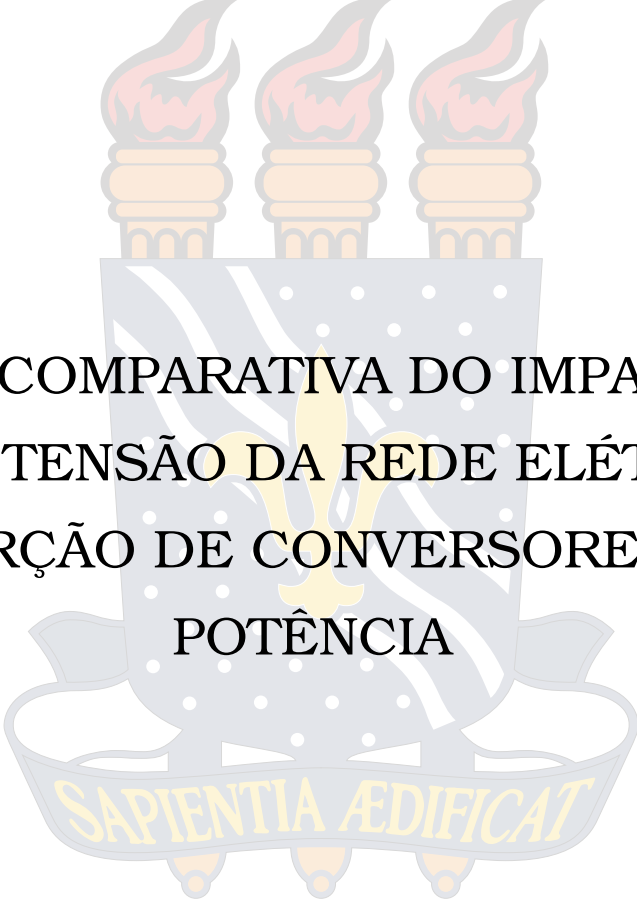


UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA
CENTRO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS E RENOVÁVEIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Dissertação de Mestrado



ANÁLISE COMPARATIVA DO IMPACTO, NO
NÍVEL DE TENSÃO DA REDE ELÉTRICA, DA
INSERÇÃO DE CONVERSORES DE
POTÊNCIA

Maeva Rênnua Silva Soares Araújo

João Pessoa, Brasil
Dezembro de 2020

Catálogo na publicação
Seção de Catalogação e Classificação

A663a Araújo, Maeva Rênnua Silva Soares.

Análise comparativa do impacto, no nível de tensão da rede elétrica, da inserção de conversores de potência / Maeva Rênnua Silva Soares Araújo. - João Pessoa, 2020.

81 f. : il.

Orientação: Fabiano Salvadori, Camila Seibel Gehrck.
Dissertação (Mestrado) - UFPB/CEAR.

1. Energia solar. 2. Conversores de potência. 3. Qualidade de energia elétrica. I. Salvadori, Fabiano. II. Gehrck, Camila Seibel. III. Título.

UFPB/BC

CDU 621.311.243(043)



ATA DE DEFESA PÚBLICA DE TRABALHO FINAL DE MESTRADO

Aos 30 dias do mês de abril de 2021, no horário de 09:06 às 10:01 horas, foi realizada, por videoconferência, a defesa pública de Trabalho Final de Mestrado do PPGEE/UFPB, da mestranda MAEVA RÊNNUA SILVA SOARES ARAÚJO, que se intitula: "*Análise comparativa do impacto, no nível de tensão da rede elétrica, da inserção de conversores de potência*".


A Banca Examinadora, constituída pelo Professor Orientador Dr. Fabiano Salvadori e Profa. Dra. Camila Seibel Gehrke (Examinadora Externa - DEE/UFPB), Prof. Dr. Lucas Vinicius Hartmann (Examinador Externo – DEE/UFPB) e Prof. Dr. Gregory Arthur de Almeida Carlos (Examinador Externo - IFAL), emitiu o seguinte parecer:

A Banca Examinadora considera o trabalho aprovado condicionado a realização das correções por ela sugerida.

Resultado final - Conceito:

- (X) Aprovada.
() Insuficiente
() Reprovada.


Eu, Fabiano Salvadori, Orientador do Trabalho, lavrei a presente Ata que segue por mim assinada e pelos demais membros da Banca Examinadora.




Prof. Dr. Fabiano Salvadori



Prof. Dr. Camila Seibel Gehrke



Prof. Dr. Lucas Vinicius Hartmann



Prof. Dr. Gregory Arthur de Almeida
Carlos



UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA
CENTRO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS E RENOVÁVEIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA



De acordo:

Kelly Vanessa de Oliveira

Secretaria PPGEE
Kelly Vanessa de Oliveira
Secretaria / PPGEE
SIAPE. 1932705

Juan Moises Mauricio Villanueva

Coordenação PPGEE
Prof. Juan Moises Mauricio Villanueva
Vice-Coordenador PPGEE
SIAPE 1972280

Dedico este trabalho aos meus pais, ao meu esposo, a minha filha e aos meus amigos, que foram a minha fonte de luz e apoio.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, pelo afeto, pelo apoio e pelos ensinamentos de toda a vida, que são a base de inspiração para efetivação deste trabalho.

Aos meus irmãos pelo apoio e compreensão, em especial, a Thiago Osório, agradeço pelo apoio e incentivo.

Agradeço ao meu esposo e amigo, Alex Cordeiro, que através de conselhos, ombro amigo e companheirismo, foi um dos maiores incentivadores para finalização deste trabalho.

A minha filha Marina Soares Cordeiro Diniz, que em meu ventre foi uma das maiores fontes de amor, força e inspiração.

Agradeço aos meus orientadores Fabiano Salvadori e Camila Seibel Gehrke pelos ensinamentos, atenção, paciência, motivações e suportes que me foram dados durante a realização deste trabalho.

Aos professores do departamento de Engenharia Elétrica da UFPB, em especial aos professores Edison Roberto Cabral, Juan Moises Mauricio Villanueva, Romero Leandro Andersen e Nady Rocha pelos ensinamentos, apoio e conselhos passados em salas de aula, nos quais foram importantes para finalização deste trabalho.

Aos meus amigos e colegas externos e internos à Instituição, que me deram suporte para enfrentar os dias de difíceis durante a realização deste trabalho.

Sou grata a CAPES pelo suporte financeiro que permitiu a realização deste trabalho.

O melhor em atingir um objetivo é o caminho que se trilha até ele.

RESUMO

A geração de eletricidade a partir de fontes não convencionais, como por exemplo, a eólica, solar e biomassa tornou-se realidade devido a escassez de combustíveis fósseis e o seu custo crescente, problemas ambientais, como o aquecimento global e o aumento da poluição do ar, além de fatores econômicos e políticos. O crescimento do mercado e os incentivos do governo em diversos países aceleram e incentivam o crescimento do setor de energia renovável. No entanto, estudos ainda precisam ser realizados para identificar claramente os impactos que a inserção dessas fontes representam para a rede elétrica. Problemas de qualidade de energia elétrica (QEE), ocasionados por distúrbios no sistema elétrico estão se tornando cada vez mais comuns conforme a geração distribuída (GD) vem sendo inserida na rede elétrica. A redução desses distúrbios pode ser realizada através da utilização de compensadores em série, em paralelo ou de modo híbrido, com a rede elétrica. O compensador série é usualmente utilizado para compensação de afundamentos de tensão (*voltage sags*) e minimização de tensões transistórias e harmônicas, enquanto o compensador conectado em paralelo com a rede elétrica, realiza a compensação de harmônicas de corrente, na presença de cargas não-lineares. Sendo assim, no presente trabalho, é apresentado um estudo do tipo de conexão que deve ser realizada entre a GD e a rede elétrica, de acordo com a impedância equivalente no ponto de acoplamento comum (PAC), da localização da GD, dos níveis de variação de tensão que cada conexão é capaz de mitigar, assim como de aspectos do sistema de proteção da rede em estudo. O ambiente computacional utilizado foi o do PSIM[®] da versão 9.1.1. O modelo utilizado apresenta 16 (dezesesseis) pontos de acoplamento comum (PACs), nos quais são estudados os PACs 3 (três), 7 (sete) e 13 (treze), no qual está situado em uma rede de distribuição de baixa tensão (BT). São desenvolvidos 2 (dois) métodos com o objetivo de estudar o comportamento da variação de tensão no PAC em função da amplitude de corrente (I_m) e do ângulo (θ_c) da GD. A simulação foi realizada em um cenário de variações de tensão de curta duração, com classificação de variação momentânea de tensão e duração inferior ou igual a três segundos, dentro da faixa de 0,1 à 0,9 *p.u* da tensão de referência (1pu). Desse forma, de acordo com os PACs analisados são definidos os níveis de tensão que o adequado tipo de conexão pode atuar com segurança, no intuito de garantir a QEE e a operação confiável e segura do sistema.

Palavras-chave: Geração Distribuída, Qualidade de Energia Elétrica, Fontes Renováveis, Compensador paralelo, Distúrbios de tensão.

ABSTRACT

The generation of electricity using energy sources such as wind, solar, and biomass has become a reality due to the scarcity of fossil fuels and their increasing cost, environmental problems such as global warming and increased pollution air, as well as economic and political factors. Market growth and government incentives in several countries accelerate and encourage the development of the renewable energy sector. However, studies still need to be carried out to clearly identify the impacts that the insertion of these sources represents for the electric grid. Problems related to QEE, caused by disturbances in the electrical system are becoming more common as the GD is being inserted in the electric grid. The reduction of these disturbances can be done through the use of compensators in series, in parallel, or hybrids compensators. The series compensator is usually used in the compensation of voltage sags (*voltage sags*) and minimization of transient and harmonic voltages, while the parallel compensator guarantees the compensation of current harmonics, in the presence of non-linear loads. Thus, using the PSIM[®] software, a study of the type of connection that must be made between the GD and the electric grid is presented, according to with equivalent impedance in the PAC, of the location of GD, and with levels of voltage variation that each connection is capable of mitigating, as well as aspects of the grid's protection system. The model used presents 16 (sixteen) PACs, in which the PACs 3 (three), 7 (seven) and 13 (thirteen) are studied, located in a distribution grid of BT. Two (2) methods are developed to study the behavior of the voltage variation in the PAC as a function of the current amplitude (I_m and the angle (θ_c) of the GD. The simulation was performed in a scenario of voltage variations of short duration, with the classification of momentary voltage variation and duration less than or equal to three seconds, within the range of 0.1 to 0.9 pu of the reference voltage (1pu). In this way, according to the PACs analyzed, the voltage levels that the appropriate type of connection can safely actuate are defined, ensuring the QEE and the reliable and safe operation of the system.

keywords: Distributed Generation, Electric Power Quality, Renewable Sources, Parallel Compensator, Voltage Disturbances.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1 – Participação de fontes renováveis no consumo total de energia - 2018(REN 21).	14
Figura 1.2 – Matriz elétrica brasileira atualizada em 02/02/2021 da ABSOLAR. . .	15
Figura 2.1 – Geração centralizada e geração distribuída (REZENDE et al., 2015). . .	24
Figura 2.2 – Conexão do conversor em paralelo com a rede elétrica.	26
Figura 2.3 – Conexão do conversor em série com a rede elétrica.	26
Figura 2.4 – Conversor universal com conexão em paralelo e em série com a rede elétrica.	26
Figura 2.5 – Conversor reconfigurável que opera em série/paralelo com a rede elétrica.	30
Figura 3.1 – Conversor trifásico com barramento CC.	32
Figura 4.1 – Circuito com 16 (dezesesseis) PACs do modelo em estudo.	38
Figura 4.2 – ΔV_{PAC1} em relação a I_m no PAC 3	44
Figura 4.3 – ΔV_{PAC1} em relação a I_m no PAC 7	44
Figura 4.4 – ΔV_{PAC1} em relação a I_m no PAC 13	45
Figura 4.5 – Gráfico de ΔV_{PAC1} em relação ao erro (%) referente ao PAC 3.	47
Figura 4.6 – Gráfico de ΔV_{PAC1} em relação ao erro (%) referente ao PAC 7.	47
Figura 4.7 – Gráfico de ΔV_{PAC1} em relação ao erro (%) referente ao PAC 13.	47
Figura 4.8 – ΔV_{PAC1} em relação a θ_c no PAC 3.	51
Figura 4.9 – ΔV_{PAC1} em relação a θ_c no PAC 7.	51
Figura 4.10– ΔV_{PAC1} em relação a θ_c no PAC 13.	51
Figura 4.11–Gráfico do erro (%) em relação a θ_c no PAC 3.	53
Figura 4.12–Gráfico do erro (%) em relação a θ_c no PAC 7.	54
Figura 4.13–Gráfico do erro (%) em relação a θ_c no PAC 13.	54
Figura 5.1 – Variação da tensão de entrada de 1pu para 0,9pu	56
Figura 5.2 – Amplitude da corrente inserida no PAC no primeiro cenário do PAC 3.	57
Figura 5.3 – Tensão no PAC após a inserção da fonte de corrente para o primeiro cenário do PAC 3.	57
Figura 5.4 – Variação da tensão de entrada de 1 pu para 0,1 pu	58
Figura 5.5 – Amplitude da corrente injetada no PAC 3 para o segundo cenário de afundamento de tensão.	58
Figura 5.6 – Tensão no PAC 3 após a inserção da fonte de corrente	59
Figura 5.7 – Variação da tensão de entrada de 1pu para 0,9pu para o PAC 7.	59
Figura 5.8 – Amplitude da corrente injetada no PAC 7 para o cenário 1.	60
Figura 5.9 – Tensão no PAC 7 após a inserção da fonte de corrente no cenário 1. . .	60
Figura 5.10–Variação da tensão de entrada de 1 pu para 0,1pu no PAC 7.	61
Figura 5.11–Amplitude da corrente injetada no PAC 7 no cenário 2.	61
Figura 5.12–Tensão no PAC 7 após a inserção da fonte de corrente no cenário 2. . .	62

Figura 5.13–Variação da tensão de entrada de 1pu para 0,9pu no PAC 13 para o cenário 1.	62
Figura 5.14–Amplitude da corrente injetada no PAC 13 para o cenário 1.	63
Figura 5.15–Tensão no PAC 13 após a inserção da fonte de corrente para o cenário 1.	63
Figura 5.16–Variação da tensão de entrada de 1pu para 0,1pu no PAC 13 para o cenário 2.	64
Figura 5.17–Amplitude da corrente injetada no PAC 13 para o cenário 2.	64
Figura 5.18–Tensão no PAC 13 após a inserção da fonte de corrente para o cenário 2.	65

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração.	21
Tabela 3.1 – Estados de interrupção para um conversor de dois níveis	33
Tabela 3.2 – Tensões de saída para o inversor trifásico de dois níveis	36
Tabela 4.1 – Valores de impedância nos PACs do sistema em estudo.	38
Tabela 4.2 – Valores da impedância equivalente nos 3 PACs utilizados na aplicação dos 2 métodos.	40
Tabela 4.3 – Valores da impedância equivalente e de θ_c nos PACs utilizados no método 1.	43
Tabela 4.4 – Valores de ΔV_{PAC} em função da variação de I_m para o método 1	43
Tabela 4.5 – Valores de I_c e de ΔV_{PAC} referentes ao PAC 3.	45
Tabela 4.6 – Valores de I_c e de ΔV_{PAC} referentes ao PAC 7.	46
Tabela 4.7 – Valores de I_c e de ΔV_{PAC} referentes ao PAC 13.	46
Tabela 4.8 – Valores da impedância equivalente e de I_m nos PACs utilizados no método 2.	49
Tabela 4.9 – Resultados de ΔV_{PAC} com influência de θ_c no PAC 3	49
Tabela 4.10 – Resultados de ΔV_{PAC} com influência de θ_c no PAC 7	50
Tabela 4.11 – Resultados de ΔV_{PAC} com influência de θ_c no PAC 13.	50
Tabela 4.12 – Cálculo de θ_c de acordo ΔV_{PAC1}	52
Tabela 5.1 – Valores da impedância equivalente nos PACs.	55
Tabela 5.2 – Valores de I_m nos PACs em relação ao afundamento de tensão	55
Tabela 5.3 – Valores de θ_c nos PACs em relação ao afundamento de tensão	55
Tabela 5.4 – Resultados do cenário de ΔV_{PAC} de 0,1 pu.	65
Tabela 5.5 – Resultados do cenário de ΔV_{PAC} de 0,9 pu.	66
Tabela 5.6 – Resultados do pico de tensão para o cenário de 0,1 pu.	66
Tabela 5.7 – Resultados do pico de tensão para o cenário de 0,9 pu.	66
Tabela 7.1 – Valores de ΔV_{PAC} em função da variação de I_m no PAC 7	75
Tabela 7.2 – Valores de ΔV_{PAC} em função da variação de I_m	75
Tabela 7.3 – Resultados de ΔV_{PAC} com influência de θ_c no ponto 07	76
Tabela 7.4 – Resultados de ΔV_{PAC} com influência de Θ_c no ponto 13	77
Tabela 7.5 – Cálculo de θ_c de acordo ΔV_{PAC1} no PAC 7.	78
Tabela 7.6 – Cálculo de θ_c de acordo ΔV_{PAC1} no PAC 13.	79

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FAP	filtro ativo de potência
GD	geração distribuída
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
PCC	common coupling point
QE	electricity quality
MCC	método de controle de corrente
MCV	método de controle de tensão
MCH	método de controle híbrido
MSV	método de máquina síncrona virtual
PAC	ponto de acoplamento comum
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
QEE	qualidade de energia elétrica
TDH	taxa de distorção harmônica
DG	distributed generation

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	METODOLOGIA	17
1.2	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	17
1.3	OBJETIVOS	18
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	19
2.1	QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA	19
2.1.1	Normas e Regulamentações Nacionais	19
2.1.2	Normas e Regulamentações Internacionais	20
2.1.3	Variação de tensão	21
2.2	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	23
2.3	CONEXÕES DE CONVERSORES À REDE ELÉTRICA	25
2.3.1	Conversor conectado em paralelo com a rede elétrica	25
2.3.2	Conversor conectado em série com a rede elétrica	28
2.3.3	Conversor conectado em série/paralelo com a rede elétrica	29
3	MODELAGEM DOS CONVERSORES	32
3.1	CONVERSOR TRIFÁSICO FONTE DE TENSÃO	32
4	MODELAGEM DO SISTEMA	37
4.1	MÉTODO 1: ANÁLISE DA VARIAÇÃO DE TENSÃO NO PAC COM INFLUÊNCIA DA AMPLITUDE DA FONTE DE CORRENTE	42
4.2	MÉTODO 2: ANÁLISE DA VARIAÇÃO DE TENSÃO NO PAC COM INFLUÊNCIA DO ÂNGULO DA FONTE DE CORRENTE	49
5	RESULTADOS SIMULACIONAIS	55
5.1	SIMULAÇÃO DA VARIAÇÃO DE TENSÃO NO PONTO 3	56
5.1.1	Cenário 1: Variação de tensão de 0,1 pu	56
5.1.2	Cenário 2: Variação de tensão de 0,9 pu	57
5.2	SIMULAÇÃO DA VARIAÇÃO DE TENSÃO NO PONTO 7	59
5.2.1	Cenário 1: Variação de tensão de 0,1 pu	59
5.2.2	Cenário 2: Variação de tensão de 0,9 pu	60
5.3	SIMULAÇÃO DA VARIAÇÃO DE TENSÃO NO PONTO 13	62
5.3.1	Cenário 1: Variação de tensão de 0,1 pu	62
5.3.2	Cenário 2: Variação de tensão de 0,9 pu	63
6	CONCLUSÃO	67

	REFERÊNCIAS	70
7	ANEXOS	75
7.1	VALORES DE ΔV_{PAC} EM FUNÇÃO DA VARIAÇÃO DE I_m DO PUNTO 07	75
7.2	VALORES DE ΔV_{PAC} EM FUNÇÃO DA VARIAÇÃO DE I_m NO PAC 13	75
7.3	RESULTADOS DE ΔV_{PAC} COM INFLUÊNCIA DE θ_c NO PAC 7 . . .	76
7.4	RESULTADOS DE ΔV_{PAC} COM INFLUÊNCIA DE Θ_c NO PAC 13 . .	77
7.5	VARIAÇÃO DE ΔV_{PAC} COM OS ÂNGULOS CALCULADOS DO MODELO PROPOSTO PARA O PUNTO 07	78
7.6	VARIAÇÃO DE ΔV_{PAC} COM OS ÂNGULOS CALCULADOS DO MODELO PROPOSTO PARA O PUNTO 13	79

1 INTRODUÇÃO

A necessidade de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis tornou-se um dos principais tópicos de debate em todo mundo, seja no meio político, científico, econômico, ambiental, industrial ou social. Os problemas ambientais somatizados pela utilização dos combustíveis fósseis e os crescentes conflitos políticos entre países para garantir a sua capacidade como estratégia de poder econômico são incentivos para o aumento da sua utilização e justificativa para diversificação da matriz energética mundial.

De acordo com o levantamento realizado pelo *Renewables 2020 global status report*, o ano de 2018 continuou com forte ritmo em relação à implantação de sistemas de geração de energia elétrica, baseados em fontes renováveis. Estima-se que 181 GW foram instalados em todo o mundo e a capacidade total instalada cresceu mais de 8%. Na Figura 1.1, observa-se que a partir do ano de 2018 as energias renováveis (sem incluir o uso tradicional de biomassa) representavam aproximadamente 11,0% do consumo de energia total, um ligeiro aumento comparada a 2017. As energias renováveis combinadas representaram 20,1%, a maior parte gerada por hidrelétricas (3,6%), por energia térmica renovável (4,3%), que engloba biomassa, solar e geotérmica e biocombustíveis para transporte (1,0%). O uso tradicional de biomassa, principalmente para cozinhar e aquecer nos países em desenvolvimento representou 6,9% (HALES, 2020).

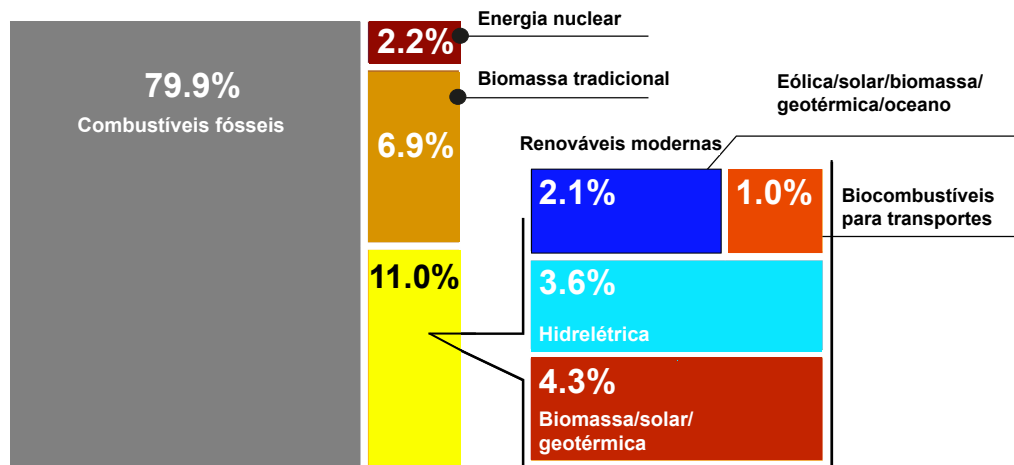


Figura 1.1 – Participação de fontes renováveis no consumo total de energia - 2018(REN 21).

De acordo com a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), a matriz elétrica do Brasil é predominantemente renovável, no qual 59,8% é geração hídrica, seguida por energia eólica (9,4%) e biomassa (8,3%).

Nos últimos anos tivemos uma mudança significativa de paradigma, passamos de um sistema com geração centralizada, concentrado em algumas poucas concessionárias de

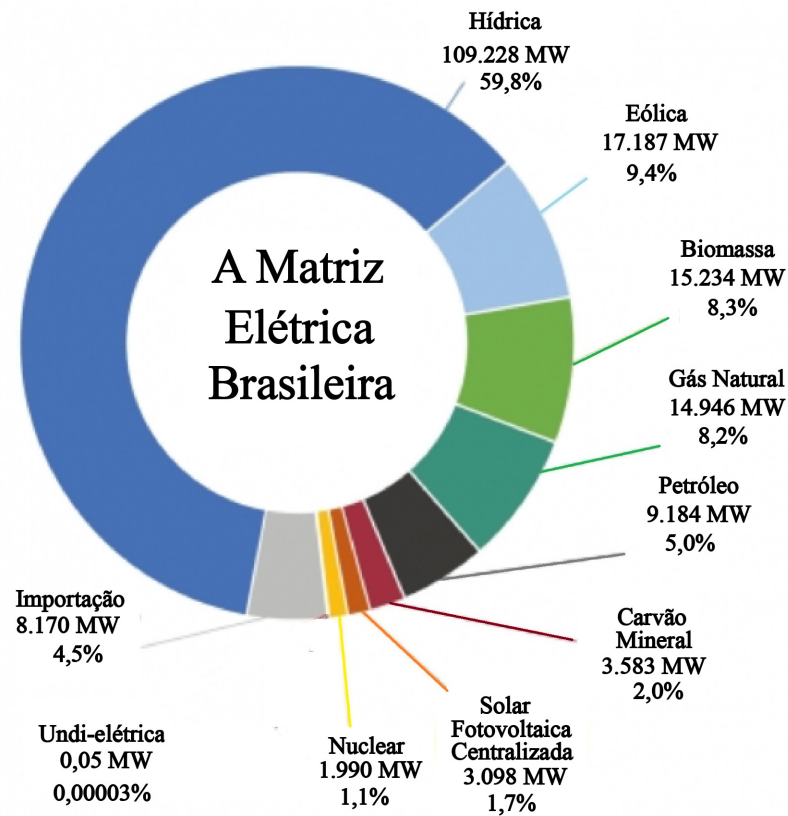


Figura 1.2 – Matriz elétrica brasileira atualizada em 02/02/2021 da ABSOLAR.

energia, em grande parte estatais, com um fluxo de potência unidirecional para um sistema mais diversificado em termos de concessionárias, em sua maioria privadas, e com um fluxo de potência bidirecional ocasionado fundamentalmente pela geração distribuída (GD).

Dentro deste contexto, a GD surge como parte da estratégia de incentivo ao crescimento das energias renováveis modernas devido às suas características de descentralização da utilização da energia elétrica, redução dos custos, diminuição da dependência dos combustíveis fósseis, diversificação da matriz elétrica, aliada ao incentivo à utilização de fontes de energias renováveis, redução dos impactos ao meio ambiente, entre outras características.

