trabalho de (MELLO, 2018).

A seguir seguem os passos do algoritmo na Figura 18 para formação de matriz efetividade.

4.2.4.1 Passo 1

Após identificar que houve violação de tensão em um determinado nó da rede elétrica, seleciona-se o primeiro equipamento, pode ser qualquer um na lista de equipamentos de controle de tensão disponíveis. Em seguida antes de rodar fluxo de potência é identificado se houve uma violação do tipo sobretensão (tensão acima de 1.05 pu) ou subtensão (tensão abaixo de 0.95 pu).

4.2.4.2 Passo 2

Se a violação for de sobretensão, a solução é, no caso dos reguladores de tensão, reduzir um tap de cada vez partindo do tap atual do equipamento e rodar fluxo de potência no OpenDSS para este novo valor de tap. Salienta-se que tap/estado atual

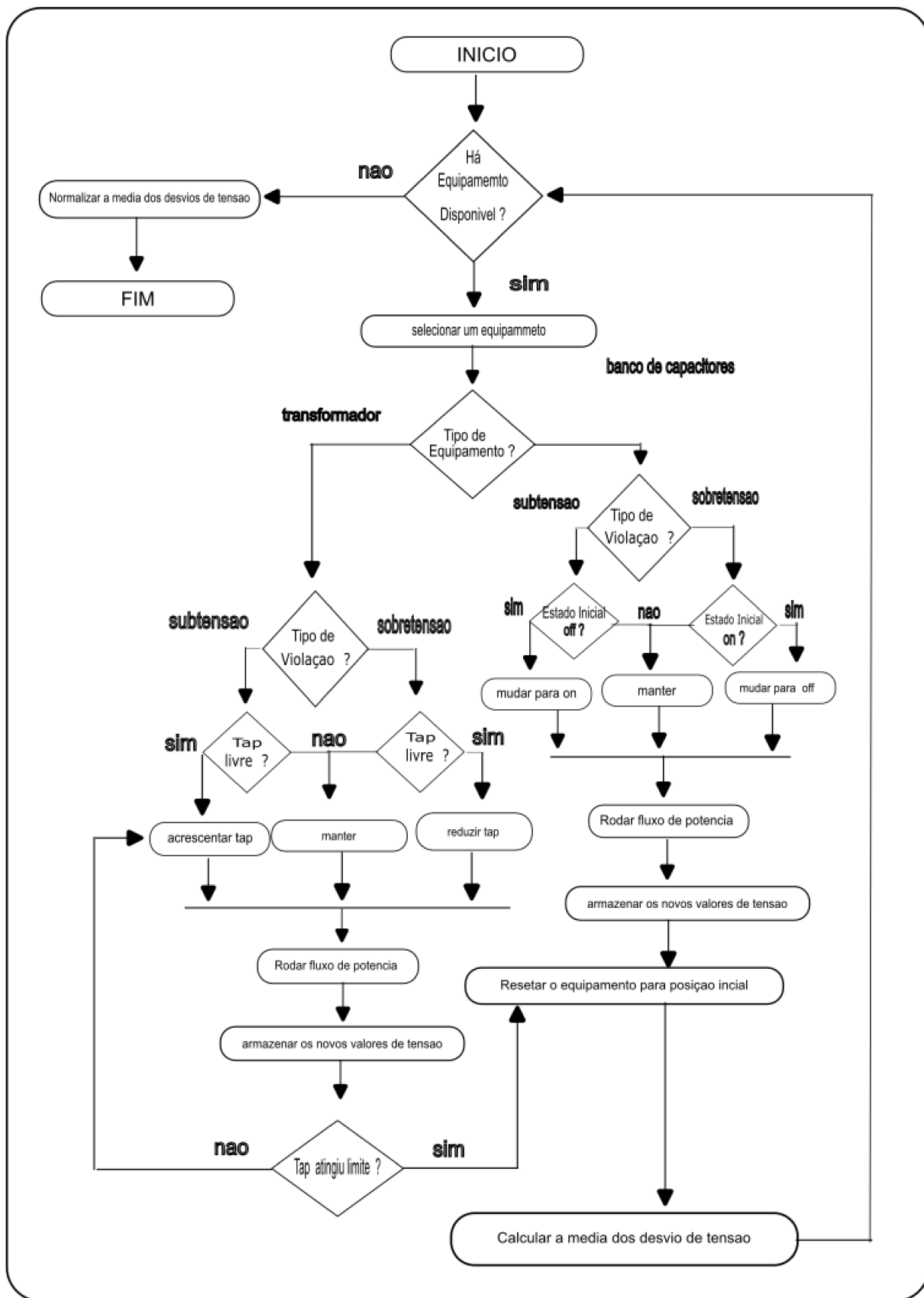


Figura 18 – Fluxograma A - algoritmo para matriz efetividade

Fonte: adaptado de (MELLO, 2018)

significa tap/estado que os equipamentos tinham no momento da violação de tensão na etapa 1.

Em resumo, partindo do tap atual do equipamento escolhido é reduzido um tap de cada vez e roda-se o fluxo de potência e em seguida armazenam-se os valores de tensão para cada nó da rede elétrica, lembrando que o resto dos equipamentos permanecem com seus tap/estados atuais. Após o equipamento escolhido atingir o tap limite de -16, este é resetado para sua posição inicial que corresponde a seu tap atual, que tinha no momento da violação de tensão.

No caso do equipamento escolhido ser banco de capacitores, primeiro é identificado o estado atual, se for ligado, como é violação do tipo sobretensão então é desligado e se o estado atual for desligado permanece desligado e fica impossibilitado de ajudar na redução de tensão.

Se a violação for subtensão, a ideia é semelhante, com a exceção de que neste caso, em vez de reduzir os taps um de cada vez, os taps vão sendo aumentados um de cada vez partindo do tap atual do equipamento escolhido até atingir limite máximo de +16. No caso dos bancos de capacitores, é preciso ver o estado atual do equipamento, se for desligado, então a ação é ligar e se o estado atual for ligado permanece ligado e fica impossibilitado de ajudar no aumento de tensão.

Este procedimento no passo 2 é feito para todos os equipamentos de controle de tensão e os seus valores de tensão para cada tap ou para cada estado são armazenados para cálculo de desvio de tensão em relação a tensão violada, como pode ser visto no passo 3.

Deve-se salientar que após o teste de tap/estado de um dado equipamento, este deve ser resetado para sua posição inicial, antes do próximo equipamento ser testado. E também para os equipamentos com tap/estado no limite, estes equipamentos devem ser penalizados de modo que não sejam escolhidos, possibilitando a escolha de outros equipamentos.

4.2.4.3 Passo 3

Para cada equipamento de controle de tensão é calculada uma média de desvio de tensão que representa uma média de todos os desvios de tensão para cada ajuste do equipamento. O desvio de tensão é calculado em relação a valor de tensão do nó de maior desvio de tensão, nó identificado na Etapa 1.

No caso de regulador de tensão para cada tap acrescentado ou reduzindo dependendo de subtensão ou sobretensão respectivamente, é rodado o fluxo de potência e armazenam-se os valores de tensão. Em seguida identifica-se o novo valor de tensão calculado para o nó de maior desvio de tensão identificado na Etapa 1 e calcula-se o desvio.

A metodologia adotada para o cálculo de desvio de tensão é a mesma de Mello

(2018), fazendo uso da Equação (12).

$$\Delta V_i = V_i - V_{ref} \quad (12)$$

O valor de V_{ref} , corresponde ao valor de tensão (pu) do maior desvio de tensão da etapa 1. O valor V_i , corresponde ao valor de tensão para cada tap/estado do equipamento na hora da formação da matriz efetividade.

O desvio de tensão é calculado para cada tap disponível do regulador de tensão escolhido. Ao final calcula-se uma média destes desvios de tensão e armazena-se este valor da média de desvio de tensão para o regulador escolhido.

Este procedimento é feito para todos os reguladores de tensão disponíveis na lista de equipamentos de controle de tensão.

Para os bancos de capacitores, a ideia é semelhante, lembrando que a necessidade de ligar ou desligar cada banco de capacitor vai depender do tipo de violação de tensão, sobretensão ou subtensão e também do seu estado atual, ligado ou desligado, conforme explicado no passo 2. Neste caso se há necessidade de ligar ou desligar banco de capacitor para aumentar ou reduzir o valor de tensão, roda-se o fluxo de potência, armazenam o valor de tensão e calcula-se o desvio de tensão para a mudança de estado feito. Lembrando que para cada banco de capacitor só existe uma mudança a ser feita, então a média dos desvios acaba sendo o próprio valor de desvio de tensão.

Este procedimento é feito para todos os bancos de capacitores disponíveis na lista de equipamentos de controle de tensão. Após testar todos os equipamentos disponíveis na lista de equipamentos de controle de tensão, tem-se um vetor com a média dos desvios de tensão de cada equipamento de controle de tensão, denominado de matriz efetividade. Para evitar alto custo computacional, alguns autores adotam algumas estratégias no momento de escolha de taps, por exemplo no caso do trabalho de Mello (2018) é testado todas as posições do tap do equipamento. Enquanto que no trabalho de De Oliveira (2020), o autor reduz o numero de posições de taps a ser testados por meio de identificação prévia do tipo de violação de tensão, um dos motivos de adotar este trabalho foi esse.

4.2.5 Matriz comutatividade

No trabalho Mello (2018), a autora mostra a importância de preservar os equipamentos convencionais de controle de tensão, evitando que um determinado equipamento por ser mais efetivo em fazer a correção de tensão, seja utilizado muitas vezes em detrimento de outros menos efetivos. O excesso de comutações vai reduzindo a vida útil destes equipamentos, uma vez que, segundo a autora, nos equipamentos eletromecânicos como os reguladores de tensão, para cada mudança de tap ocorrem efeitos elétricos e mecânicos que vão contribuindo para isso. Por essa razão, a autora

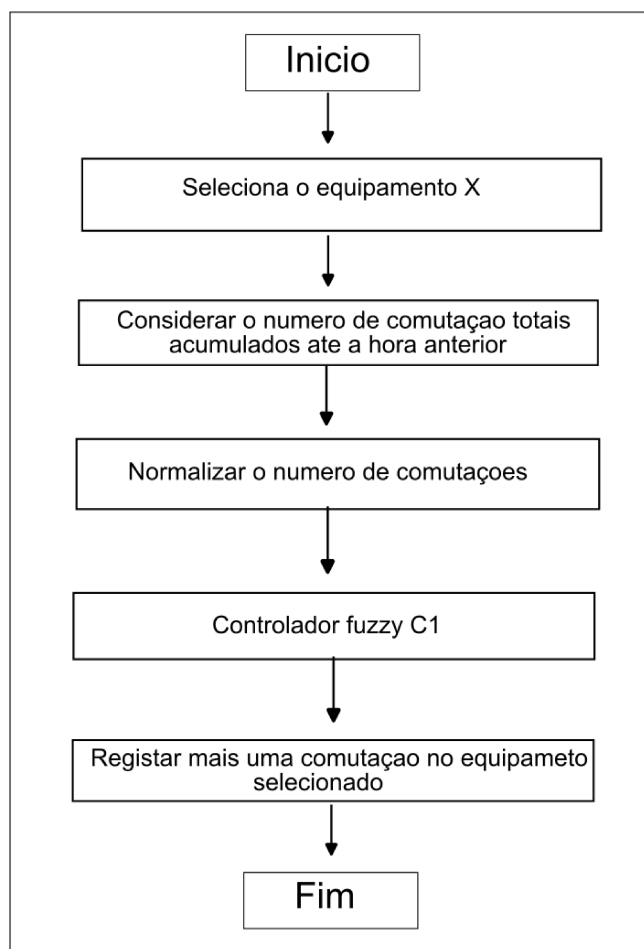


Figura 19 – Fluxograma de comutação dos equipamentos

Fonte: Adaptado de (DE OLIVEIRA, 2020)

apresentou no trabalho a estratégia do cálculo da matriz comutatividade. Essa matriz comutatividade dos equipamentos representa o número de comutação dos equipamentos convencionais de controle de tensão e quando essa matriz comutatividade é considerada em conjunto com a matriz efetividade no momento da escolha de equipamento para correção de violação de tensão, ocorre uma distribuição de comutação entre os equipamentos ao mesmo tempo em que as violações de tensão vão ser solucionadas.

Os passos para formação da matriz comutatividade são mostradas na Figura 19.

A contagem de comutação dos equipamentos é feita apenas depois da aplicação do algoritmo do controle Volt/VAr, após este encontrar os ajustes adequados para cada equipamento de controle de tensão para o intervalo de tempo anterior considerado.

Deve-se salientar que os números de comutação acumulados dos equipamentos até hora $h - 1$ (hora anterior), apenas vai ter influência na hora h (atual). Por exemplo,

para a hora 1, os números de comutação acumulados antes da hora 1, vão influenciar na escolha dos equipamentos. No caso deste trabalho, inicialmente os equipamentos começam todos com comutação zero, então os números de comutações adquiridos na hora 1 só vão influenciar nas horas seguintes.

Se houver violação de tensão na hora 1, o algoritmo VVC é aplicado para encontrar os ajustes adequados para ajudar na correção de violação de tensão nessa hora, lembrando que apenas os números de comutação acumulados pelos equipamentos na hora anterior vai influenciar na escolha de equipamentos na hora 1.

Após aplicação do algoritmo VVC na hora 1 e encontrados os taps/estados de equipamentos adequados, faz-se a contagem de números de comutação dos equipamentos, atribuindo 1 para equipamentos comutados e zero para equipamentos não comutados. Estes valores de comutação são adicionados às comutações que os equipamentos tiveram até a hora anterior.

Este novo valor de comutação atualizado na hora 1, vai influenciar na escolha dos equipamentos na hora 2. Lembrando que na hora 1, como todos os equipamentos na hora zero começaram com número de comutação igual a zero, então apenas a matriz efetividade terá a influência na hora de escolha de equipamentos de controle de tensão para correção de violação de tensão.

