

UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA
DEPARTAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Carine Flávia dos Reis

**Avaliação de Estratégias para o Controle de Tensão na Operação de
Microgrids em Regime Permanente**

Juiz de Fora

2023

Carine Flávia dos Reis

**Avaliação de Estratégias para o Controle de Tensão na Operação de
Microgrids em Regime Permanente**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador: Prof. João Alberto Passos Filho, D.Sc.

Juiz de Fora

2023

Ficha catalográfica elaborada através do Modelo Latex do CDC da UFJF
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

dos Reis, Carine Flávia .

Avaliação de Estratégias para o Controle de Tensão na Operação de
Microgrids em Regime Permanente / Carine Flávia dos Reis. – 2023.

131 f. : il.

Orientador: Prof. João Alberto Passos Filho, D.Sc.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Depar-
tamento de Energia Elétrica. Programa de Pós-Graduação em Engenharia
Elétrica, 2023.

1. Microrredes. 2. Inversores. 3. Fluxo de Potência. 4. Controle
Secundário de Tensão. I. Passos Filho, João Alberto, orient. II. Título.

Carine Flávia dos Reis

Avaliação de Estratégias para o Controle de Tensão na Operação de Microgrids em Regime Permanente

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Aprovada em 08 de setembro de 2023.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. João Alberto Passos Filho - Orientador

Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Dr. Bráulio César de Oliveira

Universidade Federal do Rio de Janeiro

Prof. Dr. Igor Delgado de Melo

Universidade Federal de Juiz de Fora

Juiz de Fora, 07/08/2023.



Documento assinado eletronicamente por **Joao Alberto Passos Filho, Coordenador(a)**, em 08/09/2023, às 12:34, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Igor Delgado de Melo, Professor(a)**, em 08/09/2023, às 15:36, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Bráulio César de Oliveira, Usuário Externo**, em 08/09/2023, às 15:56, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no Portal do SEI-Ufjf (www2.ufjf.br/SEI) através do ícone Conferência de Documentos, informando o código verificador **1394143** e o código CRC **E9F0B48A**.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente à Deus, por nunca me desamparar, ser meu alicerce e se fazer presente em todos os momentos da minha vida, me proporcionando força, coragem e entendimento para que eu fosse capaz de realizar mais este sonho.

À minha família, em especial meus pais Nilva e Moisés por sempre apoiarem minhas escolhas e compreenderem minhas ausências.

Ao meu namorado, Hércules, pelo cuidado, apoio e compreensão ao longo deste período. Por me incentivar e estar comigo em todos os momentos, mesmo quando eu menos merecia.

À minha querida amiga e companheira de estudos, Mariana Novais, pela incrível oportunidade de aprender com você e ter um ombro amigo nos momentos de dificuldades.

Ao meu professor e orientador João Passos, pelos conhecimentos compartilhados, pela paciência e compreensão quando estive em momentos difíceis.

Aos meus amigos da CEMIG e CPFL que me deram ânimo e acreditaram em mim, que compartilharam conhecimento e também inspiração para minha evolução pessoal e profissional.

À Universidade Federal de Juiz de Fora, à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior e a FAPEMIG (Projeto PPM-00647-17) por todo suporte e fomento.

A todos que de alguma forma me incentivaram, me fortaleceram e me apoiaram para que este momento fosse possível, o meu muito obrigada!

“Talvez não tenha conseguido fazer o melhor, mas lutei para que o melhor fosse feito. Não sou o que deveria ser, mas Graças a Deus, não sou o que era antes”. (Marthin Luther King)

RESUMO

A transição energética já se tornou uma realidade mundial. A forma de geração, transmissão e distribuição de energia vem sofrendo grandes mudanças nos últimos anos, e isto, muito se dá por questões relacionadas às políticas ambientais, econômicas e sociais. A diversificação da matriz energética tem como principal desafio realizar a integração de diferentes fontes de energia de uma maneira confiável e segura. Dentro deste contexto, as *microgrids*, ou em português, microrredes, surgem como uma oportunidade no setor elétrico, pois sua maior característica é reunir diversos recursos distribuídos em uma única rede. A partir dessa premissa, este trabalho objetiva avaliar o comportamento de uma microrrede considerando diferentes configurações de operação do conversor de potência, como modo PV, PQ, VSI e *Volt-Var* por meio do cálculo do fluxo de potência em coordenadas polares resolvido pelo método de Newton-Raphson. Além de tais avaliações, este trabalho traz como contribuição a implementação de um controle secundário de tensão em conjunto com o equacionamento de inversores com sistema de controle em *droop*. Adicionalmente, obtém-se como ganho o valor da tensão de referência a ser configurada pelo inversor. A implementação computacional foi realizada no *software* Matlab e avaliou-se o sistema teste de 38 barras, amplamente mencionado em trabalhos que abordam microrredes. Para validação, os resultados da metodologia proposta foram comparados aos obtidos no programa ANAREDE, *software* muito utilizado para análise de redes em regime permanente, cujos valores apresentaram-se similares aos obtidos pelo *software*, onde é possível comprovar a precisão e bom desempenho da simulação implementada.

Palavras-chave: Integração de fontes de energia. Microrredes. Inversores. Fluxo de Potência. Controle Secundário de Tensão.

ABSTRACT

The energy transition has already become a global reality. The methods of energy generation, transmission, and distribution have undergone significant changes in recent years, largely due to environmental, economic, and social policy issues. The main challenge of diversifying the energy matrix is to integrate different energy sources in a reliable and secure manner. Within this context, microgrids emerge as an opportunity in the electrical sector, as their main characteristic is to bring together various distributed resources into a single network. Based on this premise, this work aims to evaluate the behavior of a microgrid considering different operation configurations of power converter, such as PV, PQ, VSI, and Volt-Var modes, through power flow solution in polar coordinates by Newton-Raphson method. In addition to these evaluations, this study contributes to the implementation of a secondary voltage control together with the formulation of inverters with droop control system. Additionally, the value of the reference voltage to be configured by the inverter is obtained as a gain. The computational implementation was carried out in the Matlab software, and the 38-bus test system, widely mentioned in microgrid studies, was evaluated. For validation, the results of the proposed methodology were compared to those obtained from ANAREDE program, a extensively used software for steady-state network analysis, and the values were found to be similar, where it is possible to prove the accuracy and good performance of the implemented simulation.

Keywords: Integration of energy sources. Microgrids. Inverters. Power flow. Secondary Voltage Control.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Evolução da Capacidade Instalada.	15
Figura 2 – Capacidade instalada no Cenário Referência por segmento em 2031.	23
Figura 3 – Estrutura típica de uma microrrede.	28
Figura 4 – Microrrede atuando junto ao Sistema de Distribuição.	30
Figura 5 – Estrutura da hierarquia de controle.	34
Figura 6 – (a) Representação da variação da potência ativa em relação à frequência angular; (b) Representação da variação da potência reativa em relação à tensão.	36
Figura 7 – Trabalhos revisados por ano de publicação.	41
Figura 8 – Comportamento da Potência Reativa X Tensão e Potência Ativa X Frequência.	48
Figura 9 – Topologia do sistema fictício de 5 barras.	49
Figura 10 – Faixas operativas no modo <i>Volt-Var</i>	52
Figura 11 – Fluxograma do CST implementado.	57
Figura 12 – Topologia do Sistema 38 barras.	63
Figura 13 – Validação: Tensão nos barramentos.	64
Figura 14 – Validação: Potência ativa gerada.	64
Figura 15 – Validação: Potência reativa gerada.	65
Figura 16 – Fluxo Continuo modo PV: Comparativo entre a simulação com e sem limites de reativo.	65
Figura 17 – Comparação modo PQ para diferentes valores de Fator de Potência.	67
Figura 18 – Curva de Carga.	68
Figura 19 – Modo PV: Tensão nos barramentos de carga.	69
Figura 20 – Modo PV: Tensão nos barramentos de geração.	70
Figura 21 – Modo PV: Potência reativa nos geradores.	70
Figura 22 – Modo PV: Potência ativa no PCC.	71
Figura 23 – Modo PV: Potência reativa no PCC.	71
Figura 24 – Modo PV: Variação de tensão.	72
Figura 25 – Modo PQ - Simulação $FP = 1$: Tensão nos barramentos de carga.	73
Figura 26 – Modo PQ - Simulação $FP = 1$: Tensão nos barramentos de geração.	74
Figura 27 – Modo PQ - Simulação $FP = 1$: Potência reativa nos barramentos de geração.	74
Figura 28 – Modo PQ - Simulação $FP = 1$: Potência ativa no PCC.	75
Figura 29 – Modo PQ - Simulação $FP = 1$: Potência reativa no PCC.	75
Figura 30 – Modo PQ - Simulação $FP = 1$: Variação de tensão.	76
Figura 31 – Modo PQ - Simulação $FP = 0,95$: Tensão nos barramentos de carga.	77
Figura 32 – Modo PQ - Simulação $FP = 0,95$: Tensão nos barramentos de geração.	77

Figura 33 – Modo PQ - Simulação $FP = 0,95$: Potência reativa nos barramentos de geração.	78
Figura 34 – Modo PQ - Simulação $FP = 0,95$: Potência ativa no PCC.	78
Figura 35 – Modo PQ - Simulação $FP = 0,95$: Potência reativa no PCC.	79
Figura 36 – Modo PQ - Simulação $FP = 0,95$: Variação de tensão.	79
Figura 37 – Modo PQ - Simulação $FP = -0,95$: Tensão nos barramentos de carga.	80
Figura 38 – Modo PQ - Simulação $FP = -0,95$: Tensão nos barramentos de geração.	81
Figura 39 – Modo PQ - Simulação $FP = -0,95$: Potência reativa nos barramentos de geração.	81
Figura 40 – Modo PQ - Simulação $FP = -0,95$: Potência ativa no PCC.	82
Figura 41 – Modo PQ - Simulação $FP = -0,95$: Potência reativa no PCC.	82
Figura 42 – Modo PQ - Simulação $FP = -0,95$: Variação de tensão.	83
Figura 43 – Modo PQ - Comparativo Potência ativa no PCC.	84
Figura 44 – Modo PQ - Comparativo Potência reativa no PCC.	84
Figura 45 – Modo VSI: Tensão nos barramentos de carga.	86
Figura 46 – Modo VSI: Tensão nos barramentos de geração.	86
Figura 47 – Modo VSI: Potência Reativa nos geradores.	87
Figura 48 – Modo VSI: Potência Ativa no PCC.	87
Figura 49 – Modo VSI: Potência Reativa no PCC.	88
Figura 50 – Modo VSI: Variação de tensão.	88
Figura 51 – Modo VSI com PD aumentado: Tensão nos barramentos de carga.	89
Figura 52 – Modo VSI com PD aumentado: Tensão nos barramentos de geração.	90
Figura 53 – Modo VSI com PD aumentado: Potência Reativa nos geradores.	90
Figura 54 – Modo VSI com PD aumentado: Potência Ativa no PCC.	91
Figura 55 – Modo VSI com PD aumentado: Potência Reativa no PCC.	91
Figura 56 – Modo VSI com PD aumentado: Variação de tensão.	92
Figura 57 – Modo <i>Volt-Var</i> : Tensão nos barramentos de carga.	93
Figura 58 – Modo <i>Volt-Var</i> : Tensão nos barramentos de geração.	94
Figura 59 – Modo <i>Volt-Var</i> : Potência Reativa nos geradores.	94
Figura 60 – Modo <i>Volt-Var</i> : Potência Ativa no PCC.	95
Figura 61 – Modo <i>Volt-Var</i> : Potência Reativa no no PCC.	95
Figura 62 – Modo <i>Volt-Var</i> : Variação de tensão.	96
Figura 63 – Modo <i>Volt-Var</i> com PD aumentado: Tensão nos barramentos de carga.	97
Figura 64 – Modo <i>Volt-Var</i> com PD aumentado: Tensão nos barramentos de geração.	97
Figura 65 – Modo <i>Volt-Var</i> com PD aumentado: Potência Reativa nos geradores.	98
Figura 66 – Modo <i>Volt-Var</i> com PD aumentado: Potência Ativa no PCC.	99
Figura 67 – Modo <i>Volt-Var</i> com PD aumentado: Potência Reativa no no PCC.	99
Figura 68 – Modo <i>Volt-Var</i> com PD aumentado: Variação de tensão.	100
Figura 69 – CST: Tensão nos barramentos de carga	102

Figura 70 – CST: Tensão nos barramentos de geração.	103
Figura 71 – CST: Tensão no barramento piloto.	103
Figura 72 – CST: Variação de tensão.	104
Figura 73 – CST: Potência Reativa nos Geradores.	104
Figura 74 – CST: Potência ativa no barramento de referência.	105
Figura 75 – CST: Potência reativa no barramento de referência.	105
Figura 76 – CST: Tensão nos barramentos de carga	107
Figura 77 – CST: Tensão nos barramentos de geração.	108
Figura 78 – CST: Tensão no barramento piloto.	108
Figura 79 – CST: Variação de tensão.	109
Figura 80 – CST: Potência Reativa nos Geradores.	109
Figura 81 – CST: Potência ativa no barramento de referência.	110
Figura 82 – CST: Potência reativa no barramento de referência.	110

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Sistema 38 barras - Principais características	62
Tabela 2 – Margem de carregamento do sistema com e sem limitação de potência reativa.	66
Tabela 3 – Margem de carregamento do sistema com variação de FP.	67
Tabela 4 – Modo PQ: Comparativo das tensões	83
Tabela 5 – Unidades de GD e seus respectivos coeficientes de queda de reativo	85
Tabela 6 – Modo <i>Volt-Var</i> : Tensão entre as faixas operativas.	92
Tabela 7 – Constantes dos fatores de participação dos geradores	100
Tabela 8 – CST: Resultados potência ativa e reativa simulados	101
Tabela 9 – CST: Tensão V0 de referência para o inversor	101
Tabela 10 – CST: Comparação de reativos	106
Tabela 11 – Dados de barra do sistema teste de 38 barras	126
Tabela 12 – Dados de linha do sistema teste de 38 barras	127
Tabela 13 – Dados da Curva de Carga 168 Patamares	129

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ADP	<i>Adaptive Dynamic Programming</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CERTS	<i>Consortium for Electric Reliability Technology Solutions</i>
CH	Controle Hierárquico
CP	Controle Primário
CS	Controle Secundário
CSC	Controle Secundário Centralizado
CSD	Controle Secundário Descentralizado
CSI	<i>Current Source Inverter</i>
CST	Controle Secundário de Tensão
CT	Controle Terciário
DFIG	<i>Doubly-Fed Induction Generator</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FCS-MPC	<i>Finite-Control-Set Model Predictive Control</i>
FP	Fator de Potência
GD	Geração Distribuída
LTC	<i>Load Tap Changer</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
<i>mp</i>	Coefficiente de queda de ativo
<i>nq</i>	Coefficiente de queda de reativo
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCC	Ponto de Conexão Comum
PDE	Plano Decenal de Energia
PEC	<i>Power Electronic Converter</i>
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i>
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
RED	Recursos Energéticos Distribuídos
SMA	Sistema Multiagente
SOC	<i>Security Operations Center</i>
UG	Unidade Geradora
VSI	<i>Voltage Source Inverter</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO	15
1.2	JUSTIFICATIVA E OBJETIVOS	18
1.3	PUBLICAÇÕES RESULTANTES	19
1.4	ESTRUTURA DO DOCUMENTO	19
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	21
2.1	MICRORREDE	23
2.2	ESTRUTURA DE UMA MICRORREDE	27
2.3	MODOS DE OPERAÇÃO DE UMA MICRORREDE	31
2.4	HIERARQUIA DE CONTROLE	33
2.4.1	CONTROLE PRIMÁRIO	35
2.4.2	CONTROLE SECUNDÁRIO	37
2.4.3	CONTROLE TERCIÁRIO	39
2.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	40
3	METODOLOGIA PROPOSTA	42
3.1	REVISÃO DO MÉTODO DE NEWTON-RAPHSON PARA SOLUÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA	42
3.2	MODO DE OPERAÇÃO PV	43
3.3	MODO DE OPERAÇÃO PQ	45
3.4	MODO DE OPERAÇÃO VSI	47
3.4.1	EXEMPLO ILUSTRATIVO	49
3.5	MODO DE OPERAÇÃO <i>VOLT-VAR</i>	51
3.6	CONTROLE SECUNDÁRIO DE TENSÃO	53
3.6.1	CONCEITO E VANTAGENS DO CONTROLE SECUNDÁRIO	53
3.6.2	IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL	54
3.6.3	EXEMPLO ILUSTRATIVO	57
3.7	REPRESENTAÇÃO DE LIMITES	60
3.7.1	LIMITE DE INJEÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA	60
3.7.2	LIMITE DO FATOR DE POTÊNCIA	61
3.8	CONSIDERAÇÕES FINAIS	61
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	62
4.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	62
4.1.1	SISTEMA DE 38 BARRAS	62
4.1.2	VALIDAÇÃO	63
4.1.3	AVALIAÇÃO DE LIMITES DE POTÊNCIA REATIVA	65
4.1.4	ANÁLISE DE INFLUÊNCIA DO FATOR DE POTÊNCIA	66
4.1.5	CURVA DE CARGA	68

4.2	MODO DE OPERAÇÃO PV	68
4.3	MODO DE OPERAÇÃO PQ	72
4.4	MODO DE OPERAÇÃO VSI	84
4.5	MODO DE OPERAÇÃO VOLT-VAR	92
4.6	CONTROLE SECUNDÁRIO DE TENSÃO	100
4.7	CONSIDERAÇÕES FINAIS	110
5	CONCLUSÃO	112
5.1	TRABALHOS FUTUROS	112
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	114
	ANEXO A – DADOS DO SISTEMA TESTE DE 38 BARRAS	126
	ANEXO B – DADOS CURVA DE CARGA	129

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

O sistema elétrico do futuro passará por mudanças significativas impulsionadas pela transição energética, com a coexistência de diferentes fontes de energia e a substituição progressiva da matriz elétrica, além da adoção de tecnologias inteligentes e digitais. Isso resultará em um cenário bem diferente do que se conhece hoje (IDRIES; KROGSTIE; RAJASEKHARAN, 2022; DALALA et al., 2022; SHAHBAZ et al., 2022).

A maneira como a eletricidade é produzida, transmitida e consumida, vem se transformando ao longo dos anos, criando oportunidades para que se tenha um sistema mais sustentável, flexível e eficiente. A descentralização da geração de energia, o uso de sistemas de armazenamento de energia e a eletrificação dos transportes serão algumas das características desse novo sistema elétrico, permitindo a redução das emissões de gases de efeito estufa e uma gestão mais eficiente e resiliente da rede elétrica (IDRIES; KROGSTIE; RAJASEKHARAN, 2022; DALALA et al., 2022; SHAHBAZ et al., 2022).

A tendência energética brasileira para os próximos anos mostra-se inclinada para a elevação do quantitativo de utilização de fontes de energia renovável no país. De acordo com o Plano Decenal de Energia (PDE) realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o aumento da capacidade instalada de energia dos anos seguintes será majoritariamente suprido por fontes de energia renovável, principalmente fonte solar e eólica, conforme pode-se observar na Figura 1 (EPE, 2022).

Figura 1 – Evolução da Capacidade Instalada.



Fonte: Plano Decenal de Energia 2031. (EPE, 2022)

De acordo com o balanço de 2022 realizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o consumo de energia elétrica no país vem crescendo ao longo dos últimos 10 anos e, em 2022 apresentou um aumento de 1,5% comparado ao ano de 2021. Além disso, o balanço evidencia que a capacidade instalada para micro e minigeração de energia distribuída cresceu, em média, 560 MW ao mês, resultando em valores absolutos de 6.727 MW de energia, uma elevação de 83,6% em relação ao ano de 2021. A participação

de fontes eólicas e solares vem crescendo e representam 13,1% e 4% do total da matriz energética, respectivamente (CCEE, 2023).

Outra tendência muito abordada na atualidade é a expansão do mercado livre de energia. Essa modalidade permite que consumidores de grande porte sejam capazes de negociar sua demanda diretamente com os agentes geradores e comercializadores, proporcionando assim um melhor gerenciamento dos custos e contratos com energia elétrica, possibilidade de escolha das fontes de energia além de maior flexibilidade e diversificação em suas opções de suprimentos (CAIXETA, 2023).

Hoje em dia, o mercado de energia é dividido em dois ambientes de contratação: o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR). O ACR é a forma mais comum de contratação de energia, onde o consumidor é atendido pela distribuidora de energia local. Já no ACL, o consumidor pode escolher seus fornecedores com base nos critérios desejados (CCEE, 2023).

No estudo da CCEE, citado anteriormente, no consumo de energia por meio do ACL houve um incremento de 7,2% em 2022 se comparado ao ano de 2021. Por outro lado, baseado nos valores observados entre os mesmos anos, o ACR teve uma redução de 1,4%, evidenciando a migração entre os modos de contratação. Apesar disso, identificou-se que para consumidores ACR que possuem micro ou minigeração distribuída houve um crescimento de 1,1%. Isto se dá, pois nem todos os clientes podem contratar energia, até o momento, por meio do ambiente de contratação livre (CCEE, 2023).

O Ministério de Minas e Energia (MME) propôs a abertura total do mercado livre de energia, inclusive para clientes residenciais. Em setembro de 2022, por meio do portal do MME, uma consulta pública foi aberta para discutir tal possibilidade para início de janeiro de 2028. O resultado da consulta apontou que 94% dos agentes são favoráveis à abertura de mercado para consumidores de baixa tensão. A expectativa é que o mercado livre de energia continue a crescer nos próximos anos, contribuindo para um setor elétrico mais dinâmico, inovador e alinhado com as tendências globais de sustentabilidade (MME, 2022).

A regulamentação do mercado livre tem passado por constantes revisões e aprimoramentos, atualmente os consumidores que podem comprar no mercado livre de energia são:

- **Consumidores Livres:** São clientes conectados em alta tensão e possuem demanda contratada equivalente ou superior a 1.500 kW.
- **Consumidores Especiais:** São clientes com tensão maior ou igual a 2,3 kV (ou que dispõem de atendimento por meio de sistemas subterrâneos em tensão menor que 2,3 kV), que possuem demanda contratada equivalente ou superior a 500 kW.

Para consumidores especiais o fornecimento de energia deve ser realizado exclusiva-

mente por meio de fontes incentivadas, ou seja, fontes de origem renovável como, eólicas, solares e pequenas centrais hidrelétricas (ABRACEEL, 2020). Isso mostra que a crescente preocupação com as mudanças climáticas, a necessidade de reduzir as emissões de gases de efeito estufa e principalmente a abundância de recursos renováveis no Brasil, propiciaram a evolução e ampliação na demanda de energia por fontes alternativas mais limpas e sustentáveis.

Cada vez mais a conscientização das empresas e consumidores sobre a importância da sustentabilidade está acarretando em utilização desse tipo de geração, que visa não apenas custos, mas responsabilidade social e ambiental.

Em decorrência disso, a geração distribuída (GD) tem se mostrado em grande ascensão, com investimentos em sistemas de geração próprios, mais próximos aos consumidores, que diminuem e/ou postergam a necessidade de utilização de grandes centros geradores e reduz a dependência do fornecimento de energia elétrica convencional.

Ao passo que os custos destas tecnologias diminuem, espera-se que a utilização de energia limpa por meio das GDs continue a alavancar nos próximos anos, trazendo consigo diversos desafios, devido principalmente à variabilidade na geração de energia ocasionada pela dependência da condição climática e/ou da disponibilidade do recurso energético utilizado. Para isso, faz-se necessário que a rede elétrica possua uma estrutura capaz de se adaptar e realizar a integração das fontes geradoras, principalmente durante os momentos de flutuação da potência injetada no sistema, proporcionando energia com qualidade e segurança (GORDON; MCGARRY; BELL, 2022).

Partindo dessa premissa as microrredes, do inglês, *Microgrids*, tornaram-se uma solução cada vez mais atraente para a integração, fornecimento e gerenciamento destas fontes de energia elétrica.

O conceito de microrrede é associado a um sistema integrado que reúne diversos recursos distribuídos e cargas elétricas operando em conjunto ou não do sistema de distribuição existente. Independente do modo de operação é necessário que haja um controle de tensão e frequência adequado para que o funcionamento da rede aconteça de forma eficaz. Na configuração conectada à rede, um ponto comum de conexão (PCC) é utilizado para realizar a interconexão de ambas as redes, sendo o sistema de distribuição o responsável pelo controle de frequência. Operando em modo ilhado, ou seja, de forma independente, a frequência deve ser avaliada pela própria microrrede e mantida dentro dos limites que garantam a estabilidade do sistema (MARNAY, 2015; OLIVEIRA, 2017).

Em relação ao controle de tensão, quando o assunto é microrredes, os inversores desempenham um papel essencial para seu bom funcionamento, além disso, as estratégias de controle adotadas podem variar dependendo da característica de geração e da necessidade da carga a ser suprida.

Por este motivo, é fundamental que os modos de operação do inversor sejam avaliados com a finalidade de monitorar o comportamento da rede, bem como identificar melhores práticas e utilização da rede em busca de elevar a confiabilidade e qualidade do sistema elétrico de potência na qual está inserido.

Este trabalho visa avaliar os modos de conexão de microrredes controladas por inversores operando em diferentes funções. Os modos de operação a serem avaliados são: PV, PQ, VSI e *Volt-Var*.

O modo de operação PV e PQ possuem formulação do fluxo de potência conforme modelagem do método de Newton-Raphson convencional, no entanto para o modo PQ os geradores são modelados como barramentos de carga negativa e não de geração, como é usualmente realizado no modo PV. Para o modo VSI, também utiliza-se a formulação do método de Newton-Raphson, porém é necessário realizar a expansão da matriz Jacobiana, uma vez que o equacionamento do inversor deve ser acrescido à modelagem, que leva em consideração o coeficiente de queda de reativo de forma a emular o comportamento de uma máquina síncrona, onde há um acoplamento entre a potência reativa e a tensão. Finalmente, o modo *Volt-Var* possui formulação parecida com o VSI, no entanto há 3 faixas operativas dos inversores que devem ser consideradas, sendo elas: linear, constante e nula. Cada uma das faixas são relacionadas ao nível de tensão em que o gerador se encontra.

Além disso, um controle secundário de tensão considerando o equacionamento do inversor em *droop* é proposto objetivando avaliar sua eficiência em relação aos demais controles implementados. O controle secundário de tensão é responsável por ajustar a tensão de uma região do sistema de forma a garantir que esta permaneça dentro de seus patamares ideais, proporcionando uma operação estável, eficiente e confiável desses sistemas de energia, alcançando assim uma integração harmoniosa das mais diversas fontes de geração e carga.

1.2 JUSTIFICATIVA E OBJETIVOS

Com base na revisão bibliográfica desenvolvida e observando a necessidade de formas de se realizar a integração das unidades de geração distribuída ao sistema elétrico de potência, este trabalho, tem como objetivo principal analisar quatro modos de operação da microrrede conectada ao sistema de distribuição local, sendo eles: Modo PV, Modo PQ, Modo VSI e Modo *Volt-Var*.

Em cada modo há peculiaridades que interferem diretamente no funcionamento da rede, por isso, é interessante avaliar como a operação da microrrede pode influenciar no sistema principal.

Além disso, um controle secundário de tensão é realizado objetivando o comparti-

lhamento de potência reativa entre os geradores distribuídos que fazem parte da microrrede para fins de se obter um controle de tensão em uma determinada área do sistema teste utilizado.

Os objetivos específicos deste trabalho estão listados a seguir:

- Avaliar o perfil de tensão dos barramentos do sistema para cada modo de operação simulado;
- Identificar como o fator de potência interfere na microrrede quando utiliza-se o modo de operação PQ;
- Propor uma formulação do problema de fluxo de potência levando em consideração as equações do *droop* de tensão para sistemas com inversores de potência para o modo VSI e *Volt-Var*;
- Implementar um controle secundário de tensão, em conjunto do equacionamento de inversores em *droop*, que seja capaz de realizar o compartilhamento de potência reativa no sistema e conseqüentemente controlar a tensão em uma determinada área.
- Determinar uma tensão de referência para configuração adequada do inversor com *droop* de tensão.

Destaca-se neste trabalho a utilização de metodologias que são implementadas com base no fluxo de potência de Newton-Rapshon modelado por injeções de potência e considerando as variáveis em coordenadas polares. Vale ressaltar que os limites de potência reativa dos geradores foram considerados como forma de obter uma simulação mais próxima da realidade.

Para simular a microrrede conectada, empregou-se o sistema 38 barras amplamente utilizado na literatura, por meio do *software* Matlab. Trata-se de um sistema de distribuição equilibrado, que pode ser utilizado na análise de fluxo de potência tradicional, capaz de avaliar o estado operativo da rede como um todo.

1.3 PUBLICAÇÕES RESULTANTES

Ao longo da elaboração desta pesquisa, um trabalho foi desenvolvido e publicado relacionado ao tema abordado nesta dissertação:

1. DOS REIS, Carine F; FILHO, João A P. *Controle Secundário de Tensão aplicado à microrredes*. Congresso Brasileiro de Automática. CBA - 2020.

1.4 ESTRUTURA DO DOCUMENTO

Este documento está estruturado em 5 capítulos, sendo este primeiro capítulo apresentado com o intuito de se realizar uma introdução ao tema mencionado, bem como

os principais objetivos da elaboração deste trabalho e a publicação realizada em decorrência dos estudos aqui abordados.

O Capítulo 2 traz uma revisão bibliográfica onde os temas fundamentais para o entendimento dessa dissertação são discriminados e detalhados.

No Capítulo 3 a metodologia proposta é discutida, bem como são apresentados os modos de operação abordados enfatizando suas principais diferenças e a forma de se implementar computacionalmente cada um deles. Além disso, o controle secundário desenvolvido é mencionado e explanado ao longo do capítulo.

Os resultados obtidos em cada uma das simulações computacionais implementadas são exibidos no Capítulo 4, onde se vê detalhadamente o comportamento do sistema em cada modo operativo da microrrede.

Finalmente, no Capítulo 5 realiza-se a conclusão do que foi observado ao longo do trabalho, bem como futuras melhorias que podem ser realizadas, evidenciando as principais contribuições dessa dissertação.

Adicionalmente, há ainda os anexos A e B, que apresentam os dados de barras e linhas do sistema teste utilizado e os dados da curva de carga utilizada na simulação implementada para elaboração deste trabalho.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

As mudanças climáticas têm sido alvo de discussões em todo o mundo, reforçando a necessidade de iniciativas que promovam a diminuição de emissões de gases de efeito estufa e o aumento da eficiência energética por todo o globo.

Com base nessa premissa, a transição energética tem sido uma grande tendência mundial, onde diversos países têm investido fortemente na diversificação de sua matriz energética, em que se objetiva em reduzir a utilização de fontes fósseis e incluir/ampliar fontes renováveis.

Além da modificação na forma de se produzir energia, a alteração na matriz energética traz consigo grandes impactos relacionados à tecnologia e padrões de consumo de toda sociedade. Essa nova forma de se vislumbrar o atual setor elétrico é caracterizada pelos “3Ds da Energia”: Descarbonização, Descentralização e Digitalização. O primeiro D tem como ponto de interesse as emissões de carbono, já a Descentralização visa à geração de energia além dos grandes centros, ou seja, voltada mais próxima ao consumidor, e por fim, a Digitalização, que remete à transformação digital, em todos os quesitos da tecnologia, informação, bens e serviços (EPE, 2022).

Fundamentado nesse conceito dos 3Ds da Energia, é possível observar em estudos realizados pela EPE, a tendência de crescimento dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs), que abrangem geração e armazenamento de energia elétrica presentes próximos ao centro de consumo. (OLIVEIRA, 2017) ainda ressalta que além de abranger tais tecnologias, as cargas controláveis também podem ser incluídas neste termo, pois podem participar/influenciar nos mecanismos de resposta da demanda.

Inúmeras pesquisas buscam e avaliam como a inserção de REDs impacta no comportamento da rede como, por exemplo, (GUIMARÃES; NASCIMENTO; MANSO, 2017) que avalia, para diversos cenários, como a inserção de RED's pode influenciar na estabilidade transitória de uma rede, causando alterações notórias na tensão e frequência do sistema elétrico no qual está inserido. A ênfase dada por (SAMPAIO, 2023) aborda a importância de se mitigar os impactos causados pela geração renovável por meio de seus próprios recursos conectados à inversores inteligentes. Neste documento, realiza-se a modelagem das funções dos inversores no fluxo de potência pelo método de Newton-Raphson considerando a inclusão de controles e limites a ele inerentes. Para a simulação, utilizou-se do *software* OpenDSS afim de avaliar e comparar as funções de inversores inteligentes utilizando o fator de potência fixo, *volt-var* e *volt-watt*.

O estudo apresentado em (GORDON; MCGARRY; BELL, 2022) é voltado para a análise de confiabilidade e é observada uma melhor capacidade de transferência de potência advindos do uso de GDs e também apontam uma melhoria nos índices de confiabilidade.

Além disso, em (MENDONÇA et al., 2021) constata-se que a inserção de REDs quando bem alocada e com dimensionamento ótimo na rede de distribuição pode contribuir satisfatoriamente na diminuição de perdas técnicas.

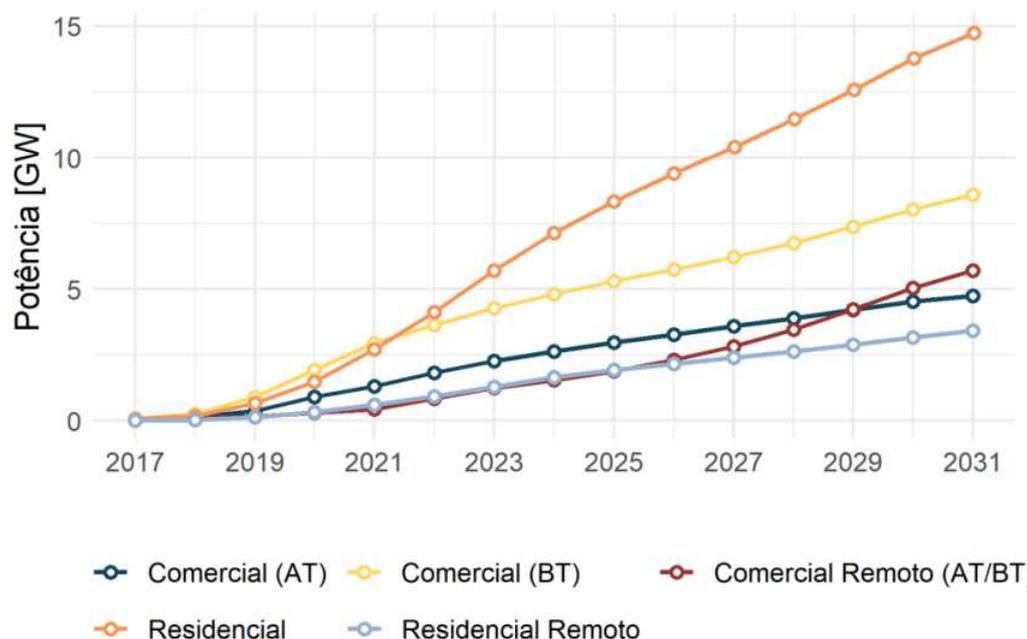
Estas pesquisas estão relacionadas tanto às redes de distribuição como também para rede de transmissão, assim como visto em (SUN et al., 2019). Neste artigo, estudos visam avaliar o controle de tensão de ambos os sistemas, quando submetidos à fontes renováveis de energia como, solar e eólica. Dentro dos tópicos de estudo abordados estão: recuperação de tensão induzida por falha, uma medição que utiliza equivalente de Thévenin aplicado à estabilidade de tensão e controle *Volt-Var* no inversor local. Todas análises são voltadas à proporcionar ao operador direcionamento quanto ao que se pode esperar no futuro em assuntos relacionados ao desafio da integração das fontes de energia.

Diversas definições sobre o tema podem ser observadas, apesar disso, assim como observado por (CHOWDHURY; CROSSLEY; CHOWDHURY, 2009), a maioria dos estudos descrevem os REDs com as seguintes características: Os REDs encontram-se próximos ao centro de consumo, não são despachados de forma centralizada, são conectados nos sistemas de distribuição, com tensão que varia de 230/415 kV até 145 kV e potência abaixo de 50 kW.

De acordo com o PDE 2031, é estimado que em 2031, aproximadamente 21% de toda energia elétrica consumida seja proveniente de REDs, ou seja, recurso energético advindo de fontes localizadas próximas ao centro de consumo, sendo aproximadamente 8% deste total originário de micro e minigeração distribuída (MMGD). O gráfico representado pela Figura 2 evidencia a projeção da capacidade instalada de MMGD por segmento para o ano de 2031, onde observa-se um aumento crescente alcançando um montante de até 5 vezes maior entre os anos de 2020 a 2031 (EPE, 2022).

Em todo o mundo, o aumento de REDs é perceptível, no entanto a realidade de outros países é bem diferente da tendência brasileira. Conforme o apresentado por (GORDON; MCGARRY; BELL, 2022) e (LUND, 2007), em países como Grã-Bretanha e Dinamarca, estes valores já ultrapassam o montante de 35% e 50% de sua capacidade instalada unidades de GD. A Espanha também não destoa desse cenário, e em (CIGRE, 2017) isto é visto claramente quando o autor informa que há geradores com capacidade acima de 1MW, sendo 70% da capacidade para fotovoltaica e 90% para fonte eólica. Sabendo disso, esses recursos podem ser melhores aproveitados quando gerenciados por uma microrrede.

Figura 2 – Capacidade instalada no Cenário Referência por segmento em 2031.



Fonte: Plano Decenal de Energia 2031. (EPE, 2022)

2.1 MICRORREDE

A tendência de utilização de fontes renováveis para geração de energia elétrica trouxe consigo diversas mudanças e desafios ao setor, que tinha como princípio o sentido único para o fluxo de energia iniciando na geração, passando pela transmissão e distribuição até chegar ao consumidor final. No entanto, nos dias atuais, esse fluxo foi acrescido daquele proveniente das unidades de geração distribuída, que acarretou em uma maior complexidade operacional ao sistema.

Diante de tamanha complexidade, intensificou-se a necessidade por um controle eficaz e confiável, com tecnologia de comunicação e compartilhamento de informações adequadas para que seja possível realizar a interface entre a rede convencional e as GDs.

Assim, como abordado em (MARNAY, 2015) e (OLIVEIRA, 2017), as microrredes revelam-se como uma alternativa para simplificar a integração entre estas fontes de energia, armazenamentos e cargas, e, além disso, têm como principal função proporcionar maior confiabilidade ao sistema, maior segurança e economia. Trata-se de uma rede local, que pode operar de forma autônoma ou conectada à rede principal.

Os primeiros conceitos de microrrede surgiram nos Estados Unidos em 1999 por meio do *CERTS - Consortium for Electric Reliability Technology Solutions*, que se refere a um consórcio que envolve universidades, laboratórios nacionais e indústria, cujo propósito era aumentar a resiliência do sistema elétrico americano, por meio de pesquisas e desenvolvimento de novas metodologias e ferramentas.

Para o *CERTS*, apresentado em (LASSETER, 2002), o fundamento da microrrede vem da agregação entre cargas e micro gerações de energia que operam em um único sistema de fornecimento de energia e/ou calor. Para isso, as fontes de energia devem ter seu funcionamento baseado em eletrônica de potência, visto que tais equipamentos realizam a conversão e adequação de correntes e frequência possibilitando a integração de diferentes fontes de energia, conseqüentemente, proporcionando maior flexibilidade da operação do sistema.

Segundo (MARINHO, 2011) outros conceitos têm sido associados ao termo microrredes como, por exemplo: Geração distribuída ou Dispersa, Geração incorporada, *Minigrids*, *Virtual Power Plants*, *Smart Grids*, entre outros, sendo os dois últimos também evidenciados em (FERREIRA, 2017) e (POMBO, 2022).

Na literatura, (FERREIRA, 2017) e (COSTA, 2018) consideram que uma Microrrede nada mais é que uma *Smart Grid* (Rede Inteligente) aplicada à rede de distribuição, cuja definição de rede inteligente trata-se de um conglomerado de tecnologias (*hardware*, *software*, etc) que objetivam a tornar a infraestrutura da rede elétrica mais robusta e segura, proporcionando uma maior qualidade de fornecimento de energia e menor custo de operação. Isso se dá principalmente, por se tratar de sistemas com menor escala e maior autonomia (LASSETER; PAIGI, 2004).

Conforme visto em (OLIVARES et al., 2014), para que isso seja possível, devem-se levar em consideração os seguintes pontos:

- Despacho das unidades de acordo com a oferta e demanda;
- Operação de microrrede com alto nível de penetração de geração intermitente;
- Esquema de gerenciamento apropriado para atender as necessidades de controle da rede em questão;
- Adequação dos dispositivos de proteção para utilização dos fluxos bidirecionais;
- Técnicas de controle de tensão e frequência adequadas para operação confiável e segura da microrrede.

Com base em tais considerações, o trabalho (DU et al., 2014) apresenta a coordenação de uma microrrede que cogita um algoritmo para otimização do uso das fontes renováveis com base na resposta de demanda. O intuito é ocasionar no lucro da microrrede com parque renovável levando em conta a previsão de carga e da geração fotovoltaica. O resultado obtido mostra a elevação do lucro conforme objetivo principal, mas também relaciona este comportamento com a melhoria e deslocamento do pico de carga dos clientes.