No entanto, a inserção de GD pode acarretar impactos na rede elétrica, e dependendo das condições operacionais do sistema estes impactos podem ser negativos (problemas de sobretensão devido a quantidade de potência ativa injetada na rede; queda de tensão por conexão/desconexão de cargas ou fim de linha e oscilação da frequência da rede) ou positivos (redução de custos na implantação de novas redes; redução nos custos de manutenção; e, provimento de serviços ancilares (SAs)) (FALAGHI; HAGHIFAM, 2005).

Além disso, o desenvolvimento da eletrônica de potência desempenha um importante papel no desenvolvimento de conversores de potência que facilitaram a inserção das fontes de GD à rede elétrica. A utilização destes conversores operando como filtros ativos de

potência (FAPs) permite minimizar os efeitos negativos da inserção da GD à rede elétrica, como por exemplo, o aumento da taxa de distorção harmônica (TDH), além de fornecer outros SAs à rede como a correção do fator de potência. Além disso, os conversores estáticos de potência são dispositivos que realizam conversão de energia de CA-CC, CC-CC, CC-CA ou CA-CA. Desta forma, permitem converter a energia gerada pelas fontes renováveis e adequar às características de operação da rede elétrica. A conexão dos conversores eletrônicos de potência pode ser realizada em paralelo, série ou série/paralelo com a rede elétrica.

Um conversor conectado em paralelo com a rede elétrica atua como fonte de corrente e é de fácil instalação, visto que não é necessário nenhum tipo de intervenção na rede. Este tipo de conexão é a mais difundida na aplicação de filtro ativo de potência (FAP). Nesse sentido, o conversor injeta na rede a corrente harmônica de compensação e uma pequena corrente fundamental para compensar as perdas no sistema, além de realizar a compensação de reativos (FRANCA, 2013).

A conexão do conversor eletrônico de potência em série com a rede elétrica, normalmente, é utilizada para compensação de afundamentos de tensão (*voltage sags*), além de contribuir para a minimização de tensões transitórias e harmônicas que degradam a qualidade de energia elétrica (QEE). Além disso, é utilizado para proteção de cargas sensíveis à variações de curta duração. Uma característica do compensador série é sua conexão com a rede, com o inversor fonte de tensão operando como uma fonte de tensão de controlada (ANTUNES, 2018). Desse modo, o desempenho de um compensador série é satisfatório na redução de quedas/oscilações de tensão, apresentando resposta rápida e excelente regulação de tensão (GAYATRI; PARIMI; KUMAR, 2015). Entretanto, para a instalação é necessário a abertura da rede elétrica no ponto de conexão.

Por fim, a utilização dos conversores eletrônicos de potência conectados em série e em paralelo no sistema elétrico com o objetivo de melhorar a QEE, resulta no conversor híbrido. Este conversor é aplicado como condicionador de qualidade de energia unificado (UPQC). Ele consiste na combinação de dois conversores de potência conectados em série e em paralelo com a rede elétrica, no qual possui a capacidade de compensar uma vasta faixa de problemas de QEE. No entanto, a configuração UPQC apresenta restrições relacionadas a utilização de conversores convencionais de 2 níveis, relacionadas a problemas de controlabilidade e queda de tensão da corrente sobre a indutância de acoplamento do conversor paralelo. Além disso, os condicionadores de qualidade de energia unificados (UPQCs) estão conectados em *Back-to-Back*, onde compartilham o mesmo barramento CC, ocasionando diferença de tensão entre os conversores devido a manutenção do índice de modulação (MONTEIRO, 2008). Observa-se que os trabalhos desenvolvidos sobre GD, especificamente sobre os conversores de potência, tratam a rede como um barramento infinito. Porém, em se tratando de casos reais a localização de onde será

instalada esta fonte de GD pois, dada a localização a influência que esta fonte exercerá na rede variará.

A QEE leva em consideração parâmetros considerados desejáveis para uma operação segura, na qual é uma medida que expressa a qualidade de energia (QE) que pode se usada pelos consumidores. Nesse sentido, a QEE é uma das medidas afetadas pela presença de GD na rede elétrica, devido a ocorrência de harmônicos, oscilações e variações de tensão. Logo, o tipo de conexão que GD realiza com a rede elétrica é um dos parâmetros importantes para elevar ou diminuir os impactos causados pela inserção da GD na rede elétrica. A realização desta análise tem como base o nível de tensão da rede elétrica, o nível de potência da GD, a localização da GD, a impedância equivalente no ponto de acoplamento comum (PAC), a atuação segura e confiável do sistema de proteção, além de outros parâmetros que definem a QEE.

1.1 METODOLOGIA

- Revisão bibliográfica dos conceitos e definições de GD, normas e regulamentações nacionais e internacionais sobre a QEE, variação de tensão e tipos de conexão dos conversores à rede elétrica para interligar a GD. Além disso, foi apresentando o modelo do conversor trifásico fonte de tensão (VSC), no qual é utilizado, idealmente, como interface da GD com a rede elétrica.
- Apresentação da rede elétrica de distribuição de baixa tensão (BT) com 16 (dezesesseis) pontos de acoplamento comum (PACs), na qual é utilizada para modelagem. Os parâmetros da rede são apresentados e 2 (dois) métodos de análise são desenvolvidos com o objetivo de estudar o comportamento de $\Delta_{V_{PAC}}$ em função da amplitude da corrente (I_m) e do ângulo (θ_c), inseridos na rede elétrica;
- Análise dos resultados de simulação desenvolvidos no ambiente computacional do *software* PSIM[®] da versão 9.1.1. Os resultados são divididos em 2 (dois) cenários de afundamento momentâneo de tensão, onde o primeiro cenário considera o afundamento de tensão 0,1pu e o segundo cenário trabalha com o afundamento de tensão de 0,9pu.

1.2 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Este trabalho de dissertação está organizado da seguinte forma:

- No Capítulo 1 são apresentados a introdução, a metodologia e os objetivos;
- No Capítulo 2 são apresentados a fundamentação teórica, através dos conceitos de GD, QEE, variação de tensão e tipos de conexão do conversor com a rede elétrica;

- No Capítulo 3 é descrita a modelagem do conversor trifásico fonte de tensão (VSC), no qual é utilizado, idealmente, como interface da GD com a rede elétrica;
- No Capítulo 4 é apresentado o sistema com 16 (dezesesseis) PACs, no qual é a base para a modelagem desenvolvida neste capítulo. Além disso, são apresentados 2 (dois) métodos de análise da variação de tensão no PAC, para que seja possível definir o tipo de conexão utilizada de acordo com a impedância equivalente no PAC, com a localização da GD e de aspectos relacionados a proteção do sistema elétrico em estudo;
- No Capítulo 5 são apresentados os resultados de simulação computacional, aplicados em 3 (três) PACs da rede elétrica, mediante análise de 2 (dois) cenários de afundamento momentâneo de tensão;
- No Capítulo 6 é apresentada a conclusão do trabalho de dissertação.

1.3 OBJETIVOS

Este trabalho de dissertação tem como objetivo principal a realização do estudo da escolha do tipo mais indicado de conexão que a GD pode realizar com a rede elétrica. A conexão em paralelo e a conexão em série são estudadas. O sistema está localizado em uma rede de distribuição de BT, na qual possui 16 (dezesesseis) PACs. Este estudo tem como base o nível de variação de tensão no PAC de acordo com a localização da GD, assim como a impedância equivalente no PAC. Outro aspecto abordado, é a confiabilidade do sistema de proteção nos cenários analisados.

A fim de atingir o propósito principal do trabalho, os objetivos específicos definidos foram:

- Realizar uma análise da influência da impedância da rede na compensação de tensão no PAC;
- Desenvolver 2 (dois) métodos para modelagem do sistema proposto, com base na variação do valor da amplitude da corrente inserida no PAC (I_m) e do ângulo em que I_m é inserida no PAC (θ_c);
- Aplicação dos 2 (dois) métodos em 3 (três) PACs da rede elétrica;
- Análise da compensação do afundamento momentâneo de tensão, através da conexão do conversor em paralelo com a rede elétrica;
- Análise dos resultados.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo, são explicitados definições e aspectos normativos da QEE, assim como a caracterização e levantamento dos distúrbios que afetam a QEE, tais como: harmônicos e distúrbios de tensão. Além disso, são apresentadas definições e características da GD. Por último, serão definidos e exemplificados os tipos de conexões dos conversores à rede elétrica e a sua aplicação para mitigação de distúrbios.

2.1 QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA

A QEE é uma das medidas modificadas pela presença de GD, especialmente no que se diz respeito a ocorrência de harmônicos, oscilações, quedas de tensão e sobretensões. A QEE tem várias definições para descrever o mesmo conjunto de fenômenos que afetam a amplitude e a forma de onda da tensão e corrente.

A seguir, serão descritos aspectos normativos nacionais e internacionais relacionados a QEE, assim como distúrbios que ocorrem na rede elétrica.

2.1.1 Normas e Regulamentações Nacionais

Os procedimentos de distribuição (PRODIST) são documentos elaborados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2017). Os módulos dos PRODIST são divididos em:

- Módulo 1 - Introdução;
- Módulo 2 - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição;
- Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição;
- Módulo 4 - Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição;
- Módulo 5 - Sistemas de Medição;
- Módulo 6 - Informações Requeridas e Obrigações;
- Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição;
- Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica;
- Módulo 9 - Ressarcimento de Danos Elétricos.

O módulo 8 do PRODIST define a terminologia, caracteriza os fenômenos, parâmetros e valores de referência relativos à conformidade de tensão em regime permanente e

às perturbações na forma de onda de tensão, estabelecendo mecanismos que possibilitem à ANEEL fixar padrões para os indicadores de QEE. Além disso, para a qualidade dos serviços prestados, o módulo 8 estabelece a metodologia para apuração dos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento a ocorrências emergenciais, definindo padrões e responsabilidades (ANEEL, 2017).

Dessa forma, módulo 8 do PRODIST define variações de tensão de curta duração como desvios significativos na amplitude do valor eficaz da tensão durante um intervalo de tempo inferior a três segundos. As variações de tensão de curta duração são classificadas de acordo com a Tabela 2.1. Observa-se que o afundamento momentâneo de tensão ocorre quando o valor eficaz da tensão diminui, em relação à tensão de referência, em até 10% por um período superior ou igual a um ciclo da fundamental e inferior ou igual a três segundos.

Os aspectos considerados da QEE em regime permanente ou transitório são:

- Tensão em regime permanente;
- Fator de potência;
- Harmônicos;
- Desequilíbrio de tensão;
- Flutuação de tensão;
- Variações de tensão de curta duração;
- Variação de frequência.

2.1.2 Normas e Regulamentações Internacionais

Diversas normas e regulamentações foram definidas ao redor do mundo para estabelecer padrões de QEE, com relação à distribuição de energia elétrica por parte das concessionárias. A *International Electrotechnical Commission* (IEC) e o *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) foram pioneiros no desenvolvimento de diretrizes para normalizar os padrões de QEE.

A IEC 61000 abriga uma base de documentos relacionadas a compatibilidade eletromagnética e definição dos fenômenos e seus respectivos indicadores, proposição de valores limites e apresentação de procedimentos e protocolos para medição e avaliação de desempenho (NUNES, 2017).

Das normativas do padrão IEEE mais utilizadas em GD, as que possuem maior relação com a medição e análise da QEE são:

Tabela 2.1 – Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração.

Classificação	Denominação	Duração da Variação	Amplitude de tensão (valor eficaz) em relação à tensão de referência
Variação Momentânea de Tensão	Interrupção Momentânea de Tensão	Inferior ou igual a três segundos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Momentâneo de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Momentânea de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior a 1,1 p.u
Variação Temporária de Tensão	Interrupção Temporária de Tensão	Superior três segundos e inferior três minutos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Temporário de Tensão	Superior três segundos e inferior três minutos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Temporária de Tensão	Superior três segundos e inferior três minutos	Superior a 1,1 p.u

Fonte: PRODIST, 2018

- IEEE 519: descreve os principais fenômenos causadores de distorção harmônica, indica métodos de medição e limites de distorção. Seu enfoque é diverso daquele da IEC, uma vez que os limites estabelecidos referem-se aos valores medidos no PAC, e não em cada equipamento individual;
- IEEE 1547: refere-se ao padrão de interconexão de recursos distribuídos com sistemas elétricos de potência;
- IEEE: é uma diretriz recomendada que fornece ao usuário um conjunto consistente de termos, definições e práticas para descrever os fenômenos da qualidade de energia;
- IEEE 1459: definições padrão para a medição de grandezas elétricas em condições senoidais, não-senoidais, balanceadas e não-balanceadas.

2.1.3 Variação de tensão

Em sistemas de geração centralizada (GC), a tensão é elevada próxima do gerador e reduzida próxima da carga, devido a queda de tensão nas redes de transmissão e distribuição. Com a utilização da GD, parte da potência requerida pela carga é suprida localmente. Dessa forma, a corrente que flui pela rede de distribuição é reduzida e, assim diminui a queda de tensão. No entanto, sistemas de GD de energia solar fotovoltaica podem atuar como reguladores de tensão com o objetivo de compensar quedas de tensão em situações de aumento de carga. Dentro deste contexto, podem ocorrer duas situações: excesso de geração no ramal de distribuição, resultando em sobretensão, ou desconexão abrupta da GD, reduzindo bruscamente a tensão (SHAYANI, 2010).

Como citado anteriormente, os sistemas de GD fotovoltaicos apresentam desafios técnicos devido ao alto nível de integração com a rede elétrica, tais desafios são caracterizados por instabilidade da rede, sobretensão, oscilação de tensão, flutuação de frequência e falhas no sistema de coordenação da proteção. Para mitigar estes problemas, (ALQUTHAMI; KUMAR; SHAIKH, 2020) utiliza uma técnica de abordagem híbrida, na qual é caracterizada pela combinação da redução da potência ativa e injeção de potência reativa.

Apesar de que vários métodos tenham sido desenvolvidos para abordar os problemas de tensão nos últimos anos, existem poucos trabalhos que apresentam uma revisão detalhada de tecnologias e soluções emergentes que facilitam a alta penetração de painel fotovoltaico (PV) em redes de BT. Alguns artigos fornecem informações sobre este tópicos, como por exemplo, (HASHEMI; AGELIDIS, 2013; HAQUE; WOLFS, 2016; HASHEMI; OSTERGAARD, 2016), porém os métodos desenvolvidos recentemente não são discutidos com profundidade. Diante disso, (HU et al., 2019) fornece uma revisão aprofundada das tecnologias desenvolvidas recentemente, no qual evitam problemas de tensão em redes de BT com painéis fotovoltaicos (PVs). É explorada a causa raiz da flutuação de tensão ao longo da rede de distribuição com alta penetração de PVs, além de fornecer informações valiosas através da revisão de técnicas descentralizadas aplicadas do lado do cliente, pela modificação da usina fotovoltaica, além de fornecer o apontamento das direções futuras e tecnologias-chave para alta penetração de PV.

O impacto das unidades de GD na distorção da tensão da rede depende do nível de tensão e, portanto, da impedância da rede em questão. Além disso, à medida que a potência gerada pelas unidades de GD aumenta, pode ocorrer "estresse" na rede elétrica, acarretando na ocorrência de desequilíbrio de energia e, assim causando instabilidade (RENDERS et al., 2008).

No caso da GC, em que a energia provém apenas de uma fonte, o fluxo de potência em um alimentador radial típico de distribuição é sempre unidirecional, permitindo dimensionar com facilidade os transformadores de distribuição e a seção dos condutores dos alimentadores. Logo, quando a GD é instalada junto às cargas, a facilidade com que o fluxo de potência é determinado é bidirecional, e a subestação distribuidora pode receber ao invés de fornecer potência. Tal situação gera uma série de impactos na rede de distribuição, que devem ser analisados para que a GD possa ser instalada com segurança e que garanta a confiabilidade do sistema (SHAYANI, 2010).

Nos últimos anos, as aplicações da GD foram usadas para melhorar a QE da rede elétrica. A influência mitigadora das unidades de GD na gravidade das quedas de tensão foi investigada em (TONG et al., 2017; IM; SONG; PARK, 2015). Nesse sentido, as unidades de GD podem produzir qualidade de energia adicional e confiabilidade aprimorada.

2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O setor elétrico brasileiro e mundial passou por mudanças significativas nos últimos anos, sendo impulsionadas por uma confluência de fatores, afetando de modo direto, a forma como a energia elétrica é fornecida e utilizada pelos consumidores. Estes fatores são caracterizados pela crescente descentralização dos sistemas de energia elétrica, incentivada pelo aumento da penetração da GD; pelo crescimento da inserção de fontes de energia renovável na matriz energética, impulsionada pelo comprometimento de diversos países pela redução de emissão de carbono como parte dos esforços globais de mitigação das mudanças climáticas; pela descentralização da utilização de combustíveis fósseis; e pelo desenvolvimento de tecnologias da informação e comunicação, nas quais permitem que a energia passe pelos processos de geração, transmissão e consumo de forma mais segura, inteligente e eficaz.

A ideia central da GD é que a central geradora seja instalada próxima da carga de consumo, na qual é localizada na rede de distribuição ou após o sistema de medição do consumidor. Devido as suas características de operação, relacionada à capacidade de instalação da central geradora, as tecnologias consideradas são células a combustível, micro turbinas, plantas fotovoltaicas e turbinas eólicas. Além disso, a GD não demanda a instalação de extensas linhas de transmissão e os projetos possuem instalação e operação de curto período, de forma rápida e fácil (MIRANDA, 2013).

As características e definições da geração centralizada são similares da geração distribuída, no sentido de que a geração centralizada não é concentrada em um único ponto e de que a geração distribuída não está presente em todas as unidades consumidoras de energia elétrica (SEVERINO; CAMARGO; OLIVEIRA, 2008). A nomenclatura e a definição da GD são diferentes entre países e empresas devido ao seu nível de tensão e potência, enquanto outros partem do princípio de que é a geração conectada a circuitos nos quais as cargas dos consumidores são supridas diretamente ou por características básicas, como a utilização de energia renováveis ou cogeração (BRAUN-GRABOLLE, 2010).

Em (SEVERINO; CAMARGO; OLIVEIRA, 2008) foi realizado um estudo no qual aponta a dificuldade de classificar um gerador como GD, no qual demonstra falta de consistência em 23 definições, de origens diversas, que se utiliza de parâmetros diferentes e em graus diferentes. Os parâmetros isolados são: o propósito da geração; a localização do sistema; a especificação da potência; a área de entrega da energia gerada; a tecnologia; o impacto ambiental; o modo de operação; a propriedade do gerador e o nível de penetração. Por sua vez, o parâmetro "localização" da GD é o único aspecto incorporado a todas as 23 definições, o que indica a sua relevância quando se pretende diferenciar a GD das outras gerações.

Dessa forma, na literatura técnica, a principal diferença entre a GD e a geração

centralizada é a sua localização, pois a GD entrega a energia diretamente à rede de distribuição ou onde está localizado o consumidor final, eliminando a necessidade de linhas de transmissão, reduzindo as perdas nestes sistemas e, assim facilitando a sua aplicabilidade em diferentes regiões.

Uma representação de um sistema elétrica com GC e GD é visto na Figura 2.1, em que a primeira representação do lado direito da Figura, mostra a usina hidrelétrica conectada ao sistema de transmissão e do lado esquerdo mostra os sistemas eólico e solar conectados à rede elétrica.

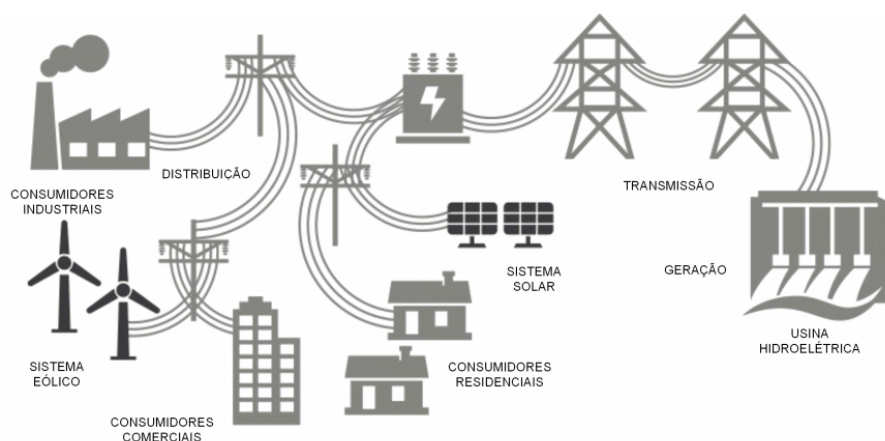


Figura 2.1 – Geração centralizada e geração distribuída (REZENDE et al., 2015).

A instalação da geração próxima da carga contribui com a redução da energia circulante da rede e, assim, diminuindo perdas, protelando investimentos e melhorando os níveis de tensão dos alimentadores. Por outro lado, caso a geração de energia ocorra em períodos fora de ponta ou quando a geração seja elevada em relação à carga, a presença da GD pode ocasionar sobrecarga em linhas e transformadores, aumentando perdas e aumentando a demanda por investimentos para minimizar os problemas de QEE. No entanto, os sistemas tradicionais de energia elétrica são projetados para transmitir a energia de grandes usinas até os centros urbanos de forma direcional, na qual a energia é distribuída até as unidades consumidoras. Sendo assim, a inserção da GD próxima dos centros consumidores ocasiona o fluxo de energia bidirecional, caracterizado pelo sentido reverso ao tradicional (VIEIRA, 2016).

Nesse sentido, a GD abrange uma ampla faixa de tecnologias eficientes de pequena escala, quando comparada com a geração convencional, além da sua localização se caracterizar mais próxima do usuário final. Dessa forma, com a crescente conexão de GD em sistemas de distribuição de eletricidade em todo o mundo, existe a necessidade de entender e quantificar o impacto técnico que a alta penetração das gerações distribuídas (GDs) podem provocar na operação dos sistemas de distribuição.

Em (DAVDA; PAREKH, 2012) é realizada uma análise do impacto da GD renovável

em uma rede de distribuição radial com 43 km de comprimento e 128 barramentos, na qual apresenta graves problemas de regulação de tensão e altas perdas. Foi desenvolvida uma metodologia baseada na análise de fluxo de carga da rede através do método *Backward-Forward Sweep* para determinar quedas de tensão e perdas na rede e assim, definir locais apropriados para integração de geradores distribuídos renováveis na rede de distribuição, com o objetivo de melhorar o perfil de tensão e reduzir as perdas.

2.3 CONEXÕES DE CONVERSORES À REDE ELÉTRICA

Um conversor conectado à rede é uma interface eletrônica de potência entre os recursos de GD e a rede elétrica. No projeto de um conversor é considerada uma margem para proteger os conversores eletrônicos e considerar a flutuação da energia produzida pelos recursos de GD, sendo assim, essa capacidade extra de energia não utilizada no conversor conectado à rede pode ser utilizada para melhoria da qualidade de energia. Além disso, a energia solar e eólica são intermitentes e esses conversores nem sempre são utilizados em plena capacidade, portanto, existe uma grande oportunidade de utilizar um conversor conectado à rede para funções auxiliares. A conexão do conversor à rede elétrica pode ser realizada das seguintes maneiras: paralelo, série ou híbrida.

Normalmente, a configuração paralela (ver na Figura 2.2) corresponde ao compensador síncrono estático (STATCOM) e ao compensador paralelo. Já a configuração série (vista na Figura 2.3), corresponde ao restaurador dinâmico de tensão (DVR), compensador série e ao compensador série síncrono estático (SSSC). Além disso, as conexões paralela e série podem ser combinadas com um barramento CC comum como na configuração universal (vista na Figura 2.4), correspondendo ao conceito UPQC.

Considerando a melhoria do nível de tensão, a conexão paralela necessita de mais potência para melhorar a QEE baseada em tensão, quando comparada a conexão série, pois a conexão em paralelo injeta corrente reativa na indutância da rede para compensar variação de tensão, o que não é eficaz quando considera-se um barramento infinito. A conexão universal possui a capacidade de melhorar vários problemas de QEE, no entanto, requer dois conversores, necessitando de um número maior de componentes eletrônicos de potência (CHOI; SARLIOGLU, 2019b).

Nos subtópicos seguintes, serão abordados conceitos e aplicações das conexões paralelo, série e híbrida.

2.3.1 Conversor conectado em paralelo com a rede elétrica

A conexão do conversor em paralelo, também denominada “*shunt*”, com a rede elétrica é convencionalmente utilizada para resolver problemas de QEE relacionados a corrente, ou seja, desequilíbrios de corrente, TDH e, além disso, correção do fator

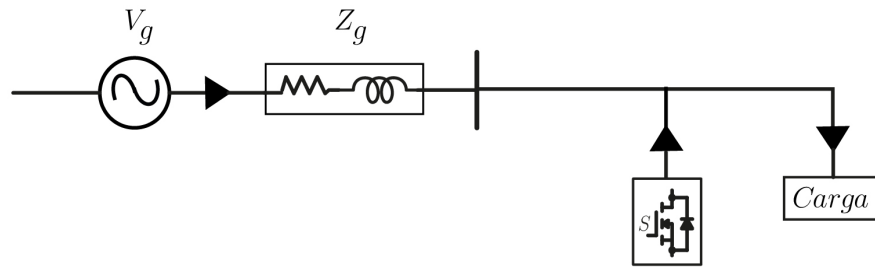


Figura 2.2 – Conexão do conversor em paralelo com a rede elétrica.

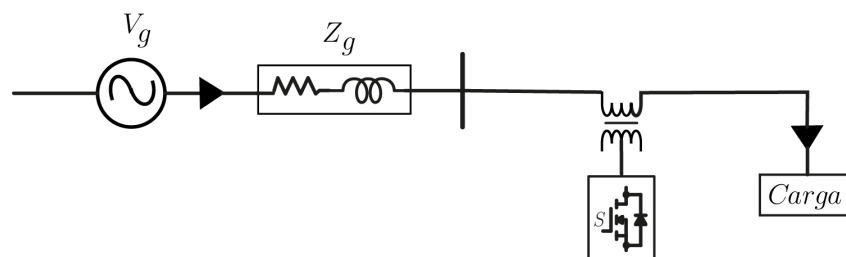


Figura 2.3 – Conexão do conversor em série com a rede elétrica.