Este procedimento é repetido para o resto das horas e formando assim a matriz comutatividade. Lembrando sempre que a contagem é feita após os tap/estados adequados dos equipamentos forem encontrados e para os equipamentos comutados atribui-se 1 e para os não comutados 0 para essa hora e adiciona estes valores na comutação acumulada pelos equipamentos até a hora anterior. Isto influenciará na matriz comutatividade da hora seguinte.

4.2.6 Formação da Matriz Tap/estados candidato

Esta parte do processo de formação da matriz tap/estado candidato é feita em paralelo com a formação da matriz efetividade, com a finalidade de encontrar, para cada equipamento um ajuste mais adequado para ajudar na correção de tensão para o nó identificado na etapa 1.

Na hora de calcular a matriz efetividade dos equipamentos no passo 2, a ideia é aproveitar, por exemplo, no caso de um regulador de tensão, para cada valor de tensão calculado por meio da mudança de tap, calcular em seguida o desvio de tensão correspondente. Este valor de desvio de tensão calculado aqui é diferente do valor de desvio de tensão calculado para formação de matriz efetividade, este valor de desvio de tensão é calculado da mesma forma da Etapa 1.

A razão de fazer o cálculo de desvio de tensão como na Etapa 1 consiste na facilidade de identificar para cada equipamento os tap/estados com valor de tensão dentro dos limites aceitáveis e os tap/estados com valor de tensão fora dos limites

aceitáveis, pois esta estratégia de cálculo de desvio de tensão ajuda muito nessa parte.

Assim como na formação da matriz efetividade no passo 3, em que para o cálculo da média de desvio de tensão para um dado equipamento tem-se uma matriz com todos os valores de desvio de tensão em relação ao nó identificado na etapa 1, acontece algo semelhante na escolha de tap/estado candidato.

Para um dado equipamento tem-se uma matriz auxiliar para busca de tap/estado do equipamento, onde podemos ter nas colunas as iterações, os valores de desvio de tensão, da tensão e do tap correspondente. Deve-se salientar que o tamanho da linha desta matriz vai depender da posição inicial e final do ajuste do equipamento. Por exemplo, se o regulador de tensão estiver no tap igual a 13 e a violação é do tipo subtensão, para elevar tensão deve testar 3 posições para chegar no tap limite de 16, a matriz vai ter 3 linhas e (3+1) colunas considerando o número de iterações para chegar a tap limite, conforme a Tabela 1.

iterações	Desvio de tensão	Valor de tensão	Valor de tap
1	Para tap 14	Para tap 14	Para tap 14
2	Para tap 15	Para tap 15	Para tap 15
3	Para tap 16	Para tap 16	Para tap 16

Tabela 1 – Matriz auxiliar para busca de tap/estado candidato

Após montar a matriz auxiliar, Tabela 1, ela pode ser dividida em duas pequenas matrizes, uma que vai contendo situações em que valor de tensão está dentro dos limites de tensão e uma outra matriz que vai contendo situações em que valor de tensão está fora dos limites. A escolha de tap/estado candidato é feita dentro destas duas pequenas matrizes, dando preferência para a matriz contendo situações em que os valores de tensão estão dentro dos limites de tensão.

O critério da escolha de tap/estado candidato adotado é o seguinte: no caso da matriz com os valores de tensão dentro dos limites, qualquer tap/estado escolhido nessa matriz pode servir de tap/estado candidato. Enquanto que para o caso da matriz com os valores de tensão fora dos limites de tensão, deve-se considerar o tap com menor desvio de tensão.

Deve-se salientar que o tap/estado candidato é apenas buscado na matriz com valores de tensão fora dos limites aceitáveis.

Este procedimento é feito para todos os equipamentos de controle de tensão disponíveis e assim como a formação da matriz efetividade em que se tem uma média de desvio de tensão para cada equipamento de controle de tensão, acontece algo semelhante a matriz tap/estado candidato, só que nesta última estarão os valores de ajuste mais adequados, denominados de tap/estado candidato para cada equipamento de controle de tensão.

4.2.7 Formação do Controlador Fuzzy C1

Após a etapa 2, são formadas as matrizes efetividade e comutatividade e também a matriz Tap/estados candidato. As matrizes efetividade e a comutatividade são utilizadas na entrada do controlador *fuzzy* C1. Na saída é formada a matriz de capacidade de atuação dos equipamentos de controle de tensão para violação de tensão identificado na Etapa 1 - Cálculo do desvio de tensão.

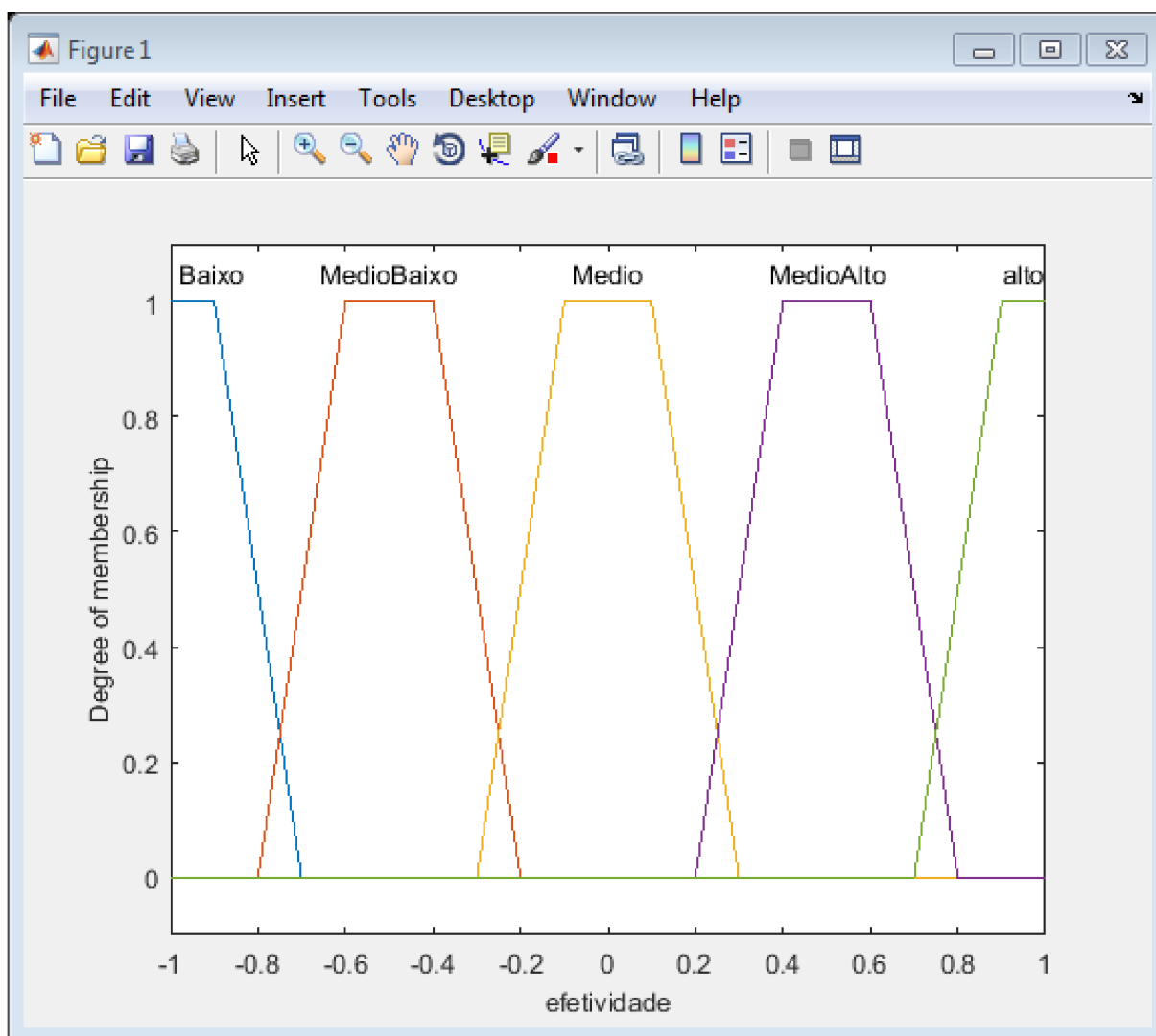


Figura 20 – Funções de pertinência para variável de entrada efetividade

Deve-se salientar que as matrizes efetividade e comutatividade são normalizadas antes de serem utilizadas no controlador *fuzzy* C1. A normalização é feita utilizando a equação (13). Sendo que $V_{nom(i)}$ é o valor normalizado para o equipamento i . O termo min_{velho} é o menor valor da matriz a ser normalizado e o termo min_{novo} é o novo menor valor da matriz depois da normalização. O termo $v_{efet(i)}$ é o valor a ser normalizado do equipamento i . O termo $delta_{velho}$ é a diferença entre o menor valor e o maior valor da matriz antes da normalização e o termo $delta_{novo}$ é diferença entre o novo menor e o novo maior valor da matriz depois da normalização. No caso da matriz

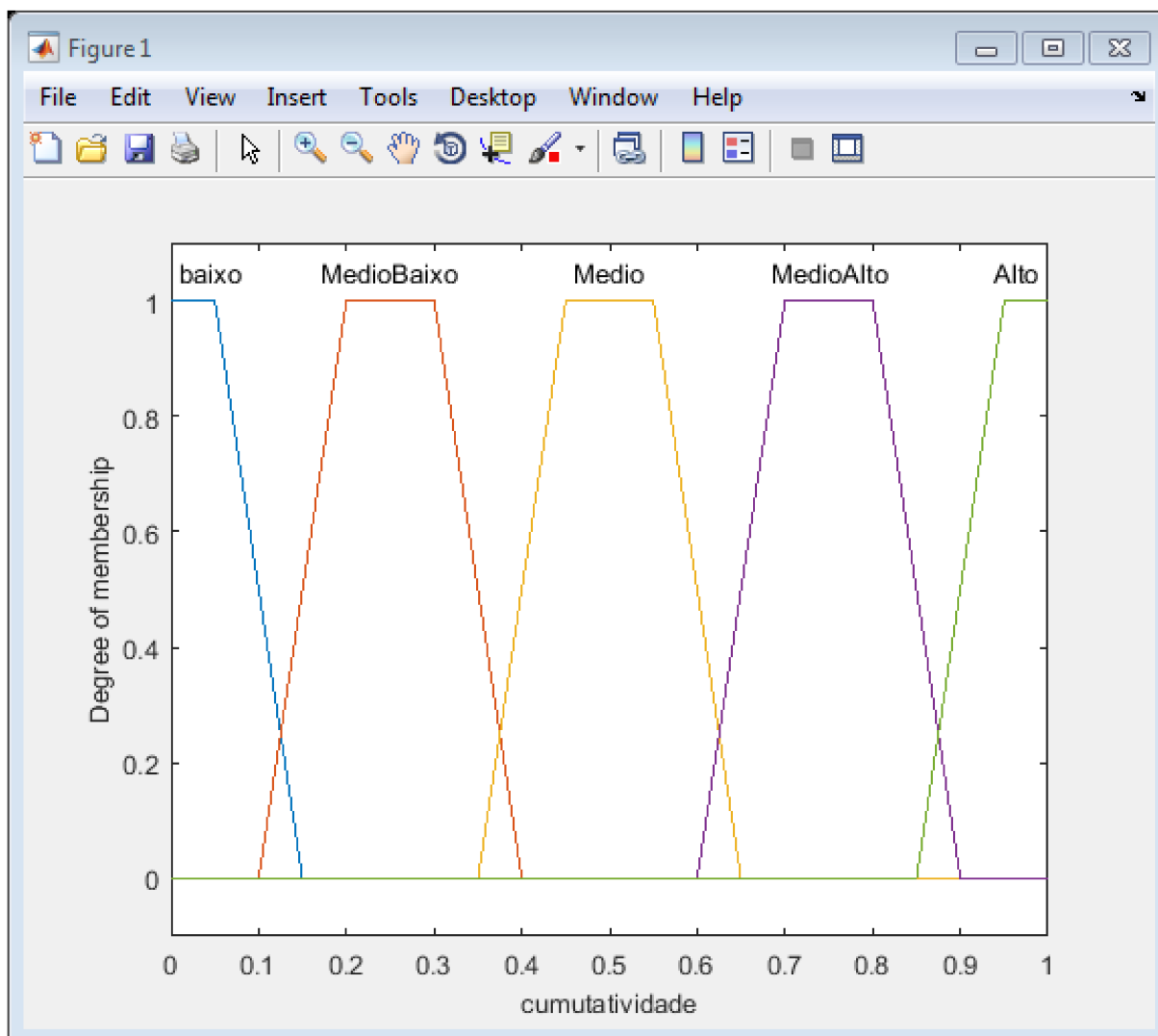


Figura 21 – Funções de pertinência para variável de entrada cumutatividade

efetividade, esse dois novos valores são, -1 e 1 e no caso da matriz cumutatividade são 0 e 1.

$$V_{nom(i)} = ((v_{efet(i)} - min_{velho}) / (delta_{velho})) * delta_{novo} + min_{novo} \quad (13)$$

A seguir seguem os dados para formação das funções de pertinência utilizados no controlador fuzzy C1 e cada uma dessas funções de pertinências tem a forma de trapézio.

Vale salientar que todos o valores utilizados em cada função de pertinência podem ser encontrados no trabalho de De Oliveira (2020).

