

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA  
FACULDADE DE ENGENHARIA  
DEPARTAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA**

**Eduardo da Silva Cid Salviano**

**DESENVOLVIMENTO DE ESTRATÉGIAS DE CONTROLE  
SECUNDÁRIO DE TENSÃO EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA  
COM A PRESENÇA DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS**

Juiz de Fora

2024

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

Cid, Eduardo.

DESENVOLVIMENTO DE ESTRATÉGIAS DE CONTROLE SECUN-  
DÁRIO DE TENSÃO EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA COM  
A PRESENÇA DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS / Edu-  
ardo da Silva Cid Salviano. – 2024.

113 f. : il.

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

Monografia (Graduação) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Facul-  
dade de Engenharia. Departamento de Energia Elétrica, 2024.

1. Microrredes 2. Fluxo de Potência. 3. Controle Coordenado de Tensão.  
I. Passos Filho, João, orient. II. Título.

Eduardo da Silva Cid Salviano

**DESENVOLVIMENTO DE ESTRATÉGIAS DE CONTROLE  
SECUNDÁRIO DE TENSÃO EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA  
COM A PRESENÇA DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Energia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora, como parte dos requisitos para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

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

Juiz de Fora

2024

Eduardo da Silva Cid Salviano

**DESENVOLVIMENTO DE ESTRATÉGIAS DE CONTROLE  
SECUNDÁRIO DE TENSÃO EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA  
COM A PRESENÇA DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Energia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora, como parte dos requisitos para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Aprovada em 11 de outubro de 2024

BANCA EXAMINADORA

---

Prof. João Alberto Passos Filho, D.Sc. - Orientador  
Universidade Federal de Juiz de Fora

---

Prof. Flávio Vanderson Gomes, D.Sc.  
Universidade Federal de Juiz de Fora

---

Prof. Ricardo Mota Henriques, D.Sc.  
Universidade Federal de Juiz de Fora

## AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pela saúde, força e perseverança que me permitiram enfrentar e superar os desafios ao longo desta caminhada.

Aos meus familiares, pelo incentivo contínuo e pelo apoio incondicional durante todo o curso. Em especial, a minha mãe, Dagmary, que sempre esteve ao meu lado, dedicando-se de forma incansável para que eu pudesse concluir esta etapa da minha vida, e ao meu avô, Antônio, que sempre me motivava a valorizar os estudos.

Ao professor e orientador João Alberto Passos Filho, pela oportunidade de ser seu orientando desde o meu Trabalho de Conclusão de Curso na graduação em Ciências Exatas, durante um projeto de Iniciação Científica, e agora no TCC de Engenharia. Meus mais sinceros agradecimentos pela disposição em sempre compartilhar seu conhecimento e experiência. Seu apoio e compromisso foram fundamentais para o desenvolvimento deste trabalho e para a minha formação como profissional.

Aos amigos do curso de graduação, pelas discussões enriquecedoras e pela troca de conhecimentos. Em especial, a Abner, Tavares e Gabriel, pelo companheirismo demonstrado ao longo de toda a minha jornada.

Aos professores da Faculdade de Engenharia, que contribuíram significativamente para a minha formação acadêmica, e a todos aqueles que, direta ou indiretamente, ajudaram a construir a minha trajetória.

*"E não somente isso, mas também nos gloriamos nas tribulações; sabendo que a tribulação produz a perseverança; e a perseverança, a experiência; e a experiência, a esperança."*

— Romanos 5:3-4

## RESUMO

A transição energética e a necessidade de um sistema elétrico de potência seguro e confiável são essenciais para o desenvolvimento social e econômico. O setor eletroenergético enfrenta desafios constantes para se adaptar a novas tecnologias e integrar fontes de energia diversificadas, principalmente por questões ambientais, econômicas e sociais. Nesse cenário, as microrredes emergem como uma solução promissora, permitindo a integração de múltiplos recursos distribuídos de geração de energia e a possibilidade de operar de forma conectada ou isolada da rede principal. Este trabalho foca na modelagem e análise do comportamento de microrredes, com destaque para o controle coordenado de tensão e a inserção de inversores com controle em *droop*. A metodologia proposta utiliza o Método de Newton Completo para resolver o fluxo de potência, visando calcular a tensão de referência dos controladores e emular o funcionamento dos inversores. O estudo abrange também diferentes configurações de operação dos conversores, somado ao esquema de controle secundário de tensão. Os testes foram realizados em uma microrrede de 38 barras conectada à rede, sendo os algoritmos validados com o software ANAREDE, amplamente utilizado no setor elétrico para análises em regime permanente. Os resultados indicaram o comportamento do sistema dadas as configurações de operação dos conversores propostas e a capacidade do controle secundário de tensão de regular o perfil de tensão, comprovando a eficácia da metodologia proposta.

**Palavras-chave:** Análise de Redes; Fluxo de Potência; Microrredes; Controle Secundário de Tensão.

## ABSTRACT

The energy transition and the need for a safe and reliable power electrical system are essential for social and economic development. The electric power sector faces constant challenges to adapt to new technologies and integrate diversified energy sources, mainly due to environmental, economic, and social issues. In this context, microgrids emerge as a promising solution, allowing for the integration of multiple distributed energy generation resources and the possibility of operating either connected to or isolated from the main grid. This work focuses on modeling and analyzing the behavior of microgrids, highlighting coordinated voltage control and the incorporation of droop-controlled inverters. The proposed methodology utilizes the Full Newton Method to solve the power flow, aiming to calculate the reference voltage of the controllers and emulate the operation of the inverters. The study also covers different operating configurations of the converters, along with the secondary voltage control scheme. Tests were conducted in a 38-bus microgrid connected to the grid, with the algorithms validated using ANAREDE software, widely used in the electric sector for steady-state analysis. The results indicated the behavior of the system given the proposed converter operating configurations and the ability of the secondary voltage control to regulate the voltage profile, confirming the effectiveness of the proposed methodology.

**Keywords:** Electric Power System Analysis; Power Flow; Microgrids; Secondary Voltage Control.



## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Esquemático genérico de uma microrrede com múltiplos RED . . . . .	18
Figura 2: Ilustração do Método de Newton-Rhapson . . . . .	25
Figura 3: Fluxograma do cálculo de resíduos de potência. . . . .	28
Figura 4: Modelo simplificado de uma unidade de geração distribuída . . . . .	32
Figura 5: Variação de frequência em relação à Potência Ativa . . . . .	33
Figura 6: Variação de Tensão em relação à Potência Reativa . . . . .	33
Figura 7: Fluxograma da rotina de tratamento de limites de geração de reativos do modo operativo PV . . . . .	37
Figura 8: Sistema elétrico de 5 barras . . . . .	38
Figura 9: Faixas operativas no modo Volt-var . . . . .	45
Figura 10: Sistema de 5 Barras . . . . .	48
Figura 11: Curva de carga a qual as simulações serão analisadas. . . . .	55
Figura 12: Ilustração da topologia do Sistema de 38 barras. . . . .	56
Figura 13: Comparativo do Fluxo de potência Convencional: Tensão nos Barramentos	57
Figura 14: Comparativo do Fluxo de potência Convencional: Potência Ativa gerada nos Barramentos de geração . . . . .	57
Figura 15: Comparativo do Fluxo de potência Convencional: Potência Reativa gerada nos Barramentos de geração . . . . .	58
Figura 16: Fluxo de potência Convencional com tratamento de Limites de geração de Potência Reativa: Tensão nas barras. . . . .	59
Figura 17: Geração de Potência Reativa com os Limites Implementados . . . . .	59
Figura 18: Controle Remoto de tensão - Tensão nos Barramentos . . . . .	60
Figura 19: Controle Remoto de tensão - Potência Reativa gerada . . . . .	61
Figura 20: Tensão da Barra Controlada . . . . .	61
Figura 21: Fluxo de Potência Convencional: Erro Absoluto do Algoritmo Proposto	62
Figura 22: Fluxo de Potência Convencional com Tratamento de Limites de Geração de Potência Reativa: Erro absoluto do algoritmo proposto . . . . .	62
Figura 23: Controle de Tensão em barra remota: Erro absoluto do algoritmo proposto	63
Figura 24: Potência reativa para cada Fator de Potência . . . . .	64
Figura 25: Potência reativa fornecida pela Rede Principal . . . . .	65
Figura 26: Tensão dos geradores conforme o fator de potência varia . . . . .	65
Figura 27: Tensão nas Barras de Carga para fp unitário . . . . .	66
Figura 28: Tensão dos geradores para fp unitário . . . . .	66
Figura 29: Potência reativa dos geradores para fp unitário . . . . .	67
Figura 30: Potência Ativa do ponto de acoplamento comum/Rede para fp unitário	68
Figura 31: Potência reativa do ponto de acoplamento comum/Rede para fp unitário	68
Figura 32: Tensão nas Barras de Carga para fp = 0,9 . . . . .	69

Figura 33: Tensão dos geradores para $fp = 0,9$ . . . . .	69
Figura 34: Potência reativa dos geradores para $fp = 0,9$ . . . . .	70
Figura 35: Potência Ativa do ponto de acoplamento comum/Rede para $fp = 0,9$ .	70
Figura 36: Potência reativa do ponto de acoplamento comum/Rede para $fp = 0,9$	71
Figura 37: Tensão nas Barras de Carga para para $fp = -0,9$ . . . . .	72
Figura 38: Tensão dos geradores para $fp = -0,9$ . . . . .	72
Figura 39: Potência reativa dos geradores para $fp = -0,9$ . . . . .	73
Figura 40: Potência Ativa do ponto de acoplamento comum/Rede para $fp = -0,9$ .	73
Figura 41: Potência reativa do ponto de acoplamento comum/Rede para $fp = -0,9$	74
Figura 42: Variação de Tensão para $fp = 0,9$ . . . . .	75
Figura 43: Variação de Tensão para $fp = 1$ . . . . .	75
Figura 44: Variação de Tensão para $fp = -0,9$ . . . . .	76
Figura 45: Tensões nos barramentos de carga . . . . .	77
Figura 46: Tensão nos barramentos de Geração . . . . .	78
Figura 47: Potência reativa nas GDs . . . . .	78
Figura 48: Potência Ativa no PCC . . . . .	79
Figura 49: Potência reativa no PCC . . . . .	79
Figura 50: Tensão no Barramento Piloto no Modo PV sem e com CST implementado	80
Figura 51: Tensão nos Barramentos de Carga (Modo PV + CST) . . . . .	81
Figura 52: Tensão das GDs (Modo PV + CST) . . . . .	81
Figura 53: Potência Reativa das GDs (Modo PV + CST) . . . . .	82
Figura 54: Potência Reativa da Rede (Modo PV + CST) . . . . .	82
Figura 55: Potência Ativa da Rede (Modo PV + CST) . . . . .	83
Figura 56: Variação de Tensão do Modo PV somado ao CST . . . . .	83
Figura 57: Variação de Tensão do Modo PV apenas . . . . .	84
Figura 58: Variação de Tensão nas Cargas: Modo Operativo VSI . . . . .	85
Figura 59: Variação de Tensão nas GDs: Modo Operativo VSI . . . . .	86
Figura 60: Potência Reativa nas GDs: Modo Operativo VSI . . . . .	86
Figura 61: Potência Reativa no PCC: Modo Operativo VSI . . . . .	87
Figura 62: Potência Ativa no PCC: Modo Operativo VSI . . . . .	87
Figura 63: Variação de Tensão nas GDs - Modo Operativo VSI . . . . .	88
Figura 64: Variação de Tensão nas Cargas - Modo Operativo VSI . . . . .	88
Figura 65: Tensão na Barra piloto - Modo Operativo VSI + CST . . . . .	89
Figura 66: Tensão nas Barras de Carga - Modo Operativo VSI + CST . . . . .	90
Figura 67: Tensão nas Barras de Geração - Modo Operativo VSI + CST . . . . .	90
Figura 68: Potência Reativa das GDs - Modo Operativo VSI + CST . . . . .	91
Figura 69: Potência Reativa do PCC - Modo Operativo VSI + CST . . . . .	91
Figura 70: Potência Ativa do PCC - Modo Operativo VSI + CST . . . . .	92
Figura 71: Variação de Tensão das Cargas - Modo Operativo VSI + CST . . . . .	92

Figura 72: Variação de Tensão das GDs - Modo Operativo VSI + CST . . . . .	93
Figura 73: Tensão nas Barras de carga - Modo Operativo Volt-var . . . . .	94
Figura 74: Tensão nas Barras de geração - Modo Operativo Volt-var . . . . .	94
Figura 75: Potência Reativa nos geradores - Modo Operativo Volt-var . . . . .	95
Figura 76: Potência Reativa no PCC - Modo Operativo Volt-var . . . . .	95
Figura 77: Potência Ativa no PCC - Modo Operativo Volt-var . . . . .	96
Figura 78: Variação de Tensão das Cargas - Modo Operativo Volt-var . . . . .	96
Figura 79: Variação de Tensão das GDs - Modo Operativo Volt-var . . . . .	97
Figura 80: (Carga aumentada 3 vezes) Tensão nas Barras de carga - Modo Operativo Volt-var . . . . .	97
Figura 81: (Carga aumentada 3 vezes) Tensão nas Barras de geração - Modo Operativo Volt-var . . . . .	98
Figura 82: (Carga aumentada 3 vezes) Potência Reativa nos geradores - Modo Operativo Volt-var . . . . .	98
Figura 83: (Carga aumentada 3 vezes) Potência Reativa no PCC - Modo Operativo Volt-var . . . . .	99
Figura 84: (Carga aumentada 3 vezes) Potência Ativa no PCC - Modo Operativo Volt-var . . . . .	99
Figura 85: (Carga aumentada 3 vezes) Variação de Tensão das Cargas - Modo Operativo Volt-var . . . . .	100
Figura 86: (Carga aumentada 3 vezes) Variação de Tensão das GDs - Modo Operativo Volt-var . . . . .	100
Figura 87: Comportamento da Potência reativa quanto as faixas operativas no barramento de geração 36 . . . . .	101

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tipos de Barras . . . . .	38
Tabela 2 – Reclassificação dos Tipos de Barras no CST . . . . .	39
Tabela 3 – Carga de pico semanal . . . . .	54
Tabela 4 – Valores de $Q_g^{\min}$ e $Q_g^{\max}$ das máquinas geradoras . . . . .	58
Tabela 5 – Potência reativa das barras geradoras conforme variamos o fator de potência . . . . .	64
Tabela 6 – Tensões Especificadas para Cada Barramento . . . . .	77
Tabela 7 – Fatores de participação $\alpha_i$ das GDs . . . . .	80
Tabela 8 – Tensões referência dos inversores . . . . .	89
Tabela 9 – Limites de operação de tensão . . . . .	93
Tabela 10 – Dados de Barra . . . . .	106
Tabela 11 – Dados de linha . . . . .	107
Tabela 12 – Dados da Curva de Carga com 168 Patamares . . . . .	109

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CHT	Controle Hierárquico de Tensão
CP	Controle Primário
CST	Controle Secundário de Tensão
CS	Controle Secundário
CT	Controle Terciário
FP	Fator de Potência
GD	Geração Distribuída
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCC	Ponto de Conexão Comum
RED	Recursos Energéticos Distribuídos
TIC	Tecnologias Modernas de Informação e Comunicação
VSI	<i>Voltage Source Inverter</i>

## LISTA DE SÍMBOLOS

$\alpha_i$	Fator de participação
$b_{km}$	Susceptância série do ramo $k - m$
$b_{sh}^k$	Susceptância <i>shunt</i> na barra $k$
$f$	Frequência do sistema
$f_0$	Frequência de referência do sistema
$g_{km}$	Condutância série do ramo $k - m$
$h$	Contador de Iterações
$J$	Matriz Jacobiana
$k$	Barra genérica
$m$	Barra genérica
$nb$	Número de barras do sistema
$nd$	Número de barras geradoras com inversores e sistema de controle em droop
$ng$	Número de barras geradoras do sistema envolvidas no controle coordenado
$\Omega_k$	Conjunto de barras vizinhas à barra $k$ mais a própria barra $k$
$P_k$	Potência ativa associada à barra $k$
$P_{Gk} + jQ_{Gk}$	Potência complexa gerada na barra $k$
$P_{lk} + jQ_{lk}$	Potência complexa consumida na barra $k$
$P_k^{\text{esp}} + jQ_k^{\text{esp}}$	Potência complexa líquida especificada na barra $k$
$Q_k$	Potência reativa associada à barra $k$
$Q_k^{\text{max}}$	Potência reativa máxima associada à barra $k$
$r_{km}$	Resistência série do ramo $k - m$
$S_k$	Potência aparente associada à barra $k$
$V_k$	Módulo da tensão na barra $k$
$V_k^{\text{esp}}$	Módulo da tensão especificada na barra $k$
$x_{km}$	Reatância série do ramo $k - m$
$Q_g^{\text{max}}$	Limite de Potência Reativa gerada máxima
$Q_g^{\text{min}}$	Limite de Potência Reativa gerada mínima

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO . . . . .</b>	<b>15</b>
1.1	Objetivos . . . . .	16
1.2	Estrutura do Trabalho . . . . .	16
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA . . . . .</b>	<b>18</b>
2.1	Microrredes . . . . .	18
2.2	Controle Hierárquico de uma Microrrede . . . . .	19
2.3	Considerações Finais . . . . .	21
<b>3</b>	<b>FLUXO DE POTÊNCIA . . . . .</b>	<b>22</b>
3.1	Considerações Iniciais . . . . .	22
3.2	Formulação do Problema de Fluxo de Potência . . . . .	22
3.3	Método de Newton-Raphson . . . . .	24
3.4	Método de Newton-Raphson para resolução das Equações do Fluxo de Potência . . . . .	25
<b>4</b>	<b>CONTROLE COORDENADO DE TENSÃO E CONTROLE DROOP EM MICRORREDES . . . . .</b>	<b>29</b>
4.1	Método de Solução Newton Completo . . . . .	29
4.2	Controle Remoto de Tensão . . . . .	29
<b>4.2.1</b>	Modelagem do problema: . . . . .	30
4.3	Controle Secundário de Tensão . . . . .	30
<b>4.3.1</b>	Modelagem do problema: . . . . .	31
4.4	Controladores em <i>droop</i> de Inversores . . . . .	31
4.5	Considerações Finais . . . . .	34
<b>5</b>	<b>METODOLOGIA PROPOSTA . . . . .</b>	<b>35</b>
5.1	Considerações Iniciais . . . . .	35
5.2	Modo Operativo PV . . . . .	36
<b>5.2.1</b>	Tratamento de Limites de Geração de Potência Reativa . . . . .	36
5.3	Modo Operativo PV com Adição do Controle Secundário de Tensão . . . . .	38
5.4	Modo Operativo PQ . . . . .	40
5.5	Modo Operativo VSI . . . . .	40
5.6	Modo Operativo VSI com Adição do Controle Secundário de Tensão . . . . .	42
5.7	Modo Operativo Volt-var . . . . .	43
<b>5.7.1</b>	Faixa de operação nula: . . . . .	45
<b>5.7.2</b>	Faixa de operação Constante . . . . .	46
<b>5.7.3</b>	Faixa de Operação Linear . . . . .	46
<b>5.7.4</b>	Variáveis de estado . . . . .	47
<b>5.7.5</b>	Exemplo Ilustrativo . . . . .	48
<i>5.7.5.1</i>	Faixa de Operação Nula . . . . .	49

5.7.5.2	Faixa de Operação Constante . . . . .	50
5.7.5.3	Faixa de operação Linear . . . . .	51
5.8	Considerações Finais . . . . .	52
<b>6</b>	<b>RESULTADOS . . . . .</b>	<b>54</b>
6.1	Considerações Iniciais . . . . .	54
6.2	Validação das Implementações Computacionais . . . . .	55
<b>6.2.1</b>	<b>Confrontando o Algoritmo Desenvolvido em Python com o ANAREDE</b>	<b>56</b>
6.2.1.1	Fluxo de potência Tradicional . . . . .	57
6.2.1.2	Fluxo de Potência Tradicional com Tratamento de Limites de Geração de Potência Reativa . . . . .	58
6.2.1.3	Fluxo de Potência com Controle de Tensão em Barra remota . . . . .	60
6.2.1.4	Considerações finais quanto a Validação: . . . . .	61
<b>6.2.2</b>	<b>Modo Operativo PQ . . . . .</b>	<b>63</b>
6.2.2.1	Modo Operativo PQ: $fp = 1$ . . . . .	66
6.2.2.2	Modo Operativo PQ: $fp = 0,9$ . . . . .	69
6.2.2.3	Modo Operativo PQ: $fp = -0,9$ . . . . .	71
<b>6.2.3</b>	<b>Modo Operativo PV . . . . .</b>	<b>76</b>
<b>6.2.4</b>	<b>Modo Operativo PV com Controle Secundário de Tensão: . . . . .</b>	<b>79</b>
<b>6.2.5</b>	<b>Modo Operativo VSI . . . . .</b>	<b>85</b>
6.2.5.1	Determinando os Coeficientes de Queda $n_q$ : . . . . .	85
<b>6.2.6</b>	<b>Modo Operativo VSI com Controle Secundário de Tensão: . . . . .</b>	<b>88</b>
<b>6.2.7</b>	<b>Modo Operativo Volt-var . . . . .</b>	<b>93</b>
6.3	Considerações Finais . . . . .	101
<b>7</b>	<b>CONCLUSÕES . . . . .</b>	<b>102</b>
	<b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>	<b>104</b>
	<b>ANEXO A – Sistema de 38 Barras . . . . .</b>	<b>106</b>
	<b>ANEXO B – Curva de Carga . . . . .</b>	<b>109</b>



## 1 INTRODUÇÃO

Garantir a confiabilidade e a segurança no fornecimento de energia elétrica é um desafio crucial para os profissionais que gerenciam e planejam Sistemas Elétricos de Potência (SEP). Este desafio é exacerbado pelas limitações econômicas e ambientais que dificultam o aprimoramento e expansão da infraestrutura elétrica, além da demanda crescente por energia. Nesse cenário, é essencial que se conduza uma análise detalhada para otimizar o uso dos recursos energéticos. O objetivo é evitar novos investimentos e minimizar os impactos ambientais, ao mesmo tempo que se busca melhorar a eficiência operacional e assegurar um fornecimento de energia estável e de alta qualidade para a sociedade.

As microrredes emergem como uma solução inovadora dentro desse contexto, desempenhando um papel fundamental no avanço das Redes Inteligentes. Esses sistemas visam melhorar a confiabilidade e a qualidade do fornecimento de energia, bem como aumentar a eficiência geral dos sistemas energéticos. As microrredes são projetadas para integrar de maneira eficiente uma diversidade de fontes e demandas de energia, possibilitando uma adaptação flexível a diferentes tecnologias e capacidades de geração. As microrredes são uma solução eficiente para conectar fontes de energia de diferentes tipos e capacidades, dispositivos de armazenamento de energia e cargas específicas. Elas têm a capacidade de operar de forma semi-autônoma, podendo estar conectadas a um sistema elétrico de grande porte ou funcionando de maneira isolada. (FALCÃO, 2010).

A operação de uma microrrede de forma isolada apresenta desafios técnicos adicionais em comparação com sistemas conectados. Esses desafios incluem uma maior complexidade nas proteções, a necessidade de monitorar desvios de frequência e tensão, e a capacidade de regulação das unidades geradoras. Essas dificuldades surgem devido a novas questões, como a possibilidade de inversão do fluxo de potência e a inclusão de fontes de energia intermitentes. Diante disso, é essencial desenvolver ferramentas computacionais que ajudem a avaliar e gerenciar sistemas de potência com geração distribuída e operação isolada, seja de forma planejada ou em emergências. (GAMARRA, C. and GUERRERO, J. M. , 2015)

Dentro do contexto das mudanças de paradigmas que as microrredes propõem, os aspectos relacionados à regulação do perfil de tensão e à capacidade de suporte da geração de potência reativa das unidades geradoras são o foco principal deste trabalho. Nesse sentido, na Europa nos anos 80, começaram a ser desenvolvidas técnicas de controle de tensão e potência reativa em sistemas interligados de grande porte. O Controle Hierárquico de Tensão (CHT) é um sistema que opera em três níveis hierárquicos para garantir níveis adequados de tensão e otimizar a utilização da potência reativa disponível. A implementação do CHT trouxe melhorias significativas, como a redução das perdas de

potência ativa e um uso mais eficiente das fontes de potência reativa (LAGONOTTE, P. et al., 1989).

Também no contexto do uso eficiente das fontes de potência reativa, as redes de distribuição elétrica têm passado por transformações significativas nos últimos anos devido à crescente utilização de Recursos Energéticos Distribuídos (RED). A integração dessas unidades ao sistema elétrico oferece ao Operador do Sistema novas possibilidades de controle, e avanços técnicos recentes permitem que os RED participem na oferta de serviços auxiliares, como reservas e suporte à regulação da tensão. (MADUREIRA, A. and LOPES, J. A., 2010).

Portanto, é essencial avaliar a integração da estrutura de controle coordenado de tensão com modelos matemáticos que simulem computacionalmente o comportamento dos conversores de eletrônica de potência utilizados nos Recursos Energéticos Distribuídos. Sem uma representação precisa da rede, resultados indesejáveis podem ser obtidos, comprometendo a eficácia de métodos confiáveis para resolver problemas de fluxo de potência em regime permanente, como o método de Newton-Raphson, e prejudicando a análise de rede em curso (PASSOS FILHO, J. A., 2000).

## 1.1 Objetivos

Os propósitos centrais deste estudo podem ser categorizados em três segmentos distintos:

- Realizar o desenvolvimento computacional completo para todos os modos operacionais utilizando a linguagem Python.
- Implementar o esquema de controle secundário de tensão em conjunto com a modelagem de inversores em modo *droop*. Este controle deve ser capaz de gerenciar o compartilhamento de potência reativa e regular a tensão em áreas específicas do sistema (barra piloto).
- Analisar o impacto do fator de potência na microrrede ao utilizar o modo de operação PQ. Além disso, propor uma formulação para o problema de fluxo de potência que considere as equações de droop para sistemas com inversores de potência nos modos VSI e Volt-var.

## 1.2 Estrutura do Trabalho

Este trabalho está estruturado em sete capítulos:

O Capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica sobre microrredes e suas estratégias de controle.

No Capítulo 3, é exposta a formulação tradicional do método de Newton-Raphson e o método de Newton Completo.

O Capítulo 4 introduz os conceitos e definições do controle coordenado de tensão e do controle em *droop* em microrredes.

O Capítulo 5 apresenta a metodologia de todos os modos operativos simulados.

No Capítulo 6, são apresentados os resultados pertinentes das simulações para cada modo operativo descrito no capítulo anterior.

Por fim, o Capítulo 7 traz a conclusão sobre o trabalho como um todo.

O Apêndice A contém informações sobre o sistema elétrico de teste de 38 barras.

O Apêndice B apresenta os fatores de demanda para cada etapa da curva de carga utilizada nas simulações.

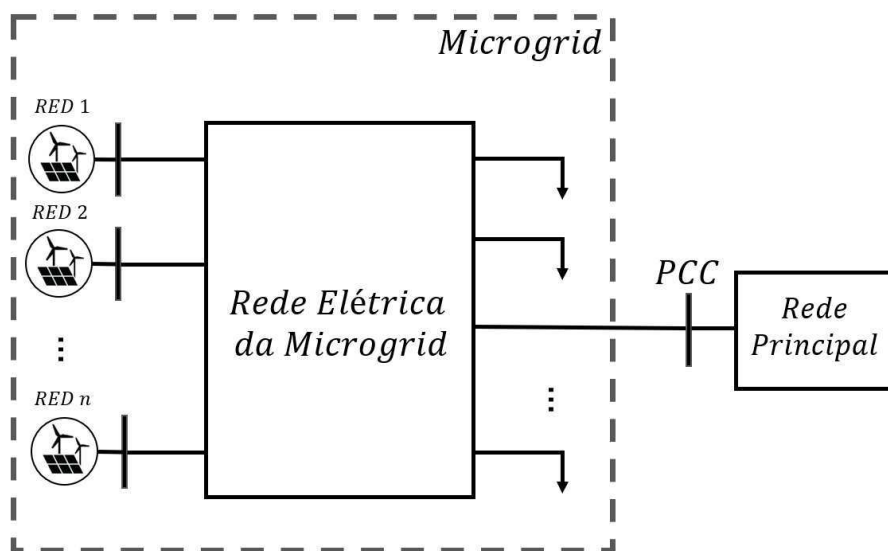
## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 Microrredes

Redes isoladas de um sistema interligado de grande porte que funcionam de forma autônoma não são uma novidade. No Brasil, existem cerca de 200 sistemas que operam dessa forma há décadas (ONS, 2024), predominantemente abastecidos por geração a diesel. Entretanto, com o início da transição energética e as crescentes pressões ambientais, a integração dessas redes isoladas com unidades de geração solar e eólica torna-se um campo fértil para estudo.

Uma microrrede é, essencialmente, um sistema elétrico de potência capaz de integrar diferentes tipos e capacidades de geração de energia, dispositivos de armazenamento e cargas especiais. Pode operar de forma isolada ou conectada a uma rede de grande porte por meio de um Ponto de Conexão Comum (PCC) (OLIVARES, D., 2014).

Figura 1: Esquemático genérico de uma microrrede com múltiplos RED



Fonte: Adaptado de *Trends in microrredes Control* (OLIVARES, D., 2014).

Em situações de falha na rede elétrica, uma microrrede pode desconectar-se e continuar fornecendo energia, seja em parte ou na totalidade, para suas cargas. Após a recuperação da rede principal, a microrrede pode reconectar-se gradualmente, sem causar interrupções para os seus usuários.

Para garantir o funcionamento eficiente da microrrede, é necessário integrar dispositivos e métodos de controle que permitam ajustes tanto na configuração interna quanto externa da rede, além de gerenciar a quantidade de energia recebida da rede principal e regular a tensão e a potência reativa. Esses ajustes devem ser realizados de forma eficaz, sem perturbar os consumidores da microrrede ou a rede da concessionária. Isso pode ser

alcançado através da utilização de conversores e outros equipamentos de eletrônica de potência distribuídos ao longo da rede. (FALCÃO, 2009)

Esses equipamentos de eletrônica de potência são a chave para a integração das fontes geradoras e a rede, especialmente com a crescente penetração de REDs em um Sistema Elétrico de Potência. Por isso, o modo de operação desses conversores precisa ser modelado para a adequada análise de uma microrrede.