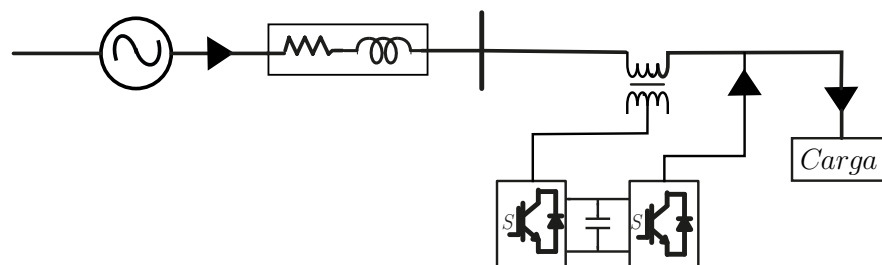


Figura 2.4 – Conversor universal com conexão em paralelo e em série com a rede elétrica.

de potência e desequilíbrios de tensão no barramento CC. Este tipo de configuração é aplicada em filtros ativos, STATCOM e compensadores síncronos estáticos em sistemas de distribuição (DSTATCOM).

Esta configuração é a mais difundida em aplicações de filtros ativos (CAMPANHOL, 2012; NETO, 2009). Os FAPs geralmente são aplicados na eliminação de harmônicas de corrente, compensação de potência reativa e correntes em desequilíbrio (GONÇALVES, 2015).

Em (ACUNA et al., 2013) é apresentada a implementação de um FAP com um inversor fonte de tensão de quatro braços utilizando o controle preditivo. A utilização

desta topologia de inversor, permite a compensação dos componentes harmônicos da corrente, bem como da corrente desbalanceada gerada por cargas não-lineares monofásicas. É apresentado o modelo matemático do FAP, assim como o efeito da impedância no sistema de potência equivalente. O seu desempenho é analisado em regime transitório e permanente.

A conexão do conversor em paralelo com a rede elétrica foi utilizada para resolver problemas de tensão no barramento CC em (SATPATHY; PATNAIK; DE, 2017; MISHRA; JOSHI; GHOSH, 2003; W.SRISONGKRAM et al., 2007). O conversor de potência com conexão paralelo foi proposto e utilizado para fins de compensação em (JAIN et al., 2004); (SOMSAI; KULWORAWANICHPONG; VORAPHONPIPUT, 2005); (JAIN; BEHAL; MOHAN, 2003); (JAIN; BEHAL; JOSHI, 2006); (SOMSAI; KULWORAWANICHPONG; VORAPHONPIPUT, 2012). Além disso, (W.SRISONGKRAM et al., 2007) realiza a conexão do conversor em paralelo com a rede elétrica ao nível de baixa tensão no sistema de distribuição de energia com o objetivo de melhorar as tensões desequilibradas.

Em (SINGH et al., 2011), foi implementada uma nova estratégia de controle para obter o máximo benefício de inversores com interface de rede quando instalados em sistemas de distribuição a quatro fios. Esta estratégia demonstrou que o inversor com interface de rede pode ser efetivamente utilizado para condicionamento de energia, sendo utilizado para injetar potência ativa gerada de fontes renováveis na rede e/ou operar como um FAP conectado em paralelo com a rede elétrica, sem afetar sua operação normal de transferência de potência real e, assim, eliminar a necessidade de equipamentos adicionais de condicionamento de energia para melhorar a qualidade da energia no PAC.

Outro exemplo de conexão de conversores em paralelo com a rede elétrica, são os STATCOM, onde são equipamentos eletrônicos de potência que utilizam dispositivos semicondutores de potência e tecnologias de processamento de sinais de última geração, que possuem aplicação aos sistemas de energia elétrica. Ele foi proposto com base no conceito sistema de transmissão flexível em corrente alternada (FACTS) (ENCARNAÇÃO, 2009).

Além disso, é amplamente aplicado e estudado na literatura, os compensadores síncronos estáticos aplicados a níveis de distribuição (DSTATCOM). A sua utilização é realizada através de conversor multiníveis para que seja possível operar em níveis de potência exigidos. Além das mitigações de harmônicas, o DSTATCOM é amplamente utilizado para correção de fator de potência (MANGARAJ; PANDA, 2018; BOUAFIA et al., 2018; KUMAR; MISHRA, 2014), compensação de potência reativa (SINGH et al., 2013; BAJAJ; RANA, 2018; LEI et al., 2017; CHILUPI; SINGH; MURTHY, 2014) e balanceamento de cargas não lineares (SINGH et al., 2013; MISHRA; KARTHIKEYAN; LINASH, 2006; MANGARAJ; PANDA, 2018; KUMAR; MISHRA, 2014) quando conectado nos terminais da carga. Além disso, também pode executar a regulação de tensão no

barramento CC (KUMAR; MISHRA, 2014; TAN et al., 2018), mitigar a queda/aumento de tensão (MISHRA; GHOSH; JOSHI, 2003), e queda de tensão/oscilação de tensão (IQBAL; KHAN; SIDDIQUI, 2018; MYNENI; KUMAR; SREENIVASARAO, 2016; SHALINI; KEERTHIVASAN et al., 2015), quando conectado a um barramento da rede elétrica em um sistema de distribuição.

2.3.2 Conversor conectado em série com a rede elétrica

A conexão do conversor em série com a rede elétrica apresenta-se de forma bastante usual na literatura, pois este tipo de conexão é utilizada para mitigar problemas de tensão na rede elétrica. Além disso, a sua utilização é obrigatória no Brasil, para sistemas acima de 75kW. Nesse sentido, esta conexão tem diversos tipos de aplicações, entre elas está o compensador série, também chamado de DVR, é um conversor eletrônico de potência que possui a função de compensação de afundamentos de tensão (*voltage sags*), além de contribuir para a minimização de tensões transitórias e harmônicas que degradam a QEE. Além disso, este conversor também possui a função de compensação de elevações de tensões (*voltage swell*). Devido a sua característica de conexão com a rede, o compensador série elimina apenas os problemas de QEE relacionados à tensão. Dessa forma, essa configuração pode operar como filtro ativo série, na qual sintetiza em sua saída uma tensão que permita eliminar as componentes harmônicas de tensão na rede elétrica (ANTUNES, 2018).

Esta configuração de conversor é conectada a montante da carga e em série com a rede elétrica através de um transformador de alta frequência, para eliminar as harmônicas de tensão, balancear e regular a tensão terminal na carga ou linha. Além disso, compensa distorções e não linearidades, necessitando apenas de um capacitor no seu barramento CC. No entanto, isso esta característica não é uma regra e o uso de fontes alternativas diretamente conectadas ao barramento CC ou através de conversores, podem ser utilizadas. Dessa forma, além de compensar distorções e desequilíbrios, o compensador série é capaz de produzir energia elétrica para ser injetada na rede de distribuição ou alimentar a carga local (GONÇALVES, 2015).

Um método de compensação em série baseado no gerenciamento de energia em microredes é descrito em (ARUNMOZHI; AROKIARAJ, 2016). Os compensadores em série são largamente utilizados para integração de grande parques eólicos com redes elétricas, trabalhos relacionados podem ser vistos em (LIU; CHOI, 2009; VARMA; AUDDY; SEMSEDINI, 2008).

O compensador série é um equipamento conectado em série com cargas sensíveis, compensando afundamentos ou elevações momentâneas de tensão. Além disso, é capaz de injetar formas de onda complexas para compensação de transitórios de chaveamentos e outros distúrbios presentes nas tensões de alimentação (FONSECA, 2003). A inauguração de uma nova era de solução de qualidade de energia foi marcada pela instalação do primeiro

do mundo, para proteger cargas críticas contra distúrbios de tensão do sistema de energia, sendo descrita e analisada por (WOODLEY; MORGAN; SUNDARAM, 1999).

O DVR atua na queda ou surto de tensão e, assim, melhora QEE na microrrede. Em (HAN et al., 2013) é proposto um DVR baseado em unidades de GD e sistema de armazenamento para melhorar a qualidade de tensão em uma microrrede. O DVR pode ser conectado à rede através de um retificador, que está em série com o PAC. O retificador é empregado para superar as desvantagens relacionadas a limitação de potência e energia da GD e do sistema de armazenamento de energia. Além disso, é otimizada uma estratégia de controle de carga/descarga para realizar os vários modos de operação do DVR.

Além disso, o compensador série injeta três tensões monofásicas com duração e magnitude adequadas em série com a tensão de alimentação através do transformador *booster*, com o objetivo de restaurar a QEE. Em geral, as pequenas quedas de tensão são mitigadas pela potência reativa, no entanto, para quedas de tensão maiores, é necessário que o DVR injete potência ativa no sistema (ANTUNES, 2018). Porém, este método necessita de uma capacidade de armazenamento de energia elevada para compensar o surto de tensão, o qual é empregado através do FESS (do inglês *Flywheel Energy Storage System*) (CHAWLA et al., 2006).

A referência (REDDY; SINGH, 2007) propõe a GD para energizar o DVR. A GD é conectada no lado CC do DVR, por meio de um retificador. A inserção da tensão no DVR é realizada através do modulação de largura de pulso (PWM), que consiste em uma técnica de modulação digital que utiliza de pulsos para gerar um nível de tensão média. As duas aplicações mais comuns da técnica é entregar valores variáveis de tensão à carga ou até mesmo modular um sinal através de uma portadora, uma onda quadrada, baseado no seu *duty-cycle*, que é a proporção em que a onda fica em nível alto em relação ao tempo total. A frequência e a fase da portadora são mantidas constantes. O controle de velocidade da GD é realizado por meio de um controlador proporcional integral (PI). Foi demonstrado que o DVR alimentado por GD apresenta melhor desempenho, na compensação da queda de tensão.

A compensação de potência reativa é um método eficaz para controle de tensão. Os compensadores em série controlados por tiristores podem ser instalados nas linhas de transmissão para reduzir a oscilação do sistema, no qual o método da máquina síncrona virtual (MSV) é proposto para reduzir as flutuações de tensão e frequência em um sistema de controle avançado (LIANG, 2017).

2.3.3 Conversor conectado em série/paralelo com a rede elétrica

O conversor híbrido, também chamado de multifuncional é um conversor eletrônico de potência que possui duas funcionalidades de conexão do conversor à rede elétrica, a conexão em paralelo e em série (Choi et al.) apresentaram três trabalhos para melhorar a

qualidade de energia com base em tensão e corrente (CHOI; LEE; SARLIOGLU, 2017), (CHOI et al., 2018) e (CHOI; SARLIOGLU, 2019a). Em (CHOI; LEE; SARLIOGLU, 2017) é avaliado o desempenho do inversor multifuncional comutado em série com a rede elétrica para regulação de tensão baseado em três fatores quantitativos: 1) fator de nível de falha 2) fator de classificação e 3) fator de rigidez da rede, para comparar com o inversor conectado à rede convencional, demonstrando desempenho superior do inversor conectado em série com a rede para desequilíbrios de tensão. (CHOI et al., 2018) foi estabelecido diferentes modos de operação para o inversor: modo inversor conectado à rede convencional, um modo conectado à rede em paralelo para melhorar os problemas de QEE com base em corrente e um modo conectado em série para melhorar os problemas de QEE com base em tensão. Além disso, (CHOI; SARLIOGLU, 2019a) realiza uma transição suave do paralelo para série ou vice-versa, comutando comutadores bidirecionais.

Um conversor reconfigurável que opera em série e em paralelo com a rede elétrica de acordo com os diferentes problemas de QEE e condições da rede é proposto em (CHOI; SARLIOGLU, 2019a). Dessa forma, o conversor opera em série quando ocorre distúrbios de tensão e em paralelo quando ocorre distúrbios de corrente na rede elétrica. Esta configuração é vista na Figura 2.5.

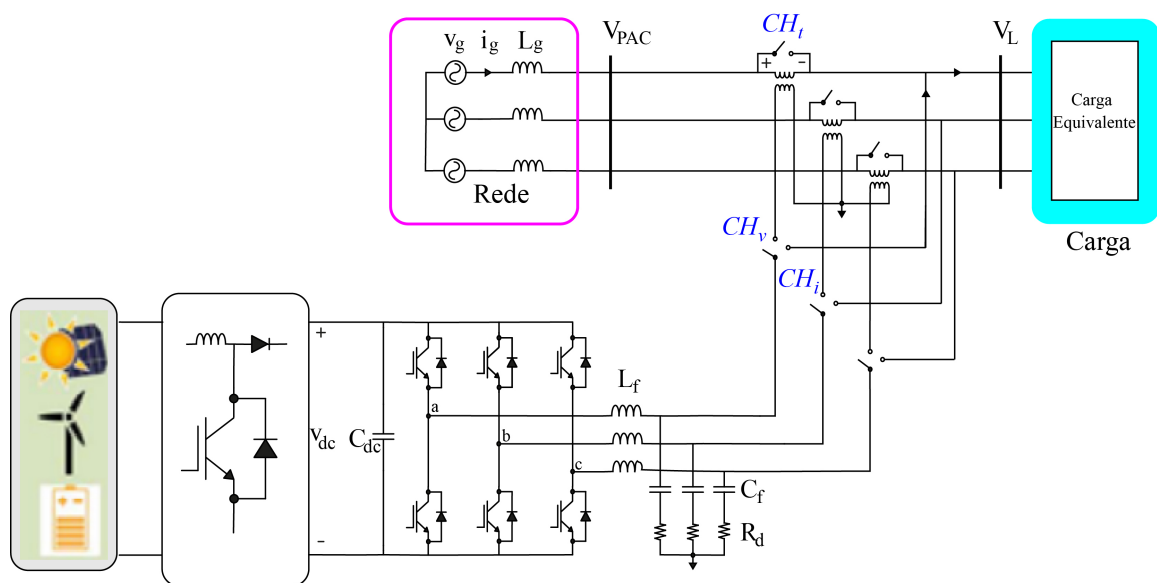


Figura 2.5 – Conversor reconfigurável que opera em série/paralelo com a rede elétrica.

Os interruptores bidirecionais vistos na Figura 2.5 operam em quatro quadrantes, conduzindo nas duas polaridades de corrente e bloqueando em ambas as polaridades de tensão, resultando em uma configuração utilizam seis interruptores bidirecionais.

Os UPQC é o resultado da combinação dos filtros de potência série e paralelo, e realizam a compensação simultânea das correntes de entrada e das tensões de saída (BARRIVIERA, 2019). Entretanto, o condicionamento ativo de energia não se limita somente à compensação de distúrbios relacionados aos harmônicos, ou seja, ele também

atua no controle de potência reativa para correção de fator de potência, balanceamento de correntes, regulação de tensão, entre outros (CAMPANHOL, 2019).

3 MODELAGEM DOS CONVERSORES

Este capítulo descreve o modelo do conversor trifásico fonte de tensão (VSC), no qual é utilizado na conexão da GD em paralelo com a rede elétrica. São descritas a relação da tensão de polo com a tensão do VSC, a relação do índice de modulação, os possíveis estados de operação, assim como a relação entre as tensões de fase, homopolar e linha, com o intuito de caracterizar a topologia do VSC utilizado na modelagem e análise. Em seguida, é apresentada a modelagem do sistema, com o objetivo de identificar todos os parâmetros do sistema, para que seja possível calcular a corrente e o ângulo necessários para compensar um determinado valor de afundamento momentâneo de tensão na rede elétrica.

3.1 CONVERSOR TRIFÁSICO FONTE DE TENSÃO

O conversor trifásico com barramento CC é visto na Figura 3.1.

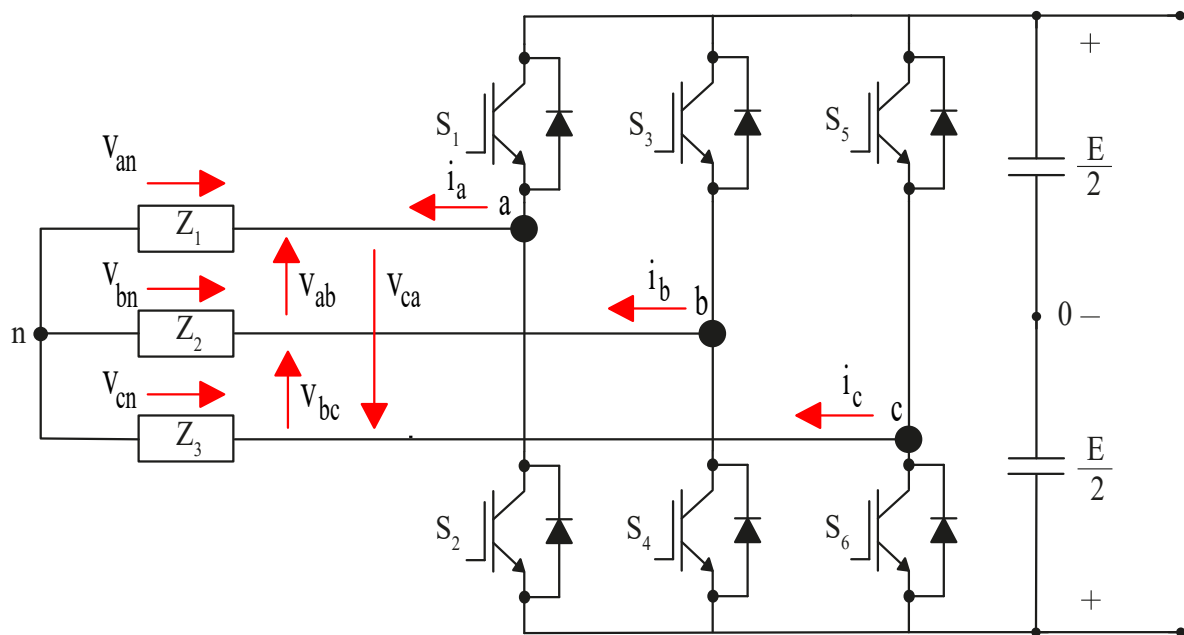


Figura 3.1 – Conversor trifásico com barramento CC.

Dessa forma, o conversor possui dois níveis de tensão, e possui dois capacitores no barramento CC e dois interruptores por fase, com seus respectivos diodos em anti-paralelo. Além disso, a tensão entre um terminal de saída do conversor (a , b e c) e o terminal o , centralizado no barramento CC, é chamada de tensão de polo (v_{ao} , v_{bo} e v_{co}), onde assume dois valores ($-E/2$ e $E/2$). Dessa forma, o barramento do sistema possui uma característica capacitiva, devido ao fato de que a sua alimentação se dá por duas fontes de tensão contínua com ponto médio. A tensão de polo do conversor V_c em relação ao

barramento CC é normalizada em relação a E e, descrita na Equação 3.1.

$$V_c \angle \phi = m \frac{E}{2} \quad (3.1)$$

Onde, E é a tensão do barramento CC e m é o índice de modulação. O índice de modulação PWM seno-triângulo é definido como a razão entre o valor da amplitude do sinal de referência $V_{a,b,c}$ e do sinal da portadora V_{tr} , definido como

$$m = \frac{V_{a,b,c}}{V_{tr}}. \quad (3.2)$$

De acordo com os estados de operação possíveis para os interruptores de um braço do conversor de dois níveis e os seus respectivos valores de tensão de pólo, são obtidos na Tabela 3.1, onde os estados dos interruptores k_x ($0 =$ bloqueio, $1 =$ condução) de um braço, em que $x \in a, b, c$.

Tabela 3.1 – Estados de interrupção para um conversor de dois níveis

Configuração	Estados	S_{x1}	S_{x2}	S_{xo}
0	01	0	1	$-E/2$
1	10	1	0	$E/2$

As tensões de fase são dadas por:

$$\begin{cases} v_{an} = v_{ao} - v_{no} \\ v_{bn} = v_{bo} - v_{no} \\ v_{cn} = v_{co} - v_{no} \end{cases} \quad (3.3)$$

onde, a tensão de modo comum (homopolar) é definida por: v_{no}

Desta forma, as tensões de linha são definidas da seguinte forma:

$$\begin{cases} v_{ab} = v_{ao} - v_{bo} = v_{an} - v_{bn} \\ v_{bc} = v_{bo} - v_{co} = v_{bn} - v_{cn} \\ v_{ca} = v_{co} - v_{ao} = v_{cn} - v_{an} \end{cases} \quad (3.4)$$

Considerando uma carga trifásica ligada em estrela ao conversor da Figura 3.1, temos as resistências das fases a , b e c , logo, as correntes nas fases a , b e c são descritas, respectivamente, nas equações abaixo:

$$i_a = \frac{v_{an}}{R_a} = v_{an} Y_a \quad (3.5)$$

$$i_b = \frac{v_{bn}}{R_b} = v_{bn}Y_b \quad (3.6)$$

$$i_c = \frac{v_{cn}}{R_c} = v_{cn}Y_c \quad (3.7)$$

Aplicando a lei de *Kirchhoff* para as correntes na Figura 3.1, temos:

$$i_a + i_b + i_c = 0 \quad (3.8)$$

Substituindo as correntes obtidas na Equações (3.5) a (3.7) na Equação (3.8), temos:

$$v_{an}Y_a + v_{bn}Y_b + v_{cn}Y_c = 0 \quad (3.9)$$

Substituindo na Equação anterior os valores de v_{an} , v_{bn} e v_{cn} fornecidos pelas Equações (3.3), é obtida a Equação 3.10:

$$v_{ao}Y_a + v_{bo}Y_b + v_{co}Y_c - v_{no}(Y_a + Y_b + Y_c) = 0 \quad (3.10)$$

Logo, a tensão de modo comum (homopolar)(v_{no}) é isolada:

$$v_{no} = \frac{v_{ao}Y_a + v_{bo}Y_b + v_{co}Y_c}{Y_a + Y_b + Y_c} \quad (3.11)$$

Para um sistema trifásico com cargas equilibradas, em que: $Y_a = Y_b = Y_c = Y$, a Equação 3.11 é reescrita da seguinte forma:

$$v_{no} = \frac{v_{ao} + v_{bo} + v_{co}}{3} \quad (3.12)$$

Relacionando a Tabela 3.1 e a tensão de polo v_{xo} , obtêm-se a Equação 3.13, em que relaciona v_{xo} com os estados de comutação dos interruptores do inversor para cada fase (a , b e c):

$$v_{xo} = \left(k_x - \frac{1}{2}\right) E \text{ com } x \in a, b, c \text{ e } k_x \in 0, 1 \quad (3.13)$$

$$\begin{bmatrix} V_{ab} \\ V_{bc} \\ V_{ca} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{ao} - v_{bo} \\ v_{bo} - v_{co} \\ v_{co} - v_{ao} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (k_a - \frac{1}{2})E - (k_b - \frac{1}{2})E \\ (k_b - \frac{1}{2})E - (k_c - \frac{1}{2})E \\ (k_c - \frac{1}{2})E - (k_a - \frac{1}{2})E \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} k_a E - k_b E \\ k_b E - k_c E \\ k_c E - k_a E \end{bmatrix} \begin{bmatrix} k_a - k_b \\ k_b - k_c \\ k_c - k_a \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

Reorganizando os termos da Equação 3.22, temos:

$$\begin{bmatrix} V_{ab} \\ V_{bc} \\ V_{ca} \end{bmatrix} = E \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} k_a \\ k_b \\ k_c \end{bmatrix} \text{ com } k_x \in 0, 1 \quad (3.15)$$

Em termos das tensões de polo, a Equação 3.15 pode ser reescrita de acordo com a Equação 3.16:

$$\begin{bmatrix} V_{ab} \\ V_{bc} \\ V_{ca} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{ao} \\ v_{bo} \\ v_{co} \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

Substituindo a tensão de modo comum (Equação 3.12) na Equação (3.3), na qual define as tensões de fase, temos:

$$\begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2v_{ao} & -v_{bo} & -v_{co} \\ -v_{ao} & +2v_{bo} & -v_{co} \\ -v_{ao} & -v_{bo} & +2v_{co} \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

Substituindo os valores das tensões de pólo obtidas na Equação 3.13 na Equação anterior (3.17), temos:

$$\begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} = \frac{E}{3} \begin{bmatrix} 2k_a & -k_b & -k_c \\ -k_a & +2k_b & -k_c \\ -k_a & -k_b & +2k_c \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

Reorganizando a Equação anterior, temos:

$$\begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} = \frac{E}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} k_a \\ k_b \\ k_c \end{bmatrix} \text{ com } k_x \in 0, 1 \quad (3.19)$$

As tensões de fases podem ser obtidas a partir das tensões de linha. De acordo com a Equação matricial 3.20:

$$\begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2v_{ao} & -v_{bo} & -v_{co} \\ -v_{ao} & +2v_{bo} & -v_{co} \\ -v_{ao} & -v_{bo} & +2v_{co} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} (v_{ao} - v_{bo}) - (v_{co} - v_{ao}) \\ -(v_{ao} - v_{bo}) + (v_{bo} - v_{co}) \\ (v_{co} - v_{ao}) - (v_{bo} - v_{co}) \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} v_{ab} - v_{ca} \\ -v_{ab} + v_{bc} \\ v_{ca} - v_{bc} \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

Reorganizando os termos da equação anterior, temos:

$$\begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{ab} \\ v_{bc} \\ v_{ca} \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

Além disso, em termos das tensões de pólo, a Equação matricial 3.17 pode ser reescrita como:

$$\begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{ao} \\ v_{bo} \\ v_{co} \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

A partir da Tabela 3.1 e das Equações 3.13, 3.15 e 3.20, as tensões de polo possuem dois níveis, as tensões de linha possuem três níveis e as tensões de fase possuem cinco níveis nos conversores trifásicos de dois níveis. Dessa forma, com dois interruptores por braço, este conversor fornece um total de $2^3 = 8$ combinações diferentes para as tensões de polo, como pode ser observado na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 – Tensões de saída para o inversor trifásico de dois níveis

Configuração	k_x	v_{ao}	v_{bo}	v_{co}	v_{ab}	v_{bc}	v_{ca}	v_{an}	v_{bn}	v_{cn}
0	000	-E/2	-E/2	-E/2	0	0	0	0	0	0
1	100	E/2	-E/2	-E/2	E	0	-E	2E/3	-E/3	-E/3
2	110	E/2	E/2	-E/2	0	E	-E	E/3	E/3	-2E/3
3	010	-E/2	E/2	-E/2	-E	E	0	-E/3	2E/3	-E/3
4	011	-E/2	E/2	E/2	-E	0	E	-2E/3	E/3	E/3
5	001	-E/2	-E/2	E/2	0	-E	E	-E/3	-E/3	2E/3
6	101	E/2	-E/2	E/2	E	-E	0	E/3	-2E/3	E/3
7	111	E/2	E/2	E/2	0	0	0	0	0	0

O modelo apresentado do VSC é fundamentalmente importante, pois demonstra as características e parâmetros necessários para modelagem e aplicação deste conversor em sua utilização nas conexões em paralelo e em série com a rede elétrica, nas quais são descritas na seções posteriores.