Os valores numéricos para as funções de pertinência da variável de entrada efetividade, Figura 20, e da variável de saída capacidade de atuação, Figura 22 são:

- Baixo: possui os seguintes valores numéricos [-1 -1 -0,9 -0,7]
- Médio Baixo: possui os seguintes valores numéricos [-0,8 -0,6 -0,4 -0,2]
- Médio: possui os seguintes valores numéricos [-0,3 -0,1 0,1 0,3]

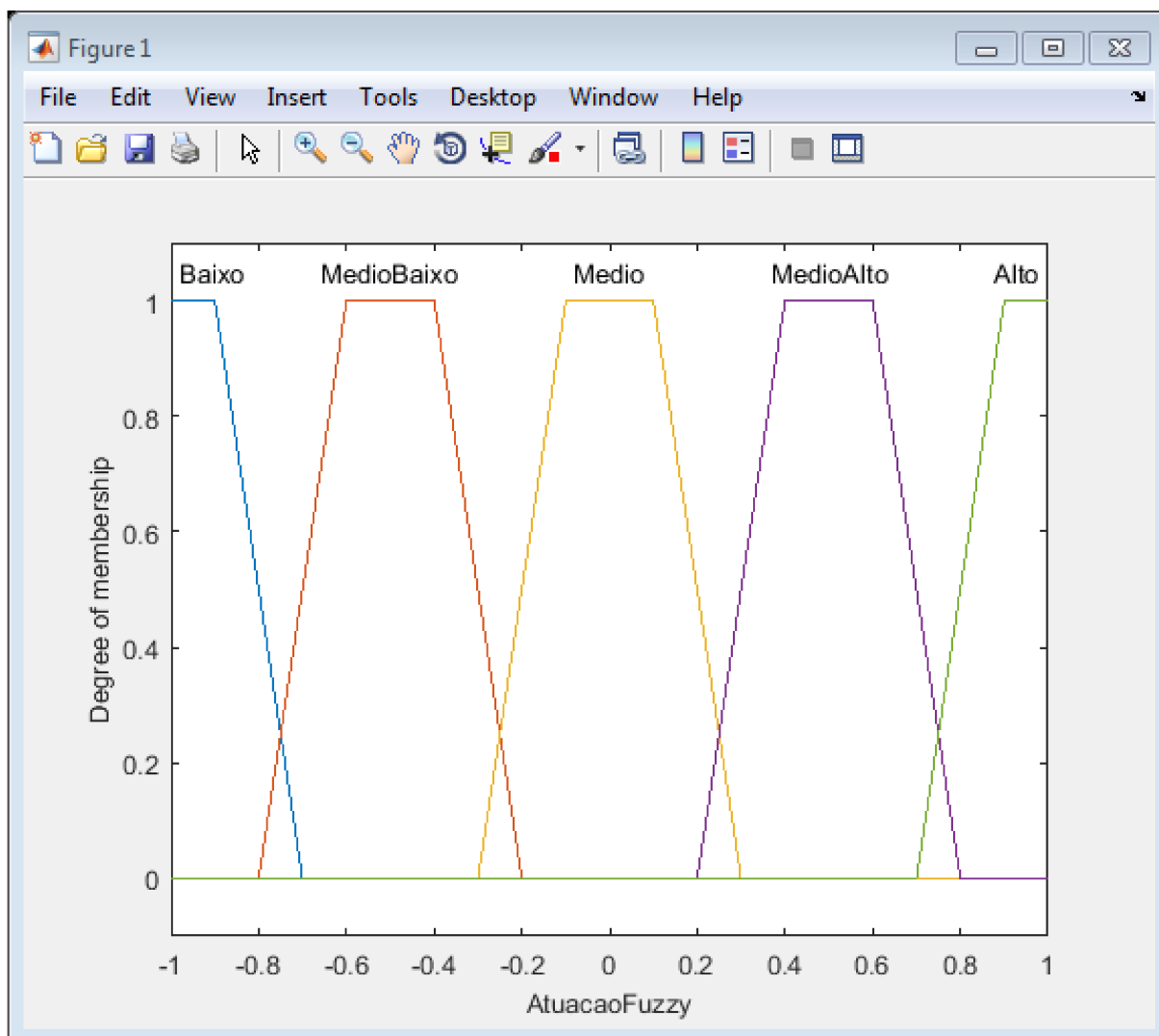


Figura 22 – Funções de pertinência para a variável de saída capacidade de atuação

- Médio alto: possui os seguintes valores numéricos [0,2 0,4 0,6 0,8]
- Alto: possui os seguintes valores numéricos [0,7 0,9 1 1]

Enquanto que para a variável de entrada comutatividade, Figura 21, os valores numéricos para as funções de pertinência são:

- Baixo: possui os seguintes valores numéricos [0 0 0,05 0,15]
- Médio Baixo: possui os seguintes valores numéricos [0,102 0,202 0,302 0,402]
- Médio: possui os seguintes valores numéricos [0,35 0,45 0,55 0,65]
- Médio alto: possui os seguintes valores numéricos [0,6 0,7 0,8 0,9]
- Alto: possui os seguintes valores numéricos [0,85 0,95 1 1]

4.2.8 Conjuntos de regras

Como uma forma de relacionar as variáveis de entrada (efetividade e comutatividade) do controlador *fuzzy* C1 com a saída (capacidade de atuação) é necessário estabelecer algumas regras do tipo “ Se (ação) então (consequência)” ou em inglês “ If (ação) then (consequência) ” como pode ser visto na Figura 23.

```
'1. If (efetividade is Baixo) and (cumutatividade is baixo) then (AtuacaoFuzzy is Medio) (1)      '
'2. If (efetividade is MedioBaixo) and (cumutatividade is baixo) then (AtuacaoFuzzy is Medio) (1)  '
'3. If (efetividade is Medio) and (cumutatividade is baixo) then (AtuacaoFuzzy is MedioAlto) (1)  '
'4. If (efetividade is MedioAlto) and (cumutatividade is baixo) then (AtuacaoFuzzy is Alto) (1)   '
'5. If (efetividade is alto) and (cumutatividade is baixo) then (AtuacaoFuzzy is Alto) (1)       '
'6. If (efetividade is Baixo) and (cumutatividade is MedioBaixo) then (AtuacaoFuzzy is Baixo) (1)  '
'7. If (efetividade is MedioBaixo) and (cumutatividade is MedioBaixo) then (AtuacaoFuzzy is MedioBaixo) (1)'
'8. If (efetividade is Medio) and (cumutatividade is MedioBaixo) then (AtuacaoFuzzy is Medio) (1) '
'9. If (efetividade is MedioAlto) and (cumutatividade is MedioBaixo) then (AtuacaoFuzzy is MedioAlto) (1) '
'10. If (efetividade is alto) and (cumutatividade is MedioBaixo) then (AtuacaoFuzzy is Alto) (1)  '
'11. If (efetividade is Baixo) and (cumutatividade is Medio) then (AtuacaoFuzzy is Baixo) (1)     '
'12. If (efetividade is MedioBaixo) and (cumutatividade is Medio) then (AtuacaoFuzzy is MedioBaixo) (1) '
'13. If (efetividade is Medio) and (cumutatividade is Medio) then (AtuacaoFuzzy is MedioBaixo) (1) '
'14. If (efetividade is MedioAlto) and (cumutatividade is Medio) then (AtuacaoFuzzy is Medio) (1)  '
'15. If (efetividade is alto) and (cumutatividade is Medio) then (AtuacaoFuzzy is Alto) (1)      '
'16. If (efetividade is Baixo) and (cumutatividade is MedioAlto) then (AtuacaoFuzzy is Baixo) (1)  '
'17. If (efetividade is MedioBaixo) and (cumutatividade is MedioAlto) then (AtuacaoFuzzy is Baixo) (1) '
'18. If (efetividade is Medio) and (cumutatividade is MedioAlto) then (AtuacaoFuzzy is MedioBaixo) (1) '
'19. If (efetividade is MedioAlto) and (cumutatividade is MedioAlto) then (AtuacaoFuzzy is MedioBaixo) (1) '
'20. If (efetividade is alto) and (cumutatividade is MedioAlto) then (AtuacaoFuzzy is Medio) (1)  '
'21. If (efetividade is Baixo) and (cumutatividade is Alto) then (AtuacaoFuzzy is Baixo) (1)     '
'22. If (efetividade is MedioBaixo) and (cumutatividade is Alto) then (AtuacaoFuzzy is Baixo) (1) '
'23. If (efetividade is Medio) and (cumutatividade is Alto) then (AtuacaoFuzzy is Baixo) (1)     '
'24. If (efetividade is MedioAlto) and (cumutatividade is Alto) then (AtuacaoFuzzy is Baixo) (1)  '
'25. If (efetividade is alto) and (cumutatividade is Alto) then (AtuacaoFuzzy is MedioBaixo) (1)  '

```

Figura 23 – Regras para Análises do Controlador Fuzzy C1

Fonte: (DE OLIVEIRA, 2020)

Essas regras foram definidas de forma a explorar os equipamentos com baixa comutatividade e alta efetividade que, em outras palavras, significam equipamentos com alta capacidade de atuação para ajudar na correção de violação de tensão no nó determinado na etapa 1. O controlador *fuzzy* C1 pode ser implementado no *Fuzzy Toolbox* do *software* Matlab, utilizando funções como *readfis*, *evalfis*, *plotfis*, *plotmf*, etc.

Três exemplos do funcionamento do controlador *fuzzy* C1 são ilustrados a seguir:

1. Se um determinado equipamento tiver efetividade medioBaixo e comutatividade Baixo, com os valores de -0,5 e 0,03 respectivamente. Então o equipamento teria uma capacidade de atuação médio com o valor de defuzzificação igual a zero, Figura 22.
2. Se um determinado equipamento tiver efetividade medioBaixo e comutatividade MedioAlto, com os valores de -0,5 e 0,75 respectivamente. Então o equipamento teria uma capacidade de atuação baixo com o valor de defuzzificação igual a -0,8971, Figura 22.

3. Se um determinado equipamento tiver efetividade tanto médio como MedioAlto e comutatividade MedioAlto, mas com um grau de pertencimento maior para médio, com os valores de 0,23 e 0,75 respectivamente. Então o equipamento teria uma capacidade de atuação MedioBaixo com o valor de defuzificação igual a -0,5, Figura 22.

5 RESULTADOS

Neste capítulo são apresentadas as condições que foram consideradas para obtenção dos resultados, como o sistema teste utilizado, o carregamento da rede elétrica e caracterização dos sistemas fotovoltaicos. Também pode ser vista a organização dos testes, os critérios de avaliação dos resultados e por último uma análise dos testes por meio de alguns índices de qualidade de energia elétrica e uma análise gráfica do melhor caso entre os teste realizados.

5.1 SISTEMA TESTE UTILIZADO

Para a obtenção dos resultados foi utilizado o clássico sistema teste de 34 barras da IEEE, fornecido pelo EPRI. Normalmente quando se faz a instalação do OpenDSS, o programa traz consigo um conjunto de documentos, manuais de apoio ao usuário e também modelos de redes e exemplo de simulações já feitos por profissionais da EPRI como o próprio autor dessa referência,(FREITAS, 2015), para ajudar o usuário iniciante a se familiarizar com o programa. Dessa forma, o arquivo do modelo de rede elétrica utilizado neste trabalho pode ser encontrado facilmente nesse conjuntos de arquivos citados acima. As únicas alterações feitas neste sistema teste de 34 barras foram a introdução de uma curva de carga para a realização de fluxo de potencia diário e a inserção de geração distribuída.

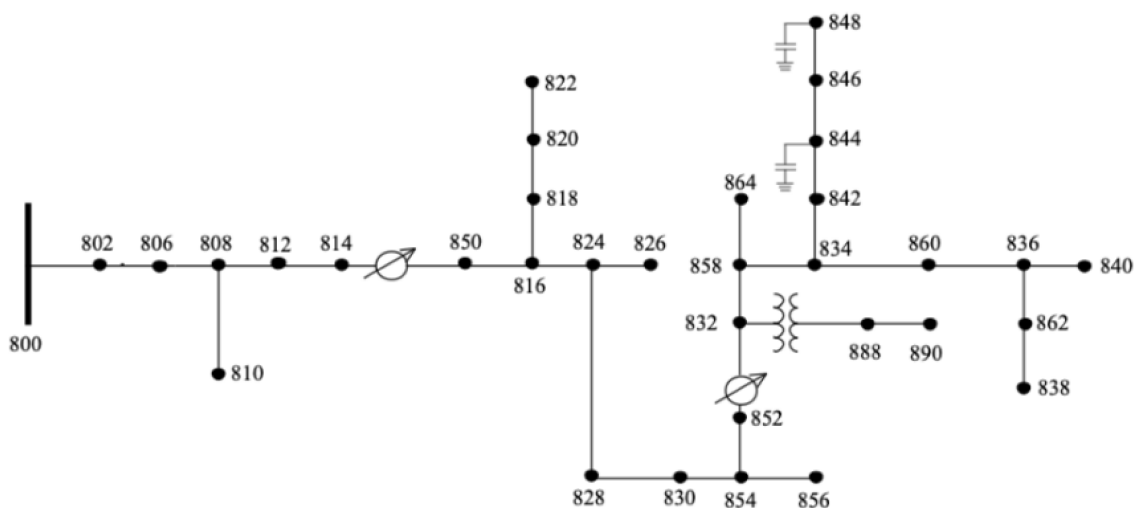


Figura 24 – Diagrama Unifilar do sistema teste IEEE 34 Barras

Fonte: (SOUZA, 2021)

5.1.1 Carregamento do Alimentador

Para todas as cargas conectadas na rede elétrica da IEEE de 34 barras, assumiu-se que elas têm um comportamento semelhante a de uma curva de carga residencial, conforme a Figura 25. Essa curva de carga pode ser encontrada no trabalho de (SOUZA, 2021).