Ainda visando a busca por lucro, ou também, pela pretensão de economia da microrrede, (ABU-ELZAIT; PARKIN, 2019) realiza um estudo econômico a fim de contrastar os benefícios da utilização da microrrede com fontes renováveis para as redes

tradicionais que utilizam combustíveis fósseis. O resultado mostra economia de 44% quando se trata de utilização de recursos renováveis, sem contar na melhora relevante em índices socioambientais.

Sob o olhar da resposta à demanda, (POURMOUSAVI; NEHRIR, 2012) abrange um controle de resposta à demanda com a finalidade de regular a frequência do sistema e minimizar a quantidade de manipulação de carga em uma microrrede inteligente com geração eólica.

A pesquisa realizada por (ROBERT; SISODIA; GOPALAN, 2018) aborda as técnicas de armazenamento e resposta à demanda presentes na literatura que se mostram como solução para a operação estável de uma microrrede, no entanto, revela que em sua maioria, a modelagem reflete no uso de parâmetros simplificados, o que torna as soluções muito imprecisas para serem implementadas.

A utilização do sistema de armazenamento de energia é mostrada por (SON et al., 2009) que, aponta uma melhora considerável no quesito qualidade de energia para os clientes, visto que, a transição do modo conectado para o modo ilhado é feita imediatamente ao surgimento de um distúrbio que pode comprometer a qualidade da rede, como queda de tensão, por exemplo. Ainda sobre o armazenamento de energia, (ZUBIETA, 2015) realiza o gerenciamento de energia para microrredes CC e seu armazenamento de energia é sempre utilizado para realizar o controle do barramento CC, independentemente do modo de operação da rede, com base na regra de gerenciamento estabelecida.

Nesta mesma linha de gerenciamento, (GUAN; WEI et al., 2022) contempla várias tecnologias interdisciplinares de forma a realizar um controle otimizado e flexível para uma microrrede que envolve diversas infraestruturas emergentes à rede. Em todas essas referências além dos benefícios mencionados, também proporcionam o aproveitamento pleno das fontes de energias intermitentes.

O gerenciamento de energia proposto em (MUTARRAF et al., 2022) parte do princípio as microrredes em navios, que utilizam combustíveis fósseis para realizar o funcionamento do sistema de propulsão pesado. A pesquisa destaca os benefícios de um armazenamento de energia para esse tipo de aplicação e ainda idealiza um gerenciamento de energia baseado em controle hierárquico que seja adequado para as operações da microrrede, sendo ela ilhada ou conectada à rede, para que seja possível importar e exportar energia para a carga do porto ou redes de emergência. Trata-se de uma microrrede híbrida que foi simulada em plataforma Matlab/Simulink.

Também mencionando o conceito de rede híbrida, (HOFER; SVETOZAREVIC; SCHLUETER, 2017) observa o desempenho da combinação entre as vantagens dos sistemas CC e CA de forma a facilitar a integração da tecnologia CC em um sistema CA. O objetivo é atender um edifício residencial que possui cargas CC e CA por meio da fonte fotovoltaica.

O experimento é testado em um protótipo para fins de comparação com as análises computacionais.

No âmbito de qualidade de energia, (KANNAN et al., 2021) expõe a relevância de se realizar uma análise harmônica em uma microrrede devido ao amplo crescimento de elementos baseados em eletrônica de potência. Em função disso, um experimento é realizado de forma a comparar a medição de impedância de uma microrrede ilhada com uma rede de baixa tensão de pequena escala.

Em (GUAN; FENG et al., 2018) uma estratégia de controle de supressão de correntes harmônicas em uma microrrede conectada à rede principal é implementada. Por outro lado, (SREEKUMAR; AL TRAD, 2018) revela que as correntes harmônicas em uma microrrede podem ser controladas por meio da modificação da impedância da linha, no entanto, isto pode interferir de forma negativa no total de perdas do sistema. Desta forma, o autor implementa a otimização de enxame de partículas, ou do inglês, “*Particle Swarm Optimization - PSO*” de modo à minimizar as perdas obtidas após inserção do controle harmônico.

Referente à proteção das microrredes, diversas citações como (BEHESHTAEIN et al., 2019; BAYATI; HAJIZADEH; SOLTANI, 2018; DAGAR; GUPTA; NIRANJAN, 2021), realizam uma revisão sobre os conceitos relacionados à área de proteção da rede, visto que, os princípios da nova rede traz consigo muitas características provenientes do conceito de rede inteligente e conseqüentemente as estratégias de proteção carecem ser revistas e modificadas de forma a serem adequadas à nova realidade. Dentre as alternativas com o intuito de mitigar o impacto no sistema de proteção da microrrede mencionados estão:

- Limitar a capacidade máxima da GD, no entanto pode acarretar na limitação futura de inserção de RED's na rede.
- Utilizar um limitador de corrente de falta: Elimina a corrente de falta por meio da elevação da impedância de zero a um valor alto rapidamente de forma a permitir a coordenação da proteção.
- Utilizar unidades de armazenamento: São capazes de produzir quantidade suficiente de corrente de falta na rede ilhada.
- Modificar o controle da GD: Limitar a corrente de falta projetando um controle adequado em um sistema com alta penetração de GD.
- Proteção adaptativa: O relé de proteção adaptável antecipa os modos de operação e topologia da microrrede, bem como o status dos REDs para atualizar as configurações do relé e assim ele é capaz de atuar de acordo às condições atuais do sistema (PIESCIO-ROVSKY; SCHULZ, 2017).

Um esquema de proteção adaptativa foi desenvolvido por (THE HOANG; TUAN TRAN; BESANGER, 2022) para fins de promover a proteção de redes de distribuição de média tensão e de microrredes com alta penetração de geradores fotovoltaicos garantindo a operação segura de microrredes de baixa tensão em diferentes modos de operação, bem como sua transição confiável entre esses modos. Já o esquema de proteção empregado por (MUMTAZ; IMRAN et al., 2022) é baseado no filtro de Kalman que consiste em utilizar o sinal de corrente em uma extremidade da linha de distribuição para a detecção e classificação de faltas para uma microrrede operando no modo conectado à rede.

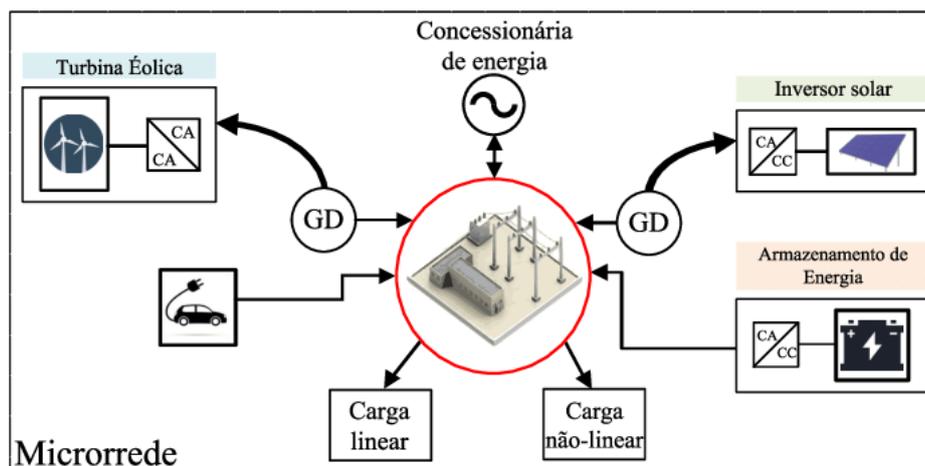
2.2 ESTRUTURA DE UMA MICRORREDE

A missão do sistema elétrico de potência é permitir que a energia elétrica alcance o consumidor final de forma confiável, segura e eficiente. Por traz da energia que adentra diversas residências em todo o mundo, uma vasta estrutura de alta complexidade precisa ser estudada e aprimorada constantemente, e, encontrar um ponto de equilíbrio entre as questões econômicas, ambientais, reguladoras, físicas e operacionais, se torna uma questão cada vez mais desafiadora que impulsiona a inevitabilidade da integração dos recursos energéticos distribuídos à rede.

A Figura 3 mostra a estrutura típica de uma microrrede em corrente alternada (CA), na qual a microrrede é capaz de se comunicar com diferentes estruturas de energia, representado na figura pela conexão de fontes que geram em corrente contínua, tais como eólica e solar, e também pelo dispositivo de armazenamento de energia, contanto que seja empregado o uso de conversores de potência para transformar a fonte de corrente contínua em corrente alternada (CC-CA) como mencionado em (CONRADO, 2020; OLIVARES et al., 2014; SILVA, 2019) ou vice-versa (CA-CC), também apresentado na literatura pelos autores de (ASHOK KUMAR; AMUTHA PRABHA, 2022; PAPADIMITRIOU; ZOUNTOURIDOU; HATZIARGYRIOU, 2015). A principal diferença entre uma microrrede CC e CA é o barramento pelo qual será interconectado, para microrrede CC, este barramento é CC e para a CA, o barramento é CA.

O artigo de (SHIMOMACHI; HARA; KITA, 2015) compara a microrrede CA e CC voltada para um consumidor residencial e propõe um algoritmo para o projeto ótimo, incluindo a seleção do sistema de alimentação (CA ou CC). Ao concluir, destaca que para esse tipo de aplicação, caso haja mais cargas do tipo CC, a microrrede CC se sobressai no quesito econômico em relação à microrrede CA.

Figura 3 – Estrutura típica de uma microrrede.



Fonte: Extraído de (CONRADO, 2020)

Percebe-se que a microrrede está conectada a uma rede principal denominada por “Concessionária de Energia” que se trata da distribuidora de energia local. E, conforme evidenciado em (CONRADO, 2020; OLIVARES et al., 2014; SILVA, 2019), nessa configuração, a microrrede pode ocasionar em mudanças significativas no perfil de tensão do sistema de acordo com sua localização, isso ocorre devido à sua capacidade de absorver ou injetar potência com base na demanda e geração de energia.

No modo conectado, um Ponto de Conexão Comum (PCC) possibilita a conexão/desconexão desta microrrede, ao sistema principal que é o responsável controlar a tensão e frequência. A interface de conexão pode ser realizada por meio de um disjuntor eletromecânico ou chaves seccionadoras.

Embora, a microrrede, tenha interface direta a uma rede principal, sua operação também é possível em caso de ilhamento, ou seja, atua de forma independente da rede principal. O ilhamento pode ocorrer de maneira intencional, quando se deseja realizar uma manutenção na rede ou em casos de emergência, ou de forma involuntária, para manter a integridade de alguma das redes em momento de falhas.

Em (KARIMI; YAZDANI; IRAVANI, 2008; MAHAT; CHEN; BAK-JENSEN, 2008) são explanadas duas metodologias para detecção de ilhamento fundamentados na injeção de uma perturbação e através medições de frequência/tensão, respectivamente. (NAYAK; MISHRA; PATI, 2020) propõe uma abordagem de detecção de ilhamento construída pelo sinal de detecção de ilhamento e no fator de desequilíbrio de tensão, e, para evitar o falso ilhamento, é realizado um ajuste no limite do fator de desequilíbrio de tensão e o sinal de ilhamento deve estar ausente por, no mínimo, três ciclos. Em (RATHOD; KUMAR, 2022) o método de detecção utilizado foi baseado na transformação de Clarke. Tomando outro enfoque, no entanto seguindo o mesmo objetivo de detecção de ilhamento, (YAO; TAN; HU, 2016) apresenta um controle de injeção de corrente harmônica para detecção de

ilhamento ativo de inversores conectados à rede.

Diferentemente do modo de conectado, segundo abordado por (CHAPHEKAR; KARAD; DHARME, 2016; HUANG; YANG, 2011; MUMTAZ; SYED et al., 2016) esta configuração necessita de um controle mais eficaz que mantenha a tensão e frequência em níveis aceitáveis. Para isso, é necessário que todos os elementos conectados a esta microrrede sejam coordenados de forma adequada para que se obtenha um melhor funcionamento e confiabilidade desse sistema.

Na literatura encontram-se vários artigos que tem o foco em controle de tensão e frequência. Em (BABAYOMI; LI; ZHANG, 2020) a regulação secundária de tensão e frequência de uma microrrede composta por conversores de fonte de tensão que são controlados por meio do modelo preditivo é implementada. Para a simulação, um gerador síncrono virtual é utilizado com intuito de fornecer a emulação de inércia e reduzir a taxa de mudança de frequência que surge devido às alterações súbitas de cargas. Com intenção semelhante, (XU; CAO; HAO, 2019) tem como estratégia de controle em *droop* fundamentada no retificador de modulação por largura de pulso, (*Pulse Width Modulation - PWM*) síncrono com o objetivo de melhorar a qualidade de energia relacionada à flutuação de frequência e tensão do barramento CA causada pela mudança de carga na microrrede.

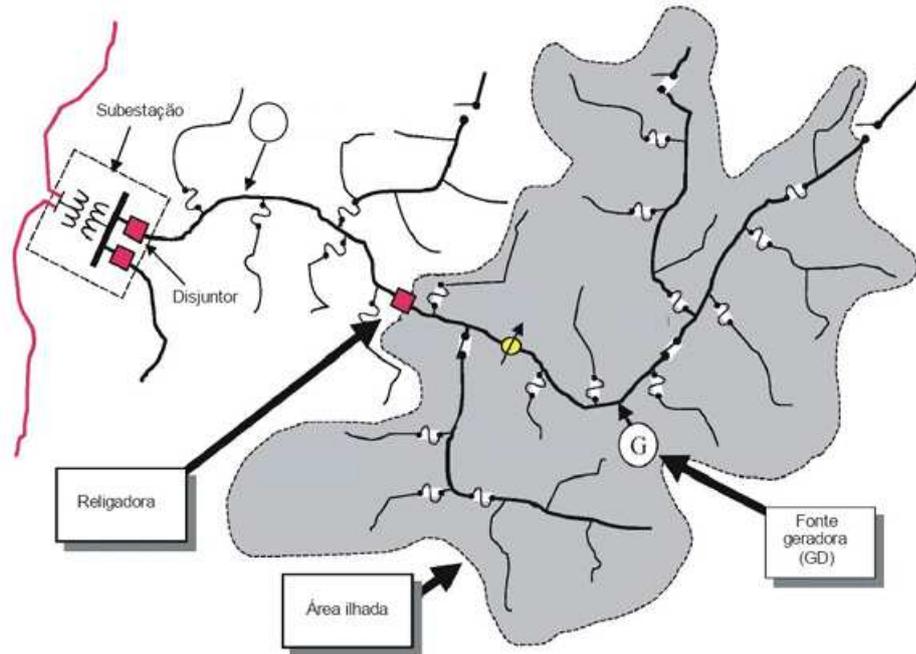
Um controle secundário de tensão e frequência para microrredes ilhadas é desenvolvido por (SIMPSON-PORCO et al., 2015) idealizado pelas técnicas de controle cooperativo, onde os controladores trocam informações localizadas e com seus vizinhos para executar, em conjunto, ações de controle secundário, tais como: regulação de frequência e compartilhamento de potência ativa entre os geradores, compensação simples para regulação de tensão e compartilhamento de potência reativa.

Sobre (RAMEZANI; LI, 2016), a proposta é integrar um mecanismo de controle vetorial de corrente contínua com o método de controle em *droop* e garante melhora na estabilidade, confiabilidade e qualidade de energia da microrrede.

Por outro lado, (KHAYAT; HEYDARI et al., 2019) realiza um controle de frequência descentralizado de uma microrrede conduzida pelas características do *droop* $P-\omega$. A ideia central é uma abordagem baseada em estimativas que não requer infraestrutura de comunicação. Ao utilizar um protocolo de consenso, o método proposto restaura a frequência ao valor nominal, mantendo o compartilhamento de potência preciso semelhante à metodologia *droop*.

De forma semelhante à Figura 3, na Figura 4 é possível identificar como uma rede pode operar independente da rede principal.

Figura 4 – Microrrede atuando junto ao Sistema de Distribuição.



Fonte: Extraído de (DIAS; BOROTNI; HADDAD, 2005).

No esquemático, o sistema elétrico é visto como um todo, observando a presença da subestação abaixadora, responsável por adequar os níveis de tensão da rede de transmissão para a rede de distribuição. A interface entre os sistemas é dada por um dispositivo de manobra, no caso, um disjuntor. Ao centro do sistema de distribuição há uma chave religadora, que é capaz de isolar ou inserir todo o sistema que está à jusante de sua instalação. A conexão poderia ainda ser feita por uma chave seccionadora, no entanto, a religadora traz a vantagem de ser acionada remotamente pelo operador da rede.

Neste caso, para que a rede seja considerada isolada, a chave religadora deve estar aberta para fins de desconexão entre rede ilhada e o sistema de distribuição principal. O ilhamento de um sistema como este pode ser realizado de forma intencional ou até mesmo após uma falha do sistema principal, onde a fonte geradora poderá servir de suporte em um momento de contingência.

A chave pode ser considerada como o PCC deste sistema em questão. Em caso de ilhamento, a região demarcada em cinza é suprida pela fonte geradora (GD), que precisa realizar todo o controle de despacho/demanda, bem como frequência e tensão de toda a região pela qual vai atender.

Em caso de operação da rede principal, conforme apresentado em (DIAS; BOROTNI; HADDAD, 2005) a chave religadora deve se encontrar na posição fechada e assim, o sistema estará sendo controlado pela distribuidora. A GD estará inserida junto ao sistema, podendo servir de apoio na demanda e melhorar o perfil de tensão da região quando bem alocada,

ou até mesmo sair de operação caso seu uso não seja necessário.

Como a tendência do aumento de GD nos próximos anos se mostrou exponencial, principalmente ao que tange o setor residencial, este trabalho objetiva observar o comportamento de uma rede existente quando unidades de geração distribuída são introduzidas com diferentes modos de operação.

2.3 MODOS DE OPERAÇÃO DE UMA MICRORREDE

A crescente inserção de geração distribuída no sistema elétrico de potência trouxe a necessidade de se buscar formas para realizar a interconexão entre a fonte geradora e a rede elétrica principal.

Independentemente se a energia provém de uma fonte despachável ou não despachável, garantir a qualidade e confiabilidade do fornecimento de energia é fundamental. Por isso, a utilização do Conversor Eletrônico de Potência, ou do inglês, *Power Electronic Converter (PEC)*, se tornou indispensável, e, o modo de operação desses equipamentos estabelece como serão realizadas as injeções de potências ativas e reativas, bem como o controle de tensão e frequência (quando necessário). Consequentemente, tais modos devem ser estudados detalhadamente para melhor atender os requisitos desejados.

Em (JUÁREZ et al., 2018), os autores apresentam uma modelagem que leva em consideração os modos de operação PV e PQ para simular a inserção de placas fotovoltaicas conectadas à rede. A simulação é realizada por meio do cálculo das equações não lineares já existentes no problema do fluxo de potência de Newton-Raphson tradicional adicionado de novas equações referentes às restrições de operação e controle para a modelagem das placas solares. As restrições são abordadas simultaneamente ao cálculo do fluxo de potência.

O método de *droop* é comumente aplicado em linhas de sistemas de transmissão, que pode ser utilizado tanto para sistemas ilhados ou conectados à rede. Neste tipo de sistema, a relação entre a reatância e a resistência é alta, diferentemente do que acontece com sistemas de baixa tensão, onde a relação entre reatância e resistência é baixa ou até mesmo unitária (ROCABERT et al., 2012).

Com base nesse princípio, sabendo que o efeito da resistência pode levar a diminuição da eficiência da análise dinâmica em sistemas com microrredes, (K. D. R. FELISBERTO; GODOY, 2020) estudaram quatro técnicas que utilizam a metodologia *droop*, que se baseiam no tipo de impedância utilizada: *Droop* convencional, *droop* resistivo, matriz de transformação rotacional e impedância virtual. Após a avaliação de cada técnica observou-se que o *droop* convencional apresentou bom desempenho no papel de regulação de tensão e frequência para a microrrede estudada. Em contrapartida, no parâmetro de potências a impedância virtual foi a única a corrigir a discrepância das potências entre os inversores.

Dentro dessa mesma linha, (MUMTAZ; SYED et al., 2016) apresentou análises considerando diferentes características de impedância das UGs, sendo elas: Indutiva, resistiva e complexa, como forma de se testar uma nova metodologia, feita a partir da modificação do método de Newton-Raphson, que leva em consideração a premissa de que a microrrede ilhada não pode ser controlada apenas por uma única barra de geração distribuída.

Ainda utilizando o controle em *droop*, (PELACINI, 2020) avaliaram a resposta dinâmica de uma microrrede trifásica também operando de forma ilhada. O objetivo é controlar a tensão e frequência de forma a manter o comportamento operativo observado no modo conectado, utilizando inversores por fonte de tensão e fonte de corrente, *VSI - Voltage Source Inverter* e *CSI - Current Source Inverter*, respectivamente. O primeiro é responsável por conectar a microrrede a um gerador/banco de baterias e o segundo, por sua vez, realiza o compartilhamento de potência por meio da injeção ou absorção de correntes da rede, desta forma os inversores realizam uma divisão entre as oscilações de potências ativas e reativas demandas pelo sistema.

Assim como o modo *droop*, o método *Volt-Var* também pode ser utilizado em ambos os tipos de conexão da microrrede. Na literatura, os autores de (SARMIENTO; CARRENO; ZAMBRONI DE SOUZA, 2018; ZHANG; GUÉGUEN; BIE, 2016; GODOY et al., 2021; REZVANI et al., 2020) implementam o fluxo de potência utilizando o método *Volt-Var*, o primeiro, (ZHANG; GUÉGUEN; BIE, 2016) implementa um fluxo de potência ótimo utilizando o método “*primal-dual*” de pontos interiores para minimizar as perdas e proporcionar um melhor compartilhamento de potência reativo entre geradores da rede. O objetivo é que a microrrede conectada, seja capaz de prestar serviços ancilares à rede principal. Já, (GODOY et al., 2021) realiza a simulação do fluxo de potência global baseado na divisão mestre-escravo, onde as microrredes são consideradas como escravas e o sistema de média tensão é o sistema mestre. Para isso, a microrrede é conectada à rede, e a avaliação do sistema é feita por meio do comparativo sem e com a estratégia *Volt-Var*.

A simulação de (REZVANI et al., 2020) observa a interação entre os sistemas de transmissão e distribuição quando submetidos à presença de geração de energia solar intermitente. Neste caso, é estudado um sistema *Volt-Var* melhorado que considera, dentro da faixa linear de atuação, uma banda morta, onde a potência reativa não sofre alteração. Esse sistema é modelado em conjunto da jacobiana e visa melhorar o perfil de tensão nos alimentadores, bem como minimizar a atuação excessiva dos transformadores comutadores em carga, ou, do inglês, *Load Tap Changer - LTC's*.

Finalmente, (SARMIENTO; CARRENO; ZAMBRONI DE SOUZA, 2018) modela os inversores com os métodos *Volt-Var* melhorado e *droop* pelo método de varredura “*Backward-Forward*” para rede ilhadas.

Indiferente do objetivo e metodologia aplicada, todos os artigos citados demonstram

que a utilização do controle *Volt-Var* proporciona melhor regulação de tensão na microrrede, mantendo a tensão dentro da faixa estabelecida.

2.4 HIERARQUIA DE CONTROLE

À medida que novas tecnologias vão sendo inseridas, diferentes tratativas vão se tornando necessárias para que seja possível o bom funcionamento da rede. Desta forma, vale lembrar que uma microrrede deve ter flexibilidade para operar quanto no modo conectado quanto no modo ilhado (PALIZBAN; KAUHANIEMI, 2015). É essencial que essa tecnologia se atente em atender as seguintes premissas:

Transição entre os modos de operação: A microrrede deve ser capaz de alternar de um modo para outro de forma que o sistema não tenha impacto significativo. Além disso, quando em modo ilhado, a microrrede deve ser capaz de suprir a demanda requerida por todo o sistema (SILVA, 2019).

Incerteza: Por se tratar de UGs renováveis, principalmente fontes eólicas e solares, há uma grande incerteza ligada à quantidade de energia disponível, por isso, o sistema deve ser capaz de se adequar a essas variações ao longo de seu funcionamento (SILVA, 2019; PALIZBAN; KAUHANIEMI, 2015).

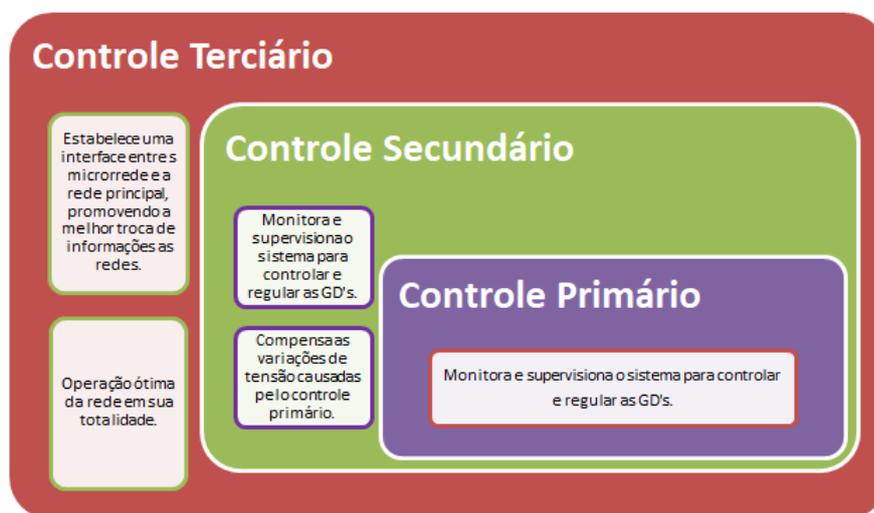
Gerenciamento da demanda: O sistema deve ser capaz de realizar manobras que façam o gerenciamento inteligente e automático do sistema de forma à garantir a operação dentro do nível de tensão e frequência esperados (SILVA, 2019; LOGENTHIRAN; SRINIVASAN; SHUN, 2012).

Despacho econômico: Além das demais premissas, a microrrede deve operar de forma mais eficiente e econômica possível, objetivando a diminuição dos custos operacionais e maior lucro. Por isso, estudos como identificar a melhor localização de uma GD, assim como a quantidade limite de inserção desse tipo de geração na rede e a a implantação do gerenciamento da geração de energia e até mesmo da carga são tão importantes (SILVA, 2019; LOGENTHIRAN; SRINIVASAN; SHUN, 2012; FAZELI et al., 2015; OLIVAL; MADUREIRA; MATOS, 2017; HASSAN; ABIDO, 2011; KHANBABAPOUR; HAMEDANI GOLSHAN, 2018).

A abordagem moderna, diferentemente do sistema de controle tradicional, cujo gerenciamento de energia é tratado por um processo multicamada e conectado à rede, na microrrede e em sistemas com geração distribuída atua no gerenciamento de energia em diferentes setores, que vai desde a geração de energia da fonte de GD até a realização do sincronismo entre a microrrede e a rede de energia principal (WOOD; WOLLENBERG; SHEBLÉ, 2013; VANDOORN et al., 2011; PALIZBAN, Omid; KAUHANIEMI, Kimmo; GUERRERO, Josep M, 2014; PALIZBAN, O.; KAUHANIEMI, K.; GUERRERO, J. M., 2014).

Na Figura 5, é possível observar como é tratado esse tipo de controle, mais comumente conhecido por controle hierárquico (CH). A estrutura pode ser segregada em três níveis de controle.

Figura 5 – Estrutura da hierarquia de controle.



Fonte: Elaborado pela Autora.

A camada mais inferior, ou nível um, refere-se ao controle primário, onde é realizado o gerenciamento de todos os recursos energéticos e a regulação de tensão. Já o segundo nível é dedicado para realizar a compensação dos desvios causados pelo controle primário, objetivando em um melhor desempenho da rede. E, finalmente, o terceiro nível que é o responsável por realizar a interface entre a microrrede e a rede principal. Ou seja, é onde há o gerenciamento ótimo de todo fluxo de potência do sistema (NASCIMENTO, B. d. N., 2019; SILVA, 2019; PALIZBAN; KAUHANIEMI, 2015).

Um novo esquema de CH para a microrrede do tipo série é proposto em (QIN; LI, 2022), que consiste em compartilhar a potência de forma proporcional e a restaurar de tensão no PCC, simultaneamente. A estratégia é desenvolvida com base no algoritmo de consenso do sistema multiagente. Em (YANG et al., 2016) uma estratégia de controle hierárquico é traçada de forma à realizar o gerenciamento de energia e o controle coordenado de microrredes CC conectadas à rede. Já em (WANG; JIN; WANG, 2018) o intuito de suavizar a transição entre os modos de conexão, para isso, implementa um esquema de controle uniforme para o conversor de interligação bidirecional CA/CC em uma microrrede híbrida controlada hierarquicamente.

O desejo de (ZHENG; WEIYE, 2021) é buscar um aperfeiçoamento em problemas relacionados à flutuação de frequência, baixa confiabilidade e ineficiência energética em uma microrrede. Para isso combina as técnicas do controle mestre-escravo e do controle ponto a ponto, um controle hierárquico baseado no controle coordenado da rede.

Um CH de dois níveis para controlar uma microrrede CC autônoma podem ser observados em (MUCHANDE; THALE, 2020; JIANG; PENG, 2018), em que o primeiro nível aplicado ao compartilhamento de energia e o controle supervisorio que é o responsável pela regulação da tensão e otimização da potência da microrrede.

O intuito de (NAVARRO-RODRÍGUEZ et al., 2021) é utilizar o CH de comportamento dinâmico para realizar, com menor impacto possível, a integração dos consumidores, que agora também geram energia, na rede principal de fornecimento de energia.

Um controle hierárquico de três níveis explanado por (GUAN; VASQUEZ; GUERRERO, 2015), baseia-se em um controlador autônomo de compartilhamento de corrente para microrredes conectadas. Tem como alvo o compartilhamento de energia entre os inversores paralelos controlados por tensão. Também utilizando três níveis de controle, (HOU et al., 2018) visa à recuperação de frequência/tensão e compartilhamento preciso de energia para o modo ilhado, a regulação flexível do fluxo de energia entre a rede principal e a microrrede, e, finalmente, realizar a sincronização suave entre os dois modos de operação da microrrede.

A análise de estabilidade do sistema com conversor *boost* paralelo com a estratégia de controle por *droop* aprimorado é feita por (ZHAO et al., 2021), e tem como princípio a compensação de tensão e calibração de seu coeficiente de queda de reativo. O controle é realizado de forma hierárquica, por meio de três camadas de controle. E, em (LI et al., 2020) é testada uma microrrede CC de pequena escala em um controle mestre-escravo hierárquico sem *link* de comunicação para avaliar a interação do barramento CC de janela dupla para a comunicação entre as GDs.

Todos os controles serão explorados mais detalhadamente nos tópicos seguintes.

2.4.1 CONTROLE PRIMÁRIO

O primeiro nível hierárquico tem como objetivo ajustar os níveis de tensão e frequência. A necessidade de um controle como este surge a partir do momento em que mais de uma unidade geradora está conectada ao sistema e se torna indispensável um mecanismo que realize a regulação da distribuição de potência para manter a estabilidade operacional deste. Este controle é o que apresenta menor tempo de resposta e é utilizado para melhorar a confiabilidade do sistema (NASCIMENTO, B. d. N., 2019; OLIVARES et al., 2014; SILVA, 2019; PALIZBAN; KAUHANIEMI, 2015; RAMOS, 2021).

Em (YI et al., 2018; POZO et al., 2021) realiza-se um comparativo entre o controle interno de tensão e corrente de um controlador PI e (*Finite-Control-Set Model Predictive Control, FCS-MPC*) em um controle primário de uma microrrede CC.

Um esquema de controle coordenado distribuído baseado no método de sinalização de barramento de frequência para uma microrrede CA trifásica de baixa tensão é proposto

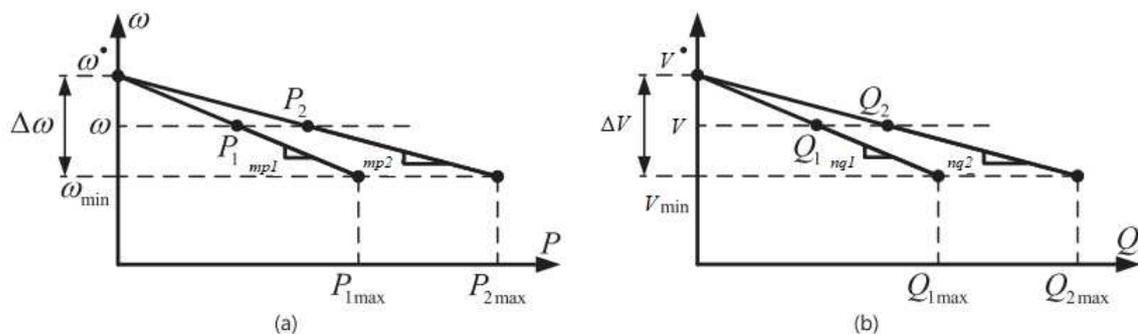
por (WU, D. et al., 2013) . Utiliza-se de dois níveis, sendo o primeiro um controle local onde realiza a variação da frequência quando detecta que a carga está próxima do limite. O controle secundário é utilizado para restaurar os desvios de frequências promovidos pelo controle primário. (GUI; KIM; CHUNG, 2016) estabelece um controle não linear que é empregado para realizar a melhoria no controle da frequência de turbinas eólicas com geradores de indução duplamente alimentados (*Doubly-Fed Induction Generator - DFIG*). O método de linearização de entrada-saída é aplicado levando em conta a não linearidade do sistema a fim de garantir a melhor resposta da frequência. Já (DAVARI et al., 2021) apresenta também um controle de frequência primário, porém voltado para os motores/geradores que regulam a frequência de uma microrrede ilhada inteligente. A abordagem é baseada em um algoritmo de controle de *feedback* de saída ótimo adaptativo usando programação dinâmica adaptativa (*Adaptive Dynamic Programming - ADP*).

Também conhecido como controle local, este nível hierárquico utiliza o regulador de tensão para realizar o ajuste de tensão para os compensadores síncronos, no entanto, quando se trata de fonte que geram em corrente contínua como eólicas e solares, por exemplo, este tipo de controle é executado pelo inversor de frequência (SILVA, 2019).

Quando o controle primário (CP) é feito pelo inversor, basicamente se tem a resposta em *droop* deste conversor pelo modo VSI, onde a intenção é reproduzir o comportamento da regulação feita pelo compensador síncrono tradicional, ou seja, a variação dos parâmetros se dá de acordo com a alteração da carga (OLIVARES et al., 2014; PALIZBAN; KAUHANIEMI, 2015; RAMOS, 2021).

A Figura 6 retrata o comportamento do inversor de frequência quando operando em *droop*, onde é perceptível a relação inversamente proporcional entre a potência ativa e a frequência, e entre a potência reativa e a tensão (RAMOS, 2021).

Figura 6 – (a) Representação da variação da potência ativa em relação à frequência angular; (b) Representação da variação da potência reativa em relação à tensão.



Fonte: Adaptado de (RAMOS, 2021).

Havendo um aumento na potência ativa demandada, a frequência angular do

sistema tende a cair de acordo com o coeficiente de queda de ativo (mp), o oposto acontece quando há um decréscimo na demanda e a frequência do sistema se eleva. No entanto, é possível observar que, há um limite para as variações que ocorrem entre ambos os parâmetros. Vê-se que potência ativa máxima que é diretamente ligada à frequência mínima na qual o sistema pode chegar e tais valores são relacionados à capacidade física da máquina em gerar potência reativa e também à frequência mínima que garante a operação do sistema dentro dos limites aceitáveis (NASCIMENTO, B. d. N., 2019; OLIVARES et al., 2014; SILVA, 2019; PALIZBAN; KAUHANIEMI, 2015; RAMOS, 2021).

Entre a potência reativa e a tensão o princípio é o mesmo, no entanto é considerado o coeficiente de queda de reativo (nq). Ou seja, oscilações na tensão causam variações na potência reativa e estes parâmetros influenciam fortemente na estabilidade do sistema. (RAMOS, 2021)

O controle primário (CP) permite que os parâmetros sejam obtidos conforme a medição local e por isso dispensa comunicação entre os outros controles. Apesar disso, algumas limitações foram observadas na literatura (ALSHAMMARI, 2022; RAMOS, 2021; TAYAB et al., 2017; COELHO et al., 2016), como:

- Resposta transitória lenta;
- Necessidade de *trade off* entre a distribuição de potência e regulação de tensão, ou seja, o sistema precisa escolher entre obter bons resultados na distribuição de potência e prejudicar a tensão;
- Distribuição precária das correntes harmônicas entre as UGs;
- Não possibilita o compartilhamento igualitário da potência reativa entre as UG's.

2.4.2 CONTROLE SECUNDÁRIO

O Controle Secundário (CS) restaura os valores de tensão e frequência aos seus valores nominais para compensar os desvios causados pelo controle primário. Além disso, o diferentemente do controle primário, o segundo nível hierárquico é responsável por decidir entre a regulação de tensão e o compartilhamento de potência reativa devido à queda de tensão na linha da microrrede (ALSHAMMARI, 2022; RAMOS, 2021).

Assim, à medida que o coeficiente de *droop* é aumentado, proporcionalmente será a melhoria na distribuição tanto das potências ativas quanto reativas. Em contrapartida, a qualidade na tensão é diminuída na mesma proporção. Por isso o CS é utilizado, para fins de realizar a regulação das tensões e frequências das UGs (ALSHAMMARI, 2022; RAMOS, 2021; TAYAB et al., 2017).

As aplicações desse controle são mais utilizadas para regulação de tensão e frequência em sistemas isolados, pois quando conectado, o sistema utiliza a tensão da própria rede

principal como referência das UGs (ALSHAMMARI, 2022; RAMOS, 2021).

O CS tem uma constante de tempo mais lenta para permitir que o controle primário atinja um valor de estado estável para evitar a interação do controle (OLIVARES et al., 2014; SILVA, 2019; ALSHAMMARI, 2022).

A arquitetura de controle secundário é classificada de acordo com a infraestrutura de comunicação em duas categorias principais: centralizado e descentralizado (SILVA, 2019; OLIVAL; MADUREIRA; MATOS, 2017; ALSHAMMARI, 2022; ASHOK KUMAR; AMUTHA PRABHA, 2022; PAPADIMITRIOU; ZOUNTOURIDOU; HATZIARGYRIOU, 2015; RAMOS, 2021).

No controle secundário centralizado (CSC), as informações provenientes das UGs são encaminhadas para um controlador central, que por sua vez realiza todo o cálculo de operação ótima da rede e retorna o resultado para cada uma das UGs que fazem parte do sistema.

A principal vantagem desse controle é o menor esforço computacional, entretanto, em caso de falha do controlador central e/ou inclusive em sua comunicação com alguma das UGs, todo o controle será comprometido ou no até mesmo perdido, resultando em uma menor confiabilidade.

Por outro lado, no controle secundário descentralizado (CSD) cada UG realiza o CS individualmente e trocam informações entre si. Dessa forma, como atuam de maneira independente, os parâmetros são calculados todos internamente, razão pela qual pode ser considerado mais confiável e flexível.

No contexto de controle secundário, um dos estudos precursores encontrados na literatura é o realizado por (LAGONOTTE et al., 1989), onde o conceito de distância elétrica é abordado em conjunto de algoritmos de análise tipológica com o intuito de se obter de forma automática a identificação de zonas e nós pilotos para a realização do controle secundário de tensão.

Além deste estudo, diversos artigos são encontrados na literatura que mencionam um CS baseado em SMA – Sistema Multiagente para microrredes seja para fins de coordenação e monitoramento (DIMEAS; HATZIARGYRIOU, 2005; LOGENTHIRAN; SRINIVASAN; KHAMBADKONE et al., 2010), compartilhamento proporcional de potência ativa e regulação de tensão (ANAND; FERNANDES; GUERRERO, 2013), melhoria na comunicação e envio de dados (SHAFIEE; STEFANOVIĆ et al., 2014; LU et al., 2017), na minimização de custos e equilíbrio entre demanda e geração (WANG; CHEN et al., 2015; KHAYAT; NADERI et al., 2019), regulação e ou problemas de restauração de tensão e frequência (GUO et al., 2015; SHAFIEE; NASIRIAN et al., 2018).

A técnica de controle por consenso é apresentada por (RAMOS, 2021; TAYAB et al., 2017), bastante utilizada para a regulação de tensão e frequência que visa atingir

uma condição ideal para o sistema por meio de um consentimento entre as UG presentes na microrrede. Este controle é aplicado em diversos âmbitos como: genética, frota de veículos, sistemas de energia e entre outros. O CS que é respaldado no controle por consenso necessita de comunicação, de baixa largura de banda, entre as UGs, que por sua vez dependerá da topologia utilizada, já que assim, pode-se pré-estabelecer com quais UGs devem ou não se comunicar.

Em (SILVA, 2019; PASSOS FILHO, 2000; LA GATTA, 2012; NASCIMENTO, P., 2017) a abordagem de controle secundário é feita utilizando o método de Newton-Raphson, onde as equações de controle podem ser inseridas fora do processo iterativo ou incluídas na matriz Jacobiana por meio de sua expansão. Essa também foi a metodologia utilizada no CS desenvolvido nesse trabalho.