Modelagens que consideram modos de operação PV e PQ, emulando o comportamento de painéis fotovoltaicos conectados à rede, bem como o método de *droop*, que será detalhado mais adiante, são abordagens presentes na literatura para análise de microrredes (DOS REIS, 2023).

## 2.2 Controle Hierárquico de uma Microrrede

Em (PLYTARIA et al., 2017), o autor elucida os desafios que a integração de microrredes com REDs propiciam para a geração distribuída. A natureza intermitente da geração renovável causa flutuações rápidas de tensão que são difíceis de manejar e deterioram a qualidade da energia. Além disso, a alta razão  $\frac{R}{X}$  das redes de média tensão (MT) e, especialmente, de baixa tensão (BT), torna as linhas de distribuição particularmente suscetíveis a desvios de tensão devido à variação na potência ativa gerada. O uso de veículos elétricos adiciona outro desafio à operação da rede devido ao aumento abrupto da carga durante o carregamento.

Um impedimento sério para a maior integração de geração distribuída é o aumento da tensão e os fluxos bidirecionais causados pelas injeções de potência ativa no nível de distribuição, que podem interferir na operação dos reguladores de tap, uma vez que o ponto de referência automático de tensão já não reflete com precisão o perfil de tensão ao longo do alimentador. Isso pode levar ao uso excessivo dos reguladores de tap, desgastando os dispositivos e afetando severamente a estabilidade da tensão. Entretanto, as tecnologias modernas de informação e comunicação (TIC) e os avanços na tecnologia de eletrônica de potência criam novas possibilidades para controlar e acomodar de forma eficiente a geração em pequena escala no nível de distribuição.

Portanto, é evidente que as qualidades de robustez e adaptabilidade dos controladores em uma microrrede são altamente valorizadas. Além disso, a necessidade de comunicação rápida e a disponibilidade de medições são desafios adicionais nesse tipo de rede. Por isso, as estruturas de controle hierárquicas se destacam, uma vez que oferecem diferentes constantes de tempo, abrangendo desde respostas dinâmicas das máquinas até estratégias de despacho econômico (MORAIS, 2019).

A arquitetura de controle de uma microrrede pode adotar dois esquemas:

- Centralizado: Um controlador central determina as ações dos controladores regionais.
- Descentralizado: Cada unidade opera com base nas informações do seu controlador local apenas.

Obviamente, os esquemas centralizados podem ser economicamente inviáveis para sistemas muito grandes, enquanto os esquemas descentralizados não utilizam informações da rede como um todo.

Um modelo intermediário interessante entre os esquemas de controle completamente centralizado e completamente descentralizado é o controle hierárquico, que se estrutura em três níveis: primário, secundário e terciário. Esses níveis se distinguem principalmente pela velocidade de resposta e pela complexidade da infraestrutura requerida, que inclui tanto equipamentos elétricos quanto de comunicação.

O controle primário é projetado para estabilizar a tensão e a frequência. Após um evento de perturbação, a microrrede pode perder sua estabilidade de tensão e frequência devido ao descompasso entre a potência gerada e a consumida. Também deve oferecer capacidade de *plug and play* para REDs e compartilhar adequadamente a potência ativa e reativa entre eles (BIDRAN and DAVOUNDI, 2012) .

Este nível hierárquico, também chamado de controle local, emprega o regulador de tensão para ajustar a tensão dos compensadores síncronos. Contudo, em fontes que geram energia em corrente contínua, como a solar e a eólica, o controle é realizado por meio do inversor de frequência. O controle secundário, atuando como um controlador centralizado, restaura a tensão compensando os desvios causados pelo controle primário. Esta hierarquia de controle é projetada para ter uma resposta dinâmica mais lenta do que a do controle primário, o que justifica a dinâmica desacoplada das malhas de controle primário e secundário e facilita o seu projeto individual (BIDRAN and DAVOUNDI, 2012)

O controle terciário é o último (e mais lento) nível de controle, que considera as preocupações econômicas na operação otimizada da microrrede e gerencia o fluxo de energia entre a microrrede e a rede principal (BIDRAN and DAVOUNDI, 2012)

Para determinar a topologia de controle mais adequada para uma microrrede, é essencial avaliar diversos fatores, incluindo a necessidade de comunicação entre as unidades de geração, o tamanho da rede, a capacidade de geração e a disponibilidade de investimento, entre outros. Esse processo envolve a definição do esquema de controle considerando múltiplas variáveis que precisam ser analisadas (MORAIS, 2019).

### 2.3 Considerações Finais

A transição energética e as pressões ambientais incentivam a integração de redes com geração solar e eólica. As microrredes, que podem operar isoladas ou conectadas, integram diferentes fontes de geração, armazenamento e cargas. A integração eficiente de dispositivos e métodos de controle é essencial para ajustar a configuração da rede e gerenciar a energia recebida. Enfrentam-se desafios operacionais que exigem controladores robustos e adaptáveis. A arquitetura de controle pode ser centralizada, descentralizada ou hierárquica, esta última dividida em três níveis: primário, secundário e terciário, cada um com funções e velocidades de resposta distintas.

### 3 FLUXO DE POTÊNCIA

#### 3.1 Considerações Iniciais

Este capítulo tem como propósito fornecer uma revisão concisa da teoria relacionada ao fluxo de potência não linear. O problema de fluxo de potência em análise de redes de energia elétrica envolve determinar o estado da rede, a distribuição dos fluxos e outras grandezas relevantes. Para esse tipo de problema, a modelagem é estática, representando a rede por um conjunto de equações e inequações algébricas. Essa abordagem é adequada quando as variações temporais são suficientemente lentas, permitindo que os efeitos transitórios sejam desconsiderados (MONTICELLI, A. J., 1983). A resolução de um fluxo de potência implica solucionar um conjunto de equações algébricas não lineares. As ferramentas matemáticas para abordar essas equações são relativamente limitadas. Na maioria dos casos, a utilização de métodos diretos não é viável, exigindo-se, assim, o uso de métodos iterativos. Além disso, não se pode garantir que um sistema de equações não lineares tenha uma solução, ou, caso exista, que essa solução seja única ou que haja múltiplas soluções possíveis. No entanto, no contexto específico do fluxo de potência, essas dificuldades são significativamente reduzidas, pois as variáveis envolvidas apresentam intervalos de valores similares na maioria dos sistemas elétricos de potência. Para resolver o fluxo de potência, o método adotado deve atender a critérios fundamentais, como alta velocidade, confiabilidade — especialmente em situações de problemas mal condicionados — e a capacidade de manipular dispositivos de controle. O método de Newton-Raphson é amplamente utilizado como um método numérico para encontrar raízes reais de equações não lineares, conhecido por sua rápida convergência e elevada confiabilidade (PASSOS FILHO, J. A., 2000) (MONTICELLI, A. J., 1983).

#### 3.2 Formulação do Problema de Fluxo de Potência

O cálculo do fluxo de potência não linear começa com a obtenção da matriz de admitância nodal ( $Y_{bus}$ ), a qual contém todas as informações sobre as linhas do SEP. A  $Y_{bus}$  é quadrada com dimensão igual ao número de barras no sistema ( $nb$ ), simétrica e esparsa. Os elementos da  $Y_{bus}$  são determinados por meio de 3.1 e 3.2. (MONTICELLI, A. J., 1983).

- Para elementos na Diagonal Principal utiliza-se (3.1):

$$Y_{kk} = jb_k^{sh} + \sum_{m \in \Omega_k} (jb_{km}^{sh} + a_{km}^2 y_{km}) \quad (3.1)$$

- Para elementos fora da Diagonal Principal utiliza-se (3.2):



$$Y_{km} = -a_{km}e^{-j\phi_{km}}y_{km} \quad (3.2)$$

Sendo:

$\Omega_k$  - conjunto de barras vizinhas à barra  $k$  mais a própria barra  $k$

$a_{km}$  - relação de transformação do transformador entre as barras  $k$  e  $m$

$b_k^{sh}$  - susceptância *shunt* conectado à barra  $k$

$b_{km}^{sh}$  - susceptância equivalente da linha  $km$

$y_{km}$  - admitância entre as barras  $k$  e  $m$

$\phi_{km}$  - ângulo de defasagem do transformador defasador

Dado que para:

Linhas de transmissão:  $a_{km} = 1$  e  $\phi_{km} = 0$

Transformadores em fase:  $b_k^{sh} = 0$  e  $\phi_{km} = 0$

Transformadores defasadores puros:  $b_k^{sh} = 0$  e  $a_{km} = 1$

Uma vez obtida a matriz  $Y_{\text{bus}}$ , utilizamos suas componentes condutância (3.3) e susceptância (3.4):

Matriz Condutância:

$$G = \Re(Y_{\text{bus}}) \quad (3.3)$$

Matriz Susceptância:

$$B = \Im(Y_{\text{bus}}) \quad (3.4)$$

Sendo:

$$Y_{\text{bus}} = G + j \cdot B \quad (3.5)$$

Com as matrizes condutância e susceptância, calculamos as potências líquidas injetadas em uma barra  $k$  genérica com as equações de potência (3.6) e (3.7).

$$P_k = V_k \sum_{m \in K} V_m \cdot (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (3.6)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in K} V_m \cdot (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (3.7)$$

Com as potências líquidas, que correspondem à subtração da potência gerada pela demandada, e os fluxos de potência determinados pelas equações gerais (3.8) e (3.9), é possível mensurar o fechamento do balanço energético em um barramento. Quando todas as barras atingem o balanço energético, configura-se uma solução para o problema.

$$P_{km} = (a_{km}V_k)^2 g_{km} - (a_{km}V_k) V_m g_{km} \cos(\theta_{km} + \phi_{km}) - (a_{km}V_k) V_m b_{km} \sin(\theta_{km} + \phi_{km}) \quad (3.8)$$

$$Q_{km} = - (a_{km}V_k)^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + (a_{km}V_k) V_m b_{km} \cos(\theta_{km} + \phi_{km}) - (a_{km}V_k) V_m g_{km} \sin(\theta_{km} + \phi_{km}) \quad (3.9)$$

Sendo:

$P_{km}$  - Potência ativa que flui da barra  $k$  para barra  $m$

$Q_{km}$  - Potência reativa que flui da barra  $k$  para barra  $m$

$\theta_{km}$  - Diferença angular entre as barra  $k$  e  $m$ .

$\theta_{km} = \theta_k - \theta_m$

$g_{km}$  - Condutância entre as barra  $k$  e  $m$ .

$b_{km}$  - Susceptância entre as barra  $k$  e  $m$ .

### 3.3 Método de Newton-Rhaphson

Um método do cálculo numérico que nos permite calcular raízes reais de equações não lineares, como as equações de potência supracitadas, é o Método de Newton-Raphson. Na ilustração da Figura 2, basicamente, é dada uma função  $f(x)$  para a qual buscamos encontrar o ponto em que ela se anula, ou, simplesmente, o ponto em que ela cruza o eixo das abscissas.

O primeiro passo é tomar um valor inicial; na Figura 2, o ponto  $x_0$  é tomado como solução inicial. Caso  $|y_0|$  seja menor que uma tolerância  $\epsilon$ , então  $x_0$  é a solução que desejamos dentro dessa tolerância  $\pm\epsilon$ . Caso contrário, o algoritmo prossegue para mais uma iteração e devemos linearizar  $f(x)$  em torno de  $(x_0, y_0)$  por meio da série de Taylor, o que se resume a resolver o problema linearizado e encontrar o seguinte  $\Delta x$ :

Sendo  $\alpha$  o ângulo entre o cateto adjacente ao eixo das abscissas e a hipotenusa, temos que a tangente de  $\alpha$  é:

$$\tan \alpha = \frac{f(x_0)}{x_0 - x_1} \quad (3.10)$$

$$f'(x_0) = \frac{f(x_0)}{x_0 - x_1} \therefore x_1 = x_0 - \frac{f(x_0)}{f'(x_0)} \quad (3.11)$$

Logo:

$$\Delta x = - \frac{f(x_0)}{f'(x_0)} \quad (3.12)$$

Sendo:

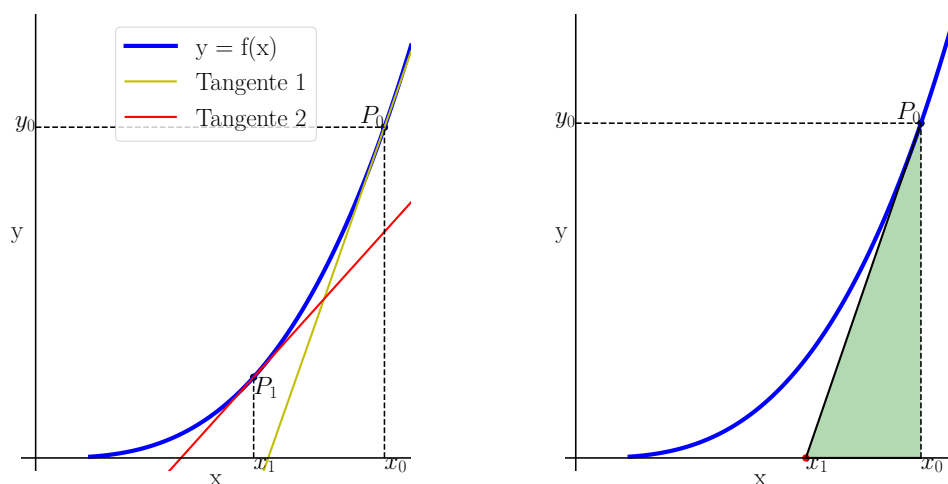
$$\frac{-1}{f'(x_0)} = J \quad (3.13)$$

Onde  $J$  é a matriz jacobiana. Tal matriz tem a mesma dimensão que o número de variáveis do problema, e cada elemento é correspondente à derivada da função não linear em relação a cada variável do problema.

$$J = \begin{bmatrix} \frac{df_0}{dx_0} & \frac{df_0}{dx_1} & \dots & \frac{df_0}{dx_n} \\ \frac{df_1}{dx_0} & \frac{df_1}{dx_1} & \dots & \frac{df_1}{dx_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{df_n}{dx_0} & \frac{df_n}{dx_1} & \dots & \frac{df_n}{dx_n} \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

Com  $\Delta x$  atualizamos o  $x$  e avançamos a próxima iteração retornando a etapa de determinar o respectivo  $f(x)$  e verificar a convergência. Assim o laço se completa até que haja a convergência ou um número limite de iterações seja alcançado.

Figura 2: Ilustração do Método de Newton-Raphson



Fonte: Elaborado pelo Autor.

### 3.4 Método de Newton-Raphson para resolução das Equações do Fluxo de Potência

No problema de fluxo de carga, a aplicação do método de Newton-Raphson consiste em resolver as equações 3.6 e 3.7 de modo a obter os valores do ângulo e da magnitude da tensão para cada barramento.

Os barramentos são classificados de acordo com as variáveis de interesse pré-estabelecidas:

- Barra de carga ou  $PQ$ :  $P_k$  e  $Q_k$
- Barra com tensão controlada ou  $PV$ :  $P_k$  e  $V_k$
- Barra *Slack* ou  $V\theta$ :  $V_k$  e  $\theta_k$

Desse modo, as variáveis de interesse que não são pré-estabelecidas para cada barra são aquelas que desejamos calcular no problema de fluxo de carga.

As potências líquidas especificadas são dadas por:

$$P_k^{esp} = P_{g_k} - P_{l_k} \quad (3.15)$$

$$Q_k^{esp} = Q_{g_k} - Q_{l_k} \quad (3.16)$$

Sendo:

$g_k$ : Gerado na barra  $k$

$l_k$ : Demandado na barra  $k$

As potências líquidas calculadas são dadas por:

$$P_k^{cal} = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (3.17)$$

$$Q_k^{cal} = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (3.18)$$

Com essas potências, calculamos os vetores de resíduos de potência, do inglês *mismatches*, de potência ativa ( $\Delta \underline{P}$ ) e de potência reativa ( $\Delta \underline{Q}$ ):

$$\Delta \underline{P} = P_k^{esp} - P_k^{cal} \quad (3.19)$$

$$\Delta \underline{Q} = Q_k^{esp} - Q_k^{cal} \quad (3.20)$$

Assim como exemplificamos em 3.3, verificamos os resíduos a uma tolerância para dar prosseguimento, ou não, ao algoritmo de Newton-Raphson. No fluxo de potência, verificamos o maior resíduo de potência ativa e reativa para checar a tolerância.

No caso do fluxo de potência, os resíduos serão dados pela resolução do sistema 5.9 a seguir:

$$\begin{bmatrix} \Delta \underline{P} \\ \Delta \underline{Q} \end{bmatrix} = [J] \begin{bmatrix} \Delta \underline{\theta} \\ \Delta \underline{V} \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

Onde:

$$J = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

Interessante notar que o número de barras modeladas como  $PQ \times 2$  somado ao número de barras  $PV$  é a dimensão da matriz quadrada jacobiana.

Os elementos das submatrizes da jacobiana podem ser determinados pelas equações 3.23 a 3.30 abaixo:

$$H_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} = V_k V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - b_{km} \cos \theta_{km}) \quad (3.23)$$

$$H_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = -V_k^2 b_{kk} - V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - b_{km} \cos \theta_{km}) \quad (3.24)$$

$$N_{km} = \frac{P_k}{\partial V_m} = V_k (G_{km} \cos \theta_{km} + b_{km} \sin \theta_{km}) \quad (3.25)$$

$$N_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial V_k} = V_k G_{kk} + \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + b_{km} \sin \theta_{km}) \quad (3.26)$$

$$M_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} = -V_k V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + b_{km} \sin \theta_{km}) \quad (3.27)$$

$$M_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} = -V_k^2 G_{kk} + V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + b_{km} \sin \theta_{km}) \quad (3.28)$$

$$L_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial V_m} = V_k (G_{km} \sin \theta_{km} - b_{km} \cos \theta_{km}) \quad (3.29)$$

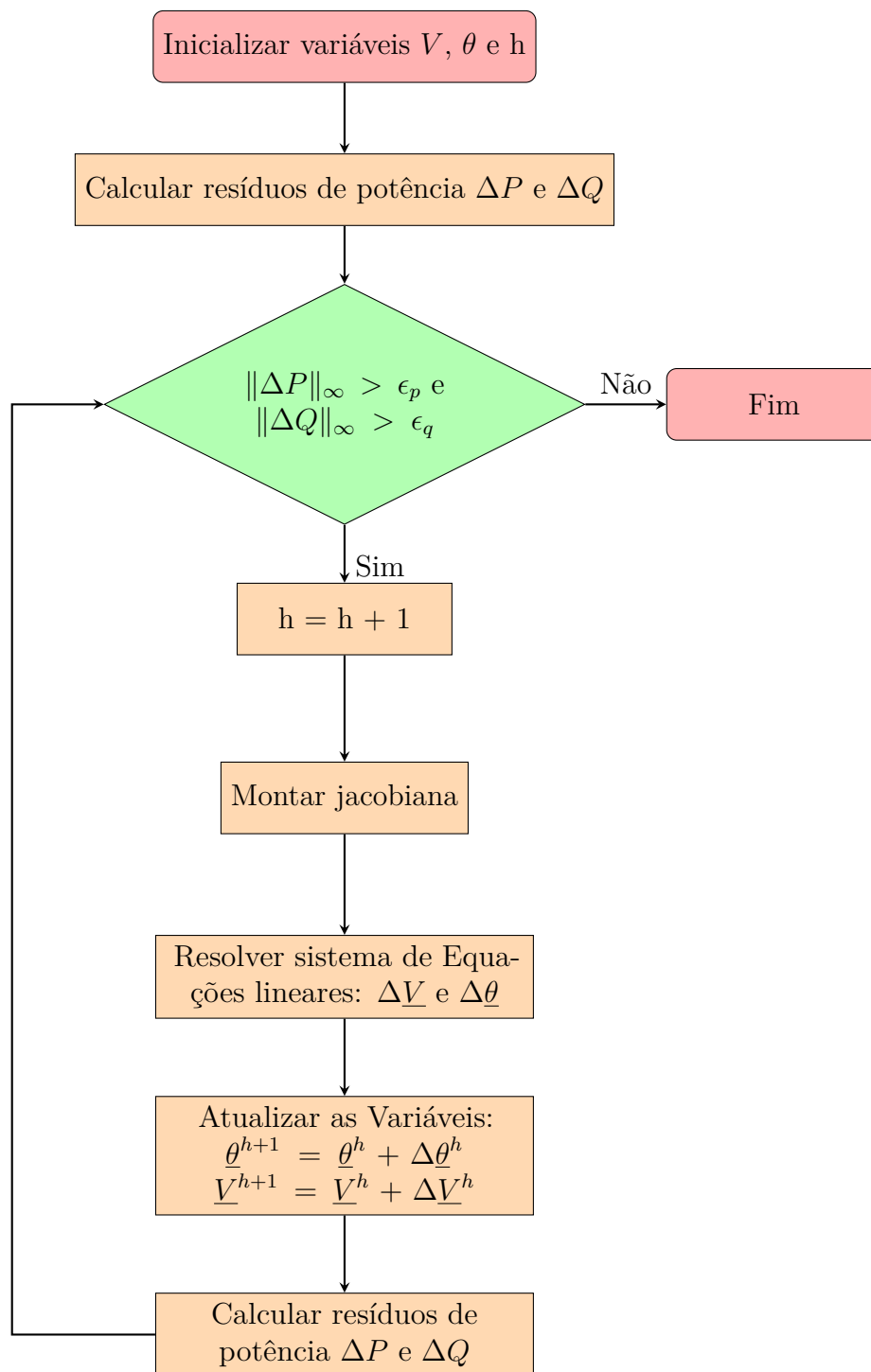
$$L_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial V_k} = -V_k b_{kk} + \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - b_{km} \cos \theta_{km}) \quad (3.30)$$

Com as equações anteriores, obtemos os elementos das submatrizes da jacobiana, e com as submatrizes, obtemos a jacobiana propriamente dita. Com ela em mãos, basta invertê-la e multiplicá-la pelos resíduos de potências para obtermos os resíduos das variáveis de estado e poderemos atualizar nossas variáveis conforme 3.31.

$$\begin{aligned} \underline{\theta}^{h+1} &= \underline{\theta}^h + \Delta \underline{\theta}^h \\ \underline{V}^{h+1} &= \underline{V}^h + \Delta \underline{V}^h \end{aligned} \quad (3.31)$$

Abaixo temos o algoritmo de resolução do fluxo de potência pelo método de Newton-Raphson, ilustrado pelo fluxograma da Figura 3.

Figura 3: Fluxograma do cálculo de resíduos de potência.



Fonte: Elaborado pelo autor.

## 4 CONTROLE COORDENADO DE TENSÃO E CONTROLE DROOP EM MICRORREDES

Nesse capítulo, serão revisados os conceitos de controle de tensão em barra remota e controle secundário de tensão. Além disso, uma breve explicação será feita quanto ao método de Newton Completo

### 4.1 Método de Solução Newton Completo

Para que o ponto operativo de um SEP oriundo da solução do fluxo de potência condiga com a realidade, devemos encontrar formas de modelar todos os dispositivos de controle e limites operacionais que o permeiam. Uma das formas de lidar com essas questões é o Método de solução Newton Completo, que incorpora ao problema convencional, discutido no Capítulo 3, relações diretamente na jacobiana.

A vantagem dessa metodologia é a simplicidade de incorporação do controle, uma vez que a jacobiana original não é modificada, apenas expandida com a adição das novas equações de controle. Na equação (4.1) abaixo, temos uma representação genérica do novo sistema a ser resolvido:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ \Delta y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} & \frac{\partial P}{\partial x} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} & \frac{\partial Q}{\partial x} \\ \frac{\partial y}{\partial \theta} & \frac{\partial y}{\partial V} & \frac{\partial y}{\partial x} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \\ \Delta x \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

Ao inserir equações de controle ao sistema linear, adiciona-se um vetor de resíduo associado a essas equações. O vetor de resíduos  $\Delta y$  das equações adicionais passa a integrar o critério de convergência no método Newton Completo Assim, a norma infinita dos vetores de resíduos deve ser verificada em relação às suas respectivas tolerâncias (4.2). O  $\Delta x$  refere-se às novas variáveis de estado do problema, que também serão determinadas pelo método Newton Completo

$$\begin{aligned} \|\Delta P\|_{\infty} &\leq \epsilon_p \\ \|\Delta Q\|_{\infty} &\leq \epsilon_q \\ \|\Delta y\|_{\infty} &\leq \epsilon_y \end{aligned} \quad (4.2)$$

### 4.2 Controle Remoto de Tensão

Problemas relacionados à estabilidade de tensão e segurança do sistema estão cada vez mais em voga, dada a crescente demanda dos SEP. Por conta disso, é essencial automatizar completamente a malha de controle que regula o módulo de tensão e a injeção

de potência reativa. Uma das ferramentas para tal é o controle remoto de tensão por meio da geração de potência reativa (PASSOS FILHO, J. A., 2000)

#### 4.2.1 Modelagem do problema:

Nessa modelagem, uma barra de carga passa a ter sua tensão controlada, tornando-se uma barra  $PQV$ . A barra de geração associada ao controle tem sua tensão variável, pois a potência reativa será a ferramenta que utilizaremos para controlar a tensão na barra de carga. Como há o acoplamento  $QV$ , a tensão nessa barra de geração também passa a variar, tornando-a uma barra  $P$ .

Sua incorporação ao método de Newton Completo é dado pela Equação de controle da tensão da barra de carga  $PQV$  (4.3), definida como  $m$  :

$$V_m - V_m^{esp} = 0 \quad (4.3)$$

Como a potência reativa da barra de geração, agora barra  $P$ , variará para controlar a tensão na barra remota, ela passa a ser a variável de estado do problema, de modo que:

$$\Delta x = \Delta Q_{g_k} \quad (4.4)$$

Durante a solução do método Newton Completo, a potência reativa gerada pela barra de geração  $k$  será atualizada a cada iteração conforme a Equação (4.5):

$$Q_{g_k}^{h+1} = Q_{g_k}^h + \Delta Q_{g_k}^h \quad (4.5)$$

Quanto ao vetor de resíduos da Equação de controle (4.3), este deverá ser determinado para que seja analisada a convergência durante as iterações. O vetor de resíduos das equações de controle é calculado por:

$$\Delta y_m = V_m^{esp} - V_m \quad (4.6)$$

### 4.3 Controle Secundário de Tensão

De forma semelhante ao controle em barra remota, o controle secundário de tensão (CST) realiza o ajuste coordenado da tensão em barras específicas do sistema, conhecidas como "barras piloto". Essas barras, classificadas como  $PQV$ , estão ligadas a áreas específicas do sistema elétrico, e suas tensões representam de forma adequada o comportamento de tensão da região correspondente. Esse controle pode ser implementado por meio de ajustes individuais nos reguladores de tensão de geradores, compensadores estáticos, compensadores síncronos, ou pela modificação dos taps de transformadores, entre outros dispositivos (PASSOS FILHO, J. A., 2000).



### 4.3.1 Modelagem do problema:

Há duas formas de implementar o compartilhamento de potência reativa entre as máquinas. Uma leva em conta o fator de participação entre as máquinas; nessa modelagem, o tratamento de limites se torna mais complexo de implementar (MORAIS, 2019). A outra é lidar com um fator de participação da potência reativa total direcionada ao controle da barra piloto  $m$  das máquinas geradoras que fazem parte desse esquema. Neste trabalho, a segunda alternativa foi escolhida pela sua praticidade de implementação.

A formulação desse controle necessita de uma variável de estado nova,  $Q_G$ , que represente todo o montante de potência reativa gerada pelas máquinas que fazem parte do controle. Desse modo, a potência reativa das máquinas é determinada pelo produto de seu fator de participação e o total gerado, conforme vemos nas Equações (4.7) a seguir:

$$\begin{aligned}
 Q_{g1} &= Q_G \cdot \alpha_1 \\
 Q_{g2} &= Q_G \cdot \alpha_2 \\
 Q_{g3} &= Q_G \cdot \alpha_3 \\
 &\vdots \\
 Q_{(ng)} &= Q_G \cdot \alpha_{(ng)}
 \end{aligned} \tag{4.7}$$

Onde:

$ng$ : nº de geradores que fazem parte do esquema de controle do CST.

$\alpha(i)$ : Fator de participação do gerador  $i$ .

O controle da barra piloto é incorporado ao problema do mesmo modo que na seção anterior, através de (4.3).

Quanto às potências reativas geradas, diferente do controle remoto de tensão, onde para cada gerador participando do controle teremos uma variável de estado  $Q_{gk}$  adicional, no CST teremos apenas  $Q_G$ . Na seção de metodologia proposta, discorreremos com mais detalhes as nuances da implementação desse modelo através de um exemplo em um sistema de 5 barras.

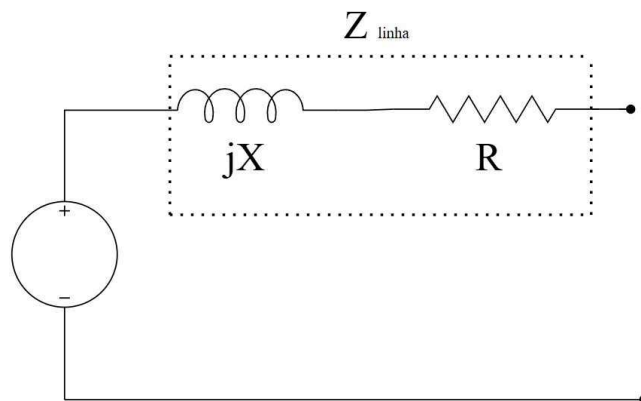
## 4.4 Controladores em *droop* de Inversores

Como mencionado anteriormente, controladores em *droop* são uma abordagem para o controle de tensão e frequência fundamentada na teoria de controle de geradores síncronos, onde  $Q$  controla a tensão e  $P$  controla a frequência.

Existem várias formas de modelagem dos inversores *droop*, e suas distinções se dão pela impedância de saída da GD, ou seja, a impedância da rede a ela conectada.