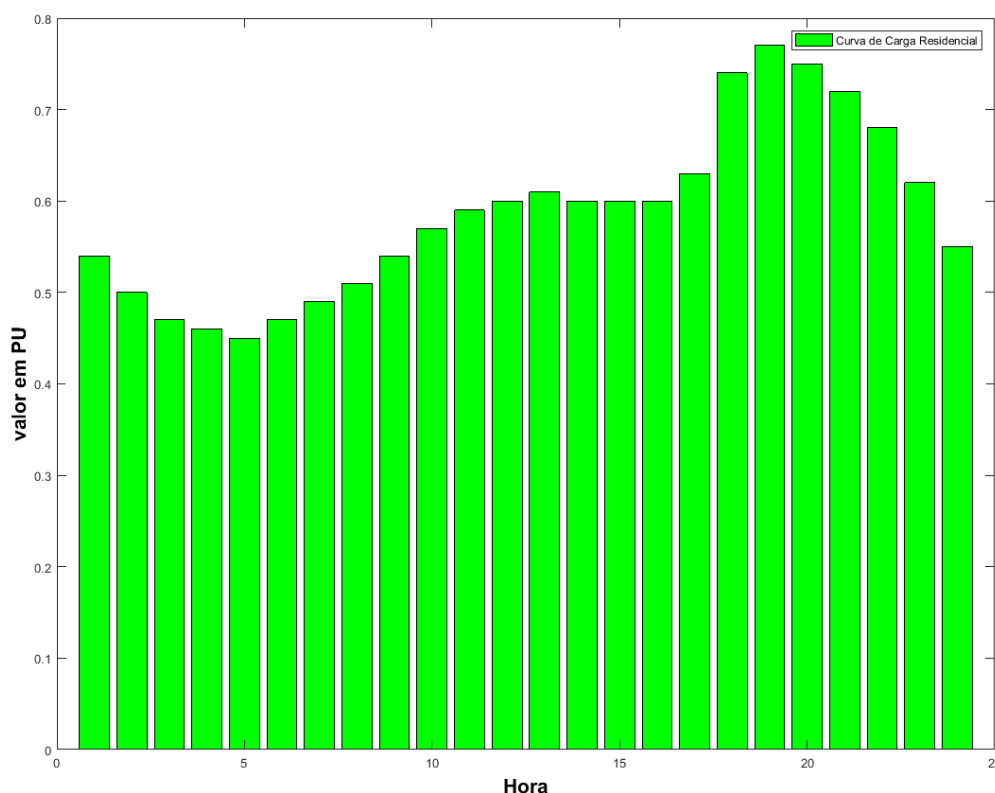


Figura 25 – Curva de Carga

Fonte: Adaptado de (SOUZA, 2021)

5.1.2 Caracterização dos Sistemas Fotovoltaicos

Como um dos objetivos deste trabalho é avaliar o impacto da inserção de geração distribuída com controle Volt/VAr, foram inseridas no sistema unidades de geração solar fotovoltaica. Foram considerados alguns cenários de geração.

A Tabela 2, apresenta a quantidade de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica da IEEE de 34 barras em cada cenário de teste. Por exemplo, nos testes 1 e 4, a quantidade de sistemas fotovoltaicos de 100 kW e 120 kVA (capacidade do conversor estático) conectados ao sistema teste de 34 barras é igual a 9. A diferença entre estes dois testes está na curva de irradiação.

Teste	Quantidade	barras	KW	KVA
1 e 4	9	840 860 846 836 834 890 830 816 828	100	120
2 e 5	6	840 860 846 836 834 890	150	180
3 e 6	3	840 860 846	300	360

Tabela 2 – sistemas fotovoltaicos usados no teste

As curvas de irradiação e temperatura são apresentadas nas Figuras 27 e 26 respectivamente. Nos teste 1, 2 e 3 da Tabela 2 foi utilizada a curva de irradiação em cor amarela e nos testes 4, 5 e 6 a curva em cor azul.

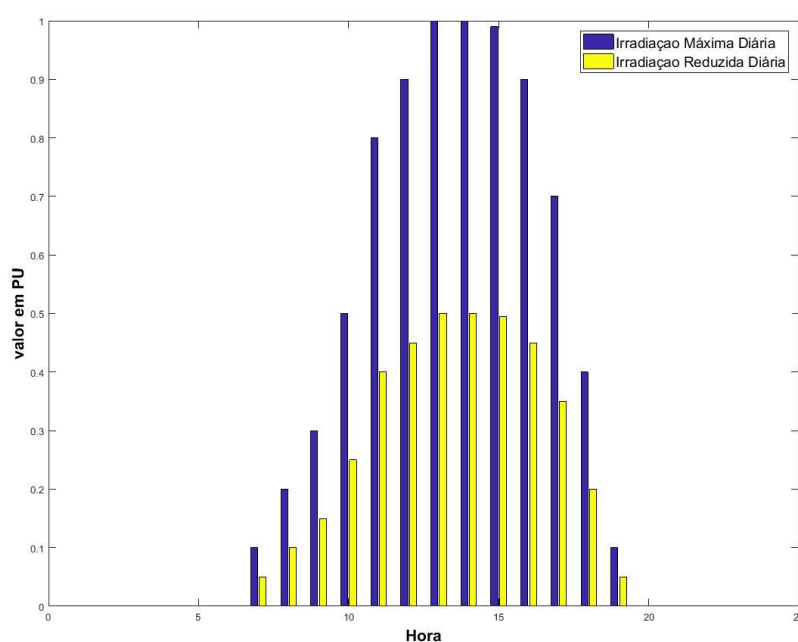


Figura 26 – Curva de Irradiação

Fonte: Adaptado de (FREITAS, 2015)

No caso da Figura 26, o gráfico amarelo representa um dia de pouca Irradiação solar enquanto que o gráfico azul representa um dia de muita irradiação solar.

A Figura 28 corresponde ao fator de correção de Maximum Power Point (Pmpp) em função da temperatura em cima da placa fotovoltaica e a Figura 29 corresponde a curva de eficiência do conversor estático. Pmpp corresponde a potência ativa nominal do placa solar para temperatura de 25 graus Celsius e radiação de $1 \frac{kW}{m^2}$.

Os dados apresentados nas Figuras 27, 26, 28 e 29 são utilizadas pelo modelo de geração distribuída presente no OpenDSS, através de seguintes objetos, Tshape, Loadshape, XYcurve.

Todos os sistemas fotovoltaicos são trifásicos com conexão estrela, tensão de 480 V e uma irradiância de base de $1 \frac{kW}{m^2}$.

Cada sistema fotovoltaico foi conectado na rede elétrica por meio de um transfor-

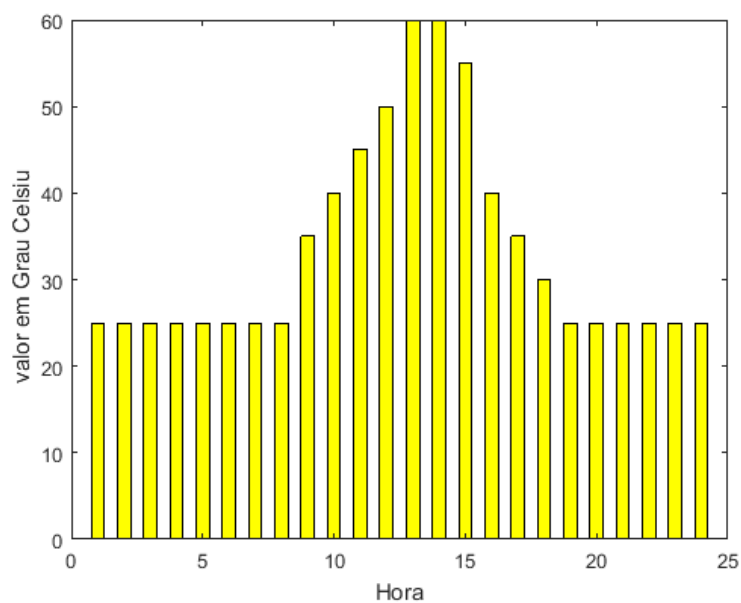


Figura 27 – Curva de Temperatura

Fonte: Adaptado de (FREITAS, 2015)

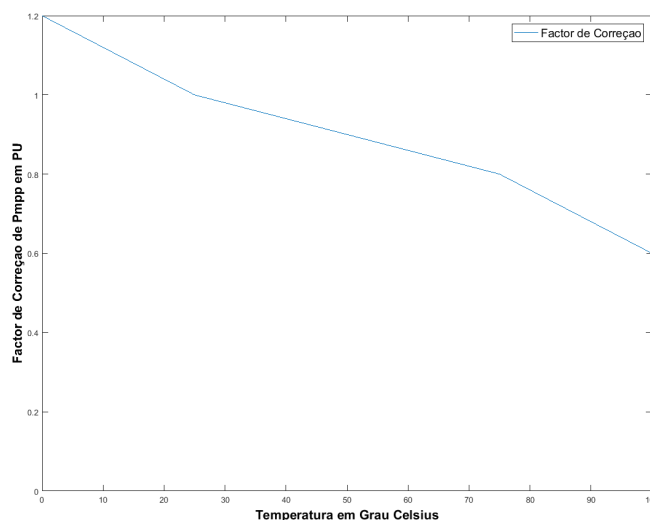


Figura 28 – Factor de Correção vs Temperatura

Fonte: Adaptado de (FREITAS, 2015)

mador, ou seja entre o conversor e o ponto de conexão, existe um transformador com as características dadas na Tabela 3. Vale salientar que a capacidade dos transformadores poderia ser menor que 500 kVA, desde que seja maior que a capacidade dos inversores dos sistemas fotovoltaicos na tabela 2.

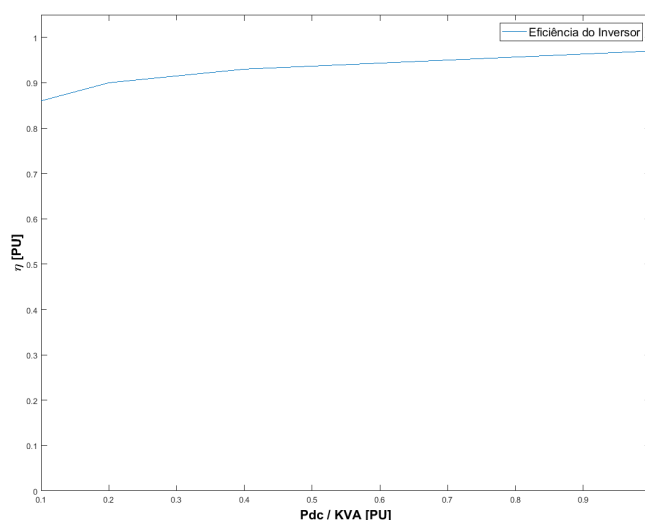


Figura 29 – Curva de Eficiência do Inversor

Fonte: Adaptado de (FREITAS, 2015)

kVA	Media Tensão kV	Baixa Tensão kV	X _{hl}	conexão
500	24,9	0,48	5,750000	estrela

Tabela 3 – Característica dos Transformadores Trifásicos

Fonte: Adaptado de (MELLO, 2018)

5.1.2.1 Curva Volt/VAr

A Figura 30, apresenta a curva Volt/VAr com zona morta utilizada pela função “inteligente” Volt/VAr dos conversores. Essa curva é empregada no caso 2 de todos os testes realizados e pode ser encontrada facilmente na subseção B.0.5, do trabalho de (FREITAS, 2015).

Já na Figura 31, temos a curva Volt/VAr sem a zona morta utilizada no caso 3 de todos os testes. Esta curva pode ser encontrada nos arquivos disponibilizados pelo Opendss no momento de instalação, especificamente na pasta de nome *Paulo_example*.

Na tabela 4, estão os outros parâmetros utilizados no modelo de controle Volt/VAr dos inversores no OpenDSS.

Parâmetro	ajuste
voltage _ curvex _ ref	rated
deltaQ _ factor	0.2
RefReactivePowe	VARAVAL
varchangetolerance	0.0001

Fonte: Adaptado de (FREITAS, 2015)

Tabela 4 – Outros ajustes para Volt/Var do Opendss

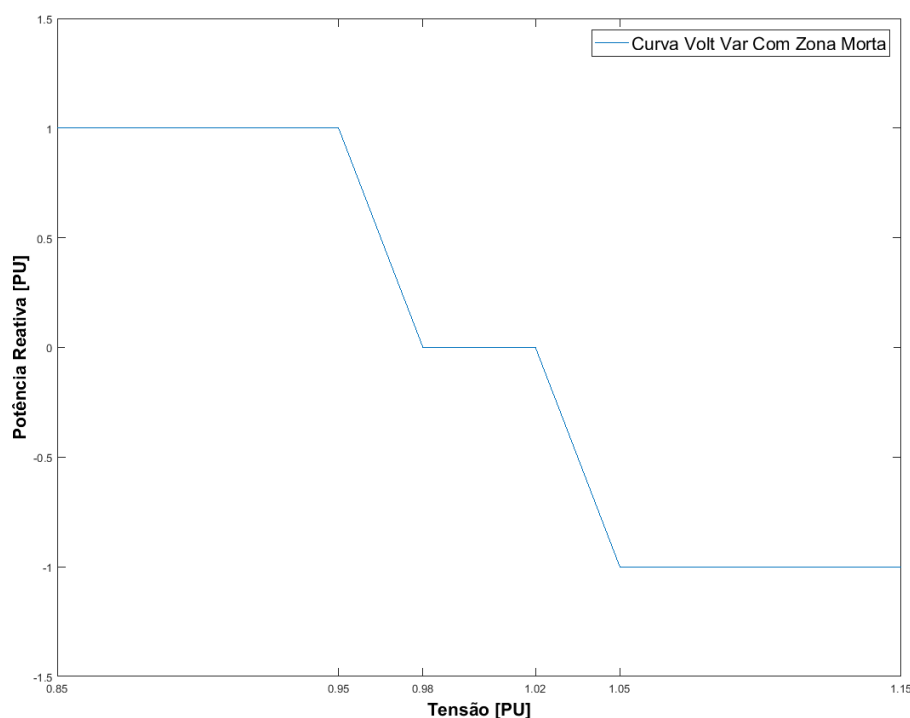


Figura 30 – Com a zona morta

Fonte: (FREITAS, 2015)

5.2 ORGANIZAÇÃO DOS TESTES

Para o objetivo deste trabalho, foram selecionadas 3 configurações, referindo-se a distribuição dos geradores fotovoltaicos na rede elétrica. Vale salientar que a distribuição dos sistemas fotovoltaicos na rede elétrica não depende apenas do operador do sistema elétrica mas também dos proprietários dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição. E que a soma total de potência ativa máxima de todos os geradores em cada configuração é igual a 900 kW. Esta potência ativa máxima é distribuída de forma igual entre os geradores fotovoltaicos em cada configuração, conforme a Tabela 2. Isto possibilita a analisar o efeito da função de controle Volt/VAR dos conversores estáticos no controle de tensão e na comutação dos equipamentos de controle de tensão em cada configuração de geradores fotovoltaicos. Também foram considerados duas curvas de irradiação solar, conforme a Figura 26, sendo que a curva de irradiação máxima corresponde a curva azul e curva de irradiação reduzida corresponde a curva amarela.