Identificou-se em (MA; ZHANG; WANG, 2023) uma metodologia que aplica redes neurais explícitas para realizar o controle secundário em microrredes ilhadas. O objetivo do trabalho é garantir que o sistema opere em qualquer faixa dentro do limite de segurança de tensão desejado, inclusive durante momentos de transitórios. O problema tende a imitar a precisão e volume da região estável por meio do atendimento das restrições de estabilidade e segurança. Um controlador integrador é utilizado para eliminar o erro estacionário causado pelo controle primário.

2.4.3 CONTROLE TERCIÁRIO

O nível mais alto de hierarquia, ou então denominado controle terciário (CT), é o único nível que opera de forma conectada à rede. Pode-se dizer que este nível relaciona-se mais com a rede principal do que com a microrrede propriamente dita (NASCIMENTO, B. d. N., 2019).

Esse controle tem a função de gerenciar toda a rede bem como realizar a interface entre a microrrede e a rede principal. Esse tipo de controle é responsável por obter o ponto ótimo de operação do sistema, além disso, pode considerar a minimização de perdas, melhor aproveitamento das fontes de energia, fatores econômicos e regulatórios. Para que isso seja possível, é necessário haver a comunicação entre este e os demais controles implementados, assim medidas como alívio de carga ou redespacho podem ser tomadas de maneira mais eficaz e assertiva (OLIVARES et al., 2014; SILVA, 2019).

Em (MA; LIU et al., 2021) é proposto um controle da função de previsão para o nível terciário do controle hierárquico dos *clusters* de uma microrrede CC e implementa o novo algoritmo com estrutura de controle distribuída restante. No controle terciário preditivo distribuído proposto, o protocolo de consenso dinâmico é implantado com base no compartilhamento de informações entre agentes vizinhos. Em (WU, C. et al., 2019) busca-se por melhorar a confiabilidade do sistema de uma microrrede CC por meio da interconexão de sistemas de armazenamento em seus *clusters*. Para isso um método

de controle terciário distribuído com *Security Operations Center - SOC* para distribuir automaticamente a potência em cada sistema de armazenamento de energia da microrrede.

Um controle hierárquico com CP, CS e CT é implementado por (ELHASSANEEN; TSUJI, 2019), que trazem um controle cooperativo descentralizado de tensão e corrente, baseado na zona morta e na capacidade de geração de energia, para mitigar as oscilações de tensão em microrredes CC e reduzir todo o custo de geração controlando a saída de tensão de cada conversor de energia.

Para garantir que as variações de tensão do inversor permaneçam dentro dos limites seguros conforme as condições de operação, (SHARMA et al., 2021) relata um tipo de CT onde a malha de controle é ativada quando qualquer uma das tensões excede o limite estabelecido e altera o compartilhamento de corrente de forma a manter a tensão dentro da faixa permitida.

Segundo (QIN; LIU; FU, 2021) o objetivo da implantação de um controle terciário baseado na previsão de modelos não paramétricos para microrredes CC é trazer melhorias quando comparado ao uso do controle PI convencional. E para (MENG et al., 2014) o CT visa ajustar o esforço de compensação ótima de cada GD considerando os limites de desequilíbrio de tensão nas barras locais e em seus terminais, por meio de uma metodologia em que desenvolve o controle de nível de qualidade multi-potência em um sistema ilhado com a finalidade de economizar com investimento em equipamentos de compensação adicionais.

2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram apresentados conceitos básicos relacionados à microrredes e seus principais modos de operação e controle, fatores que interferem significativamente no bom funcionamento, estabilidade operativa e eficiência energética de um sistema elétrico.

Na literatura os métodos de controle secundário são bastante estudados visto que buscam, cada um com sua proposta, melhorar a regulação de tensão e frequência, bem como estabelecer um compartilhamento de potência ativa e reativa mais eficiente e adequado possível, com a finalidade de proporcionar maior confiabilidade à rede. A Figura 7 exibe a quantidade de trabalhos revisados por seus respectivos anos de publicação.

No próximo capítulo serão abordadas as implementações necessárias para simular cada modo de operação com base no fluxo de potência elaborados com base na metodologia de Newton-Raphson tradicional.

Figura 7 – Trabalhos revisados por ano de publicação.



Fonte: Elaborado pela Autora.

3 METODOLOGIA PROPOSTA

Este capítulo apresenta uma revisão dos principais conceitos a serem abordados neste trabalho, bem como a fundamentação matemática por trás da implementação de cada estratégia de controle de tensão adotada nesta dissertação. As formulações que aqui serão apresentadas, mostram os detalhes da modelagem do algoritmo de fluxo de potência para microrredes conectadas com conversores operando nos modos PV, PQ, VSI e *Volt-Var*. Cada modo de conexão dos inversores possui algumas peculiaridades que o difere do utilizado em sistemas tradicionais, e serão aqui explicitadas.

Adicionalmente, será apresentado de forma detalhada a modelagem utilizada para a implementação de um controle secundário de tensão que engloba o equacionamento de inversores operando em *droop* e apresenta como ganho adicional a obtenção da tensão de referência do inversor.

3.1 REVISÃO DO MÉTODO DE NEWTON-RAPHSON PARA SOLUÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA

A condição de operação de um sistema elétrico de potência depende de vários fatores, mas principalmente, dos equipamentos a ele conectados e pela forma na qual seus parâmetros são controlados. Por isso, a implementação da modelagem correta dos dispositivos e controles inseridos no sistema é de fundamental importância para uma abordagem mais realística e precisa.

O fluxo de potência é uma ferramenta de extrema importância para sistemas elétricos de potência, pois através do seu cálculo e, conforme a condição de geração e carga previamente conhecida, é possível determinar o estado operativo da rede, ou seja, obter módulo de tensão e ângulo em cada uma das barras envolvidas na análise. (MONTICELLI, 1983)

O método de Newton-Raphson é um dos mais utilizados para a formulação do fluxo de potência para sistemas de transmissão, contribui de maneira eficiente em assuntos relacionados aos estudos de planejamento e operação de sistemas elétricos de potência.

No fluxo de potência os barramentos do sistema podem ser caracterizados de formas diferentes dependendo de suas variáveis especificadas e as incógnitas que ainda precisam ser determinadas. Assim tem-se:

Barramento PV - Para barramentos que possuem potência ativa e módulo tensão especificadas. As incógnitas são potência reativa e ângulo de tensão, características que representam os geradores do sistema.

Barramento PQ - A potência ativa e reativa são especificadas e tem como incógnitas o módulo e ângulo da tensão. Esse tipo de barramento é utilizado em barramentos de

carga.

Barramento $V\theta$ - O módulo e ângulo de tensão são especificados, sendo necessário obter dados de potência ativa e reativa. Esse tipo de barramento é utilizado como referência angular de todo um sistema e é por ele que o balanço de potência ativa é realizado.

3.2 MODO DE OPERAÇÃO PV

Considerando uma rede conectada, este é o modo de operação mais difundido e pode ser facilmente implementado utilizando a solução do fluxo de potência por meio da metodologia de Newton-Raphson tradicional (MONTICELLI, 1983).

Para este modo de operação, o inversor é representado como um barramento PV, onde possui seus valores de geração de potência ativa e tensão especificados, conforme modela as Equações (3.1) e (3.2). Desta forma, a potência reativa é obtida baseada na demanda solicitada pelo sistema em análise.

$$P_{gk} = P_k^{esp} \quad (3.1)$$

$$V_k = V_k^{esp} \quad (3.2)$$

Este tipo de modelagem possui grande facilidade na implementação computacional de restrições relacionadas à capacidade da máquina e assim conseqüentemente, na variação dos níveis de tensão. Em outras palavras, a tensão é mantida constante, desde que os limites físicos da máquina não sejam extrapolados.

Partindo da consideração para uma barra k , genérica, onde sua potência é dada por:

$$S_k = P_k + Q_k \quad (3.3)$$

$$P_k^{calc} = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (3.4)$$

$$Q_k^{calc} = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (3.5)$$

$$\theta_{km} = \theta_k - \theta_m \quad (3.6)$$

Em que:

K : É o conjunto de todas as barras m adjacentes à barra k

V : Representa o módulo de tensão no barramento.

θ : Representa o ângulo da tensão no barramento.

G_{km} : Representa a parte real da matriz de admitância entre os barramentos k e m .

B_{km} : Representa a parte imaginária da matriz de admitância entre os barramentos k e m .

Assim, para obter-se a potência ativa e reativa injetadas no barramento, tem-se:

$$P_k^{esp} = P_g - P_d \quad (3.7)$$

$$Q_k^{esp} = Q_g - Q_d \quad (3.8)$$

Os erros calculados a cada iteração são dados por:

$$\Delta \mathbf{P} = P_k^{esp} - P_k^{calc} \quad (3.9)$$

$$\Delta \mathbf{Q} = Q_k^{esp} - Q_k^{calc} \quad (3.10)$$

Em que:

$\Delta \mathbf{P}$: Refere-se à variação de Potência Ativa injetada;

$\Delta \mathbf{Q}$: Refere-se à variação de Potência Reativa injetada.

Essas equações são solucionadas por meio do processo iterativo e são relacionadas com as suas respectivas variáveis de estado, multiplicadas pela matriz Jacobiana, conforme a Equação (3.11).

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P} \\ \Delta \mathbf{Q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{H} & \mathbf{N} \\ \mathbf{M} & \mathbf{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\theta} \\ \Delta \mathbf{V} \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

Onde:

$\Delta \boldsymbol{\theta}$: Refere-se à variação do Ângulo da Tensão;

$\Delta \mathbf{V}$: Refere-se à variação do Módulo da Tensão.

A matriz Jacobiana é responsável por realizar a aproximação da solução a cada nova iteração e deve ser recalculada de acordo com as equações (MONTICELLI, 1983):

$$H_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} = V_k V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (3.12)$$

$$H_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = -V_k^2 B_{kk} - Q_k \quad (3.13)$$

$$N_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial V_m} = V_k (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (3.14)$$

$$N_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial V_k} = \frac{P_k + V_k^2 G_{kk}}{V_k} \quad (3.15)$$

$$M_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} = -V_k V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (3.16)$$

$$M_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} = -V_k^2 G_{kk} - P_k \quad (3.17)$$

$$L_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} = V_k (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (3.18)$$

$$L_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = \frac{Q_k - V_k^2 B_{kk}}{V_k} \quad (3.19)$$

A cada iteração, h , os valores obtidos de potências ativas e reativas são comparados à tolerância previamente estipulada, caso já tenha sido atingido o valor desejado o processo iterativo é finalizado, do contrário, nova iteração se inicia, calcula-se nova matriz jacobiana e os valores são atualizados até que o critério de convergência seja satisfeito.

$$\theta^{h+1} = \theta^h + \Delta \theta^h \quad (3.20)$$

$$V^{h+1} = V^h + \Delta V^h \quad (3.21)$$

$\Delta \theta^h$ e ΔV^h são as variações de ângulo e tensão obtidas na Equação (3.11) que serão somadas aos valores obtidos na iteração subsequente atualizando o parâmetro a ser utilizado na iteração posterior.

3.3 MODO DE OPERAÇÃO PQ

O modo de operação PQ normalmente é utilizado para sistemas que possuem geração de energia renovável, onde é possível determinar a injeção de potência ativa e reativa desejada de acordo com a potência disponível.

Desta forma, para a implementação desse tipo de operação, os valores de potência ativa e reativa são especificados previamente, sendo então representado como um barramento PQ (RESE; COSTA; SILVA, 2013). Além disso, é possível determinar o fator de potência de modo a controlar os valores de potências reativas injetadas ou consumidas pelas unidades geradoras (UGs).

Feito tais considerações, as potências injetadas em uma barra k genérica, se dão por:

$$P_{gk} = P_k^{esp} \quad (3.22)$$

$$Q_{gk} = P_k^{esp}(\tan(\arccos(FP))) \quad (3.23)$$

A potência ativa na barra k , P_{gk} , é previamente determinada e interfere diretamente na injeção de potência reativa, Q_{gk} . O fator de potência, FP , é inserido na equação com a finalidade de mensurar a razão entre a potência ativa e reativa especificadas.

Os valores especificados de potência ativa e reativa devem estar dentro das capacidades de geração da fonte, portanto:

$$0 < P_{gk} < P_g^{Máx} \quad (3.24)$$

$$Q_g^{Min} < Q_{gk} < Q_g^{Máx} \quad (3.25)$$

Vale ressaltar que, por se tratar de uma rede conectada, não é necessário verificar o comportamento da frequência do sistema e nem da tensão nominal dos barramentos que possuem geração, uma vez que o controle de frequência seja fornecido pela rede principal.

O modo PQ possui formulação similar ao modo PV, no entanto a estratégia adotada para a modelagem computacional considerou-se que neste caso a geração de energia é inserida no calculo do fluxo de potência como uma carga negativa, representando as unidades de GD não despacháveis.

No caso implementado a potência ativa é fixada em um valor pré-determinado, por outro lado, a potência reativa é dada em função da potência ativa estabelecida, conforme apresentado na Equação (3.23). Essa equação determina a relação entre as potências, ou seja, qual o fator de potência considerado.

Em outras palavras, o sistema de equações a ser resolvido pelo fluxo de potência é similar ao modo PV, conforme o equacionamento visto em (3.26).

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P} \\ \Delta \mathbf{Q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{H} & \mathbf{N} \\ \mathbf{M} & \mathbf{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\theta} \\ \Delta \mathbf{V} \end{bmatrix} \quad (3.26)$$

A atualização de módulo e ângulo de tensão também deve ser realizada de maneira similar ao modo PV, de acordo com o equacionamento apresentado em (3.27) e (3.28).

$$\theta^{h+1} = \theta^h + \Delta \boldsymbol{\theta}^h \quad (3.27)$$

$$V^{h+1} = V^h + \Delta \mathbf{V}^h \quad (3.28)$$

As variações de ângulo e módulo de tensão $\Delta \boldsymbol{\theta}^h$ e $\Delta \mathbf{V}^h$ obtidas na Equação (3.26) são somadas aos valores obtidos na iteração subsequente atualizando o parâmetro a ser utilizado na iteração posterior até que o critério de convergência seja alcançado e o processo possa ser finalizado.

3.4 MODO DE OPERAÇÃO VSI

Neste modo de operação o conversor eletrônico é utilizado de forma a emular o comportamento da máquina síncrona, onde tradicionalmente há um acoplamento entre a potência ativa e a frequência, bem como entre a potência reativa e a tensão. Ou seja, variações na potência ativa interferem diretamente no comportamento da frequência do sistema e, de modo análogo, o mesmo acontece em relação à potência reativa e a tensão.

Para a representação desses equipamentos no algoritmo do fluxo de potência é necessário implementar novas equações que modelem esse comportamento para cada barramento que possui PEC.

A modelagem pode variar de acordo com a impedância de saída da UG, podendo ser: indutiva, resistiva ou complexa.

Neste trabalho, tomando como base a impedância indutiva da rede, quando a relação entre $\frac{X}{R} \gg 1$, e, considerando que em microrredes a impedância de saída de uma GD possui um filtro em sua interface, o equacionamento para implementação de um conversor se dá por (MUMTAZ; SYED et al., 2016):

$$\omega = \omega_0 - m_p(P_g - P_0) \quad (3.29)$$

$$V = V_0 - n_q(Q_g - Q_0) \quad (3.30)$$

Em que:

ω e ω_0 referem-se à frequência do sistema e a frequência de referência do conversor, respectivamente;

m_p e n_q representam os coeficientes de queda de potência ativa e reativa;

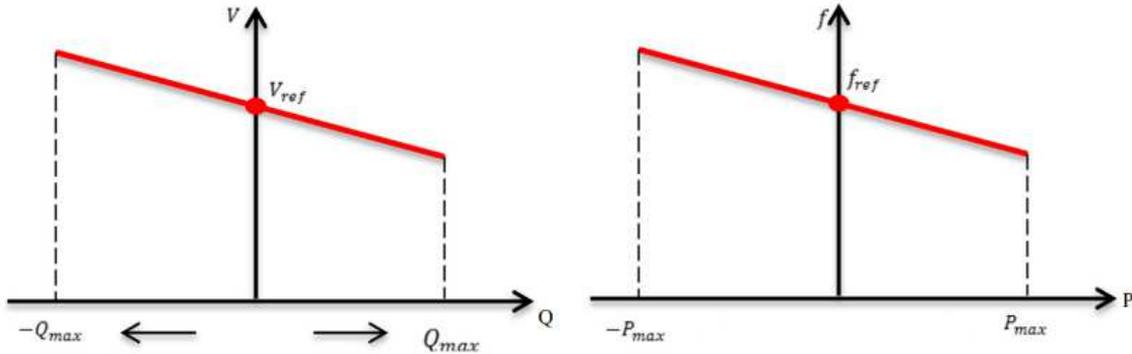
P_g e Q_g são as potências ativa e reativa geradas;

P_0 e Q_0 são as potências ativa e reativa iniciais, normalmente definidas como valores nulos;

V e V_0 referem-se às tensões do barramento e à tensão de referência do conversor.

O comportamento da variação da frequência em relação à potência ativa e da tensão em relação à potência reativa é apresentado na Figura 8. Apesar disso, vale ressaltar que a simulação a ser realizada inclui apenas a Equação (3.30), pois como trata-se de uma microrrede conectada à rede principal, sendo esta responsável pelo controle de frequência de todo o sistema.

Figura 8 – Comportamento da Potência Reativa X Tensão e Potência Ativa X Frequência.



Fonte: Adaptado de (PALIZBAN; KAUHANIEMI, 2015).

Para a simulação do modo de conexão VSI é necessário realizar algumas modificações no algoritmo do fluxo de potência convencional, a começar pela inserção de uma nova equação, que representa o comportamento do conversor na rede, conforme apresentado na Equação (3.30). Atentando-se que, para cada barramento de geração, ng , com controle *droop*, uma nova equação será inserida ao problema, sendo assim tem-se um total de ng equações.

A técnica utilizada para tal é o Método de solução *full* Newton onde a modelagem a ser implementada é associada à matriz Jacobiana do método de Newton-Raphson convencional. Esse método permite que a Jacobiana do método tradicional não seja alterada, mas apenas adiciona novas derivadas relacionadas à equação do *droop*, assim como apresentado no equacionamento (3.31).

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ \Delta Y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{H} & \mathbf{N} & \mathbf{A3} \\ \mathbf{M} & \mathbf{L} & \mathbf{A4} \\ \mathbf{A1} & \mathbf{A2} & \mathbf{A5} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \\ \Delta X \end{bmatrix} \quad (3.31)$$

Onde, $1 = \frac{\partial Y}{\partial \theta}$, $2 = \frac{\partial Y}{\partial V}$, $3 = \frac{\partial P}{\partial X}$, $4 = \frac{\partial Q}{\partial X}$ e $5 = \frac{\partial Y}{\partial X}$.

Desta forma, as submatrizes \mathbf{H} , \mathbf{N} , \mathbf{M} e \mathbf{L} da matriz Jacobiana já conhecidas permanecem inalteradas, complementadas de novas submatrizes $\mathbf{A1}$, $\mathbf{A2}$, $\mathbf{A3}$, $\mathbf{A4}$ e $\mathbf{A5}$, que são derivadas associadas à nova variável de estado, ΔX , que corresponde à potência reativa gerada em cada gerador, Q_g .

Assim como é avaliada a variação das potências ativas e reativas, ΔP e ΔQ , a variação de Q_g também passa a ser parte do critério de convergência do fluxo de potência modificado, desta forma, dado uma barra k com controlador em *droop*, o resíduo é representado por ΔY , por meio da Equação (3.32).

$$\Delta \mathbf{Y} = V_k - V0_k + n_{Q_k} \cdot Q_{gk} \quad (3.32)$$

Em que, n_{Q_k} trata-se do coeficiente de queda de reativo, que relaciona os parâmetros de tensão e potência reativa.

A cada nova iteração, o valor da variável de estado Q_{gk} deve ser atualizado, considerando o valor obtido na iteração anterior e a variação encontrada em $\Delta \mathbf{Y}$ da iteração atual. O processo deve ser repetido até que $\Delta \mathbf{Y}$ satisfaça a tolerância estipulada, obtendo a convergência do método implementado.

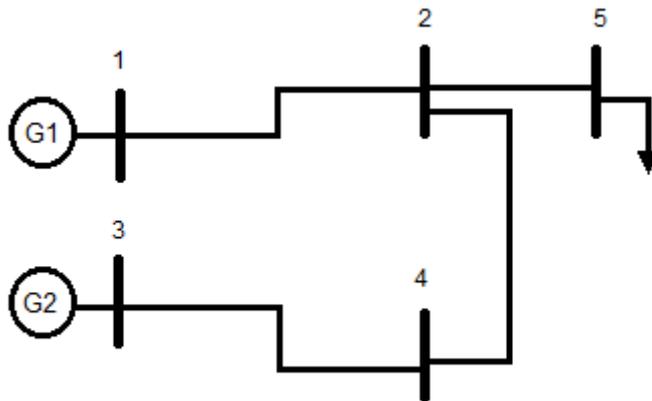
$$Q_{gk}^{h+1} = Q_{gk}^h + \Delta Q_{gk}^h \quad (3.33)$$

3.4.1 EXEMPLO ILUSTRATIVO

Para exemplificar a aplicação da modelagem realizada no modo VSI, utilizou-se o sistema fictício de 5 barras apresentado na Figura 9.

Este sistema possui 2 unidades de GD localizadas nos barramentos 1 e 3. As cargas do sistema estão localizadas no barramento 5 e a referência angular utilizada foi o barramento 1.

Figura 9 – Topologia do sistema fictício de 5 barras.



Fonte: Elaborado pela Autora.

Através da expansão do equacionamento observado em (3.31), obtem-se o sistema matricial apresentado na Equação (3.34), a ser resolvido a cada iteração do cálculo do fluxo de potência.

$$\frac{\partial \Delta Q_3}{\partial X_1} = \frac{\partial(Q_3^{esp} - Q_3)}{\partial Q_{g3}} = -1$$

Submatriz A5:

$$\frac{\partial \Delta Y_1}{\partial X_1} = \frac{\partial(-V_{01} + V_1 + n_{Q1}(Q_{g1} - Q_{01}))}{\partial Q_{g1}} = n_{Q1}$$

$$\frac{\partial \Delta Y_2}{\partial X_1} = \frac{\partial(-V_{03} + V_3 + n_{Q3}(Q_{g3} - Q_{03}))}{\partial Q_{g3}} = n_{Q3}$$

A atualização das variáveis é feita a cada nova iteração de acordo com as Equações (3.39) e (3.40), até que se alcance o critério de convergência e o processo seja encerrado.

$$Q_{g1}^{h+1} = Q_{g1}^h + \Delta Q_{g1}^h \quad (3.39)$$

$$Q_{g3}^{h+1} = Q_{g3}^h + \Delta Q_{g3}^h \quad (3.40)$$

3.5 MODO DE OPERAÇÃO *VOLT-VAR*

No modo operativo *Volt-Var* o conversor é empregado com o intuito de controlar a potência reativa injetada ou absorvida, sendo capaz de fornecer o suporte reativo necessário, bem como estabelecer uma melhor regulação de tensão para o sistema. A resposta da potência reativa é dada em função da tensão no PCC, podendo atuar em três faixas operativas: linear, constante e nula (NASCIMENTO, B. d. N., 2019; SARMIENTO; CARRENO; ZAMBRONI DE SOUZA, 2018).

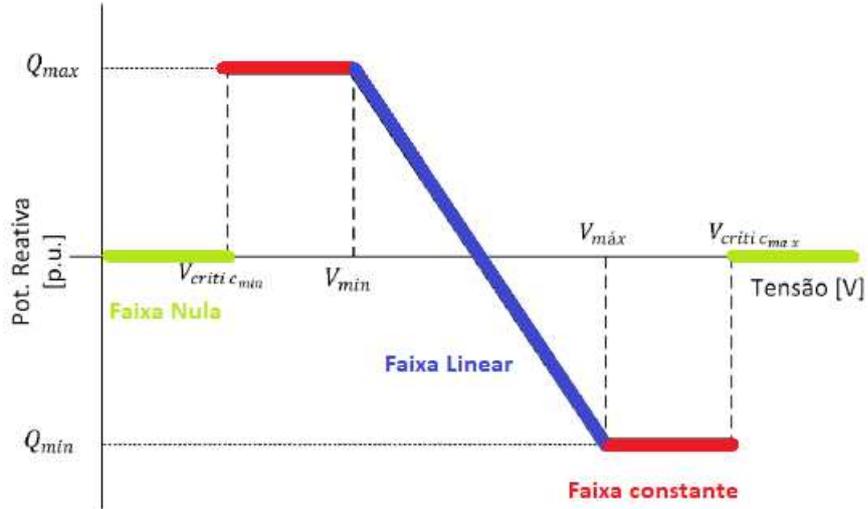
Na faixa linear, quando a tensão se encontra em seus valores operacionais normais, a potência reativa é obtida por meio da função entre a tensão no gerador e o PCC, levando em consideração o coeficiente de queda de reativo do inversor.

Por outro lado, quando a tensão caminha para valores críticos, que podem comprometer a estabilidade do sistema, o inversor rapidamente atua em sua máxima capacidade de absorção/injeção de potência reativa. Sendo assim, quando a tensão atinge valor crítico mínimo, a potência reativa é fixada para máxima injeção de potência, em contrapartida, tão logo a tensão é aumentada, atingindo seu valor crítico máximo, a potência reativa é fixada em sua capacidade máxima para absorção de potência. Este comportamento segue até que os valores de tensão retornem ao ponto operativo normal, caracterizando, portanto, a faixa constante de operação (SARMIENTO; CARRENO; ZAMBRONI DE SOUZA, 2018; DUGAN; SUNDERMAN; SEAL, 2013).

Finalmente, a faixa nula ocorre quando os valores de tensão, apesar da atuação máxima da potência reativa em manter a tensão em níveis adequados, não é suficiente, levando a níveis ainda mais extremos que provocam o desligamento da máquina à rede.

O comportamento das faixas operativas pode ser analisado pela Figura 10 e equacionado por:

Figura 10 – Faixas operativas no modo *Volt-Var*.



Fonte: Adaptado de (NASCIMENTO, B. d. N., 2019).

$$Q_{gk} = \begin{cases} 0, & V_k < V_{Mín}^{crit} \\ Q_g^{Máx}, & V_{Mín}^{crit} < V_k \leq V_{Mín} \\ \frac{VPCC - V_k}{n_{Qk}}, & V_{Mín} < V_k \leq V_{Máx} \\ Q_g^{Mín}, & V_{Máx} < V_k \leq V_{Máx}^{crit} \\ 0, & V_k > V_{Máx}^{crit} \end{cases} \quad (3.41)$$

Computacionalmente, este método é implementado de forma similar ao método VSI, no entanto, com o equacionamento um pouco diferente. Para o controle *Volt-Var*, a Jacobiana utilizada no método de Newton-Raphson tradicional também é expandida, inserindo assim, as derivadas do equacionamento apresentado no tópico 3.4.

A principal diferença entre o método VSI e *Volt-Var* é que agora $\Delta \mathbf{Y}$ apresenta outras faixas de operação, sendo elas: nula, constante e linear, respectivamente. Desta forma, a equação a ser resolvida deve ser escolhida conforme a faixa de tensão do barramento de geração. Então, $\Delta \mathbf{Y}$, poderá alternar pelas equações a baixo:

$$\Delta \mathbf{Y} = 0 \quad (3.42)$$

$$\Delta \mathbf{Y} = VPCC - V_k + n_{Qk} \cdot Q_{gk} \quad (3.43)$$

$$\Delta \mathbf{Y} = Q_{gk} - Q_{gk}^{Máx} \quad (3.44)$$

$$\Delta \mathbf{Y} = Q_{gk} - Q_{gk}^{Mín} \quad (3.45)$$

Da mesma forma que acontece no método VSI, a variável de estado é a potência reativa, Q_{gk} , que deve ser atualizada a cada iteração, conforme a Equação (3.33).

Em caso ilustrativo conforme apresentado no tópico 3.4, a representação do sistema matricial a ser resolvido é semelhante, com exceção da submatriz **A5** que pode sofrer alteração dependendo da faixa de atuação do inversor, assim observa-se o resultado da derivada para cada uma das possíveis equações dependentes do nível de tensão do gerador, apresentados a seguir.

Faixa de Operação Nula:

$$\frac{\partial \Delta Y_1}{\partial X_1} = \frac{\partial(-Q_{g1})}{\partial Q_{g1}} = -1$$

$$\frac{\partial \Delta Y_2}{\partial X_1} = \frac{\partial(-Q_{g3})}{\partial Q_{g3}} = -1$$

Faixa de Operação Constante:

$$\frac{\partial \Delta Y_1}{\partial X_1} = \frac{\partial(Q_{g1}^{M\acute{a}x} - Q_{g1})}{\partial Q_{g1}} = -1$$

$$\frac{\partial \Delta Y_2}{\partial X_1} = \frac{\partial(Q_{g3}^{M\acute{a}x} - Q_{g3})}{\partial Q_{g3}} = -1$$

Vale ressaltar que na faixa constante a potência fixada pode ser $Q_{gk}^{M\acute{a}x}$ ou Q_{gk}^{Min} , sem alteração no resultado da derivada, visto que trata-se de uma constante.

Faixa de operação linear:

$$\frac{\partial \Delta Y_1}{\partial X_1} = \frac{\partial(-VPCC + V_1 + n_{Q1}(Q_{g1} - Q_{01}))}{\partial Q_{g1}} = n_{Q1}$$

$$\frac{\partial \Delta Y_2}{\partial X_1} = \frac{\partial(-VPCC + V_3 + n_{Q3}(Q_{g3} - Q_{03}))}{\partial Q_{g3}} = n_{Q3}$$

Em relação ao equacionamento a ser resolvido $\Delta \mathbf{Y}$, este vai variar de acordo com a faixa de operação do inversor. Apesar disso, $\Delta \mathbf{X}$ permanecerá sendo a potência reativa da GD em questão, conforme já abordado no tópico anterior.

3.6 CONTROLE SECUNDÁRIO DE TENSÃO

3.6.1 CONCEITO E VANTAGENS DO CONTROLE SECUNDÁRIO

O Controle Secundário de Tensão (CST) será elaborado com a finalidade de realizar a regulação de tensão de uma determinada região do sistema. Esse tipo de controle

funciona como um controle coordenado de tensão para uma barra que é denominada “barra piloto”. Essa barra será capaz de regular a tensão não apenas do próprio barramento, mas também de toda a região na qual ela faz parte (PASSOS FILHO, 2000).

O CST foi confeccionado de forma similar ao equacionamento realizado por (NASCIMENTO, P., 2017), em que as equações para promover o intercâmbio da potência reativa entre as áreas foram todas inseridas dentro da formulação da matriz Jacobiana e não de forma externa ao problema do fluxo de potência. Apesar da analogia empregada, a implementação realizada no presente estudo leva em consideração a potência reativa total a ser compartilhada, que por sua vez é distribuída pelo fator de participação individual de cada máquina em relação à somatória. No estudo apresentado por (NASCIMENTO, P., 2017), o compartilhamento é realizado por meio do fator de participação entre os geradores participantes e esta característica torna o tratamento de limites mais complexo e menos eficiente computacionalmente.

Para este trabalho o CST será realizado por meio da utilização de fator de participação de geradores e compensadores síncronos, com o objetivo de realizar o compartilhamento da potência reativa entre os geradores que participarem do controle.

As principais vantagens que justificam esta formulação são:

- Maior simplicidade na elaboração do algoritmo;
- Melhor desempenho do cálculo do fluxo de potência quando aplicado à sistemas com grande quantidade de geradores;
- Incorporação de todos os geradores sem necessidade de se aumentar a dimensão do sistema, diminuindo a complexidade com operações matriciais;
- Menor quantidade de equações a serem solucionadas pelo fluxo de potência, e, conseqüentemente, impacta significativamente no gerenciamento dos limites de potência reativa.

3.6.2 IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL

A implementação computacional do controle secundário de tensão proposto é realizada em conjunto da modelagem dos inversores operando em modo *droop*. Essa análise é executada por meio da incorporação de equações que modelam os inversores ao Método de Newton-Raphson convencional. Ao examinar as equações do sistema, o cálculo da tensão de referência V_0 é influenciado pelas características da rede elétrica, incluindo elementos indutivos, resistivos e complexos, conforme já mencionado nas implementações anteriores.

Considerando que os geradores utilizem inversores em *droop* com impedância de saída indutiva, a Equação (3.32) também deve ser implementada para cada um dos

geradores participantes.

Em relação ao compartilhamento de potência reativa, implementou-se uma formulação alternativa que consiste em inserir o conjunto de equações do controle secundário sem aumentar a dimensão do sistema, independente da quantidade de geradores participantes.

Para que isso seja possível, considera-se um gerador fictício, Q_G , utilizado como referencial para os demais geradores participantes do CST. Esse gerador é responsável por determinar a participação de cada um dos geradores do sistema a partir do montante total de potência reativa necessário, e passa a ser a nova variável de estado no cálculo do fluxo de potência. A formulação do compartilhamento de potência entre ng geradores se dá pelas Equações (3.46) a (3.49) e todas são incluídas dentro da matriz Jacobiana.

$$Q_{g1} = Q_G \cdot \alpha_1 \quad (3.46)$$

$$Q_{g2} = Q_G \cdot \alpha_2 \quad (3.47)$$

$$Q_{g3} = Q_G \cdot \alpha_3 \quad (3.48)$$

$$\vdots$$

$$Q_{(ng)} = Q_G \cdot \alpha_{(ng)} \quad (3.49)$$

Tem-se que:

α É o fator de participação de cada gerador.

Vale ressaltar que o equacionamento apresentado poderia ter sido realizado de maneira diferente, considerando o compartilhamento de potências reativas das máquinas entre si e não relacionado ao montante total demandado pelo sistema. O raciocínio é o mesmo apresentado, no entanto, o compartilhamento entre os geradores leva em consideração o fator de participação entre as máquinas e não entre o total, fato que deixa a implementação do tratamento de limites mais complexa uma vez que o gerador atingir sua capacidade máxima de geração de potência reativa sofrerá alterações na formulação do problema diminuindo a eficiência computacional.

O gerador fictício mencionado distribui a participação de cada um dos demais geradores para fins de controle da tensão do barramento piloto, denominado barra m . A tensão é mantida dentro do valor especificado por meio da Equação (3.50).

$$V_m = V_m^{esp} \quad (3.50)$$

Assim, o vetor de $\Delta \mathbf{Y}$ contará com uma equação relacionada ao compartilhamento de potência reativa do controle secundário adicionado de ng equações para a formulação de cada um dos inversores das GDs participantes, conforme apresentam as Equações (3.51) a (3.54).

$$\Delta Y_1 = V_m^{esp} - V_m \quad (3.51)$$

$$\Delta Y_2 = V_1 - V0_1 + n_{q1} \cdot Q_{g1} \quad (3.52)$$

$$\Delta Y_3 = V_2 - V0_2 + n_{q2} \cdot Q_{g2} \quad (3.53)$$

$$\vdots$$

$$\Delta Y_{ng} = V_{ng} - V0_{ng} + n_{q(ng)} \cdot Q_{g(ng)} \quad (3.54)$$

Logo, a modelagem adotada envolve a inclusão de equações de controle ao fluxo de potência tradicional, conforme sistema de Equações (3.55).

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P} \\ \Delta \mathbf{Q} \\ \Delta \mathbf{Y} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{H} & \mathbf{N} & \mathbf{A3} \\ \mathbf{M} & \mathbf{L} & \mathbf{A4} \\ \mathbf{A2} & \mathbf{A2} & \mathbf{A5} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\theta} \\ \Delta \mathbf{V} \\ \Delta \mathbf{X} \end{bmatrix} \quad (3.55)$$

A cada nova iteração as variáveis de estado Q_G e $V0$, representadas por ΔX , devem ser atualizadas, conforme Equação (3.56) e (3.57). Vale ressaltar que, as variáveis de tensão e ângulo continuam sendo atualizadas conforme cálculo do fluxo de potência tradicional. A convergência final se dá até que seja atingida a tolerância de 10^{-5} para todas as variáveis de estados analisadas.

$$Q_G^{h+1} = Q_G^h + \Delta \mathbf{Q}_G^h \quad (3.56)$$

$$V0_k^{h+1} = V0_k^h + \Delta \mathbf{V}0_k^h \quad (3.57)$$

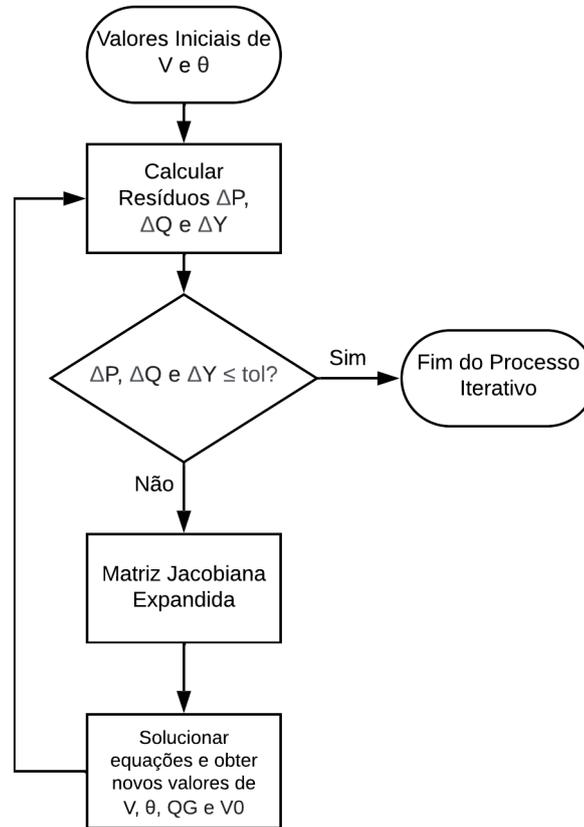
Com o objetivo de explanar a implementação da metodologia, a Figura 11 ilustra o fluxograma desenvolvido.

A resolução do fluxo de potência juntamente da inclusão das equações de controle parte do princípio da determinação das variáveis de módulo e ângulo da tensão. A partir desses valores, realiza-se o cálculo da potência ativa e reativa, seguido pela estipulação dos incrementos de $\Delta \mathbf{P}$, $\Delta \mathbf{Q}$ e $\Delta \mathbf{Y}$. Posteriormente, esses valores são então comparados à constante de tolerância previamente estabelecida para concluir esta etapa.

A conclusão do processo é alcançada quando o maior valor absoluto entre esses incrementos for igual ou inferior à tolerância. Caso contrário, o próximo passo envolve a expansão da matriz Jacobiana, permitindo o cálculo da solução do sistema de equações. Isso leva à obtenção do módulo e ângulo de tensão, bem como a potência reativa do gerador Q_G estabelecida pelo compartilhamento de potência reativa e das tensões de referência, $V0$, de cada inversor obtidas através do sistema de equações do modo *droop*. Por fim, o processo recalcula as potências e atualiza os resíduos, que mais uma vez são confrontados

com à tolerância. Ao passo que, os valores obtidos sejam menores ou iguais ao critério de convergência, o processo é encerrado.

Figura 11 – Fluxograma do CST implementado.



Fonte: Elaborado pela Autora.

3.6.3 EXEMPLO ILUSTRATIVO

Para exemplificar a aplicação do controle secundário proposto, utilizou-se também o sistema fictício de 5 barras apresentado na Figura 9. Este sistema possui 2 unidades de GD localizadas nos barramentos 1 e 3, que realizarão o compartilhamento de potência reativa com a finalidade de se realizar o controle de tensão no barramento piloto, localizado na barra 4. As cargas do sistema estão localizadas no barramento 5 e a referência angular utilizada foi o barramento 1.