Considerando a Figura 4 com a modelagem de um inversor, a impedância da linha pode ser representada por  $R + jX$ . Cada uma dessas variáveis influencia no equacionamento do *droop*. Em (MORAIS, 2019) é apresentada as alterações oriundas de cada tipo de rede a considerar.

Figura 4: Modelo simplificado de uma unidade de geração distribuída



Fonte: (ROCABERT et al., 2012) adaptado pelo autor

Quando a rede é indutiva, as parcelas da impedância de linha apresentam uma reatância muito maior que a resistência,  $X \gg R$ , característica típica de redes de alta e média tensão. Como nas microrredes, os inversores das GDs, em grande parte, apresentam um filtro de saída na interface inversora (MORAIS, 2019), adota-se a seguinte formulação para o *droop*, e nas Figuras 5 e 6 estão ilustrados o comportamento desses parâmetros.

$$f = f_0 - m_f(P_g - P_0) \quad (4.8)$$

$$V = V_0 - n_q(Q_g - Q_0) \quad (4.9)$$

Sendo:

$f$ : Frequência do Sistema

$f_0$ : Frequência de Referência do Conversor

$V$ : Tensão no Barramento do Conversor

$V_0$ : Tensão de Referência do Conversor

$m_p$ : Coeficiente de Queda de Potência Ativa

$n_q$ : Coeficiente de Queda de Potência Reativa

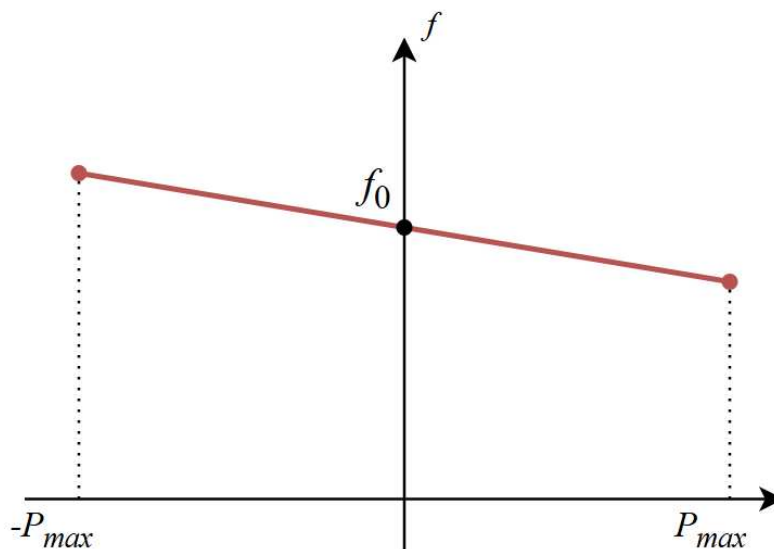
$P_0$ : Potência Ativa inicial (Normalmente considerada nula)

$Q_0$ : Potência Reativa inicial (Normalmente considerada nula)

$P_g$ : Potência Ativa Gerada

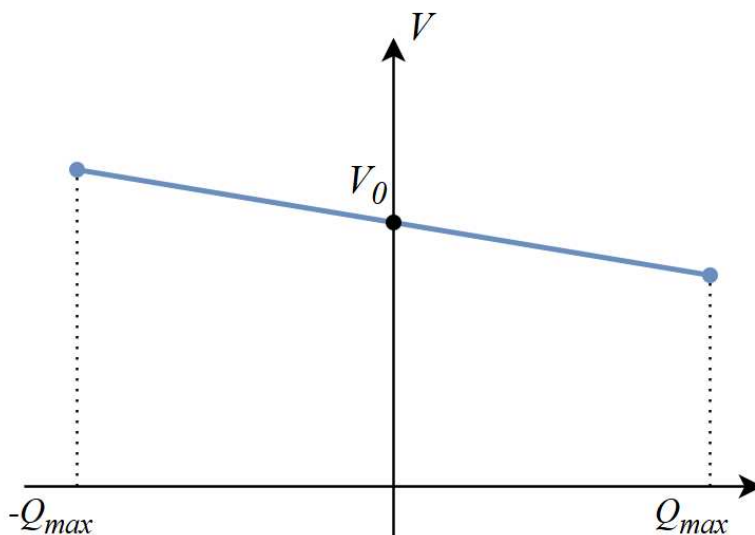
$Q_g$ : Potência Reativa Gerada

Figura 5: Variação de frequência em relação à Potência Ativa



Fonte: Adaptado de (ROCABERT et al., 2012) pelo Autor.

Figura 6: Variação de Tensão em relação à Potência Reativa



Fonte: Adaptado de (ROCABERT et al., 2012) pelo Autor.

Sabendo-se que a rede principal é uma rede elétrica de grande porte, tal qual o Sistema Interligado Nacional, nas simulações, será considerado apenas o cenário em que a microrrede está conectada à rede principal. Portanto, esta realizará o controle de frequência para a microrrede. Desse modo, a Equação 4.8 não será incluída nas simulações e análises deste trabalho.

As modificações no problema de fluxo de potência pelo método de Newton-Raphson, devido à incorporação das equações do Controle Secundário de Tensão e dos Inversores no Fluxo de Potência Modificado, assim como o tratamento de limites, serão apresentados com mais detalhamento no capítulo a seguir, em conjunto com exemplos, por serem de mais fácil explanação desse modo.

#### 4.5 Considerações Finais

No capítulo, são revisados os conceitos de controle de tensão em barra remota e controle secundário de tensão, que buscam controlar um barramento por meio da injeção de potência reativa por geradores que fazem parte desses esquemas. Além disso, apresenta-se o método de Newton Completo, que incorpora à formulação tradicional equações de controle internamente à jacobiana, assim como os controladores em *droop* e suas formas de modelagem, considerando sua impedância de saída.

## 5 METODOLOGIA PROPOSTA

### 5.1 Considerações Iniciais

Neste capítulo, apresenta-se a formulação matemática e as considerações sobre as implementações computacionais dos algoritmos para seis formas de modelagem de operação das redes elétricas distribuídas (REDs) dentro do método de Newton-Raphson. Conforme mencionado anteriormente, adota-se uma abordagem em regime permanente de uma microrrede operando conectada à rede. Além disso, abordam-se as formas de lidar com os limites operacionais de geração de potência reativa dos inversores.

Os modos operativos discutidos a seguir são:

- **Modo PV:** No modo operativo PV, o conversor é modelado como uma barra de geração, de forma similar ao problema tradicional pelo método de Newton-Raphson.
- **Modo PV + CST:** No modo operativo PV somado ao esquema de Controle Secundário de Tensão, há a adição das equações do CST ao problema tradicional.
- **Modo PQ:** O modo de operação PQ e sua formulação permitem a adequação da potência ativa e reativa dos conversores por meio da relação com o Fator de Potência ( $fp$ ).
- **Modo VSI:** No modo operativo VSI, o conversor emula o comportamento das máquinas síncronas e o acoplamento  $P \leftrightarrow f$  e  $Q \leftrightarrow V$ .
- **Modo VSI + CST:** O modo operativo VSI somado ao CST inclui uma formulação que determina a tensão de referência dos conversores.
- **Modo Volt-var:** O modo operativo Volt-var apresenta um modelo onde o conversor é capaz de controlar a potência reativa injetada ou absorvida.

## 5.2 Modo Operativo PV

Esse modo operativo é o mais simples, pois consiste basicamente na formulação tradicional do método de Newton-Raphson. No entanto, cabe aqui fazer considerações quanto ao tratamento dos limites de geração de potência reativa, que, por sua vez, é incorporado ao problema através do *switching* e *backoff*.

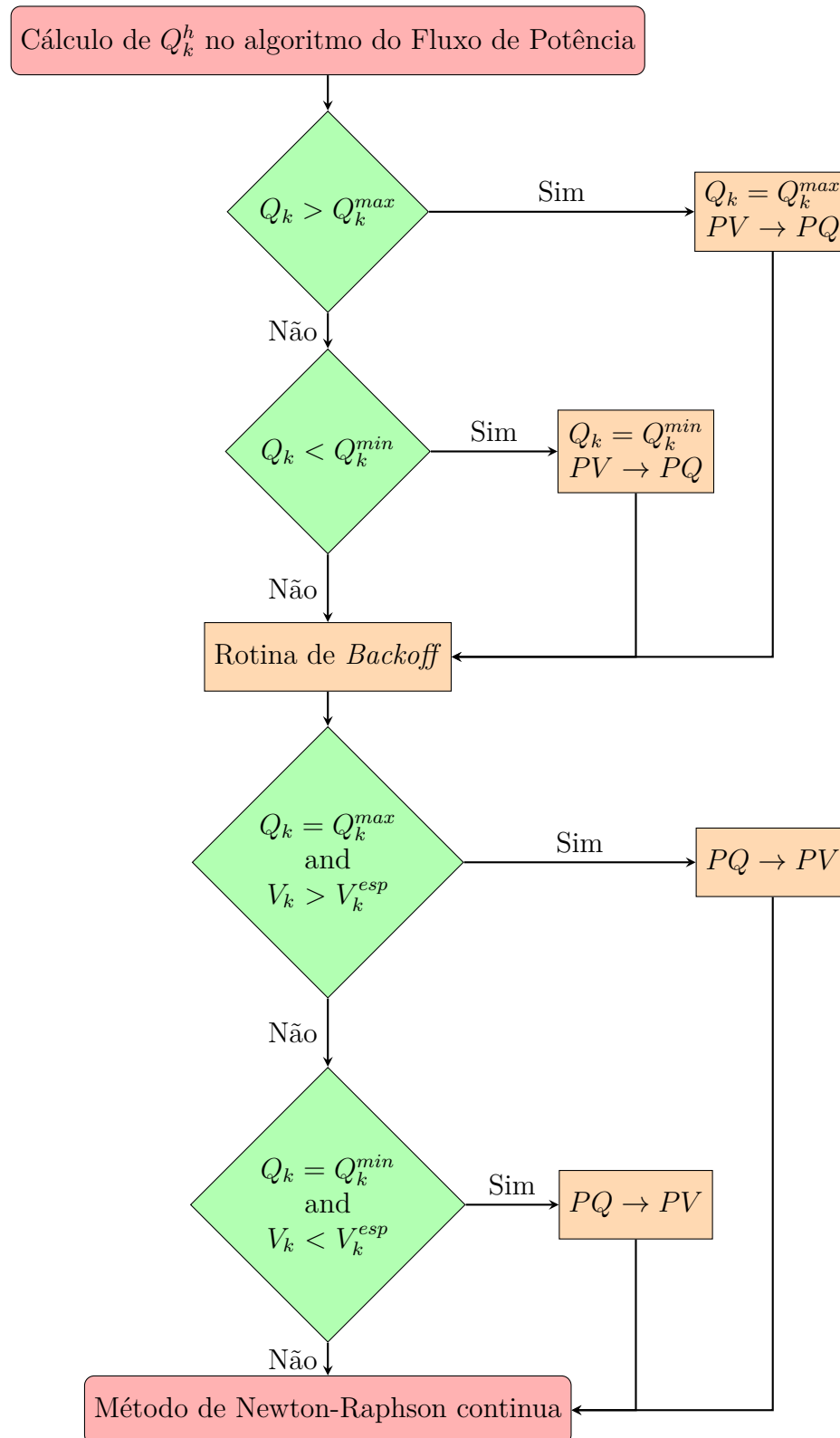
### 5.2.1 Tratamento de Limites de Geração de Potência Reativa

Os limites operacionais das máquinas são valores pré-estabelecidos e delimitam as grandezas calculadas dos geradores dentro do processo iterativo. Baseado no acoplamento entre as variáveis de potência reativa e a magnitude da tensão, é possível controlar a tensão na barra do gerador. Quando essa barra atinge seus limites máximos ou mínimos de  $Q$  em uma dada iteração  $h$ , é necessário implementar o processo de reespecificação da barra, conhecido em inglês como *switching*.

O processo de reespecificação consiste em converter a barra  $PV$  em uma barra  $PQ$ , uma vez que o controle de tensão foi perdido na iteração  $h$ . Na iteração  $h + 1$ , verifica-se a possibilidade de a barra retornar à sua especificação original, caso determinadas condições sejam atendidas. A rotina de verificação da possibilidade de retorno à denominação original é tratada como *backoff*.

Na Figura 7, apresenta-se um fluxograma que ilustra as condições dessa rotina dentro do método de Newton-Raphson.

Figura 7: Fluxograma da rotina de tratamento de limites de geração de reativos do modo operativo PV



Fonte: Elaborado pelo autor

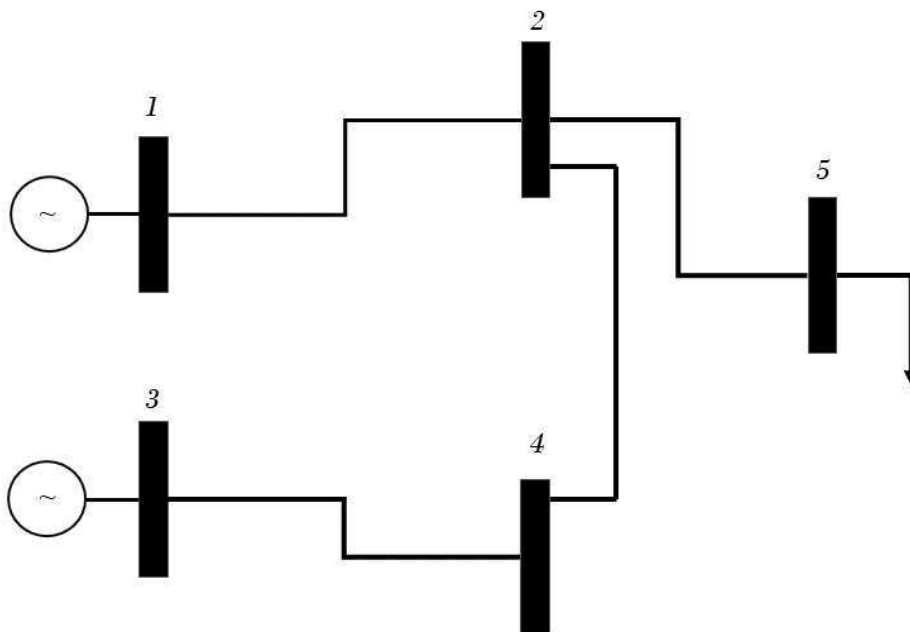
### 5.3 Modo Operativo PV com Adição do Controle Secundário de Tensão

Conforme mencionado anteriormente, o CST contempla um esquema de controle coordenado da tensão em determinadas barras de carga, denominadas barras piloto, ou barras PQV, uma vez que passaram a ter a tensão controlada.

Nesta formulação do problema, associaremos ao método de Newton a Equação (4.3), que pode ser estendida genericamente para  $n$  barras piloto. Quanto à variável de estado da formulação matemática, adotaremos a potência reativa total das máquinas que fazem parte do CST, conforme a Equação (5.2).

Para ilustrar a implementação, desenvolveremos um exemplo a seguir em um sistema elétrico de 5 barras genérico, conforme a Figura 8.

Figura 8: Sistema elétrico de 5 barras



Fonte: Adaptado de (PASSOS FILHO, J. A.) pelo Autor

Tabela 1 – Tipos de Barras

Nº da Barra	Tipo
1	Barra de Geração ( <i>Slack</i> )
2	Barra de Carga
3	Barra de Geração
4	Barra de Carga ("Piloto")
5	Barra de Carga

Vale ressaltar que na formulação do CST há uma reclassificação das barras:



Tabela 2 – Reclassificação dos Tipos de Barras no CST

Nº da Barra	Tipo
1	$V\theta \rightarrow \theta$
2	$PQ$
3	$PV \rightarrow P$
4	$PQ \rightarrow PQV$
5	$PQ$

Conforme discutido na Seção 4.1, a incorporação dos esquemas de controle deste trabalho será feita internamente na Jacobiana. Para isso adicionando as equações de controle, de modo que o problema consista em solucionar o Sistema 5.1:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ \Delta Y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} & \frac{\partial P}{\partial x} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} & \frac{\partial Q}{\partial x} \\ \frac{\partial Y}{\partial \theta} & \frac{\partial Y}{\partial V} & \frac{\partial Y}{\partial x} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \\ \Delta X \end{bmatrix} \quad (5.1)$$

A incorporação do compartilhamento entre os dois geradores se dará por:

$$\begin{aligned} Q_{g1} &= Q_G \cdot \alpha_1 \\ Q_{g3} &= Q_G \cdot \alpha_3 \end{aligned} \quad (5.2)$$

Sendo  $Q_G$  o gerador fictício referencial para os demais geradores 1 e 3 participantes do CST, a distribuição da potência reativa tem como finalidade controlar a tensão na barra piloto 4. Portanto:

$$V_4 = V_4^{esp} \quad (5.3)$$

O vetor  $\Delta y$  de resíduo da Equação de controle (5.3) é:

$$\Delta y = V_4^{esp} - V_4 \quad (5.4)$$

A nova variável de estado inserida no problema será o incremento da potência reativa do gerador fictício, responsável por distribuir o compartilhamento de potência reativa dos geradores:

$$\Delta x = \Delta Q_G \quad (5.5)$$

Deste modo, o método de Newton-Raphson determinará não somente os vetores  $\Delta V$  e  $\Delta \theta$ , mas também  $\Delta Q_G$ , proporcionando a atualização dos valores de potência reativa do gerador fictício:

$$Q_G^{h+1} = Q_G^h + \Delta Q_G^h \quad (5.6)$$

Por fim, também será necessário verificar o resíduo da equação de controle quanto à convergência, dada sua tolerância, juntamente com os resíduos oriundos das equações de potência.

#### 5.4 Modo Operativo PQ

Com aplicabilidade em sistemas de geração renovável, onde a demanda é conhecida a priori, o modo operativo  $PQ$  tem como peculiaridade ser uma forma de implementação na qual a potência reativa das barras geradoras também é especificada (DOS REIS, 2023).

A implementação é realizada ao modificar uma barra de geração, tradicionalmente  $PV$ , em uma barra de carga  $PQ$  com carga negativa, representando, assim, uma injeção de potência. Dada uma potência ativa injetada em uma barra  $k$  (5.7), tem-se a potência reativa determinada em função do fator de potência, conforme mostrado em (5.8), como forma de mensurar a proporção de potência ativa e reativa:

$$P_{g_k} = P_k^{esp} \quad (5.7)$$

$$Q_{g_k} = P_k^{esp} \cdot \tan(\arccos fp) \quad (5.8)$$

Como a potência reativa passa a ser uma variável determinada no problema, seu tratamento deve garantir que o fator de potência ( $fp$ ) não resulte em uma geração de potência reativa que extrapole os limites operacionais da máquina.

Além dessas peculiaridades do modelo, o modo operativo  $PQ$  se comporta de maneira semelhante ao  $PV$ , utilizando o mesmo Sistema de Equações (5.9) a ser resolvido, assim como as atualizações das variáveis de estado, sendo feitas da mesma forma que no problema tradicional.

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (5.9)$$

#### 5.5 Modo Operativo VSI

Conforme brevemente discutido na Seção 4.1, para representar os conversores de eletrônica de potência dentro do método de Newton-Raphson, é necessário incluir a equação do *droop* (4.9) por meio da abordagem Newton Completo.

Para ilustrar a abordagem Newton Completo no modo VSI, considera-se as submatrizes acrescentadas às submatrizes tradicionais da Jacobiana no Sistema de Equações (5.10):

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ \Delta y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} & \frac{\partial P}{\partial x} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} & \frac{\partial Q}{\partial x} \\ \frac{\partial y}{\partial \theta} & \frac{\partial y}{\partial V} & \frac{\partial y}{\partial x} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \\ \Delta x \end{bmatrix} \quad (5.10)$$

As Equações adicionais serão as provenientes de (4.9). Considerando  $Q_0$  como nulo, a equação 5.11 se resume a:

$$V = V_0 - n_q Q_g \quad (5.11)$$

Entretanto, necessita-se do coeficiente de queda ( $n_q$ ). Para obter  $n_q$ , pode-se utilizar os limites operacionais do gerador e os limites de tensão a ele impostos. Por exemplo, ao isolar  $n_q$  na Equação 5.11, tem-se:

$$n_q = \frac{V_0 - V}{Q_g} \quad (5.12)$$

Levando em conta o acoplamento QV, pode-se determinar o coeficiente dado uma tensão de referência. Com os limites operacionais inferiores de uma unidade de geração, pode-se determinar o coeficiente, por exemplo:

$$n_q = \frac{V_0 - V^{max}}{Q_g^{min}} \quad (5.13)$$

Para os limites superiores, a abordagem é análoga, e o mesmo resultado será constatado.

Com  $n_q$  determinado dado um  $V_0$  estipulado, podemos determinar os resíduos das equações de controle que são inseridas ao problema para um sistema com  $ng$  gerados com conversores. Sendo as Equações de Controle 5.14:

$$\begin{aligned} V_{0_1} &= V_{g_1} + n_{q_1} Q_{g_1} \\ V_{0_1} &= V_{g_2} + n_{q_2} Q_{g_2} \\ &\vdots \\ V_{0_{(n_q-1)}} &= V_{g_{(n_q-1)}} + n_{q_{(n_q-1)}} Q_{g_{(n_q-1)}} \\ V_{0_{n_q}} &= V_{g_{n_q}} + n_{q_{n_q}} Q_{g_{n_q}} \end{aligned} \quad (5.14)$$

O sistema de Equações a ser inserido, conforme a equação 5.15, é dado por:

$$\begin{aligned}
V_{0_1} - V_1 - n_{q_1} Q_{g_1} &= 0 \\
V_{0_2} - V_2 - n_{q_2} Q_{g_2} &= 0 \\
&\vdots \\
V_{0_{(n_q-1)}} - V_{(n_q-1)} - n_{q_{(n_q-1)}} Q_{g_{(n_q-1)}} &= 0 \\
V_{0_{n_q}} - V_{n_q} - n_{q_{n_q}} Q_{g_{n_q}} &= 0
\end{aligned} \tag{5.15}$$

Os resíduos das equações de controle serão dados pela Equação 5.16:

$$\begin{aligned}
\Delta Y_1 &= -V_{0_1} + V_1 + n_{q_1} Q_{g_1} \\
\Delta Y_2 &= -V_{0_2} + V_2 + n_{q_2} Q_{g_2} \\
&\vdots \\
\Delta Y_{(n_q-1)} &= -V_{0_{(n_q-1)}} + V_{(n_q-1)} + n_{q_{(n_q-1)}} Q_{g_{(n_q-1)}} \\
\Delta Y_{n_q} &= -V_{0_{n_q}} + V_{n_q} + n_{q_{n_q}} Q_{g_{n_q}}
\end{aligned} \tag{5.16}$$

As variáveis de estado correspondem às potências reativas:

$$\begin{aligned}
\Delta x_1 &= \Delta Q_{g_1} \\
\Delta x_2 &= \Delta Q_{g_2} \\
&\vdots \\
\Delta x_{(n_g-1)} &= \Delta Q_{g_{(n_g-1)}} \\
\Delta x_{(n_g)} &= \Delta Q_{g_{(n_g)}}
\end{aligned} \tag{5.17}$$

Dessa forma, a atualização das variáveis, feita a cada iteração, é determinada por:

$$\begin{aligned}
Q_{g_1}^{h+1} &= Q_{g_1}^h + \Delta Q_{g_1}^h \\
Q_{g_2}^{h+1} &= Q_{g_2}^h + \Delta Q_{g_2}^h \\
&\vdots \\
Q_{g_{(n_g-1)}}^{h+1} &= Q_{g_{(n_g-1)}}^h + \Delta Q_{g_{(n_g-1)}}^h \\
Q_{g_{(n_g)}}^{h+1} &= Q_{g_{(n_g)}}^h + \Delta Q_{g_{(n_g)}}^h
\end{aligned} \tag{5.18}$$

E assim o processo se repete até que todos os vetores de resíduos das equações de controle do problema tradicional atinjam suas respectivas tolerâncias.

## 5.6 Modo Operativo VSI com Adição do Controle Secundário de Tensão

A implementação do compartilhamento de potência reativa com auxílio de um gerador fictício utilizada para o modo operativo PV, segue idêntica para o modo VSI. A

Equação 5.14 passa a se tornar:

$$\begin{aligned}
V_{0_1} &= V_{g_1} + n_{q_1} \alpha_{g_1} Q_G \\
V_{0_1} &= V_{g_2} + n_{q_2} \alpha_{g_2} Q_G \\
&\vdots \\
V_{0_{(n_q-1)}} &= V_{g_{(n_q-1)}} + n_{q_{(n_q-1)}} \alpha_{g_{(n_q-1)}} Q_G \\
V_{0_{n_q}} &= V_{g_{n_q}} + n_{q_{n_q}} \alpha_{n_q} Q_G
\end{aligned} \tag{5.19}$$

A tensão na barra piloto ainda é mantida dentro de seu valor controlado pela equação  $V_m = V_m^{esp}$ .

Dessa forma as equações de controle passam a ser:

$$\begin{aligned}
\Delta y_1 &= V_m^{esp} - V_m \\
\Delta y_2 &= V_{g_1} - V_{0_1} + n_{q_1} \alpha_{g_1} Q_G \\
\Delta y_3 &= V_{g_2} - V_{0_2} + n_{q_2} \alpha_{g_2} Q_G \\
&\vdots \\
\Delta y_{(n_q-1)} &= V_{g_{(n_q-1)}} - V_{0_{(n_q-1)}} + n_{q_{(n_q-1)}} \alpha_{g_{(n_q-1)}} Q_G \\
\Delta y_{n_q} &= V_{g_{n_q}} - V_{0_{n_q}} + n_{q_{n_q}} \alpha_{g_{n_q}} Q_G
\end{aligned} \tag{5.20}$$

As variáveis de estado nessa formulação, além da potência reativa do gerador fictício, são as tensões referências dos conversores:

$$\begin{aligned}
V_{0_1}^{h+1} &= V_{0_1}^h + \Delta V_{0_1}^h \\
V_{0_2}^{h+1} &= V_{0_2}^h + \Delta V_{0_2}^h \\
&\vdots \\
V_{0_{(n_g-1)}}^{h+1} &= V_{0_{(n_g-1)}}^h + \Delta V_{0_{(n_g-1)}}^h \\
V_{0_{(n_g)}}^{h+1} &= V_{0_{(n_g)}}^h + \Delta V_{0_{(n_g)}}^h
\end{aligned} \tag{5.21}$$

$$Q_G^{h+1} = Q_G^h + \Delta Q_G^h \tag{5.22}$$

Com as variáveis de estado das equações de controle, somado as variáveis de módulo e ângulo da tensão. calcula-se a potência ativa e reativa, e, em seguida, determinam-se os incrementos de  $\Delta P$ ,  $\Delta Q$  e  $\Delta Y$ . Esses incrementos são, posteriormente, comparados à tolerância como critério de convergência.

## 5.7 Modo Operativo Volt-var

Por fim, no modo operativo Volt-var, a modelagem contempla o controle tanto da potência reativa injetada quanto da absorvida, sendo esta uma função da tensão terminal.

A peculiaridade desse modo é que a potência reativa varia conforme a tensão, operando em três faixas conforme a Figura 9: linear, constante e nula.

- **Faixa Linear:** Nesta faixa, a tensão está dentro dos limites normais, e a potência reativa é determinada pela relação entre a tensão no gerador e uma tensão de referência, que pode ser a tensão do PCC, considerando o coeficiente de queda reativa do inversor.
- **Faixa Constante:** Quando a tensão se aproxima de valores críticos, o inversor ajusta rapidamente sua capacidade máxima de absorção ou injeção de potência reativa. Se a tensão atinge o limite crítico mínimo, a potência reativa é fixada para a máxima injeção. Quando a tensão chega ao limite crítico máximo, a potência reativa é fixada na máxima capacidade de absorção. Esse comportamento persiste até que a tensão retorne aos níveis operacionais normais.
- **Faixa Nula:** A faixa nula ocorre quando, apesar dos esforços do inversor para manter a tensão, a potência reativa não é suficiente para evitar níveis extremos, resultando no desligamento da máquina da rede (DOS REIS, 2023).

Essas faixas podem ser traduzidas nas equações abaixo:

$$Q_{gk} = \begin{cases} 0, & \text{se } V_k < V_{min}^{crit} \\ Q_g^{max}, & \text{se } V_{min}^{crit} < V_k \leq V_{min} \\ \frac{V_0 - V_k}{n_{Qk}}, & \text{se } V_{min} < V_k \leq V_{max} \\ Q_g^{min}, & \text{se } V_{max} < V_k \leq V_{max}^{crit} \\ 0, & \text{se } V_k > V_{max}^{crit} \end{cases} \quad (5.23)$$

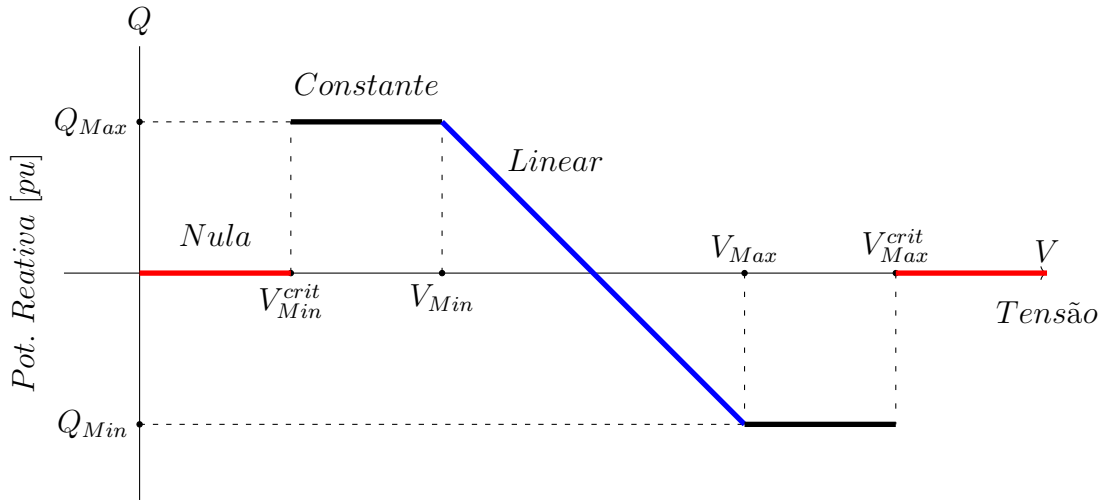
Além disso, a potência ativa é mantida constante em um valor definido. Vale reiterar que a manutenção da injeção de potência reativa é controlada a partir do valor de referência de tensão, que, em modo conectado, pode ser a própria tensão no PCC (NASCIMENTO, 2019).