Para cada curva de irradiação solar, foram considerados 3 configurações de geradores, como são duas curvas de irradiação, resultou em 6 condições chamados de teste, Tabela 5. O termo Condição foi de acordo com o trabalho de (FREITAS, 2019), onde o autor utilizou esse termo para se referir às combinações de carga, penetração

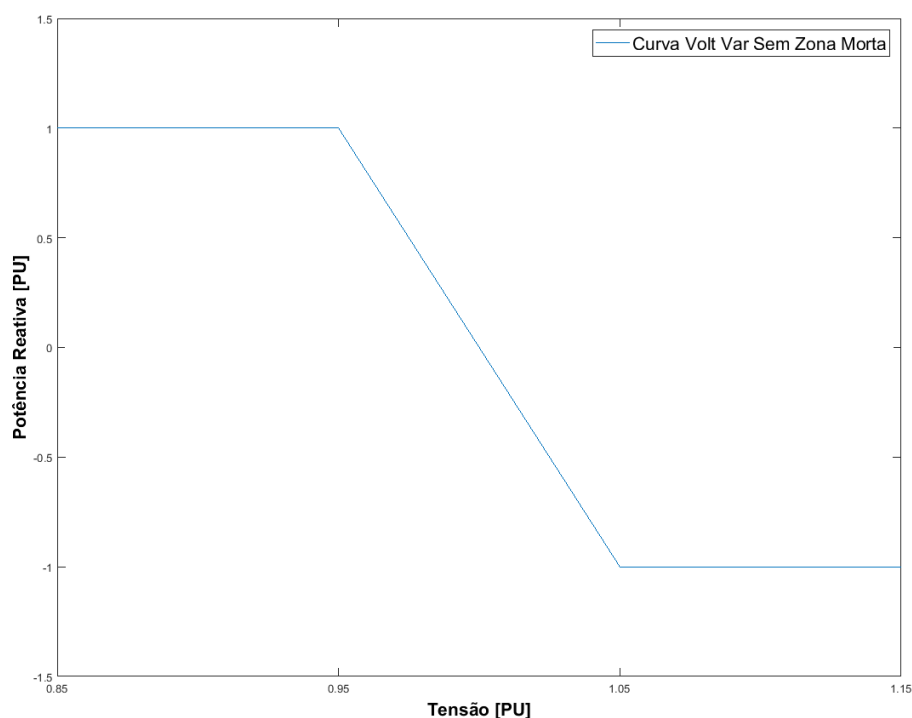


Figura 31 – Sem a Zona Morta

Fonte: (FREITAS, 2015)

de sistemas fotovoltaicos e curvas de irradiação solar.

Teste	Configuração	Curva de Irradiação
1	9 Geradores	Máxima
2	6 Geradores	Máxima
3	3 Geradores	Máxima
4	9 Geradores	Reduzida
5	6 Geradores	Reduzida
6	3 Geradores	Reduzida

Tabela 5 – Definição das condições

Neste trabalho, o termo cenário é referente as combinações de funções inteligentes dos conversores estáticos dos geradores fotovoltaicos, conforme pode ser visto na tabela 6. Sendo que o termo Com ZM e Sem ZM correspondem a utilização da Zona Morta, conforme as curvas das Figuras 30 e 31, respectivamente. E o termo VVC desenvolvido, corresponde a aplicação do algoritmo de controle volt/var coordenado desenvolvido sem necessariamente ativar as funções volt/var dos conversores estáticos.

Para cada condição da Tabela 5 foram realizados 3 testes considerando os 3 cenários da tabela 6, sem contar o cenário 4, que corresponde ao cenário base.

Cenário	fotovoltaico	Com ZM	Sem ZM	VVC desenvolvido
1	sim	não	não	sim
2	sim	sim	não	sim
3	sim	não	sim	sim
4	não	não	não	sim

Tabela 6 – Definição de Cenários

Ao todo foram 18 testes, além do teste do cenário base sem sistemas fotovoltaicos, resultando em 19 testes.

5.3 CRITÉRIOS DE AVALIAÇÃO DOS TESTES

Todos os 19 testes feitos foram avaliados por meio de 5 índices de qualidade de energia, implementados no Matlab. No trabalho de (FREITAS, 2019), esses índices podem ser encontrados com mais detalhes. Esses índices são:

1. Índice de Violação dos Níveis de Tensão (Índice de Violação dos Níveis de Tensão (IVNT))
2. Índice de Flutuação de Tensão (Índice de Flutuação de Tensão (IFT))
3. Índice de Operação dos Controles (Índice de Operação dos Controles (IOC))
4. Índice de Demanda de Potência Reativa (Índice de Demanda de Potencia Reativa (IDR))
5. Índice de Perdas Elétricas (Índice de Perdas Elétricas (IPE))

5.3.0.1 Índice de Violação dos Níveis de Tensão (IVNT)

O IVNT, representa uma média de violação de tensão no sistema como um todo em um período de tempo. O seu cálculo é dado pela Equação (14):

$$IVNT = \frac{1}{N} \times \frac{1}{T} \times \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T \Delta v_{critico_i}[t] \quad (14)$$

onde N é número de nós na rede elétrica e T é o período de tempo total considerado para o cálculo do índice. O termo $\Delta v_{critico_i}$ representa o valor da violação de tensão no nó i do sistema no tempo t dado pela Equação (15).

$$\Delta v_{critico_i}[t] = \begin{cases} v_i[t] - 1.05, & \text{se } v_i[t] > 1.05 \\ 0, & \text{se } 0.95 \leq v_i[t] \leq 1.05 \\ 0.95 - v_i[t], & \text{se } v_i[t] < 0.95 \end{cases} \quad (15)$$

5.3.0.2 Índice de Flutuação de Tensão (IFT)

O IFT representa uma média de flutuação de tensão no sistema em um período analisado, sendo calculado pela Equação (16). Nesta, o termo $\Delta v_i[t]$, dado pela equação (17), corresponde a diferença do módulo de tensão do nó i entre a hora t e $t - 1$.

$$IFT = \frac{1}{N} \times \frac{1}{T} \times \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T \Delta v_i[t] \quad (16)$$

$$\Delta v_i[t] = v_i[t] - v_i[t - 1] \quad (17)$$

5.3.0.3 Índice de Operação dos Controles (IOC)

O IOC, representa a média de chaveamentos dos equipamentos automáticos de controle de tensão, por exemplo, reguladores de tensão, LTC e bancos de capacitores.

A Equação (18) apresenta o calculo de IOC para LTC e reguladores de tensão, onde N_{reg} é numero total de reguladores de tensão e LTC no sistema, $Num.Operacoes_{reg_j}$ é o numero de comutações do regulador de tensão ou LTC j e T é o período analisado.

$$IOC_{reg} = \frac{\sum_{j=1}^{N_{reg}} Num.Operacoes_{reg_j}}{T \times N_{reg}} \quad (18)$$

A Equação (19) apresenta o calculo de IOC para bancos de capacitores, onde N_{cap} é numero total de bancos de capacitores no sistema, $Num.Operacoes_{cap_j}$ é o numero de comutações do capacitor j .

$$IOC_{Cap} = \frac{\sum_{j=1}^{N_{Cap}} Num.Operacoes_{Cap_j}}{T \times N_{reg}} \quad (19)$$

5.3.0.4 Índice de Demanda de Potência Reativa (IDR)

O IDR, representa a energia reativa líquida que passa pela subestação, onde é fornecida energia para o sistema. O cálculo deste índice é dado pela Equação (20), onde $Q_{sub}[t]$ corresponde à potência reativa fornecida pela subestação no tempo t .

$$IDR = \left| \sum_{t=1}^T Q_{sub}[t] \times t \right| \quad (20)$$

5.3.0.5 Índice de Perdas Elétricas (IPE)

O IPE, representa a relação entre a perda total de energia e o consumo de potência ativa pelas cargas do sistema. O cálculo deste índice é dado pela Equação

(21).

$$IPE = \frac{\text{perdas}}{\text{consumo}} \quad (21)$$

5.4 RESULTADOS E ANÁLISES POR MEIO DOS ÍNDICES DE QUALIDADE DE ENERGIA

Na Figura 32, é possível ver a média da tensão no sistema elétrico para cada hora ao longo de 24 horas, considerando o caso base (caso 4 na tabela 6. Deve-se salientar que o caso base significa sem a conexão de sistemas fotovoltaicos. Nos testes realizados é denominado de caso 4. Observando gráfico de cima da Figura 32, percebe-se que apesar de existir muito mais violações de tensão do tipo subtensão ao longo de 24 horas, a media de tensão na rede elétrica para cada hora está dentro dos limites e acima de 1pu. O gráfico de baixo da Figura 32 mostra atuação do algoritmo Volt/VAr implementado, este conseguiu deixar os valores de tensão dentro dos limites em todas as horas.

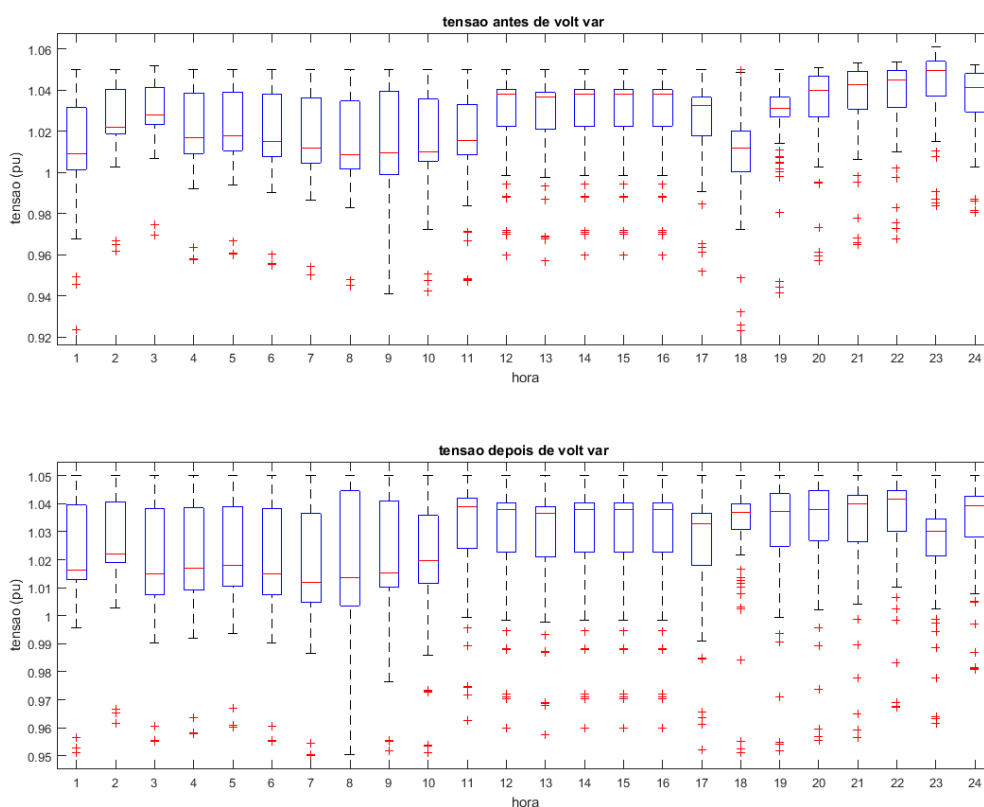


Figura 32 – Media de Tensão para caso base

Com a inserção de sistemas fotovoltaicos é esperado diminuição da variação tensão na rede elétrica, principalmente nos seus pontos de conexão reduzindo assim

casos de nós com violação do tipo subtensão. Isto porque os sistemas fotovoltaicos tem essa característica de elevar o valor de tensão nos seus pontos de conexão com injeção potência ativa e tem um controle melhor quando está trabalhando com as funções Volt/VAr dos conversores estáticos.

5.4.1 Para configuração de 9 geradores

5.4.1.1 Com Irradiação Reduzida

Fazendo uma comparação do caso com e sem sistemas fotovoltaicos, caso 1 e caso 4, respectivamente, Tabela 7. Observando os índices de violação de nível de tensão (IVNT) antes da aplicação do algoritmo VVC desenvolvido, percebe-se que com a inserção de sistemas fotovoltaicos apenas injetando potencia ativa (caso 1), houve muito mais violação de tensão na rede elétrica comparado ao caso base (caso 4). Era esperado o inverso, provavelmente a distribuição dos 9 geradores provocou muito mais violação de tensão do tipo sobretensão. Os casos 2 e 3, com ativação da função Volt/VAr dos conversores estáticos, mostraram-se melhor em relação aos casos 1 e 4. Isto era esperado porque os casos 2 e 3, fazem uso de funções inteligentes para ajudar na correção de tensão através de injeção/absorção de potência reativa dos sistemas fotovoltaicos.

Tabela 7 – Índices de qualidade de energia para Teste 1.