Expandindo o sistema de Equações (3.55), tem-se a estrutura genérica a ser resolvida a cada iteração do método de Newton-Rapshon se encontra no sistema matricial apresentado na Equação (3.58).

$$\frac{\partial \Delta Y_2}{\partial V_1} = \frac{\partial(-V0_1 + V_1 + n_{Q1}(Q_{g1} - Q_{01}))}{\partial V_1} = 1$$

$$\frac{\partial \Delta Y_3}{\partial V_3} = \frac{\partial(-V0_3 + V_3 + n_{Q3}(Q_{g3} - Q_{03}))}{\partial V_3} = 1$$

Submatriz A4:

$$\frac{\partial \Delta Q_1}{\partial X_1} = \frac{\partial(Q_1^{esp} - Q_1)}{\partial Q_G} = \frac{\partial Q_1^{esp} - (Q_{g1} - Q_{d1})}{\partial Q_G} = \frac{\partial Q_1^{esp} - (Q_G \cdot \alpha_1 - Q_{d1})}{\partial Q_G} = -\alpha_1$$

$$\frac{\partial \Delta Q_3}{\partial X_1} = \frac{\partial(Q_3^{esp} - Q_3)}{\partial Q_G} = \frac{\partial Q_3^{esp} - (Q_{g3} - Q_{d3})}{\partial Q_G} = \frac{\partial Q_3^{esp} - (Q_G \cdot \alpha_3 - Q_{d3})}{\partial Q_G} = -\alpha_3$$

Submatriz A5:

$$\frac{\partial \Delta Y_2}{\partial X_1} = \frac{\partial(-V0_1 + V_1 + n_{Q1}(Q_{g1} - Q_{01}))}{\partial Q_G} = \frac{\partial(-V0_1 + V_1 + n_{Q1}(Q_G \cdot \alpha_1 - Q_{01}))}{\partial Q_G} = n_{Q1} \cdot \alpha_1$$

$$\frac{\partial \Delta Y_3}{\partial X_1} = \frac{\partial(-V0_3 + V_3 + n_{Q3}(Q_{g3} - Q_{03}))}{\partial Q_G} = \frac{\partial(-V0_3 + V_3 + n_{Q3}(Q_G \cdot \alpha_3 - Q_{03}))}{\partial Q_G} = n_{Q3} \cdot \alpha_3$$

$$\frac{\partial \Delta Y_2}{\partial X_2} = \frac{\partial(-V0_1 + V_1 + n_{Q1}(Q_{g1} - Q_{01}))}{\partial V0_1} = -1$$

$$\frac{\partial \Delta Y_3}{\partial X_3} = \frac{\partial(-V0_3 + V_3 + n_{Q3}(Q_{g3} - Q_{03}))}{\partial V0_3} = -1$$

A atualização das variáveis é feita a cada nova iteração de acordo com as Equações (3.65) a (3.67), até que se alcance o critério de convergência, e o processo seja encerrado.

$$Q_G^{h+1} = Q_G^h + \Delta Q_G^h \quad (3.65)$$

$$V0_1^{h+1} = V0_1^h + \Delta V0_1^h \quad (3.66)$$

$$V0_3^{h+1} = V0_3^h + \Delta V0_3^h \quad (3.67)$$

3.7 REPRESENTAÇÃO DE LIMITES

Devido à sua grande complexidade, por utilizar equipamentos de alto custo e por operar com elevados níveis de tensões elétricas, os sistemas elétricos de potência possuem grande dificuldades para testagem em situações reais.

Por isso, realizar simulações computacionais mais próximas do que acontece na realidade é muito importante. A representação dos limites operacionais na formulação do fluxo de potência torna a análise muito mais eficaz e assertiva.

Neste trabalho, utilizou-se duas representações de limites: Limite de injeção de potência reativa e Limite de fator de potência.

3.7.1 LIMITE DE INJEÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA

No problema do fluxo de potência, normalmente a tensão de uma barra de geração (PV) pode ser controlada levando em consideração as seguintes premissas:

$$V_k = V_k^{esp} \quad (3.68)$$

$$Q_k^{Mín} < Q_k^{calc} < Q_k^{Máx} \quad (3.69)$$

Se, a cada iteração, a potência reativa na barra k for aumentando gradativamente para que a tensão continue especificada no valor desejado, a injeção de potência reativa pode chegar em seu limite de capacidade, não sendo mais possível manter essa tensão dentro do valor estipulado, fazendo com que, esta, por sua vez, venha a cair devido a insuficiência de potência reativa. O contrário também pode ocorrer, onde o limite mínimo da injeção de potência é atingido ocasionando em um aumento da tensão na barra.

Portanto, é necessário que a cada processo iterativo, os valores de potências reativas sejam recalculados e comparados aos seus limites operacionais. Caso, este valor esteja fora dos limites esta barra deverá ser modificada de PV para PQ, pois a partir daí, o parâmetro de potência reativa será fixado (especificado) no limite atingido. De maneira oposta, a tensão ficará liberada e será recalculada a cada nova iteração.

Caso a tensão retorne ou supere os valores especificados e consiga se manter por si só, a geração de potência reativa pode variar livremente, retornando a barra k , de PQ para uma barra PV, conforme critérios abaixo:

Limite superior:

$$Q_k^{esp} = Q_k^{Máx} \quad (3.70)$$

$$V_k^{calc} > V_k^{esp} \quad (3.71)$$

Limite inferior:

$$Q_k^{esp} = Q_k^{Mín} \quad (3.72)$$

$$V_k^{calc} < V_k^{esp} \quad (3.73)$$

Essa representação de limites é utilizada para o modo de operação PV.

No CST, a representação de limites de reativo é similar, no entanto, onde a potência reativa for violada, deve ser setada no limite até que a proporção estabelecida entre o gerador analisado e o gerador fictício deve ser respeitada. Ou seja, se a relação $\frac{Q_G}{Q_{gn}}$ for maior ou igual o valor de α , assim este terá novamente a capacidade de fornecer o montante de reativo determinando, diferentemente do modo PV cujo retorno do gerador depende da tensão no barramento.

Para os demais modos de operação, exceto o modo PQ, a limitação de potência reativa é inerente à suas equações e faixas de operação.

3.7.2 LIMITE DO FATOR DE POTÊNCIA

Este caso é representado para o modo de operação PQ, pois como não se possui barras de geração do tipo PV, não é possível limitar a potência reativa por meio do controle da tensão.

De modo a limitar a injeção de potência reativa, assim como na representação anterior, o fator de potência (FP) que é utilizado como variável fixa pode ser empregado de maneira eficaz no modo PQ.

O limite da potência reativa injetada segue de forma análoga à equação do tópico anterior: $Q_k^{Min} < Q_k^{calc} < Q_k^{Max}$, no entanto, considera um único valor limite para fator de potência indutivo e capacitivo, faixa na qual o valor pode variar.

3.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O objetivo desse capítulo foi apresentar cada uma das metodologias e suas peculiaridades para fins de simular, avaliar e comparar cada tipo de conexão à um sistema de microrrede conectada a uma rede elétrica principal.

Todos os métodos partem do princípio do fluxo de Newton-Raphson, amplamente disseminado na literatura e, mostram que algumas modificações podem alterar completamente à operação da rede e, conseqüentemente, o comportamento de seus parâmetros como um todo.

Portanto, é muito relevante que se conheça e avalie os diferentes métodos existentes na literatura de forma que se opte por utilizar a técnica mais adequada de acordo com as características de cada sistema.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Neste capítulo as metodologias apresentadas, bem como as simulações realizadas serão validadas e avaliadas com o intuito de identificar o comportamento da microrrede, operando em quatro modos diferentes, quando conectada à uma rede principal de energia elétrica.

Além disso, simulou-se a formulação proposta para o controle secundário de tensão que utiliza a formulação do método *full* Newton unido às equações de operação dos conversores eletrônicos de potência.

A simulação computacional foi implementada em *Matlab* e o fluxo de potência de Newton-Raphson tradicional foi confrontado aos resultados obtidos pelo *software* ANAREDE com o objetivo de validar o algoritmo desenvolvido. Para isso, utilizou-se o sistema teste de 38 barras, largamente utilizado para simulações com sistemas de microrredes.

4.1.1 SISTEMA DE 38 BARRAS

O sistema de 38 barras é muito mencionado na literatura quando se deseja realizar simulações com microrredes (SILVA, 2019). Trata-se de um sistema de distribuição trifásico equilibrado e por isso pode ser representado apenas pelo seu equivalente monofásico, fato que o torna de simples implementação no fluxo de potência tradicional.

Os dados de seus barramentos e linhas no caso base são mostrados no Anexo A e um resumo pode ser observado na Tabela 1.

Tabela 1 – Sistema 38 barras - Principais características

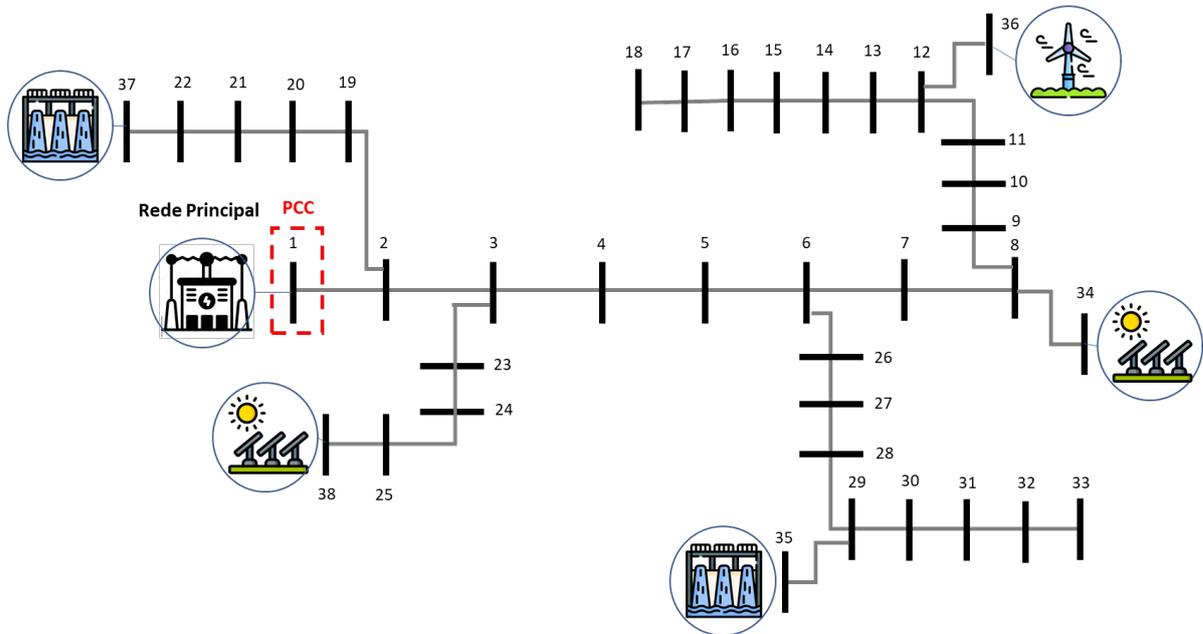
Parâmetro	Quantidade
Nº de Barramentos	38
Nº de Geradores	5
Nº de Circuitos	37
Carga Ativa	371,5 kW
Carga Reativa	284,02 kVAr

Fonte: Elaborado pela Autora.

Na Figura 12 a topologia do sistema em questão pode ser verificada. O sistema conta com 5 unidades de geração distribuída, que estão ilustradas por fontes de geração eólica, solar e hidráulica apenas como exemplos de GD e não necessariamente impõe uma restrição a um tipo de fonte geradora. Estas fontes distribuídas estão alocadas nos barramentos 34, 35, 36, 37 e 38.

No barramento 1 é onde encontra-se o ponto de conexão comum, ou seja, é o ponto de interface da rede principal com a microrrede. Este barramento foi utilizado como referência de angular do sistema, bem como é o responsável pelo balanço de potência.

Figura 12 – Topologia do Sistema 38 barras.



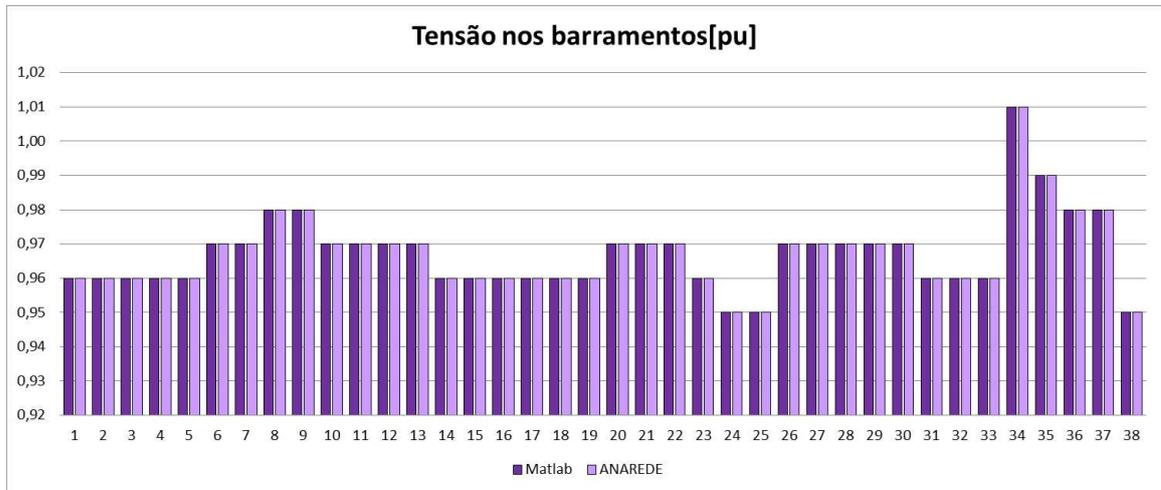
Fonte: Elaborado pela Autora.

4.1.2 VALIDAÇÃO

Com o objetivo de estabelecer uma validação no fluxo de potência tradicional, que é o princípio dos demais métodos simulados, os resultados do algoritmo realizado no *Matlab* foi validado com os resultados obtidos no *software* ANAREDE. Trata-se de um *software* desenvolvido pelo CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica e é bastante utilizado pelo Operador Nacional do Sistema - ONS e demais companhias com a finalidade de realizar análises de redes em regime permanente.

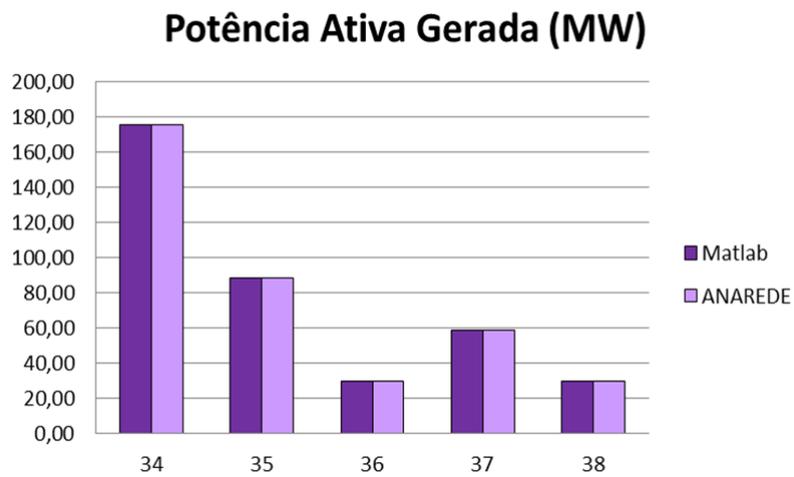
As Figuras 13 a 15 mostram que o algoritmo desenvolvido em *Matlab* teve valores similares ao simulado pelo *software* ANAREDE, o que mostra que o princípio das análises estão de acordo com o esperado.

Figura 13 – Validação: Tensão nos barramentos.



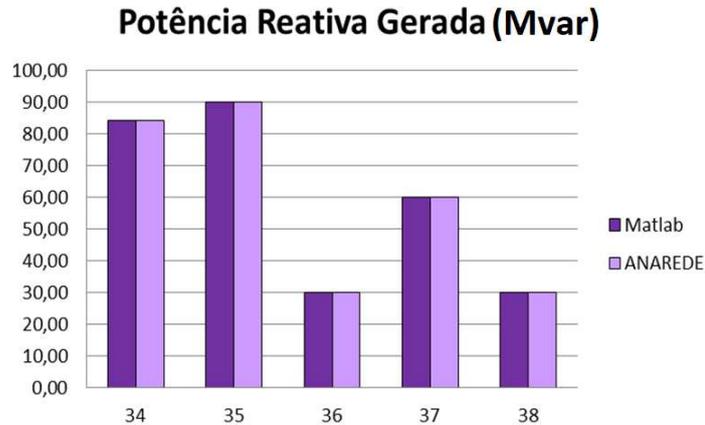
Fonte: Elaborado pela Autora.

Figura 14 – Validação: Potência ativa gerada.



Fonte: Elaborado pela Autora.

Figura 15 – Validação: Potência reativa gerada.



Fonte: Elaborado pela Autora.

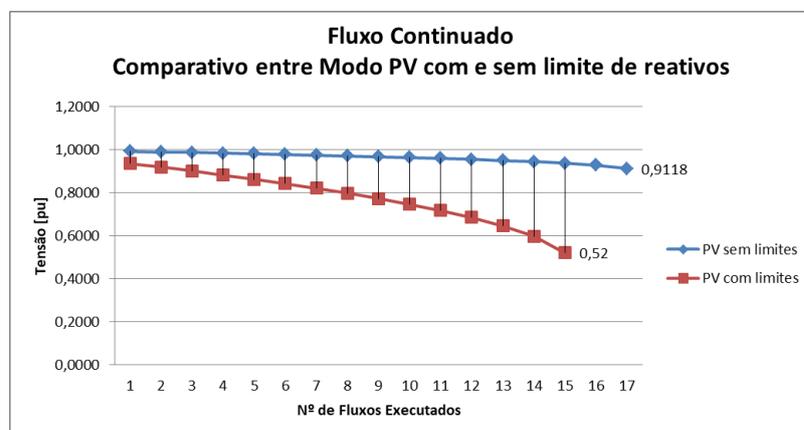
4.1.3 AVALIAÇÃO DE LIMITES DE POTÊNCIA REATIVA

Além de tal validação, outra consideração importante é a implementação de limites de geração de energia reativa com base na capacidade física da máquina geradora. Essa limitação retrata mais fielmente as características e o funcionamento do gerador na realidade.

Para evidenciar como essa consideração pode alterar o comportamento do sistema foi simulado o fluxo continuado que mostra o comportamento da tensão em soluções sucessivas do fluxo de potência com aumento gradativo da demanda do sistema (AJJARAPU; CHRISTY, 1992).

A Figura 16 mostra o comportamento das barras que apresentaram as menores tensões do sistema simulado com e sem a consideração dos limites de potência reativa.

Figura 16 – Fluxo Continuado modo PV: Comparativo entre a simulação com e sem limites de reativo.



Fonte: Elaborado pela Autora.

Para a simulação do fluxo continuado, analisou-se um incremento na potência de 10% a cada novo cálculo do fluxo de potência. Nota-se que para o sistema sem a limitação de reativo, uma maior quantidade de potência pode ser injetada na rede uma vez que a capacidade física da máquina não é levada em consideração. Na Tabela 2, pode-se comparar os valores de margem de carregamento e potência ativa para cada uma das simulações.

Tabela 2 – Margem de carregamento do sistema com e sem limitação de potência reativa.

Parâmetro	Sem limites	Com limites
Barra $V\theta$	34	34
Barra de menor tensão	7	25
Margem de Carregamento	1,7	1,5
Potência Ativa (kW)	1040,2	965,9
Tensão Mínima (pu)	0,9188	0,52

Fonte: Elaborado pela Autora.

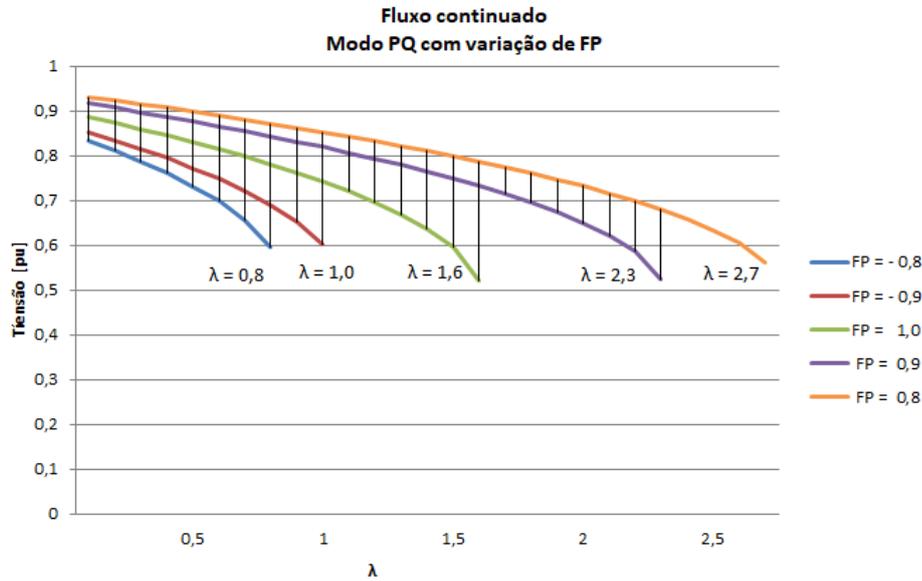
Quando insere-se as características referente à capacidade da máquina, a margem de carregamento do sistema tende à diminuir, pois sua operação é limitada por suas características construtivas. Essa consideração torna a simulação mais realista e proporciona maior precisão para análises de planejamento e operação da rede.

4.1.4 ANÁLISE DE INFLUÊNCIA DO FATOR DE POTÊNCIA

Com o mesmo intuito do tópico 4.1.3, para o modo PQ é necessário que seja estabelecido um limite de fator de potência, pois é o que vai garantir o montante de potência reativa a ser injetada no sistema, já que, para este modo de operação, as unidades geradoras não são representadas por barramentos PV e sim por barramentos do tipo PQ.

Na Figura 17, é fácil ver como o fator de potência de uma unidade geradora influencia diretamente no comportamento do sistema como todo, principalmente no seu perfil de tensão e potência. Além disso, é necessário garantir que a máquina injete uma quantidade de potência reativa que não ultrapasse sua capacidade física de geração, por isso controlar o fator de potência se torna tão importante para esse modo de operação.

Figura 17 – Comparação modo PQ para diferentes valores de Fator de Potência.



Fonte: Elaborado pela Autora.

Quanto mais capacitivo (positivo) o fator de potência, maior sua margem de carregamento e maior sua tensão crítica, ou seja, sua capacidade em atender a demanda, visto que uma maior quantidade de potência reativa foi injetada, fato que melhora significativamente o perfil de tensão do sistema.

Em contrapartida, quanto mais indutivo (negativo), menor a margem de carregamento do sistema e a tensão apresenta valores baixos que levam à instabilidade do sistema. Os resultados podem ser comparados na Tabela 3, onde observou-se o barramento que apresentou as menores tensões na simulação realizada.

Tabela 3 – Margem de carregamento do sistema com variação de FP.

Parâmetro	FP = -0.8	FP = -0.9	FP = 1	FP = 0.9	FP = 0.8
Barra $V\theta$	34	34	34	34	34
Barra de menor tensão	25	25	25	25	25
Margem de Carregamento	0,8	1,0	1,6	2,3	2,7
Potência Ativa (kW)	705,85	780,15	1003,1	1263,1	1411,7
Tensão Mínima (pu)	0,6012	0,5974	0,5212	0,5237	0,5609

Fonte: Elaborado pela Autora.

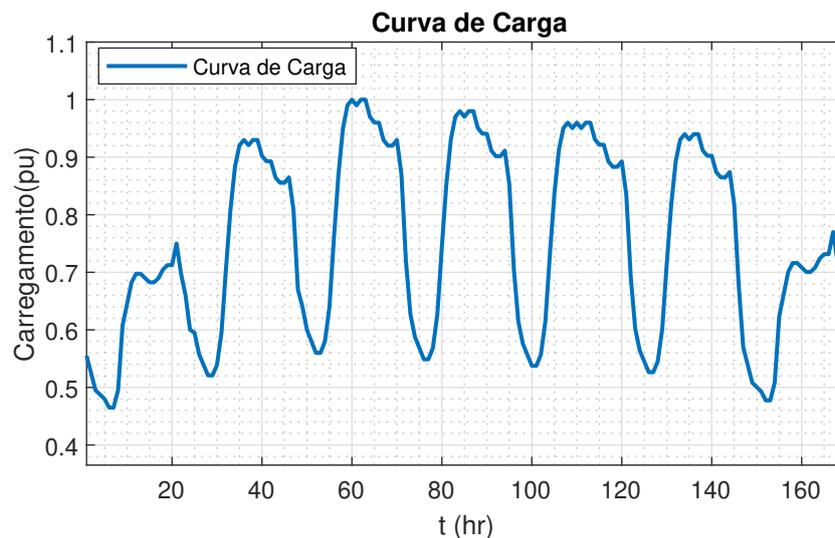
Apesar do fator de potência mais capacitivo trazer melhorias para o sistema, outros parâmetros devem ser considerados de forma a garantir a estabilidade e operação segura da rede. Por isso, será avaliado mais a fundo quando os resultados do modo PQ forem apresentados futuramente.

4.1.5 CURVA DE CARGA

Para melhor entendimento do comportamento do sistema sob cada modo de operação a ser analisado, uma curva de carga será utilizada como forma de observar suas alterações ao longo do tempo para cada mudança de carga em que o sistema é submetido e considera-se o fator de potência sendo mantido constante, conforme apresentado em (PASSOS FILHO, 2005). Os dados da curva de carga utilizada podem ser consultados no Anexo B.

Vale ressaltar que a demanda em cada um dos barramentos de carga altera de acordo com o fator multiplicativo que avalia 168 patamares de carga, ou seja equivale a um rastreamento horário de 24 horas por 7 dias (SUBCOMMITTEE, 1979). A característica da curva de carga com os 168 patamares pode ser vista na Figura 18.

Figura 18 – Curva de Carga.



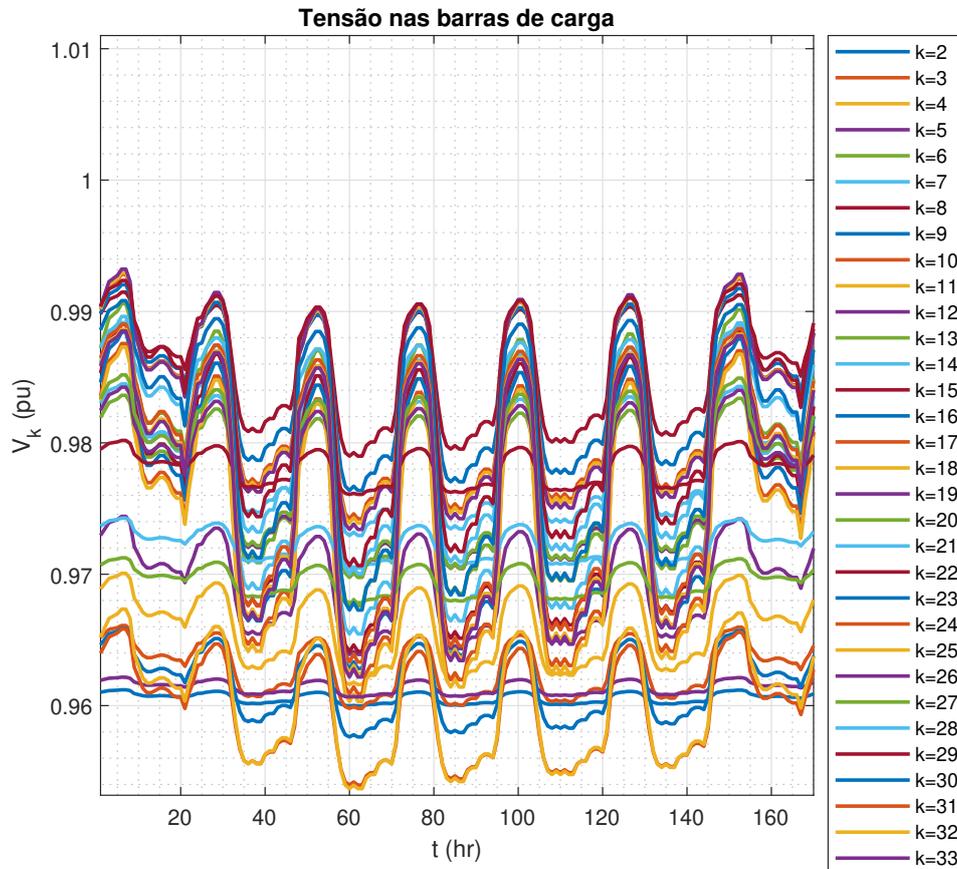
Fonte: Elaborado pela Autora.

4.2 MODO DE OPERAÇÃO PV

O sistema teste 38 barras foi submetido à curva de carga apresentada na Figura 18. O desempenho do sistema, operando no modo PV, pode ser avaliado por meio da Figura 19 que exhibe o comportamento do módulo da tensão nos barramentos de carga.

Por outro lado, as Figuras 20 e 21 mostram a relação entre a potência reativa e a tensão, onde a potência reativa é proporcional ao quadrado da tensão aplicada. Assim, qualquer modificação na potência reativa acarretará em uma alteração na tensão.

Figura 19 – Modo PV: Tensão nos barramentos de carga.



Fonte: Elaborado pela Autora.

Para o modo PV, como o módulo das tensões nos barramentos de geração são pré estabelecidos, espera-se que todos os barramentos tenham um comportamento constante ao longo de toda alteração de demanda imposta pela curva de carga, respeitando então, o valor previamente definido. No entanto, não é o que acontece na Figura 20. Apenas o barramento 34 apresenta esse comportamento, e os demais, possuem variações diferentes dependendo da demanda horária.

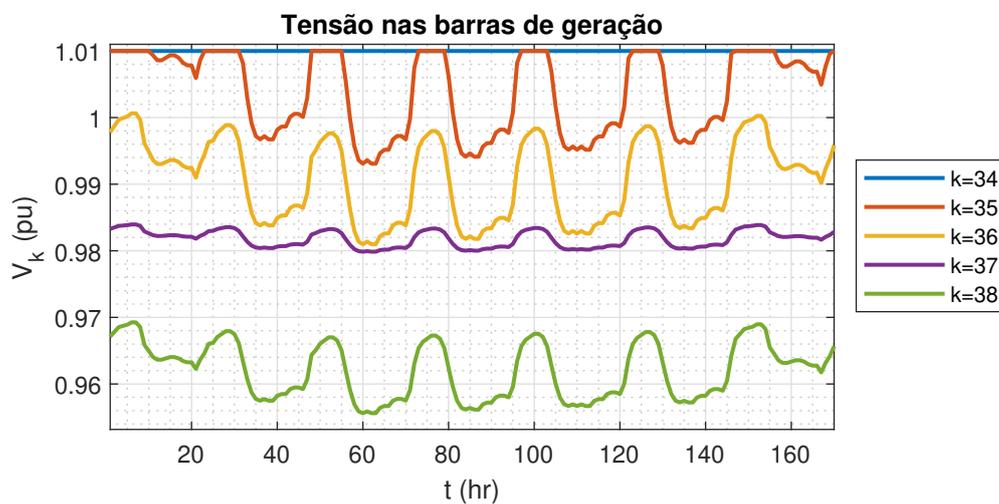
Isso acontece, pois, os demais barramentos atingem seu limite máximo de geração de potência reativa. Assim, quando o limite é atingido, para que esse valor não ultrapasse a capacidade máxima (ou mínima) da máquina, a potência reativa permanece fixada em seu limiar permitindo que a tensão varie na tentativa de diminuir (ou aumentar) a injeção de potência reativa e assim voltar a manter seu valor conforme desejado.

Conforme visto na Figura 21, apenas quatro curvas são apresentadas no gráfico, apesar de existir cinco geradores participando ativamente da microrrede. Este fato se dá pois, os limites operativos dos geradores 36 e 38 são semelhantes, portanto, as curvas se sobrepõem na imagem.

Os barramentos 36, 37 e 38, têm suas potências reativas constantes ao longo de todos os patamares da curva, apesar disso, sua tensão não é fixada no valor especificado de 1,01(pu) conforme desejado. Isto se dá, pois em todo o momento tais geradores estão trabalhando com sua capacidade máxima de geração de reativo.

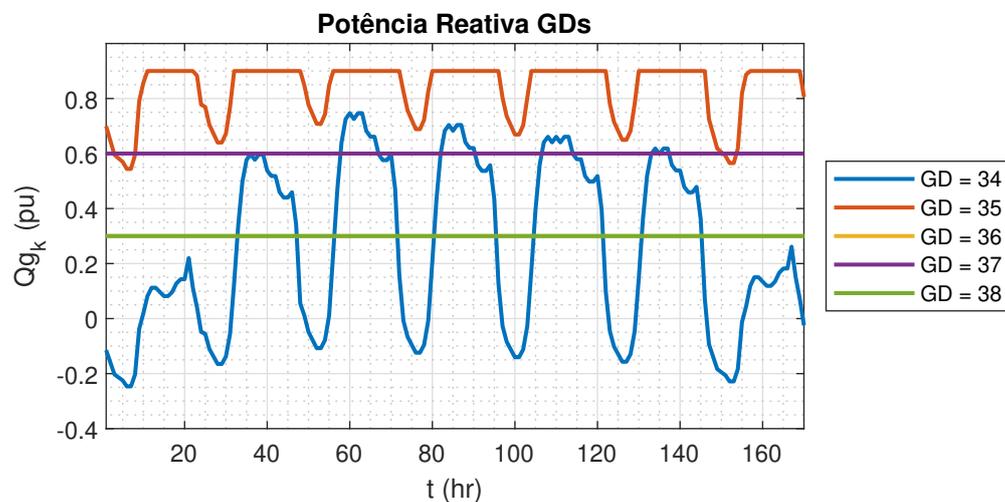
Diferentemente desses geradores, o gerador 35, ilustrado pela curva em vermelho, evidencia o bom funcionamento do controle de tensão, dado que a tensão alterna dentro e fora do valor especificado de 1,01 pu. Assim que o limite de geração reativa é atingido, imediatamente a tensão é liberada e a potência é mantida em seu valor máximo. Por outro lado, quando a máquina volta ao seu ponto ideal de operação, a tensão volta a se manter dentro do estabelecido.

Figura 20 – Modo PV: Tensão nos barramentos de geração.



Fonte: Elaborado pela Autora.

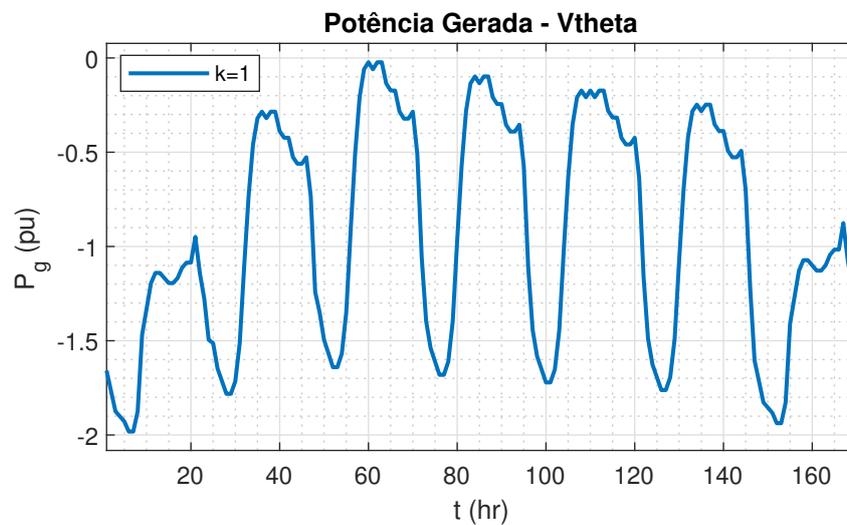
Figura 21 – Modo PV: Potência reativa nos geradores.



Fonte: Elaborado pela Autora.

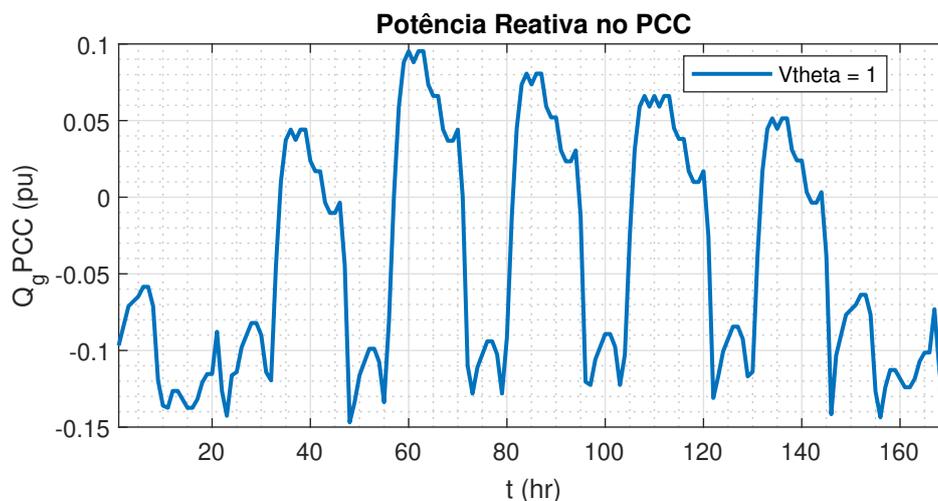
Pelas Figuras 22 e 23 identifica-se as potências ativas e reativas no ponto de conexão comum, respectivamente. É visto claramente que parte da potência ativa gerada pelas GDs da microrrede é enviada para a rede principal, visto que sua potência gerada excedeu à demanda e o restante foi consumido no PCC. Quanto a potência reativa a variação foi pequena apesar da figura apresentar uma grande oscilação. Os valores aproximados alcançaram 0,1 kVAr a -0,15 kVAr, ou seja, em alguns momentos, houve o fornecimento de reativo partindo da rede principal para a microrrede e vice-versa, no entanto um valor muito baixo.

Figura 22 – Modo PV: Potência ativa no PCC.



Fonte: Elaborado pela Autora.

Figura 23 – Modo PV: Potência reativa no PCC.

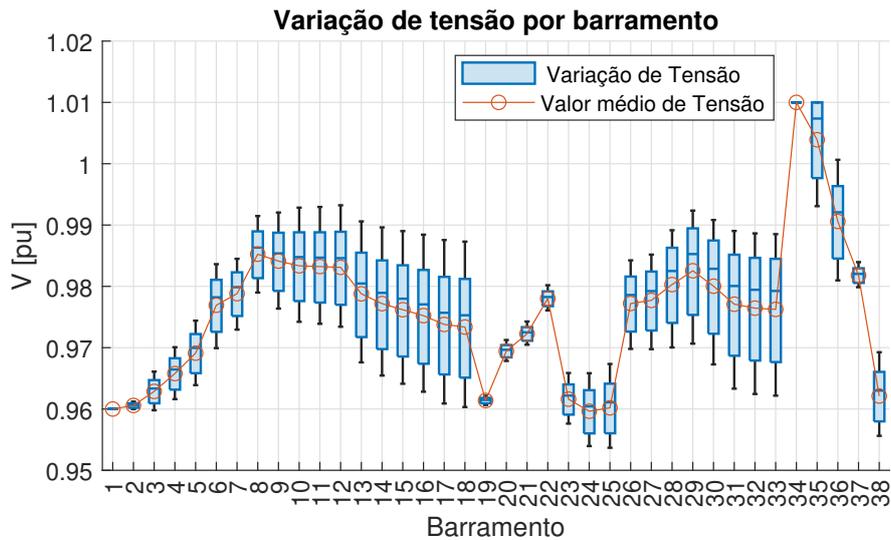


Fonte: Elaborado pela Autora.

A Figura 24 foi elaborada com o intuito de apresentar a variação de tensão em cada um dos barramentos ao longo de todos os patamares da curva de carga. O gráfico

apresentado trata-se de um *boxplot*, conhecido também como diagrama de caixa, que exibe a distribuição de um conjunto de dados estatísticos, sendo assim ideal para apresentar a variação, tendência ou discrepância de um parâmetro. Assim, um *boxplot* foi realizado, cuja característica informa por meio de suas extremidades os valores máximos e mínimos de tensão obtidos na barra em questão. O marco em azul, indica a mediana e o traço em vermelho representa a média do parâmetro de tensão.

Figura 24 – Modo PV: Variação de tensão.



Fonte: Elaborado pela Autora.

Desta forma, identifica-se que os barramentos 1 e 34 não possuem variação na tensão. O primeiro, justifica-se por se tratar do barramento de referência, o PCC, e portanto, é tratado como uma barra infinita, ou seja, em uma situação ideal, a tensão e a frequência neste ponto de entrega são mantidas constantes independentemente da potência da carga. Já para o segundo barramento observado, devido à tensão estipulada no valor de 1,01 (pu) e o gerador não atingir seu limite de geração de reativo, este se manteve constante durante todos os níveis de carga simulados.

Além disso, nota-se que a localização do barramento também afeta a variação da tensão. Quanto mais próximo do ponto de PCC, menor a variação da tensão da barra, e vice-versa. O mesmo acontece em relação aos geradores, quanto mais distante a barra se encontra do gerador, maior a variação da tensão, isso se dá pelo aumento da impedância, que proporciona consequentemente em uma maior queda na tensão da barra.