Fonte: Adaptado de (NASCIMENTO, 2019) pelo autor.

A implementação desse modo operativo é mais complexa, pois a jacobiana expandida varia conforme as faixas de operação, uma vez que as equações de controle mudam de acordo com a tensão de referência. No Método de Newton, isso resulta em uma análise condicional das faixas operativas antes da construção da jacobiana, que é formulada com base na faixa correspondente.

A seguir, apresentaremos genericamente as equações de controle para cada faixa e, em seguida, descreveremos um exemplo ilustrativo utilizando o sistema de teste de 5 barras abordado neste trabalho.

Figura 9: Faixas operativas no modo Volt-var



### 5.7.1 Faixa de operação nula:

As Equações de Controle (5.24) são incluídas ao problema :

$$\begin{aligned}
 Q_{g_1} &= Q_{g_1}^{esp} \\
 Q_{g_2} &= Q_{g_2}^{esp} \\
 &\vdots \\
 Q_{g_{(ng-1)}} &= Q_{g_{(ng-1)}}^{esp} \\
 Q_{g_{(ng)}} &= Q_{g_{(ng)}}^{esp}
 \end{aligned} \tag{5.24}$$

Sendo o Sistema de Equações (5.25) a ser inserido ao problema tradicional:

$$\begin{aligned}
 Q_{g_1} - Q_{g_1}^{esp} &= 0 \\
 Q_{g_2} - Q_{g_2}^{esp} &= 0 \\
 &\vdots \\
 Q_{g_{(ng-1)}} - Q_{g_{(ng-1)}}^{esp} &= 0 \\
 Q_{g_{(ng)}} - Q_{g_{(ng)}}^{esp} &= 0
 \end{aligned} \tag{5.25}$$

Assim como o vetor de resíduos das Equações de Controle:

$$\begin{aligned}
 \Delta y_1 &= Q_{g_1}^{esp} - Q_{g_1} \\
 \Delta y_2 &= Q_{g_2}^{esp} - Q_{g_2} \\
 &\vdots \\
 \Delta y_{(ng-1)} &= Q_{g_{(ng-1)}}^{esp} - Q_{g_{(ng-1)}} \\
 \Delta y_{(ng)} &= Q_{g_{(ng)}}^{esp} - Q_{g_{(ng)}}
 \end{aligned} \tag{5.26}$$

Como se trata da faixa de operação Nula,  $Q_k^{esp} = 0$ , portanto:

$$\begin{aligned}
 \Delta y_1 &= -Q_{k_1} \\
 \Delta y_2 &= -Q_{k_2} \\
 &\vdots \\
 \Delta y_{(ng-1)} &= -Q_{k_{(ng-1)}} \\
 \Delta y_{(ng)} &= -Q_{k_{(ng)}}
 \end{aligned} \tag{5.27}$$

### 5.7.2 Faixa de operação Constante

Nessa faixa de operação  $Q_k^{esp} = Q_g^{Max}$  ou  $Q_k^{esp} = Q_g^{Min}$ , logo o sistema de equações a ser inserido ao problema tradicional:

$$\begin{aligned}
 Q_{g_1} - Q_{g_1}^{Max} &= 0 \\
 Q_{g_2} - Q_{g_2}^{Max} &= 0 \\
 &\vdots \\
 Q_{g_{(ng-1)}} - Q_{g_{(ng-1)}}^{Max} &= 0 \\
 Q_{g_{(ng)}} - Q_{g_{(ng)}}^{Max} &= 0
 \end{aligned} \tag{5.28}$$

Sendo (5.28) referente a  $Q_k^{esp} = Q_g^{Max}$ . Para  $Q_k^{esp} = Q_g^{Min}$  a mesma lógica se aplica obviamente.

Os elementos do vetor de resíduos das respectivas Equações de Controle será:

$$\begin{aligned}
 \Delta y_1 &= Q_{g_1}^{Max} - Q_{g_1} \\
 \Delta y_2 &= Q_{g_2}^{Max} - Q_{g_2} \\
 &\vdots \\
 \Delta y_{(ng-1)} &= Q_{g_{(ng-1)}}^{Max} - Q_{g_{(ng-1)}} \\
 \Delta y_{(ng)} &= Q_{g_{(ng)}}^{Max} - Q_{g_{(ng)}}
 \end{aligned} \tag{5.29}$$

### 5.7.3 Faixa de Operação Linear

Nessa faixa de operação a potência reativa é dada em função da tensão no gerador e a tensão de referência  $V_0$ . Para tal faixa, temos as seguintes Equações de Controle (5.30):



$$\begin{aligned}
V_0 &= V_{g_1} + n_{q_1} \cdot Q_{g_1} \\
V_0 &= V_{g_2} + n_{q_2} \cdot Q_{g_2} \\
&\vdots \\
V_0 &= V_{(ng-1)} + n_{q_{(ng-1)}} \cdot Q_{g_{(ng-1)}} \\
V_0 &= V_{(ng)} + n_{q_{(ng)}} \cdot Q_{g_{(ng)}}
\end{aligned} \tag{5.30}$$

Sendo o Sistema de Equações (5.31) a ser inserido ao problema tradicional:

$$\begin{aligned}
V_0 - V_{g_1} - n_{q_1} \cdot Q_{g_1} &= 0 \\
V_0 - V_{g_2} - n_{q_2} \cdot Q_{g_2} &= 0 \\
&\vdots \\
V_0 - V_{(ng-1)} - n_{q_{(ng-1)}} \cdot Q_{g_{(ng-1)}} &= 0 \\
V_0 - V_{(ng)} - n_{q_{(ng)}} \cdot Q_{g_{(ng)}} &= 0
\end{aligned} \tag{5.31}$$

Tendo assim os Resíduos (5.33):

$$\begin{aligned}
\Delta y_1 &= -V_0 + V_{g_1} + n_{q_1} \cdot Q_{g_1} \\
\Delta y_2 &= -V_0 + V_{g_2} + n_{q_2} \cdot Q_{g_2} \\
&\vdots \\
\Delta y_{(ng-1)} &= -V_0 + V_{g_{(ng-1)}} + n_{q_{(ng-1)}} \cdot Q_{g_{(ng-1)}} \\
\Delta y_{(ng)} &= -V_0 + V_{g_{(ng)}} + n_{q_{(ng)}} \cdot Q_{g_{(ng)}}
\end{aligned} \tag{5.32}$$

#### 5.7.4 Variáveis de estado

Apesar do equacionamento de  $\Delta Y$  variar conforme a faixa de operação, as potências reativas das GD's continuam sendo as variáveis de estado de  $\Delta X$ .

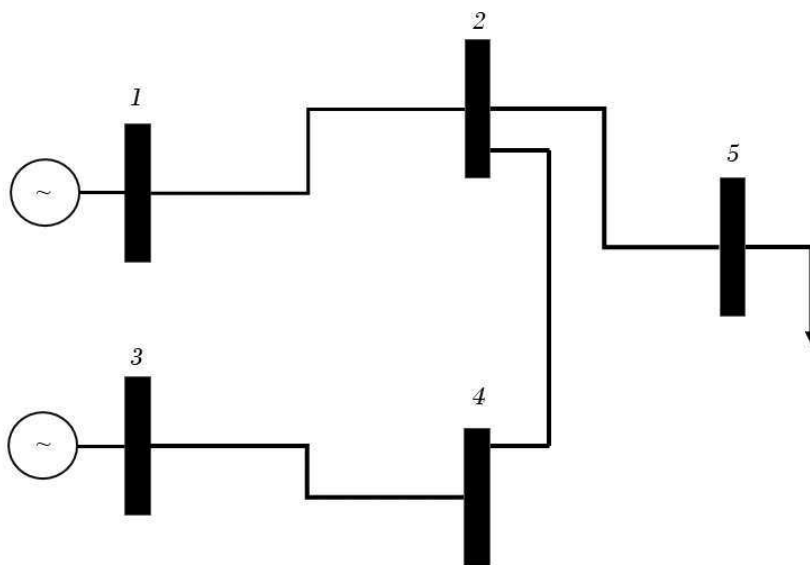
$$\begin{aligned}
\Delta x_1 &= \Delta Q_{g_1} \\
\Delta x_2 &= \Delta Q_{g_2} \\
&\vdots \\
\Delta x_{(ng-1)} &= \Delta Q_{g_{(ng-1)}} \\
\Delta x_{(ng)} &= \Delta Q_{g_{(ng)}}
\end{aligned} \tag{5.33}$$

Por fim, a mesma tratativa aplicada a todos os modos operativos é utilizada na análise dos resíduos do problema tradicional e das equações de controle.

### 5.7.5 Exemplo Ilustrativo

Utilizaremos o mesmo sistema genérico de 5 barras da Figura 10 para exemplificar a modelagem do Volt-var, explicitada anteriormente, no que tange à expansão da matriz jacobiana. O intuito é sedimentar as mudanças na Jacobiana expandida, uma vez que os processos de atualização das variáveis e a análise dos critérios de convergência dos resíduos das equações de controle se estendem a todos os modos operativos com controles implementados citados até então.

Figura 10: Sistema de 5 Barras



Novamente, expandimos a matriz jacobiana do método de Newton-Rhapson convencional adicionando as novas derivadas relacionadas as equações de controle adicionais conforme o Equacionamento (5.34).

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ \Delta y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N & A3 \\ M & L & A4 \\ A1 & A2 & A5 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \\ \Delta x \end{bmatrix} \quad (5.34)$$

Relembrando que (5.34) equivale a (5.35)

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ \Delta y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} & \frac{\partial P}{\partial x} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} & \frac{\partial Q}{\partial x} \\ \frac{\partial y}{\partial \theta} & \frac{\partial y}{\partial V} & \frac{\partial y}{\partial x} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \\ \Delta x \end{bmatrix} \quad (5.35)$$

Dessa forma, as Submatrizes H, N, M, L são as mesmas da abordagem convencional, A3 e A1 são nulas pois  $\frac{\partial P}{\partial \theta} = 0$  e  $\frac{\partial y}{\partial \theta} = 0$ . Logo, para cada faixa de operação, cabe a determinação das Submatrizes A2, A4 e A5 da Equação (5.36)

$$\begin{aligned}
 &\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \\ \Delta P_4 \\ \Delta P_5 \\ \hline \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \\ \Delta Q_3 \\ \Delta Q_4 \\ \Delta Q_5 \\ \hline \Delta y_1 \\ \Delta y_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \phantom{H} & \phantom{N} & \phantom{0} & \phantom{0} \\ \phantom{H} & \phantom{N} & \phantom{0} & \phantom{0} \\ \phantom{H} & \phantom{N} & \phantom{0} & \phantom{0} \\ \phantom{H} & \phantom{N} & \phantom{0} & \phantom{0} \\ \phantom{H} & \phantom{N} & \phantom{0} & \phantom{0} \\ \hline \phantom{M} & \phantom{L} & \phantom{0} & \phantom{0} \\ \phantom{M} & \phantom{L} & \phantom{0} & \phantom{0} \\ \phantom{M} & \phantom{L} & \phantom{0} & \phantom{0} \\ \phantom{M} & \phantom{L} & \phantom{0} & \phantom{0} \\ \phantom{M} & \phantom{L} & \phantom{0} & \phantom{0} \\ \hline 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & A_{211} & A_{212} & A_{213} & A_{214} & A_{215} & A_{511} & A_{512} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & A_{221} & A_{222} & A_{223} & A_{224} & A_{225} & A_{521} & A_{522} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \Delta \theta_2 \\ \Delta \theta_3 \\ \Delta \theta_4 \\ \Delta \theta_5 \\ \hline \Delta V_1 \\ \Delta V_2 \\ \Delta V_3 \\ \Delta V_4 \\ \Delta V_5 \\ \hline \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \end{bmatrix} \\
 &\hspace{35em} (5.36)
 \end{aligned}$$

#### 5.7.5.1 Faixa de Operação Nula

Submatriz A2 ( $\frac{\partial y}{\partial V}$ ):

$$\begin{aligned}
 A_{211} &= \frac{\partial y_1}{\partial V_1} = \frac{\partial(0 - Q_{g1})}{\partial V_1} = 0 \\
 A_{223} &= \frac{\partial y_3}{\partial V_3} = \frac{\partial(0 - Q_{g3})}{\partial V_3} = 0
 \end{aligned}$$

Assim como todos os outros elementos de A2 também serão nulos.

Submatriz A4 ( $\frac{\partial Q}{\partial x}$ ):

$$\begin{aligned}
 A_{411} &= \frac{\partial Q_1}{\partial x_1} = \frac{\partial(Q_{g1}^{esp} - Q_{g1})}{\partial Q_{g1}} = \frac{\partial(0 - Q_{g1})}{\partial Q_{g1}} = -1 \\
 A_{432} &= \frac{\partial Q_2}{\partial V_2} = \frac{\partial(Q_{g3}^{esp} - Q_{g3})}{\partial Q_{g3}} = \frac{\partial(0 - Q_{g3})}{\partial Q_{g3}} = -1
 \end{aligned}$$

Submatriz A5 ( $\frac{\partial Q}{\partial X}$ ):

$$A_{511} = \frac{\partial y_1}{\partial x_1} = \frac{\partial(0 - Q_{g1})}{\partial Q_{g1}} = -1$$



Submatriz A4 ( $\frac{\partial Q}{\partial X}$ ):

$$A4_{11} = \frac{\partial Q_1}{\partial X_1} = \frac{\partial(Q_{g_1}^{esp} - Q_{g_1})}{\partial Q_{g_1}} = -1 \quad (5.40)$$

$$A4_{32} = \frac{\partial Q_2}{\partial V_2} = \frac{\partial(Q_{g_3}^{esp} - Q_{g_3})}{\partial Q_{g_3}} = -1 \quad (5.41)$$

Submatriz A5 ( $\frac{\partial Q}{\partial x}$ ):

$$A5_{11} = \frac{\partial y_1}{\partial x_1} = \frac{\partial(Q_{g_1}^{Max} - Q_{g_1})}{\partial Q_{g_1}} = -1 \quad (5.42)$$

$$A5_{22} = \frac{\partial y_2}{\partial x_2} = \frac{\partial(Q_{g_2}^{Max} - Q_{g_3})}{\partial Q_{g_3}} = -1 \quad (5.43)$$

Sendo assim, no que tange a expansão da matriz Jacobiana, o Sistema de Equações será (5.44) para faixa de operação constante.

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \\ \Delta P_4 \\ \Delta P_5 \\ \hline \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \\ \Delta Q_3 \\ \Delta Q_4 \\ \Delta Q_5 \\ \hline \Delta y_1 \\ \Delta y_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N & 0 & 0 \\ \hline M & L & -1 & 0 \\ \hline 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & -1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \Delta \theta_2 \\ \Delta \theta_3 \\ \Delta \theta_4 \\ \Delta \theta_5 \\ \hline \Delta V_1 \\ \Delta V_2 \\ \Delta V_3 \\ \Delta V_4 \\ \Delta V_5 \\ \hline \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \end{bmatrix} \quad (5.44)$$

### 5.7.5.3 Faixa de operação Linear

Essa faixa de operação se distingue das outras duas por conta do equacionamento discutido no início do capítulo.

Submatriz A2 ( $\frac{\partial y}{\partial V}$ ):

$$A2_{11} = \frac{\partial y_1}{\partial V_1} = \frac{\partial(-V_0 + V_1 + n_{q_1} \cdot Q_{g_1})}{\partial V_1} = 1 \quad (5.45)$$

$$A2_{23} = \frac{\partial y_3}{\partial V_3} = \frac{\partial(-V_0 + V_3 + n_{q_3} \cdot Q_{g_3})}{\partial V_3} = 1 \quad (5.46)$$



utilizando a incorporação das equações de controle dadas ao método de Newton Completo. Quanto aos controladores em droop, explicitou-se a formulação do VSI e do VSI com CST, bem como do modo Volt-var, por meio de um exemplo que evidenciou as alterações na jacobiana, dada a faixa de operação à qual a tensão se enquadra.

## 6 RESULTADOS

### 6.1 Considerações Iniciais

No capítulo anterior, foi apresentada a formulação matemática dos modos de operação dos conversores eletrônicos de potência, somada ao método Newton Completo. Desenvolvemos detalhadamente a metodologia para um sistema de 5 barras. Agora, por sua vez, estenderemos a abordagem para um sistema de 38 barras, com o objetivo de avaliar o comportamento de uma microrrede.

Neste capítulo, os modos de operação serão simulados utilizando o sistema de 38 barras. Contudo, antes disso, uma validação do algoritmo desenvolvido se faz necessária. Para tal, foi utilizado o programa ANAREDE, um software renomado amplamente utilizado no setor elétrico brasileiro no contexto de análise de redes, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL).

Após a validação, examinamos os modos operativos modelados dos inversores em um cenário apresentado no ANEXO B - Curva de Carga com 168 Patamares. Tal curva é oriunda de um modelo de carga que fornece cargas horárias para um ano em [pu], expressas de forma cronológica, permitindo modelar padrões diários, semanais e sazonais (SUBCOMMITTEE, P. M., 1979).

Neste trabalho, simulamos uma semana, discretizada em suas 168 horas, sendo cada hora um patamar, como ilustrado na Figura 11. O patamar é associado a um fator multiplicativo aplicado tanto à potência reativa quanto à ativa, a fim de manter o fator de potência unitário. Na tabela abaixo, temos a relação da carga máxima alcançada a cada dia dessa semana:

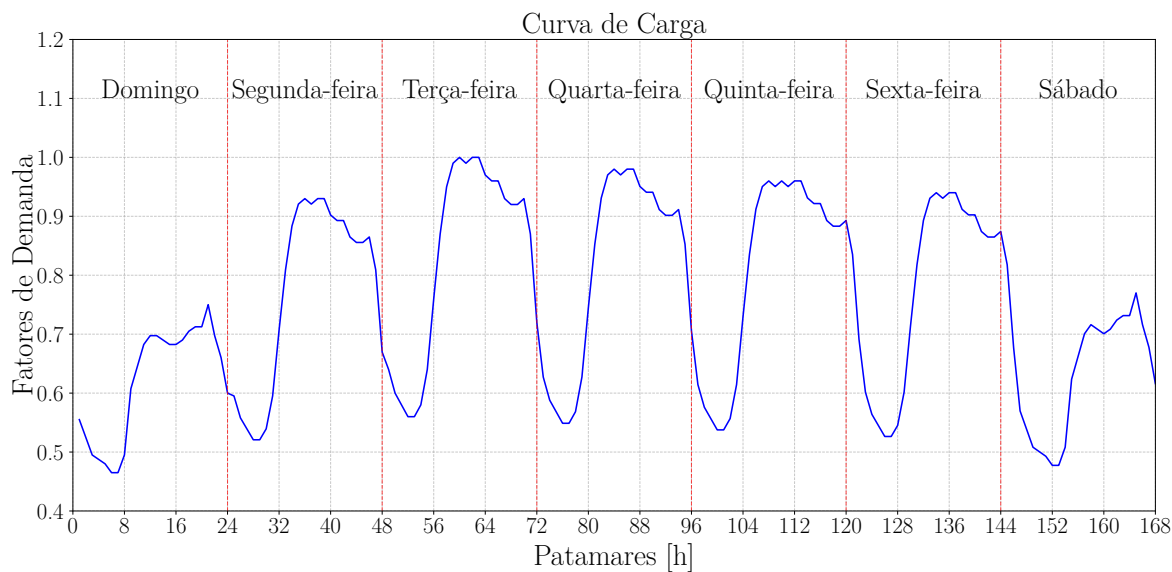
Tabela 3 – Carga de pico semanal

<b>Dia</b>	<b>Pico de Carga [%]</b>
Domingo	75
Segunda	93
Terça	100
Quarta	98
Quinta	96
Sexta	94
Sábado	77

Fonte: Adaptado de (SUBCOMMITTEE, P. M., 1979)



Figura 11: Curva de carga a qual as simulações serão analisadas.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

## 6.2 Validação das Implementações Computacionais

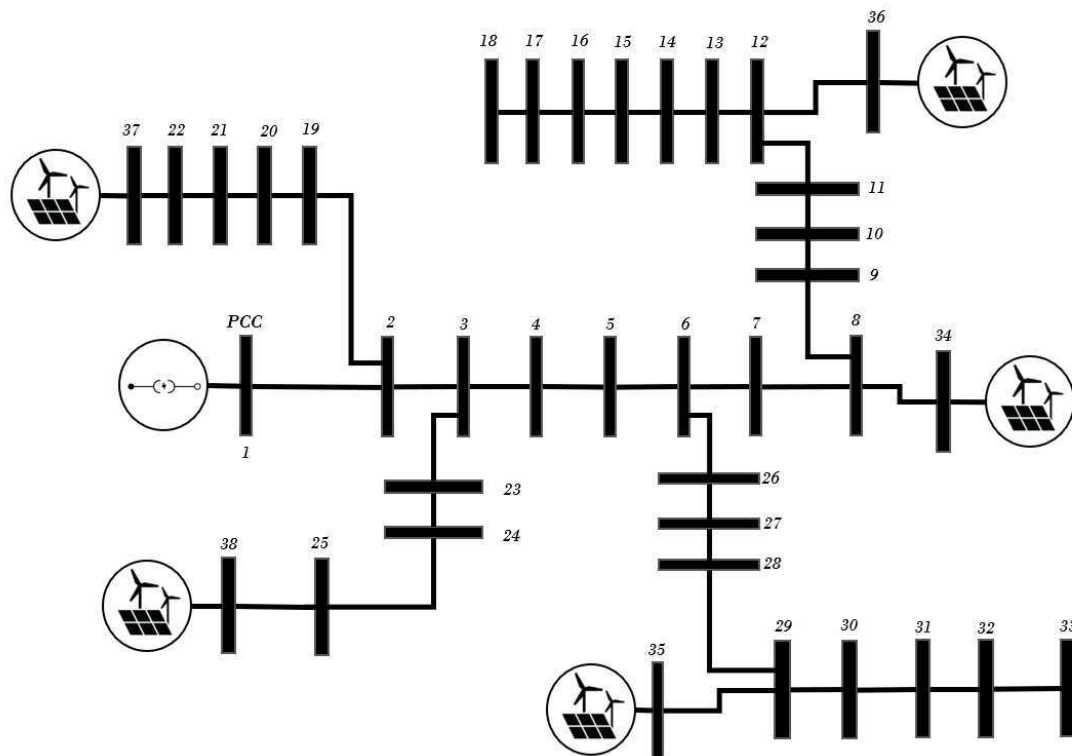
Na Figura 12 abaixo, é ilustrada a topologia do sistema de 38 barras no qual validamos e simulamos os modos de operação dos conversores. Trata-se de um sistema de distribuição trifásico equilibrado, amplamente utilizado na literatura como teste de simulação dentro do contexto de microrredes, devido à sua facilidade de implementação, visto que pode ser representado por seu sistema monofásico equivalente (DOS REIS, 2023).

Este sistema é composto por 38 barramentos, 5 geradores (representando as unidades de geração distribuída destacadas neste trabalho) e 37 circuitos. O barramento 1, ilustrado na Figura 12, serve como ponto de acoplamento comum do sistema e é responsável pelo balanço de potência, sendo modelado como o barramento de referência angular da microrrede.

Os detalhes sobre o barramento piloto e os fatores de participação no controle remoto da geração de potência reativa para suporte de tensão serão explicados mais adiante nesta seção.

Os parâmetros elétricos das linhas, assim como as cargas ativas e reativas do sistema, estão detalhados no Anexo A.

Figura 12: Ilustração da topologia do Sistema de 38 barras.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

### 6.2.1 Confrontando o Algoritmo Desenvolvido em Python com o ANAREDE

Toda a implementação deste trabalho foi realizada integralmente na linguagem de programação Python, versão 3.12, desde a formulação básica do fluxo de potência pelo método Newton-Raphson.

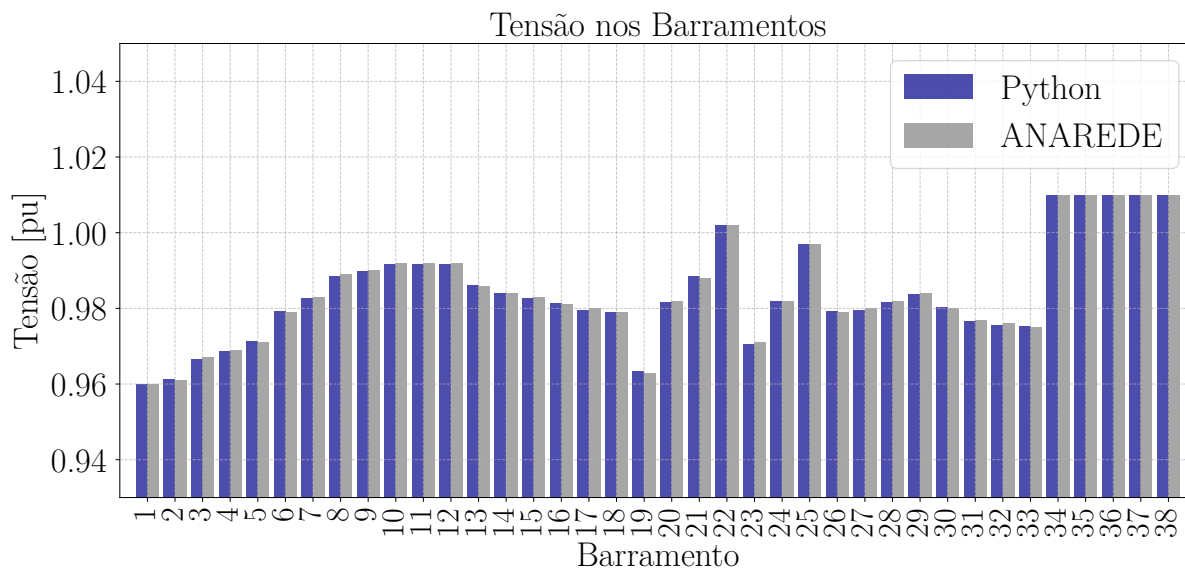
Para validar os algoritmos desenvolvidos, comparamos os resultados obtidos com o programa ANAREDE em três situações:

- Fluxo de Potência Tradicional
- Fluxo de Potência Tradicional com limites de geração de Potência Reativa
- Fluxo de Potência com Controle de Tensão em Barra remota

Em relação às tolerâncias utilizadas, é importante destacar que o programa desenvolvido em Python usa o mesmo arquivo de entrada de dados do sistema elétrico que o software ANAREDE e, portanto, também leva em consideração as mesmas tolerâncias no processo iterativo. A seguir, apresentam-se nas Figuras 13 a 20 um confronto dos valores de tensão e potência reativa gerada para cada algoritmo em questão.

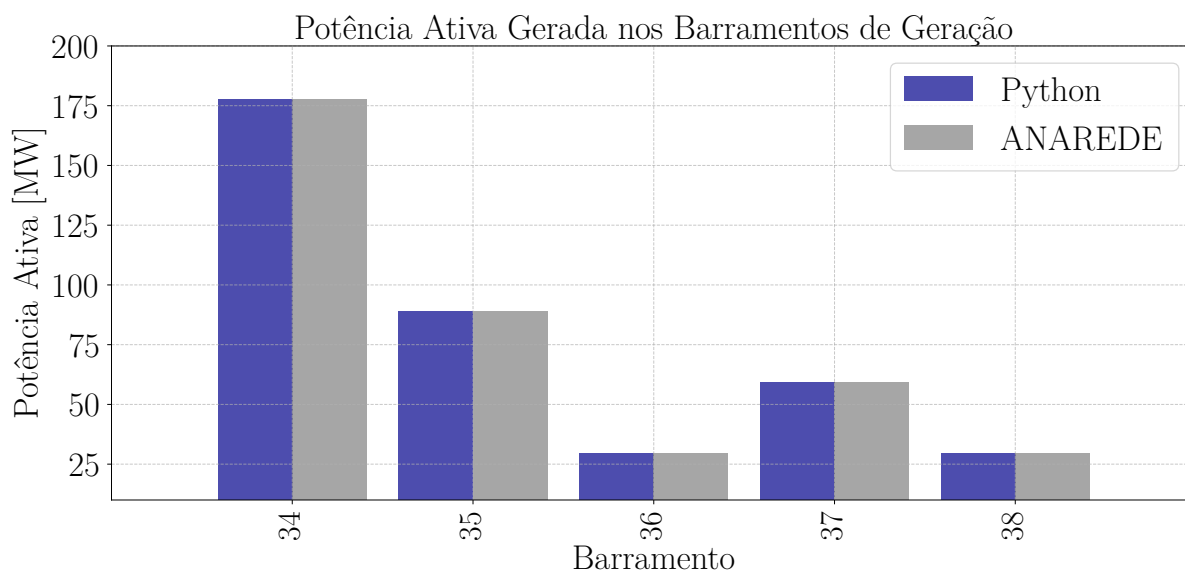
### 6.2.1.1 Fluxo de potência Tradicional

Figura 13: Comparativo do Fluxo de potência Convencional: Tensão nos Barramentos



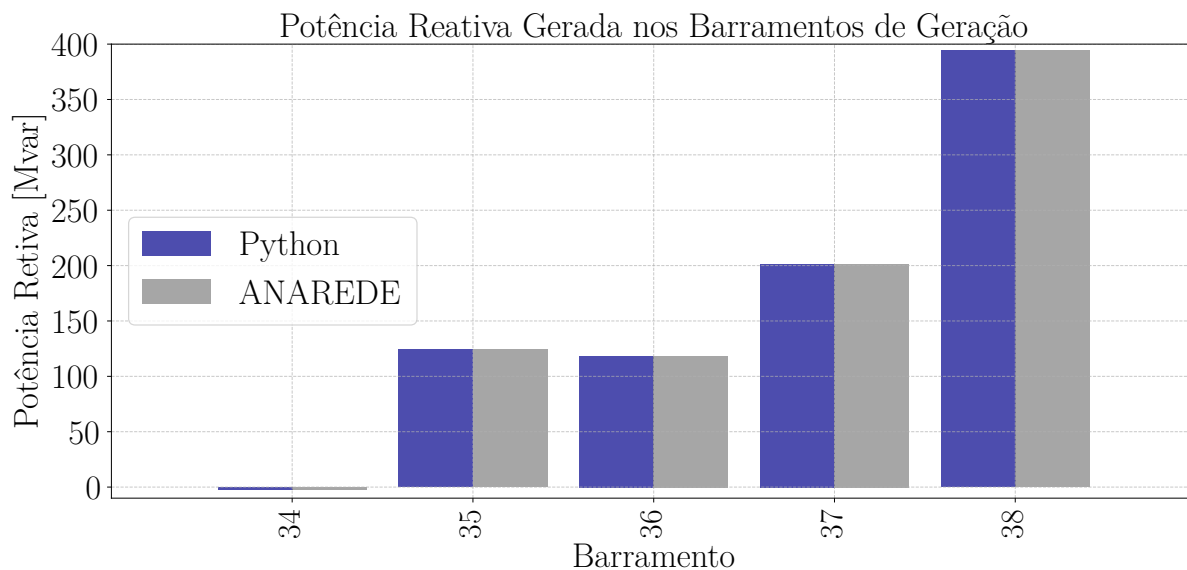
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 14: Comparativo do Fluxo de potência Convencional: Potência Ativa gerada nos Barramentos de geração



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 15: Comparativo do Fluxo de potência Convencional: Potência Reativa gerada nos Barramentos de geração



Fonte: Elaborado pelo Autor.