Índices	caso 1	caso 2	caso 3	caso 4
$IVNT_{antes}$	032919e-04	1.3168e-04	6.8523e-05	1.6518e-04
IFT_{antes}	0.0079	0.0048	0.0041	0.0055
IFT_{Depois}	0.0040	0.0027	0.0025	0.0039
IOC_{reg}	0.2292	0.1597	0.1319	0.2500
IOC_{cap}	0.1667	0.0833	0.0625	0.1250
IDR_{antes}	6.7486e+03	1.2628e+03	7.3429e+03	5.0078e+03
IDR_{depois}	7.5792e+03	1.3634e+03	8.1677e+03	5.7975e+03
EPE_{antes}	0.0837	0.0723	0.0775	0.0902
EPE_{Depois}	0.0835	0.0723	0.0779	0.0907

Quanto ao índices de flutuação de tensão (IFT), este mostra como os valores de tensão na rede elétrica flutuam em torno de 1pu de tensão no sistema como um todo. Fazendo uma comparação do IFT na Tabela 7, vendo caso a caso antes da aplicação do algoritmo VVC desenvolvido, percebe-se um comportamento semelhante ao verificado com o índice IVNT. Ou seja, com a inserção de sistemas fotovoltaicos gerando apenas potência ativa (caso 1), houve muito mais flutuação de tensão no sistema do que sem sistemas fotovoltaicos (caso 4). Os casos com ativação da função Volt/VAr dos conversores estáticos, mostraram-se melhor em termos de flutuação de tensão no sistema como um todo ao longo de 24 horas, principalmente o caso 3, sem ativação

da zona morta na curva Volt/VAr. Algo muito interessante na Tabela 7, consiste na redução destes índices quando o algoritmo VVC desenvolvido é aplicado, ajudando ainda mais no perfil de tensão do sistema elétrico.

Quanto ao índice de operação de equipamentos de controle de tensão (IOC), esse índice traz uma noção de quantas comutações em média um dado equipamento teria dado ao longo de 24 horas. De salientar que os valores destes índices de operação de equipamentos de controle são obtidos após aplicação do algoritmo volt var desenvolvido. Observando a Tabela 7, percebe-se que para o caso dos reguladores de tensão, esse índice IOC_{Reg} , comparado a caso base (caso 4), não houve muita melhoria, pois não reduziu muito, com inserção de sistemas fotovoltaicos injetando apenas potência ativa (caso 1). Só houve melhoria quando os sistemas fotovoltaicos estão trabalhando com as funções Volt/VAr dos conversores estáticos. Já no caso dos Bancos de capacitores, seus índices IOC_{Cap} , comparado a caso base (caso 4), melhoraram com ativação das funções Volt/VAr dos conversores estáticos.

Quanto à potência reativa na entrada da subestação, vendo a Tabela 7, percebe-se que com a inclusão de sistemas fotovoltaicos injetando apenas potência ativa (caso 1), comparado com o caso base (caso 4), de acordo com o índice IDR_{antes} , houve muito mais reativos passando na subestação. Este aumento de potência reativa no caso 1, deve estar ligado com o tipo de carga adotado no sistema elétrico, já que as funções Volt/VAr dos conversores estáticos não estão sendo utilizadas. O caso 2, fazendo uso da zona morta das funções Volt/VAr dos conversores estáticos exigiu menos potência reativa pela subestação, diferentemente do caso 3, sem zona morta, este foi o pior caso, provavelmente porque os valores de tensão estão acima de 1 pu e estes conversores estáticos tiveram que absorver potência reativa da subestação.

Quanto as perdas elétricas, vendo a Tabela 7, percebe-se que os caso 2 e 3, mostraram-se melhor, tendo menor valor de índice IPE_{antes} em relação a caso 1 e 4.

5.4.1.2 Com Irradiação Máxima

Vendo a Tabela 8, percebe-se uma semelhança entre os índices do caso 1, com sistemas fotovoltaicos apenas injetando potência ativa, são maiores que os índices do caso base (caso 4). Os índices se comportaram da mesma forma que no teste 1 da Tabela 7, com exceção de que o teste na Tabela 8, mostrou-se melhor em termos de apresentar índices com valores mais baixos comparando caso a caso, com irradiação reduzida e com irradiação máxima, Tabela 7 e Tabela 8, respectivamente. Era esperado que os casos na Tabela 8, fossem piores do que os caso na Tabela 7, pelo aumento da irradiação solar. Provavelmente como os sistemas fotovoltaicos são muito distribuídos em pequenas unidades de 100 kW, a redução de irradiação solar acabou limitando os sistemas fotovoltaicos na correção de tensão.

Em termos de reativos, os casos da Tabela 8, consumiram muito mais reativos

Tabela 8 – Índices de qualidade de energia para Teste 4.

Índices	caso 1	caso 2	caso 3	caso 4
$IVNT_{antes}$	3.4706e-04	8.1361e-05	4.3637e-05	1.6518e-04
IFT_{antes}	0.0077	0.0045	0.0037	0.0055
IFT_{Depois}	0.0043	0.0027	0.0024	0.0039
IOC_{reg}	0.2500	0.1042	0.1042	0.2500
IOC_{cap}	0.1667	0.0833	0.0417	0.1250
IDR_{antes}	8.2351e+03	5.3845e+03	8.5041e+03	5.0078e+03
IDR_{depois}	9.0170e+03	5.5733e+03	9.7109e+03	5.7975e+03
EPE_{antes}	0.0718	0.0705	0.0686	0.0902
EPE_{Depois}	0.0723	0.0703	0.0709	0.0907

da subestação do que os casos da Tabela 7, sendo que o caso 4 teve o índice mais baixo. O inverso aconteceu em relação as perdas elétricas, os casos na Tabela 8 mostraram-se um pouco melhores, o caso 2 teve o índice mais baixo.

5.4.2 Para configuração de 6 geradores

5.4.2.1 Com Irradiação Reduzida

Observando a Tabela 9, percebe-se que houve um comportamento semelhante ao dos testes anteriores. O caso 1, com a inserção do sistema fotovoltaico injetando apenas potência ativa teve muito mais violação de tensão que o caso base (caso 4), baseando-se nos valores dos índices $IVNT_{antes}$. Os casos com ativação da função Volt/VAr dos conversores estáticos mostraram-se mais efetivos em reduzir violações de tensão, assim como pode ser visto também nos índices IOC dos equipamentos de controle de tensão. Fazendo uma comparação dessa configuração de 6 geradores, Tabela 9, com a configuração de 9 geradores, Tabela 7, percebe-se que este último resultou em índices $IVNT_{antes}$ mais baixos do que o primeiro e em contraste a configuração de 6 geradores resultou nos índices de IOC mais baixos. Em outras palavras, a variação da configuração de 9 sistemas fotovoltaicos para 6 e da potência ativa máxima de 100kW para 150kW cada ajudou na redução do numero comutação dos equipamentos apesar de ser mais critico ou seja mais próximo dos limites de tensão.

Quanto ao índice IFT_{antes} , os casos com ativação da função Volt/VAr dos conversores estáticos deixaram os valores de tensão na rede elétrica muito mais próximos de 1pu.

Em termos dos índices de IDR_{antes} e IPE_{antes} , o teste 2 na Tabela 9 apresentou os menores valores de índice em comparação com o teste 1 na Tabela 7. No teste 2, Tabela 9, o caso com a ativação da função Volt/VAr dos conversores estáticos com zona morta, teve o índice IDR_{antes} mais baixo, ou seja, absorveu menos reativos da subestação. Enquanto que o caso sem a zona morta (caso 3), continuou com o índice IDR_{antes} mais alto no teste 2 9, apesar de reduzir muito em relação a teste 1, Tabela

Tabela 9 – Índices de qualidade de energia para Teste 2.

Índices	caso 1	caso 2	caso 3	caso 4
$IVNT_{antes}$	4.0124e-04	3.6701e-05	3.1163e-05	1.6518e-04
IFT_{antes}	0.0082	0.0042	0.0037	0.0055
IFT_{Depois}	0.0047	0.0024	0.0023	0.0039
IOC_{reg}	0.2431	0.0903	0.1250	0.2500
IOC_{cap}	0.0833	0.0417	0.0417	0.1250
IDR_{antes}	4.1384e+03	3.4360e+03	4.5637e+03	5.0078e+03
IDR_{depois}	4.9294e+03	4.2672e+0	5.7163e+03	5.7975e+03
EPE_{antes}	0.0756	0.0609	0.0748	0.0902
EPE_{Depois}	0.0763	0.0616	0.0761	0.0907

7, devido a mudança de configuração.

5.4.2.2 Com Irradiação Máxima

Considerando a irradiação solar completa, Tabela 10, em termos do índice $IVNT_{antes}$ os resultados mostraram-se melhores, principalmente o caso sem a zona morta na curva Volt/VAr dos conversores estáticos (caso 3). Este caso 3 teve o menor valor do índice mostrando que houve pouca violação de tensão nos nós da rede elétrica. Deve-se salientar que o uso da função Volt/VAr vem se mostrando melhor até agora em termos de redução de violação de tensão nos nós da rede elétrica, principalmente sem a zona morta vem. Em termos de nivelamento do nível de tensão na Tabela 10, os casos com irradiação reduzida na tabela 9 mostraram-se melhores, tendo menor valor de índice IFT_{antes} .

Em termos de redução de número de comutações pelos equipamentos de controle de tensão, os casos na tabela 9, mostraram-se melhores que os casos na tabela 10, com exceção dos casos com ativação das funções Volt/VAr dos conversores estáticos, em que o índice IOC_{reg} dos reguladores de tensão ficou bem melhor no caso 2 com a redução de irradiação solar e o caso 3 ficou bem melhor com a irradiação completa. Ou seja a escolha de trabalhar com ou sem a zona morta vai depender da condição do clima.

Em termos de reativos absorvidos da subestação, os casos com ativação da função Volt/VAr dos conversores estáticos não se saíram bem, pois obtiveram maiores valores de índice de IDR_{antes} , Tabela 10. Fazendo uma comparação com os valores na Tabela 9 caso a caso, percebe-se que os casos com irradiação completa resultaram em índices IDR_{antes} maiores. Isto pode ser explicado por uma maior geração de potência ativa pelos sistemas fotovoltaicos e conseqüentemente uma maior elevação de tensão, fazendo os conversores estáticos absorverem mais reativos da subestação para redução do nível tensão. No caso das perdas não houve muita diferença fazendo uso da função Volt/VAr dos conversores estáticos, Tabela 10.

Tabela 10 – Índices de qualidade de energia para Teste 5.

Índices	caso 1	caso 2	caso 3	caso 4
$IVNT_{antes}$	3.9812e-04	1.0469e-04	3.4182e-05	1.6518e-04
IFT_{antes}	0.0080	0.0052	0.0039	0.0055
IFT_{Depois}	0.0048	0.0033	0.0026	0.0039
IOC_{reg}	0.2708	0.1389	0.0972	0.2500
IOC_{cap}	0.1458	0.0625	0.0417	0.1250
IDR_{antes}	4.7544e+03	5.8644e+03	5.2982e+03	5.0078e+03
IDR_{depois}	5.2136e+03	6.2037e+03	6.4515e+03	5.7975e+03
EPE_{antes}	0.0625	0.0638	0.0625	0.0902
EPE_{Depois}	0.0623	0.0636	0.0640	0.0907

5.4.3 Para configuração de 3 geradores

5.4.3.1 Com Irradiação Reduzida

No teste 3, o caso 3, com ativação da função Volt/VAr sem a zona morta resultou nos menores índices, mostrando-se melhor tanto para reduzir o número de violações de tensão, quanto deixar o valor de tensão mais estável, assim como reduzir o número de comutações dos equipamentos de controle de tensão, Tabela 11. Comparado o teste 2, Tabela 9, percebe-se que a concentração de sistemas fotovoltaicos em três pontos com potência ativa total de 300kW em cada ponto não é muito atrativa, Tabela 11. Vale mais distribuir os sistemas fotovoltaicos em 6 pontos de 150kW cada, de acordo com os índices na Tabela 9. Deve-se ressaltar que na prática, a capacidade de distribuir os sistemas fotovoltaicos na rede elétrica não depende apenas do operador do sistema elétrica mas também dos proprietários dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição. Então isto acaba limitando o poder do operador do sistema elétrica, porque o proprietário na verdade é quem escolhe onde quer conectar sua GD, respeitando as condições operativas da rede elétrica, como limite de tensão, etc.

Tabela 11 – Índices de qualidade de energia para Teste 3.

Índices	caso 1	caso 2	caso 3	caso 4
$IVNT_{antes}$	3.5635e-04	1.9469e-04	1.4699e-04	1.6518e-04
IFT_{antes}	0.0074	0.0059	0.0043	0.0055
IFT_{Depois}	0.0041	0.0032	0.0023	0.0039
IOC_{reg}	0.2431	0.2292	0.1667	0.2500
IOC_{cap}	0.1458	0.0625	0.0625	0.1250
IDR_{antes}	8.9533e+03	7.3918e+03	1.0552e+04	5.0078e+03
IDR_{depois}	9.2742e+03	7.7166e+03	1.1372e+04	5.7975e+03
EPE_{antes}	0.0864	0.0809	0.0871	0.0902
EPE_{Depois}	0.0855	0.0805	0.0879	0.0907

A partir da Tabela 11, percebe-se que os casos com a ativação de função Volt/VAr dos conversores estáticos tiveram os maiores índices de IDR_{antes} , absorvendo

muito mais reativos da subestação. Provavelmente a concentração de potencia ativa nos três pontos geraram muito mais casos de violação de tensão do tipo sobretensão, obrigando os conversores estáticos a absorver reativos da subestação para ajudar na correção de tensão. Os casos na Tabela 11, apresentaram os maiores valores de índice de perdas elétricas e também de reativos, comparado a casos na tabela 9, mostrando que a forma como os sistemas fotovoltaicos estão destruídos na rede elétrica também influência nos índices de qualidade de energia elétrica.

5.4.3.2 Com Irradiação Máxima

Vendo a Tabela 12, percebe-se que os casos com ativação das funções Volt/VAR dos conversores estáticos destacaram mais em relação a casos com ou sem sistemas fotovoltaicos, caso 1 e 4 respectivamente. Observando os índices de $IVNT_{antes}$, percebe-se que o caso 3 resultou em menores índices, indicando que fazer uso da função Volt/VAR dos conversores estáticos sem a zona morta é o que mais ajuda a reduzir as violações de tensão na rede elétrica. Além disso, é o que mais deixa os valores de tensão em torno de 1pu nos nós da rede elétrica, observando os índices IFT_{antes} .