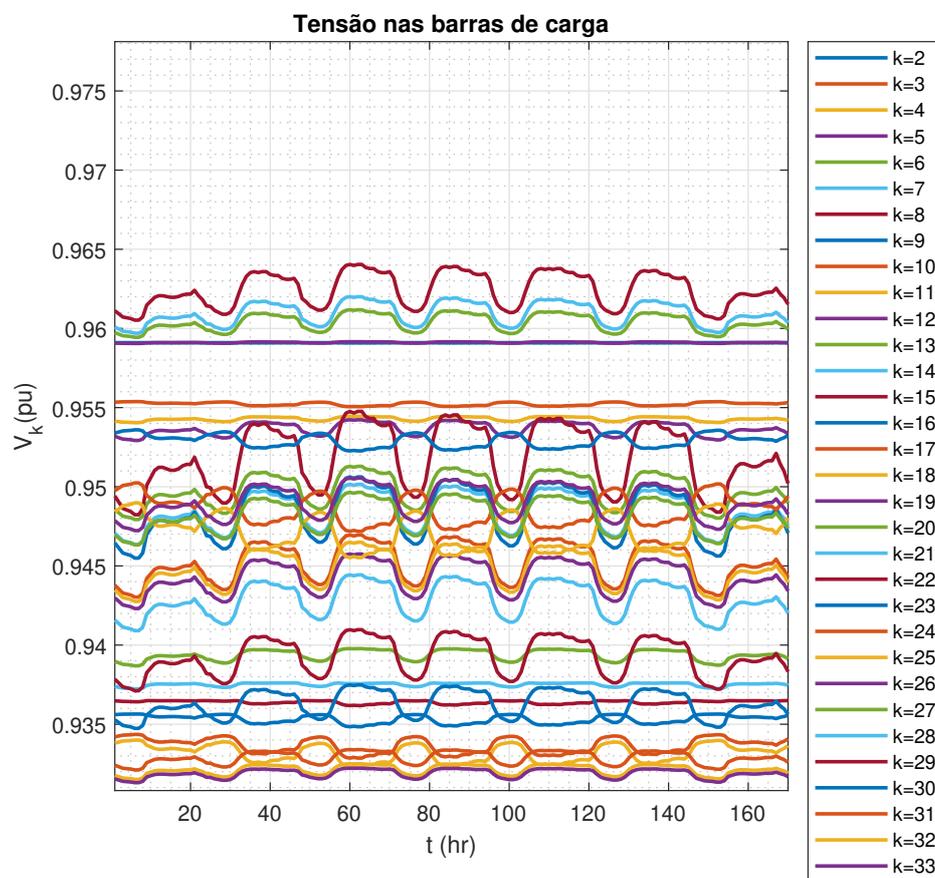
4.3 MODO DE OPERAÇÃO PQ

Para o modo PQ a simulação é realizada conforme o modo PV, porém algumas modificações necessitam serem realizadas, sendo elas:

- As barras de geração distribuída foram implementadas como barramento de carga, ou seja, do tipo PQ;
- As gerações foram inseridas como carga demandada negativa;
- Para avaliar as simulações com fator de potência diferente do unitário, a variação do fator de potência foi fixada entre 0,95 capacitivo e 0,95 indutivo.

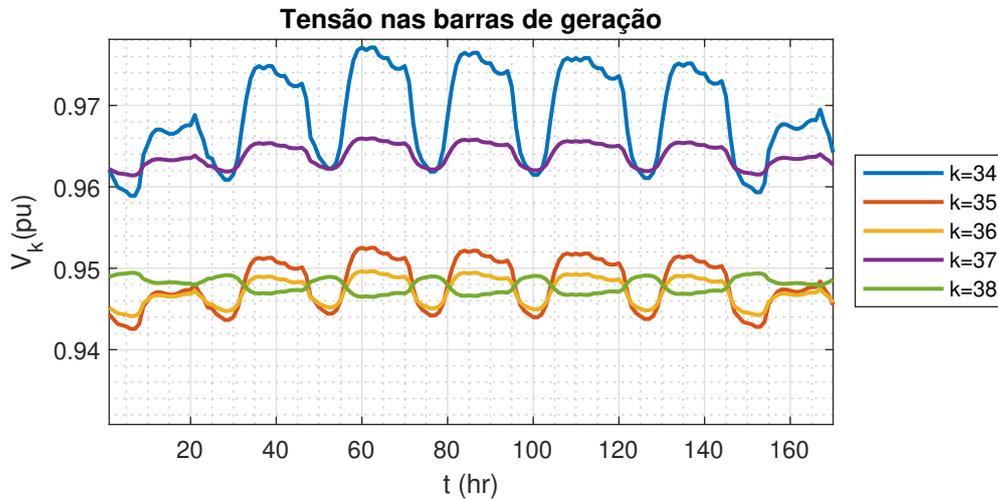
Os resultados da simulação com $FP = 1$ são retratados nas Figuras 25 a 30.

Figura 25 – Modo PQ - Simulação $FP = 1$: Tensão nos barramentos de carga.



Fonte: Elaborado pela Autora.

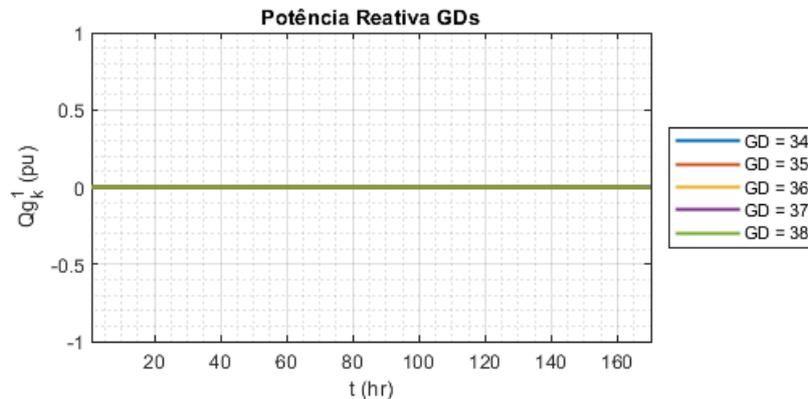
Figura 26 – Modo PQ - Simulação $FP = 1$: Tensão nos barramentos de geração.



Fonte: Elaborado pela Autora.

Observa-se que a potência reativa gerada em todos os barramentos de GD são nulas, isso se dá pois, com o $FP=1$, nenhum suporte de reativo é realizado, sendo considerado apenas a potência ativa em tais geradores. A Figura 27, exibe o gráfico de injeção de potência reativa para cada gerador. Apenas uma curva é identificada, pois como todos os valores são iguais a zero, uma curva sobrepõem as demais.

Figura 27 – Modo PQ - Simulação $FP = 1$: Potência reativa nos barramentos de geração.



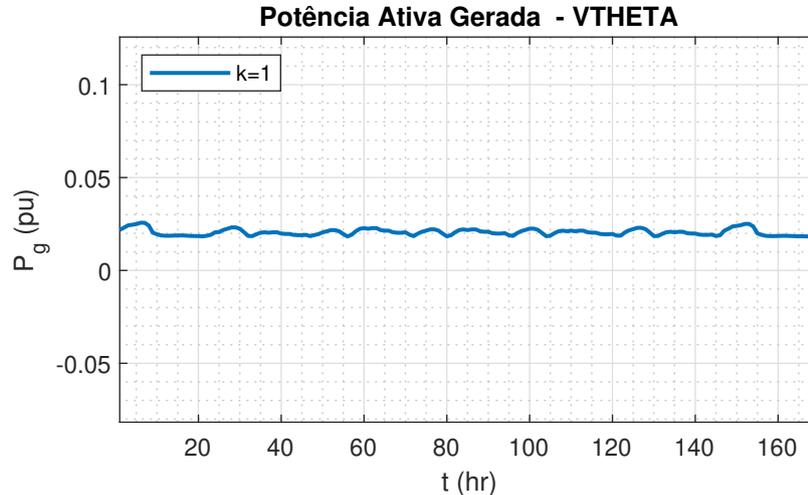
Fonte: Elaborado pela Autora.

No ponto de conexão comum pode-se avaliar como o comportamento do FP interfere diretamente na injeção de potência da rede principal à microrrede. Como não há nenhuma injeção de potência por parte das GD, devido ao fator de potência ser unitário, é inevitável que a rede principal forneça suporte de reativo para que o sistema opere.

O montante de potência ativa e reativa no PCC é apontado pelas Figuras 28 e 29, respectivamente, onde vê-se que a geração ativa chega a quase zero neste ponto, visto que toda energia foi aproveitada e capaz de atender sua carga durante todos os patamares da

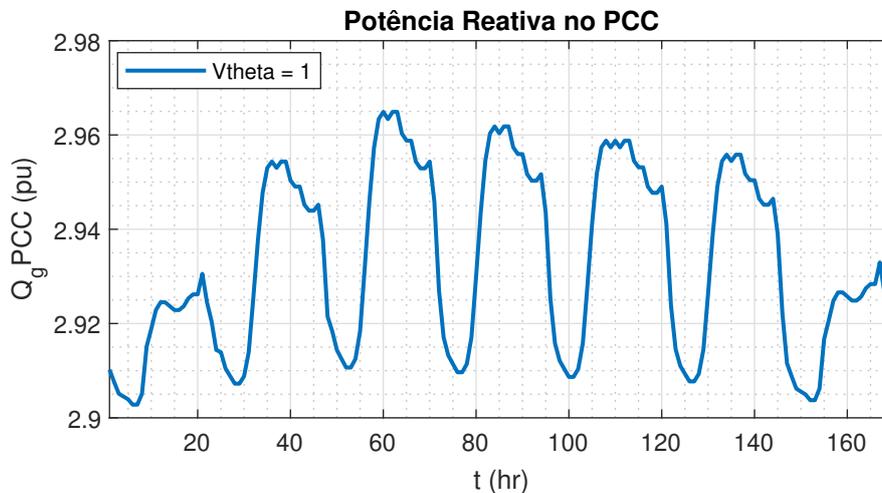
curva. Apesar disso, foi necessário a injeção de aproximadamente 3 pu de potência reativa, pela rede principal, para que a demanda fosse suprida por completo.

Figura 28 – Modo PQ - Simulação $FP = 1$: Potência ativa no PCC.



Fonte: Elaborado pela Autora.

Figura 29 – Modo PQ - Simulação $FP = 1$: Potência reativa no PCC.

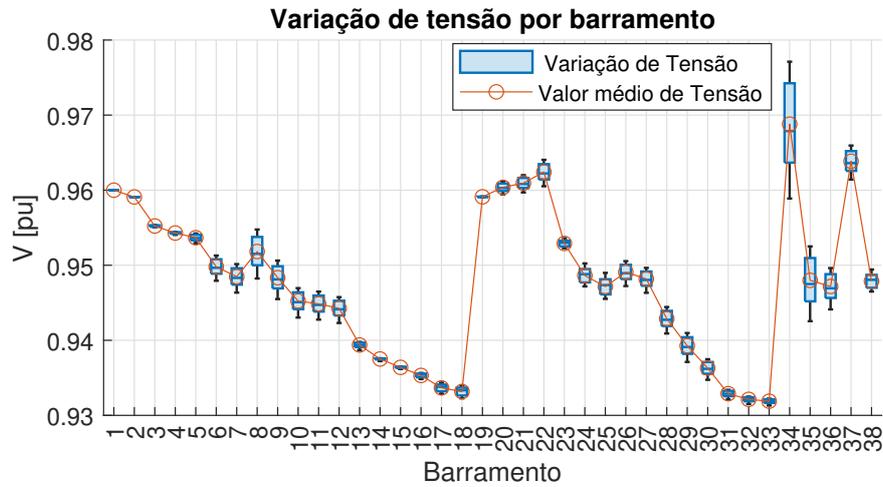


Fonte: Elaborado pela Autora.

A variação de tensão para o modo PQ com base no FP unitário se mostrou mínima. O fato é que a tensão varia pois, relaciona-se à potência reativa, e neste caso a potência vem toda do PCC e não dos barramentos de geração, o que faz com que a tensão se mantenha mais constante possível.

As barras de geração são as que mais sofreram oscilação de tensão, além disso quanto maior a potência de tal barra, maior a oscilação observada. Seguindo das GDs, os barramentos com maior variação de tensão foram os que estavam eletricamente mais próximos dos geradores, de acordo com a Figura 30.

Figura 30 – Modo PQ - Simulação $FP = 1$: Variação de tensão.



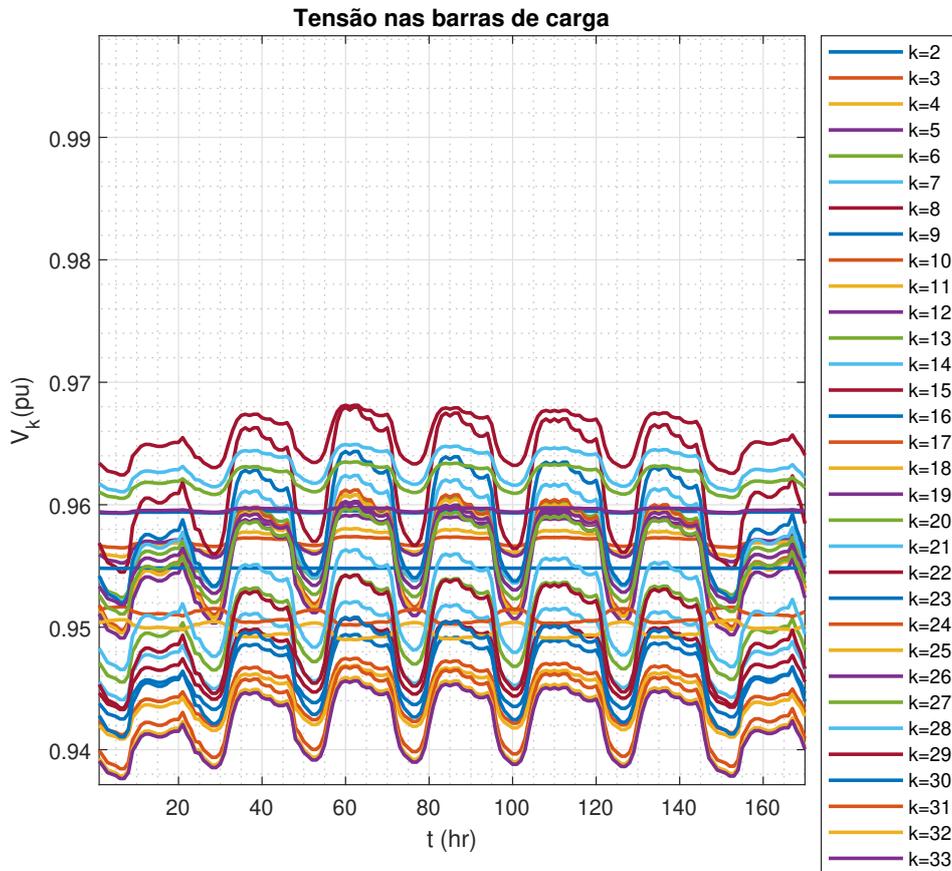
Fonte: Elaborado pela Autora.

Com o propósito de examinar a atuação do sistema sob fatores de potência capacitivo e indutivo, as Figuras 31 a 35 apresentam os resultados referente ao FP de 0,95 capacitivo e as Figuras 37 a 42 para o FP 0,95 indutivo.

Comparando as imagens da simulação de FP unitário com a de FP capacitivo de 0,95, identifica-se os seguintes pontos:

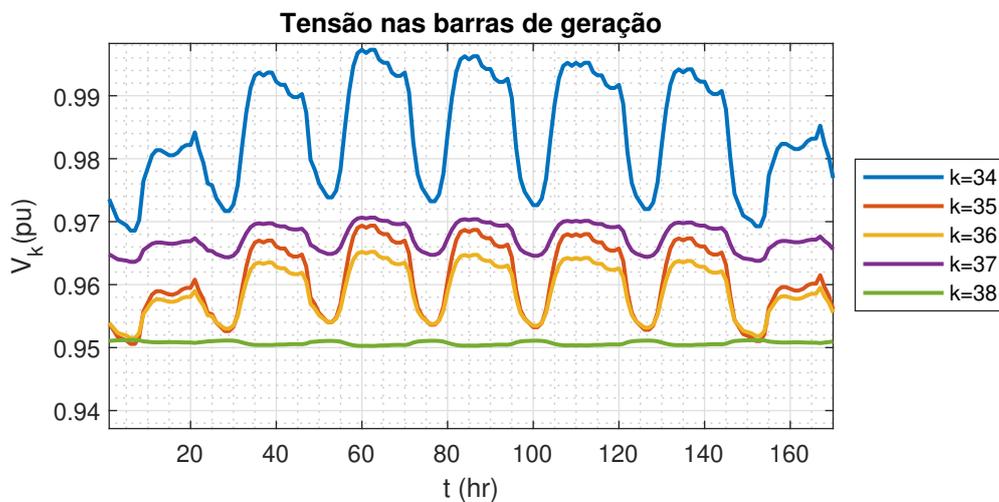
- Elevação no nível de tensão tanto para os barramentos de carga quanto os de geração;
- Geração de potência reativa nos geradores positiva;
- Apesar do valor mínimo, a microrrede fornece potência ativa para a rede principal;
- Diminuição da injeção de potência reativa por parte da rede principal;
- Inversão das barras com maior variação de tensão ao longo dos diferentes patamares de carga;
- Geradores apresentam maior variação de tensão.

Figura 31 – Modo PQ - Simulação $FP = 0,95$: Tensão nos barramentos de carga.



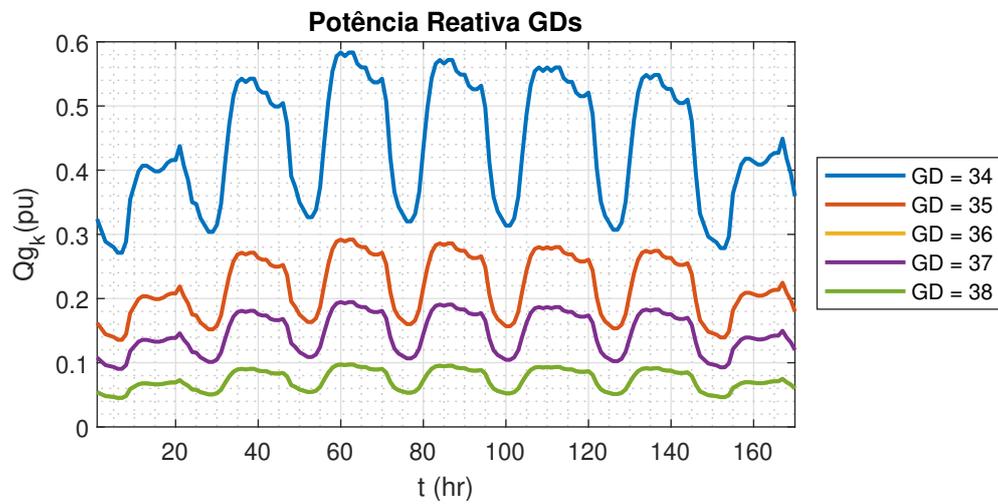
Fonte: Elaborado pela Autora.

Figura 32 – Modo PQ - Simulação $FP = 0,95$: Tensão nos barramentos de geração.



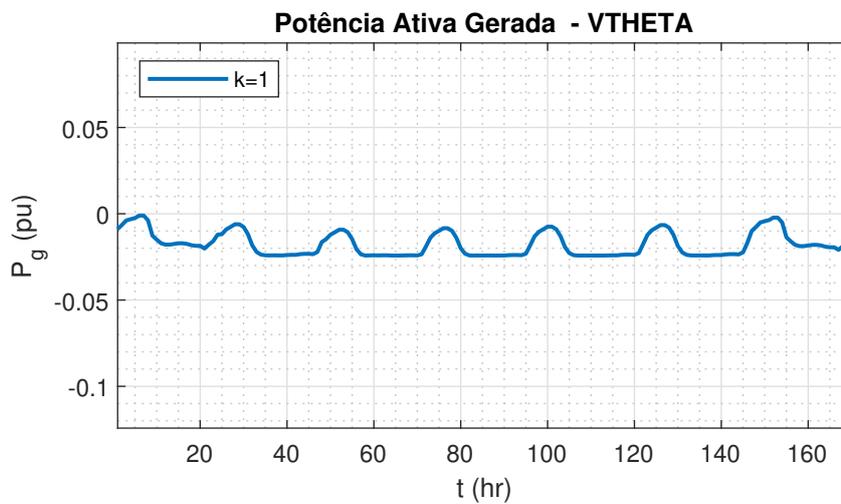
Fonte: Elaborado pela Autora.

Figura 33 – Modo PQ - Simulação $FP = 0,95$: Potência reativa nos barramentos de geração.



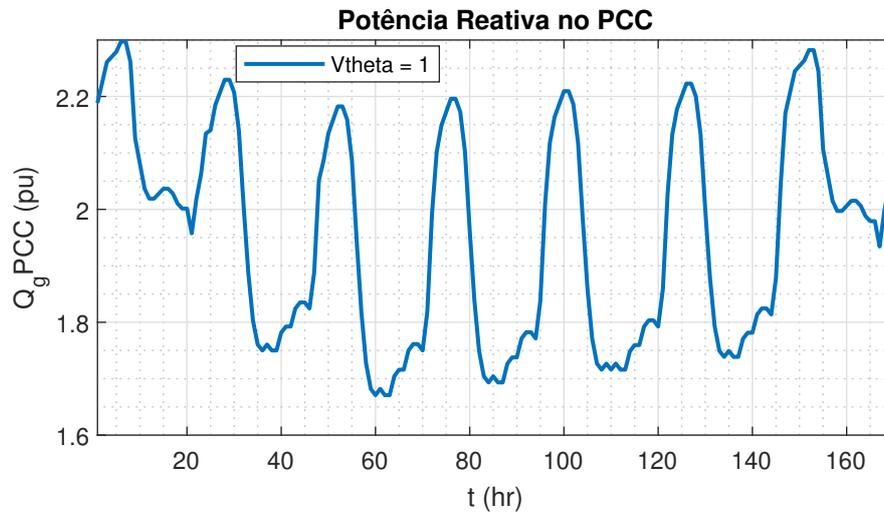
Fonte: Elaborado pela Autora.

Figura 34 – Modo PQ - Simulação $FP = 0,95$: Potência ativa no PCC.



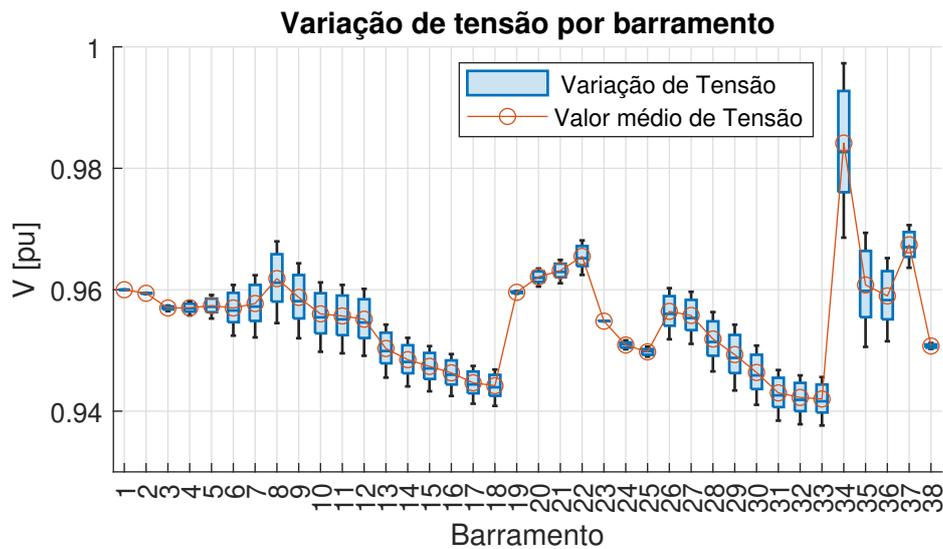
Fonte: Elaborado pela Autora.

Figura 35 – Modo PQ - Simulação $FP = 0,95$: Potência reativa no PCC.



Fonte: Elaborado pela Autora.

Figura 36 – Modo PQ - Simulação $FP = 0,95$: Variação de tensão.



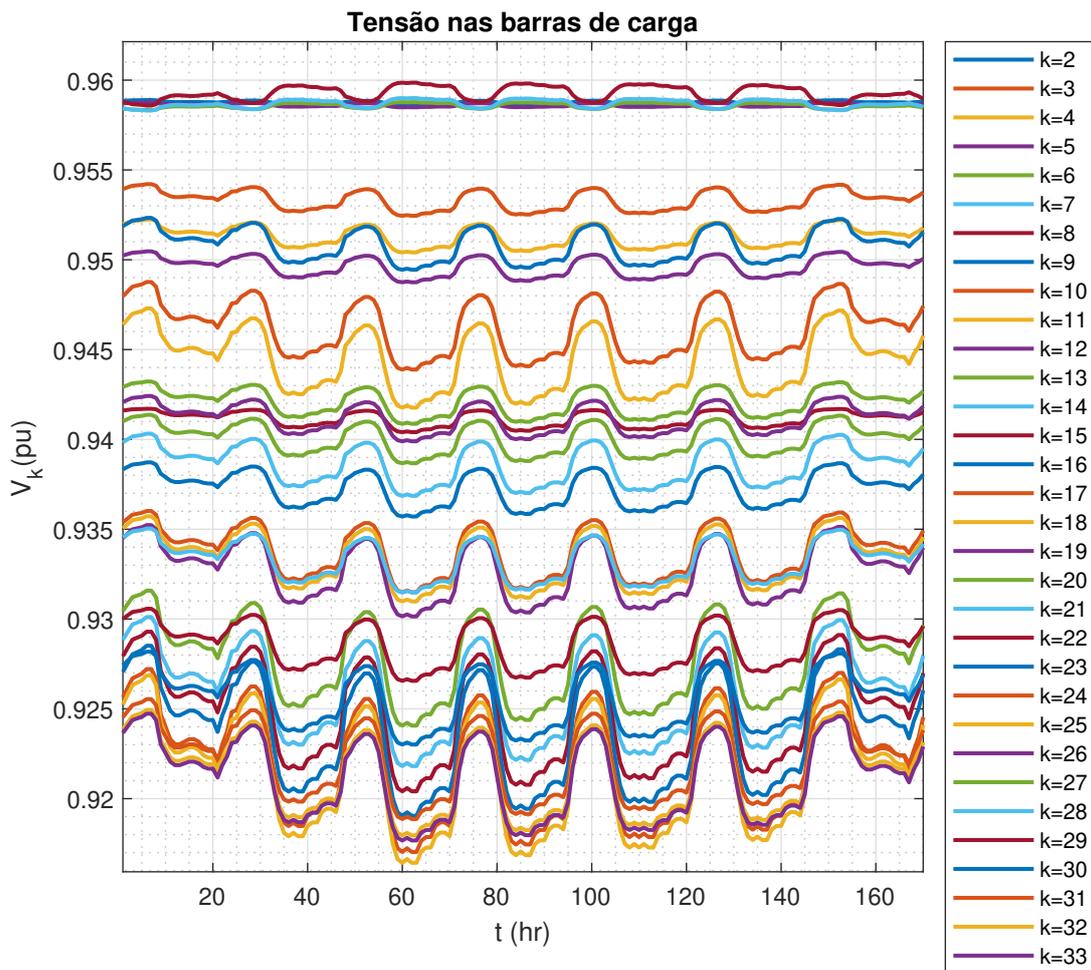
Fonte: Elaborado pela Autora.

Da mesma forma, quando é realizado o contraste entre a simulação de FP unitário com a de FP indutivo de 0,95, verifica-se:

- Diminuição no nível de tensão tanto para os barramentos de carga quanto os de geração;
- Geração de potência reativa nos geradores negativa;
- Necessidade de consumir potência ativa da rede principal;

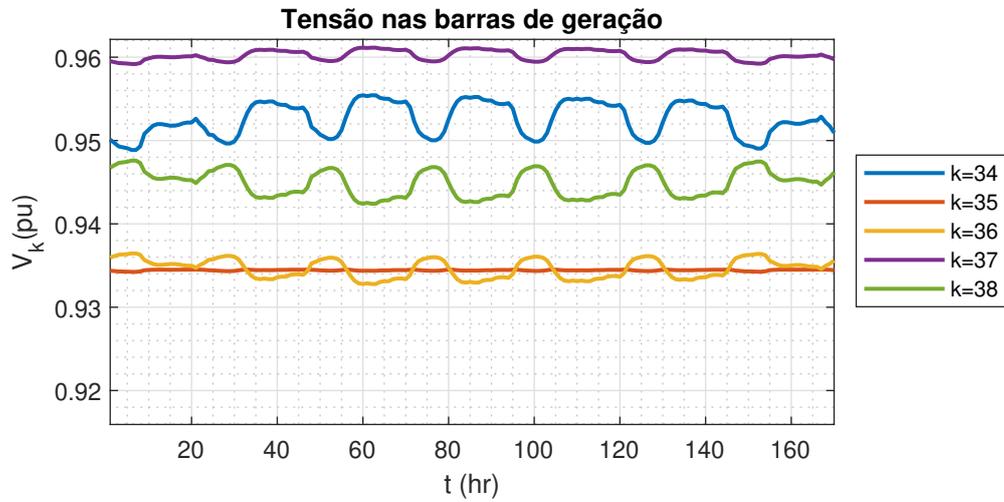
- Aumento de injeção de potência reativa por parte da rede principal;
- Inversão das barras com maior variação de tensão ao longo dos diferentes patamares de carga;
- Geradores apresentam menor variação de tensão.

Figura 37 – Modo PQ - Simulação $FP = -0,95$: Tensão nos barramentos de carga.



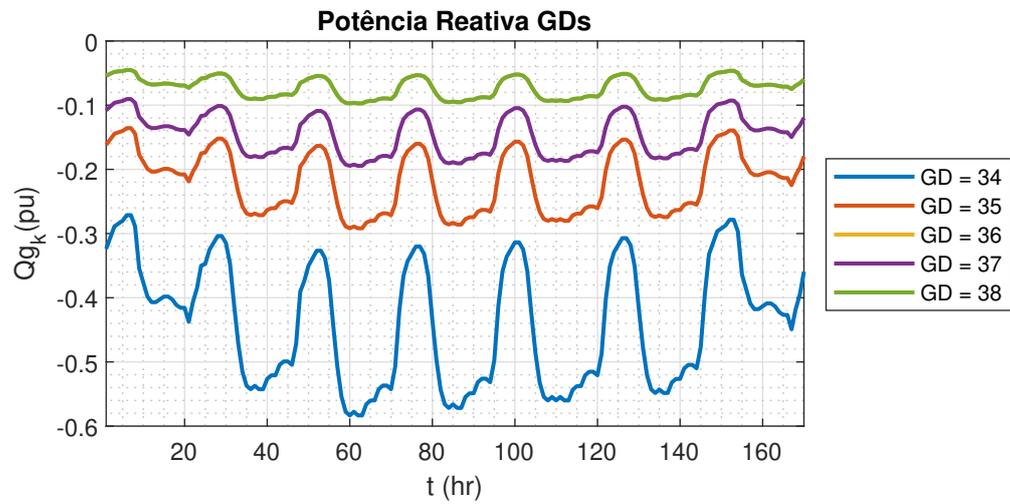
Fonte: Elaborado pela Autora.

Figura 38 – Modo PQ - Simulação $FP = -0,95$: Tensão nos barramentos de geração.



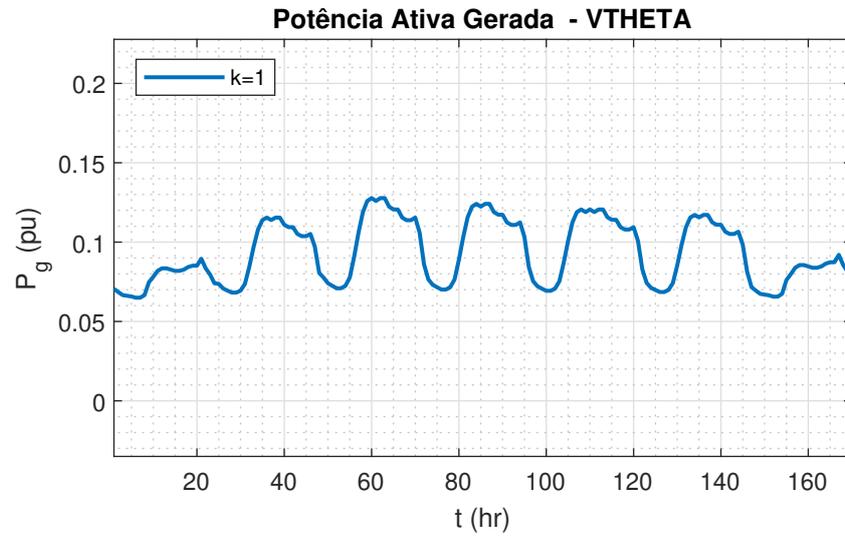
Fonte: Elaborado pela Autora.

Figura 39 – Modo PQ - Simulação $FP = -0,95$: Potência reativa nos barramentos de geração.



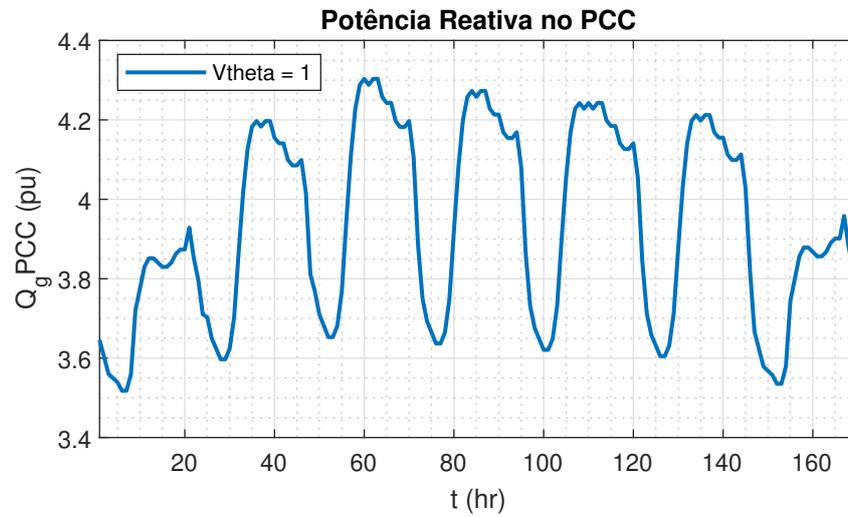
Fonte: Elaborado pela Autora.

Figura 40 – Modo PQ - Simulação $FP = -0,95$: Potência ativa no PCC.



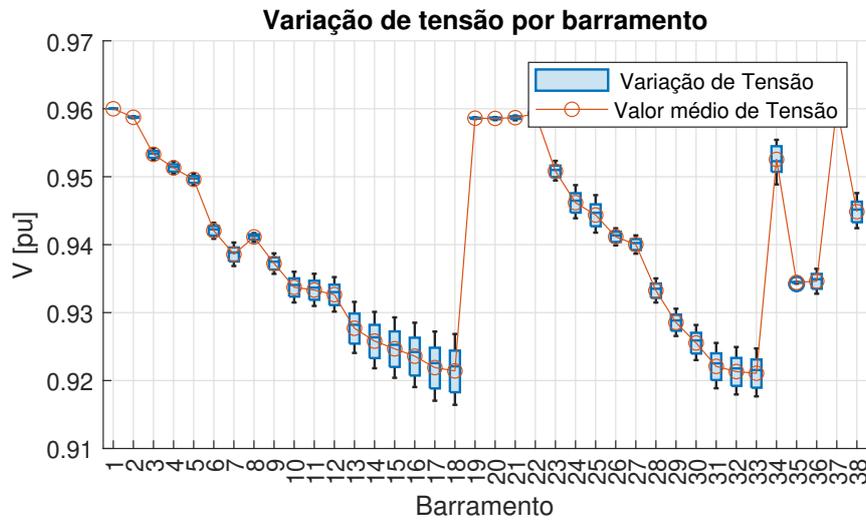
Fonte: Elaborado pela Autora.

Figura 41 – Modo PQ - Simulação $FP = -0,95$: Potência reativa no PCC.



Fonte: Elaborado pela Autora.

Figura 42 – Modo PQ - Simulação $FP = -0,95$: Variação de tensão.



Fonte: Elaborado pela Autora.

Um resumo do comparativo entre as três simulações pode ser visto na Tabela 4 e nas Figuras 43 e 44.

Em relação às tensões, tanto das cargas quanto das unidades de GDs, à medida que o sistema se torna mais indutivo, menor o perfil de tensão verificado. De forma análoga, quanto mais capacitivo, maior a tendência de elevação da tensão para todo o sistema. Este é o comportamento esperado, visto que a tensão varia com a potência reativa do sistema, ou seja, mais reativo implica no aumento da tensão, quanto menor reativo disponível, menor tende a ser a tensão encontrada.

Tabela 4 – Modo PQ: Comparativo das tensões

Parâmetro	$FP = -0,95$	$FP = 1$	$FP = 0,95$
$V_{min}Carga$	0,9164	0,9313	0,9374
$V_{max}Carga$	0,9599	0,9640	0,9681
$V_{min}GD$	0,9328	0,9426	0,9503
$V_{max}GD$	0,9611	0,9771	0,9973

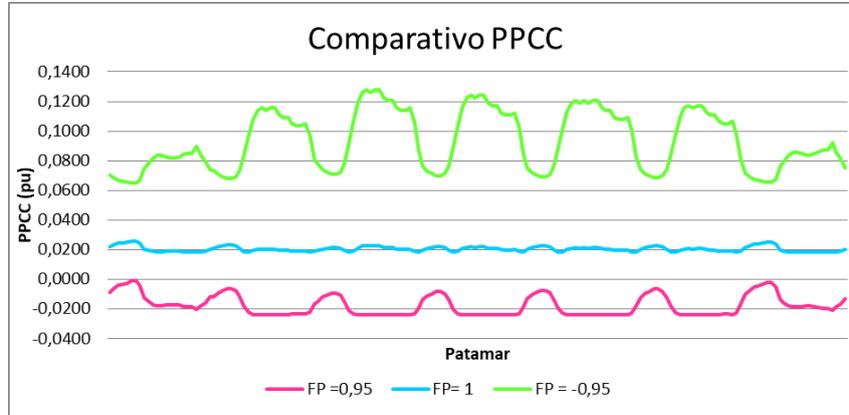
Fonte: Elaborado pela Autora.

A simulação cujo fator de potência foi considerado unitário foi a que obteve menor variação de tensão quando comparada às demais simulações, devido à geração de reativos ser nula. No entanto, a compensação de reativos necessário para o funcionamento da rede precisa ser fornecida pela barra de referência, ou seja, a rede principal é quem vai fornecer todo o suporte de reativos neste caso.

Seguindo essa linha de raciocínio, caso o sistema se torne mais indutivo, maior tende a ser a necessidade de suporte de reativo pela rede principal. Em contrapartida,

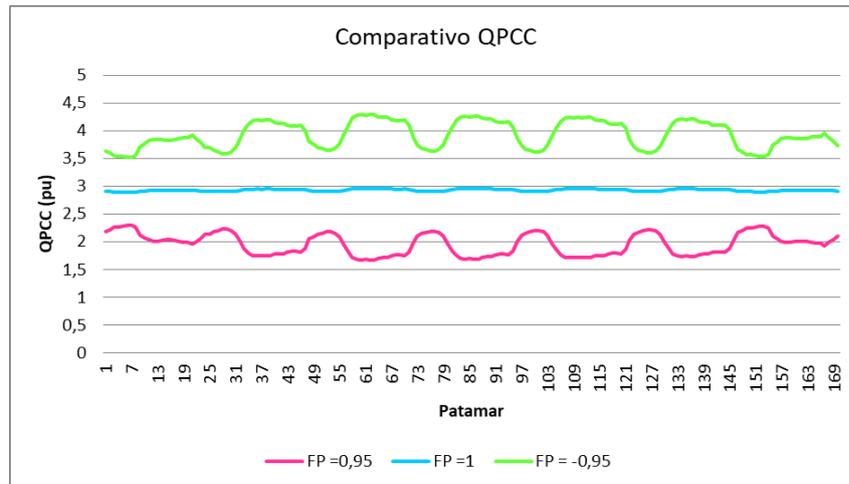
ao passo que o sistema converte-se capacitivo, menor é a dependência da microrrede em relação à rede de distribuição, isso fica evidente nas Figuras 43 e 44.

Figura 43 – Modo PQ - Comparativo Potência ativa no PCC.



Fonte: Elaborado pela Autora.

Figura 44 – Modo PQ - Comparativo Potência reativa no PCC.



Fonte: Elaborado pela Autora.

Portanto, entende-se que o fator de potência influencia fortemente no comportamento da rede e que, apesar do sistema mais capacitivo apresentar vantagens quanto à margem de carregamento do sistema, dependendo do seu índice pode acarretar em maior instabilidade do sistema. Assim, deve-se estudar o fator adequado para que o sistema opere de forma segura e estável.

4.4 MODO DE OPERAÇÃO VSI

Assim como os tópicos anteriores, realizou-se a simulação para o modo VSI. Para essa análise, a tensão V_0 considerada foi de 1,0 pu para todos os barramentos. Além disso,

determinou-se a faixa de variação de tensão terminal para $V_{min}=0,95$ pu e $V_{máx}=1,05$ pu conforme normativo "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional"– PRODIST, estabelecido pela ANEEL em (ANEEL, 2021).

Com base neste valores juntamente da capacidade de geração da máquina é possível calcular o coeficiente de queda de reativo, que estão representados por meio da Tabela 5. Os valores foram calculados por meio da Equação 3.30.