4 MODELAGEM DO SISTEMA

O crescimento da GD de energia solar fotovoltaica conectada a redes de distribuição de BT gera um novo ambiente de configuração da rede elétrica, com vários tipos de geração de energia próximos aos consumidores, assim como fluxos bidirecionais de potência ativa e reativa. Deste modo, a crescente inserção da GD de energia solar fotovoltaica ocasiona problemas de QEE, tendo como principal característica, o desvio de tensão. Para que seja possível transpor este problema de QEE, foram desenvolvidas algumas tecnologias que evitam o desvio de tensão em redes de BT com a presença de GD de energia solar fotovoltaica, com o objetivo de mitigar os impactos negativos da alta penetração desses sistemas nas redes de BT.

Neste trabalho, foi escolhida uma rede de distribuição com 16 (dezesesseis) (vista na Figura 4.1) PACs baseada em (LIMA et al., 2020). Embora esta rede já tenha sido implementada em um sistema de alta tensão (AT) por (GRADY; SAMOTYJ; NOYOLA, 1991), optou-se pela rede de distribuição de BT devido ao estudo está focalizado na alta penetração de GD de energia solar fotovoltaica em BT.

A modelagem da rede elétrica consiste na análise do circuito elétrico tendo como base as Leis de *Kirchhoff* e Lei de *Ohm*, assim como a determinação da matriz de impedância da rede. Primeiramente, é apresentada modelagem da rede elétrica para obter a matriz de admitância a partir das potências e impedâncias das cargas das linhas entre os barramentos. Em seguida, é determinada a equação que calcula o nível de corrente em determinado ponto da rede elétrica de acordo com uma dada variação de tensão no PAC, em razão da tensão de referência estabelecida.

A Figura 4.1 mostra a rede elétrica de distribuição utilizada na modelagem do sistema. O ponto 1 representa a fonte de tensão, os pontos 2 à 9 representam o ramal 1 e os pontos 10 à 16 representam o ramal 2. A fonte de tensão é $1,0 pu$, com frequência de $60 Hz$ e a impedância interna é dada por: $Z = 0,0031 + 0,0675i \Omega$, com $R = 3,12 m\Omega$ e $L = 0,17913 mH$.

O principal objetivo deste capítulo é estudar o comportamento de $\Delta_{V_{PAC}}$ em função da amplitude da corrente (I_m) e do ângulo (θ_c), inseridos na rede elétrica. Para isto, são desenvolvidos os métodos 1 e 2, nos quais analisam o comportamento de $\Delta_{V_{PAC}}$ em relação a I_m e θ_c , respectivamente.

Como citado anteriormente, a matriz de admitância do circuito é obtida a partir das potência e impedâncias das cargas da linha entre os barramentos. Desta forma, esses dados são aplicados em um algoritmo desenvolvido por (LIMA et al., 2020). Dessa forma, a impedância equivalente para cada PAC é fornecida na Tabela 4.1.

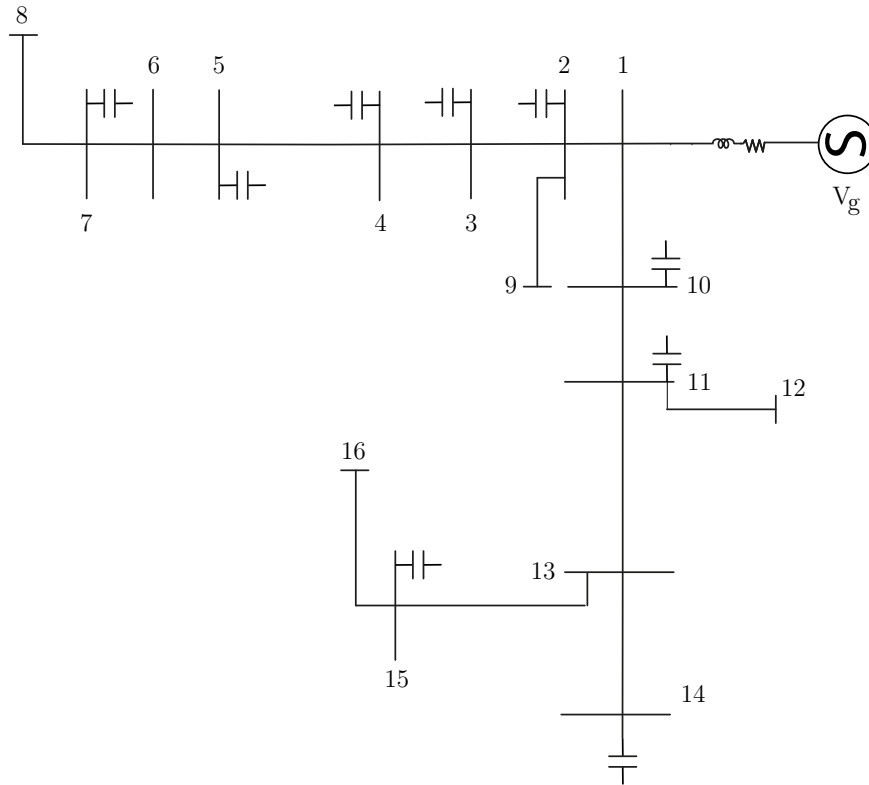


Figura 4.1 – Circuito com 16 (dezesseis) PACs do modelo em estudo.

Tabela 4.1 – Valores de impedância nos PACs do sistema em estudo.

PAC	$Re_{Z_{(n,n)}}$	$Im_{Z_{(n,n)}}$	$Z_{(n,n)}$
1	0,0083	0,0670	82,90
2	0,0138	0,0783	79,98
3	0,0215	0,0937	77,09
4	0,0255	0,1016	75,92
5	0,0366	0,1243	73,60
6	0,0398	0,1321	73,23
7	0,0574	0,1524	69,35
8	0,0974	0,1809	61,70
9	0,0309	0,1001	72,83
10	0,0405	0,1028	68,48
11	0,0654	0,1298	63,24
12	0,1134	0,1913	59,35
13	0,1093	0,1768	58,28
14	0,1412	0,2143	56,62
15	0,1480	0,2197	56,03
16	0,1699	0,2465	55,41

A Lei de *Ohm* na forma fasorial é utilizada para determinar a tensão em um nó,

$$Y_{NXN} \cdot V_{NX1} = I_{NX1} \quad (4.1)$$

onde: Y_{NXN} é a matriz de admitância; V_{NX1} é a matriz de tensões; I_{NX1} é a matriz das correntes; e N é o número máximo de PACs no circuito.

Em relação a matriz de admitância, os termos da diagonal principal devem conter a soma de todas as admitâncias diretamente conectadas ao nó correspondente, e os termos da diagonal secundária devem conter a soma negativa de todas as admitâncias diretamente conectadas entre os nós correspondentes. Como citado anteriormente, a determinação da matriz de admitância é realizada por um algoritmo desenvolvido por (LIMA et al., 2020). Dessa forma, a determinação da impedância equivalente de um ponto no sistema é dada pela inversão da matriz de admitância, na qual é obtida da seguinte forma:

$$Z_{NXN} = (Y_{NXN})^{-1} \quad (4.2)$$

Devido ao padrão de irradiação solar estocástico causado por diversos fenômenos naturais, como por exemplo, nuvens em rápido movimento, não é possível manter o fluxo de potência ativa controlável e constante, resultando em uma série de flutuações de tensão em sistemas de distribuição de BT. Além disso, no período da noite não ocorre geração de energia solar fotovoltaica, em contrapartida, o perfil de carga da unidade consumidora (UC) apresenta valor de pico, ocasionando graves quedas de tensão. Sob outra perspectiva, durante período de alta geração e baixo perfil de consumo de carga na UC, tem como consequência a ocorrência de fluxo reverso de potência, causando sobretensão (HU et al., 2019). Dentro desta perspectiva, a GD é representada por uma fonte de corrente ideal, por isso, o nível de tensão em um determinado ponto da rede elétrica é calculado de acordo com a Equação 4.3.

$$I_m = \frac{V_{ref} - V_{PAC}}{(Z_{NXN})} \quad (4.3)$$

onde I_m é o fasor da corrente inserida na rede elétrica, ou seja, a corrente da GD no nó "n", em que I_m representa a amplitude e θ_c o ângulo; V_{ref} é o fasor da tensão de referência (igual a 1 pu), no qual é representado por $V_{ref} \angle \theta$, em que V_{ref} é a amplitude e θ é o ângulo; V_{PAC} é o fasor da tensão no PAC antes da inserção da GD, sendo representado por $V_{ref} \angle \theta_P$, em que V_{ref} é a amplitude e θ_P é o ângulo; $Z_{(NXN)}$ representa o fasor complexo da impedância equivalente no PAC "n".

Os nós localizados no final de um ramo em um sistema de distribuição apresentam baixo perfil de tensão, devido a elevação de corrente. Dessa forma, a alta penetração de sistema de GD fotovoltaica acarreta queda de tensão em sistemas de BT. Ou seja, a medida que o comprimento da rede aumenta, o perfil de tensão diminui. Nesse sentido, a utilização de reguladores de tensão e capacitores ao longo da rede desempenha a função de aumentar o perfil de tensão. As condições de sobretensão são observadas de acordo com a localização das GDs, em alguns nós específicos, requerem o ajuste da comutação do

capacitor ou configuração do regulador de tensão nos terminais do comutador, dentro da sua faixa de utilização. As sobretensões são observadas com mais frequência na presença de conexões trifásicas (BALAMURUGAN; SRINIVASAN; REINDL, 2012).

Nesse sentido, a metodologia do presente trabalho consiste no estudo da variação de tensão no PAC em 3 (três) pontos da rede elétrica, no qual apresentam diferentes valores de impedância equivalente no PAC. Para isto, são desenvolvidos dois métodos de análise, onde o primeiro método consiste no estudo de ΔV_{PAC} em função da variação da amplitude de corrente I_m inserida pela GD na rede elétrica. O segundo método também analisa o comportamento de ΔV_{PAC} , mas em função da variação do ângulo utilizado para inserção de I_m no PAC. Dessa forma, a Tabela 4.2 ilustra 3 (três) pontos que serão utilizados como base para a modelagem da sistema proposto, nos quais podem ser observados na Figura 4.1.

Tabela 4.2 – Valores da impedância equivalente nos 3 PACs utilizados na aplicação dos 2 métodos.

PAC	$Re_{Z(n,n)}$	$Im_{Z(n,n)}$	$Z(n,n)$
3	0,0215	0,0937	77,09
7	0,0574	0,1524	69,35
13	0,1093	0,1768	58,28

Como citado anteriormente, o método 1 consiste no estudo do comportamento de ΔV_{PAC} em relação à variação de I_m . Para facilitar a compreensão deste método, a metodologia aplicada ao método 1 é apresentada através dos 7 (sete) passos descritos abaixo. Posteriormente, os passos descritos são executados nos 3 (três) PAC ilustrados Tabela 4.2.

- **Passo 1:** Inicialmente, a variação de I_m é estabelecida na faixa de 0,2 à 10,0 pu com θ_c fixo (valor descrito na Tabela 4.3 para cada PAC analisado). Esta faixa de valores de I_m é aplicada na simulação computacional realizada no *software* PSIM[®] da versão 9.1.1, com o objetivo de realizar a medição dos valores de V_{PAC} . Posteriormente, os valores medidos de V_{PAC} são subtraídos de V_{ref} , resultando nos valores de ΔV_{PAC} . Como descrito anteriormente, o valor de V_{ref} é 1pu.
- **Passo 2:** Neste passo, é realizada a plotagem de uma curva que relacionada ΔV_{PAC} e I_m , no ambiente computacional do MATLAB[®] da versão 2018a. Logo após, utiliza-se comando *cftool* do MATLAB[®] para obter o polinômio característico que define o comportamento desta curva. O polinômio obtido é descrito na Equação 4.4;

$$f(x) = p_1x + p_2 \quad (4.4)$$

Como $f(x)$ representa ΔV_{PAC} em função de I_m , a Equação 4.4 é reescrita da seguinte forma:

$$\Delta V_{PAC_1} = p_1 I_m + p_2 \quad (4.5)$$

- **Passo 3:** O terceiro passo é caracterizado pela aplicação dos valores de ΔV_{PAC_1} na Equação 4.5, com o objetivo de calcular os valores de I_m ;
- **Passo 4:** Posteriormente, por meio de simulação computacional realizada no ambiente do PSIM[®], são aplicados os valores calculados de I_m através do passo anterior, com o valor de θ_c fixo (valor descrito na Tabela 4.3 para cada PAC analisado);
- **Passo 5:** Em complemento ao passo anterior, os valores de V_{PAC} são medidos.
- **Passo 6:** Os valores medidos de V_{PAC} são subtraídos da tensão de referência ($1 pu$), para que seja possível obter os valores de ΔV_{PAC_2} ;
- **Passo 7:** O sétimo e último passo é caracterizado pelo cálculo do erro (%) entre o valor de ΔV_{PAC_1} (aplicado na Equação 4.5) e o valor medido de ΔV_{PAC_2} através da simulação computacional. Dessa forma, o cálculo do erro (%) é realizado através da Equação 4.6.

$$Erro (\%) = \left(\frac{\Delta V_{PAC_1} - \Delta V_{PAC_2}}{\Delta V_{PAC_1}} \right) \times 100 \quad (4.6)$$

Desta maneira, os passos descritos para o método 1 apresentam-se de forma semelhante aos passos que são descritos para o método 2. No entanto, o estudo de ΔV_{PAC} consiste na variação de θ_c , no qual é utilizado para inserir I_m no PAC. Por conseguinte, os 7 (sete) passos que definem esta metodologia são descritos a seguir:

- **Passo 1:** Inicialmente, a variação de I_m é estabelecida na faixa de -100,0 à 100,00 pu com I_m fixo (valor descrito na Tabela 4.3 para cada PAC analisado). Esta faixa de valores de θ_c é aplicada na simulação computacional realizada no *software* PSIM[®] da versão 9.1.1, com o objetivo de realizar a medição dos valores de V_{PAC} . Posteriormente, os valores medidos de V_{PAC} são subtraídos de V_{ref} , resultando nos valores de ΔV_{PAC} . Como descrito anteriormente, o valor de V_{ref} é $1 pu$.
- **Passo 2:** Neste passo, é realizada a plotagem de uma curva que relaciona ΔV_{PAC} e θ_c , no ambiente computacional do MATLAB[®] da versão 2018a. Logo após, utiliza-se comando *cftool* do MATLAB[®] para obter o polinômio característico que define o comportamento desta curva. O polinômio obtido é descrito na Equação 4.7;

$$f(x) = p_1 x^3 + p_2 x^2 + p_3 x + p_4 \quad (4.7)$$

Como $f(x)$ representa ΔV_{PAC} em função de θ_c , a Equação 4.7 é reescrita da seguinte forma:

$$\Delta V_{PAC_1} = p_1\theta_c^3 + p_2\theta_c^2 + p_3\theta_c + p_4 \quad (4.8)$$

- **Passo 3:** O terceiro passo é caracterizado pela aplicação dos valores de ΔV_{PAC_1} na Equação 4.8, com o objetivo de calcular os valores de θ_c ;
- **Passo 4:** Posteriormente, por meio de simulação computacional realizada no ambiente do PSIM[®], são aplicados os valores calculados de θ_c através do passo anterior, com o valor de I_m fixo (valor descrito na Tabela 4.3 para cada PAC analisado);
- **Passo 5:** Em complemento ao passo anterior, os valores de V_{PAC} são medidos.
- **Passo 6:** Os valores medidos de V_{PAC} são subtraídos da tensão de referência ($1 pu$), para que seja possível obter os valores de ΔV_{PAC_2} ;
- **Passo 7:** Por último, é realizado o cálculo do erro (%) entre o valor de ΔV_{PAC_1} (aplicado na Equação 4.8) e o valor medido de ΔV_{PAC_2} . O cálculo é realizado através da Equação 4.6, citada no passo 7 da metodologia do método anterior.

A metodologia descrita nos dois métodos é aplicada em 3 (três) pontos da rede elétrica, ilustrados na Tabela 4.2. Estes pontos podem ser observados na Figura 4.1. O nó 3 (três) está localizado no início do primeiro ramo e o nó 7 (sete) no final do mesmo ramo. De forma semelhante, o nó 13 (treze) localiza-se em um ponto intermediário do segundo ramo.

4.1 MÉTODO 1: ANÁLISE DA VARIAÇÃO DE TENSÃO NO PAC COM INFLUÊNCIA DA AMPLITUDE DA FONTE DE CORRENTE

No decorrer desta seção, serão aplicados os 7 (sete) passos descritos para metodologia do método 1. Como citado anteriormente, os três pontos analisados são descritos na Tabela 4.3, nos quais podem ser observados na Figura 4.1. O ponto 3 (três) é descrito na primeira linha da Tabela 4.3, na qual a impedância equivalente é dada por: $Z = 0,0215 + j0,0937 pu$, em que pode ser representada por $z_{(n,n)} = 0,0961\angle 77,0980^\circ$. Já PAC caracterizado pelo nó 7 (sete) é descrito na segunda linha da Tabela 4.3, em que a impedância equivalente é dada por: $Z = 0,0574 + j0,1524 pu$, em que pode ser representada por $z_{(n,n)} = 0,1629\angle 69,3558^\circ$. Por fim, o ponto 13 (treze) é observado na terceira linha da Tabela 4.3, na qual a impedância equivalente é dada por: $Z = 0,0574 + j0,1524 pu$, na qual é representada por $z_{(n,n)} = 0,1629\angle 69,3558^\circ$. Além disso, também podem ser observados Tabela 4.3 os valores utilizados de θ_c para cada PAC em estudo.

Tabela 4.3 – Valores da impedância equivalente e de θ_c nos PACs utilizados no método 1.

PAC	$ReZ_{(n,n)}$	$ImZ_{(n,n)}$	θ_c
3	0,0215	0,0937	77,09
7	0,0574	0,1524	69,35
13	0,1093	0,1768	58,28

A metodologia descrita para o método 1 é baseada nos 7 passos apresentados anteriormente. Como citado no passo 1, os valores de I_m são aplicados com variação dentro da faixa de 0,2 à 10,0 pu, como pode ser visto nas colunas 1 e 4 da Tabela 4.4. Com a aplicação do passo 1, θ_c é fixo em 77,09°. O ambiente computacional utilizado na simulação é o do PSIM[®] da versão 9.1.1. Os valores de I_m e o valor fixo de θ_c são utilizados na configuração da fonte de corrente (na qual representa a GD) e, através dos pontos de medição de V_{PAC} , são identificados os valores ilustrados nas colunas 2 e 5 da Tabela 4.4. Desta maneira, os valores medidos de V_{PAC} são subtraídos de V_{ref} (1 pu), com o objetivo de identificar os valores de ΔV_{PAC_1} , nos quais são ilustrados nas colunas 3 e 6 da Tabela 4.4

Tabela 4.4 – Valores de ΔV_{PAC} em função da variação de I_m para o método 1

I_m (pu)	V_{PAC} (pu)	ΔV_{PAC_1} (pu)	I_m (pu)	V_{PAC} (pu)	ΔV_{PAC_1} (pu)
0,2	0,9879	0,0121	5,2	0,5714	0,4286
0,4	0,9703	0,0297	5,4	0,5569	0,4431
0,6	0,9526	0,0474	5,6	0,5426	0,4574
0,8	0,9348	0,0652	5,8	0,5287	0,4713
1,0	0,9172	0,0828	6,0	0,5151	0,4849
1,2	0,8997	0,1003	6,2	0,5019	0,4981
1,4	0,8822	0,1178	6,4	0,4890	0,5110
1,6	0,8648	0,1352	6,6	0,4768	0,5232
1,8	0,8475	0,1525	6,8	0,4648	0,5352
2,0	0,8301	0,1699	7,0	0,4535	0,5465
2,2	0,8131	0,1869	7,2	0,4426	0,5574
2,4	0,7958	0,2042	7,4	0,4323	0,5677
2,6	0,7790	0,2210	7,6	0,4227	0,5773
2,8	0,7621	0,2379	7,8	0,4137	0,5863
3,0	0,7454	0,2546	8,0	0,4054	0,5946
3,2	0,7287	0,2713	8,2	0,3978	0,6022
3,4	0,7122	0,2878	8,4	0,3910	0,6090
3,6	0,6959	0,3041	8,6	0,3853	0,6147
3,8	0,6796	0,3204	8,8	0,3802	0,6198
4,0	0,6636	0,3364	9,0	0,3761	0,6239

Continuação da Tabela 4.4 da página anterior

I_m (pu)	V_{PAC} (pu)	ΔV_{PAC_1} (pu)	I_m (pu)	V_{PAC} (pu)	ΔV_{PAC_1} (pu)
4,2	0,6478	0,3522	9,2	0,3729	0,6271
4,4	0,6320	0,3680	9,4	0,3708	0,6292
4,6	0,6165	0,3835	9,6	0,3696	0,6304
4,8	0,6013	0,3987	9,8	0,3693	0,6307
5,0	0,5861	0,4139	10,0	0,3702	0,6298

Conforme a descrição do passo 2, os valores de I_m e ΔV_{PAC} obtidos na Tabela 4.4 são utilizados para plotagem de uma curva que relaciona estas duas grandezas, na qual pode ser vista nas Figuras 4.2, 4.3 e 4.4, em que os pontos observados indicam esta relação. Para ajustar os dados dos pontos de forma interativa, foi utilizado o comando *cftool* do Matlab®, na qual pertence a caixa de ferramentas de ajuste de curvas (do inglês, *Curve Fitting Toolbox*), esta interface flexível é visualizada pela linha azul das Figuras abaixo.

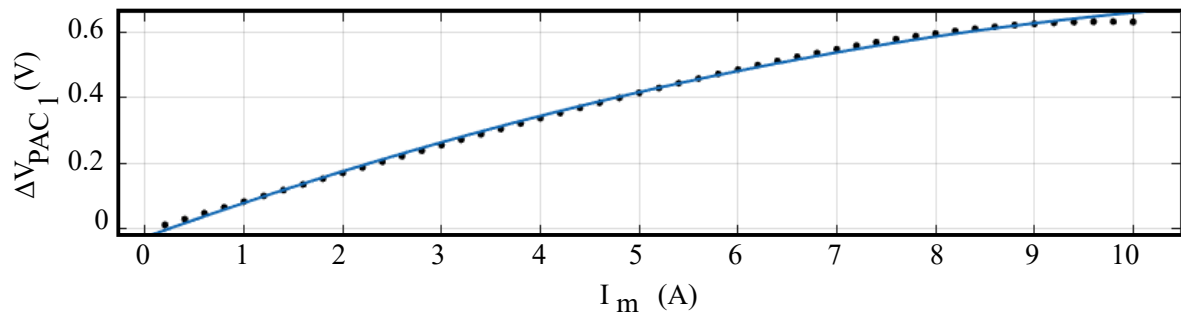


Figura 4.2 – ΔV_{PAC_1} em relação a I_m no PAC 3

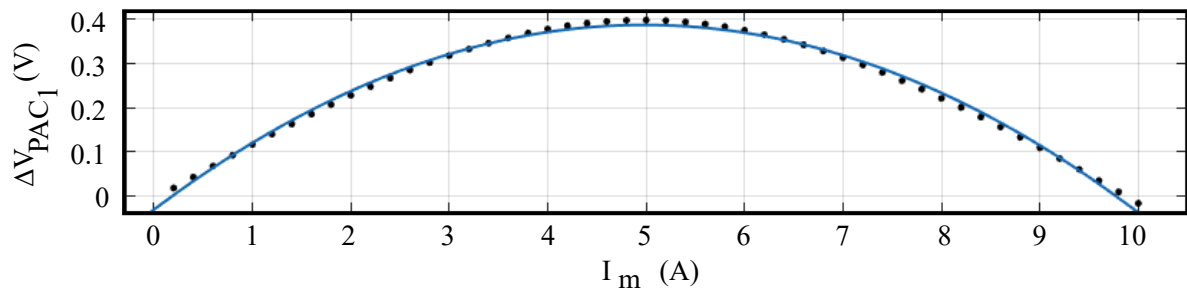
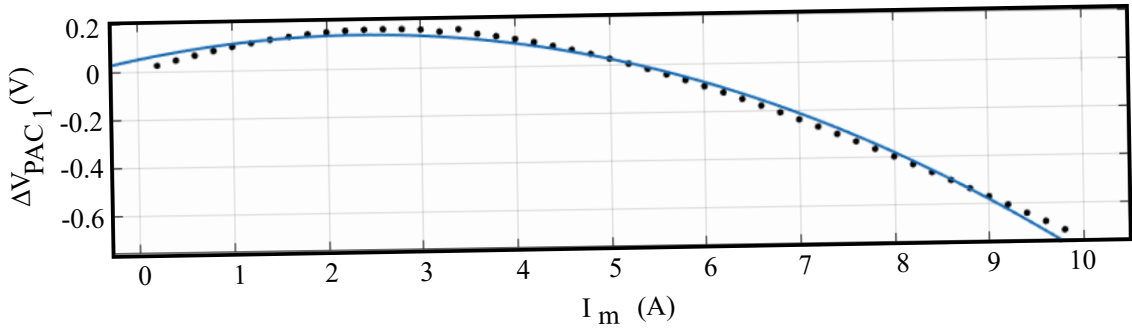


Figura 4.3 – ΔV_{PAC_1} em relação a I_m no PAC 7

Figura 4.4 – ΔV_{PAC_1} em relação a I_m no PAC 13

O comando *cftool* fornece equações personalizadas de acordo com os dados inseridos no modelo. Deste modo, foram obtidos os polinômios de primeiro grau, nos quais caracterizam comportamento destas curvas, de acordo com a metodologia descrita no passo 2. Os polinômios obtidos são ilustrados nas Equações 4.9, 4.10 e 4.11.

$$\Delta V_{PAC_1} = -0.003983I_m^2 + 0.1082I_m - 0.02556 \quad (4.9)$$

$$\Delta V_{PAC_1} = 0,004104I_m^2 - 0,1091I_m + 1,026 \quad (4.10)$$

$$\Delta V_{PAC_1} = -0.01629I_m^2 + 0.07625I_m + 0.05119 \quad (4.11)$$

De acordo com a metodologia descrita no passo 3, os valores de ΔV_{PAC_1} são aplicados nos polinômios definidos nas Equações 4.9, 4.10 e 4.11. Através dos cálculos das raízes nas equações de terceiro grau, são obtidos os valores de I_m . Conforme os passos 4, 5 e 6, os valores calculados de I_m são aplicados na simulação computacional no ambiente do PSIM[®] e, em seguida, os valores de V_{PAC} são medidos e subtraídos de V_{ref} (1 pu), para que seja possível obter os valores de ΔV_{PAC_2} (ilustrados na coluna 4 das Tabelas 4.5, 4.6 e 4.7, nas quais se referem aos PACs 3 (três), 7 (sete) e 13 (treze), respectivamente).