Em termos de comutação dos equipamentos de controle de tensão, também os casos 2 e 3 mostraram-se melhores, tendo os menores valores dos índices correspondentes, principalmente quando se faz uso da função Volt/VAR dos conversores estáticos sem a zona morta.

Pode-se fazer uma comparação com os caso na Tabela 11, de forma a verificar qual a influencia do aumento da irradiação solar nos valores dos índices. Com a irradiação completa na Tabela 12, obteve-se muito mais violações de tensão nos nós da rede elétrica, nos casos 2 e 3, observando os índices $IVNT_{antes}$, em relação aos mesmos casos na Tabela 11, com a irradiação solar reduzida. Em contrapartida a redução de irradiação solar na Tabela 11, trouxe muito mais benefícios em termos de variabilidade de tensão nos nós da rede elétrica e também na redução de comutações dos equipamentos de controle de tensão.

Em termos de reativos, os casos 2 e 3, com ativação das funções Volt/VAR dos conversores estáticos, houve mais consumo de reativos da subestação em relação aos outros casos, Tabela 12. Provavelmente devido a grande concentração de geração fotovoltaica em 3 barras, os conversores estáticos tiveram que absorver reativos da subestação para reduzir os valores de tensão nas barras. Além disso, estes casos com ativação da função Volt/VAR geraram mais perdas elétricas na rede elétrica.

5.4.4 Resumo geral do resultado dos testes

O resultado do Teste 1 mostrou que, em ambas as situações com irradiação solar reduzida ou máxima, vale fazer o uso das funções Volt/VAR dos conversores

Tabela 12 – Índices de qualidade de energia para Teste 6.

Índices	caso 1	caso 2	caso 3	caso 4
$IVNT_{antes}$	3.0719e-04	1.4343e-04	9.0468e-05	1.6518e-04
IFT_{antes}	0.0070	0.0060	0.0045	0.0055
IFT_{Depois}	0.0040	0.0035	0.0029	0.0039
IOC_{reg}	0.2431	0.1597	0.1736	0.2500
IOC_{cap}	0.1667	0.1250	0.1250	0.1250
IDR_{antes}	6.8619e+03	1.0689e+04	1.2946e+04	5.0078e+03
IDR_{depois}	7.6607e+03	1.1473e+04	1.4220e+04	5.7975e+03
EPE_{antes}	0.0692	0.0804	0.0892	0.0902
EPE_{Depois}	0.0696	0.0810	0.0920	0.0907

estáticos em conjunto com o algoritmo VVC desenvolvido, como forma de deixar os valores de tensão próximos de 1 pu, reduzindo violações de tensão no sistema elétrica e também o número de comutações dos equipamentos de controle de tensão ao longo de 24 h. A injeção de apenas potência ativa pelos sistemas fotovoltaicos provocaram mais violações de tensão nos nós da rede elétrica em comparação ao caso sem sistemas fotovoltaicos (caso 4). E também não ajudaram muito na redução de comutação de reguladores de tensão, apenas dos bancos de capacitores.

Era esperado que os casos com irradiação solar completa, fossem piores do que os casos com irradiação solar reduzida mas aconteceu o contrário. Provavelmente como os sistemas fotovoltaicos são muito distribuídos, são 9 unidades de 100 kW, a redução de irradiação solar acabou limitando os sistemas fotovoltaicos na correção da tensão. Em termos de reativos, com irradiação solar reduzida, o uso da zona morta na curva Volt/VAr dos conversores estáticos (caso 2), mostrou-se melhor em termos de reduzir a quantidade de reativos que passa na subestação. Na situação de irradiação solar completa, o caso sem sistemas fotovoltaicos (caso 4) mostrou-se melhor. Deve-se salientar que, os casos com irradiação solar completa absorveram muito mais reativos da subestação do que os casos com irradiação solar reduzida, O inverso aconteceu em relação as perdas elétricas.

No Teste 2, comparando caso a caso, observou-se uma semelhança com o teste 1. Fazendo uma comparação do teste 2 com o teste 1, percebe-se que este último teve os índices $IVNT_{antes}$ mais baixos que o primeiro e em contraste o teste 2 teve os índices de IOC mais baixos. Em outras palavras, a variação da configuração de 9 sistemas fotovoltaicos para 6 e da potência ativa máxima de 100 kW para 150 kW cada, ajudou na redução do número de comutações dos equipamentos, apesar de ser mais crítico, considerando a irradiação solar reduzida. Nas duas condições de irradiação solar, considerando teste 2, os casos com ativação da função Volt/VAr dos conversores estáticos ajudaram na redução do índice IOC . Deve-se salientar que no caso da irradiação solar reduzida, a ativação da zona morta (caso 2) foi o que mais

reduziu índice IOC_{reg} . Enquanto que com irradiação solar máxima, é melhor trabalhar sem a zona morta (caso 3), considerando o índice IOC_{reg} .

No teste 3, ativação da função Volt/VAr sem a zona morta (caso 3) teve os menores índices, mostrou-se melhor tanto para reduzir números de violações de tensão, deixar o valor de tensão mais estável, assim como reduzir o número de comutações dos equipamentos de controle de tensão, Tabela 11. Fazendo uma comparação do Teste 3 com o teste 2, percebe-se que a concentração de sistemas fotovoltaicos em três pontos com potência ativa total de 300 kW em cada ponto não é muito atrativa, A configuração com os sistemas fotovoltaicos em 6 pontos de 150 kW cada, mostrou-se melhor para estabilidade do valor de tensão e aumento da vida útil dos equipamentos de controle de tensão na rede elétrica. Os casos do teste 3, apresentaram os maiores valores de índice de perdas elétricas e também de reativos, comparado os casos do teste 2, mostrando que a forma como os sistemas fotovoltaicos estão distribuídos na rede elétrica influencia nos valores dos índices de qualidade de energia elétrica., considerando pontos de conexão e também a capacidade máxima em cada ponto de conexão.

5.4.5 Análises por meio dos gráficos para o melhor caso

Nesta parte dos resultados, procurou-se trazer de forma resumida, em termos visuais, o comportamento da tensão em todas as barras no horário de maior geração dos sistemas fotovoltaicos, os valores de comutação dos equipamentos de controle de tensão e também as médias de tensão ao longo de 24 horas.

A configuração de 6 geradores de 150 kW com redução de irradiação e sem ativação da zona morta da função Volt/VAr dos conversores foi a escolhida, Tabela 9. O teste 2 foi escolhido porque se mostrou melhor em relação aos outros testes na redução do valor dos índices, e dentre os casos, sem a ativação da zona morta da função Volt/VAr dos conversores estáticos se destacou em termos de redução de comutação dos equipamentos de controle de tensão e também na flutuação dos valores de tensão na rede elétrica em torno de 1pu.

Na Figura 33, pode-se observar a média de tensão em cada hora ao longo do dia. Enquanto que na Figura 34, o número de comutações acumulado de cada equipamento de controle de tensão ao longo do dia.

A Figura 33, gráfico de cima, mostra atuação da função Volt/VAr dos conversores estáticos sem ativação da zona morta, mas sem atuação da função Volt/VAr desenvolvido. É possível verificar que a média dos valores de tensão nas barras em cada hora estão muito próximos de um 1pu, reforçando assim o resultado mostrado pelo índice IFT_{antes} no caso 3, Tabela 9. É possível perceber também que antes da aplicação do algoritmo VVC desenvolvido, houveram muitos casos de violação de tensão do tipo subtensão, por exemplo na hora 1, 10 e 18.

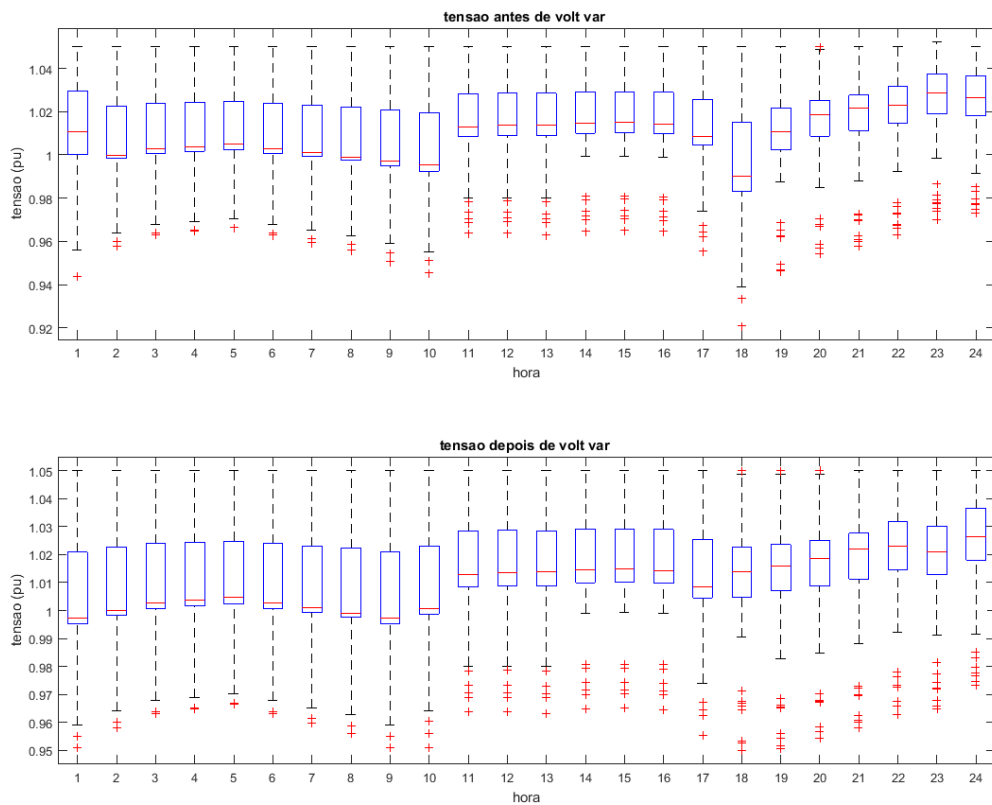


Figura 33 – Media de tensão ao longo do dia.

Na Figura 33, gráfico de baixo, é possível ver a media do valor de tensão nas barras em cada hora, depois de aplicação do algoritmo volt var desenvolvido, todos os valores de tensão estão dentro dos limites críticos, entre 0.95 e 1.05 pu. Também é possível ver que a media ficou bem em torno de 1 pu, especificamente entre 0.99 pu e 1.02 pu, refletindo o índice IFT_{Depois} do caso 3, 9.

Na Figura 34, é possível verificar o número de comutações acumulado de cada equipamento de controle de tensão ao longo de 24 horas. Nesta Figura 34, os dois gráficos mostram a comutação acumulada de duas formas diferentes, mas com o gráfico de baixo é possível ver com mais clareza. Observando o gráfico de baixo da Figura 34, é possível ver que no início da hora 1, três equipamentos foram comutados uma vez cada para correção de tensão neste horário. Esta configuração de ajuste permaneceu para os horários seguintes até o início da hora 10, onde houve mais uma vez violação de tensão e com isso um dos 3 equipamentos comutados na hora anterior, foi comutado mais uma vez e 4 equipamentos foram comutados pela primeira vez, para fazer a correção de tensão na hora 10. Esta configuração de ajuste permaneceu até o início da hora 18, onde houve mais uma vez violação de tensão. Dos 7 equipamentos comutados até o início da hora 8, aquele que tinha 2 comutações acumuladas passou para 3, e 5 daqueles que tinham 1 comutação acumulada passaram para 2, para que a violação

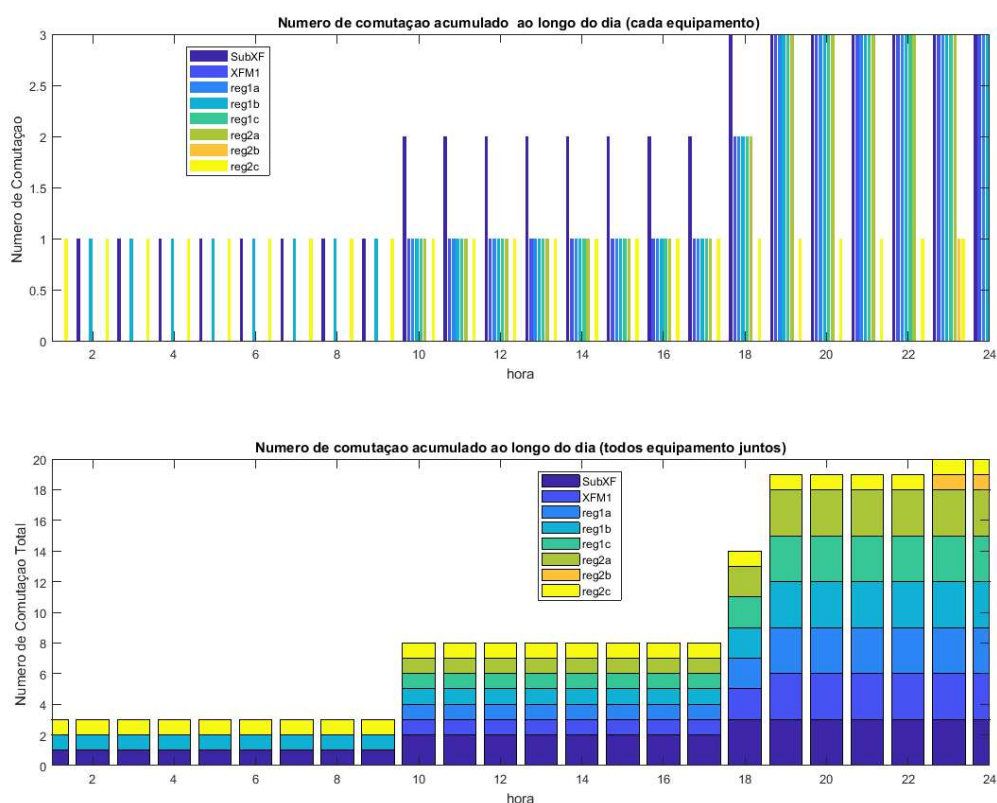


Figura 34 – Comutações ao longo do dia.

de tensão neste horário fosse corrigida. Até esse horário de 18h, é possível ver que nenhum equipamento teve número de comutações acumulado disparado em relação aos outros. Isto é possível graças ao parâmetro de comutatividade dos equipamentos na entrada do controlador *Fuzzy C1*, que impede o uso exagerado dos equipamentos mais efetivos na correção de tensão em detrimento dos outros menos efetivos.