#### 6.2.1.2 Fluxo de Potência Tradicional com Tratamento de Limites de Geração de Potência Reativa

Nesta etapa de validação, é importante considerar a Figura 15, que representa a abordagem convencional sem o tratamento dos limites das máquinas.

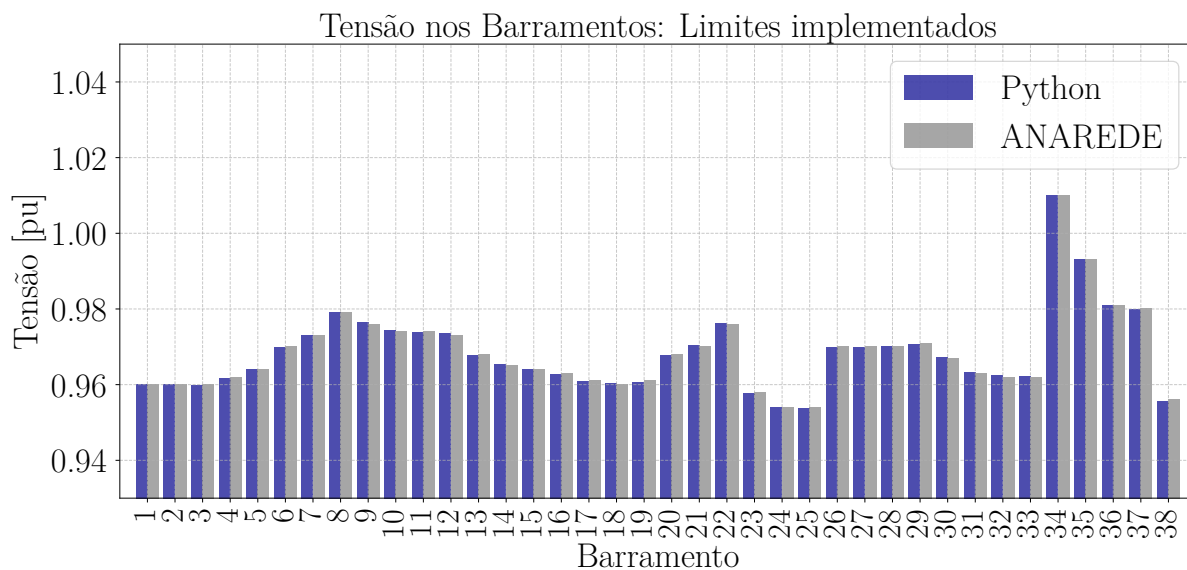
As máquinas geradoras do sistema em questão apresentam as seguintes limitações:

Tabela 4 – Valores de  $Q_g^{\min}$  e  $Q_g^{\max}$  das máquinas geradoras

Barramento	$Q_g^{\min}$ [Mvar]	$Q_g^{\max}$ [Mvar]
34	-180	180
35	-90	90
36	-30	30
37	-60	60
38	-30	30

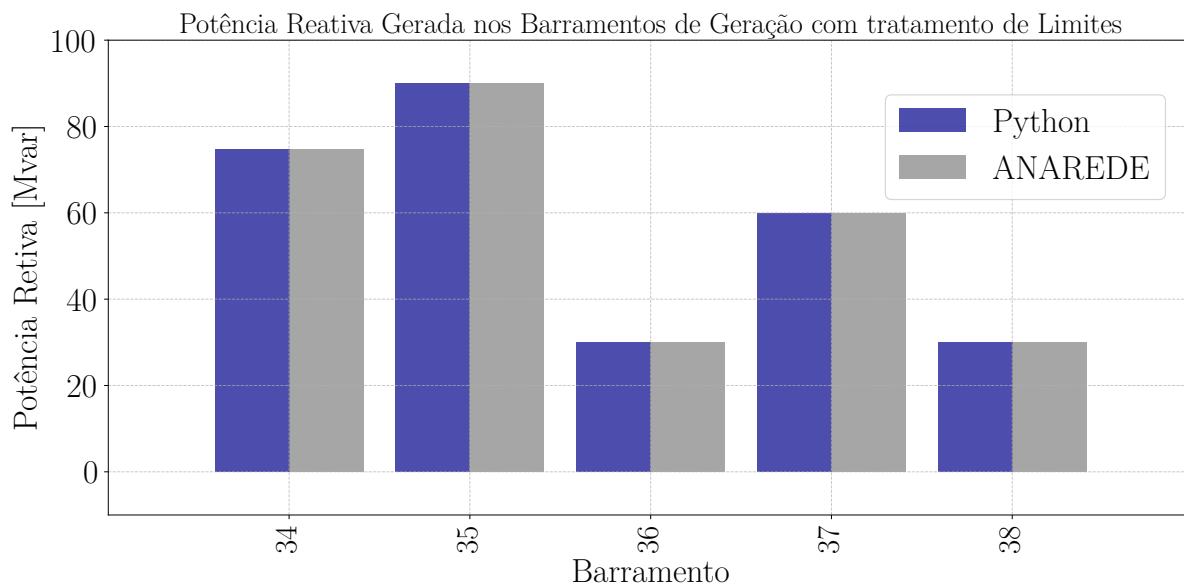
Portanto, diante do exposto, as simulações nos fornecem os seguintes resultados:

Figura 16: Fluxo de potência Convencional com tratamento de Limites de geração de Potência Reativa: Tensão nas barras.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 17: Geração de Potência Reativa com os Limites Implementados



Fonte: Elaborado pelo Autor.

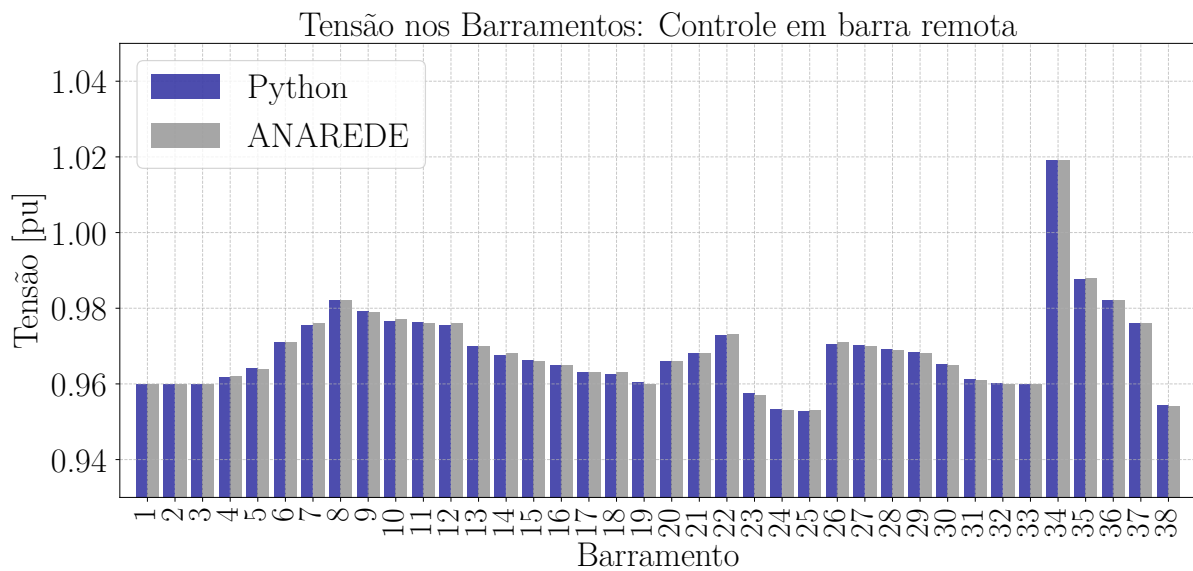
Cabe destacar que, na Figura 14, a potência reativa das máquinas geradoras já extrapolava amplamente os limites físicos operacionais da Tabela 4, visto que os limites operacionais não estavam implementados. Já na Figura 17, observamos os limites em ação, dado que as máquinas 35, 36, 37 e 38 estão operando com seu  $Q_g^{max}$ . A proximidade

dos resultados desse teste com a implementação proposta reforça sua validade, pois se equipara aos valores resultantes da nossa referência, o software ANAREDE.

### 6.2.1.3 Fluxo de Potência com Controle de Tensão em Barra remota

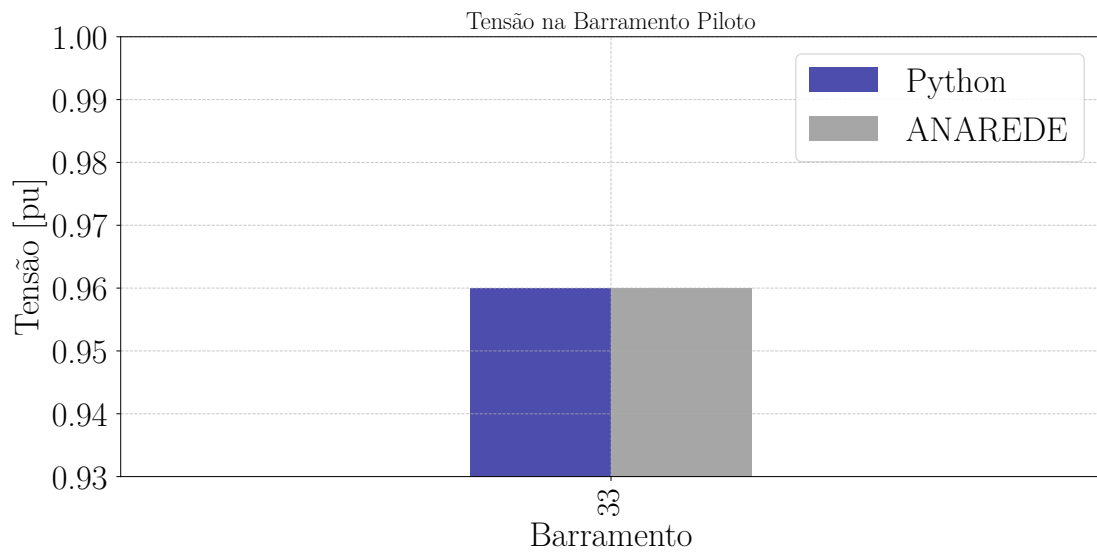
Por fim, a simulação da última validação. O algoritmo desenvolvido para lidar com tensão em barra remota é a base para as simulações que serão discutidas quanto ao controle secundário de tensão e à modelagem dos conversores com *droop*. Para isso, comparamos com o Controle em Barra Remota do ANAREDE. Para esta simulação, é importante observar o barramento piloto nº 33, onde a tensão especificada é 0,96 pu. A seguir, temos os resultados nas Figuras 18, 19, 20:

Figura 18: Controle Remoto de tensão - Tensão nos Barramentos



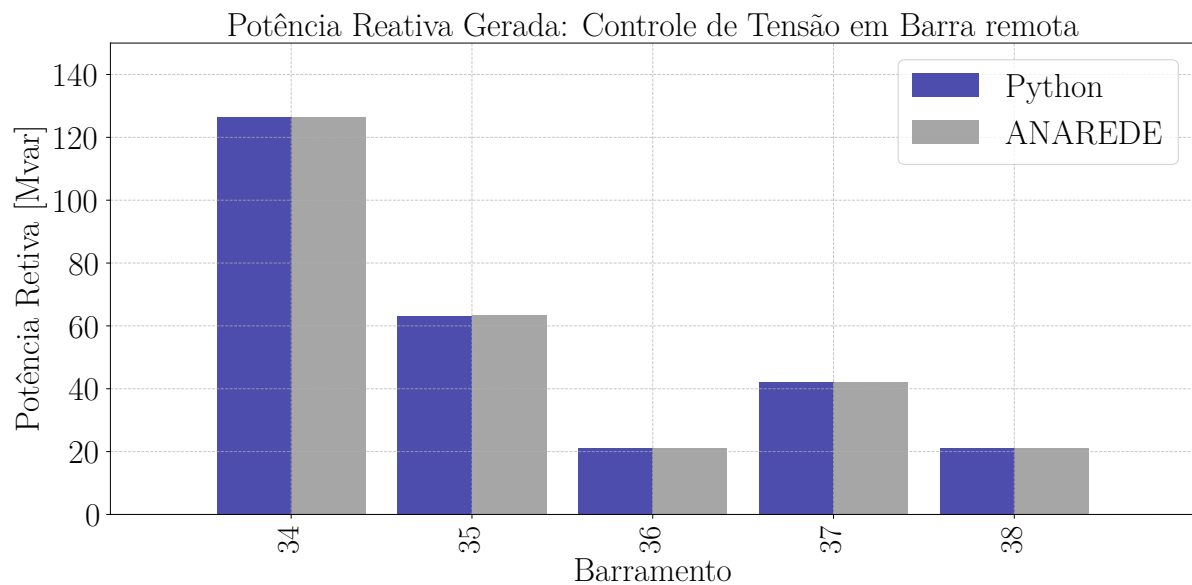
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 19: Controle Remoto de tensão - Potência Reativa gerada



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 20: Tensão da Barra Controlada



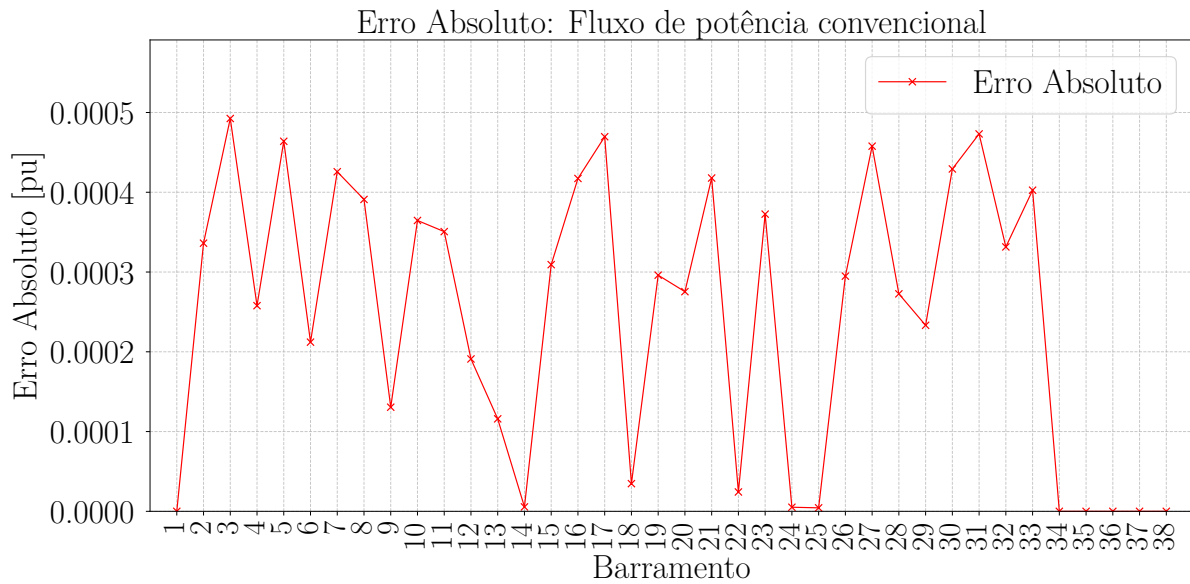
Fonte: Elaborado pelo Autor.

#### 6.2.1.4 Considerações finais quanto a Validação:

Após compararmos o programa implementado com o ANAREDE, que serviu como nossa referência, verificamos que o erro absoluto observado foi pequeno, na ordem de  $10^{-4}$ ,

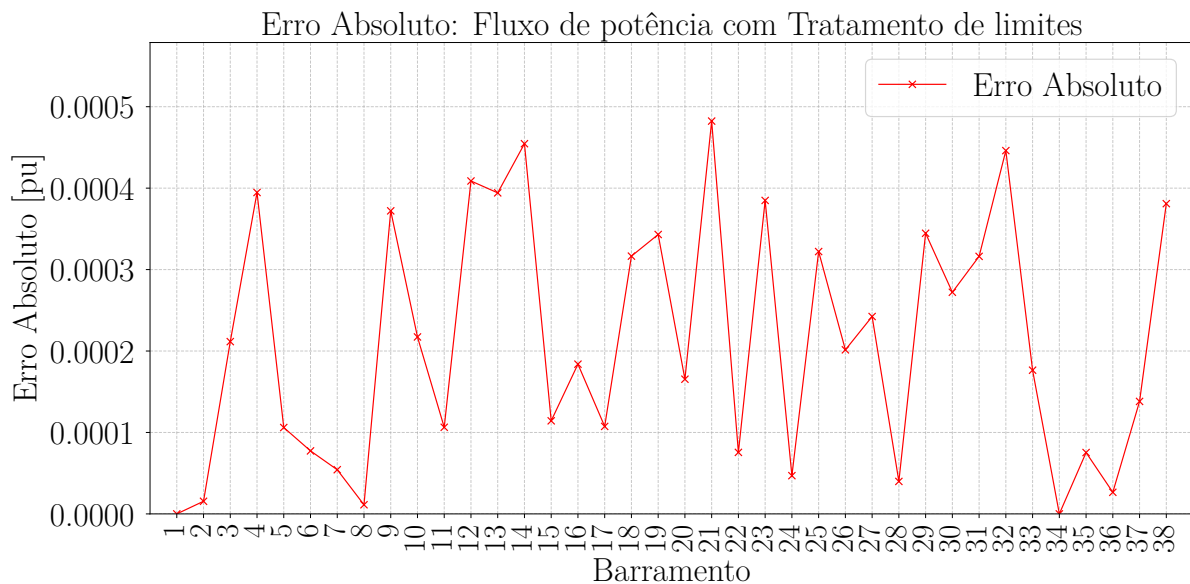
como evidenciado nas Figuras 21, 22 e 23. Dessa forma, foi possível dar continuidade às nossas simulações com elevada confiança nos resultados obtidos.

Figura 21: Fluxo de Potência Convencional: Erro Absoluto do Algoritmo Proposto



Fonte: Elaborado pelo Autor.

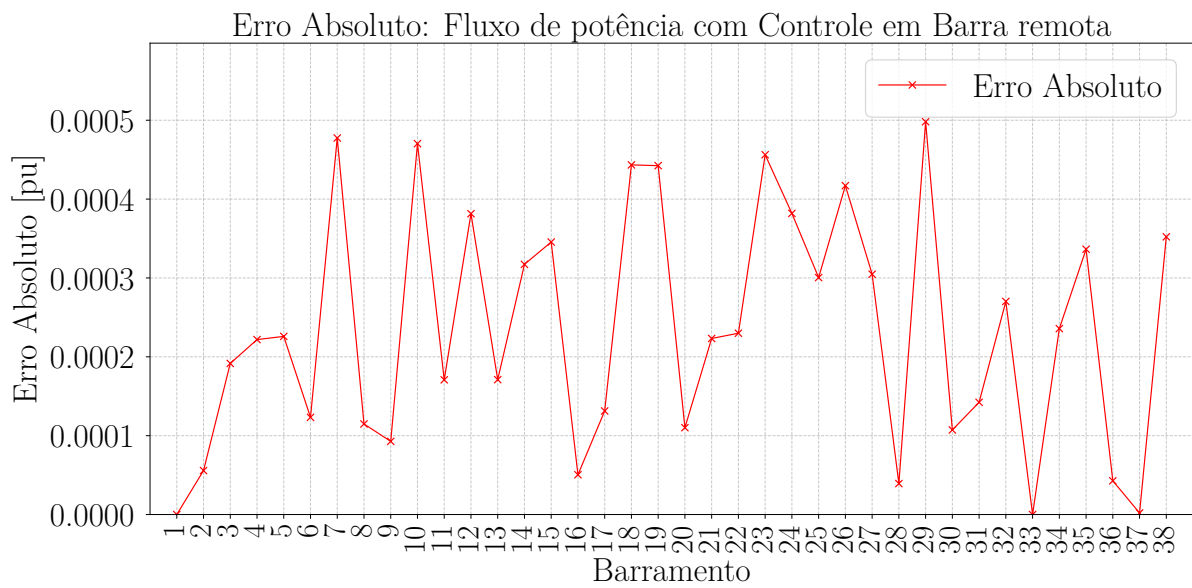
Figura 22: Fluxo de Potência Convencional com Tratamento de Limites de Geração de Potência Reativa: Erro absoluto do algoritmo proposto



Fonte: Elaborado pelo Autor.



Figura 23: Controle de Tensão em barra remota: Erro absoluto do algoritmo proposto

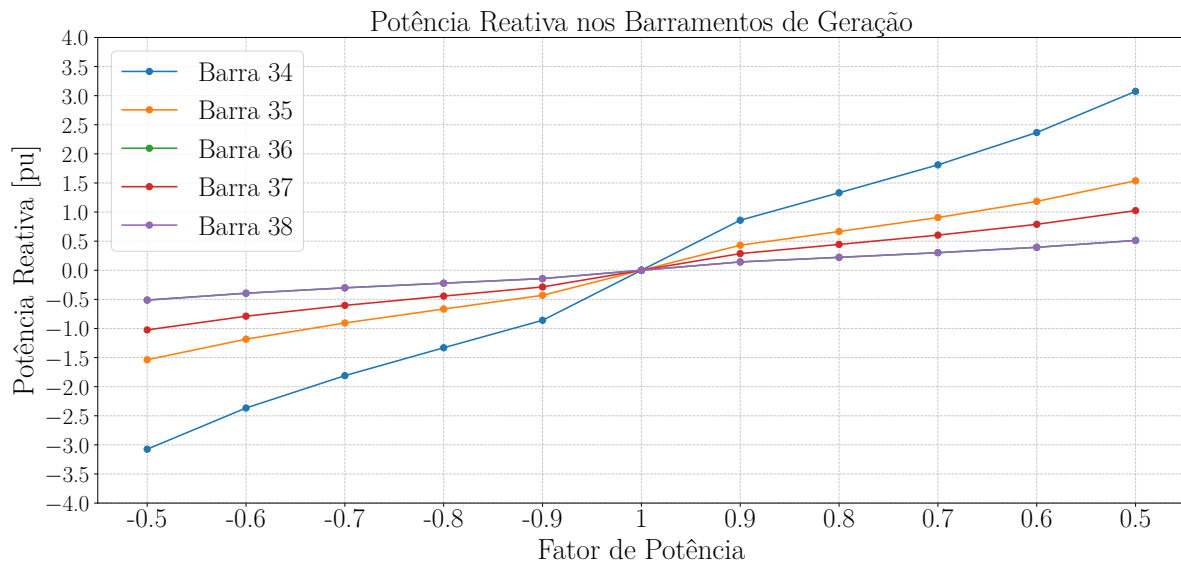


Fonte: Elaborado pelo Autor.

### 6.2.2 Modo Operativo PQ

Conforme discutido na Seção 5.4, nesta forma de representação dos inversores, eles são modelados como barramentos PQ, com as gerações sendo modeladas como cargas negativas, e a determinação das porções de potência reativa e ativa é feita com base no fator de potência. Assim, é necessário estabelecer um limite para que o  $fp$  permaneça dentro dos valores que garantam que o modelo não ultrapasse os limites operacionais do conversor. Como podemos observar na Figura 24, para valores de  $fp$  entre 0,5 indutivo e 0,5 capacitivo:

Figura 24: Potência reativa para cada Fator de Potência



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Na Tabela 5 abaixo, podemos perceber que, para fator de potência 0,8 indutivo e capacitivo, os inversores já apresentam valores superiores às suas capacidades limite apontadas na Tabela 4. Portanto, podemos considerar uma variação entre 0,9 capacitivo e indutivo para examinar o comportamento do sistema em relação ao fator de potência

Tabela 5 – Potência reativa das barras geradoras conforme variamos o fator de potência

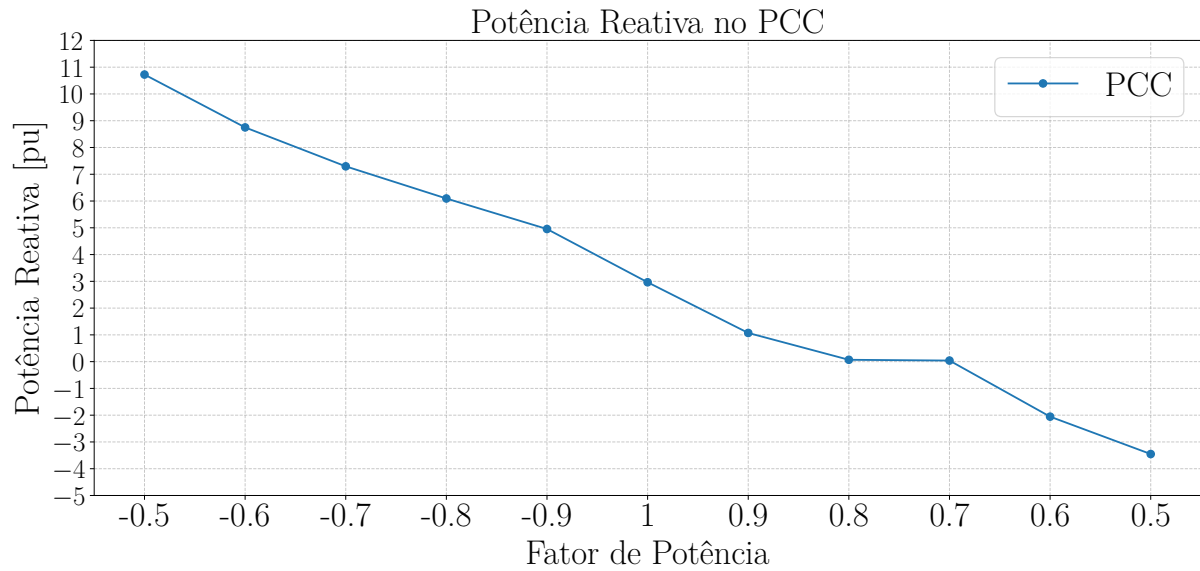
$fp$	Slack [Mvar]	Barra 34 [Mvar]	Barra 35 [Mvar]	Barra 36 [Mvar]	Barra 37 [Mvar]	Barra 38 [Mvar]
<b>-0.5</b>	1072	-307.4	-153.8	-51.25	-102.5	-51.25
<b>-0.6</b>	875.0	-236.7	-118.4	-39.45	-78.91	-39.45
<b>-0.7</b>	729.6	-181.1	-90.58	-30.19	-60.38	-30.19
<b>-0.8</b>	609.5	-133.1	-66.59	-22.19	-44.39	-22.19
<b>-0.9</b>	495.5	-85.97	-43.00	-14.33	-28.66	-14.33
<b>1.0</b>	296.5	0	0	0	0	0
<b>0.9</b>	107.2	85.97	43.00	14.33	28.66	14.33
<b>0.8</b>	6.911	133.1	66.59	22.19	44.39	22.19
<b>0.7</b>	4.037	181.1	90.58	30.19	60.38	30.19
<b>0.6</b>	-205.5	236.7	118.4	39.45	78.91	39.45
<b>0.5</b>	-345.2	307.4	153.8	51.25	102.5	51.25

Fonte: Elaborado pelo Autor.

É interessante observar que, quanto mais indutivo for o fator de potência, maior será a demandado da rede de suporte de potência reativa. Por outro lado, para fatores de potência muito capacitivos, a microrrede começa a fornecer potência reativa ao sistema

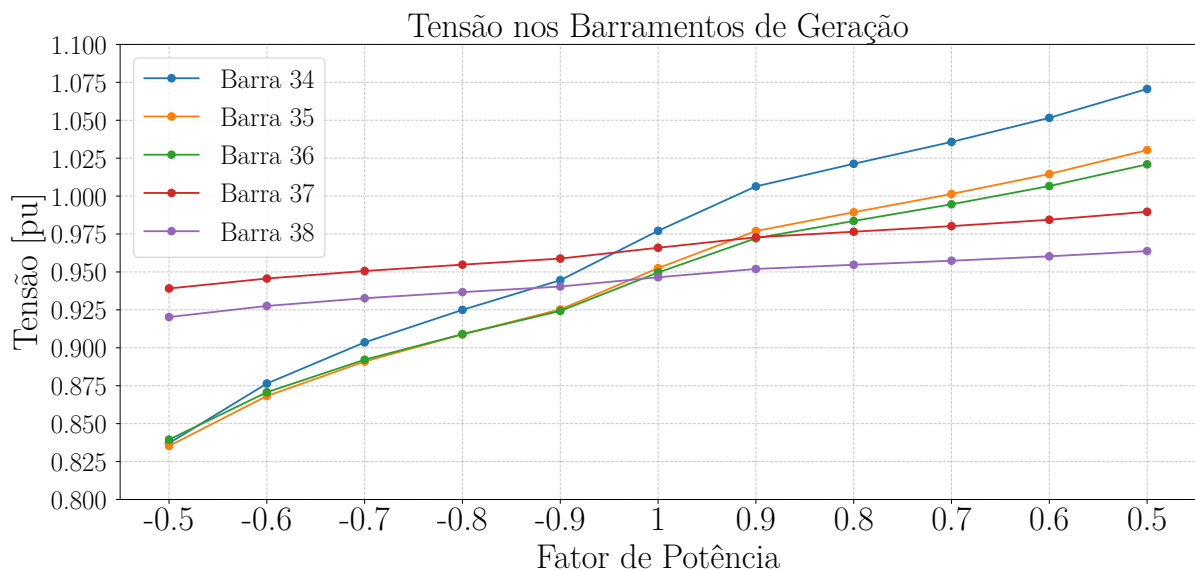
principal, como pode ser visto na Figura 25, assim como o perfil de tensão das máquinas na Figura 26.