Tabela 5 – Unidades de GD e seus respectivos coeficientes de queda de reativo

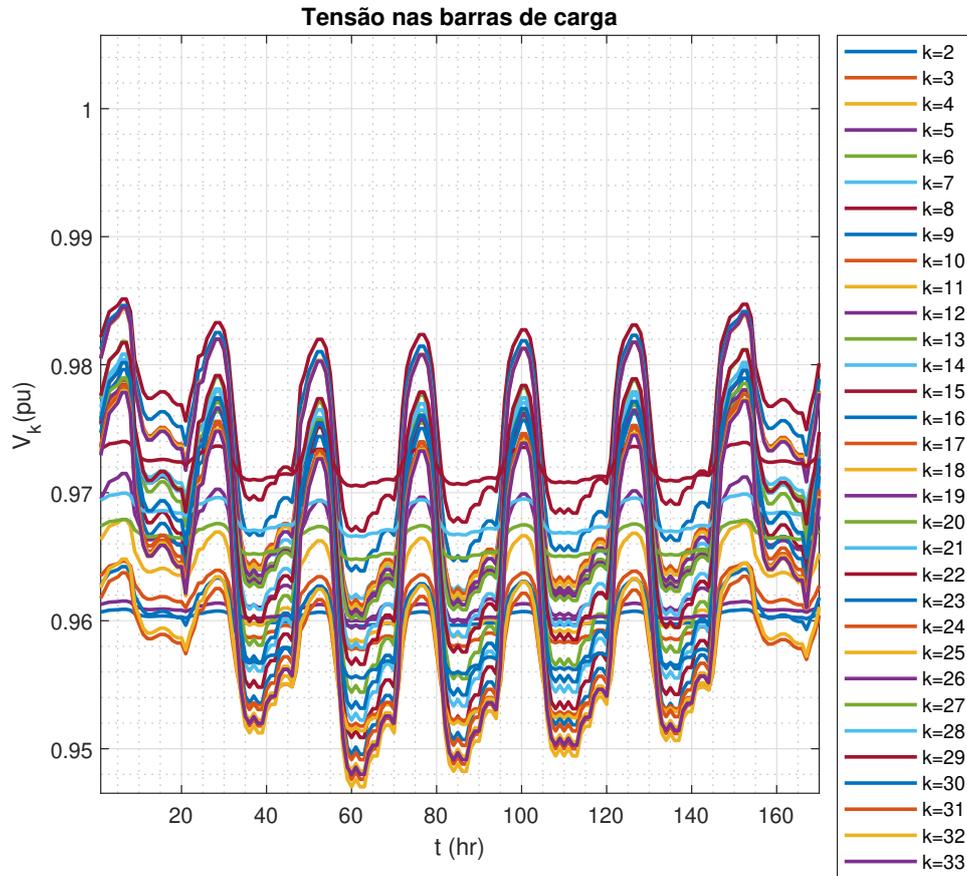
GD	Barramento	n_q
1	34	0,0278
2	35	0,0556
3	36	0,1667
4	37	0,0833
5	38	0,1667

Fonte: Elaborado pela Autora.

A simulação realizada para o modo VSI pode ser observada nas Figuras 45 a 50.

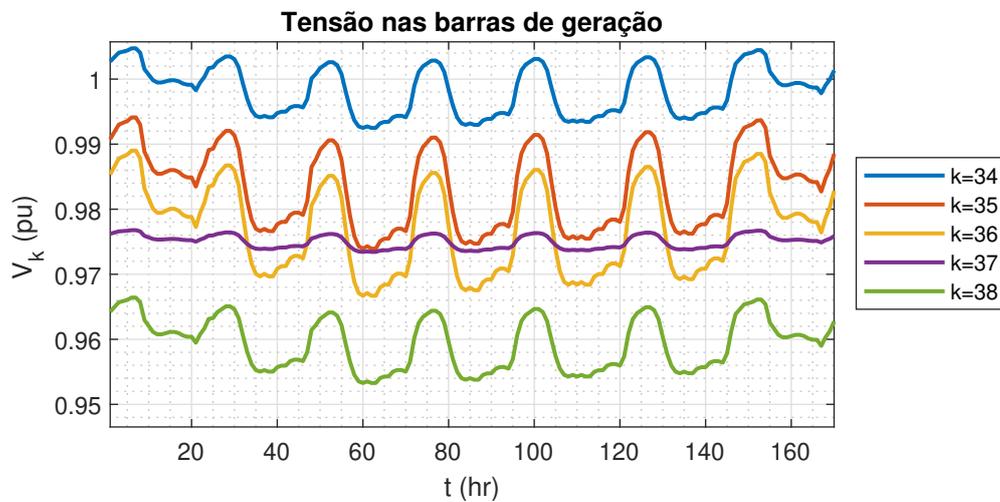
As tensões nos barramentos de carga variaram entre o mínimo de 0,9470 pu e máximo de 0,9851 pu. Já os barramentos de geração oscilaram entre 0,9533 a 1,0047 pu, e isso mostra que a tensão esteve em todo momento dentro do estipulado e assim, nenhum gerador atingiu seu limite de geração de reativo. Este fato também é evidenciado na Figura 47.

Figura 45 – Modo VSI: Tensão nos barramentos de carga.



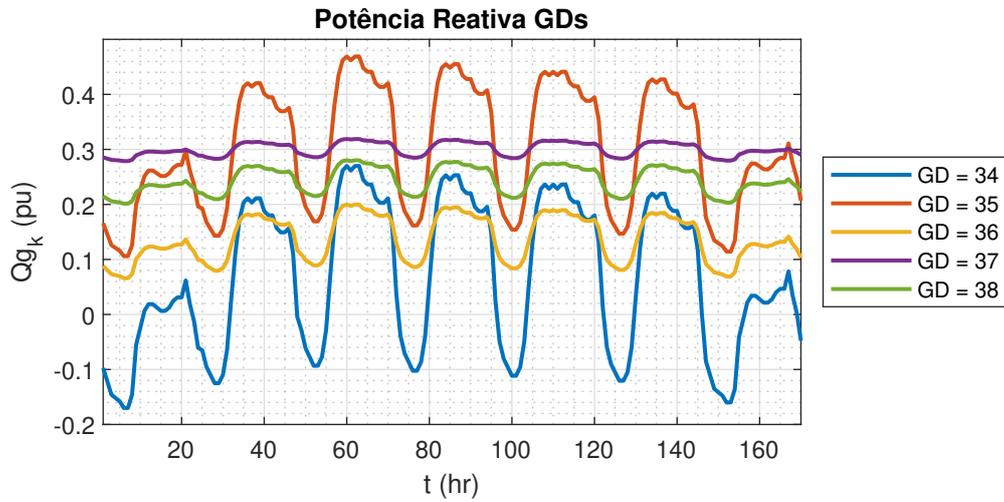
Fonte: Elaborado pela Autora.

Figura 46 – Modo VSI: Tensão nos barramentos de geração.



Fonte: Elaborado pela Autora.

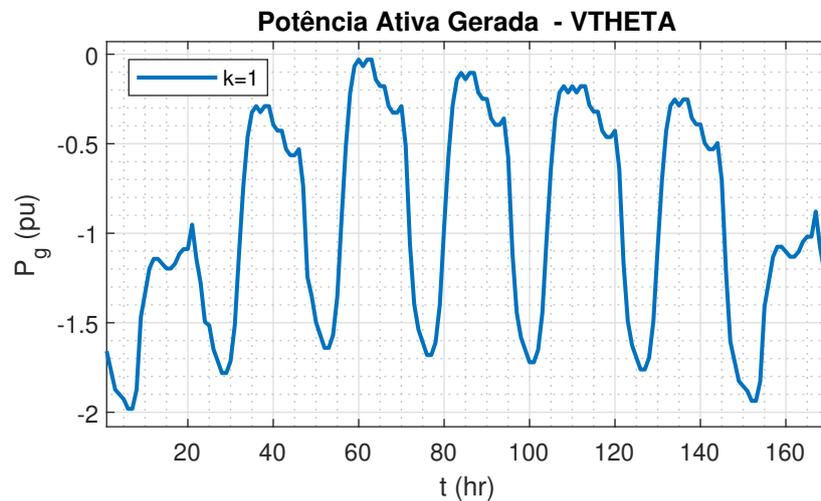
Figura 47 – Modo VSI: Potência Reativa nos geradores.



Fonte: Elaborado pela Autora.

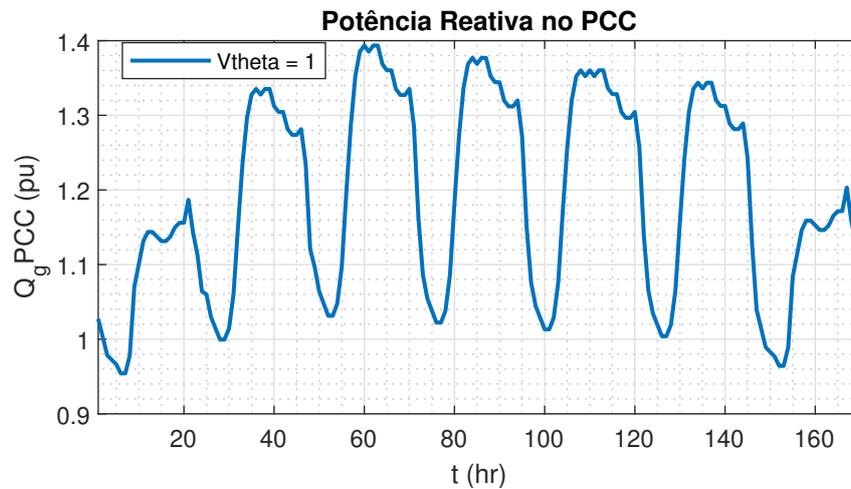
Observando as Figuras 48 e 49, entende-se que a microrrede foi capaz de atender sua demanda de potência ativa exclusivamente por seus geradores, e além disso, injetou potência ativa para a rede principal. No entanto, a rede principal atuou como suporte de reativo para à microrrede com um montante aproximado de 1,4 pu.

Figura 48 – Modo VSI: Potência Ativa no PCC.



Fonte: Elaborado pela Autora.

Figura 49 – Modo VSI: Potência Reativa no PCC.

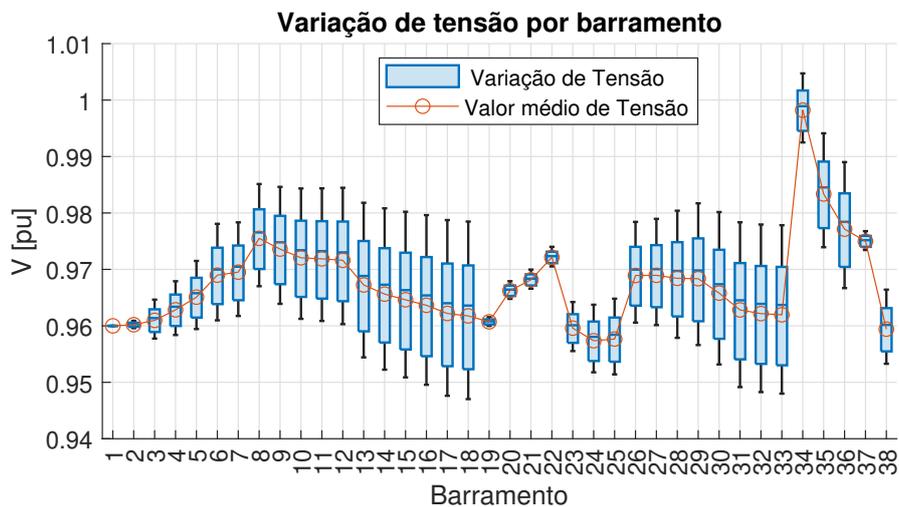


Fonte: Elaborado pela Autora.

A Figura 50 apresenta a variação de tensão ao longo das variações de carga pela qual o sistema foi submetido.

As barras com maior proximidade do PCC apresentaram menor variação. Além disso, quanto mais distante do PCC e dos geradores, maior foi a variação de tensão destes barramentos.

Figura 50 – Modo VSI: Variação de tensão.



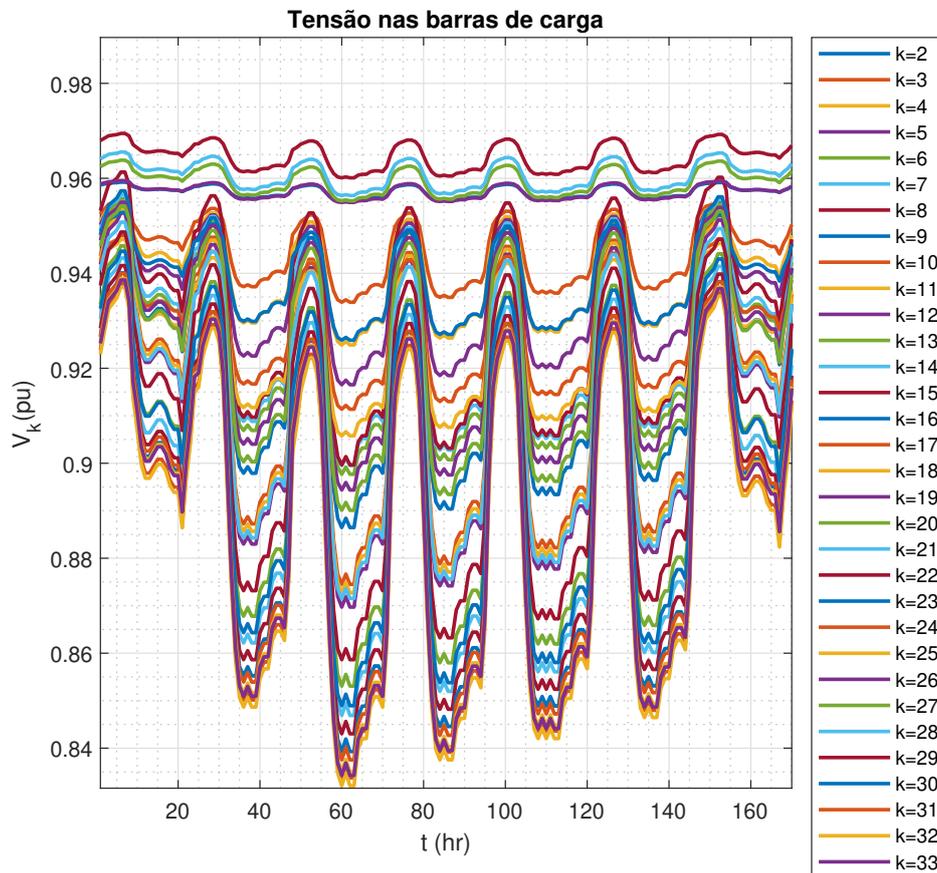
Fonte: Elaborado pela Autora.

Conforme visto nas Figuras 45 a 50, os limites de geração reativa não foram excedidos em nenhum dos patamares de carga simulados, por isso, simulou-se também, para o mesmo sistema, considerando a potência demandada aumentada em 2,5 pu em todos os barramentos de carga.

O objetivo é observar o bom funcionamento do algoritmo, bem como analisar o sistema quando atinge seus limites de potência reativa. Vale salientar que escolheu-se o montante de 2,5 pu por tentativas, até que o limite do gerador fosse violado. A simulação com o aumento da potência demandada pode ser verificada nas Figuras 51 a 56.

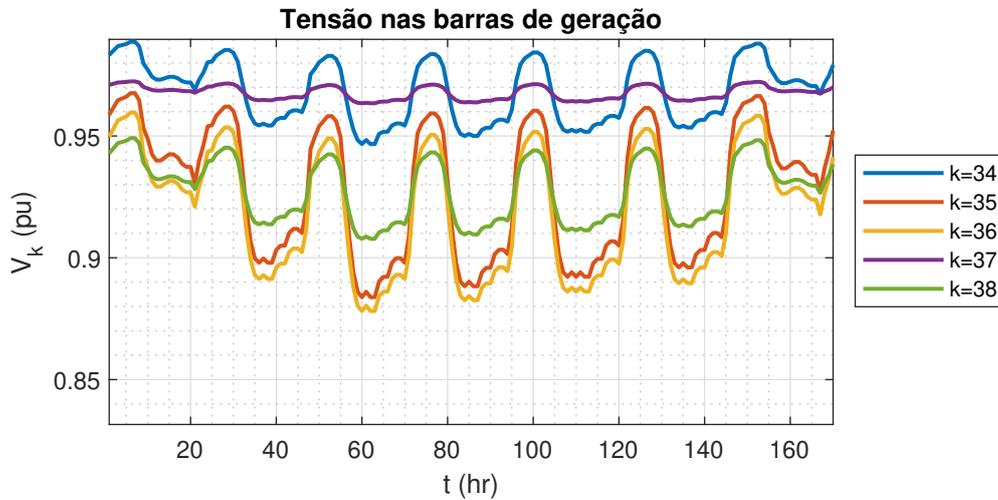
Uma grande variação na tensão pode ser observada por meio da Figura 51 visto que houve um grande incremento de carga acarretando em um nível de tensão bem menor que o da Figura 45. O mesmo acontece para os barramentos de GD apresentados na Figura 52. As tensões nos barramentos de carga variaram entre 0,8321 pu e 0,9695 pu e para os barramentos de geração oscilaram entre 0,8782 a 0,9887 pu, onde houveram geradores que atingiram seu limite de geração de potência de reativo.

Figura 51 – Modo VSI com PD aumentado: Tensão nos barramentos de carga.



Fonte: Elaborado pela Autora.

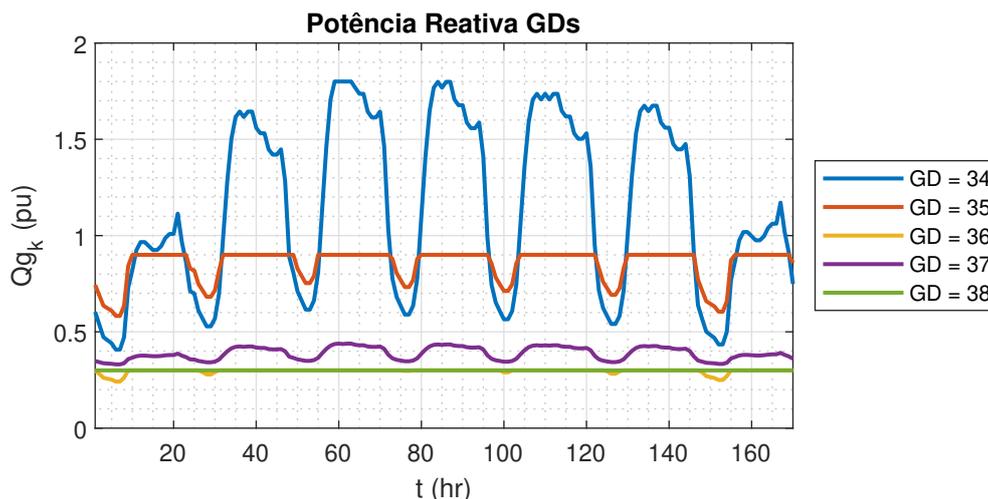
Figura 52 – Modo VSI com PD aumentado: Tensão nos barramentos de geração.



Fonte: Elaborado pela Autora.

Diferente do modo PV, onde a operação do gerador fora de seus limites de reativo proporcionava um valor especificado para a tensão, para o modo VSI isso não acontece pois, sua tensão varia em função da potência reativa. Assim, na Figura 53, observa-se o comportamento da potência reativa ao longo da variação de carga e nota-se que onde o valor da tensão alcançou 0,95 pu, a geração de potência reativa foi fixada em seu limite superior.

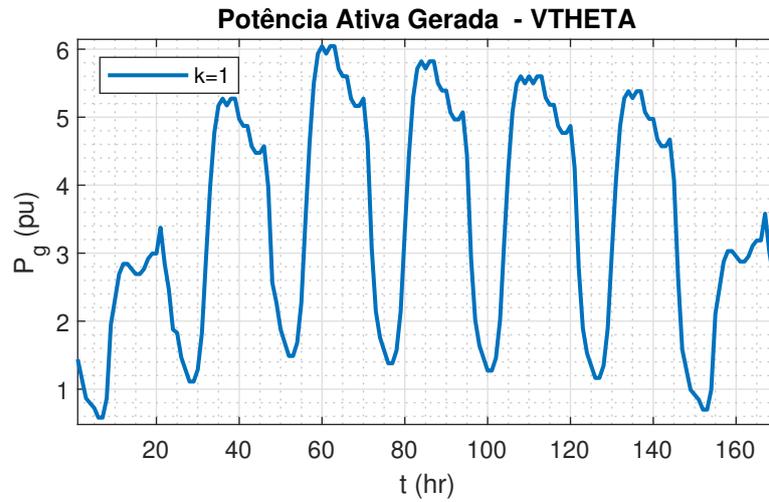
Figura 53 – Modo VSI com PD aumentado: Potência Reativa nos geradores.



Fonte: Elaborado pela Autora.

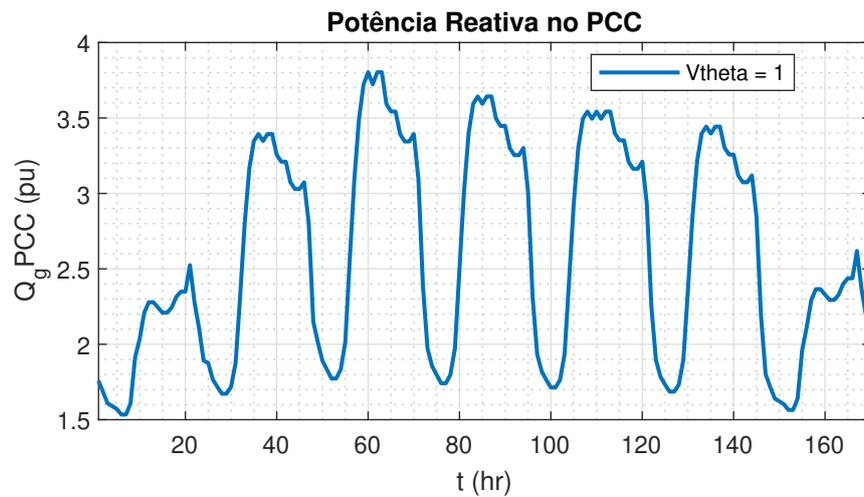
Com o grande acréscimo de carga que inseriu-se ao sistema, a microrrede não garantiu atendimento à todas suas cargas e por isso, a rede principal precisou injetar um montante de pouco mais de 6 pu de potência ativa e próximo de 3,8 pu de potência reativa.

Figura 54 – Modo VSI com PD aumentado: Potência Ativa no PCC.



Fonte: Elaborado pela Autora.

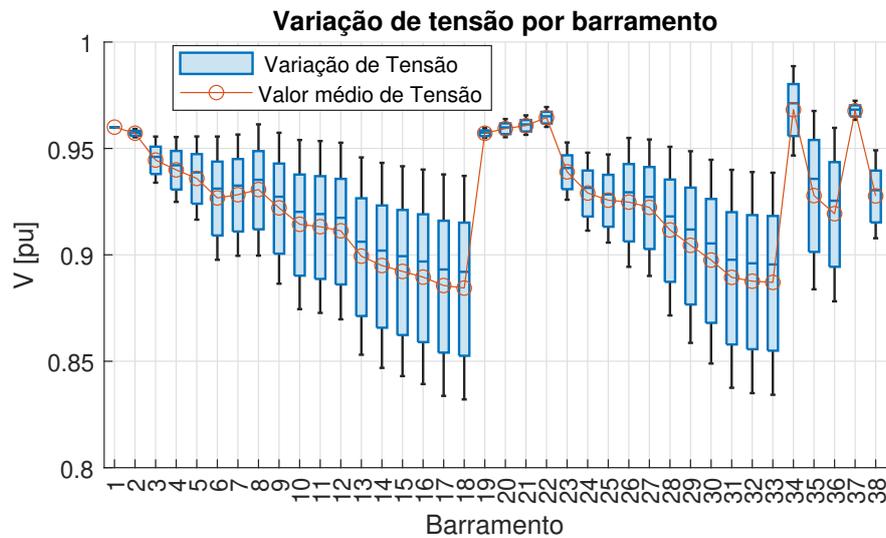
Figura 55 – Modo VSI com PD aumentado: Potência Reativa no PCC.



Fonte: Elaborado pela Autora.

O comportamento da variação de tensão foi similar ao anterior, no entanto mais acentuado devido ao aumento de carga realizado.

Figura 56 – Modo VSI com PD aumentado: Variação de tensão.



Fonte: Elaborado pela Autora.

4.5 MODO DE OPERAÇÃO VOLT-VAR

Para simular o modo *Volt-Var* algumas considerações devem ser realizadas como determinar o limiar da tensão para cada faixa operativa, conforme mostrado na Tabela 6.

Vale ressaltar que os coeficientes de queda de reativo considerados foram os mesmos utilizados na simulação do método VSI, já visto na Tabela 5.

As Figuras 57 a 62 mostram os resultados da simulação para o modo *Volt-Var*.

Tabela 6 – Modo *Volt-Var*: Tensão entre as faixas operativas.

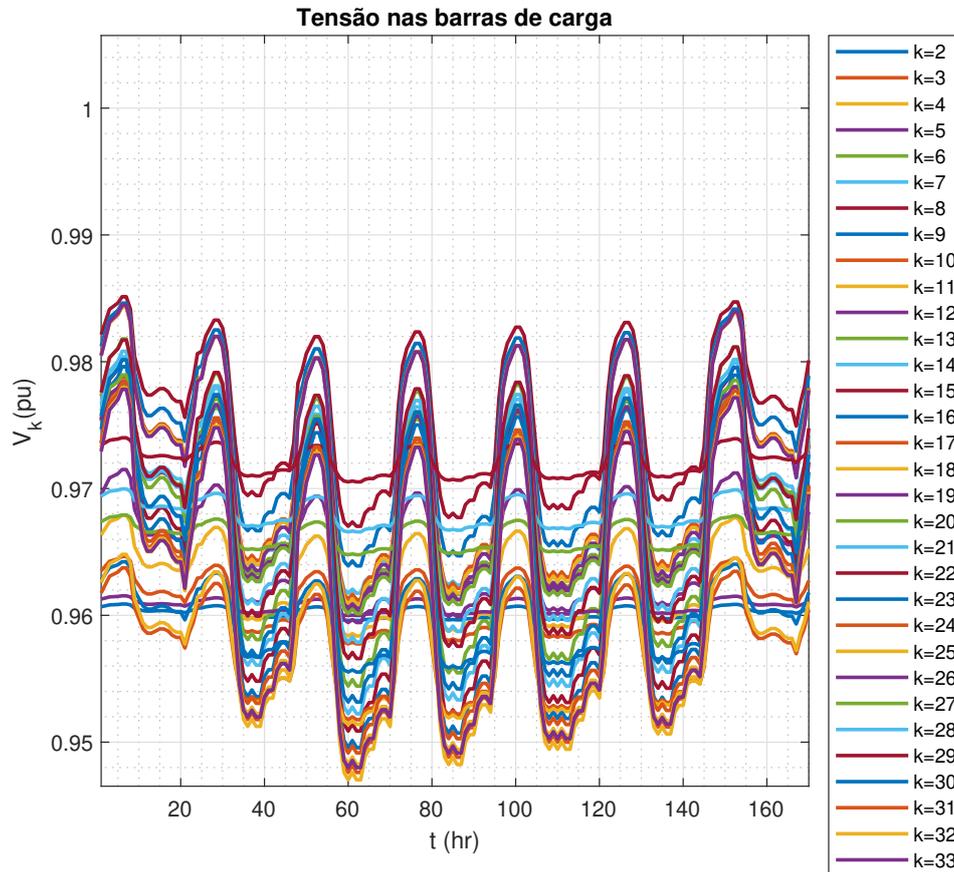
Parâmetro	Tensão[pu]
$VPCC$	1,0
$V_{Mín}^{crit}$	0,93
$V_{Mín}$	0,95
$V_{Máx}$	1,05
$V_{Máx}^{crit}$	1,07

Fonte: Elaborado pela Autora.

Diante das imagens, verifica-se que os efeitos causados ao sistema teste foram semelhantes aos exibidos no modo VSI. Quando se analisa a formulação de ambos os métodos, percebe-se que este fato realmente é esperado, uma vez que a faixa operativa decorrente dos limites normais de operação é semelhante, alterando apenas que o método VSI tem V_0 como a tensão de referência e o *Volt-Var* tem $VPCC$, no entanto nos dois casos, as tensões consideradas foram 1,0 pu.

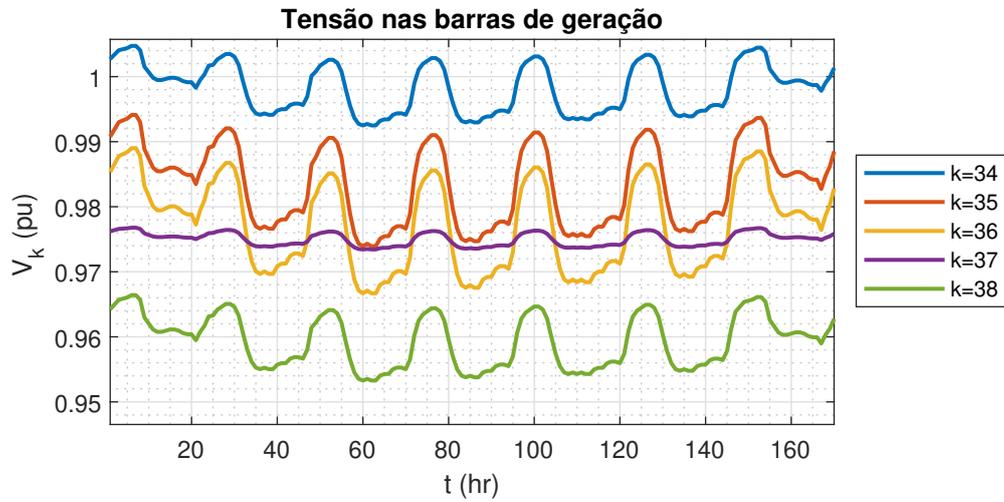
Dado que não houve violação da tensão no modo *Volt-Var*, da mesma forma que não houve no VSI, apenas a faixa operativa linear ocorreu, justificando portanto, resultados iguais.

Figura 57 – Modo *Volt-Var* : Tensão nos barramentos de carga.



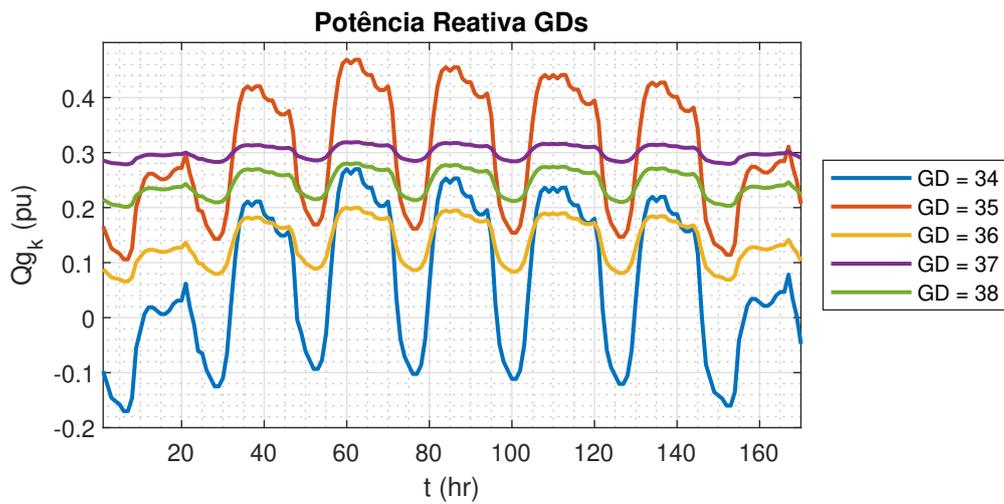
Fonte: Elaborado pela Autora.

Figura 58 – Modo *Volt-Var*: Tensão nos barramentos de geração.

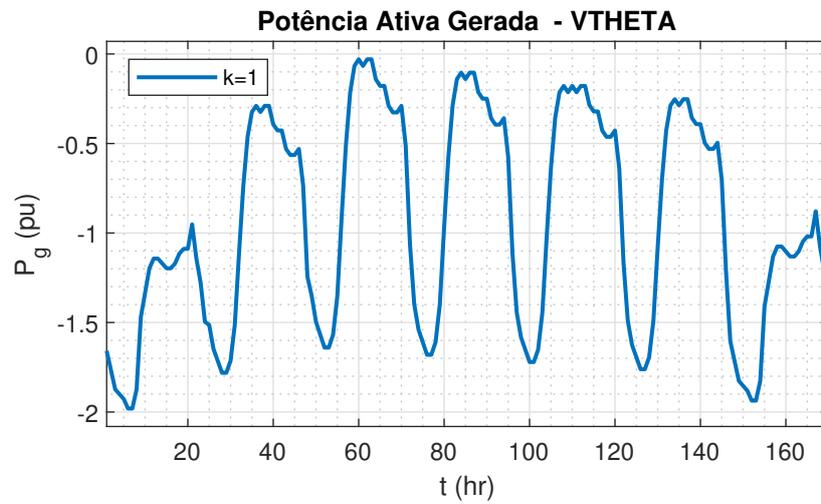


Fonte: Elaborado pela Autora.

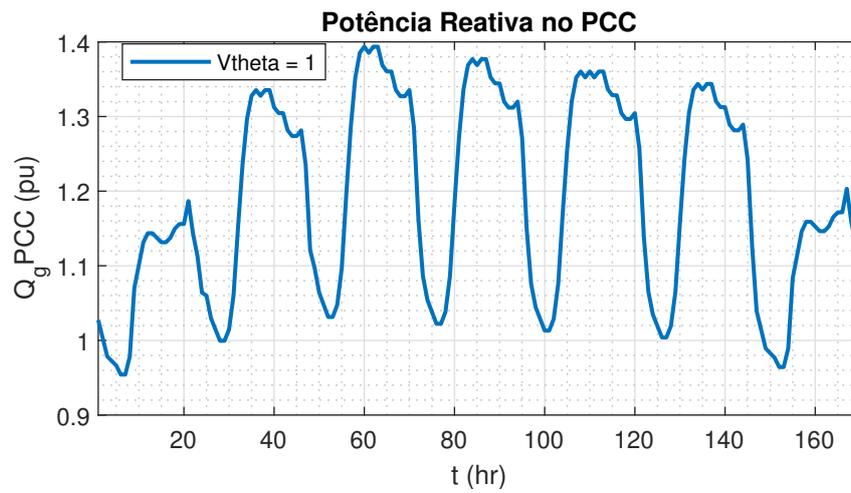
Figura 59 – Modo *Volt-Var*: Potência Reativa nos geradores.



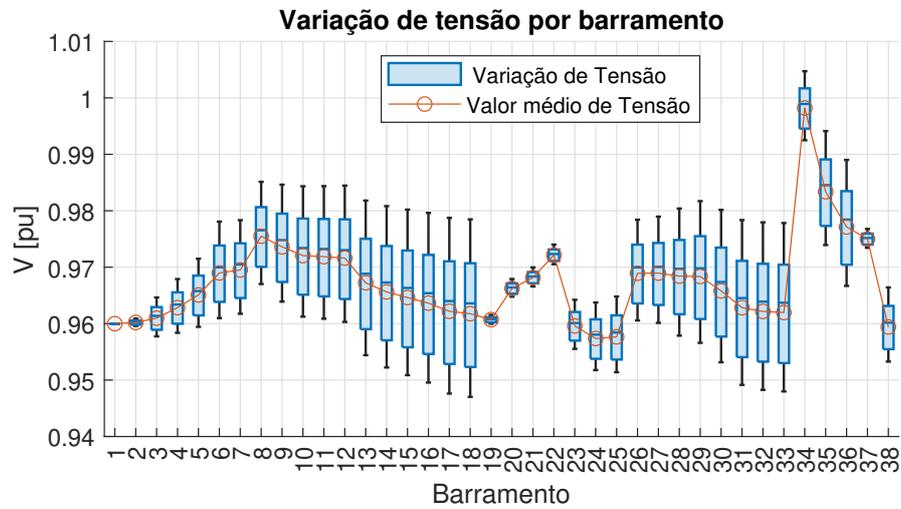
Fonte: Elaborado pela Autora.

Figura 60 – Modo *Volt-Var*: Potência Ativa no PCC.

Fonte: Elaborado pela Autora.

Figura 61 – Modo *Volt-Var*: Potência Reativa no no PCC.

Fonte: Elaborado pela Autora.

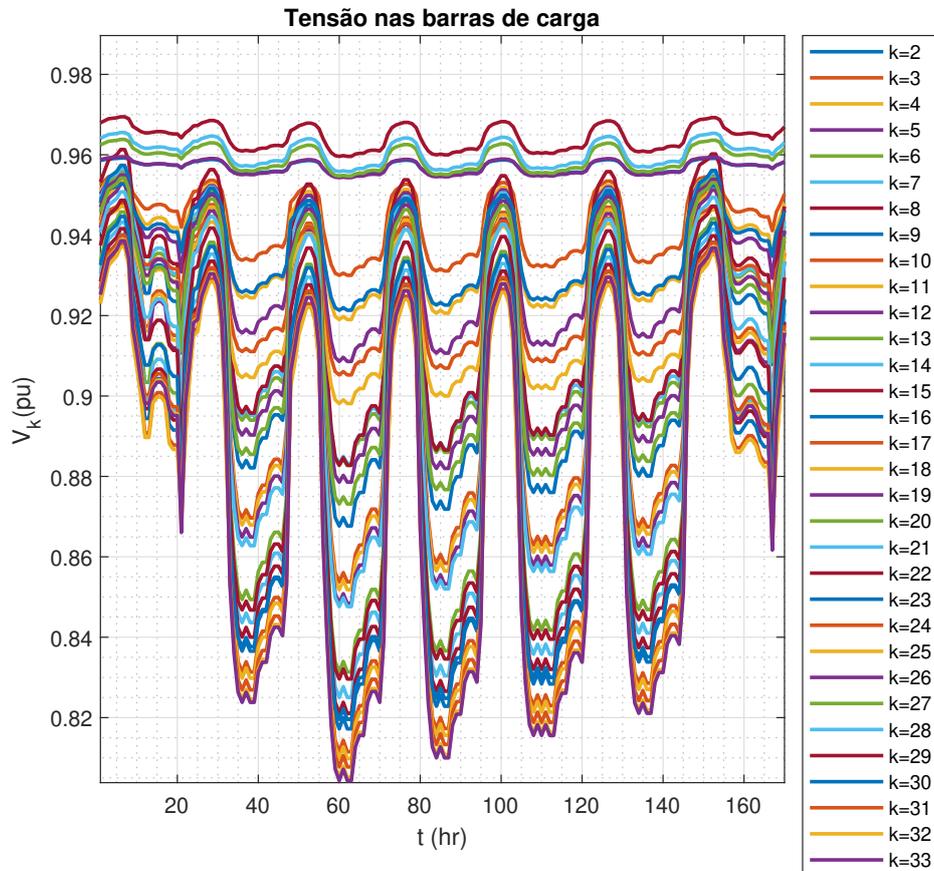
Figura 62 – Modo *Volt-Var*: Variação de tensão.

Fonte: Elaborado pela Autora.

Para julgar o desempenho de modo *Volt-Var*, assim como realizado no modo VSI, aumentou-se a potência demandada em 2,5 pu.

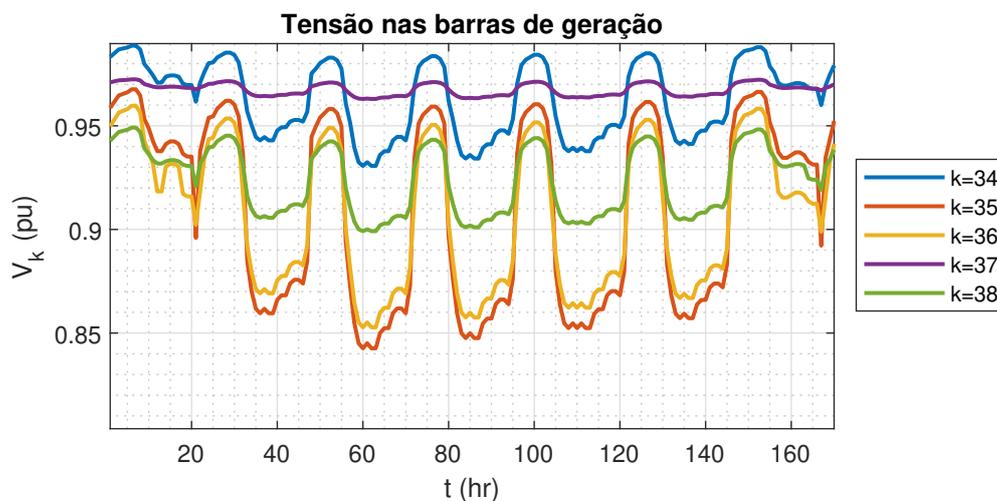
Em relação às tensões, o modo *Volt-Var* apresentou níveis ainda mais baixos quando comparado ao modo VSI, em que para barramentos de carga a tensão mínima ficou em torno de 0,81 pu e para GDs o mínimo foi próximo de 0,84 pu. Esses valores se tornam diferentes, pois o modo VSI não considera a faixa nula que o modo *Volt-Var* determina. Essa faixa ocorre quando os valores de 0,93 ou 1,07 pu de tensão são atingidos, fazendo com que a geração de reativos caia para zero. Como a tensão ultrapassou o montante de 0,93 pu, haverá agora divergência entre as simulações.

Figura 63 – Modo *Volt-Var* com PD aumentado: Tensão nos barramentos de carga.



Fonte: Elaborado pela Autora.

Figura 64 – Modo *Volt-Var* com PD aumentado: Tensão nos barramentos de geração.



Fonte: Elaborado pela Autora.