Tabela 4.5 – Valores de I_c e de ΔV_{PAC} referentes ao PAC 3.

ΔV_{PAC_1} (pu)	I_m (pu)	V_{PAC} (pu)	ΔV_{PAC_2} (pu)	Erro (%)
0,1	1,20	0,90	0,10	0,0
0,2	2,27	0,80	0,20	0,0
0,3	3,40	0,71	0,29	0,0
0,4	4,77	0,60	0,40	0,0
0,5	6,30	0,50	0,50	0,0
0,6	8,34	0,40	0,60	0,0
0,7	12,05	0,43	0,57	18,5
0,8	14,39	0,58	0,42	47,5

Continuação da Tabela 4.5 da página anterior

ΔV_{PAC_1} (pu)	I_m (pu)	V_{PAC} (pu)	ΔV_{PAC_2} (pu)	Erro (%)
0,9	15,24	0,64	0,36	60,0

Tabela 4.6 – Valores de I_c e de ΔV_{PAC} referentes ao PAC 7.

ΔV_{PAC_1} (pu)	I_m (pu)	V_{PAC} (pu)	ΔV_{PAC_2} (pu)	Erro (%)
0,1	0,85	0,90	0,10	0,00
0,2	1,60	0,81	0,19	5,00
0,3	2,60	0,71	0,29	3,33
0,4	5,05	0,6	0,40	0,00
0,5	5,60	0,61	0,39	22,00
0,6	6,11	0,63	0,37	38,33
0,7	6,57	0,65	0,35	50,00
0,8	7,01	0,70	0,30	62,50
0,9	7,42	0,72	0,28	68,88

Tabela 4.7 – Valores de I_c e de ΔV_{PAC} referentes ao PAC 13.

ΔV_{PAC_1} (pu)	I_m (pu)	V_{PAC} (pu)	ΔV_{PAC_2} (pu)	Erro (%)
0,1	0,76	0,9	0,1	0,00
0,2	3,02	0,8	0,2	0,00
0,3	3,90	0,8	0,2	33,33
0,4	4,62	0,9	0,1	75,00
0,5	5,20	0,9	0,1	80,00
0,6	5,80	1,0	0,0	100,00
0,7	6,31	1,1	-0,1	114,28
0,8	6,77	1,2	-0,2	125,00
0,9	7,20	1,3	-0,3	133,33

Desta maneira, com o objetivo de analisar e validar a metodologia proposta, o passo 7 (sete) é desenvolvido. Esta análise demonstra o erro (%) entre ΔV_{PAC_1} e ΔV_{PAC_2} , ou seja, o valor do erro (%) entre ΔV_{PAC} calculado e o ΔV_{PAC} medido após aplicação dos valores de através de I_m na simulação computacional.

Deste modo, a relação entre o erro (%) e de V_{PAC_1} é ilustrado nas Figuras 4.5, 4.6 e 4.7, nas quais estão relacionadas aos PACs 3 (três), 7 (sete) e 13 (treze), respectivamente.

Observa-se na Figura 4.5, na qual descreve a relação do erro (%) no PAC 3 (três), que o erro (%) apresentou resultado maior que 0 (zero) para ΔV_{PAC_1} maior que 6pu. No entanto, no PAC 7 (sete) o valores do erro (%) apresentaram valores maiores que 0%

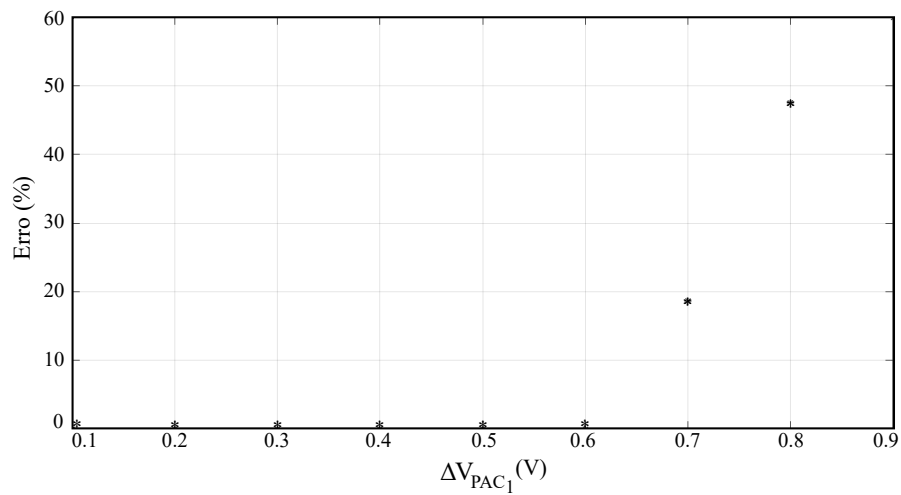


Figura 4.5 – Gráfico de ΔV_{PAC1} em relação ao erro (%) referente ao PAC 3.

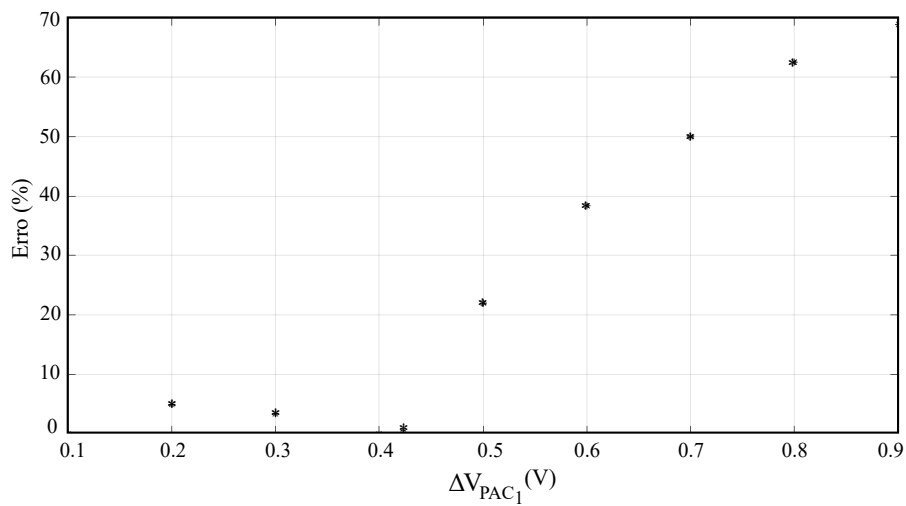


Figura 4.6 – Gráfico de ΔV_{PAC1} em relação ao erro (%) referente ao PAC 7.

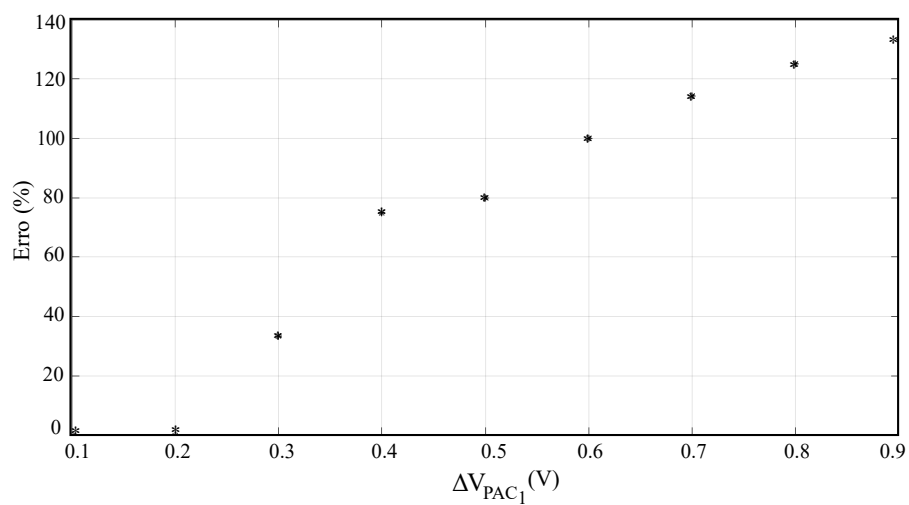


Figura 4.7 – Gráfico de ΔV_{PAC1} em relação ao erro (%) referente ao PAC 13.

(zero) para ΔV_{PAC_1} maior que 0,1 pu. Por fim, no PAC 13 (treze) os valores dos erros (%) apresentaram valores acima de 0% (zero) para ΔV_{PAC_1} maior que 0,2 pu. Dentro deste contexto, é possível analisar que os valores apresentados dos erros (%) sofreram variações de acordo com o PAC analisado, ou seja, para o PAC no início do ramal o erro (%) apresentou valores menores. Já o PAC 13 (treze), no qual está localizado em um nó intermediário apresentou resultados do erro (%) com percentual um pouco maior quando comparado ao PAC 3 (três). Por fim, o PAC 7 (sete), no qual está localizado no final do primeiro ramal, apresentou valores maiores de erros (%), quando comparados aos outros dois PACs.

4.2 MÉTODO 2: ANÁLISE DA VARIAÇÃO DE TENSÃO NO PAC COM INFLUÊNCIA DO ÂNGULO DA FONTE DE CORRENTE

De modo similar ao método 1, no decorrer desta seção, serão aplicados os 7 (sete) passos descritos para metodologia do método 2. Como citado anteriormente, os três pontos analisados são descritos na Tabela 4.8, nos quais podem ser observados na Figura 4.1. O ponto 3 (três) é descrito na primeira linha da Tabela 4.8, na qual a impedância equivalente é dada por: $Z = 0,0215 + j0,0937 pu$, em que pode ser representada por $z_{(n,n)} = 0,0961 \angle 77,0980^\circ$. Já PAC caracterizado pelo nó 7 (sete) é descrito na segunda linha da Tabela 4.8, em que a impedância equivalente é dada por: $Z = 0,0574 + j0,1524 pu$, em que pode ser representada por $z_{(n,n)} = 0,1629 \angle 69,3558^\circ$. Por fim, o ponto 13 (treze) é observado na terceira linha da Tabela 4.8, na qual a impedância equivalente é dada por: $Z = 0,0574 + j0,1524 pu$, na qual é representada por $z_{(n,n)} = 0,1629 \angle 69,3558^\circ$. Além disso, também podem ser observados Tabela 4.3 os valores utilizados de I_m para cada PAC em estudo.

Tabela 4.8 – Valores da impedância equivalente e de I_m nos PACs utilizados no método 2.

<i>PAC</i>	$Re_{Z_{(n,n)}}$	$Im_{Z_{(n,n)}}$	$I_m(A)$
3	0,0215	0,0937	10,40
7	0,0574	0,1524	6,14
13	0,1093	0,1768	4,80

A metodologia descrita para o método 2 é baseada nos 7 passos apresentados anteriormente. Como citado no passo 1, os valores de θ_c são aplicados com variação dentro da faixa de $-100,0$ à $100,0^\circ$, como pode ser visto na coluna 1 das Tabelas 4.9, 4.10 e 4.11, nas quais correspondem aos PACs 3 (três), 7 (sete) e 13 (treze), respectivamente. O ambiente computacional utilizado na simulação é o do PSIM[®] da versão 9.1.1. Os valores de θ_c e o valor fixo de I_m são utilizados na configuração da fonte de corrente (na qual representa a GD) e, através dos pontos de medição de V_{PAC} , são identificados os valores ilustrados na coluna 2 das Tabelas 4.9, 4.10 e 4.11. Desta maneira, os valores medidos de V_{PAC} são subtraídos de V_{ref} ($1 pu$), com o objetivo de identificar os valores de ΔV_{PAC1} , nos quais são ilustrados na terceira coluna das Tabelas 4.9, 4.10 e 4.11.

Tabela 4.9 – Resultados de ΔV_{PAC} com influência de θ_c no PAC 3

θ_c	$V_{PAC} (pu)$	$\Delta V_{PAC} (pu)$
-100,00	0,9787	0,0213
-80,00	1,0050	-0,0050
-60,00	0,9705	0,0295
-40,00	0,8759	0,1241
-20,00	0,7246	0,2754

Continuação da Tabela 4.9 da página anterior

θ_c	V_{PAC} (pu)	ΔV_{PAC} (pu)
0,00	0,5205	0,4795
20,00	0,2704	0,7296
40,00	0,0182	0,9818
60,00	0,3366	0,6634
80,00	0,6753	0,3247
100,00	0,9759	0,0241

Tabela 4.10 – Resultados de ΔV_{PAC} com influência de θ_c no PAC 7

θ_c	V_{PAC} (pu)	ΔV_{PAC} (pu)
-100,00	0,9570	0,0430
-80,00	1,0056	-0,0056
-60,00	0,9931	0,0069
-40,00	0,9200	0,080
-20,00	0,7890	0,2110
0,00	0,6033	0,3967
20,00	0,3693	0,6307
40,00	0,0935	0,9065
60,00	0,2156	0,7844
80,00	0,5485	0,4515
100,00	0,8946	0,1054

Tabela 4.11 – Resultados de ΔV_{PAC} com influência de θ_c no PAC 13.

θ_c	V_{PAC} (pu)	ΔV_{PAC} (pu)
-100,00	1,9019	0,9019
-80,00	1,9781	0,9781
-60,00	1,9945	0,9945
-40,00	1,9492	0,9492
-20,00	1,846	0,846
0,00	1,6866	0,6866
20,00	1,4759	0,4759
40,00	1,2208	0,2208
60,00	0,9281	-0,0719
80,00	0,6073	-0,3927
100,00	0,2684	-0,7316

Similarmente ao método 1, conforme a descrição do passo 2, os valores de θ_c e ΔV_{PAC} obtidos nas Tabelas 4.9, 4.10 e 4.11 são utilizados para plotagem de uma curva que relaciona estas duas grandezas, na qual pode ser vista nas Figuras 4.8, 4.9 e 4.10, em que os pontos observados indicam esta relação. Para ajustar os dados dos pontos de forma interativa, foi utilizado o comando *cftool* do Matlab®, na qual pertence a caixa de ferramentas de ajuste de curvas (do inglês, *Curve Fitting Toolbox*), esta interface flexível é visualizada pela linha azul das Figuras abaixo.

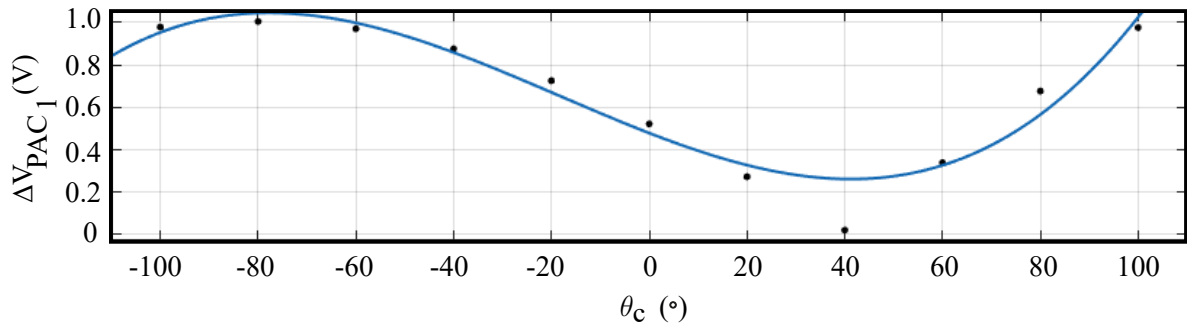


Figura 4.8 – ΔV_{PAC_1} em relação a θ_c no PAC 3.

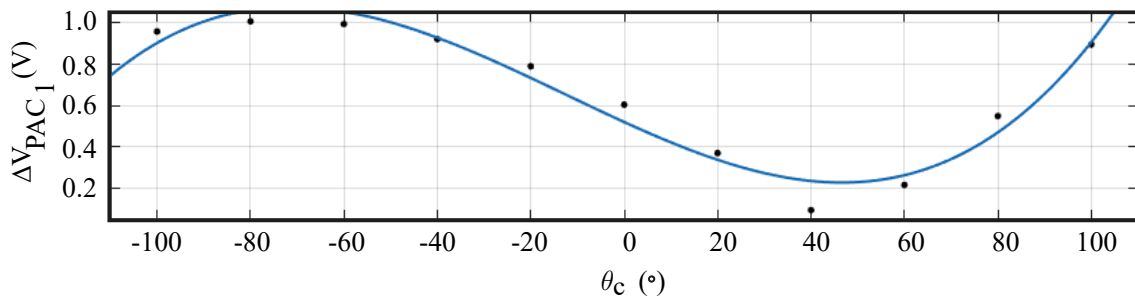


Figura 4.9 – ΔV_{PAC_1} em relação a θ_c no PAC 7.

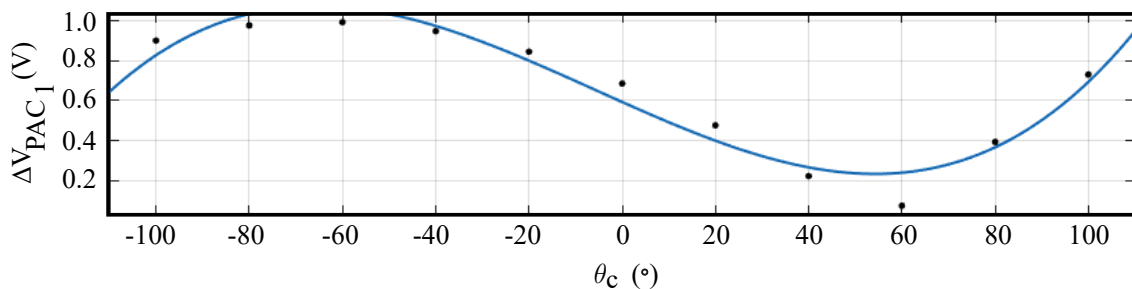


Figura 4.10 – ΔV_{PAC_1} em relação a θ_c no PAC 13.

O comando *cftool* fornece equações personalizadas de acordo com os dados inseridos no modelo. Deste modo, foram obtidos os polinômios de primeiro grau, nos quais

caracterizam comportamento destas curvas, de acordo com a metodologia descrita no passo 2. Os polinômios obtidos são ilustrados nas Equações 4.12, 4.13 e 4.14.

$$\Delta V_{PAC_1} = 0,2724\theta_c^3 + 0,2253\theta_c^2 - 0,5952\theta_c + 0,4771 \quad (4.12)$$

$$\Delta V_{PAC_1} = 0,3013\theta_c^3 + 0,1690\theta_c^2 - 0,6834\theta_c + 0,5193 \quad (4.13)$$

$$\Delta V_{PAC_1} = 0,2855\theta_c^3 + 0,0739\theta_c^2 - 0,6931\theta_c + 0,5934 \quad (4.14)$$

De acordo com a metodologia descrita no passo 3, os valores de ΔV_{PAC_1} são aplicados nos polinômios definidos nas Equações 4.12, 4.13 e 4.14. Através dos cálculos das raízes nas equações de terceiro grau, são obtidos os valores de θ_c . Conforme os passos 4, 5 e 6, os valores calculados de θ_c são aplicados na simulação computacional no ambiente do PSIM[®] e, em seguida, os valores de V_{PAC} são medidos e subtraídos de V_{ref} (1pu), para que seja possível obter os valores de ΔV_{PAC_2} (ilustrados na coluna 4 das Tabelas 4.12, 7.5 e 7.6, nas quais se referem aos PACs 3 (três), 7 (sete) e 13 (treze), respectivamente. As tabelas 7.5 e 7.6 estão presentes nos anexos do capítulo 7.

Tabela 4.12 – Cálculo de θ_c de acordo ΔV_{PAC_1} .

ΔV_{PAC_1} (pu)	θ_c	V_{PAC} (pu)	ΔV_{PAC_2} (pu)	Erro (%)
-90,00	7,10	0,1508	0,8492	88,03
-85,00	6,97	0,0637	0,9362	86,56
-80,00	6,83	0,0240	0,9760	85,71
-75,00	6,69	0,1106	0,8894	86,70
-70,00	6,54	0,1979	0,8021	87,73
-65,00	6,38	0,2848	0,7152	88,78
-60,00	6,21	0,3711	0,6289	89,87
-55,00	6,04	0,4568	0,5432	91,00
-50,00	5,85	0,5415	0,4585	92,16
-45,00	5,65	0,6252	0,3748	93,36
-40,00	5,44	0,7077	0,2923	94,62
-35,00	5,20	0,7890	0,2110	95,94
-30,00	4,95	0,8686	0,1314	97,34
-25,00	4,66	0,9467	0,0533	98,85
-20,00	4,33	1,0229	-0,0229	100,52
-15,00	3,93	1,0971	-0,0971	102,47
-10,00	3,44	1,1694	-0,1694	104,92
-5,00	2,71	1,2395	-0,2395	108,83

Continuação da Tabela 4.12 da página anterior

ΔV_{PAC_1} (pu)	θ_c	V_{PAC} (pu)	ΔV_{PAC_2} (pu)	Erro (%)
0,00	1,47	1,3069	-0,3069	120,87
5,00	2,84	1,3721	-0,3721	113,10
10,00	3,52	1,4346	-0,4345	112,34
15,00	4,00	1,4943	-0,4943	112,35
20,00	4,38	1,5512	-0,5512	112,58
25,00	4,70	1,6051	-0,6051	112,87
30,00	4,98	1,6561	-0,6561	113,17
35,00	5,23	1,7038	-0,7038	113,45
40,00	5,46	1,7485	-0,7485	113,70
45,00	5,67	1,7895	-0,7895	113,92
50,00	5,86	1,8272	-0,8272	114,11
55,00	6,05	1,8616	-0,8616	114,24
60,00	6,22	1,8923	-0,8923	114,34
65,00	6,38	1,9195	-0,9195	114,41
70,00	6,53	1,9430	-0,9430	114,44
75,00	6,68	1,9628	-0,9628	114,41
80,00	6,82	1,9788	-0,9788	114,35
85,00	6,96	1,9910	-0,9910	114,23
90,00	7,09	1,9996	-0,9996	114,09

Deste modo, a relação entre o erro (%) e de V_{PAC_1} é ilustrado nas Figuras 4.11, 4.12 e 4.13, nas quais estão relacionadas aos PACs 3 (três), 7 (sete) e 13 (treze), respectivamente.

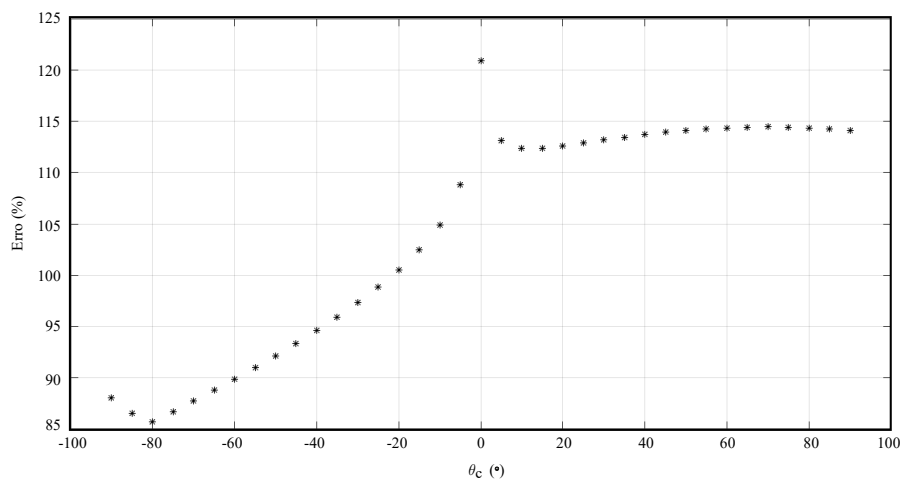
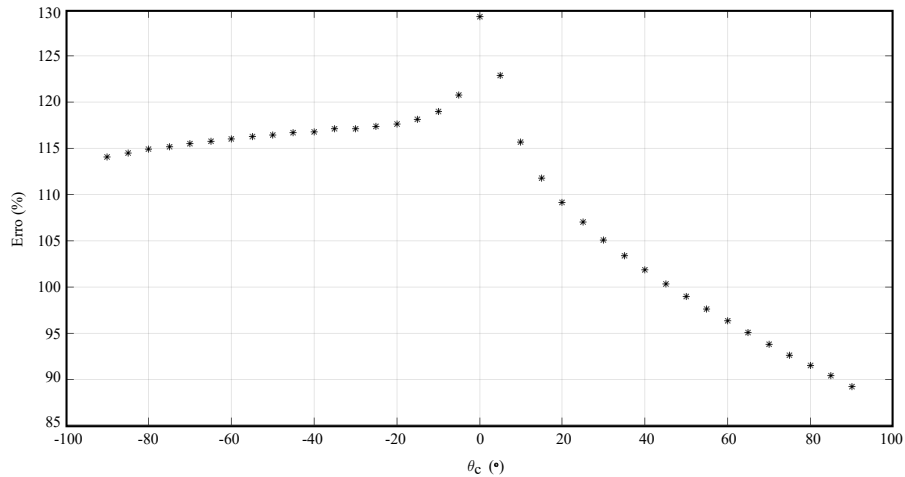
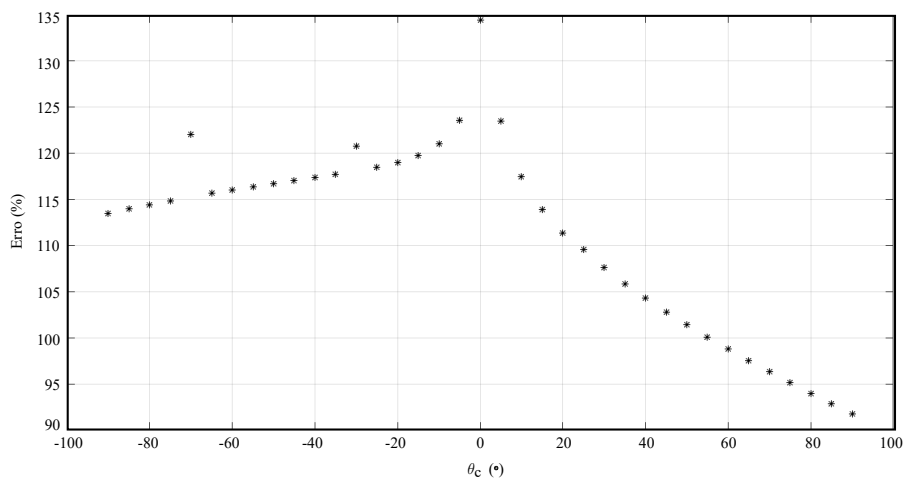


Figura 4.11 – Gráfico do erro (%) em relação a θ_c no PAC 3.