Figura 25: Potência reativa fornecida pela Rede Principal



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 26: Tensão dos geradores conforme o fator de potência varia



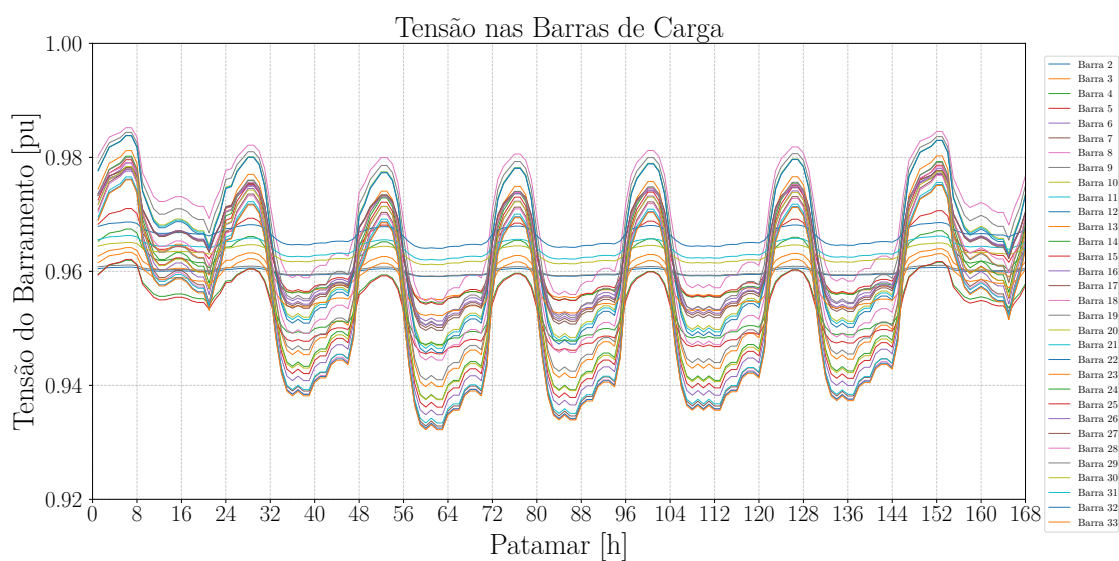
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Portanto, constatado um intervalo de fator de potência no qual os limites operacionais das máquinas geradoras não serão ultrapassados, podemos examinar a curva de carga para três situações distintas:

- Fator de potência Unitário
- Fator de potência: 0,9 indutivo
- Fator de potência: 0,9 capacitivo

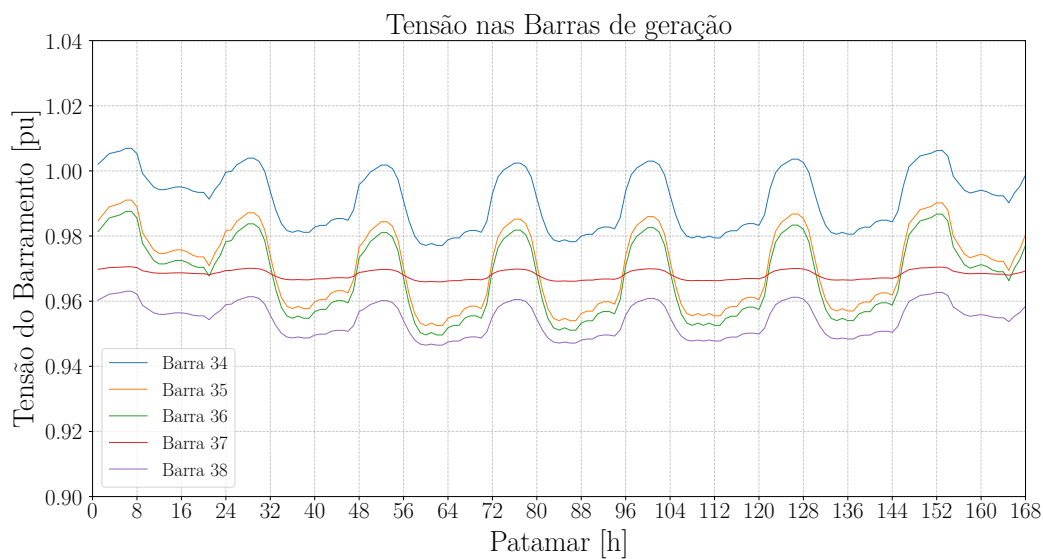
### 6.2.2.1 Modo Operativo PQ: $fp = 1$

Figura 27: Tensão nas Barras de Carga para  $fp$  unitário



Fonte: Elaborado pelo Autor.

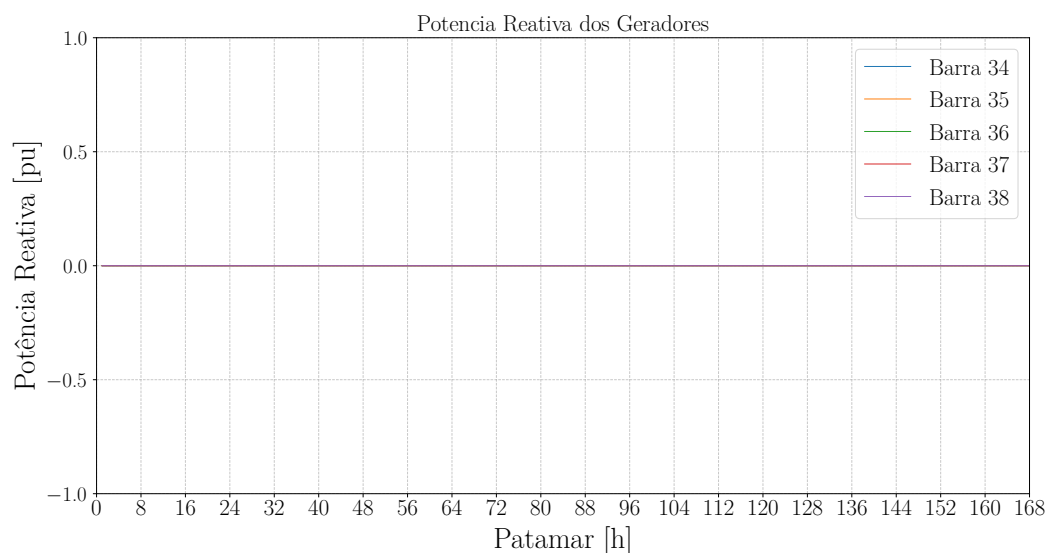
Figura 28: Tensão dos geradores para  $fp$  unitário



Fonte: Elaborado pelo Autor.

O gráfico da Figura 29 representa todas as curvas dos geradores sobrepostas e nulas, dado que o fator de potência é unitário e a potência reativa gerada é dada por  $Q_{g_k} = P_k^{\text{esp}} \cdot \tan(\arccos(fp))$ .

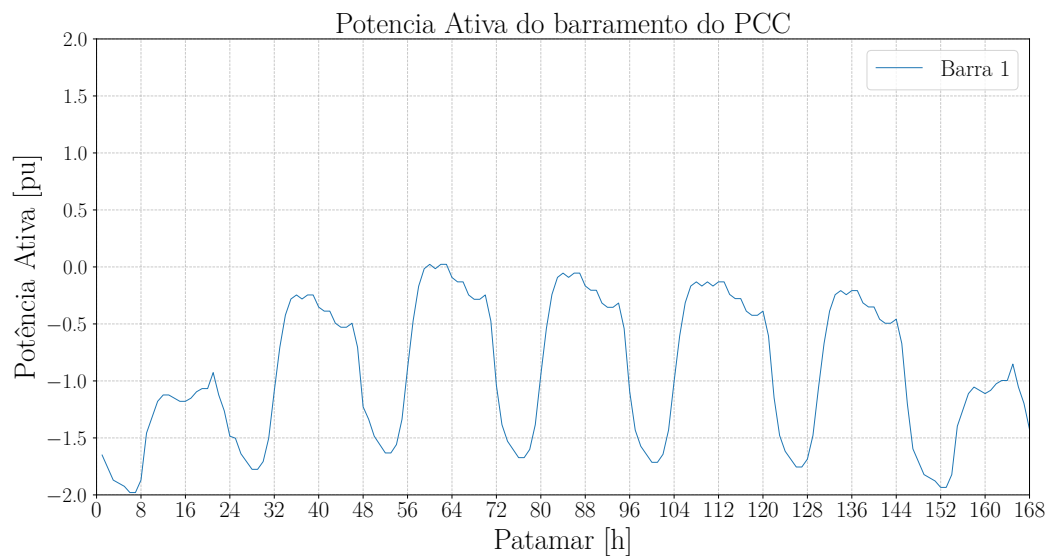
Figura 29: Potência reativa dos geradores para fp unitário



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Na Figura 30, observa-se que a rede consome potência ativa da microrrede em certos momentos. Destaca-se o domingo, do patamar 0 ao 24, onde o pico de carga alcança 75% da carga máxima, conforme a Tabela 3. Como a geração ativa já contempla a carga ativa reduzida nesses patamares, quando reduzida, toda essa potência ativa é escoada para a rede, de modo a fechar o balanço de potência.

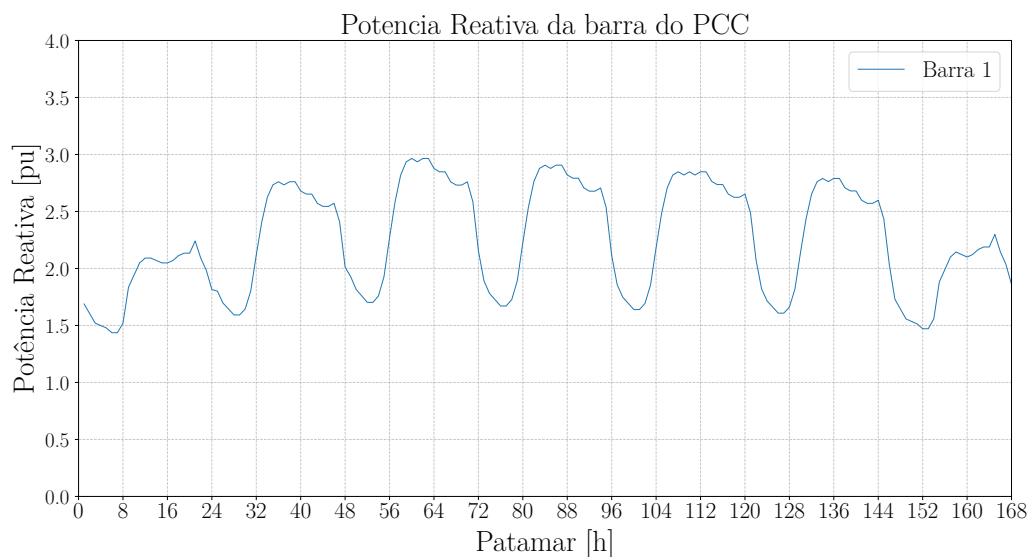
Figura 30: Potência Ativa do ponto de acoplamento comum/Rede para fp unitário



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Na Figura 31, verifica-se que a rede fornece totalmente o suporte de potência reativa, uma vez que os geradores não o fazem devido ao fator de potência unitário.

Figura 31: Potência reativa do ponto de acoplamento comum/Rede para fp unitário

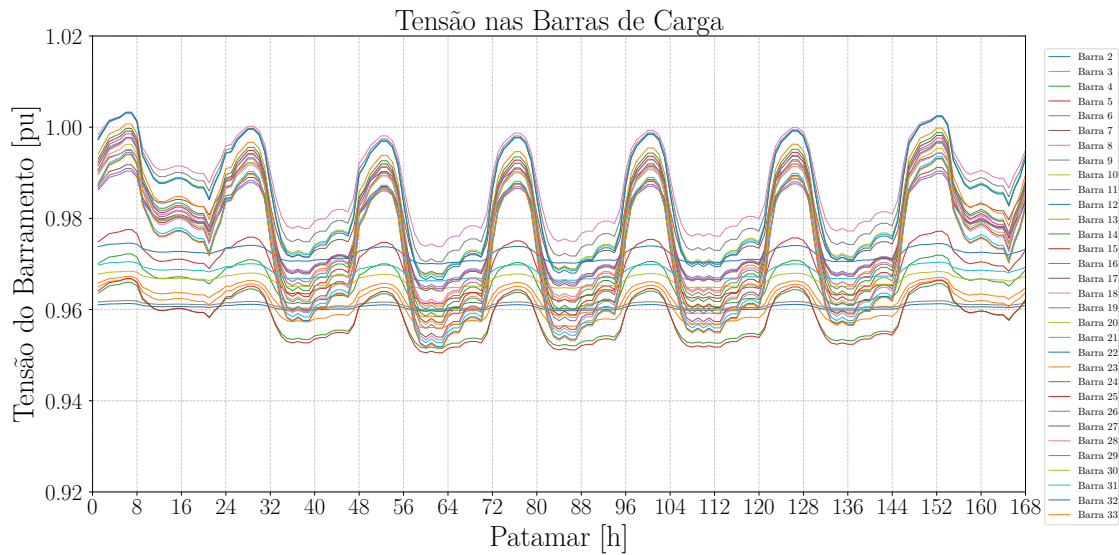


Fonte: Elaborado pelo Autor.

### 6.2.2.2 Modo Operativo PQ: $fp = 0,9$

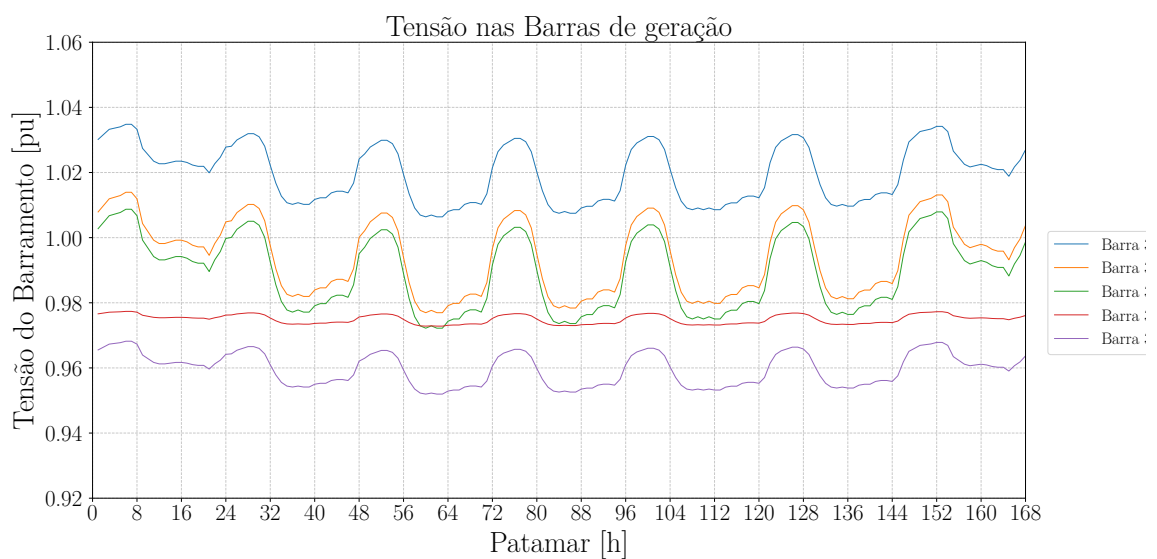
Para o fator de potência de 0,9 capacitivo, observamos a elevação do perfil de tensão tanto nas cargas (Figura 32) quanto nas barras geradoras (Figura 33). Essa constatação era esperada, dado que a potência reativa está fortemente acoplada à tensão.

Figura 32: Tensão nas Barras de Carga para  $fp = 0,9$



Fonte: Elaborado pelo Autor.

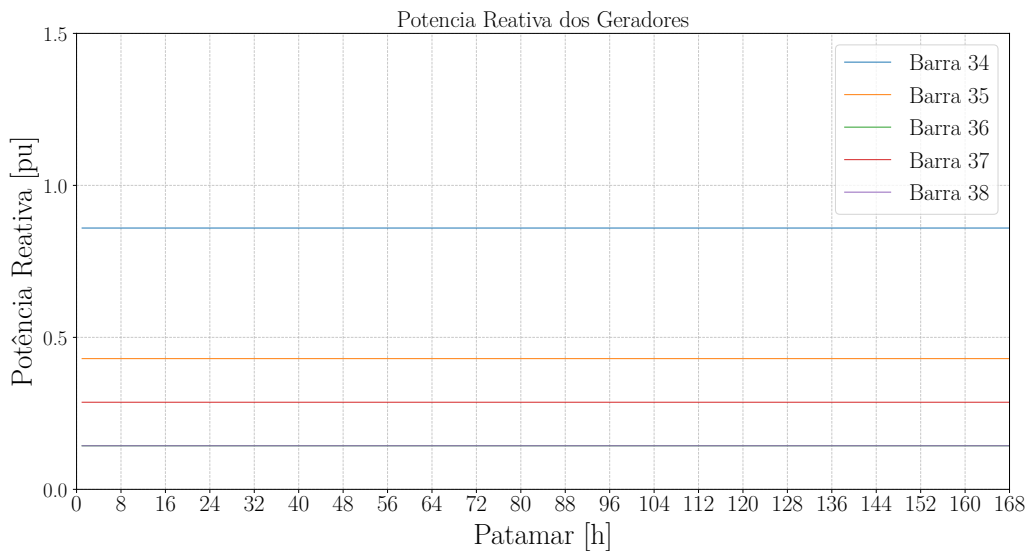
Figura 33: Tensão dos geradores para  $fp = 0,9$



Fonte: Elaborado pelo Autor.

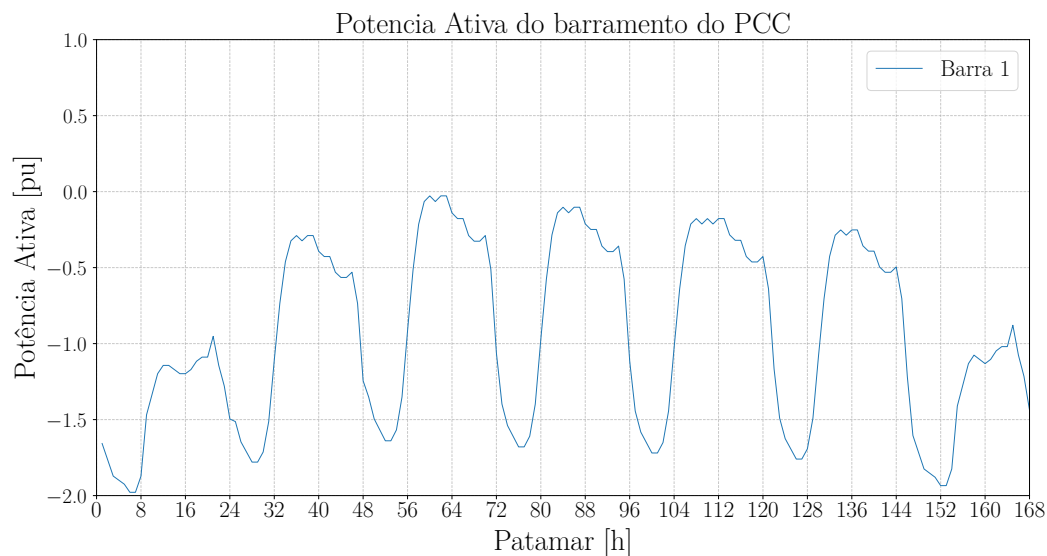
Em contraste com a potência reativa dos inversores com fator de potência unitário (Figura 29), na Figura 34 verifica-se que os mesmos geram potência reativa para o sistema, o que justifica a redução da potência reativa drenada da rede, conforme mostrado na Figura 36.

Figura 34: Potência reativa dos geradores para  $fp = 0,9$



Fonte: Elaborado pelo Autor.

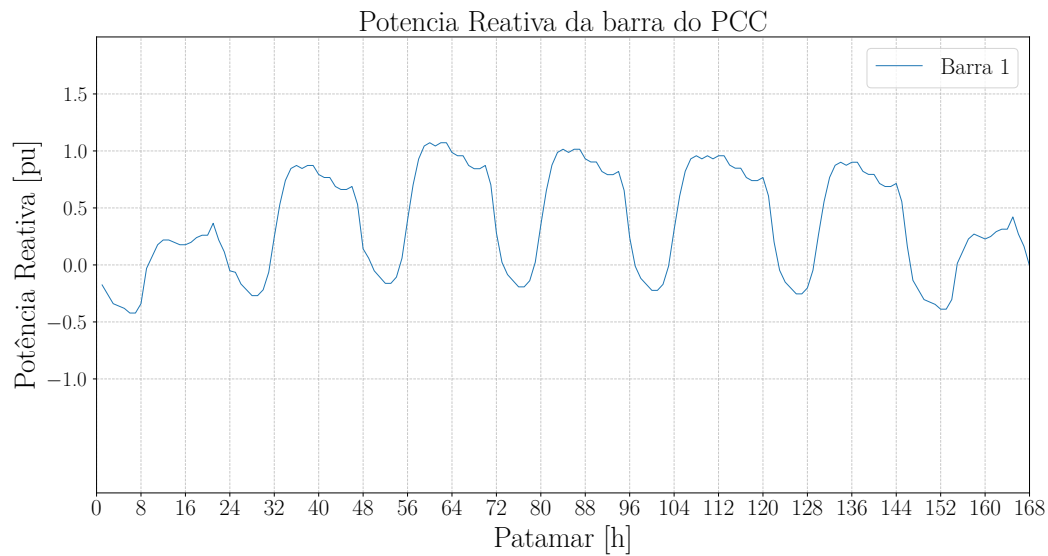
Figura 35: Potência Ativa do ponto de acoplamento comum/Rede para  $fp = 0,9$



Fonte: Elaborado pelo Autor.



Figura 36: Potência reativa do ponto de acoplamento comum/Rede para  $fp = 0,9$



Fonte: Elaborado pelo Autor.

### 6.2.2.3 Modo Operativo PQ: $fp = -0,9$

Como esperado, nas Figuras 37 e 38, observa-se uma redução no perfil de tensão das cargas e das GDs, com estas absorvendo potência reativa do sistema, conforme a Figura 39. A rede chega a fornecer cerca de 5,0 pu de potência reativa na terça-feira, conforme a curva de carga apresentada na Figura 41. Por outro lado, a potência ativa demandada da rede foi maior em comparação com os casos de fator de potência unitário e capacitivo, passando a drenar potência ativa em certos patamares.

Figura 37: Tensão nas Barras de Carga para para  $fp = -0,9$

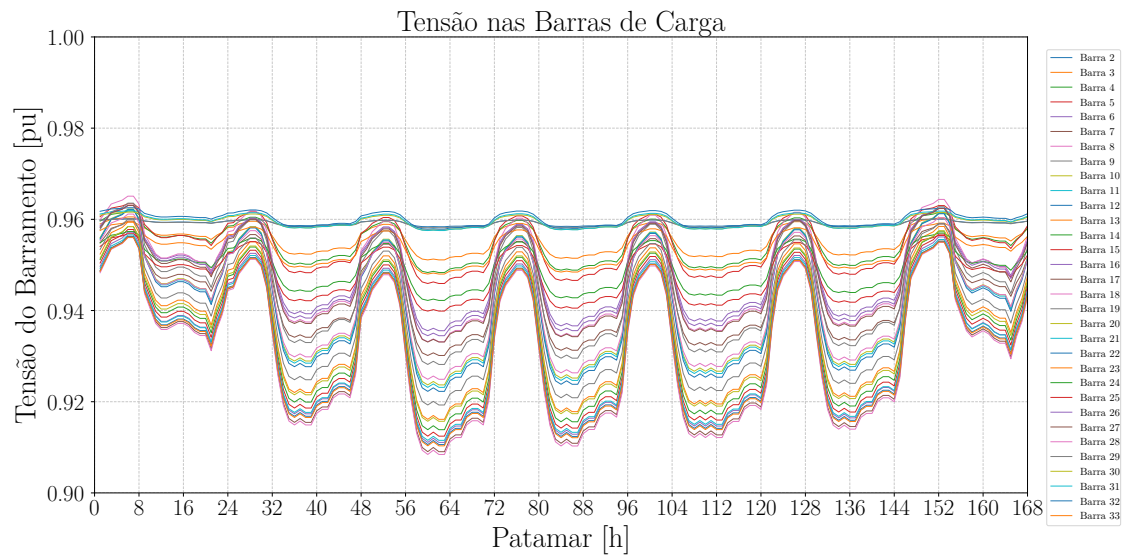
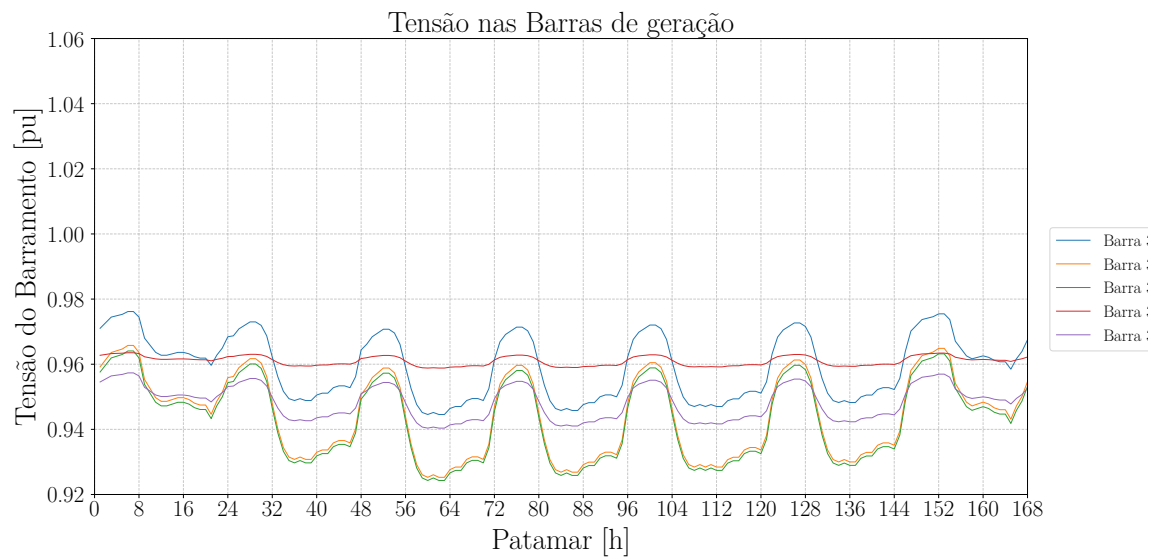
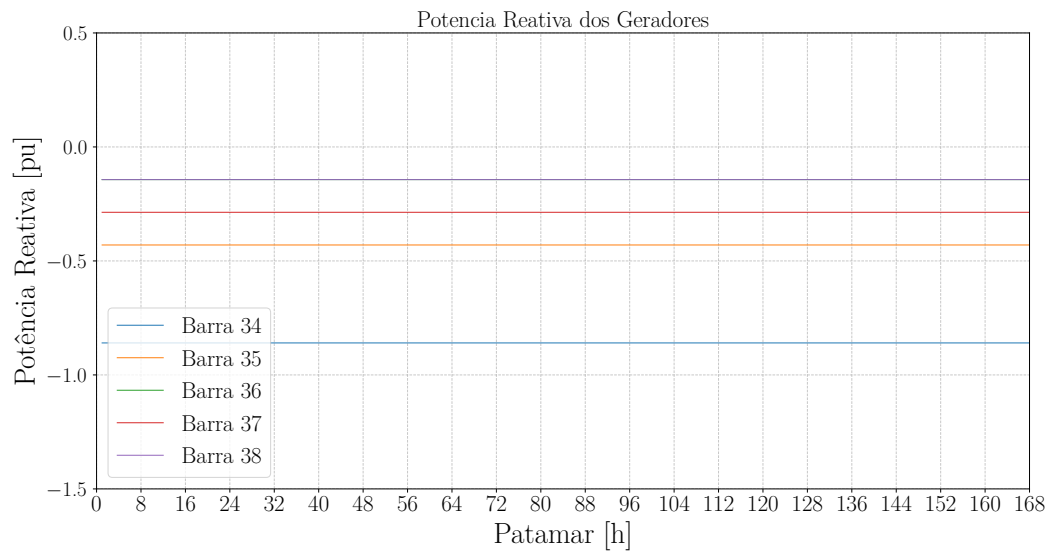


Figura 38: Tensão dos geradores para  $fp = -0,9$



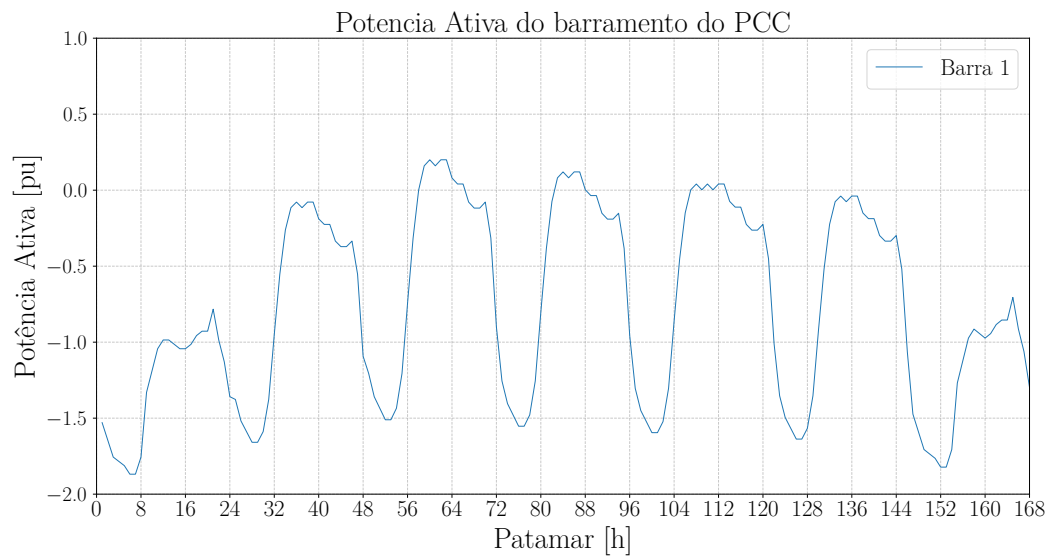
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 39: Potência reativa dos geradores para  $fp = -0,9$



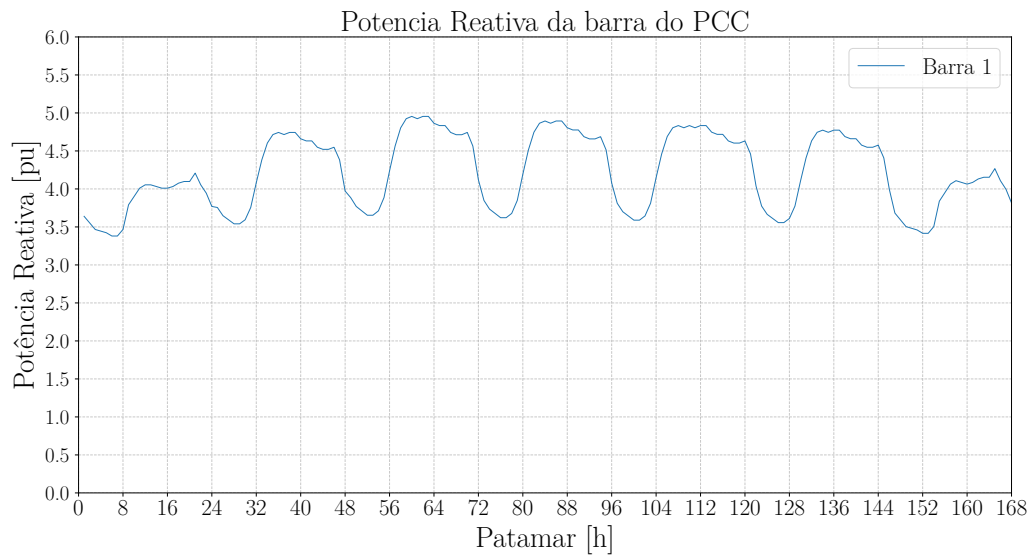
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 40: Potência Ativa do ponto de acoplamento comum/Rede para  $fp = -0,9$



Fonte: Elaborado pelo Autor.