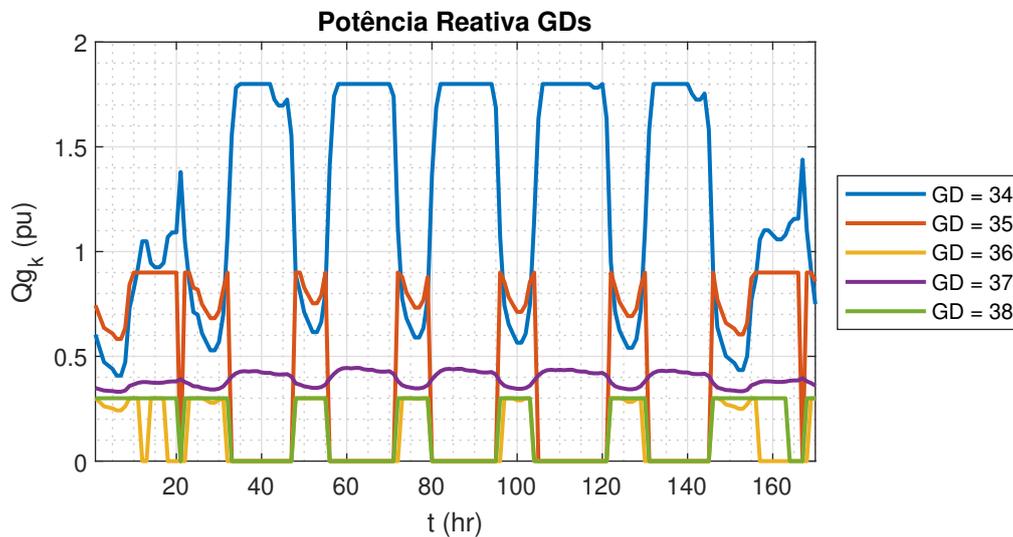
Pela Figura 64, nota-se que os geradores 34 e 37 são os únicos a não atingirem uma tensão igual ou inferior a 0,93 pu, assim, esses geradores não foram desconectados da rede.

Apesar disso, quando a tensão esteve em seu limiar de 0,95 pu, ou seja, na maior parte do tempo, a injeção de potência reativa se manteve fixa para o barramento 34. O barramento 37 não atingiu nenhuma dessas tensões durante todos os patamares avaliados.

Os demais geradores alcançaram esta tensão e, por isso, em algum momento foram desligados e não contribuíram para a injeção de potência reativa do sistema, conforme visto na Figura 65.

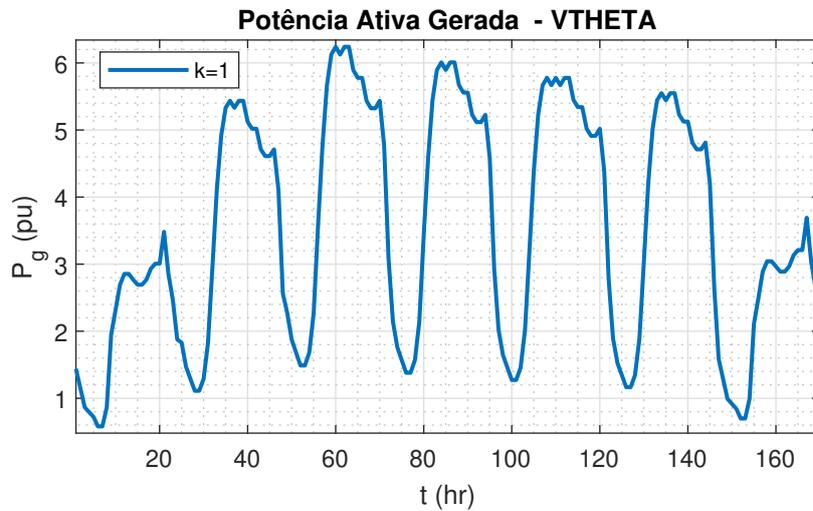
A partir dessa informação e das Figuras 66 e 67, constata-se que, a potência necessária para que a microrrede se mantivesse operando foi cedida pela rede principal, sendo pouco mais de 6,0 pu para geração ativa e aproximadamente 5,5 pu de geração reativa.

Figura 65 – Modo *Volt-Var* com PD aumentado: Potência Reativa nos geradores.



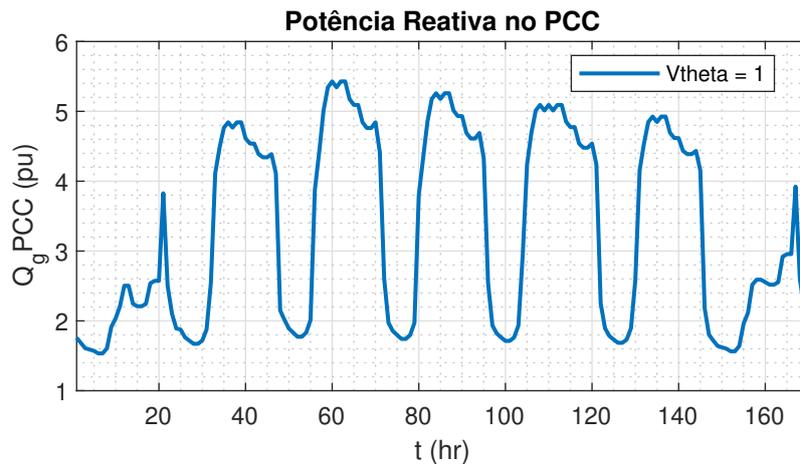
Fonte: Elaborado pela Autora.

Figura 66 – Modo *Volt-Var* com PD aumentado: Potência Ativa no PCC.



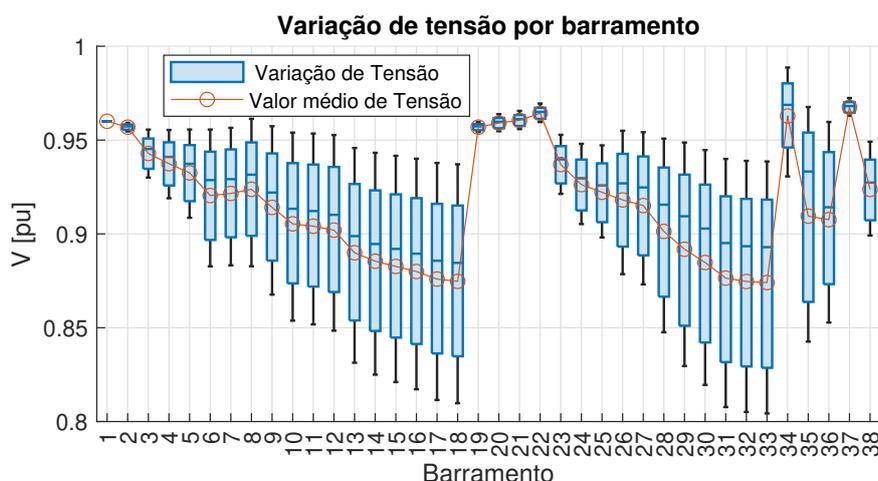
Fonte: Elaborado pela Autora.

Figura 67 – Modo *Volt-Var* com PD aumentado: Potência Reativa no no PCC.



Fonte: Elaborado pela Autora.

Com o aumento da demanda, maior foi a variação do perfil de tensão da microrrede. Quando compara-se os valores aumentados dos métodos VSI e *Volt-Var*, nota-se que o modo *Volt-Var* expressou uma oscilação ainda maior que o VSI, muito em consequência das variações abruptas da potência reativa quando muda sua faixa de operação.

Figura 68 – Modo *Volt-Var* com PD aumentado: Variação de tensão.

Fonte: Elaborado pela Autora.

4.6 CONTROLE SECUNDÁRIO DE TENSÃO

Finalmente, implementou-se a simulação do Controle Secundário de Tensão (CST) adicionado das equações do inversor em *droop* conforme apresentado no tópico **3.6.2**.

O fator de participação adotado foi calculado com base na capacidade máxima de geração de reativo da máquina. Para obter esta constante é realizada a divisão da potência reativa do gerador em análise pelo somatório das potências de todos os geradores participantes do controle secundário de tensão. A partir disso, tem-se os fatores de participação apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 – Constantes dos fatores de participação dos geradores

GD	Barramento	$\alpha_{(i)}$
1	34	0,4615
2	35	0,2308
3	36	0,0769
4	37	0,1539
5	38	0,0769

Fonte: Elaborado pela Autora.

Os geradores participantes do compartilhamento de potência reativa serão responsáveis por controlar a tensão do barramento 33 (barra piloto), determinado pelo cálculo do método da distância elétrica apresentado em (LAGONOTTE et al., 1989). Os parâmetros utilizados para a queda de reativo foram os mesmos valores apresentados na Tabela 5.

Inicialmente, por meio da resolução do cálculo do fluxo de potência tem-se os valores de potência ativa e reativa obtidos pela simulação. Estes dados são apresentados na

Tabela 8. Observa-se que a divisão das potências foram realizadas respeitando o fator de participação estabelecido. Os valores simulados foram testados e validados com o *software* ANAREDE.

Tabela 8 – CST: Resultados potência ativa e reativa simulados

Barramento	P(kW)	Q(kVAr)
34	177,50	126,48
35	88,79	63,26
36	29,59	21,08
37	59,18	42,18
38	29,59	21,08

Fonte: Elaborado pela Autora.

Tendo em vista que, ao utilizar o comportamento do *droop* para emular o funcionamento de uma máquina síncrona, deve-se atentar que há uma queda de reativo associada ao valor da tensão obtida no ponto operativo. Por isso, uma tensão de referência, V_0 , necessita ser configurada no inversor de frequência com o intuito de se obter a tensão desejada apesar das pequenas perdas causadas pelo acoplamento da tensão e potência reativa. A metodologia implementada proporciona a obtenção da tensão V_0 , que é apresentada na Tabela 9.

Tabela 9 – CST: Tensão V_0 de referência para o inversor

GD	Tensão terminal (pu)	Tensão V_0 (pu)
34	1,0192	1,0544
35	0,9877	1,0228
36	0,9820	1,0172
37	0,9760	1,0111
38	0,9544	0,9895

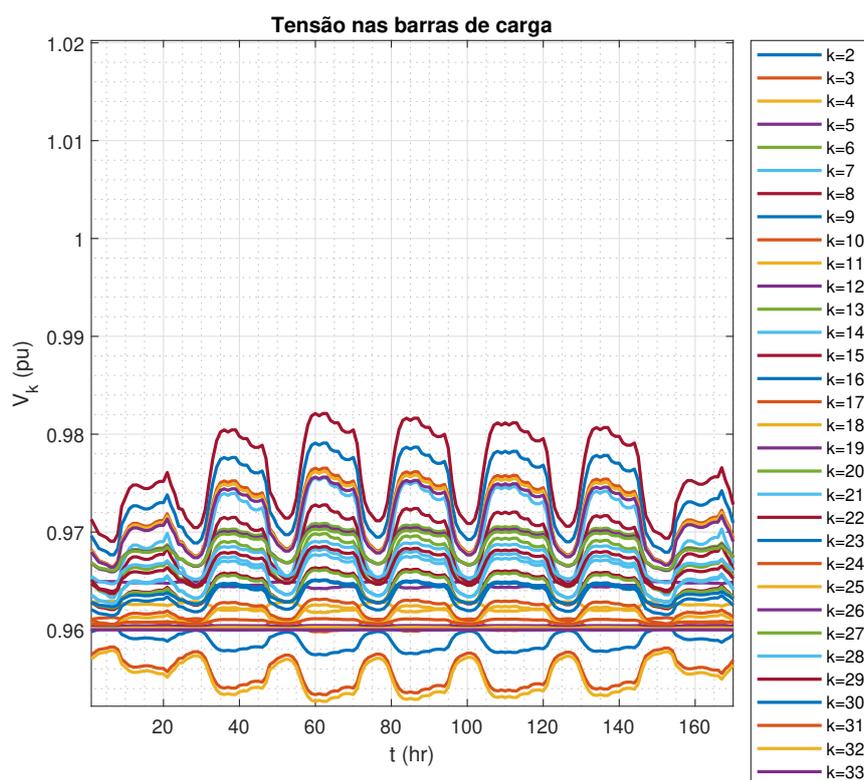
Fonte: Elaborado pela Autora.

O comportamento do sistema sob a atuação do CST é simulado por meio da curva de carga, previamente conhecida nos demais casos simulados anteriormente. As Figuras 69 a 75 desenharam o desempenho do controle implementado.

O CST implementado realiza, por meio do controle de potência reativa dos geradores, o gerenciamento da tensão em um barramento piloto, conforme abordado no tópico **3.6.2**. Por meio da Figura 71, constata-se que a tensão deste barramento se mantém constante no valor estipulado de 0,96 pu. Além desse comportamento, é possível verificar que os barramentos próximos do piloto, também apresentam esta mesma característica, evidenciando que o controle realizado influencia em toda a região na qual está inserido.

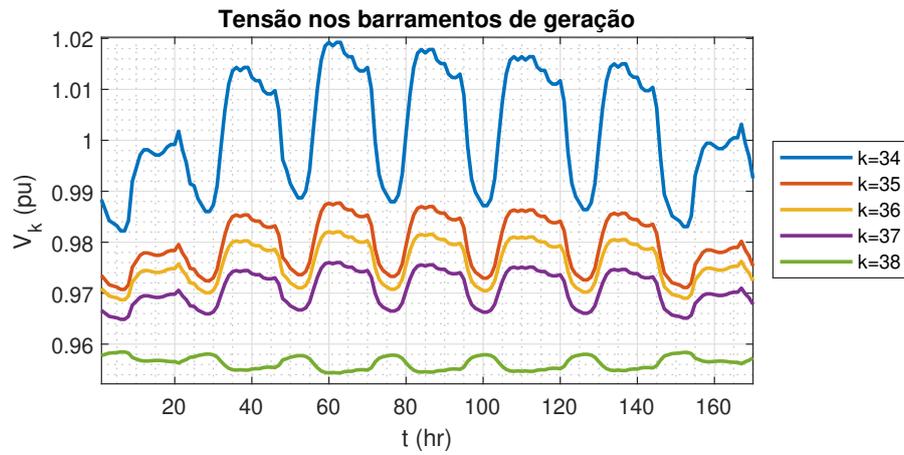
Essa característica também pode ser vista na Figura 72, que mostra o perfil de variabilidade da tensão ao longo de todos os patamares de carga simulados. O barramento 33 se mantém dentro do valor de tensão estabelecido e conseqüentemente leva os barramentos da região a permanecerem com valores próximos ao controlado. Quanto mais próximo eletricamente deste barramento, menor a variação de tensão dos demais barramentos da região de controle.

Figura 69 – CST: Tensão nos barramentos de carga



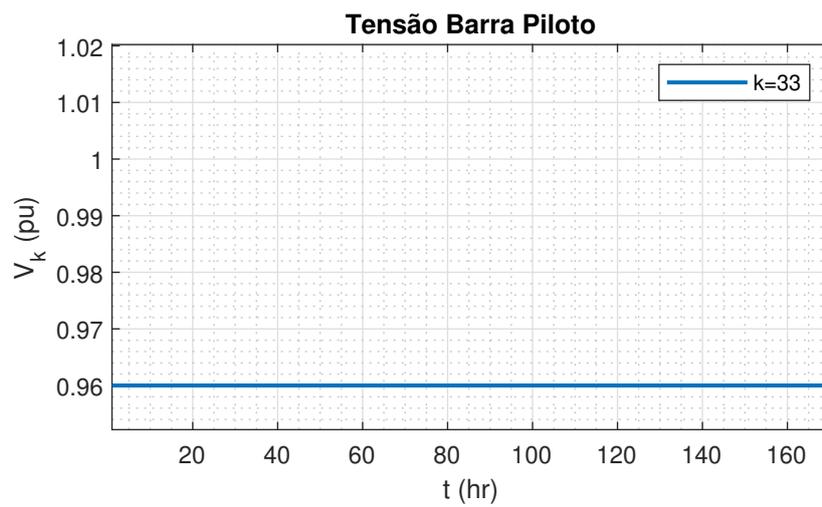
Fonte: Elaborado pela Autora.

Figura 70 – CST: Tensão nos barramentos de geração.



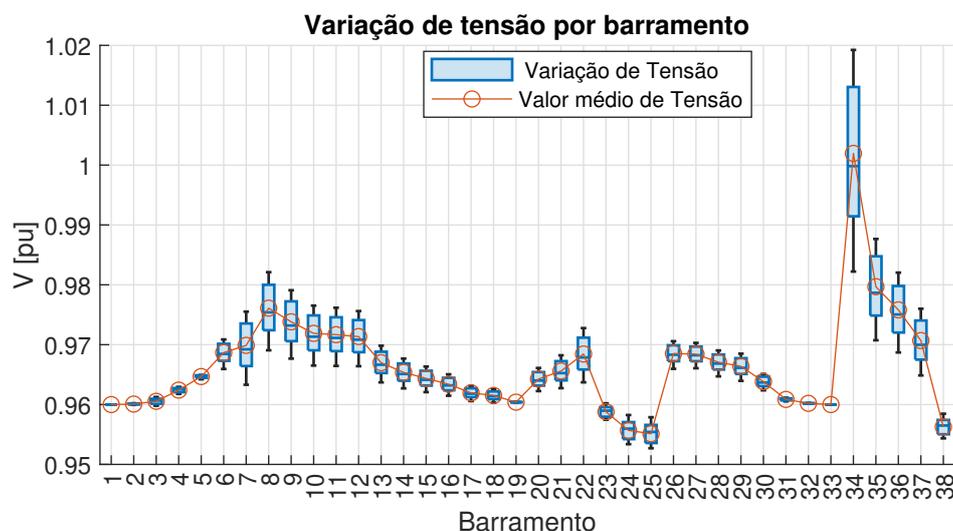
Fonte: Elaborado pela Autora.

Figura 71 – CST: Tensão no barramento piloto.



Fonte: Elaborado pela Autora.

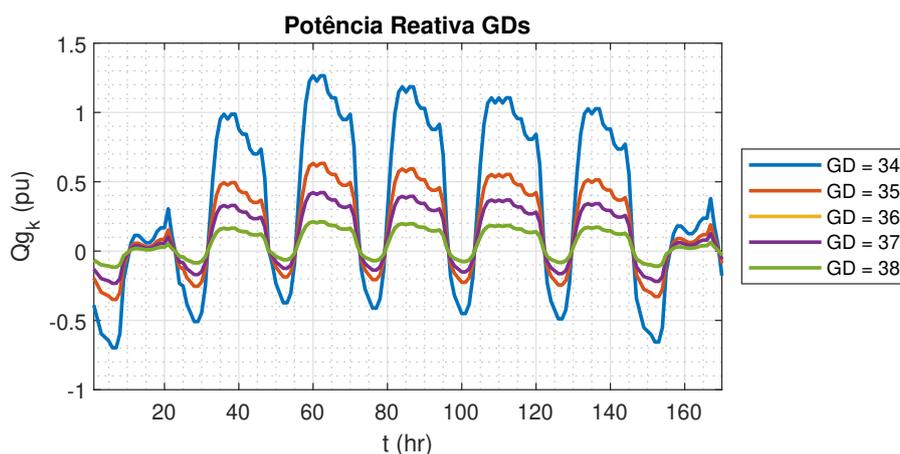
Figura 72 – CST: Variação de tensão.



Fonte: Elaborado pela Autora.

A variação de potência reativa nos geradores pode ser avaliada na Figura 73. Em nenhum momento houve a extrapolação de seus limites operativos, assim o controle implementado foi capaz de se adequar a todos os patamares de carga simulados. Vale ressaltar que as curvas para os barramentos 36 e 38 estão sobrepostas no gráfico visto que apresentam os mesmos valores especificados de potência reativa.

Figura 73 – CST: Potência Reativa nos Geradores.

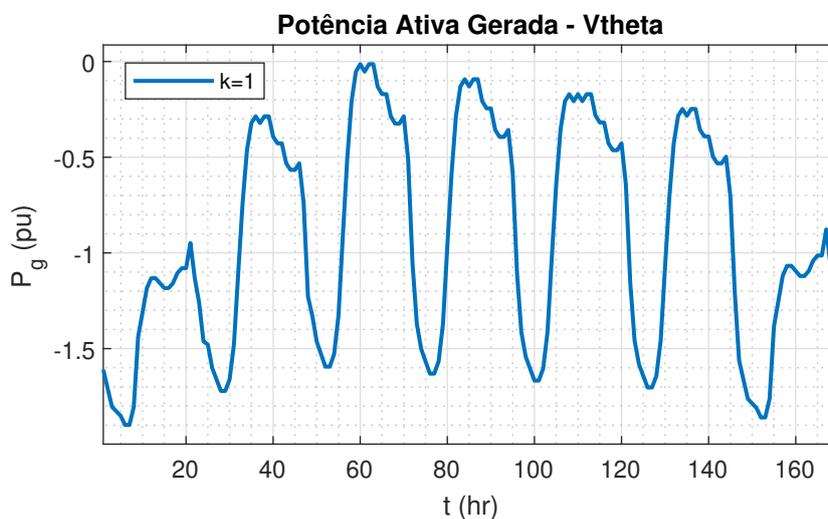


Fonte: Elaborado pela Autora.

As Figuras 74 e 75 apresentam o comportamento da barra *swing*, que representa também o PCC do sistema simulado. É possível observar a dependência da rede principal ao longo da variação do patamar de carga, em momentos de carga leve, a tensão se eleva e com isso, maior a necessidade de reativo e contrário também pode ser observado. Apesar disso, todos os geradores são mantidos dentro do limite, fazendo-se necessário o suporte

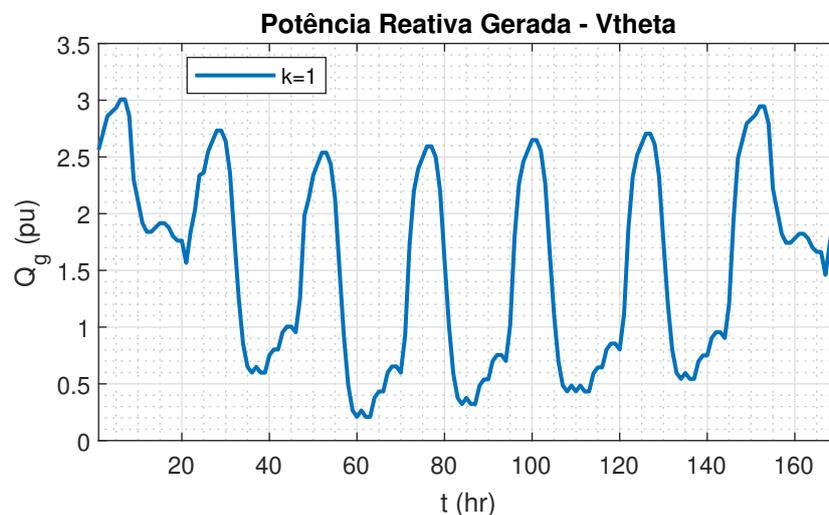
reativo da rede principal com a finalidade de que o compartilhamento de potência seja realizado conforme o desejado.

Figura 74 – CST: Potência ativa no barramento de referência.



Fonte: Elaborado pela Autora.

Figura 75 – CST: Potência reativa no barramento de referência.



Fonte: Elaborado pela Autora.

Para melhor analisar o comportamento dos geradores, especificamente voltado para a potência reativa em cada um, simulou-se a redução da capacidade de geração das máquinas a fim de que seus limites fossem violados e então observar a atuação do tratamento de limites implementado.

Na primeira simulação, os valores observados são os do caso base, a segunda contou com uma redução de 90 para 50 kVAr do gerador localizado no barramento 35. Para a terceira análise, além da redução realizada no gerador 35, a capacidade do gerador 38

também foi diminuída de 30 para 20 kVAr. A quarta simulação seguiu conforme a terceira, juntamente do decréscimo dos geradores 36 e 37, sendo a redução de 30 para 20 kVAr e de 60 para 40 kVAr, respectivamente. Finalmente, no caso 5, além de todas as alterações da análise anterior, o gerador 34 teve capacidade diminuída de 180 para 160 kVAr.

A Tabela 10 mostra os resultados de potência reativa em cada caso para todos os geradores e também para o PCC (Barra $V\theta$).

Tabela 10 – CST: Comparação de reativos

Barramento	Tipo	Caso Base Qg(kVAr)	Caso 02 Qg(kVAr)	Caso 03 Qg(kVAr)	Caso 04 Qg(kVAr)	Caso 05 Qg(kVAr)
01	$V\theta$	20,95	-11,44	-7,40	3,64	6,44
34	PV	126,48	154,75	155,97	162,97	160
35	PV	63,26	50	50	50	50
36	PV	21,08	25,79	25,99	20	20
37	PV	42,18	51,61	52,01	40	40
38	PV	21,08	25,79	20	20	20

Fonte: Elaborado pela Autora.

No caso base, nota-se que nenhum dos geradores atinge seus limites operativos de injeção de reativo e a proporção estabelecida no compartilhamento de potência ocorre de maneira satisfatória. Percebe-se que o sistema ajusta a potência dentro do montante estabelecido e opta por utilizar potência reativa da rede principal com a finalidade de controlar a tensão do barramento piloto, que por sua vez, é mantida no valor determinado.

No instante em que algum gerador atinge seu limiar operacional, a potência reativa é fixada em seu valor limite, deixando de participar do compartilhamento de potência junto aos demais geradores.

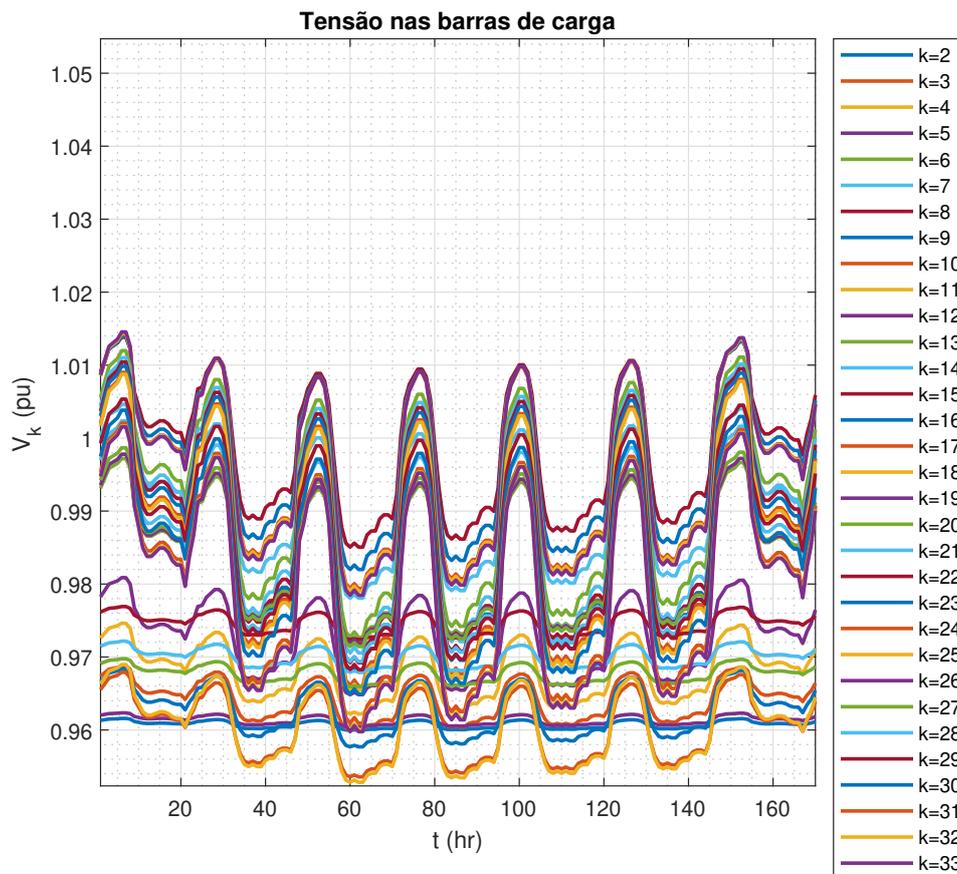
À medida que os geradores extrapolam sua capacidade física de injeção de potência, maior a necessidade de suprimento de reativo advindo do PCC, visto que a demanda continua a mesma para uma quantidade menor de reativo fornecido.

O ponto de conexão comum (PCC) realiza todo o balanço de potência da microrrede, seja ela ativa ou reativa. Por se tratar de uma microrrede conectada, se todos os geradores passam a trabalhar fixados em seus limites, a tensão no barramento piloto não consegue mais ser controlada, visto que a partir desse momento, a rede principal é quem controla todo o sistema. Caso a microrrede analisada fosse ilhada, o sistema então entraria em colapso deixando de atender as cargas demandadas, pois não haveria nenhum outro suporte de reativo.

Com o intuito de ilustrar o funcionamento dos limites, simulou-se a curva de carga para o sistema do caso 5, conforme apresentam as Figuras 76 a 82.

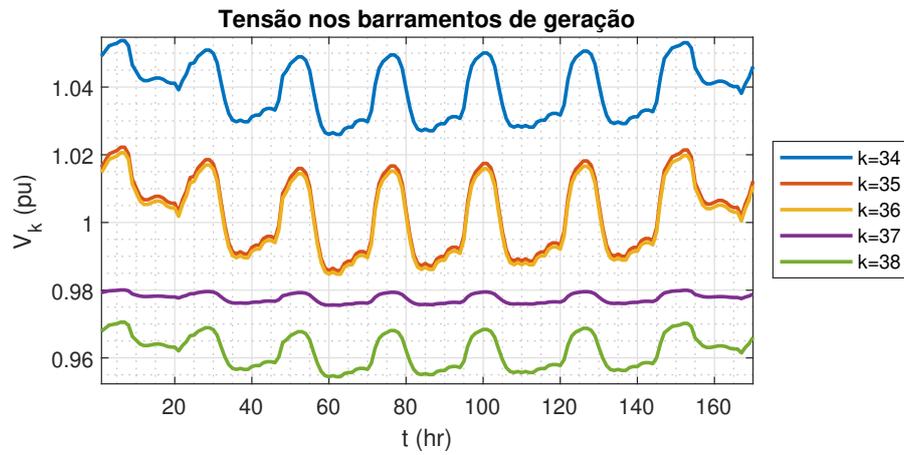
Uma grande variação na tensão pode ser observada nas Figuras 76 a 79. Diferentemente dos demais casos, para o caso 5, como todos os geradores alcançam o limite de injeção de reativo, nenhum deles realizam o controle do barramento piloto. Sendo assim, há grande variação da tensão na região conforme a alteração do patamar de carga. Para cargas mais leves, a tensão se eleva chegando em valores pouco acima de 1 pu, como mostra a Figura 78.

Figura 76 – CST: Tensão nos barramentos de carga



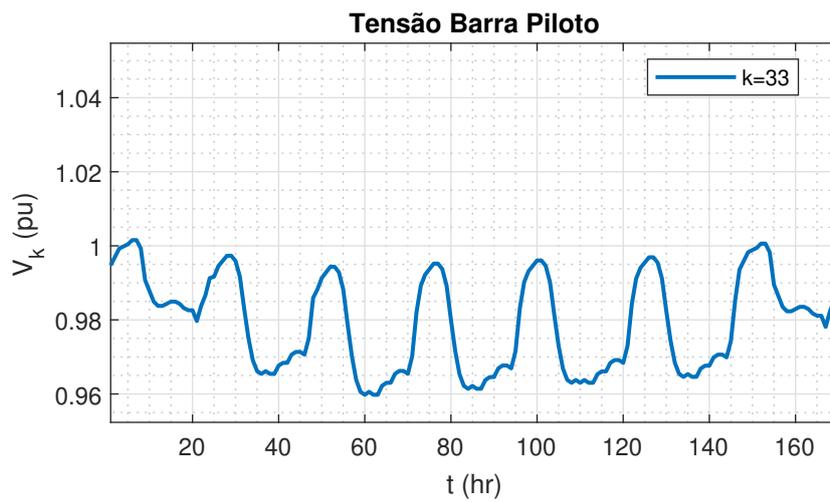
Fonte: Elaborado pela Autora.

Figura 77 – CST: Tensão nos barramentos de geração.



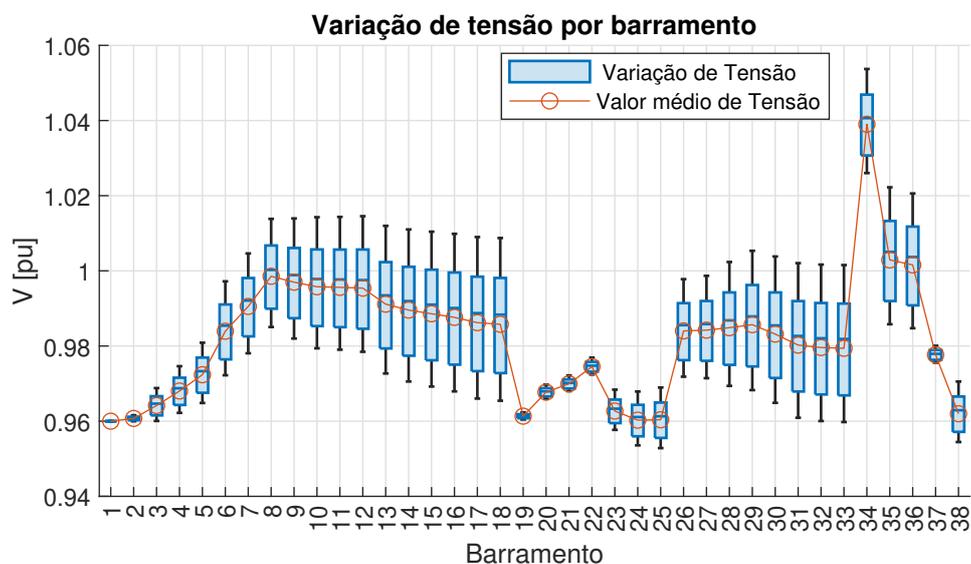
Fonte: Elaborado pela Autora.

Figura 78 – CST: Tensão no barramento piloto.



Fonte: Elaborado pela Autora.

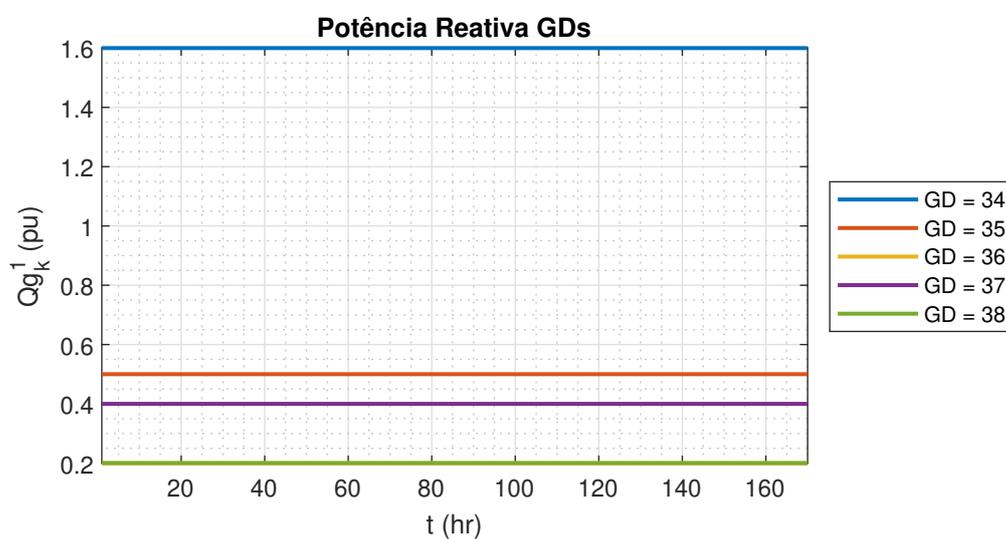
Figura 79 – CST: Variação de tensão.



Fonte: Elaborado pela Autora.

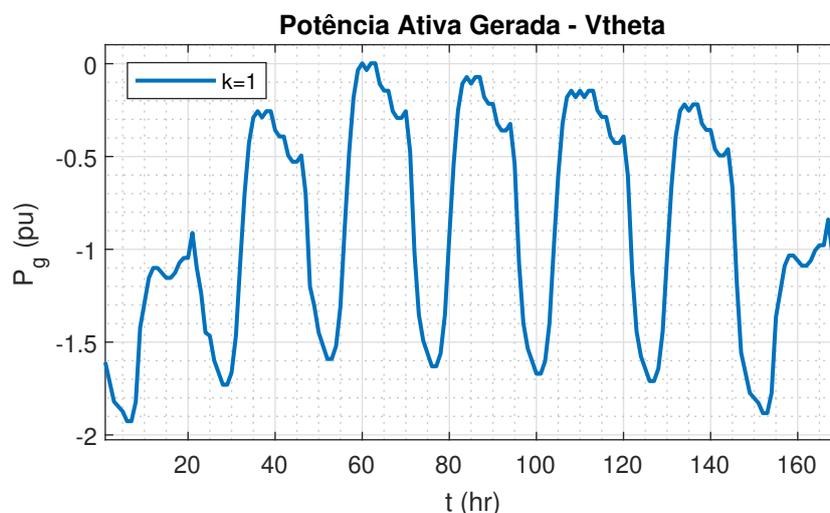
As potências reativas em cada um dos geradores são exibidas na Figura 80, já para o PCC as Figuras 81 e 82 apresentam, respectivamente, a potência ativa e reativa.

Figura 80 – CST: Potência Reativa nos Geradores.



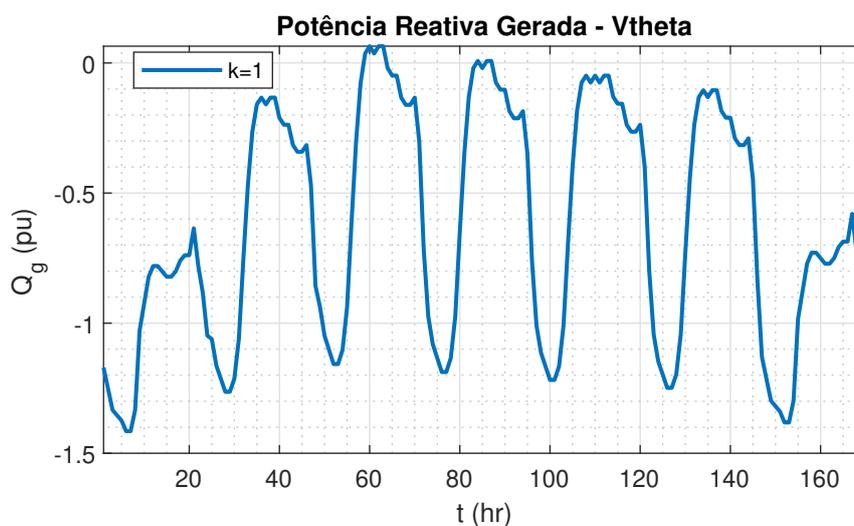
Fonte: Elaborado pela Autora.

Figura 81 – CST: Potência ativa no barramento de referência.



Fonte: Elaborado pela Autora.

Figura 82 – CST: Potência reativa no barramento de referência.



Fonte: Elaborado pela Autora.

4.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo tem como principal objetivo avaliar as diferentes funções do inversor de frequência para o controle de tensão do sistema, bem como validar a metodologia proposta de controle secundário de tensão implementada.

As simulações realizadas apresentaram-se similares aos resultados do *software* ANAREDE, sendo assim comprovado seu bom desempenho e eficácia.

Ao longo do capítulo nota-se que para cada função utilizada, um comportamento diferente é identificado, mostrando que a forma de operação da microrrede impacta tanto

em seu próprio funcionamento como também na rede principal, já que se trata de uma microrrede conectada.

Em todos os casos analisados, fica evidente que a potência reativa necessita ser avaliada minuciosamente, visto que todo o perfil de tensão da rede é impactado diretamente pelo seu comportamento, assim quanto mais fiel for a representação das características da máquina, bem como a representação de seus limites, mais próximo da realidade será a simulação trazendo benefícios para a operação do sistema.

O controle secundário proposto apresentou-se muito eficiente, pois garante um melhor perfil de tensão em todos os barramentos do sistema teste. A escolha do barramento piloto é primordial, uma vez que determina os piores pontos de tensão onde a atenção deve ser redobrada.

A tensão V_0 é um ganho apresentado neste trabalho e seu valor correto implica em uma melhor configuração do conversor e conseqüentemente, no alcance da tensão desejada no barramento de geração.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho propõe avaliar diferentes estratégias de controle de tensão em microrredes operando conectadas à rede principal. Para a simulação, estudou-se 4 modos de operações sendo eles: PV, PQ, VSI e *Volt-Var*.

Além desta avaliação, a pesquisa conta com a implementação de um controle secundário de tensão, acrescido do equacionamento do inversor em *droop*, que objetiva realizar o gerenciamento da tensão para uma região em questão por meio do compartilhamento de potência reativa entre os geradores do sistema. A metodologia proposta apresenta-se bastante eficaz e garante grande melhoria na variabilidade do perfil de tensão da microrrede como um todo.

Vale salientar, que para todos os casos analisados, o quantitativo de limite de reativo da máquina é levado em consideração, tornando a simulação ainda mais robusta e próxima do que se encontra no dia-a-dia do setor elétrico.

Adicionalmente, um dos ganhos deste trabalho é a obtenção da tensão de referência do inversor, visto que para o estabelecimento correto da tensão no barramento de geração, é necessário considerar as perdas de acoplamento entre a tensão e potência reativa. A determinação desta tensão não interfere no desempenho da solução do fluxo de potência e tem considerável potencial para colaborar com o planejamento e operação de uma microrrede conectada ao sistema elétrico.

A partir de tudo o que foi exposto, entende-se que a metodologia proposta neste trabalho possibilita a realização de uma avaliação minuciosa e abrangente da microrrede e como esta pode influenciar na rede principal, fato que permite, por exemplo, identificar possíveis áreas de sobrecargas e instabilidades na rede de distribuição de energia elétrica.