Na Figura 35, podem ser vistos o perfil de tensão na hora 10 considerando o algoritmo VVC desenvolvido atuando e sem a zona morta da função Volt/VAr dos conversores estáticos.

Observando a Figura 35, percebe-se que na hora 10, houve violação de tensão na barra 890 na fase A, gráfico na cor laranja. Após aplicação do algoritmo Volt/VAr desenvolvido em conjunto com a função Volt/VAr dos conversores estáticos sem a zona morta, a violação de tensão na fase A na barra 890, foi corrigida, gráfico na cor azul.

5.4.6 Conclusão Geral

Em termos gerais, as funções Volt/VAr dos conversores estáticos, mostraram um potencial significativo na correção de tensão e na redução do número de comutações dos equipamentos de controle de tensão, para o sistema teste de IEEE de 34 barras.

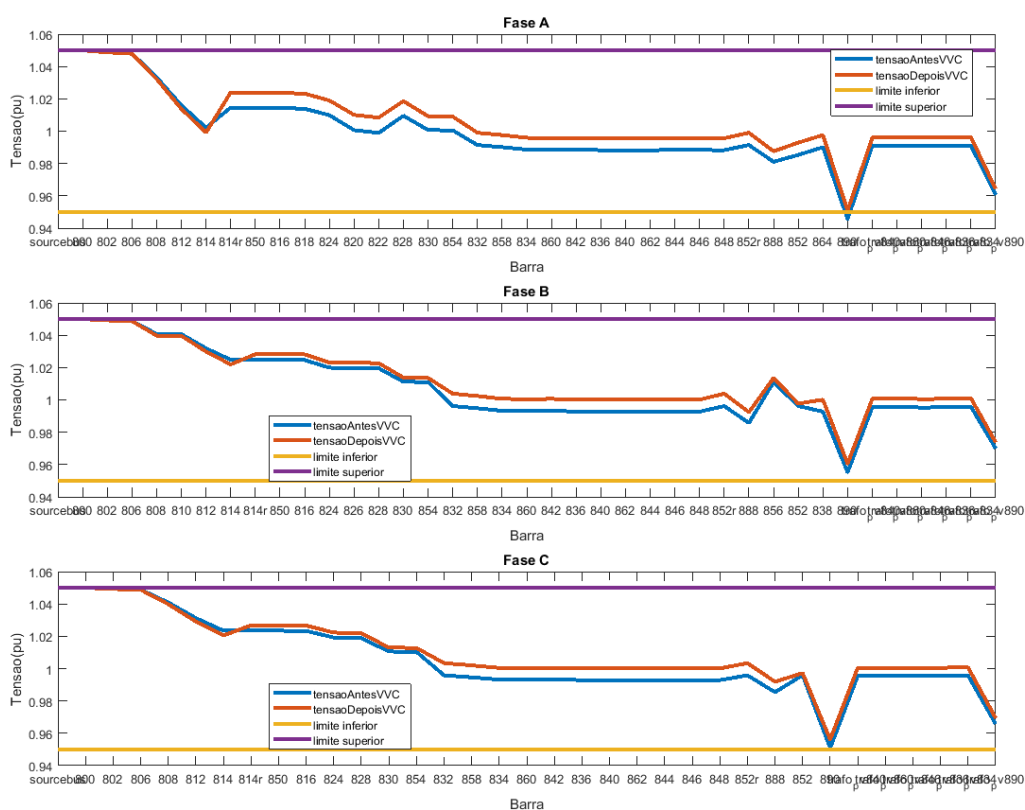


Figura 35 – Perfil de Tensão na hora 10 com VVC dos Inversores

Baseando-se no valor dos índices, principalmente *IOC*, relacionado à comutação dos equipamentos de controle de tensão, os casos sem o uso da zona morta na curva Volt/VAr dos conversores estáticos se destacaram mais em termos de valores baixos dos índices, indicando melhoria. É possível também ver que a forma como os sistemas fotovoltaicos estão distribuídos na rede elétrica, em termos de potência ativa máxima em cada barra da rede elétrica influencia nos valores dos índices de qualidade de energia elétrica. Neste estudo chegou-se a conclusão de que a configuração com os sistemas fotovoltaicos em 6 unidades de 150 kW é mais atrativo para os equipamentos de controle de tensão e também para um melhor perfil de tensão do sistema elétrico. Deve-se salientar que estes resultados são para condições específicas de operação do sistema, podem existir casos em que as funções Volt/VAr dos sistemas fotovoltaicos não sejam atrativas. Isto vai depender muito das condições de irradiação solar, de carga, da capacidade dos sistemas fotovoltaicos, da configuração e características da rede elétrica, etc. Mas neste trabalho em específico, felizmente se destacaram no controle de tensão e aumento da vida útil dos equipamentos de controle de tensão.

6 CONCLUSÕES

Neste trabalho é realizada uma análise do impacto das funções Volt/VAr dos conversores estáticos no controle de tensão e na operação dos equipamentos de controle, considerando a existência de uma metodologia de controle Volt/VAr coordenado. Foram realizados 19 testes, os sistemas fotovoltaicos foram distribuídos de três formas diferentes e também foram consideradas diferentes irradiações. Foi implementado um algoritmo Volt/VAr coordenado usando a lógica fuzzy, no Matlab e o OpenDSS para o cálculo do fluxo de potência. Foram avaliados os impactos da função Volt/VAr dos conversores estáticos no perfil de tensão e nas perdas elétricas para o sistema teste IEEE 34 barras. Como resultado do estudo, as funções Volt/VAr dos conversores estáticos mostraram um potencial significativo na correção de tensão e na redução do número de comutações dos equipamentos de controle de tensão. Também é possível concluir que a forma como os sistemas fotovoltaicos estão alocados na rede de distribuição elétrica, considerando a potência ativa máxima em cada barra da rede elétrica influenciou nos resultados. Vale salientar que a distribuição dos sistemas fotovoltaicos na rede elétrica não depende apenas do operador do sistema elétrica mas também dos proprietários dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição. Chegou-se a conclusão de que a configuração em que os sistemas fotovoltaicos estão distribuídos em 6 unidades de 150 kW é mais atrativo para os equipamentos de controle de tensão e também para um melhor perfil de tensão do sistema teste.

6.1 TRABALHOS FUTUROS

Para trabalhos futuros sobre o tema, é interessante considerar a coordenação entre os sistemas fotovoltaicos, a fim de encontrar a melhor combinação de reativos entre eles para correção da tensão. Também é interessante considerar outros modelos de rede elétrica e de cargas (modelo de carga industrial, por exemplo), condições de muita variabilidade solar, sombreamento e também considerar metodologias baseadas em métodos de otimização diferente da lógica fuzzy.

REFERÊNCIAS

ALMEIDA, Dilini; PASUPULETI, Jagadeesh; EKANAYAKE, Janaka. Assessing the Performance of Smart Inverter Functionalities in PV-Rich LV Distribution Networks. en. *In: 2020 IEEE Student Conference on Research and Development (SCOReD)*. Batu Pahat, Malaysia: IEEE, set. 2020. p. 90–95.

ANEEL. **CONTRIBUIÇÕES À AUDIÊNCIA PÚBLICA ANEEL N. 26/2014**. [S.l.: s.n.], jul. 2014. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/audiencias-publicas-antigas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=14037&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp.

ANEEL. **Qualidade do fornecimento de energia elétrica**. Portugues. [S.l.: s.n.], 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>. Acesso em: 1 dez. 2023.

BLAZZI, Roberta; BERNARDO, Daniel; BECKER, Eduarda; ANDRADE, Juliano; CHIARA, Lucas. Estratégia de Controle Volt/Var para Redes de Distribuição Inteligentes. pt. *In: ANAIS do Congresso Brasileiro de Automática 2020*. [S.l.]: sbabra, dez. 2020.

DE OLIVEIRA, Mateus. **UMA ESTRATÉGIA DE CONTROLE VOLT/VAR EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO**. pt, 2020.

DUGAN, Roger C; MONTENEGRO, Davis; BALLANTI, Andrea. *The Open Distribution System Simulator(OpenDSS)*. en, 2022.

EICHKOFF, Henrique Silveira. *Análise da geração distribuída para o controle de tensão e potência reativa em sistemas modernos de distribuição*, 2018. Publisher: Universidade Federal do Pampa.

EICHKOFF, Henrique Silveira; MARQUES, Roberta Carvalho; MELLO, Ana Paula Carboni de. **ANÁLISE DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA O CONTROLE DE TENSÃO E POTÊNCIA REATIVA EM SISTEMAS MODERNOS DE DISTRIBUIÇÃO**. pt, 2018.

EPE; ANEEL. **Balanco Energetico Nacional 2019**. [S.l.], 2019. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/spe/publicacoes/balanco-energetico-nacional/5-edicoes-anteriores/ben-2019-ab-2018.pdf/view>.

EPE; ANEEL. **Balço Energetico Nacional 2022**. [S.l.: s.n.], 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben>.

FASSBINDER, Djonathan Luis. Controle Volt/VAr utilizando geraço distribuída em redes de distribuiço. pt, dez. 2016.

FILHO, Pedro Genaro Alves; CANHA, Profa Dra Luciane Neves. **Impacto do controle Volt/Var em redes de distribuiço a partir da explorao do potencial dos inversores de sistemas fotovoltaicos**. 2018. Dissertaço de mestrado – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria,RS, Brasil.

FREITAS, Paulo Ricardo Radatz de. **Impacto de funçoes inteligentes de inversores de sistemas fotovoltaicos na operaço de redes de distribuiço de energia elétrica**. Dez. 2019. Mestrado em sistemas de potncia – Universidade de São Paulo, São Paulo.

FREITAS, Paulo Ricardo Radatz de. Modelos Avançados de Analises de Redes Eletricas Inteligentes utilizando o Software Opendss. pt, 2015.

HU, Yang; LIU, Wenying; WANG, Weizhou. A Two-Layer Volt-Var Control Method in Rural Distribution Networks Considering Utilization of Photovoltaic Power. en. **IEEE Access**, v. 8, p. 118417–118425, 2020. ISSN 2169-3536.

MELLO, Ana Paula Carboni de. **Estratgia de controle Volt/Var coordenado para sistemas de distribuiço inteligentes**. 2018. PhD Thesis – Universidade Federal de Santa Maria.

RADATZ, Paulo; ROCHA, Celso; SUNDERMAN, Wes; RYLANDER, Matthew; PEPPANEN, Jouni. **OpenDSS PVSystem and InvControl Element Models**. [S.l.: s.n.], ago. 2020.

SANTOS, Hugo H.; AFFONSO, Carolina M.; KEZUNOVIC, Mladen. Volt-Var Support in Distribution Systems by controlling Electric Vehicles Charging. en. *In: 2021 IEEE Madrid PowerTech*. Madrid, Spain: IEEE, jun. 2021. p. 1–6.

SHI, Yue; BARAN, Mesut. A Coordinated Volt-Var Control Scheme for Distribution Systems with High DER Penetration. **arXiv preprint arXiv:1810.01760**, 2018.

SOUZA, Gustavo Grubler de. PROGRAMA DE INICIAÇO CIENTÍFICA 2020/2021 RELATÓRIO FINAL. pt, 2021.

VARGAS, José Maurício Pacheco. Análise da regulaço da geraço distribuída no Brasil para o setor de energia elétrica, 2020.

VARGAS, Leonardo; EICHKOFF, Henrique Silveira; DE MELLO, Ana Paula Carboni. ESTRATÉGIA DE CONTROLE LOCAL VOLT/VAR EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO INTELIGENTES POR INVERSORES FOTOVOLTAICOS. **Anais do Salão Internacional de Ensino, Pesquisa e Extensão**, v. 10, n. 2, 2018.

WANZELER, Tiago Machado; OLIVEIRA, Bruno Gonçalves de; VIEIRA, João Paulo de Abreu; FREITAS, Paulo Ricardo Radatz de; LOPES, Patrick Coelho; CALVINHO, Jhoanyn Valois Fantin. Efeitos das funções de controle Volt-Watt e Volt-Var na regulação de tensão em redes de distribuição com presença de sistemas fotovoltaicos. pt. **Brazilian Journal of Development**, v. 8, n. 9, p. 62307–62324, set. 2022. ISSN 2525-8761.

YAMASHITA, Yusuke; KODAMA, Yasuhiro; HAYASHI, Yasuhiro; MURASHITA, Naohisa. Effective Reactive Power Reduction of Low-Voltage PV Inverters by Applying Volt-var Control Method to High-Voltage PV Smart Inverters. en. *In: 2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia)*. Brisbane, Australia: IEEE, dez. 2021. p. 1–5.

YOSHIZAWA, Shinya; YANAGIYA, Yu; ISHII, Hideo; HAYASHI, Yasuhiro; MATSUURA, Takahiro; HAMADA, Hiromu; MORI, Kenjiro. Voltage-Sensitivity-Based Volt-VAR-Watt Settings of Smart Inverters for Mitigating Voltage Rise in Distribution Systems. en. **IEEE Open Access Journal of Power and Energy**, v. 8, p. 584–595, 2021. ISSN 2687-7910.