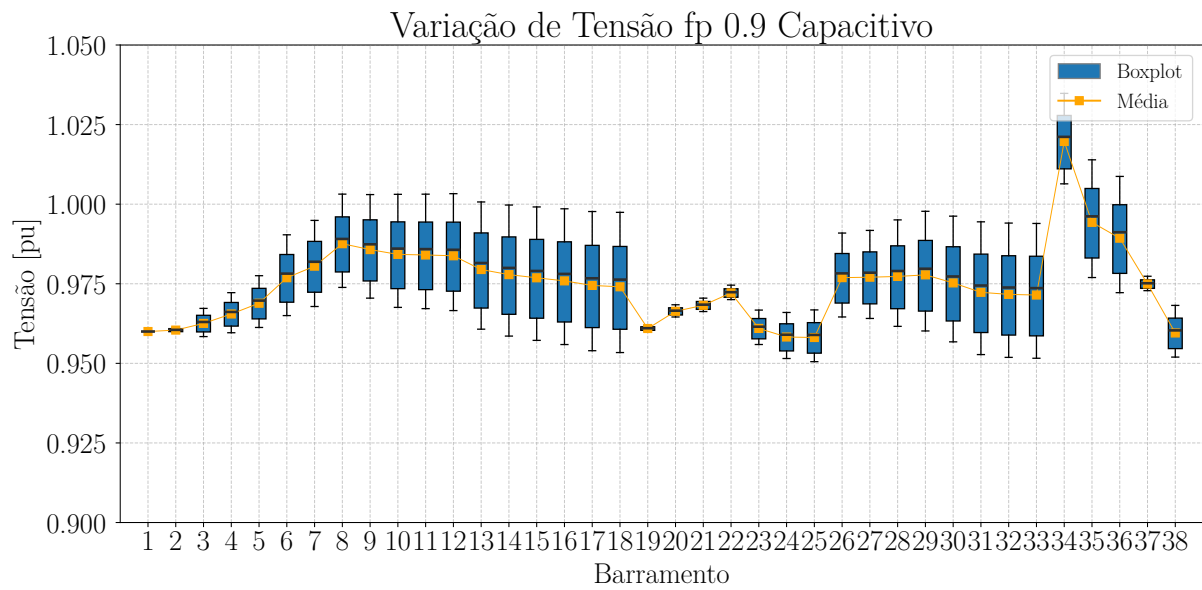
Figura 41: Potência reativa do ponto de acoplamento comum/Rede para  $fp = -0,9$



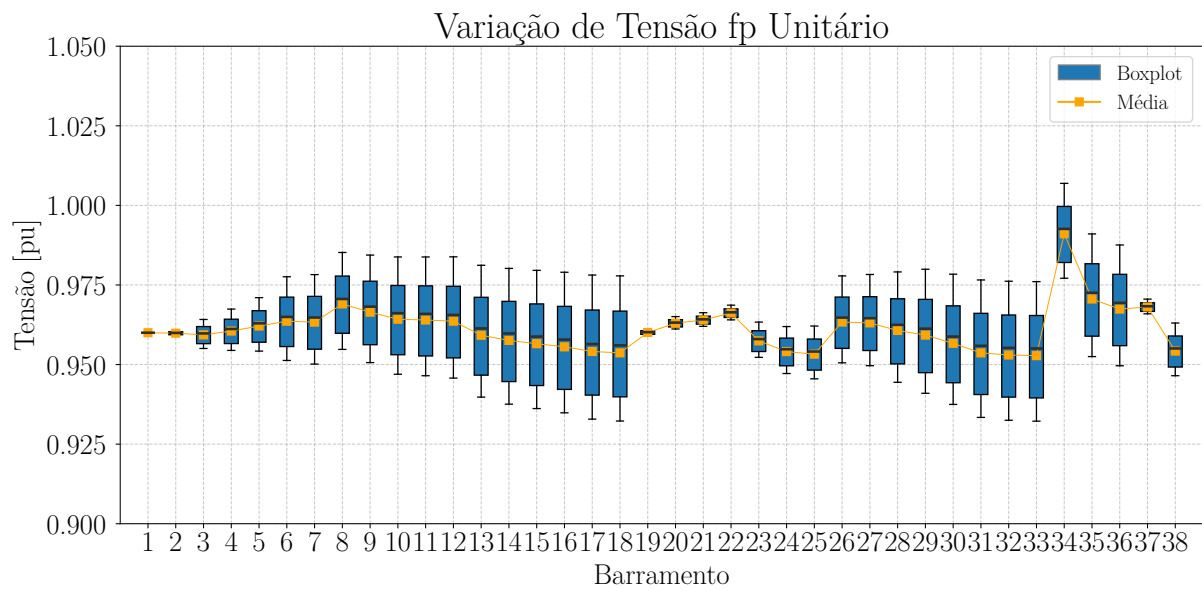
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Observação: Durante todos os modos de operação simulados, teremos gráficos como os referenciados a seguir. Esses diagramas de caixa, ou *boxplots* em inglês, serão artifícios gráficos que utilizaremos para proporcionar uma melhor compreensão do perfil de tensão das barras de carga. Eles basicamente ilustram os valores máximos e mínimos pelas barras horizontais em seus extremos, apresentam uma caixa azul que indica 50% dos valores de tensão para um dado patamar e está centralizada no valor médio de tensão dos barramentos em questão para cada patamar. Adicionalmente, um traço preto dentro da caixa indica a mediana dos valores de tensão.

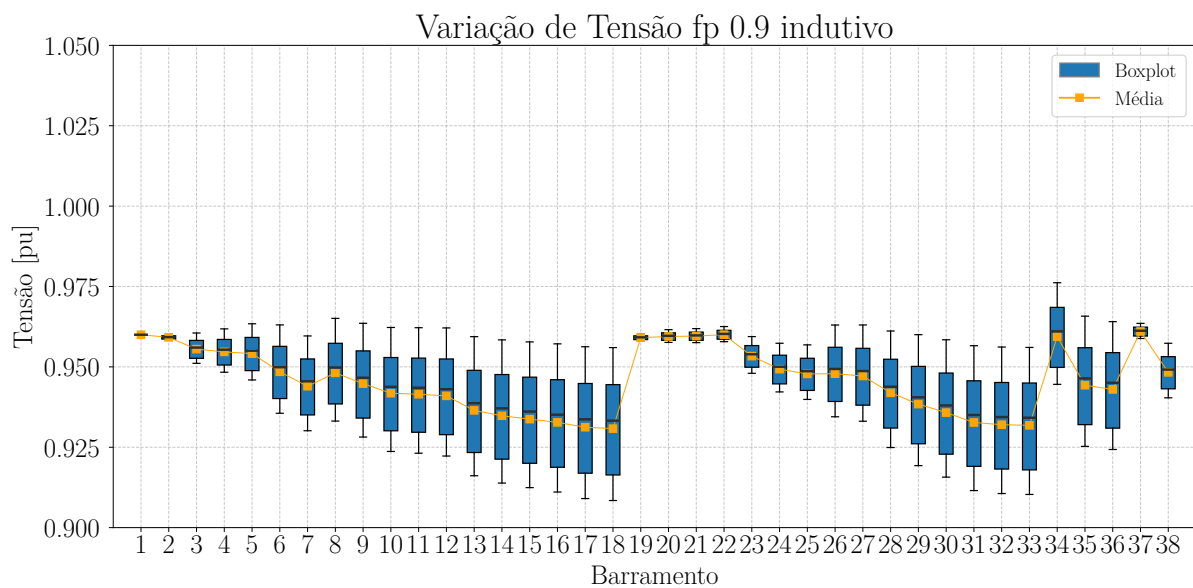
Nas Figuras 42, 43 e 44, observamos o perfil de tensão ao longo da curva de carga para cada fator de potência e constatamos a menor variação quando o fator de potência é unitário. Entretanto, cabe citar que, com fator de potência unitário, todo o suporte de potência reativa é exercido pela rede principal.

Figura 42: Variação de Tensão para  $fp = 0,9$ 

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 43: Variação de Tensão para  $fp = 1$ 

Fonte: Elaborado pelo Autor.

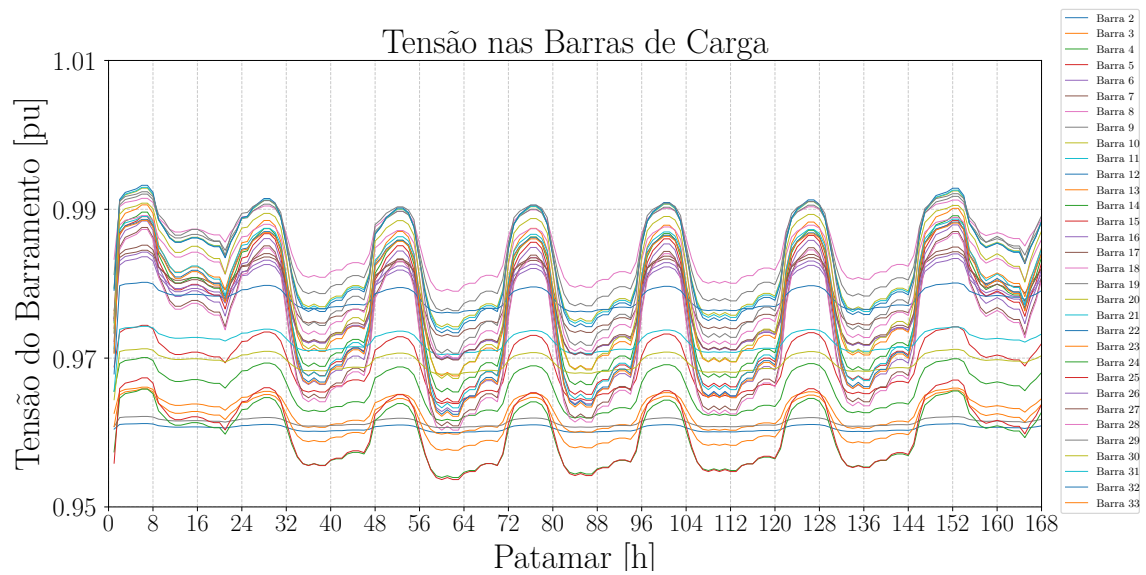
Figura 44: Variação de Tensão para  $fp = -0,9$ 

Fonte: Elaborado pelo Autor.

### 6.2.3 Modo Operativo PV

Para o modo operativo PV, examina-se o sistema com as mesmas ferramentas utilizadas anteriormente, incluindo a curva de carga. Nesse modo, as tensões dos geradores são especificadas, mas isso não garante que permaneçam constantes o tempo todo. Conforme discutido na seção 5.2.1, o algoritmo de *backoff* é implementado para modelar as limitações físicas operacionais dos inversores e, portanto, é atuado quando os barramentos de geração atingem seus limites de geração de potência reativa. Os resultados das simulações estão apresentados nas Figuras 45, 46, 47, 48 e 49.

Figura 45: Tensões nos barramentos de carga



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Os geradores desse sistema apresentam as seguintes tensões especificadas conforme descrito no Apêndice A:

Tabela 6 – Tensões Especificadas para Cada Barramento

Barramento	$V_k^{esp}$ [pu]
BARRA-034	1.01
BARRA-035	1.01
BARRA-036	1.01
BARRA-037	1.01
BARRA-038	1.01

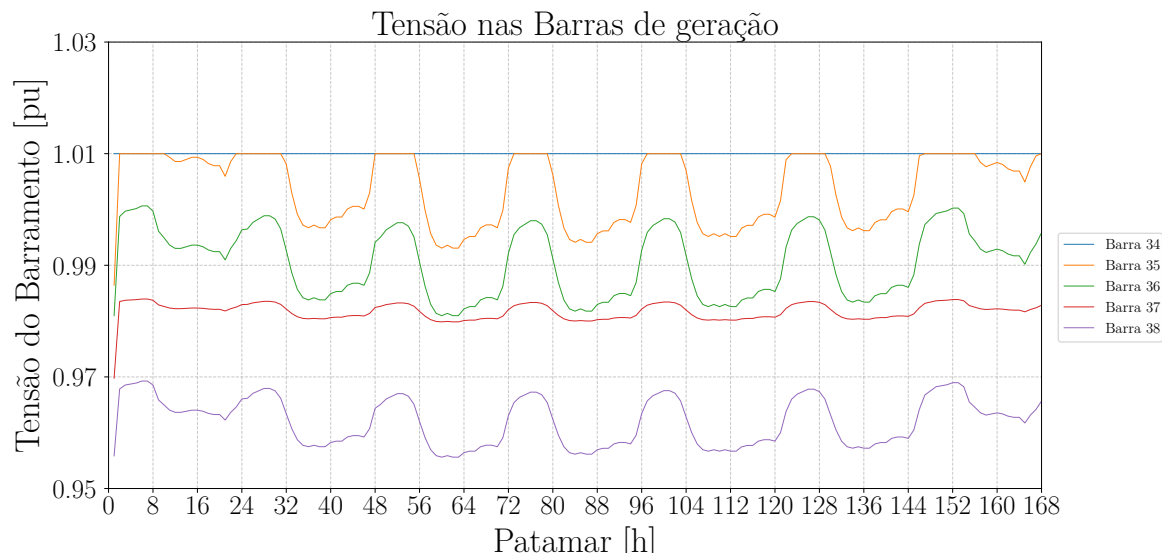
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Na Figura 46, observa-se que apenas a Barra 34 (em azul), que apresenta a maior capacidade de geração de potência reativa, conforme a Tabela 4, consegue manter a tensão no valor desejado de 1,01 pu, reiterando o controle de geração  $Q$ . Os barramentos 36 (em verde), 37 (em vermelho) e 38 (em roxo), na busca de manter a tensão desejada, fazem com que suas máquinas operem no limite máximo de geração  $Q$ , como se vê na Figura 47. Vale destacar que as máquinas geradoras 36 e 38 possuem curvas sobrepostas, pois compartilham a mesma capacidade de geração.

O comportamento do barramento 35 (em amarelo) evidencia o funcionamento do tratamento dos limites de geração de potência reativa de forma clara. Observamos na Figura 46 que, nos patamares em que a tensão especificada é alcançada, assim que essa é ultrapassada, a geração de potência reativa no respectivo patamar é reduzida (Figura

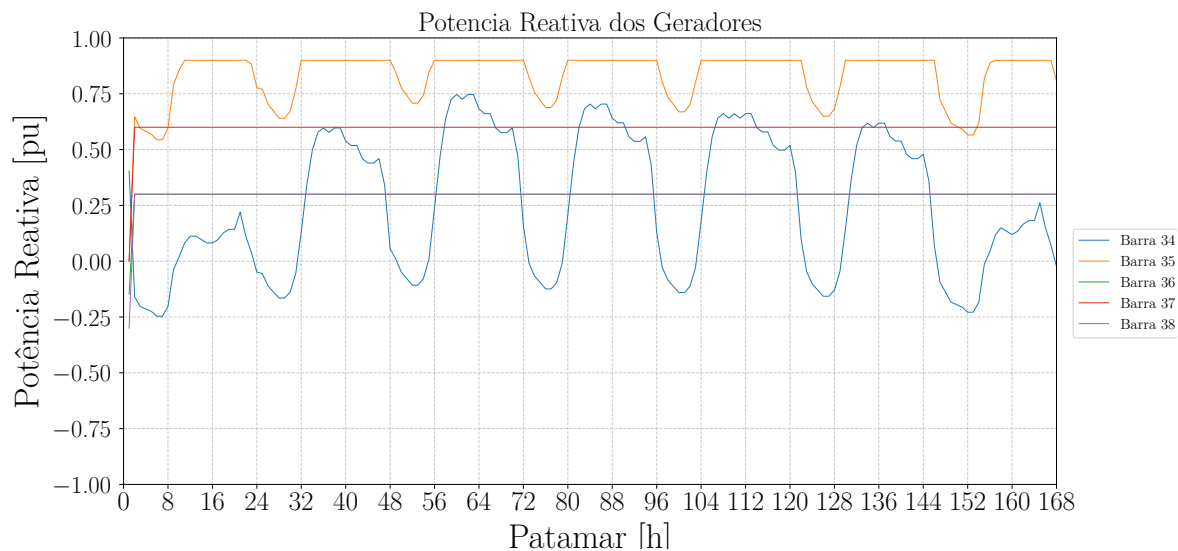
47). Quando a tensão volta a cair, a máquina retorna ao seu limite operacional, buscando manter a tensão de referência.

Figura 46: Tensão nos barramentos de Geração



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 47: Potência reativa nas GDs

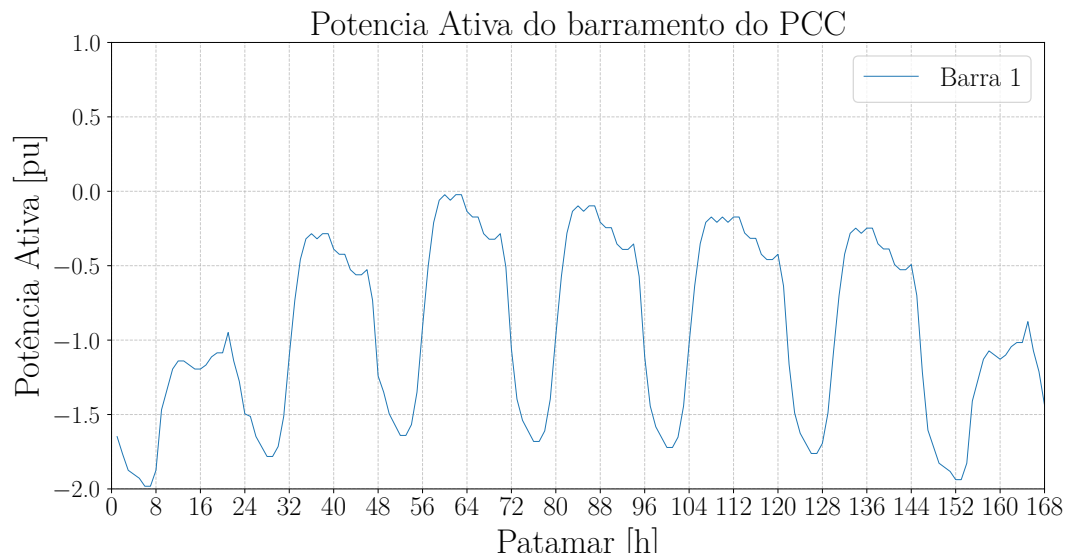


Fonte: Elaborado pelo Autor.

Quanto às potências no PCC, constatamos nas Figuras 48 e 49 uma demanda muito pequena de  $Q$  e um escoamento de potência ativa excedente da microrrede.

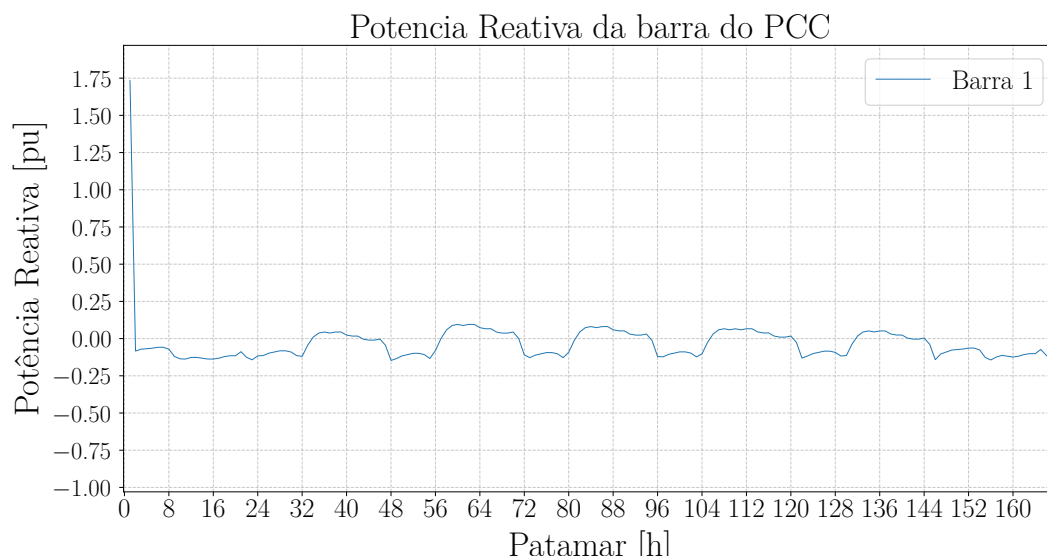


Figura 48: Potência Ativa no PCC



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 49: Potência reativa no PCC



Fonte: Elaborado pelo Autor.

#### 6.2.4 Modo Operativo PV com Controle Secundário de Tensão:

Nesta formulação, tanto o controle de potência reativa quanto o Controle Secundário de Tensão (CST) serão implementados. Toda a simulação é fundamentada na metodologia proposta nas seções anteriores, em que os coeficientes de participação são determinados

pelos dados de entrada do sistema, e utiliza-se a modelagem de um gerador fictício de referência para os demais geradores. Da mesma forma, os limites de geração de potência reativa são definidos com base na proporção entre o gerador analisado e o gerador fictício, conforme discutido seção 5.3. Na Tabela 7 abaixo estão os respectivos fatores de participação das máquinas geradoras que contemplam o controle secundário de tensão:

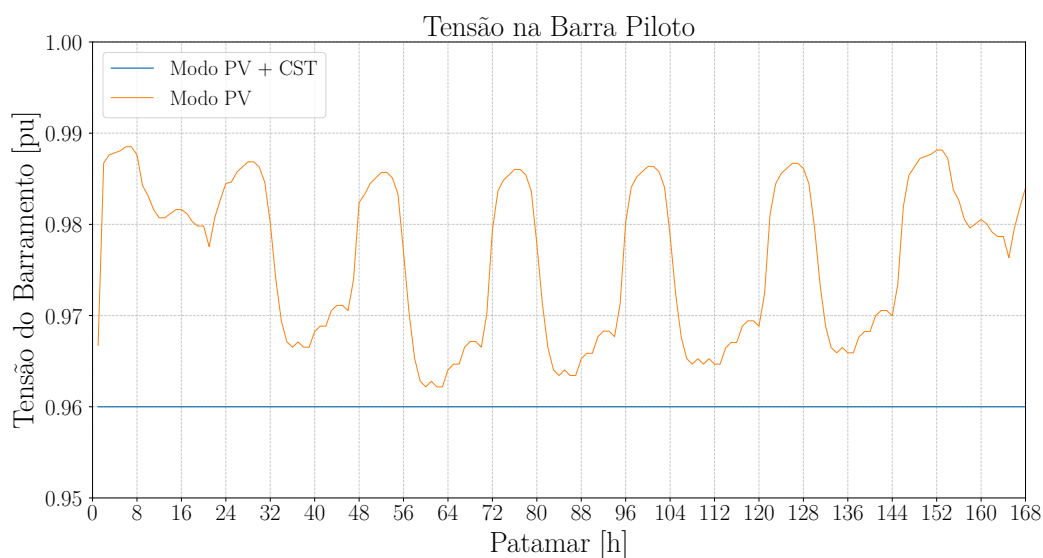
Tabela 7 – Fatores de participação  $\alpha_i$  das GDs

Barramento	$\alpha_i$
34	0,4615
35	0,2308
36	0,0769
37	0,1539
38	0,0769

Durante a simulação utilizando a curva de carga no sistema de 38 barras, a barra 33 será considerada como barra piloto, definida com base no Método da Distância Elétrica (MORAIS, 2019), cujo conceito foi apresentado em (LAGONOTTE et al., 1989).

Para analisar o algoritmo proposto, realiza-se uma comparação com as simulações do método PV sem CST no que tange à barra piloto, a fim de examinar a influência do CST, conforme apresentado na Figura 50.

Figura 50: Tensão no Barramento Piloto no Modo PV sem e com CST implementado

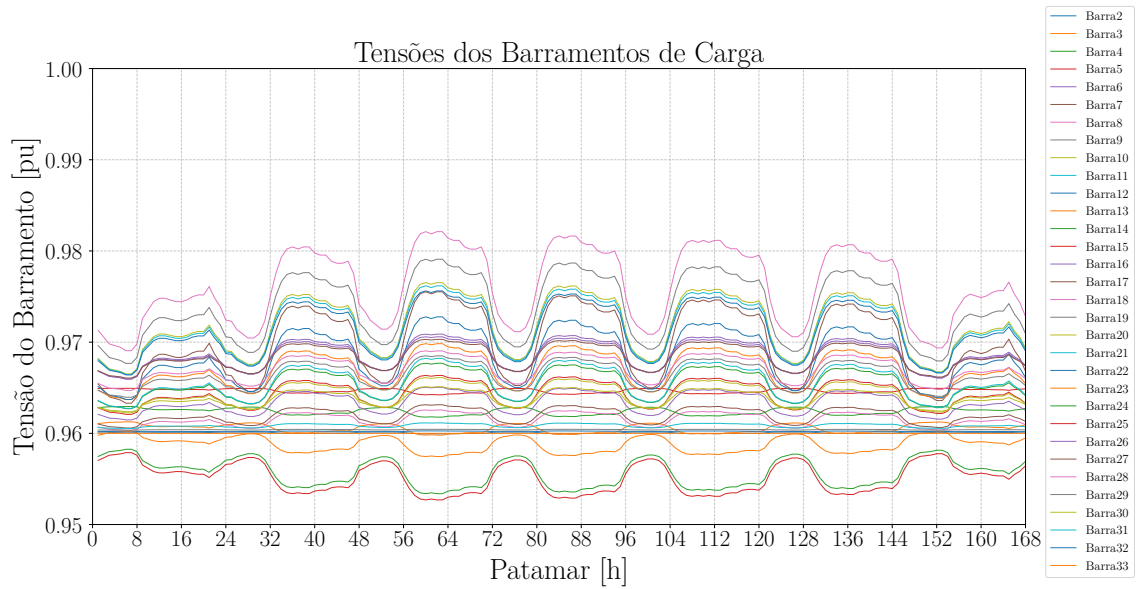


Fonte: Elaborado pelo Autor.

Obviamente, com CST (curva azul) a barra piloto se mantém no valor especificado de 0,96 pu dado o controle implementado. Com o controle funcionando, avaliamos o comportamento do sistema.