Por meio desse processo mais detalhado de avaliação da rede, é possível otimizar a utilização dos recursos, bem como implementar medidas de correção e reforço em pontos críticos da rede, garantindo, assim, um fornecimento de energia elétrica mais confiável e eficiente para todos os usuários.

5.1 TRABALHOS FUTUROS

Baseado no estudo realizado neste trabalho, este item apresenta algumas sugestões de estudos futuros visando dar continuidade na pesquisa desenvolvida, sendo estas:

- Realização de estudos dos melhores pontos para alocação dos geradores;
- Avaliação da metodologia apresentada em casos reais, afim de verificar sua funcionalidade para a operação do sistema;

- Adicionar pontos ótimos de compensação reativa por meio de bancos de capacitores;
- Simulação de fontes intermitentes e a utilização de banco de baterias;
- Implementação do problema de fluxo de potência considerando a sensibilidade de X/R para redes de baixa tensão;
- Utilizar a abordagem de representação de um sistema de distribuição trifásico desequilibrado;
- Avaliação para o comportamento do sistema em uma microrrede ilhada e consequentemente, considerar o controle de tensão agregado ao controle de frequência do sistema.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABRACEEL. **Cartilha do Consumidor Livre de Energia**. Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia, 2020.
- ABU-ELZAIT, Sohad; PARKIN, Robert. Economic and Environmental Advantages of Renewable-based Microgrids over Conventional Microgrids. In: 2019 IEEE Green Technologies Conference(GreenTech). 2019. P. 1–4. DOI: 10.1109/GreenTech.2019.8767146.
- AJJARAPU, Venkataramana; CHRISTY, Colin. The continuation power flow: a tool for steady state voltage stability analysis. **IEEE transactions on Power Systems**, Ieee, v. 7, n. 1, p. 416–423, 1992.
- ALSHAMMARI, Fahad Shumran. **A Study on the Hierarchical Control Structure of the Islanded Microgrid**. 2022. Diss. (Mestrado) – Marquette University, Milwaukee, Wisconsin.
- ANAND, Sandeep; FERNANDES, Baylon G.; GUERRERO, Josep. Distributed Control to Ensure Proportional Load Sharing and Improve Voltage Regulation in Low-Voltage DC Microgrids. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 28, n. 4, p. 1900–1913, 2013. DOI: 10.1109/TPEL.2012.2215055.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. MÓDULO 8 – QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA. PRODIST— PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL. ANEXO VIII DA RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 956, DE 7 DE DEZEMBRO 2021, 2021.
- ASHOK KUMAR, A.; AMUTHA PRABHA, N. A comprehensive review of DC microgrid in market segments and control technique. **Heliyon**, v. 8, n. 11, e11694, 2022. ISSN 2405-8440. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2022.e11694>.
- BABAYOMI, Oluleke; LI, Zhen; ZHANG, Zhenbin. Distributed secondary frequency and voltage control of parallel-connected vscs in microgrids: A predictive VSG-based solution. **CPSS Transactions on Power Electronics and Applications**, v. 5, n. 4, p. 342–351, 2020. DOI: 10.24295/CPSSTPEA.2020.00028.
- BAYATI, Navid; HAJIZADEH, Amin; SOLTANI, Mohsen. Protection in DC microgrids: a comparative review. **IET Smart Grid**, Wiley Online Library, v. 1, n. 3, p. 66–75, 2018.
- BEHESHTAEIN, Siavash et al. Review on microgrids protection. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Wiley Online Library, v. 13, n. 6, p. 743–759, 2019.
- CAIXETA, Gabriel Vaz. **Mercado Livre de Energia: Um estudo sobre o setor e análise das recentes mudanças regulatórias**. 2023. F. 53. Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia.

- CCEE. **Balço de consumo e gerao de 2022**. Cmara de Comercializao de Energia Eltrica, 2023.
- CHAPHEKAR, S.N.; KARAD, Prashant R.; DHARME, A.A. Optimal power flow for power management in Microgrid. In: 2016 IEEE 1st International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES). 2016. P. 1–5. DOI: 10.1109/ICPEICES.2016.7853550.
- CHOWDHURY, S; CROSSLEY, S P; CHOWDHURY, P. Microgrids and Active Distribution Networks. Institution of Engineering e Technology, 2009.
- CIGRE, W. C2. Challenge in the control centre (ems) due to distributed generation and renewables. CIGRE, Paris, 2017.
- COELHO, Ernane Antnio et al. Small-Signal Analysis of the Microgrid Secondary Control Considering a Communication Time Delay. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 63, n. 10, p. 6257–6269, 2016. DOI: 10.1109/TIE.2016.2581155.
- CONRADO, B. R. P. et al. “Classificao de Cargas em Microrredes Utilizando a Anlise Relacional Grey e Fatores de Desempenho da Carga. **Anais do Simpsio Brasileiro de Sistemas Eltricos**, v. 1, n. 1, p. 23–32, 2020. DOI: <https://doi.org/10.48011/sbse.v1i1.2145>.
- COSTA, P. M. et al. **Micro grids: Estudo dos principais mtodos de sincronizao utilizados no controle dos inversores de fontes de tenso**. 2018. Universidade Federal Rural do Semiárido – UFRSA. Curso de Engenharia Eltrica.
- DAGAR, Annu; GUPTA, Pankaj; NIRANJAN, Vandana. Microgrid protection: A comprehensive review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 149, p. 111401, 2021. ISSN 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111401>.
- DALALA, Zakariya et al. Increased renewable energy penetration in national electrical grids constraints and solutions. **Energy**, v. 246, p. 123361, 2022. ISSN 0360-5442.
- DAVARI, Masoud et al. An Optimal Primary Frequency Control Based on Adaptive Dynamic Programming for Islanded Modernized Microgrids. **IEEE Transactions on Automation Science and Engineering**, v. 18, n. 3, p. 1109–1121, 2021. DOI: 10.1109/TASE.2020.2996160.
- DIAS, M. V. X.; BOROTNI, E. C.; HADDAD, J. Gerao distribuída no Brasil: Oportunidades e barreiras. **Revista Brasileira de Energia**, v. 11, n. 2, 2005.
- DIMEAS, A.L.; HATZIARGYRIOU, N.D. Operation of a multiagent system for microgrid control. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 20, n. 3, p. 1447–1455, 2005. DOI: 10.1109/TPWRS.2005.852060.

- DU, Hong et al. A microgrid energy management system with demand response. In: 2014 China International Conference on Electricity Distribution (CICED). 2014. P. 551–554. DOI: 10.1109/CICED.2014.6991770.
- DUGAN, Roger; SUNDERMAN, Wes; SEAL, Brian. Advanced inverter controls for distributed resources. In: 22ND International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013). 2013. P. 1–4. DOI: 10.1049/cp.2013.1126.
- ELHASSANEEN, Hossam Aboelsoud Eid; TSUJI, Takao. Cooperative Decentralized Tertiary Based Control of DC Microgrid with Renewable Distributed Generation. In: 2019 IEEE Third International Conference on DC Microgrids (ICDCM). 2019. P. 1–6. DOI: 10.1109/ICDCM45535.2019.9232871.
- EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2031**. Brasília, Brasil: Ministério de Minas e Energia - Empresa de Pesquisa Energética, 2022.
- FAZELI, Amir et al. Investigating the impact of varying the number of distributed energy resources on controlling the power flow within a microgrid. In: 2015 IEEE Power Energy Society General Meeting. 2015. P. 1–5. DOI: 10.1109/PESGM.2015.7286209.
- FERREIRA, I. **Microgrids como forma de integração da geração distribuída fotovoltaica**. 2017. F. 60. Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR, Curitiba.
- GODOY, Paulo T. de et al. Global Power flow for Microgrids. In: 2021 IEEE Power Energy Society General Meeting (PESGM). 2021. P. 1–5. DOI: 10.1109/PESGM46819.2021.9637829.
- GORDON, S; MCGARRY, C; BELL, K. The growth of distributed generation and associated challenges: A great britain case study. IET Renewable Power Generation, Wiley Online Library, 2022.
- GUAN, Yajuan; FENG, Wei et al. A Novel Grid-Connected Harmonic Current Suppression Control for Autonomous Current Sharing Controller-Based AC Microgrids. In: 2018 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE). 2018. P. 5899–5904. DOI: 10.1109/ECCE.2018.8557795.
- GUAN, Yajuan; VASQUEZ, Juan C.; GUERRERO, Josep M. Hierarchical controlled grid-connected microgrid based on a novel autonomous current sharing controller. In: 2015 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE). 2015. P. 2333–2340. DOI: 10.1109/ECCE.2015.7309988.
- GUAN, Yajuan; WEI, Baoze et al. An overview of the operation architectures and energy management system for multiple microgrid clusters. **iEnergy**, v. 1, n. 3, p. 306–314, 2022. DOI: 10.23919/IEN.2022.0035.

- GUI, Yonghao; KIM, Chunghun; CHUNG, Chung Choo. Temporary primary frequency control support by deloaded wind power plant using input-output linearization. In: 2016 16th International Conference on Control, Automation and Systems (ICCAS). 2016. P. 1467–1469. DOI: 10.1109/ICCAS.2016.7832496.
- GUIMARÃES, I. O.; NASCIMENTO, L. C.; MANSO, L. A. F. Avaliação do Impacto da Inserção de Geração Distribuída nos Índices de Confiabilidade de Sistemas de Distribuição. The 12th Latin-American Congress on Electricity Generation e Transmission - CLAGTEE, 2017.
- GUO, Fanghong et al. Distributed Secondary Voltage and Frequency Restoration Control of Droop-Controlled Inverter-Based Microgrids. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 62, n. 7, p. 4355–4364, 2015. DOI: 10.1109/TIE.2014.2379211.
- HASSAN, M. A.; ABIDO, M. A. Optimal Design of Microgrids in Autonomous and Grid-Connected Modes Using Particle Swarm Optimization. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 26, n. 3, p. 755–769, 2011. DOI: 10.1109/TPEL.2010.2100101.
- HOFER, Johannes; SVETOZAREVIC, Bratislav; SCHLUETER, Arno. Hybrid AC/DC building microgrid for solar PV and battery storage integration. In: 2017 IEEE Second International Conference on DC Microgrids (ICDCM). 2017. P. 188–191. DOI: 10.1109/ICDCM.2017.8001042.
- HOU, Xiaochao et al. Distributed Hierarchical Control of AC Microgrid Operating in Grid-Connected, Islanded and Their Transition Modes. **IEEE Access**, v. 6, p. 77388–77401, 2018. DOI: 10.1109/ACCESS.2018.2882678.
- HUANG, Wei-Tzer; YANG, Wen-Chih. Power flow analysis of a grid-connected high-voltage microgrid with various distributed resources. In: 2011 Second International Conference on Mechanic Automation and Control Engineering. 2011. P. 1471–1474. DOI: 10.1109/MACE.2011.5987225.
- IDRIES, Ahmed; KROGSTIE, John; RAJASEKHARAN, Jayaprakash. Challenges in platforming and digitizing decentralized energy services. **Energy Informatics**, v. 5, n. 8, 2022.
- JIANG, Shan; PENG, Chen. Hierarchical Control of Microgrid with Multi Distributed Generations. In: 2018 5th IEEE International Conference on Cloud Computing and Intelligence Systems (CCIS). 2018. P. 142–145. DOI: 10.1109/CCIS.2018.8691387.
- JUÁREZ, Rafael Tapia et al. Steady-State Model of Grid-Connected Photovoltaic Generation for Power Flow Analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 33, n. 5, p. 5727–5737, 2018. DOI: 10.1109/TPWRS.2018.2817585.
- K. D. R. FELISBERTO, A. B. Almeida; GODOY, P. T. Avaliação de técnicas de controle primário aplicadas em microrredes. **Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos—SBSE 2020**, v. 1, n. 1, 2020. DOI: <https://doi.org/10.48011/sbse.v1i1.2295>.

- KANNAN, Shrinath et al. Harmonic Impedance Characteristics in an Islanded Microgrid and its impact on Voltage and Current Harmonics. In: 2021 IEEE Madrid PowerTech. 2021. P. 1–6. DOI: 10.1109/PowerTech46648.2021.9494905.
- KARIMI, Houshang; YAZDANI, Amirnaser; IRAVANI, Reza. Negative-Sequence Current Injection for Fast Islanding Detection of a Distributed Resource Unit. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 23, n. 1, p. 298–307, 2008. DOI: 10.1109/TPEL.2007.911774.
- KHANBABAPOUR, Saeed; HAMEDANI GOLSHAN, Mohamad Esmail. Synchronous DG Planning to Help High Voltage Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 33, n. 3, p. 2440–2451, 2018. DOI: 10.1109/TPWRS.2017.2750723.
- KHAYAT, Yousef; HEYDARI, Rasool et al. Estimation-based Consensus Approach for Decentralized Frequency Control of AC Microgrids. In: 2019 21st European Conference on Power Electronics and Applications (EPE '19 ECCE Europe). 2019. P. 1–8. DOI: 10.23919/EPE.2019.8914758.
- KHAYAT, Yousef; NADERI, Mobin et al. Decentralized Optimal Frequency Control in Autonomous Microgrids. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 34, n. 3, p. 2345–2353, 2019. DOI: 10.1109/TPWRS.2018.2889671.
- LA GATTA, P. O. **Um novo modelo para representação da regulação primária e secundária de frequência no problema de fluxo de potência e fluxo de potência ótimo**. 2012. F. 184. Diss. (Mestrado) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora.
- LAGONOTTE, P et al. Structural analysis of the electrical system: Application to secondary voltage control in France. **IEEE Transactions on power systems**, IEEE, v. 4, n. 2, p. 479–486, 1989.
- LASSETER, R. et al. Integration of distributed energy resources. The CERTS Microgrid Concept, Tech. rep., Lawrence Berkeley National Lab.(LBNL), Berkeley,CA (United States), 2002.
- LASSETER, R.H.; PAIGI, P. Microgrid: a conceptual solution. In: 2004 IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference (IEEE Cat. No.04CH37551). 2004. v. 6, 4285–4290 vol.6. DOI: 10.1109/PESC.2004.1354758.
- LI, Fulong et al. A Dual-Window DC Bus Interacting Method for DC Microgrids Hierarchical Control Scheme. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 11, n. 2, p. 652–661, 2020. DOI: 10.1109/TSTE.2019.2900617.
- LOGENTHIRAN, T.; SRINIVASAN, D.; KHAMBADKONE, A. M. et al. Multi-Agent System (MAS) for short-term generation scheduling of a microgrid. In: 2010 IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies (ICSET). 2010. P. 1–6. DOI: 10.1109/ICSET.2010.5684943.

- LOGENTHIRAN, Thillainathan; SRINIVASAN, Dipti; SHUN, Tan Zong. Demand Side Management in Smart Grid Using Heuristic Optimization. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 3, p. 1244–1252, 2012. DOI: 10.1109/TSG.2012.2195686.
- LU, Xiaoqing et al. Distributed Secondary Voltage and Frequency Control for Islanded Microgrids With Uncertain Communication Links. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 13, n. 2, p. 448–460, 2017. DOI: 10.1109/TII.2016.2603844.
- LUND, P. The danish cell project-part 1: Background and general approach. IEEE Power Engineering Society General Meetin, p. 1–6, 2007.
- MA, Jin; LIU, Rui et al. Distributed Predictive Tertiary Control for DC Microgrid Clusters. In: 2021 IEEE International Conference on Predictive Control of Electrical Drives and Power Electronics (PRECEDE). 2021. P. 804–809. DOI: 10.1109/PRECEDE51386.2021.9681021.
- MA, Zixiao; ZHANG, Qianzhi; WANG, Zhaoyu. Safe and Stable Secondary Voltage Control of Microgrids based on Explicit Neural Networks. **IEEE Transactions on Smart Grid**, p. 1–1, 2023. DOI: 10.1109/TSG.2023.3239548.
- MAHAT, Pukar; CHEN, Zhe; BAK-JENSEN, Birgitte. Review of islanding detection methods for distributed generation. In: 2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies. 2008. P. 2743–2748. DOI: 10.1109/DRPT.2008.4523877.
- MARINHO, Gisele Souza Parmezzani. **Apresentação de uma indústria sucroalcooleira sob os conceitos de microrrede de Energia**. 2011. F. 193. Diss. (Mestrado) – Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira.
- MARNAY, C. et al. Microgrid evolution roadmap. International Symposium on Smart Electric Distribution Systems e Technologies, EDST, p. 139–144, 2015.
- MENDONÇA, Adriana O et al. Alocação Ótima de REDs em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica via Inteligência Computacional. **Revista de Sistemas de Informação da FSMA**, n. 27, p. 29–40, 2021.
- MENG, Lexuan et al. Tertiary Control of Voltage Unbalance Compensation for Optimal Power Quality in Islanded Microgrids. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 29, n. 4, p. 802–815, 2014. DOI: 10.1109/TEC.2014.2363687.
- MME. **Consulta Pública - PORTARIA Nº 690/GM/MME, DE 29 DE SETEMBRO DE 2022**. Ministério de Minas e Energia, 2022.
- MONTICELLI, A. J. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. São Paulo: Editora Edgard Blucher LTDA, 1983.

MUCHANDE, Shrishell; THALE, Sushil. Design and Implementation of Autonomous Low Voltage DC Microgrid with Hierarchical Control. In: 2020 IEEE First International Conference on Smart Technologies for Power, Energy and Control (STPEC). 2020. P. 1–6. DOI: 10.1109/STPEC49749.2020.9297748.

MUMTAZ, Faisal; IMRAN, Kashif et al. A Kalman Filter-Based Protection Strategy for Microgrids. **IEEE Access**, v. 10, p. 73243–73256, 2022. DOI: 10.1109/ACCESS.2022.3190078.

MUMTAZ, Faisal; SYED, M. H. et al. A Novel Approach to Solve Power Flow for Islanded Microgrids Using Modified Newton Raphson With Droop Control of DG. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 7, n. 2, p. 493–503, 2016. DOI: 10.1109/TSTE.2015.2502482.

MUTARRAF, Muhammad Umair et al. Adaptive Power Management of Hierarchical Controlled Hybrid Shipboard Microgrids. **IEEE Access**, v. 10, p. 21397–21411, 2022. DOI: 10.1109/ACCESS.2022.3153109.

NASCIMENTO, Bruno de Nadai. **Controle secundário aliado ao corte de carga para microrredes em condições operativas de ilhamento**. 2019. F. 140. Tese (Doutorado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Universidade Federal de Itajubá, Itajubá.

NASCIMENTO, P.S.C. **Nova metodologia para o controle de intercâmbio de potência reativa**. 2017. F. 143. Diss. (Mestrado) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora.

NAVARRO-RODRÍGUEZ, Ángel et al. Improved Delay Compensation in Communication-based Hierarchical Control of a Low Voltage 3-phase AC Microgrid using a Secondary Control based on Smith Predictor. In: 2021 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE). 2021. P. 1116–1121. DOI: 10.1109/ECCE47101.2021.9595178.

NAYAK, Anwasha Manisha; MISHRA, Mamun; PATI, Bibhuti Bhusan. A Hybrid Islanding Detection Method Considering Voltage Unbalance Factor. In: 2020 IEEE International Symposium on Sustainable Energy, Signal Processing and Cyber Security (iSSSC). 2020. P. 1–5. DOI: 10.1109/iSSSC50941.2020.9358881.

OLIVAL, P.C.; MADUREIRA, A.G.; MATOS, M. Advanced voltage control for smart microgrids using distributed energy resources. **Electric Power Systems Research**, v. 146, p. 132–140, 2017. ISSN 0378-7796. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.01.027>.

OLIVARES, Daniel E. et al. Trends in Microgrid Control. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, n. 4, p. 1905–1919, 2014. DOI: 10.1109/TSG.2013.2295514.

- OLIVEIRA, G. A de. **Microrredes em mercados de energia elétrica**. 2017. F. 199. Diss. (Mestrado) – Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, Brasil.
- PALIZBAN, O.; KAUHANIEMI, K.; GUERRERO, J. M. Microgrids in active network management—part II: System operation, power quality and protection. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 36, p. 440–451, 2014.
- PALIZBAN, Omid; KAUHANIEMI, Kimmo. Hierarchical control structure in microgrids with distributed generation: Island and grid-connected mode. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 44, p. 797–813, 2015. ISSN 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.008>.
- PALIZBAN, Omid; KAUHANIEMI, Kimmo; GUERRERO, Josep M. Microgrids in active network management—Part I: Hierarchical control, energy storage, virtual power plants, and market participation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 36, p. 428–439, 2014.
- PAPADIMITRIOU, C.N.; ZOUNTOURIDOU, E.I.; HATZIARGYRIOU, N.D. Review of hierarchical control in DC microgrids. **Electric Power Systems Research**, v. 122, p. 159–167, 2015. ISSN 0378-7796. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2015.01.006>.
- PASSOS FILHO, João Alberto. **Modelagem e Incorporação de dispositivos de controle no problema de fluxo de potência**. 2000. F. 159. Diss. (Mestrado) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora.
- PASSOS FILHO, João Alberto. **Representação e avaliação do desempenho de dispositivos de controle no problema de fluxo de potência**. 2005. F. 234. Tese (Doutorado) – Programa de Engenharia Elétrica/COPPE/UFRJ - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ.
- PELACINI, D. A. F. et al. Análise de Microrrede Ilhada Utilizando Inversores em Paralelo com Droop. **Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos – SBSE**, v. 1, n. 1, 2020. DOI: <https://doi.org/10.48011/sbse.v1i1.2321>.
- PIESCIOROVSKY, Emilio C; SCHULZ, Noel N. Fuse relay adaptive overcurrent protection scheme for microgrid with distributed generators. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Wiley Online Library, v. 11, n. 2, p. 540–549, 2017.
- POMBO, Ranielli Vieira. **Desenvolvimento de uma Metodologia para Avaliação da Flexibilidade Operacional entre Sistemas de Transmissão e Distribuição**. 2022. F. 164. Diss. (Mestrado) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Departamento de Energia Elétrica. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Juiz de Fora.

- POURMOUSAVI, S. Ali; NEHRIR, M. Hashem. Real-Time Central Demand Response for Primary Frequency Regulation in Microgrids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 4, p. 1988–1996, 2012. DOI: 10.1109/TSG.2012.2201964.
- POZO, Camilo Gonzalez et al. Comparison of FCS-MPC and PI internal controllers for a Primary Control in a DC Microgrid. In: 2021 IEEE Congreso Estudiantil de Electrónica y Electricidad (INGELECTRA). 2021. P. 1–6. DOI: 10.1109/INGELECTRA54297.2021.9748075.
- QIN, Changwei; LI, Xiaoyan. A Hierarchical Control Scheme With Flexible Power Regulation for the Series-Type Microgrid System. In: 2022 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE). 2022. P. 1–5. DOI: 10.1109/ECCE50734.2022.9947621.
- QIN, Qiangdong; LIU, Sucheng; FU, Wenke. Tertiary Control Based on Non-Parametric Model Prediction for DC Microgrid Cluster. In: 2021 IEEE International Conference on Predictive Control of Electrical Drives and Power Electronics (PRECEDE). 2021. P. 798–803. DOI: 10.1109/PRECEDE51386.2021.9680884.
- RAMEZANI, Malek; LI, Shuhui. Voltage and frequency control of islanded microgrid based on combined direct current vector control and droop control. In: 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM). 2016. P. 1–5. DOI: 10.1109/PESGM.2016.7741786.
- RAMOS, B. P. **Análise de um controle que visa a regulação da frequência e tensões em microrredes CA**. 2021. F. 91. Universidade Federal de Uberlândia.
- RATHOD, Nenavath Suresh; KUMAR, Jitendra. Islanding Detection in Grid Based System Using Clarke Transformation. In: 2022 International Conference on Intelligent Controller and Computing for Smart Power (ICICCSP). 2022. P. 1–5. DOI: 10.1109/ICICCSP53532.2022.9862391.
- RESE, Leonardo; COSTA, Antonio Simões; SILVA, Aguinaldo S. e. A modified load flow algorithm for microgrids operating in islanded mode. In: 2013 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America). 2013. P. 1–7. DOI: 10.1109/ISGT-LA.2013.6554384.
- REZVANI, Mohammad Mehdi et al. Interaction of Transmission-Distribution System in the Presence of DER Units–Co-simulation Approach. **IEEE Open Journal of Industry Applications**, v. 1, p. 23–32, 2020. DOI: 10.1109/OJIA.2020.2981455.
- ROBERT, Fabien Chidanand; SISODIA, Gyanendra Singh; GOPALAN, Sundararaman. A critical review on the utilization of storage and demand response for the implementation of renewable energy microgrids. **Sustainable Cities and Society**, v. 40, p. 735–745, 2018. ISSN 2210-6707. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.scs.2018.04.008>.

- ROCABERT, Joan et al. Control of Power Converters in AC Microgrids. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 27, n. 11, p. 4734–4749, 2012. DOI: 10.1109/TPEL.2012.2199334.
- SAMPAIO, Miguel F. M. P. **Modelagem de funções de inversores inteligentes executadas por sistemas fotovoltaicos em fluxo de potência**. 2023. F. 116. Diss. (Mestrado) – Universidade de São Paulo, Escola de Engenharia de São Carlos, São Carlos, Brasil.
- SARMIENTO, Jonattan E.; CARRENO, Edgar M.; ZAMBRONI DE SOUZA, A.C. Modeling inverters with volt-var functions in grid-connected mode and droop control method in islanded mode. **Electric Power Systems Research**, v. 155, p. 265–273, 2018. ISSN 0378-7796. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.10.020>.
- SHAFIEE, Qobad; NASIRIAN, Vahidreza et al. A Multi-Functional Fully Distributed Control Framework for AC Microgrids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 9, n. 4, p. 3247–3258, 2018. DOI: 10.1109/TSG.2016.2628785.
- SHAFIEE, Qobad; STEFANOVIĆ, Čedomir et al. Robust Networked Control Scheme for Distributed Secondary Control of Islanded Microgrids. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 61, n. 10, p. 5363–5374, 2014. DOI: 10.1109/TIE.2013.2293711.
- SHAHBAZ, Muhammad et al. The impact of digital economy on energy transition across the globe: The mediating role of government governance. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 166, p. 112620, 2022. ISSN 1364-0321.
- SHARMA, Shrivatsal et al. Tertiary Control Method for Droop Controlled DC-DC converters in DC Microgrids. In: 2021 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE). 2021. P. 694–699. DOI: 10.1109/ECCE47101.2021.9595384.
- SHIMOMACHI, Kentaro; HARA, Ryoichi; KITA, Hiroyuki. Comparison between DC and AC microgrid systems considering ratio of DC load. In: 2015 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC). 2015. P. 1–4. DOI: 10.1109/APPEEC.2015.7380918.
- SILVA, C. M. B. **Estudo de Técnicas de Controle Coordenado de Tensão Aplicadas a Microgrids em Regime Permanente**. 2019. F. 143. Diss. (Mestrado) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia, Juiz de Fora.
- SIMPSON-PORCO, John W. et al. Secondary Frequency and Voltage Control of Islanded Microgrids via Distributed Averaging. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 62, n. 11, p. 7025–7038, 2015. DOI: 10.1109/TIE.2015.2436879.
- SINGH, Devender; MISRA, R. K.; SINGH, Deependra. Effect of Load Models in Distributed Generation Planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 4, p. 2204–2212, 2007. DOI: 10.1109/TPWRS.2007.907582.

- SON, Kwang M. et al. Grid interfacing storage system for implementing microgrid. In: 2009 Transmission Distribution Conference Exposition: Asia and Pacific. 2009. P. 1–4. DOI: 10.1109/TD-ASIA.2009.5356838.
- SREEKUMAR, Preetha; AL TRAD, Omar. PSO Based Harmonic Current Control in an Islanded Microgrid. In: IECON 2018 - 44th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society. 2018. P. 5338–5342. DOI: 10.1109/IECON.2018.8592914.
- SUBCOMMITTEE, Probability Methods. IEEE Reliability Test System. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-98, n. 6, p. 2047–2054, 1979. DOI: 10.1109/TPAS.1979.319398.
- SUN, Hongbin et al. Review of Challenges and Research Opportunities for Voltage Control in Smart Grids. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 34, n. 4, p. 2790–2801, 2019. DOI: 10.1109/TPWRS.2019.2897948.
- TAYAB, Usman Bashir et al. A review of droop control techniques for microgrid. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 76, p. 717–727, 2017. ISSN 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.028>.
- THE HOANG, Tran; TUAN TRAN, Quoc; BESANGER, Yvon. An advanced protection scheme for medium-voltage distribution networks containing low-voltage microgrids with high penetration of photovoltaic systems. **International Journal of Electrical Power Energy Systems**, v. 139, p. 107988, 2022. ISSN 0142-0615. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.107988>.
- VANDOORN, Tine L. et al. A Control Strategy for Islanded Microgrids With DC-Link Voltage Control. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 26, n. 2, p. 703–713, 2011. DOI: 10.1109/TPWRD.2010.2095044.
- WANG, Junjun; JIN, Chi; WANG, Peng. A Uniform Control Strategy for the Interlinking Converter in Hierarchical Controlled Hybrid AC/DC Microgrids. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 65, n. 8, p. 6188–6197, 2018. DOI: 10.1109/TIE.2017.2784349.
- WANG, Zhaoyu; CHEN, Bokan et al. Coordinated Energy Management of Networked Microgrids in Distribution Systems. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 6, n. 1, p. 45–53, 2015. DOI: 10.1109/TSG.2014.2329846.
- WOOD, Allen J; WOLLENBERG, Bruce F; SHEBLÉ, Gerald B. **Power generation, operation, and control**. John Wiley & Sons, 2013.
- WU, Chuqing et al. SOC-featured Distributed Tertiary Control for Energy Management in DC Microgrid Clusters. In: 2019 22nd International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS). 2019. P. 1–4. DOI: 10.1109/ICEMS.2019.8922431.

- WU, Dan et al. Coordinated primary and secondary control with frequency-bus-signaling for distributed generation and storage in islanded microgrids. In: IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society. 2013. P. 7140–7145. DOI: 10.1109/IECON.2013.6700319.
- XU, Jian; CAO, Xin; HAO, Zhenyang. A Droop Control Strategy Based on Synchronous Rectifier to Modulate the Frequency and Voltage in AC Microgrid. In: 2019 22nd International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS). 2019. P. 1–5. DOI: 10.1109/ICEMS.2019.8921702.
- YANG, Xiaoliang et al. Hierarchical control strategy of grid-connected DC microgrids. In: 2016 IEEE 8th International Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC-ECCE Asia). 2016. P. 3723–3727. DOI: 10.1109/IPEMC.2016.7512891.
- YAO, Xiaojiao; TAN, Beihai; HU, Chao. Islanding detection for PV plant using instantaneous power theory. In: 2016 IEEE Advanced Information Management, Communicates, Electronic and Automation Control Conference (IMCEC). 2016. P. 1495–1498. DOI: 10.1109/IMCEC.2016.7867465.
- YI, Zhehan et al. Finite-Control-Set Model Predictive Control (FCS-MPC) for Islanded Hybrid Microgrids. In: 2018 IEEE Power Energy Society General Meeting (PESGM). 2018. P. 1–5. DOI: 10.1109/PESGM.2018.8586292.
- ZHANG, Xinyu; GUÉGUEN, Hervé; BIE, Zhaohong. Optimal power flow based control of microgrids providing Volt/VAR services. In: 2016 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC). 2016. P. 2606–2610. DOI: 10.1109/APPEEC.2016.7779961.
- ZHAO, Ensheng et al. Hierarchical Control Strategy Based on Droop Coefficient Calibration and Bus Voltage Compensation for DC Microgrid Cluster. In: 2021 IEEE 2nd China International Youth Conference on Electrical Engineering (CIYCEE). 2021. P. 1–7. DOI: 10.1109/CIYCEE53554.2021.9676881.
- ZHENG, Lan; WEIYE, Diao. A Hierarchical Control Strategy for Isolated Microgrid with Energy Storage. In: 2021 IEEE 1st International Power Electronics and Application Symposium (PEAS). 2021. P. 1–4. DOI: 10.1109/PEAS53589.2021.9628397.
- ZUBIETA, Luis E. Power management and optimization concept for DC microgrids. In: 2015 IEEE First International Conference on DC Microgrids (ICDCM). 2015. P. 81–85. DOI: 10.1109/ICDCM.2015.7152014.

ANEXO A – DADOS DO SISTEMA TESTE DE 38 BARRAS

Os dados de barra e linha do sistema teste de 38 barras são descritos nas Tabelas 11 e 12, respectivamente. Todos os dados foram extraídos de (SINGH; MISRA; SINGH, 2007), assim como a determinação dos dados de capacidade de geração das máquinas. A base de potência utilizada foi de 100 kW.

Tabela 11 – Dados de barra do sistema teste de 38 barras

Número Barra	Tipo Barra	Pg (kW)	Pd (kW)	Qg (kVAr)	Qd (kVAr)	Qg_{min} (kVAr)	Qg_{max} (kVAr)	V (pu)	θ (rad)
1	$V\theta$	0	0	0	0	0	0	960	0
2	PQ	0	10	0	60	0	0	960	0
3	PQ	0	9	0	4	0	0	960	0
4	PQ	0	12	0	8	0	0	960	0
5	PQ	0	6	0	3	0	0	960	0
6	PQ	0	6	0	2	0	0	960	0
7	PQ	0	20	0	10	0	0	960	0
8	PQ	0	20	0	10	0	0	960	0
9	PQ	0	6	0	2	0	0	960	0
10	PQ	0	6	0	2	0	0	960	0
11	PQ	0	4.5	0	3	0	0	960	0
12	PQ	0	6	0	3.505	0	0	1000	0
13	PQ	0	6	0	3.505	0	0	960	0
14	PQ	0	12	0	8	0	0	960	0
15	PQ	0	6	0	1	0	0	960	0
16	PQ	0	6	0	2	0	0	960	0
17	PQ	0	6	0	2	0	0	960	0
18	PQ	0	9	0	4	0	0	960	0
19	PQ	0	9	0	4	0	0	960	0
20	PQ	0	9	0	4	0	0	960	0
21	PQ	0	9	0	4	0	0	960	0
22	PQ	0	9	0	4	0	0	960	0
23	PQ	0	9	0	5	0	0	960	0
24	PQ	0	42	0	20	0	0	960	0
25	PQ	0	42	0	20	0	0	960	0
26	PQ	0	6	0	2.505	0	0	960	0
27	PQ	0	6	0	2.505	0	0	960	0
28	PQ	0	6	0	2	0	0	960	0

Continua na próxima página

Tabela 11 – Continuação da tabela

Número Barra	Tipo Barra	Pg (kW)	Pd (kW)	Qg (kVAr)	Qd (kVAr)	Qg _{min} (kVAr)	Qg _{máx} (kVAr)	V (pu)	θ (rad)
29	PQ	0	12	0	7	0	0	960	0
30	PQ	0	20	0	60	0	0	960	0
31	PQ	0	15	0	7	0	0	960	0
32	PQ	0	21	0	10	0	0	960	0
33	PQ	0	6	0	4	0	0	960	0
34	PV	177.5	0	0	0	-180	180	1010	0
35	PV	88.79	0	0	0	-90	90	1010	0
36	PV	29.59	0	0	0	-30	30	1010	0
37	PV	59.18	0	0	0	-60	60	1010	0
38	PV	29.59	0	0	0	-30	30	1010	0

Fim da tabela

Tabela 12 – Dados de linha do sistema teste de 38 barras

DE	PARA	r	x	Bsh	TAP
1	2	0.0574	0.0293	0	0
2	3	0.307	0.1564	0	0
3	4	0.2279	0.1161	0	0
4	5	0.2373	0.1209	0	0
5	6	0.5100	0.4402	0	0
6	7	0.1166	0.3853	0	0
7	8	0.443	0.1464	0	0
8	9	0.6413	0.4608	0	0
9	10	0.6501	0.4608	0	0
10	11	0.1224	0.0405	0	0
11	12	0.2331	0.0771	0	0
12	13	0.9141	0.7192	0	0
13	14	0.3372	0.4439	0	0
14	15	0.3680	0.3275	0	0
15	16	0.4647	0.3394	0	0
16	17	0.8026	1.0716	0	0
17	18	0.4558	0.3574	0	0
2	19	0.1021	0.0974	0	0
19	20	0.9366	0.8440	0	0
20	21	0.2550	0.2979	0	0

Continua na próxima página

Tabela 12 – *Continuação da tabela*

DE	PARA	r	x	Bsh	TAP
21	22	0.4414	0.5836	0	0
3	23	0.2809	0.1920	0	0
23	24	0.5592	0.4415	0	0
24	25	0.5579	0.4366	0	0
6	26	0.1264	0.0644	0	0
26	27	0.1770	0.0901	0	0
27	28	0.6594	0.5814	0	0
28	29	0.5007	0.4362	0	0
29	30	0.3160	0.1610	0	0
30	31	0.6067	0.5996	0	0
31	32	0.1933	0.2253	0	0
32	33	0.2123	0.3301	0	0
8	34	1.2453	1.2453	0	0
29	35	1.2453	1.2453	0	0
12	36	1.2453	1.2453	0	0
22	37	0.3113	0.3113	0	0
25	38	0.3113	0.3113	0	0

Fim da tabela

ANEXO B – DADOS CURVA DE CARGA

A Curva de Carga utilizada na simulação foi extraída em (SUBCOMMITTEE, 1979) e pode ser consultada na Tabela 13.

Tabela 13 – Dados da Curva de Carga 168 Patamares

Patamar	1	2	3	4	5	6	7
Fator de demanda	0.5550	0.5250	0.4950	0.4875	0.4800	0.4650	0.4650
Patamar	8	9	10	11	12	13	14
Fator de demanda	0.4950	0.6075	0.6450	0.6825	0.6975	0.6975	0.6900
Patamar	15	16	17	18	19	20	21
Fator de demanda	0.6825	0.6825	0.6900	0.7050	0.7125	0.7125	0.7500
Patamar	22	23	24	25	26	27	28
Fator de demanda	0.6975	0.6600	0.6000	0.5952	0.5580	0.5394	0.5208
Patamar	29	30	31	32	33	34	35
Fator de demanda	0.5208	0.5394	0.5952	0.7068	0.8091	0.8835	0.9207
Patamar	36	37	38	39	40	41	42
Fator de demanda	0.9300	0.9207	0.9300	0.9300	0.9021	0.8928	0.8928
Patamar	43	44	45	46	47	48	49
Fator de demanda	0.8649	0.8556	0.8556	0.8649	0.8091	0.6696	0.6400
Patamar	50	51	52	53	54	55	56
Fator de demanda	0.6000	0.5800	0.5600	0.5600	0.5800	0.6400	0.7600
Patamar	57	58	59	60	61	62	63
Fator de demanda	0.8700	0.9500	0.9900	1.000	0.9900	1.000	1.000
Patamar	64	65	66	67	68	69	70
Fator de demanda	0.9700	0.9600	0.9600	0.9300	0.9200	0.9200	0.9300
Patamar	71	72	73	74	75	76	77
Fator de demanda	0.8700	0.7200	0.6272	0.5880	0.5684	0.5488	0.5488

Continua na próxima página

Tabela 13 – *Continuação da tabela*

Patamar	78	79	80	81	82	83	84
Fator de demanda	0.5684	0.6272	0.7448	0.8526	0.9310	0.9702	0.9800
Patamar	85	86	87	88	89	90	91
Fator de demanda	0.9702	0.9800	0.9800	0.9506	0.9408	0.9408	0.9114
Patamar	92	93	94	95	96	97	98
Fator de demanda	0.9016	0.9016	0.9114	0.8526	0.7056	0.6144	0.5760
Patamar	99	100	101	102	103	104	105
Fator de demanda	0.5568	0.5376	0.5376	0.5568	0.6144	0.7296	0.8352
Patamar	106	107	108	109	110	111	112
Fator de demanda	0.9120	0.9504	0.9600	0.9504	0.9600	0.9504	0.9600
Patamar	113	114	115	116	117	118	119
Fator de demanda	0.9600	0.9312	0.9216	0.9216	0.8928	0.8832	0.8832
Patamar	120	121	122	123	124	125	126
Fator de demanda	0.8928	0.8352	0.6912	0.6016	0.5640	0.5452	0.5264
Patamar	127	128	129	130	131	132	133
Fator de demanda	0.5264	0.5452	0.6016	0.7144	0.8178	0.8930	0.9306
Patamar	134	135	136	137	138	139	140
Fator de demanda	0.9400	0.9306	0.9400	0.9400	0.9118	0.9024	0.9024
Patamar	141	142	143	144	145	146	147
Fator de demanda	0.8742	0.8648	0.8648	0.8742	0.8178	0.6768	0.5698
Patamar	148	149	150	151	152	153	154
Fator de demanda	0.5390	0.5082	0.5005	0.4928	0.4774	0.4774	0.5082
Patamar	155	156	157	158	159	160	161
Fator de demanda	0.6237	0.6622	0.7007	0.7161	0.7084	0.7007	0.7084
Patamar	162	163	164	165	166	167	168

Continua na próxima página

Tabela 13 – *Continuação da tabela*

Fator de demanda	0.7238	0.7315	0.7315	0.7700	0.7161	0.6776	0.6160
-------------------------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

Fim da tabela