Figura 4.12 – Gráfico do erro (%) em relação a θ_c no PAC 7.Figura 4.13 – Gráfico do erro (%) em relação a θ_c no PAC 13.

Observa-se que a curva que relaciona o erro (%) com a variação de tensão no PAC nos 3 (três) PACs analisados apresentam comportamento semelhantes. No entanto, observa-se que o PAC 13 (treze) apresenta esta relação em um nível um pouco maior que os outros 2 (dois) PACs. Realizando um estudo comparativo com o método 01, é possível observar que os valores dos erros (%) obtidos são consideravelmente mais elevados.

5 RESULTADOS SIMULACIONAIS

No capítulo 4, foi descrita a modelagem do sistema, a partir da apresentação do modelo em estudo, no qual é representado por um barramento com 16 (dezesesseis) PACs (visto na Figura 4.1). A modelagem é baseada no cálculo da impedância equivalente de cada PAC, com o objetivo de estudar a sua variação de acordo com a localização na rede elétrica. Nesse sentido, foram analisados 3 (três) PACs (visto na Tabela 5.1), nos quais 2 (dois) estão situados no início e no final do ramal 1, e o terceiro ponto em uma localização intermediária do ramal 2. A análise destes PACs é baseada no desenvolvimento de 2 (dois) métodos, onde o primeiro método define o comportamento de ΔV_{PAC} em relação a variação de I_m e o segundo método define o comportamento de ΔV_{PAC} em relação a variação de θ_c .

Tabela 5.1 – Valores da impedância equivalente nos PACs.

<i>PAC</i>	$ReZ_{(n,n)}$	$ImZ_{(n,n)}$
3	0,0215	0,0937
7	0,0574	0,1524
13	0,1093	0,1768

O objetivo do presente capítulo é aplicar os dois métodos desenvolvidos no decorrer do capítulo 4, no ambiente computacional do PSIM[®] da versão 9.1.1, em dois cenários de afundamento momentâneo de tensão. Os dois cenários são aplicados em uma rede de distribuição com tensão de referência fixada em 1 pu. Na ocorrência de uma variação momentânea de tensão, denominada pelo afundamento momentâneo de tensão descrito na Tabela 2.1, pode ocorrer variação de tensão de 0,1 pu e 0,9 pu em relação a tensão de referência, em um período de até 3 s. Dessa forma, os 2 (dois) cenários de de afundamento momentâneo de tensão estudados, apresentam variação de 0,1 pu e 0,9 pu, nos quais são utilizados diferentes valores de I_m e de θ_c , com o objetivo de mitigar o afundamento momentâneo de tensão nos PACs em estudo. As Tabelas 5.2 e 5.3 ilustram estes parâmetros.

Tabela 5.2 – Valores de I_m nos PACs em relação ao afundamento de tensão

ΔV_{PAC} (pu)	I_m (pu) - Ponto 3	I_m (pu) - Ponto 7	I_m (pu) - Ponto 13
0,1	1,04	0,61	0,48
0,9	9,36	5,52	4,32

Tabela 5.3 – Valores de θ_c nos PACs em relação ao afundamento de tensão

ΔV_{PAC} (pu)	θ_c (°) - Ponto 3	θ_c (°) - Ponto 7	θ_c (°) - Ponto 13
0,1	-77,07	-69,36	-58,27
0,9	-77,07	-69,36	-58,27

A metodologia de análise utilizada consiste no afundamento momentâneo de tensão no período de 0,5 à 1,5 s. Logo após, é inserida no PAC uma corrente com amplitude I_m e ângulo θ_c , na qual representa a GD. De forma ideal, a interface de conexão da GD se dá por um conversor trifásico fonte de tensão, detalhado no capítulo 3 deste trabalho. A corrente inserida tem por finalidade, compensar o afundamento momentâneo de tensão. No período de 1,5 à 2,0 s a rede elétrica retorna para sua condição inicial de equilíbrio de tensão. Os resultados que ilustram os afundamentos momentâneos de tensão nos PACs, o I_m inserido com um determinado valor de θ_c para cada PAC, assim como o comportamento de ΔV_{PAC} após esta aplicação são descritos nas seções a seguir.

5.1 SIMULAÇÃO DA VARIAÇÃO DE TENSÃO NO PONTO 3

5.1.1 Cenário 1: Variação de tensão de 0,1 pu

O primeiro cenário, o afundamento momentâneo de tensão ocorre no período de 0,5 à 1,0 s, ou seja, o valor da amplitude de tensão da rede elétrica é reduzida de 1pu para 0,9 pu durante este período, na qual pode ser vista na Figura 5.1.

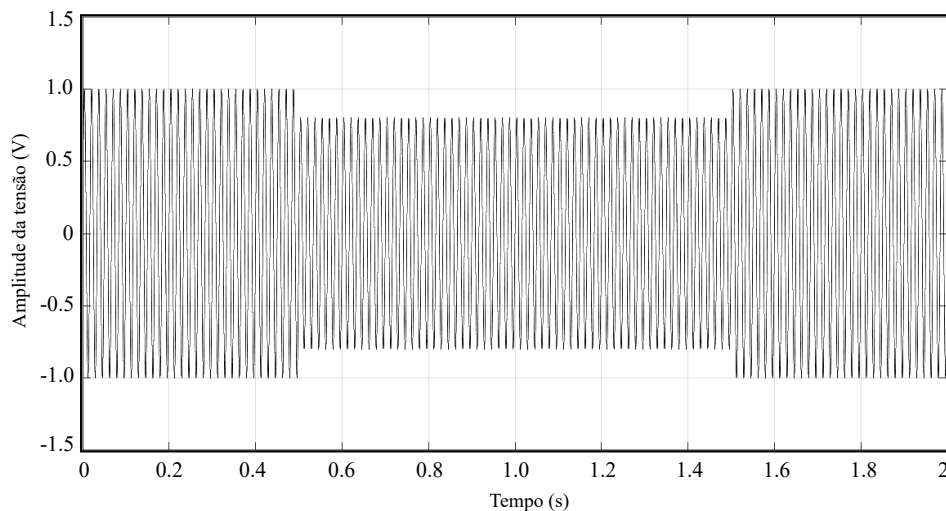


Figura 5.1 – Variação da tensão de entrada de 1pu para 0,9pu

Para efeito de compensação, no período de 0,5 à 1,5 s é inserida uma fonte de corrente com amplitude I_m e ângulo θ_c . Para o PAC 3 (três) o valor calculado de I_m através da Equação 4.3 é de 1,04 pu com o ângulo θ_c fixado em $-77,07^\circ$, nos quais podem ser vistos nas Tabelas 5.2 e 5.3, respectivamente. A amplitude da corrente I_m inserida no PAC pode ser vista na Figura 5.2.

O resultado que ilustra a compensação do afundamento momentâneo de tensão fornecida pela inserção de I_m no PAC, para um dado θ_c , é descrito na Figura 5.3. Observa-se que o modelo proposto foi capaz de compensar o desequilíbrio de tensão na rede elétrica no período de 1,0 à 1,5 segundos.

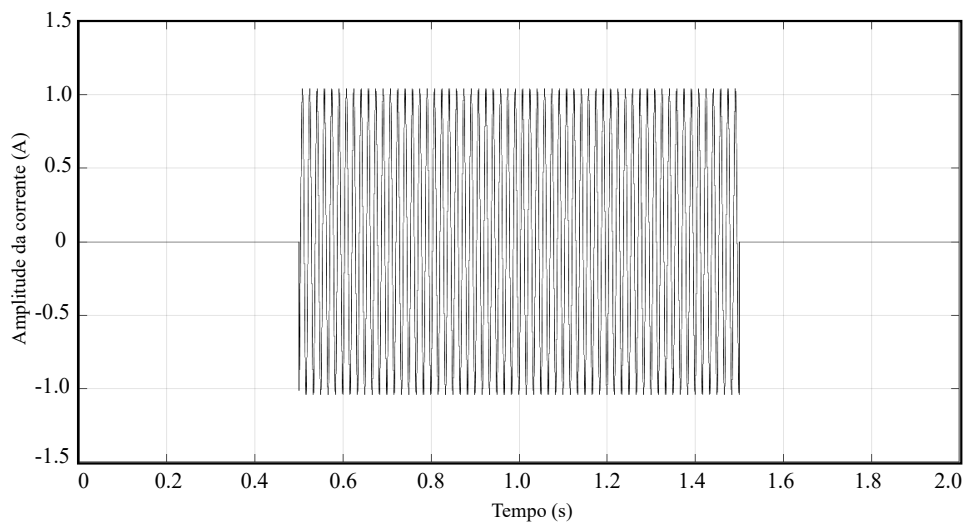


Figura 5.2 – Amplitude da corrente inserida no PAC no primeiro cenário do PAC 3.

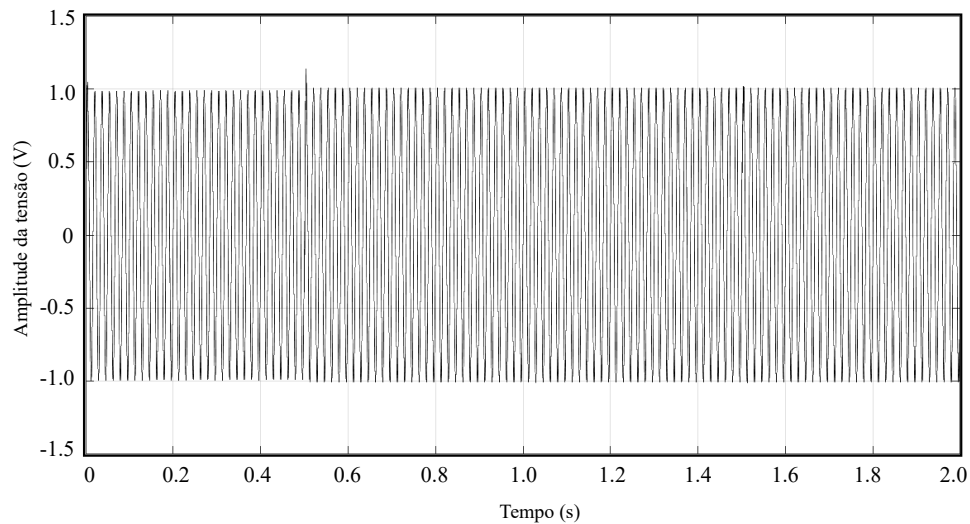


Figura 5.3 – Tensão no PAC após a inserção da fonte de corrente para o primeiro cenário do PAC 3.

A seguir, são apresentados os resultados do cenário 2 para o PAC 3 (três), em que a variação de tensão na rede elétrica é de 0,9 pu.

5.1.2 Cenário 2: Variação de tensão de 0,9 pu

O segundo cenário aplicado ao PAC 3 (três) apresenta um afundamento momentâneo de tensão mais abrupto, na qual o ΔV_{PAC} é de 9 pu. Dessa forma, em 0,5 s V_{PAC} é reduzido de 1 pu para 0,1 pu e se mantêm em afundamento até 1,5 s. A Figura 5.4 ilustra este cenário.

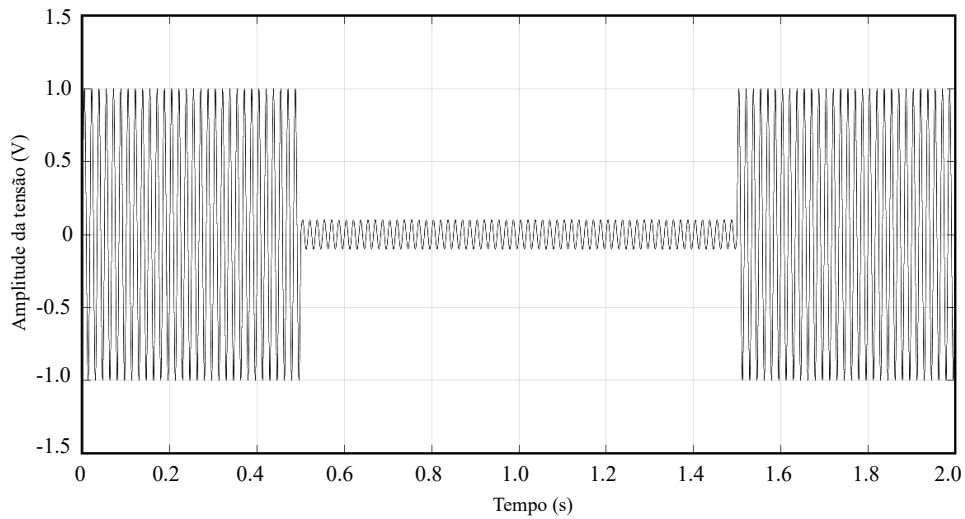


Figura 5.4 – Variação da tensão de entrada de 1 pu para 0,1 pu

A corrente I_m inserida no PAC para compensar este efeito amplitude de 9,36 pu, na qual é mais elevada em relação ao cenário anterior. De maneira semelhante ao tópico anterior, I_m é inserida no período de 0,5 à 1,5 s, conforme é ilustrado na Figura 5.5.

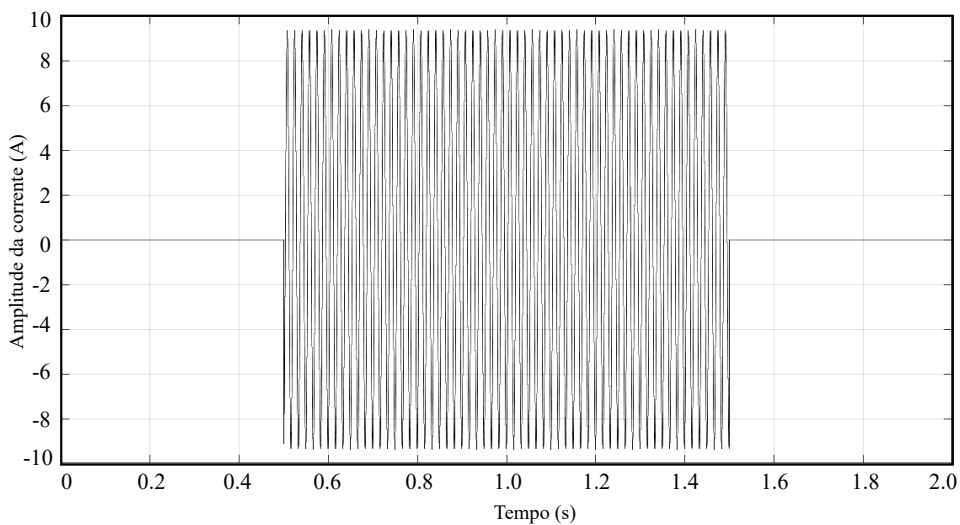


Figura 5.5 – Amplitude da corrente injetada no PAC 3 para o segundo cenário de afundamento de tensão.

O resultado da inserção de I_m na rede elétrica é visto na Figura 5.6 para efeito de compensação do afundamento momentâneo de tensão.

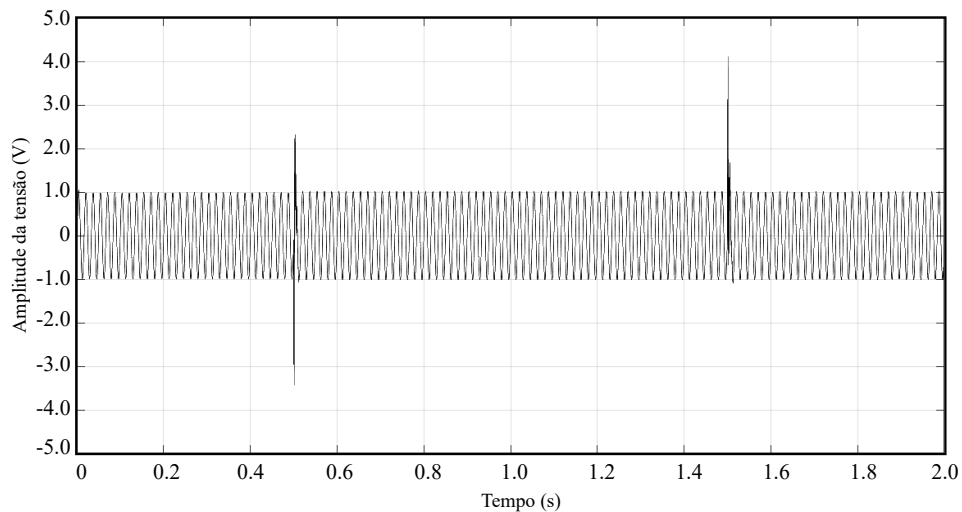


Figura 5.6 – Tensão no PAC 3 após a inserção da fonte de corrente

A mesma metodologia de análise é aplicada aos cenários dos PAC 3 (três) e 7 (sete), descritos a seguir.

5.2 SIMULAÇÃO DA VARIAÇÃO DE TENSÃO NO PONTO 7

5.2.1 Cenário 1: Variação de tensão de 0,1 pu

No primeiro cenário do PAC 7 (sete), o afundamento momentâneo de tensão ocorre no período de 0,5 à 1,0 s, ou seja, o valor da amplitude de tensão da rede elétrica é reduzida de 1 pu para 0,9 pu durante este período, na qual pode ser vista na Figura 5.7.

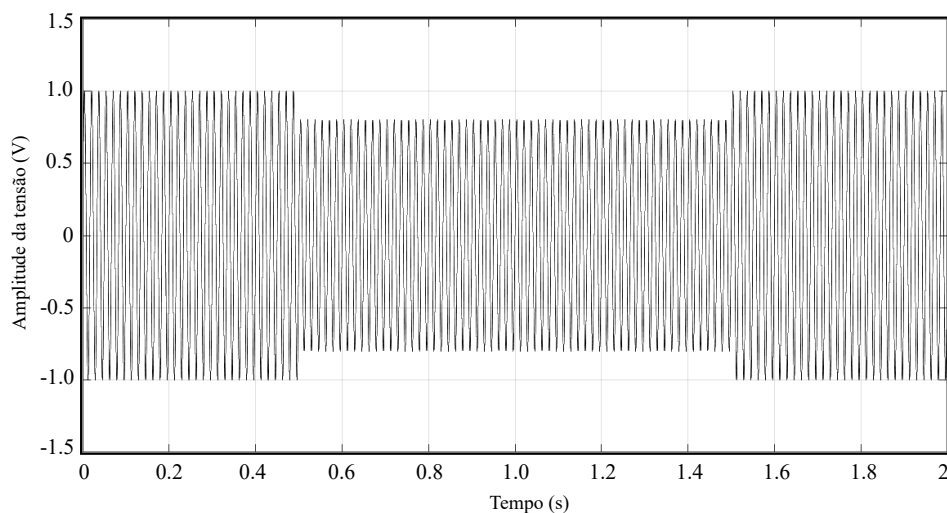


Figura 5.7 – Variação da tensão de entrada de 1pu para 0,9pu para o PAC 7.

Para compensar este efeito a fonte de corrente fornece uma corrente de 0,61 pu com θ_c fico em $-69,36^\circ$ (ver nas Tabelas 5.2 e 5.3). Dessa forma, I_m é ilustrado na Figura 5.8.

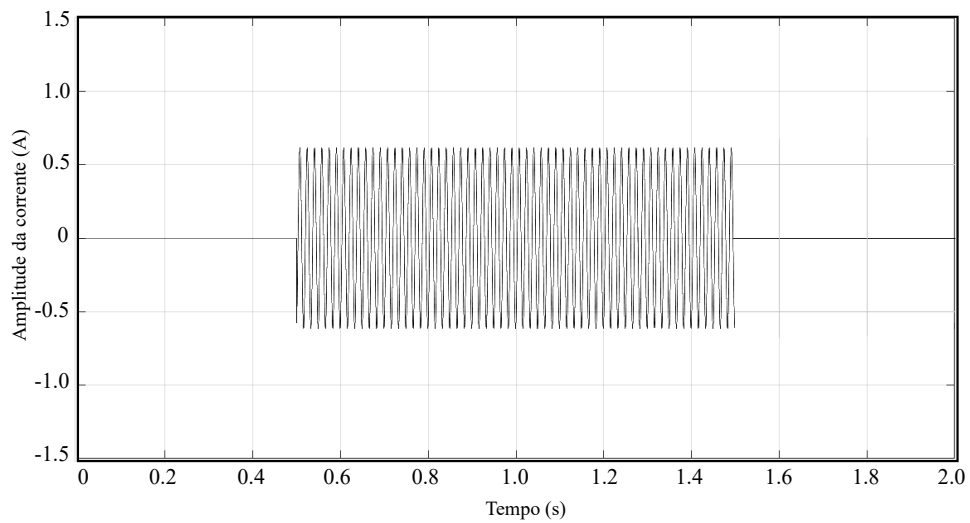


Figura 5.8 – Amplitude da corrente injetada no PAC 7 para o cenário 1.

Na sequência, o resultado da compensação de tensão no PAC pode ser visto na Figura 5.9.

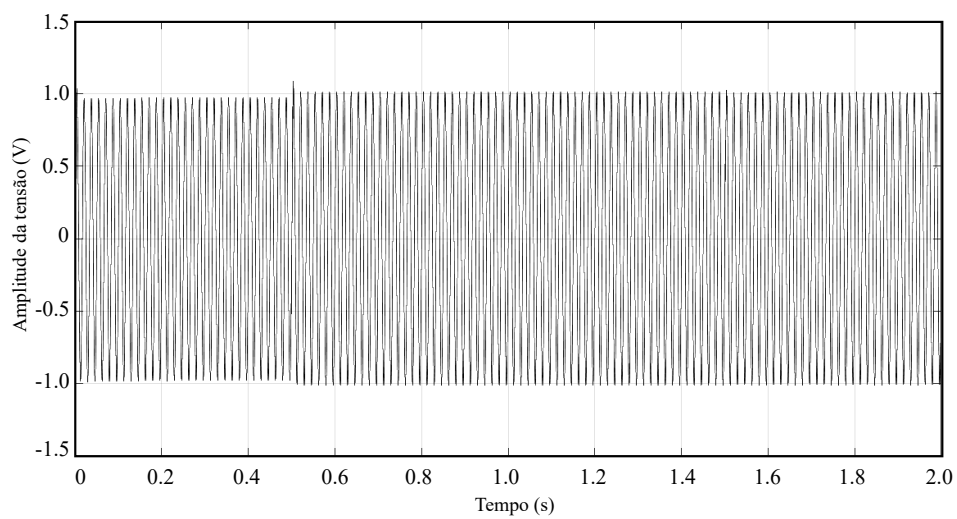


Figura 5.9 – Tensão no PAC 7 após a inserção da fonte de corrente no cenário 1.

5.2.2 Cenário 2: Variação de tensão de 0,9 pu

O segundo cenário aplicado ao PAC 7 (sete) apresenta um afundamento momentâneo de tensão mais abrupto, na qual o ΔV_{PAC} é de 9 pu. Dessa forma, em 0,5 s V_{PAC} é reduzido de 1 pu para 0,1 pu e se mantém em afundamento até 1,5 s. A Figura 5.10 ilustra este cenário.

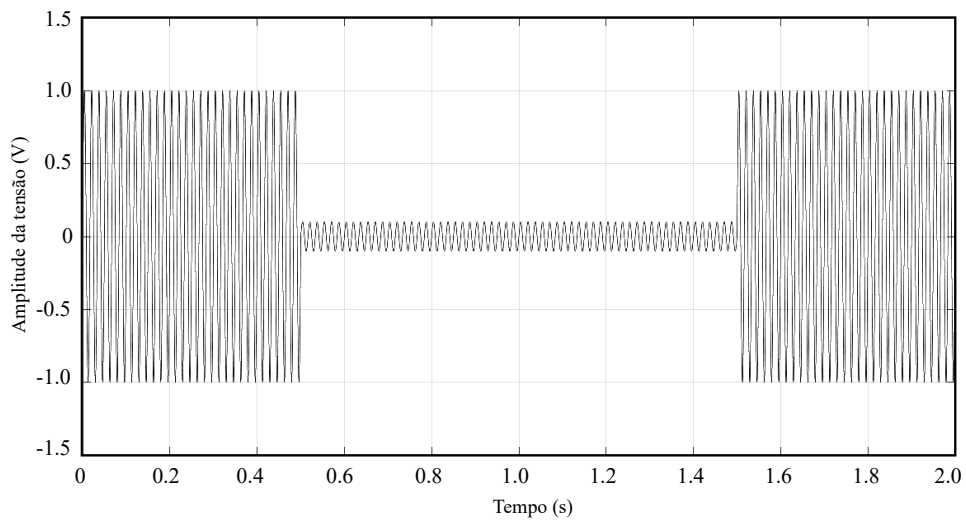


Figura 5.10 – Variação da tensão de entrada de 1 pu para 0,1pu no PAC 7.

A corrente I_m inserida no PAC para compensar este efeito amplitude de 5,52 pu, na qual é mais elevada em relação ao cenário anterior. De maneira semelhante ao tópico anterior, I_m é inserida no período de 0,5 à 1,5 s, conforme é ilustrado na Figura 5.11.

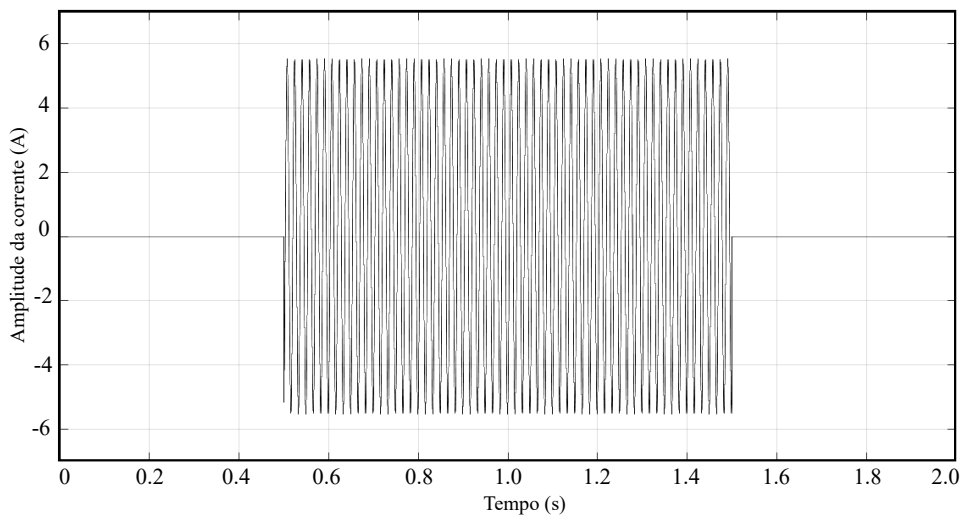


Figura 5.11 – Amplitude da corrente injetada no PAC 7 no cenário 2.

O resultado da inserção de I_m na rede elétrica é visto na Figura 5.12 para efeito de compensação do afundamento momentâneo de tensão.

Em seguida, os dois cenários de afundamento de tensão são aplicados ao PAC 13 (treze) e os resultados são demonstrados a seguir.

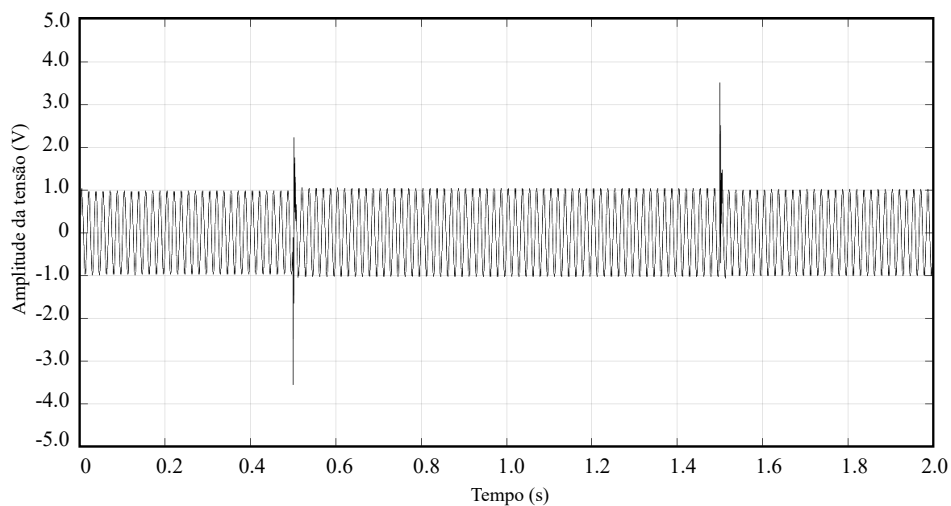


Figura 5.12 – Tensão no PAC 7 após a inserção da fonte de corrente no cenário 2.

5.3 SIMULAÇÃO DA VARIAÇÃO DE TENSÃO NO PONTO 13

5.3.1 Cenário 1: Variação de tensão de 0,1 pu

No primeiro cenário do PAC 13 (treze), o afundamento momentâneo de tensão ocorre no período de 0,5 à 1,0 s, ou seja, o valor da amplitude de tensão da rede elétrica é reduzida de 1 pu para 0,9 pu durante este período, na qual pode ser vista na Figura 5.13

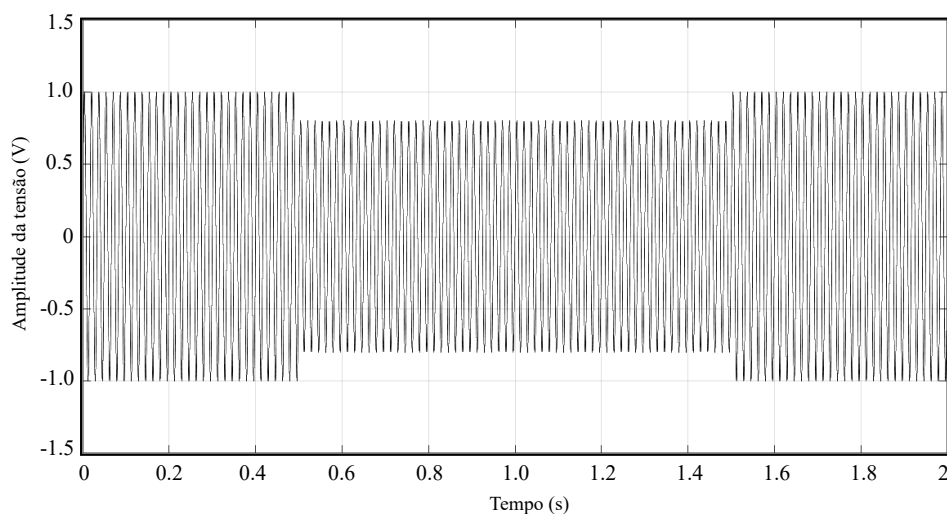


Figura 5.13 – Variação da tensão de entrada de 1pu para 0,9pu no PAC 13 para o cenário 1.

Para efeito de compensação, no período de 0,5 à 1,5 s é inserida uma fonte de corrente com amplitude I_m e ângulo θ_c . Para o PAC 3 (três) o valor calculado de I_m através da Equação 4.3 é de 0,48 pu com o ângulo θ_c fixado em $-58,27^\circ$, nos quais podem ser vistos nas Tabelas 5.2 e 5.3, respectivamente. A amplitude da corrente I_m inserida no PAC pode ser vista na Figura 5.14.

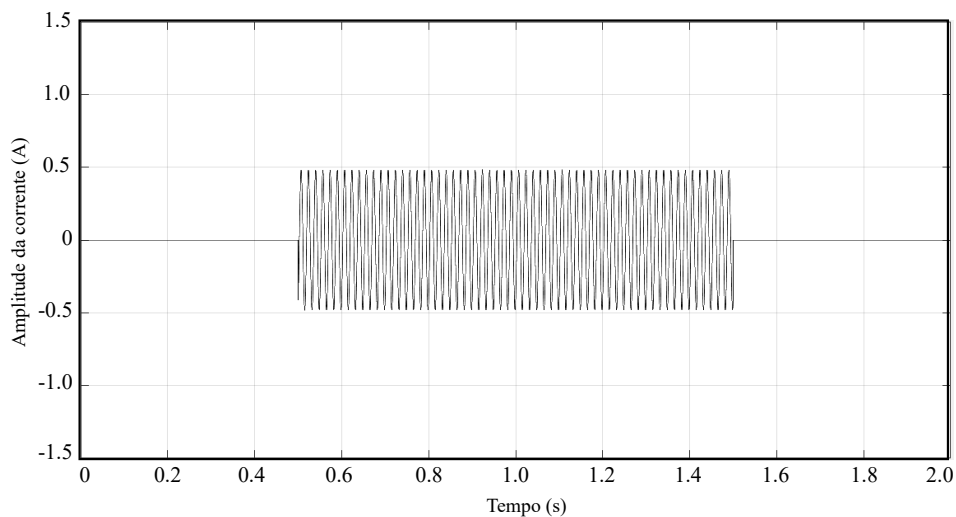


Figura 5.14 – Amplitude da corrente injetada no PAC 13 para o cenário 1.

O resultado que ilustra a compensação do afundamento momentâneo de tensão fornecida pela inserção de I_m no PAC, para um dado θ_c , é descrito na Figura 5.15. Observa-se que o modelo proposto foi capaz de compensar o desequilíbrio de tensão na rede elétrica no período de 1,0 à 1,5 segundos.

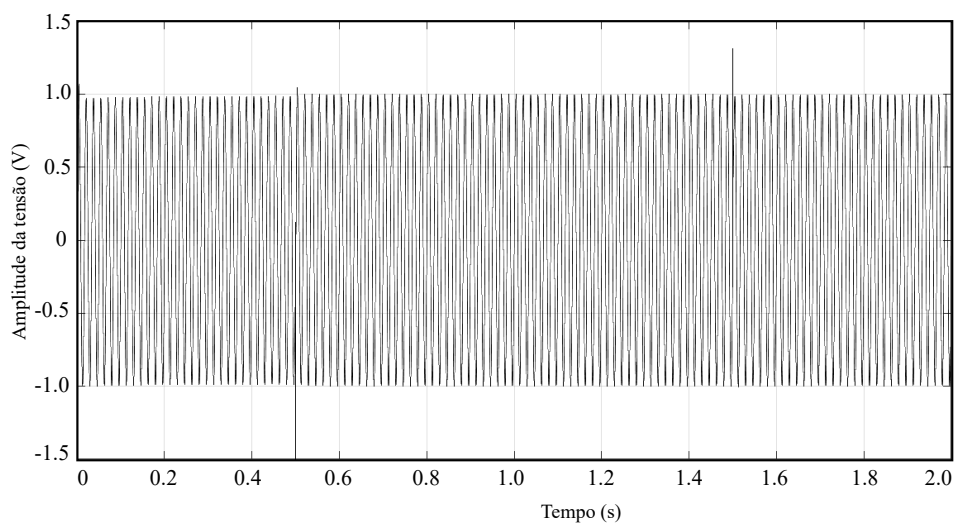


Figura 5.15 – Tensão no PAC 13 após a inserção da fonte de corrente para o cenário 1.

5.3.2 Cenário 2: Variação de tensão de 0,9 pu

O segundo cenário aplicado ao PAC 13 (treze) apresenta um afundamento momentâneo de tensão mais abrupto, na qual o ΔV_{PAC} é de 0,9 pu. Dessa forma, em 0,5 s V_{PAC} é reduzido de 1 pu para 0,1 pu e se mantém em afundamento até 1,5 s. A Figura 5.16 ilustra este cenário.

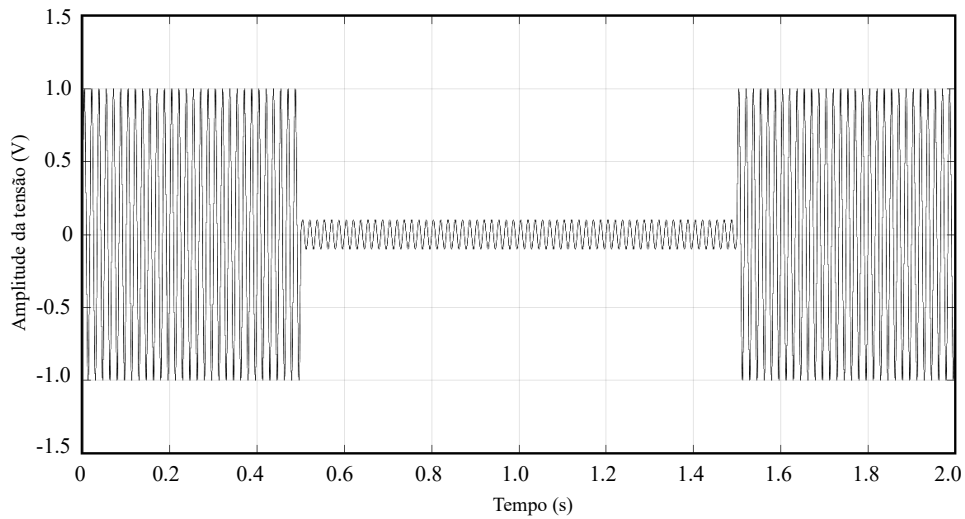


Figura 5.16 – Variação da tensão de entrada de 1pu para 0,1pu no PAC 13 para o cenário 2.

A corrente I_m inserida no PAC para compensar este efeito amplitude de 4,32 pu, com θ_c fixo em $-58,27^\circ$, na qual é mais elevada em relação ao cenário anterior. De maneira semelhante ao tópico anterior, I_m é inserida no período de 0,5 à 1,5 s, conforme é ilustrado na Figura 5.11.

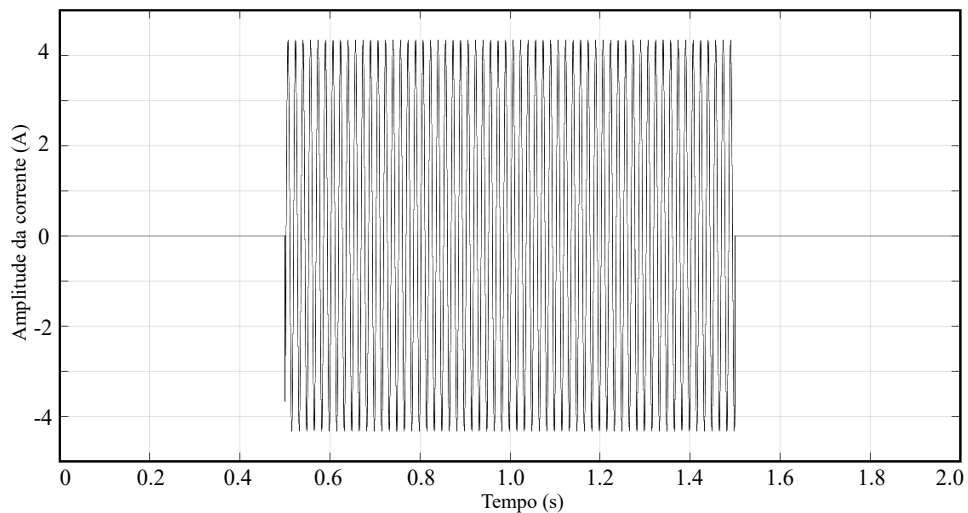


Figura 5.17 – Amplitude da corrente injetada no PAC 13 para o cenário 2.

O resultado da inserção de I_m na rede elétrica é visto na Figura 5.18 para efeito de compensação do afundamento momentâneo de tensão.

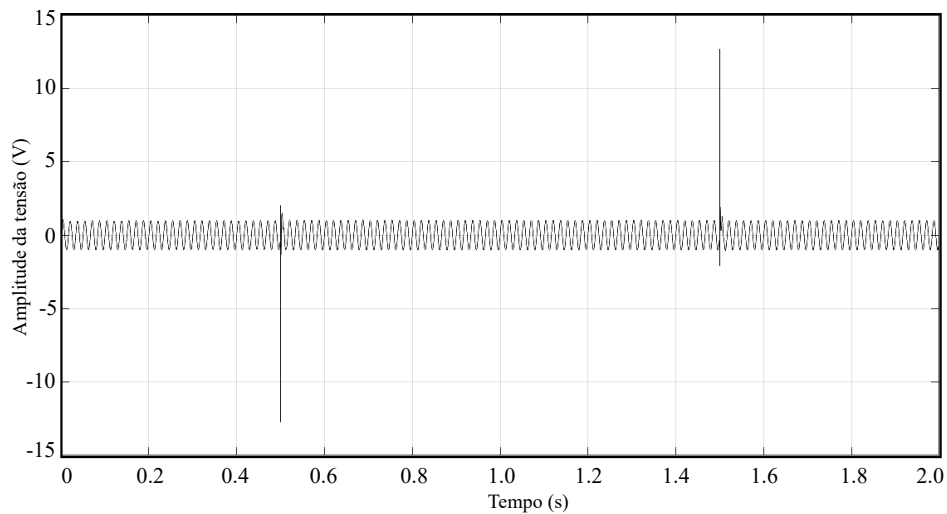


Figura 5.18 – Tensão no PAC 13 após a inserção da fonte de corrente para o cenário 2.

Na Tabela 5.4 podem ser observados de forma mais sucinta, os valores da impedância equivalente em cada PAC, assim como os valores de I_m , de θ_c , da variação de tensão no PAC calculada (ΔV_{PAC_1}), da variação de tensão no PAC medida (ΔV_{PAC_2}) nos resultados simulacionais deste capítulo e do erro (%) calculado entre os valores de ΔV_{PAC_1} e ΔV_{PAC_2} .

Tabela 5.4 – Resultados do cenário de ΔV_{PAC} de 0,1 pu.

	PAC 3	PAC 7	PAC 13
$Z_{(NXN)}(pu)$	0,0215+j0,0937	0,0574+j0,1524	0,1093+j0,1768
I_m (pu)	1,04	0,61	0,48
θ (pu)	-77,07	-69,36	-58,27
$\Delta V_{PAC_1}(pu)$	0,00	0,00	0,00
$\Delta V_{PAC_2}(pu)$	0,00	0,01	0,02
<i>Erro</i> (%)	0	1	2

Observa-se na Tabela 5.4 que os valores de I_m apresentaram variação de acordo com o PAC analisado. O PAC 13 (treze), no qual localiza-se em uma posição intermediária do ramal 2 (dois), apresentou o menor valor de I_m para compensar o ΔV_{PAC} de 0,1 pu. No entanto, o PAC 3 (três) apresentou o maior valor de I_m para realizar esta compensação, estando localizado no início do ramal 1 (um). Além disso, o valor impedância equivalente no PAC PAC 13 (treze) é maior do que no PAC 3 (três). Já o PAC 7 (sete) localiza-se no final do ramal 1 (um) e apresenta valor intermediário de I_m para compensação do afundamento momentâneo de tensão no PAC.

Tabela 5.5 – Resultados do cenário de ΔV_{PAC} de 0,9 pu.

	PAC 3	PAC 7	PAC 13
$Z_{(NXN)}(pu)$	0,0215+j0,0937	0,0574+j0,1524	0,1093+j0,1768
I_m (pu)	9,36	5,52	4,32
θ (pu)	-77,07	-69,36	-58,27
$\Delta V_{PAC_1}(pu)$	0,00	0,00	0,00
$\Delta V_{PAC_2}(pu)$	0,01	0,03	0,01
<i>Erro</i> (%)	0	3	1

A análise dos resultados da Tabela 5.5 é descrita de forma semelhante ao cenário 1. Os valores de I_m apresentaram variação de acordo com o PAC analisado. O PAC 13 (treze), no qual localiza-se em uma posição intermediária do ramal 2 (dois), apresentou o menor valor de I_m para compensar o ΔV_{PAC} de 0,9 pu. Ne entanto, o PAC 3 (três) apresentou o maior valor de I_m para realizar esta compensação, estando localizado no início do ramal 1 (um). Já o PAC 7 (sete) localiza-se no final do ramal 1 (um) e apresenta valor intermediário de I_m para compensação do afundamento momentâneo de tensão no PAC.

Outro parâmetro de análise importante é o pico de tensão nos períodos de transição, ou seja, no período que I_m é inserido na rede elétrica (0,5 s) e o período em que I_m interrompe o seu fornecimento (1,5 s). Estes dois picos são descritos nas Tabelas 5.6 e 5.7, como pico 1 (um) e pico 2 (dois), respectivamente.

Tabela 5.6 – Resultados do pico de tensão para o cenário de 0,1 pu.

	PAC 3	PAC 7	PAC 13
$Z_{(NXN)}(pu)$	0,0215+j0,0937	0,0574+j0,1524	0,1093+j0,1768
Pico 1	1,13	1,08	1,04
Pico 2	1,02	1,02	1,31

Tabela 5.7 – Resultados do pico de tensão para o cenário de 0,9 pu.

	PAC 3	PAC 7	PAC 13
$Z_{(NXN)}(pu)$	0,0215+j0,0937	0,0574+j0,1524	0,1093+j0,1768
Pico 1	2,32	2,22	12,5
Pico 2	4,11	3,50	12,5

Através das Tabelas 5.6 e 5.7, é possível observar que os valores de pico de tensão para o afundamento momentâneo de tensão de 0,9 pu apresentam valores consideravelmente maiores quando comparado ao afundamento de tensão de 0,1 pu.

6 CONCLUSÃO

A GD de energia solar fotovoltaica têm sido uma alternativa promissora na geração de energia elétrica, sendo apontada como um vetor de oportunidade para incremento da participação de fontes renováveis no setor elétrico. Ao longo deste trabalho, foi demonstrado o crescimento significativo da potência fotovoltaica total instalada no mundo e no Brasil, sobretudo na conexão do sistema em paralelo com a rede elétrica, em sistema de distribuição de BT. Nesse sentido, o estudo dos impactos gerados pela alta penetração de GD é de extrema importância, para que seja possível estabelecer soluções para mitigação desses impactos, garantindo assim a QEE e a confiabilidade do sistema elétrico. Uma ampla pesquisa foi realizada com o objetivo de verificar os principais estudos realizados sobre os impactos causados pela conexão das GDs e as técnicas de mitigação utilizadas.

Este trabalho teve como principal objetivo estudar uma rede de distribuição em um sistema de BT com 16 (dezesesseis) PACs, com o intuito de verificar qual o tipo de conexão que a GD pode realizar com a rede elétrica de acordo com a impedância equivalente em cada ponto analisado, assim como a sua localização. De modo geral, o objetivo foi atingido, uma vez que por meio das simulações computacionais realizadas no PSIM[®] foi possível obter resultados interessantes dos impactos causados pela conexão da GD, assim como propor soluções para mitigá-los.

O capítulo 4 apresentou a rede em estudo, assim como a modelagem do sistema, na qual teve como base as Leis de *Kirchhoff* e de *Ohm*, assim como a determinação da impedância equivalente em cada PAC estudados. Foram escolhidos 3 (três) PACs, o primeiro é o PAC 3 (três), situado no início do ramal 1 (um), o segundo é PAC 7 (sete) localizado no final do ramal 1 (um), e por último o ponto 13 (treze), localizado em um PAC com localização intermediária no ramo 2 (dois). A fonte de tensão é $1,0pu$, com frequência de $60Hz$ e a impedância interna é dada por: $Z = 0,0031 + 0,0675i \Omega$, com $R = 3,12 m\Omega$ e $L = 0,17913 mH$. Além disso, com o objetivo de estudar o comportamento de $\Delta_{V_{PAC}}$ em função da amplitude da corrente (I_m) e do ângulo (θ_c), inseridos na rede elétrica, foram desenvolvidos os métodos 1 e 2, nos quais analisam o comportamento de $\Delta_{V_{PAC}}$ em relação a I_m e θ_c , respectivamente.

No módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), foram descritos os limites de afundamento momentâneo de tensão entre 0,1 pu à 0,9 pu em relação a tensão de referência do sistema. O sistema descrito neste trabalho possui tensão de referência de 1 pu e, com base nos limites estabelecidos pelo PRODIST, possui variação de afundamento momentâneo de tensão entre 0,1 e 0,9 pu. As simulações foram realizadas no ambiente computacional do PSIM[®], nas quais foram considerados dois cenários de afundamento momentâneo de tensão, primeiro de 0,1 pu e o segundo de 0,9 pu. Tais cenários foram aplicados em 3 (três) PACs de um sistema elétrico

de distribuição, descritos na Tabela 4.2. Nestes cenários aplicados nos 3 (três) PACs, são ilustrados três resultados: 1) afundamento momentâneo da tensão na rede elétrica de 0,1 pu e de 0,9 pu no período de 0,5 à 1,5 segundos 2) amplitude da fonte de corrente, na qual é inserida no PAC no período de 0,5 à 1,5 segundos, em que representa a GD e 3) ΔV_{PAC} , no qual ilustra o resultado da inserção de I_m no período do afundamento de tensão.

Um aspecto importante no sistema elétrico no que tange a QEE é a confiabilidade, na qual está diretamente relacionada a proteção. Dessa forma, no capítulo 4, foram analisados os picos de tensão nos períodos de transição, ou seja, o primeiro no período que I_m é inserido na rede elétrica (0,5 s) e o segundo no período em que I_m interrompe o seu fornecimento (1,5 s). Logo, através da análise das Tabelas 5.6 e 5.7, nota-se que o pico de tensão está dentro dos limites de proteção para o cenário de afundamento de tensão de 0,1 pu, no entanto, para o afundamento de tensão de 0,9 pu, os picos ultrapassam os limites de proteção em todos os PACs analisados. Este aspecto, ressalta que a conexão da PAC em paralelo com a rede elétrica, é possível de ser implementada para o cenário de afundamento de tensão de 0,1 pu, no que tange os aspectos de proteção do sistema.

A partir dos resultados de I_m , nos quais foram calculados pela Equação 4.3, observa-se que I_m apresenta menor valor no PAC 13 (treze), indicado por 0,48 pu. Dessa forma, realizando o comparativo com os outros 2 (dois) PACs no cenário de afundamento momentâneo de tensão de 0,1 pu, é possível definir que o tipo de conexão indicada para o PAC é a conexão da GD em paralelo com a rede elétrica, devido ao seu nível menor de I_m , necessário para compensação do afundamento. Nesse sentido, o tipo de conexão indicada para os PACs 3 (três) e 7 (sete), é a conexão da GD em série com a rede elétrica, na qual é a mais utilizada em casos de variação de tensão e alta injeção de potência ativa na rede elétrica. No entanto, para o cenário de afundamento de tensão de 0,9 pu, apenas a conexão da GD em série com a rede elétrica é possível de ser implementada, devido aos altos valores requeridos de I_m .

ABSTRACT

The generation of electricity using energy sources such as wind, solar, and biomass has become a reality due to the scarcity of fossil fuels and their increasing cost, environmental problems such as global warming and increased pollution air, as well as economic and political factors. Market growth and government incentives in several countries accelerate and encourage the development of the renewable energy sector. However, studies still need to be carried out to clearly identify the impacts that the insertion of these sources represents for the electric grid. Problems related to QEE, caused by disturbances in the electrical system are becoming more common as the GD is being inserted in the electric grid. The reduction of these disturbances can be done through the use of compensators in series, in parallel, or hybrids compensators. The series compensator is usually used in the compensation of voltage sags (*voltage sags*) and minimization of transient and harmonic voltages, while the parallel compensator guarantees the compensation of current harmonics, in the presence of non-linear loads. Thus, using the PSIM[®] software, a study of the type of connection that must be made between the GD and the electric grid is presented, according to with equivalent impedance in the PAC, of the location of GD, and with levels of voltage variation that each connection is capable of mitigating, as well as aspects of the grid's protection system. The model used presents 16 (sixteen) PACs, in which the PACs 3 (three), 7 (seven) and 13 (thirteen) are studied, located in a distribution grid of BT. Two (2) methods are developed to study the behavior of the voltage variation in the PAC as a function of the current amplitude (I_m and the angle (θ_c) of the GD. The simulation was performed in a scenario of voltage variations of short duration, with the classification of momentary voltage variation and duration less than or equal to three seconds, within the range of 0.1 to 0.9 pu of the reference voltage (1pu). In this way, according to the PACs analyzed, the voltage levels that the appropriate type of connection can safely actuate are defined, ensuring the QEE and the reliable and safe operation of the system.

keywords: Distributed Generation, Electric Power Quality, Renewable Sources, Parallel Compensator, Voltage Disturbances.

REFERÊNCIAS

- ACUNA, P. et al. Improved active power filter performance for renewable power generation systems. *IEEE transactions on power electronics*, IEEE, v. 29, n. 2, p. 687–694, 2013.
- ALQUTHAMI, T.; KUMAR, R. S.; SHAIKH, A. A. Mitigation of voltage rise due to high solar pv penetration in saudi distribution network. *Electrical Engineering*, Springer, p. 1–10, 2020.
- ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica*. [S.l.], 2017.
- ANTUNES, H. M. A. *Conversor Multifuncional Reconfigurável e Tolerantes a Falhas para Microrredes de Energia Elétrica*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Minas Gerais, 2018.
- ARUNMOZHI, R.; AROKIARAJ, J. Series compensation technique based energy management at micro-grid. In: IEEE. *2016 International Conference on Emerging Trends in Engineering, Technology and Science (ICETETS)*. [S.l.], 2016. p. 1–5.
- BAJAJ, M.; RANA, A. S. Harmonics and reactive power compensation of three phase induction motor drive by photovoltaic-based dstatcom, smart science, 6: 4, 319-329. DOI, v. 10, n. 23080477.2018, p. 1505114, 2018.
- BALAMURUGAN, K.; SRINIVASAN, D.; REINDL, T. Impact of distributed generation on power distribution systems. *Energy Procedia*, Elsevier, v. 25, p. 93–100, 2012.
- BARRIVIERA, R. *Condicionador unificado de qualidade de energia utilizado para compensação ativa de potência em redes de distribuição*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2019.
- BOUAFIA, S. et al. Second order sliding mode control of three-level four-leg dstatcom based on instantaneous symmetrical components theory. *Energy Systems*, Springer, v. 9, n. 1, p. 79–111, 2018.
- BRAUN-GRABOLLE, P. *A integração de sistemas solares fotovoltaicos em larga escala no sistema elétrico de distribuição urbana*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Santa Catarina, 2010.
- CAMPANHOL, L. B. G. *Filtro ativo de potência paralelo utilizando inversores monofásicos full-bridge aplicado em sistemas trifásicos a quatro-fios*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2012.
- CAMPANHOL, L. B. G. *Sistema fotovoltaico trifásico de único estágio conectado a sistemas de geração distribuída operando como condicionador de qualidade de energia unificado usando uma estratégia dual de compensação ativa de potência*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2019.
- CHAWLA, M. et al. Distribution bus voltage control using dvr under the supply frequency variations. In: IEEE. *2006 IEEE Power India Conference*. [S.l.], 2006. p. 6–pp.

- CHILIPI, R. R.; SINGH, B.; MURTHY, S. Performance of a self-excited induction generator with dstatcom-dtc drive-based voltage and frequency controller. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, IEEE, v. 29, n. 3, p. 545–557, 2014.
- CHOI, W. et al. New configuration of multifunctional grid-connected inverter to improve both current-based and voltage-based power quality. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 54, p. 6374–6382, July 2018.
- CHOI, W.; LEE, W.; SARLIOGLU, B. Performance evaluation of shunt-series switched multi-functional grid-connected inverter for voltage regulatin. *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, p. 2996–3003, Oct 2017.
- CHOI, W.; SARLIOGLU, B. Commutation strategy of reconfigurable grid connected inverter to improve power quality. *International Conference on Power Electronics and ECCE Asia (ICPE 2019 - ECCE Asia)*, v. 13, p. 1407–1412, May 2019.
- _____. Comparative analysis on performance of powerquality improvement of grid-connected inverters. *2019 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, IEEE, p. 4281–4286, 2019.
- DAVDA, A. T.; PAREKH, B. R. System impact analysis of renewable distributed generation on an existing radial distribution network. *IEEE Electrical Power and Energy Conference*, v. 26, p. 128–132, Oct 2012.
- ENCARNAÇÃO, L. F. Compensador síncrono estático multinível em média tensão para sistemas de distribuição. *Universidade Federal do Rio de Janeiro, Tese de Doutorado*, 2009.
- FALAGHI, H.; HAGHIFAM, M.-R. Distributed generation impacts on electric distribution systems reliability: Sensitivity analysis. *The International Conference on "Computer as a Tool - EUROCON*, p. 1465–1468, Novembro 2005.
- FONSECA, L. C. d. A. *Estudo de qualidade da energia: dimensionamento de um restaurador dinâmico de tensão*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Pernambuco, 2003.
- FRANCA, G. J. *Desenvolvimento de compensador série para mitigação harmônica distribuída e correção dinâmica de fator de potência*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Minas Gerais, 2013.
- GAYATRI, M.; PARIMI, A. M.; KUMAR, P. Application of dynamic voltage restorer in microgrid for voltage sag/swell mitigation. *2015 IEEE Power, Communication and Information Technology Conference (PCITC)*, October 2015.
- GONÇALVES, A. F. Q. *Sistema de geração distribuída controlado em tensão e potência e utilizado de forma isolada ou conectada à rede de distribuição*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2015.
- GRADY, W.; SAMOTYJ, M.; NOYOLA, A. Minimizing network harmonic voltage distortion with an active power line conditioner. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 6, n. 4, p. 1690–1697, 1991.
- HALES, D. *Renewables 2020 Global Status Report*. [S.l.], 2020.

- HAN, X. et al. Advanced dynamic voltage restorer to improve power quality in microgrid. In: IEEE. *2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting*. [S.l.], 2013. p. 1–5.
- HAQUE, M. M.; WOLFS, P. A review of high pv penetrations in lv distribution networks: Present status, impacts and mitigation measures. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 62, p. 1195–1208, 2016.
- HASHEMI, M.; AGELIDIS, V. Evaluation of voltage regulation mitigation methods due to high penetration of pv generation in residential areas. In: IEEE. *2013 International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*. [S.l.], 2013. p. 1180–1189.
- HASHEMI, S.; OSTERGAARD, J. Methods and strategies for overvoltage prevention in low voltage distribution systems with pv. *IET Renewable power generation*, IET, v. 11, n. 2, p. 205–214, 2016.
- HU, J. et al. Voltage stabilization: A critical step toward high photovoltaic penetration. *IEEE Industrial Electronics Magazine*, IEEE, v. 13, n. 2, p. 17–30, 2019.
- IM, J.-H.; SONG, S.-H.; PARK, C.-S. Maintaining pcc voltage in a distributed generation system even during power output fluctuation and unbalanced voltage conditions. *9th International Conference on Power Electronics and ECCE Asia (ICPE-ECCE Asia)*, v. 9, p. 2520–2526, July 2015. ISSN 2150-6086.
- IQBAL, F.; KHAN, M. T.; SIDDIQUI, A. S. Optimal placement of dg and dstatcom for loss reduction and voltage profile improvement. *Alexandria Engineering Journal*, Elsevier, v. 57, n. 2, p. 755–765, 2018.
- JAIN, A.; BEHAL, A.; JOSHI, K. Voltage regulation with statcoms: modeling control and results. *Power Delivery IEEE Transactions on*, IEEE, v. 2, p. 726–735, 2006.
- JAIN, A.; BEHAL, A.; MOHAN, N. System modeling and control design for fast voltage regulation using statcoms. *Industrial Electronics Society 2003. IECON '03. The 29th Annual Conference of the IEEE*, IEEE, v. 1, p. 538–543, 2003.
- JAIN, A. et al. Nonlinear controllers for fast voltage regulation using statcoms. *Control Systems Technology IEEE Transactions on*, IEEE, v. 12, p. 827–842, 2004.
- KUMAR, C.; MISHRA, M. K. A voltage-controlled dstatcom for power-quality improvement. *IEEE transactions on power delivery*, IEEE, v. 29, n. 3, p. 1499–1507, 2014.
- LEI, E. et al. An improved transformer winding tap injection dstatcom topology for medium-voltage reactive power compensation. *IEEE Transactions on Power Electronics*, IEEE, v. 33, n. 3, p. 2113–2126, 2017.
- LIANG, X. Emerging power quality challenges due to integration of renewable energy sources. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 53, p. 855–866, March-April 2017. ISSN 1939-9367.
- LIMA, M. C. et al. Analysis of distributed generation impacts and sensitivity indexes based on voltage, impedance and power factor. *XXII Congresso Brasileiro de Automática*, 2020.

- LIU, Y.; CHOI, S. Voltage quality enhancement of grid-connected wind turbine generation system through series compensation: A probabilistic approach. In: IEEE. *2009 IEEE International Conference on Control and Automation*. [S.l.], 2009. p. 1687–1691.
- MANGARAJ, M.; PANDA, A. K. Dstatcom deploying cgbp based icos ϕ neural network technique for power conditioning. *Ain Shams Engineering Journal*, Elsevier, v. 9, n. 4, p. 1535–1546, 2018.
- MIRANDA, R. F. C. Análise da inserção de geração distribuída de energia solar fotovoltaica no setor residencial brasileiro. *Universidade Federal do Rio de Janeiro: Rio de Janeiro, Brazil*, 2013.
- MISHRA, M. K.; GHOSH, A.; JOSHI, A. Operation of a dstatcom in voltage control mode. *IEEE transactions on power delivery*, IEEE, v. 18, n. 1, p. 258–264, 2003.
- MISHRA, M. K.; JOSHI, A.; GHOSH, A. Control schemes for equalization of capacitor voltages in neutral clamped shunt compensator. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 18, n. 2, p. 538–544, 2003.
- MISHRA, M. K.; KARTHIKEYAN, K.; LINASH, P. A development and implementation of dsp based dstatcom to compensate unbalanced nonlinear loads. In: IEEE. *2006 IEEE Power India Conference*. [S.l.], 2006. p. 8–pp.
- MONTEIRO, L. *Contribuições para otimização de desempenho do condicionador UPQC (unified power quality conditioner)*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2008.
- MYNENI, H.; KUMAR, G. S.; SREENIVASARAO, D. Adaptive dc-link voltage regulation for dstatcom under load variations. In: IEEE. *2016 IEEE Region 10 Conference (TENCON)*. [S.l.], 2016. p. 2909–2913.
- NETO, A. Filtros ativos paralelos aplicados a sistemas elétricos trifásicos a quatro fios. *Universidade Estadual de Londrina*, 2009.
- NUNES, E. A. de F. *Análise de impactos na rede de distribuição de energia elétrica decorrentes da inserção de sistemas de geração fotovoltaicos*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN), 2017. Mestrado em Engenharia Elétrica.
- REDDY, G. S.; SINGH, R. Distributed generation based dynamic voltage restorer. IET, 2007.
- RENDERS, B. et al. Distributed generation for mitigating voltage dips in low-voltage distribution grids. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 23, p. 1581–1588, June 2008. ISSN 1937-4208.
- REZENDE, J. O. et al. Geração distribuída: legislação brasileira, perspectivas e estudos de casos via atp. Universidade Federal de Uberlândia, 2015.
- SATPATHY, G.; PATNAIK, P.; DE, D. Shunt compensation with reduced dc bus voltage using modulation margin controller. In: IEEE. *2017 14th IEEE India Council International Conference (INDICON)*. [S.l.], 2017. p. 1–6.

- SEVERINO, M. M.; CAMARGO, I. M. de T.; OLIVEIRA, M. A. G. de. Geração distribuída: Discussão conceitual e nova definição. *Revista Brasileira de Energia*, p. 47–69, 2008.
- SHALINI, P.; KEERTHIVASAN, M. et al. Voltage sag compensation using distribution static compensator (dstatcom). *International Journal Of Advances In Signal And Image Sciences*, v. 1, n. 1, p. 19–28, 2015.
- SHAYANI, R. A. *Método para determinação do limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em redes radiais de distribuição*. Dissertação (Mestrado) — Universidade de Brasília (UnB), 2010. Mestrado em Engenharia Elétrica.
- SINGH, B. et al. Variable step learning control algorithm for vsc based shunt compensator. In: IEEE. *2013 4th IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*. [S.l.], 2013. p. 1–7.
- SINGH, M. et al. Grid interconnection of renewable energy sources at the distribution level with power-quality improvement features. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 26, p. 307–315, Jan 2011. ISSN 1937-4208.
- SOMSAI, k.; KULWORAWANICHPONG, T.; VORAPHONPIPUT, N. Modeling and nonlinear control of statcoms for fast voltage regulation. *American Control Conference, IEEE*, v. 2, p. 1295–1300, 2005.
- SOMSAI, K.; KULWORAWANICHPONG, T.; VORAPHONPIPUT, N. Steady-state performance of d-statcom for load voltage regulation. In: IEEE. *2012 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*. [S.l.], 2012. p. 1–4.
- TAN, K.-H. et al. A distribution static compensator using a fcn-amf controller for power quality improvement and dc-link voltage regulation. *Energies, Multidisciplinary Digital Publishing Institute*, v. 11, n. 8, p. 1996, 2018.
- TONG, X. et al. Dc voltage follow-up control for mitigating the power fluctuation of distributed generation. *IECON 2017 - 43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, p. 6380–6383, December 2017.
- VARMA, R. K.; AUDDY, S.; SEMSEDINI, Y. Mitigation of subsynchronous resonance in a series-compensated wind farm using facts controllers. *IEEE transactions on power delivery, IEEE*, v. 23, n. 3, p. 1645–1654, 2008.
- VIEIRA, D. *Método para determinação do tipo de incentivo regulatório à geração distribuída solar fotovoltaica que potencializa seus benefícios técnicos na rede*. 2016.
- WOODLEY, N. H.; MORGAN, L.; SUNDARAM, A. Experience with an inverter-based dynamic voltage restorer. *IEEE Transactions on Power Delivery, IEEE*, p. 1181–1186, 1999.
- W.SRISONGKRAM et al. Analysis and control of shunt-compensator for mitigating unbalanced voltages. *Australasian Universities Power Engineering Conference, IEEE*, p. 1–5, 2007.

7 ANEXOS

7.1 VALORES DE ΔV_{PAC} EM FUNÇÃO DA VARIAÇÃO DE I_m DO PONTO 07

Tabela 7.1 – Valores de ΔV_{PAC} em função da variação de I_m no PAC 7

I_m (A)	V_{PAC} (V)	ΔV_{PAC_1} (V)	I_m (A)	V_{PAC} (V)	ΔV_{PAC_1} (V)
0,2	0,9814	0,0186	5,2	0,6027	0,3973
0,4	0,9567	0,0433	5,4	0,6058	0,3942
0,6	0,9318	0,0682	5,6	0,6103	0,3897
0,8	0,9072	0,0928	5,8	0,6164	0,3836
1,0	0,8831	0,1169	6,0	0,6247	0,3753
1,2	0,8596	0,1404	6,2	0,6346	0,3654
1,4	0,8366	0,1634	6,4	0,6451	0,3549
1,6	0,8142	0,1858	6,6	0,6576	0,3424
1,8	0,7927	0,2073	6,8	0,6713	0,3287
2,0	0,7719	0,2281	7,0	0,6865	0,3135
2,2	0,7519	0,2481	7,2	0,7029	0,2971
2,4	0,7328	0,2672	7,4	0,7202	0,2798
2,6	0,7148	0,2852	7,6	0,7387	0,2613
2,8	0,6977	0,3023	7,8	0,7577	0,2423
3,0	0,6819	0,3181	8,0	0,7784	0,2216
3,2	0,6671	0,3329	8,2	0,7991	0,2009
3,4	0,6537	0,3463	8,4	0,8211	0,1789
3,6	0,6418	0,3582	8,6	0,8436	0,1564
3,8	0,6311	0,3689	8,8	0,8667	0,1333
4,0	0,6219	0,3781	9,0	0,8902	0,1098
4,2	0,6143	0,3857	9,2	0,9146	0,0854
4,4	0,6087	0,3913	9,4	0,9393	0,0607
4,6	0,6046	0,3954	9,6	0,9648	0,0352
4,8	0,6021	0,3979	9,8	0,9902	0,0098
5,0	0,6017	0,3983	10,0	1,0000	-0,0162

7.2 VALORES DE ΔV_{PAC} EM FUNÇÃO DA VARIAÇÃO DE I_m NO PAC 13

Tabela 7.2 – Valores de ΔV_{PAC} em função da variação de I_m

I_m (A)	V_{PAC} (V)	ΔV_{PAC} (V)	I_m (A)	V_{PAC} (V)	ΔV_{PAC} (V)
0,2	0,9747	0,0253	5,2	0,9959	0,0041
0,4	0,9541	0,0459	5,4	1,0192	-0,0192

Continuação da Tabela 7.2 da página anterior

I_m (A)	V_{PAC} (V)	ΔV_{PAC} (V)	I_m (A)	V_{PAC} (V)	ΔV_{PAC} (V)
0,6	0,9350	0,0650	5,6	1,0434	-0,0434
0,8	0,9171	0,0829	5,8	1,0686	-0,0686
1,0	0,9010	0,0990	6,0	1,0952	-0,0952
1,2	0,8865	0,1135	6,2	1,1221	-0,1221
1,4	0,8737	0,1263	6,4	1,1501	-0,1501
1,6	0,8628	0,1372	6,6	1,1792	-0,1792
1,8	0,8536	0,1464	6,8	1,2087	-0,2087
2,0	0,8462	0,1538	7,0	1,2393	-0,2393
2,2	0,8413	0,1587	7,2	1,2702	-0,2702
2,4	0,8381	0,1619	7,4	1,3018	-0,3018
2,6	0,8371	0,1629	7,6	1,3341	-0,3341
2,8	0,8380	0,1620	7,8	1,3667	-0,3667
3,0	0,8411	0,1589	8,0	1,3995	-0,3995
3,2	0,8505	0,1495	8,2	1,4328	-0,4328
3,4	0,8417	0,1583	8,4	1,4671	-0,4671
3,6	0,8625	0,1375	8,6	1,5013	-0,5013
3,8	0,8732	0,1268	8,8	1,5362	-0,5362
4,0	0,8859	0,1141	9,0	1,571	-0,571
4,2	0,9005	0,0995	9,2	1,6064	-0,6064
4,4	0,9168	0,0832	9,4	1,6424	-0,6424
4,6	0,9344	0,0656	9,6	1,6775	-0,6775
4,8	0,9534	0,0466	9,8	1,7138	-0,7138
5,0	0,9740	0,0260	10,0	1,7500	-0,0162

7.3 RESULTADOS DE ΔV_{PAC} COM INFLUÊNCIA DE θ_c NO PAC 7

Tabela 7.3 – Resultados de ΔV_{PAC} com influência de θ_c no ponto 07

I_m (A)	V_{PAC} (V)	ΔV_{PAC} (V)	I_m (A)	V_{PAC} (V)	ΔV_{PAC} (V)
-2,70	323,00	8,00	2,70	317,60	2,60
-20,00	338,80	23,80	20,00	300,50	-14,50
-40,00	355,00	40,00	40,00	282,00	-33,00
-60,00	365,40	50,40	60,00	267,40	-47,60
-80,00	371,20	56,20	80,00	259,30	-55,70
-100,00	371,20	56,20	100,00	259,30	-55,70
-120,00	365,40	50,40	120,00	267,30	-47,70
-140,00	354,30	39,30	140,00	281,80	-33,20
-160,00	338,70	23,70	160,00	300,30	-14,70

Continuação da Tabela 7.3 da página anterior

I_m (A)	V_{PAC} (V)	ΔV_{PAC} (V)	I_m (A)	V_{PAC} (V)	ΔV_{PAC} (V)
-180,00	320,10	5,10	180,00	320,10	5,10
-200,00	300,30	-14,70	200,00	338,70	23,70
-220,00	281,90	-33,10	220,00	354,20	39,20
-240,00	267,30	-47,70	240,00	365,40	50,40
-260,00	259,30	-55,70	260,00	371,20	56,20
-280,00	259,30	-55,70	280,00	371,20	56,20
-300,00	267,40	-47,60	300,00	365,40	50,40
-320,00	282,00	-33,00	320,00	354,40	39,40
-340,00	300,50	-14,50	340,00	338,80	23,80
-360,00	320,20	5,20	360,00	320,20	5,20

7.4 RESULTADOS DE ΔV_{PAC} COM INFLUÊNCIA DE Θ_c NO PAC 13

Tabela 7.4 – Resultados de ΔV_{PAC} com influência de Θ_c no ponto 13

I_m (A)	V_{PAC} (V)	ΔV_{PAC} (V)	I_m (A)	V_{PAC} (V)	ΔV_{PAC} (V)
-2,7	411,9	99,9	2,7	411,6	99,6
-20,0	408,5	96,5	20,0	406	94,0
-40,0	396,2	84,2	40,0	391,4	79,4
-60,0	375,6	63,6	60,0	368,8	56,8
-80,0	348,2	36,2	80,0	339,8	27,8
-100,0	315,7	3,7	100,0	306,5	-5,5
-120,0	281,2	-30,8	120,0	272,1	-39,9
-140,0	249,0	-63,0	140,0	241,3	-70,7
-160,0	224,3	-87,7	160,0	219,7	-92,3
-180,0	213,5	-98,5	180,0	213,4	-98,6
-200,0	219,8	-92,2	200,0	224,2	-87,8
-220,0	241,2	-70,8	220,0	248,9	-63,1
-240,0	272,1	-39,9	240,0	281,2	-30,8
-260,0	306,5	-5,5	260,0	315,7	3,7
-280,0	339,8	27,8	280,0	348,2	36,2
-300,0	368,8	56,8	300,0	375,6	63,6
-320,0	391,4	79,4	320,0	396,2	84,2
-340,0	406,0	94,0	340,0	408,5	96,5
-360,0	411,8	99,8	360,0	411,8	99,8

7.5 VARIAÇÃO DE ΔV_{PAC} COM OS ÂNGULOS CALCULADOS DO MODELO PROPOSTO PARA O PONTO 07

Tabela 7.5 – Cálculo de θ_c de acordo ΔV_{PAC_1} no PAC 7.

ΔV_{PAC_1} (V)	θ_c	V_{PAC} (V)	ΔV_{PAC_2} (V)	Erro (%)
-90,00	7,00	1,9884	-0,9884	114,12
-85,00	6,88	1,9989	-0,9989	114,51
-80,00	6,75	2,0053	-1,0053	114,89
-75,00	6,62	2,0080	-1,0080	115,22
-70,00	6,48	2,0066	-1,0066	115,53
-65,00	6,33	2,0019	-1,0019	115,82
-60,00	6,18	1,9928	-0,9928	116,06
-55,00	6,02	1,9807	-0,9807	116,29
-50,00	5,84	1,9640	-0,9640	116,50
-45,00	5,66	1,9440	-0,9440	116,67
-40,00	5,47	1,9204	-0,9204	116,82
-35,00	5,20	1,8928	-0,8928	117,16
-30,00	5,02	1,8617	-0,8617	117,16
-25,00	4,76	1,8271	-0,8271	117,37
-20,00	4,47	1,7885	-0,7885	117,63
-15,00	4,12	1,7477	-0,7477	118,14
-10,00	3,70	1,7026	-0,7026	118,982
-5,00	3,14	1,6542	-0,6542	120,83
0,00	2,06	1,6035	-0,6035	129,29
5,00	2,40	1,5491	-0,5491	122,87
10,00	3,13	1,4922	-0,4922	115,72
15,00	3,65	1,4319	-0,4319	111,83
20,00	4,01	1,3685	-0,3685	109,18
25,00	4,33	1,3038	-0,3038	107,01
30,00	4,61	1,2354	-0,2354	105,10
35,00	4,87	1,1658	-0,1658	103,40
40,00	5,09	1,0929	-0,0929	101,82
45,00	5,30	1,0188	-0,0188	100,35
50,00	5,50	0,9425	0,0575	98,95
55,00	5,68	0,8638	0,1362	97,60
60,00	5,85	0,7844	0,2156	96,31
65,00	6,01	0,7029	0,2971	95,05
70,00	6,16	0,6204	0,3796	93,83
75,00	6,30	0,5364	0,4636	92,64

Continuação da Tabela 7.5 da página anterior

ΔV_{PAC_1} (V)	θ_c	V_{PAC} (V)	ΔV_{PAC_2} (V)	Erro (%)
80,00	6,44	0,4515	0,5485	91,48
85,00	6,58	0,3658	0,6342	90,36
90,00	6,70	0,2793	0,7207	89,24

7.6 VARIAÇÃO DE ΔV_{PAC} COM OS ÂNGULOS CALCULADOS DO MODELO PROPOSTO PARA O PONTO 13

Tabela 7.6 – Cálculo de θ_c de acordo ΔV_{PAC_1} no PAC 13.

ΔV_{PAC_1} (V)	θ_c	V_{PAC} (V)	ΔV_{PAC_2} (V)	Erro (%)
-90,00	7,02	1,9455	-0,9455	113,46
-85,00	6,90	1,9628	-0,9628	113,95
-80,00	6,77	1,9759	-0,9759	114,41
-75,00	6,63	1,9852	-0,9852	114,85
-70,00	4,49	1,9914	-0,9914	122,08
-65,00	6,34	1,9941	-0,9941	115,67
-60,00	6,19	1,9924	-0,9924	116,03
-55,00	6,02	1,9872	-0,9872	116,39
-50,00	5,85	1,9771	-0,9771	116,70
-45,00	5,66	1,9646	-0,9646	117,04
-40,00	5,46	1,9479	-0,9479	117,36
-35,00	5,24	1,9274	-0,9274	117,69
-30,00	4,34	1,9038	-0,9038	120,82
-25,00	4,74	1,8762	-0,8762	118,48
-20,00	4,44	1,8448	-0,8448	119,02
-15,00	4,10	1,8101	-0,8101	119,75
-10,00	3,67	1,7720	-0,772	121,03
-5,00	3,09	1,7301	-0,7301	123,62
0,00	1,99	1,6852	-0,6852	134,43
5,00	2,71	1,6362	-0,6362	123,47
10,00	3,36	1,5859	-0,5859	117,43
15,00	3,82	1,5311	-0,5311	113,90
20,00	4,19	1,4748	-0,4748	111,33
25,00	4,35	1,4150	-0,415	109,54
30,00	4,64	1,3519	-0,3519	107,58
35,00	4,90	1,2873	-0,2873	105,86
40,00	5,13	1,2192	-0,2192	104,27
45,00	5,34	1,1494	-0,1494	102,79

Continuação da Tabela 7.6 da página anterior

ΔV_{PAC_1} (V)	θ_c	V_{PAC} (V)	ΔV_{PAC_2} (V)	Erro (%)
50,00	5,54	1,0776	-0,0776	101,40
55,00	5,72	1,0035	-0,0035	100,06
60,00	5,90	0,9273	0,0727	98,76
65,00	6,06	0,8493	0,1507	97,51
70,00	6,21	0,7699	0,2301	96,29
75,00	6,36	0,6888	0,3112	95,106
80,00	6,50	0,6068	0,3932	93,95
85,00	6,64	0,5235	0,4765	92,82
90,00	6,82	0,4390	0,561	91,775