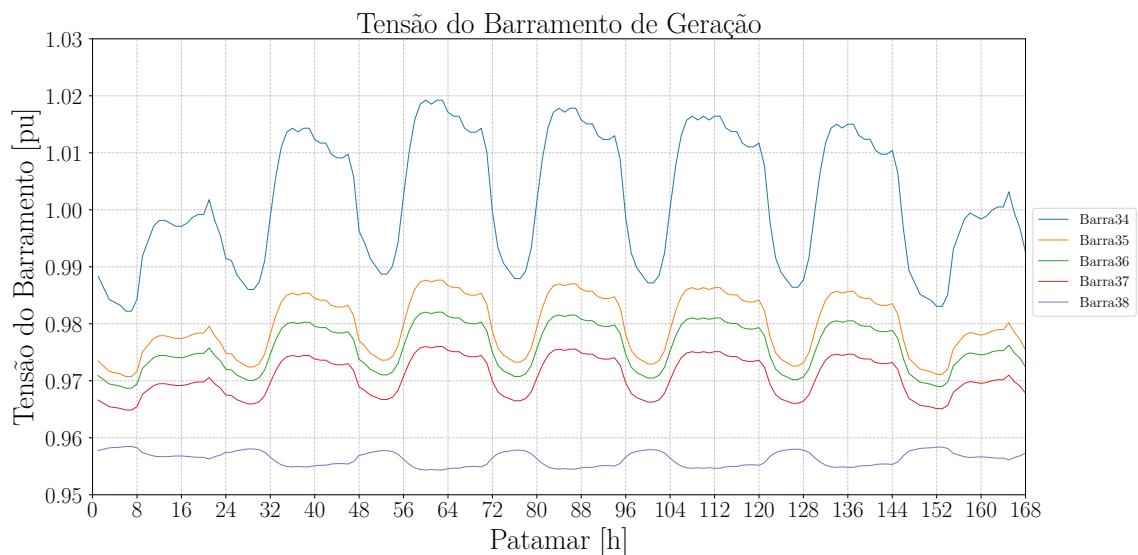
Nas figuras 51, 52, 53, 54 e 55 constatamos a tensão nas barras de carga, nas barras de geração, potência reativa das máquinas gerados e potência reativa e Ativa do PCC respectivamente.

Figura 51: Tensão nos Barramentos de Carga (Modo PV + CST)



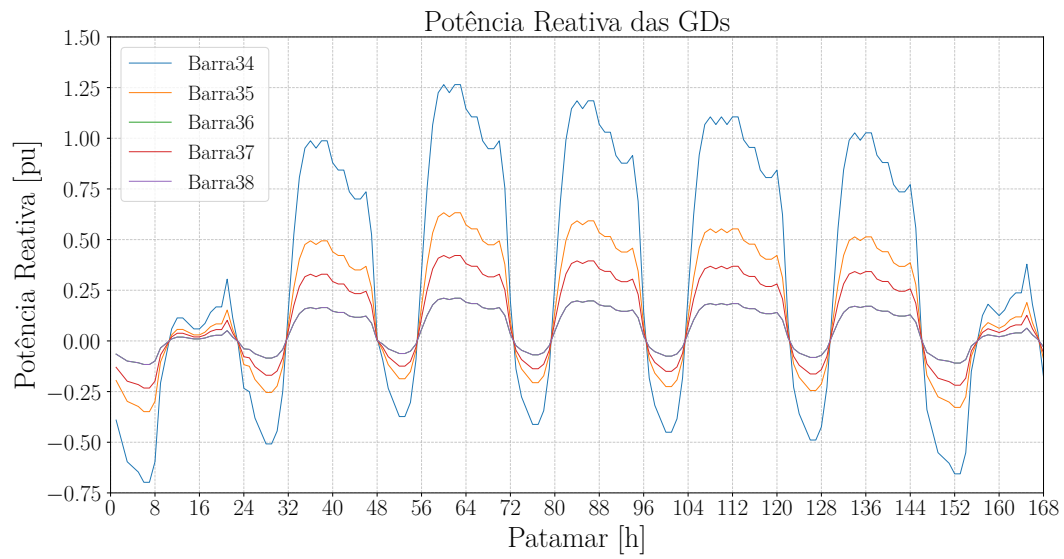
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 52: Tensão das GDs (Modo PV + CST)



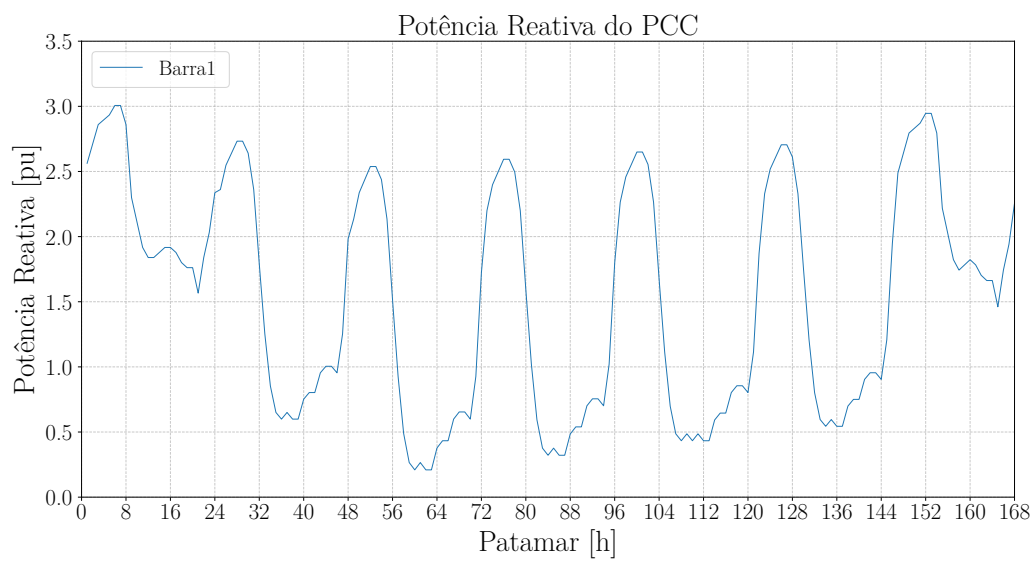
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 53: Potência Reativa das GDs (Modo PV + CST)



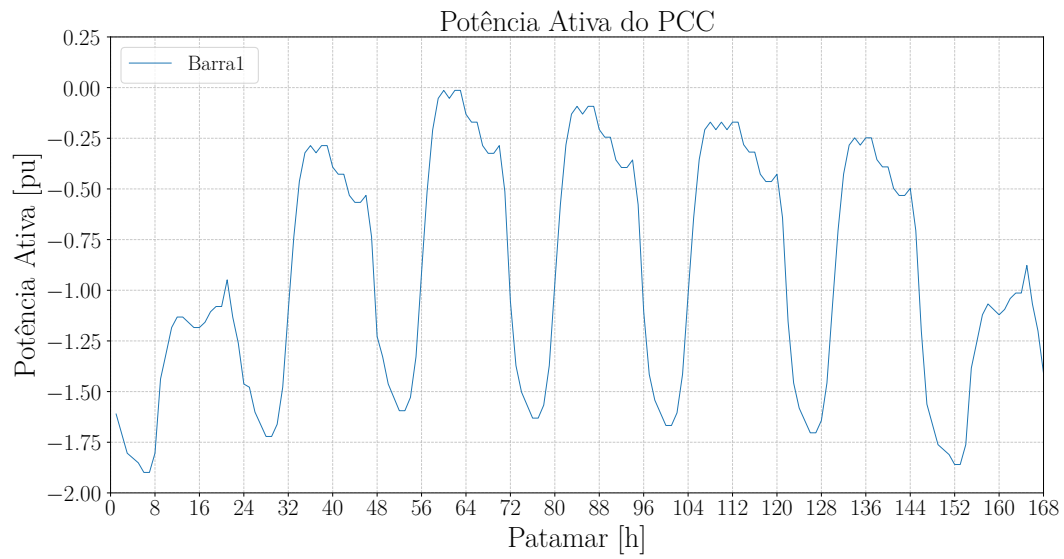
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 54: Potência Reativa da Rede (Modo PV + CST)



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 55: Potência Ativa da Rede (Modo PV + CST)

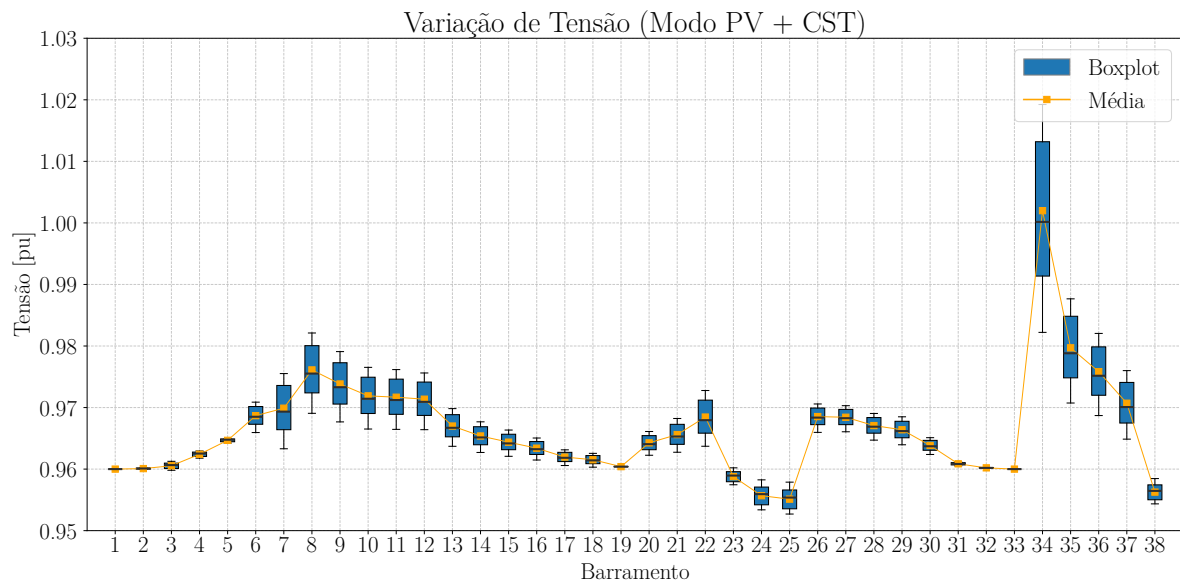


Fonte: Elaborado pelo Autor.

Uma vez que se obteve o comportamento do sistema dado o controle adicional ao modo operativo PV, cabe confrontá-los para ponderar os efeitos desse controle.

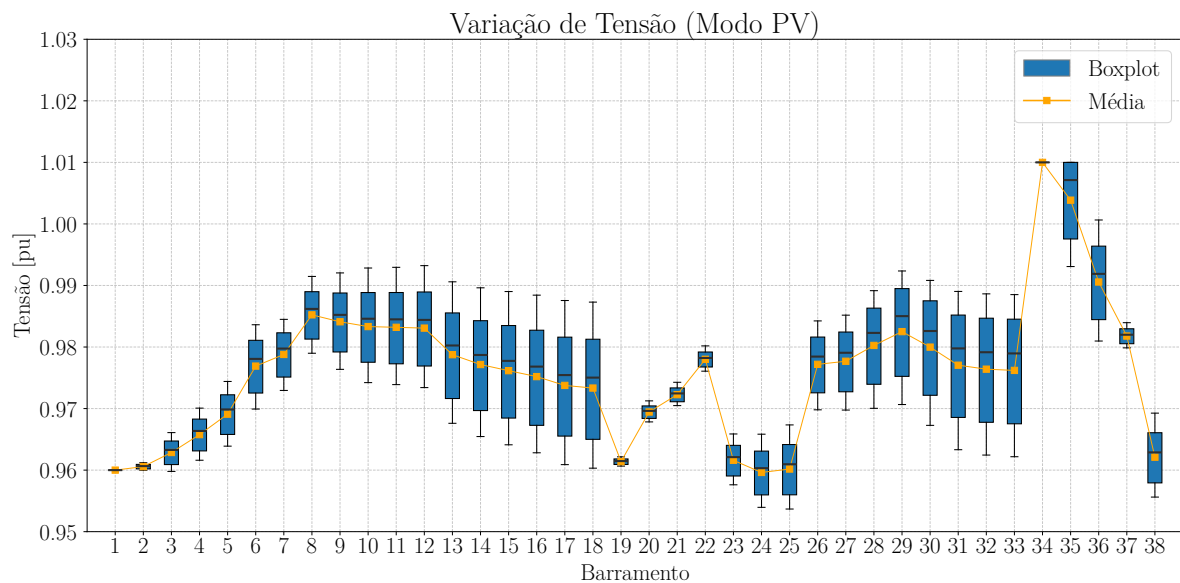
Na Figura 56, observa-se a variação de tensão ao longo da curva de carga no modo PV somado ao CST, assim como a variação no modo PV (Figura 57), discutida anteriormente neste tópico.

Figura 56: Variação de Tensão do Modo PV somado ao CST



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 57: Variação de Tensão do Modo PV apenas



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Conforme podemos observar nas Figuras 56 e 57, a variação de tensão na simulação com CST foi significativamente menor, e o barramento piloto (Barra 33) corroborou com o argumento de representar a região em que se encontra, pois os barramentos de carga próximos eletricamente a ele também apresentaram variações reduzidas.

Outro ponto a se notar é o contraste da variação de tensão da GD no barramento 34. No modo PV, essa máquina consegue manter a tensão da GD com precisão em seu valor especificado de 1,01, devido ao algoritmo de *backoff*, que permite à GD controlar sua tensão como consequência do tratamento de limites de geração de reativos e acoplamento da potência reativa e tensão. Como essa unidade geradora possui os maiores limites operacionais de absorção e geração de reativos, ela consegue controlar sua tensão especificada facilmente. Por outro lado, com o CST, o limite operacional é implementado conforme a proporção de reativos gerados pela GD em relação ao seu fator de participação. Isso resulta em uma variação mais acentuada.

Além disso, a potência reativa demandada da rede (Figura 54) é muito mais acentuada do que a apresentada no Modo PV (Figura 49), que é ínfima. Isso é coerente, dado o acoplamento entre tensão e potência reativa, pois a média de tensão na implementação com CST é inferior à do modo PV ao longo da curva de carga, como vemos nas variações de tensão. Por conta disso, o sistema drena  $Q$  da rede para atender sua carga.

### 6.2.5 Modo Operativo VSI

Conforme discutido em Seção 5.5, a simulação do modo Operativo VSI exige a determinações dos coeficientes de queda de potência reativa de cada gerador e uma faixa de operação para determinarmos os mesmos.

#### 6.2.5.1 Determinando os Coeficientes de Queda $n_q$ :

Para determinar a faixa de operação da tensão, utilizamos o ANEXO VIII DA RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 956, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021 - PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL – PRODIST, mais especificamente o Módulo 8, referente à qualidade do fornecimento de energia elétrica.

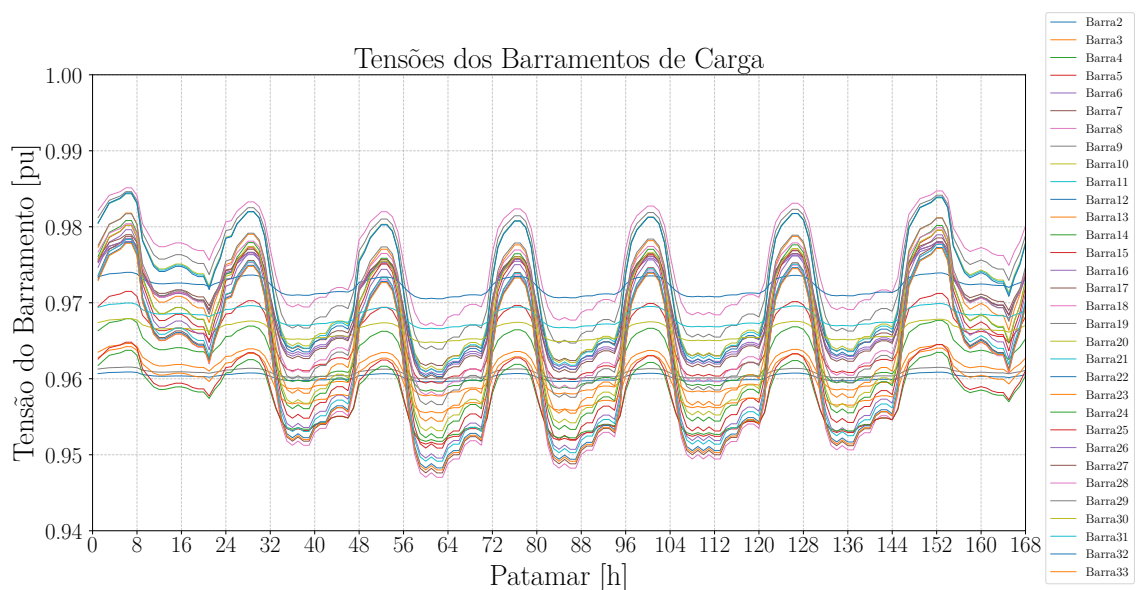
No que tange às variações de tensão em regime permanente, a tensão a ser contratada nos pontos de conexão com tensão nominal de operação inferior a 230 kV deve situar-se entre 95% e 105% da tensão nominal de operação do sistema no ponto de conexão (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, ANEEL, 2021).

Com isso em mente, consideramos uma tensão de 1 pu como referência para as GDs, sendo a faixa de operação das mesmas de 0,95 a 1,05 pu.

Com os limites operativos das GDs da Tabela e com o intervalo de tensão máximo e mínimo determinados, calculamos os coeficientes de queda  $n_q$  conforme a Seção 5.5 utilizando a Equação 5.11.

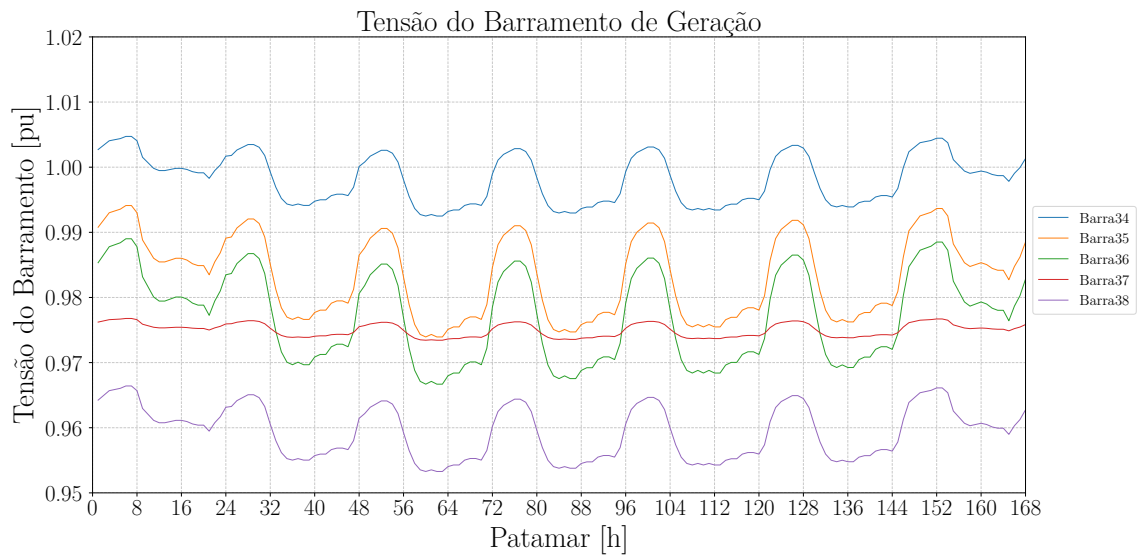
Os resultados das simulações encontram-se nas Figuras 58 à 62:

Figura 58: Variação de Tensão nas Cargas: Modo Operativo VSI



Fonte: Elaborado pelo Autor.

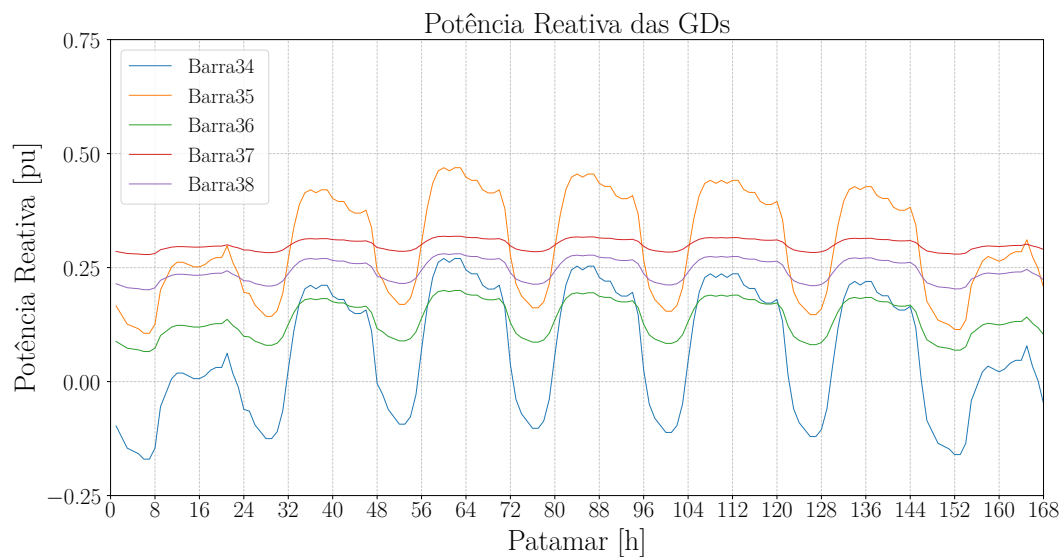
Figura 59: Variação de Tensão nas GDs: Modo Operativo VSI



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Podemos verificar abaixo que nenhuma máquina chegou a atingir seu limite de  $Q$ .

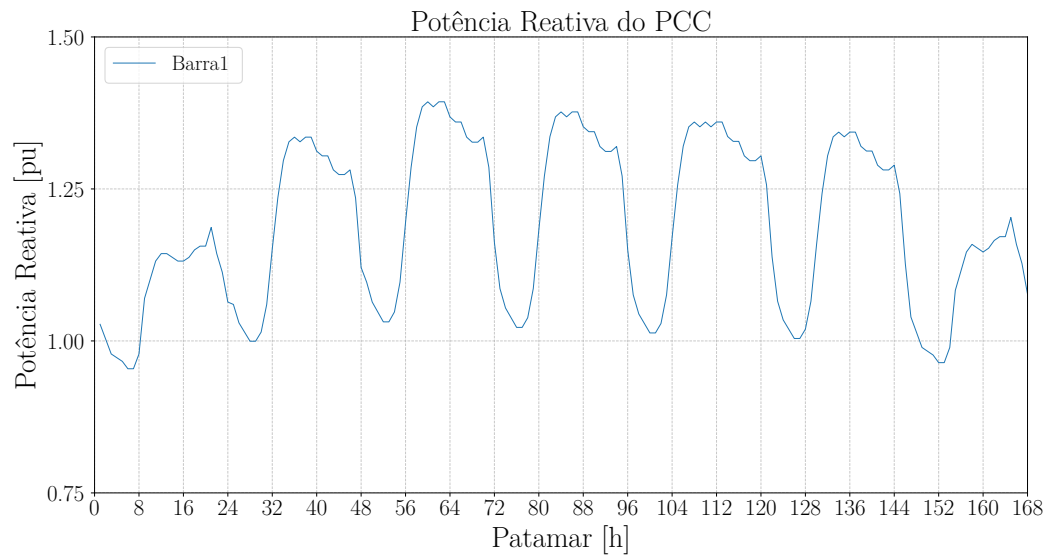
Figura 60: Potência Reativa nas GDs: Modo Operativo VSI



Fonte: Elaborado pelo Autor.

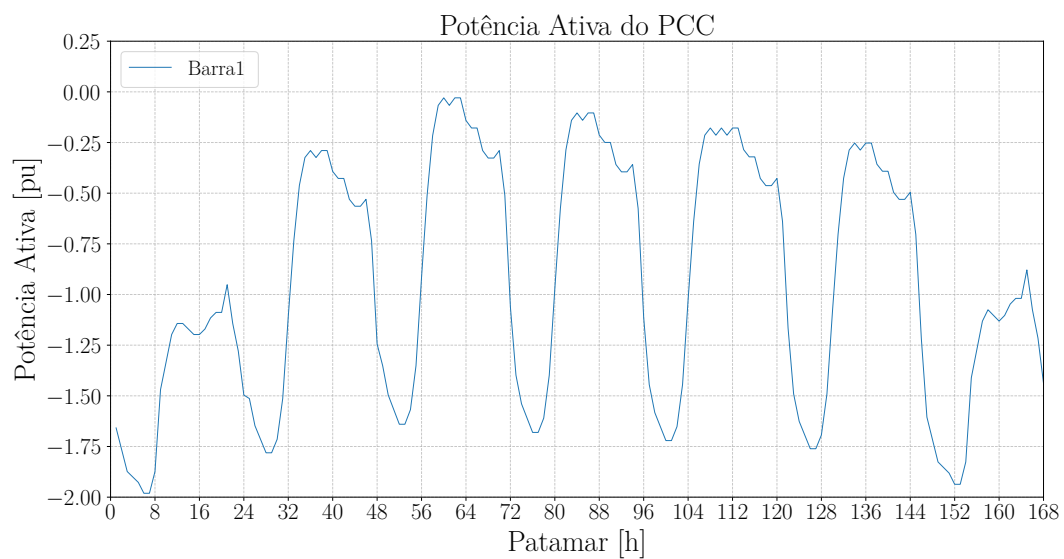


Figura 61: Potência Reativa no PCC: Modo Operativo VSI



Fonte: Elaborado pelo Autor.

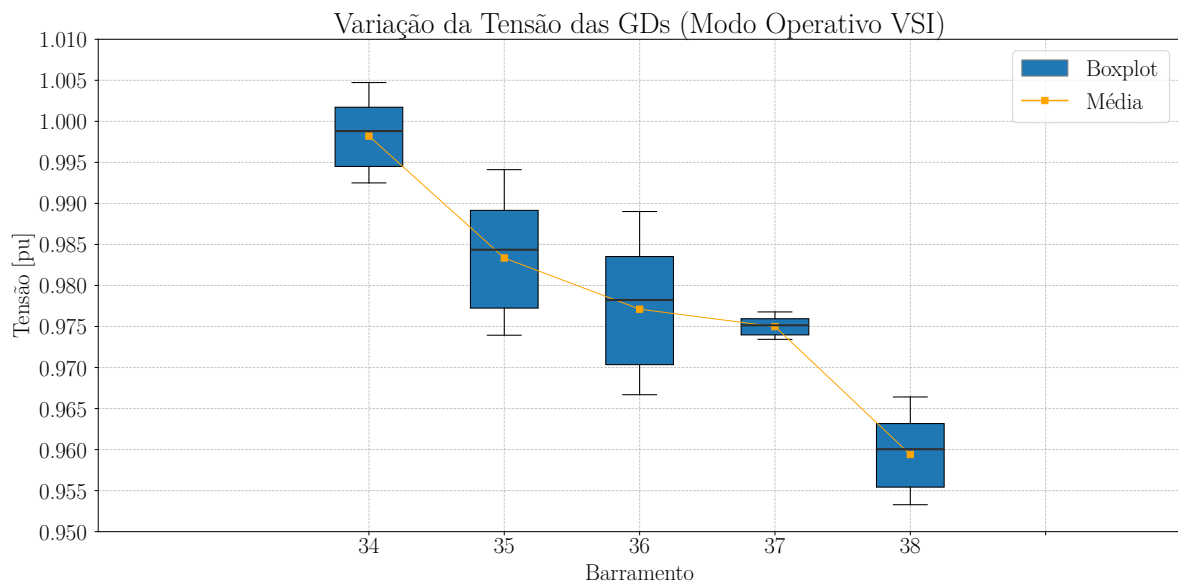
Figura 62: Potência Ativa no PCC: Modo Operativo VSI



Fonte: Elaborado pelo Autor.

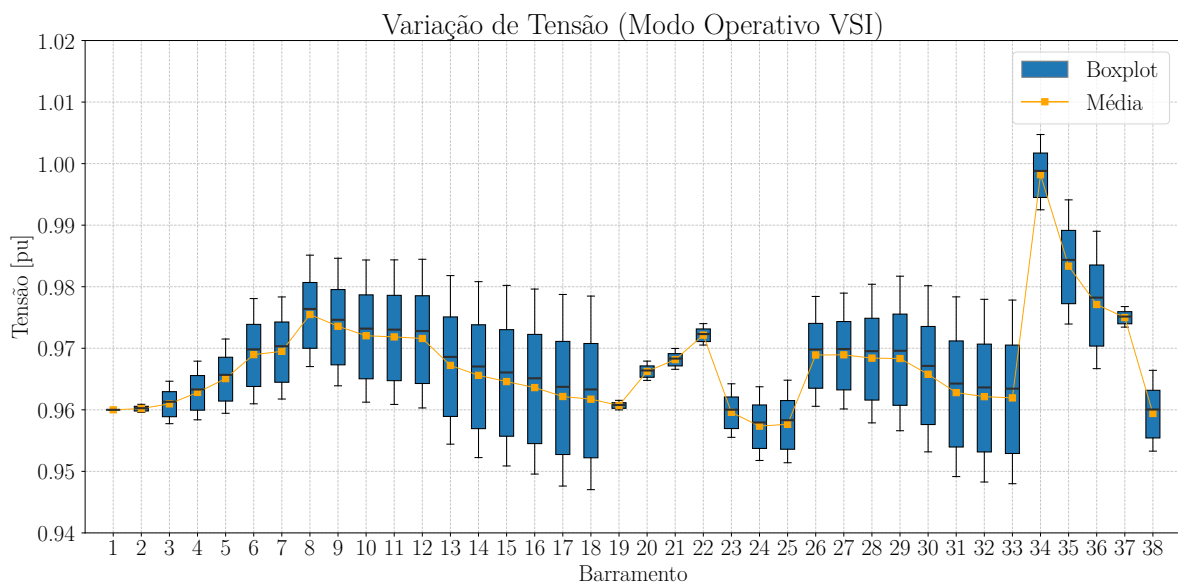
Quanto à variação de tensão, os geradores se mantiveram dentro dos limites de operação estipulados, conforme podemos verificar na Figura 63, assim como a variação de tensão das cargas na Figura 64.

Figura 63: Variação de Tensão nas GDs - Modo Operativo VSI



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 64: Variação de Tensão nas Cargas - Modo Operativo VSI



Fonte: Elaborado pelo Autor.

### 6.2.6 Modo Operativo VSI com Controle Secundário de Tensão:

Assim como fizemos na Seção 6.2.4, incorporaremos o esquema de controle secundário de tensão.

Os fatores de participação dos geradores permanecem os mesmos, calculados pela razão entre a potência reativa da máquina e a potência reativa total das máquinas que integram esse esquema de controle.

Além disso, devido à formulação matemática desse problema, a solução fornece a tensão de referência do inversor, pois essa é uma variável de estado do problema e é determinada na convergência.

Essas informações encontram-se sumarizadas na Tabela 8 abaixo:

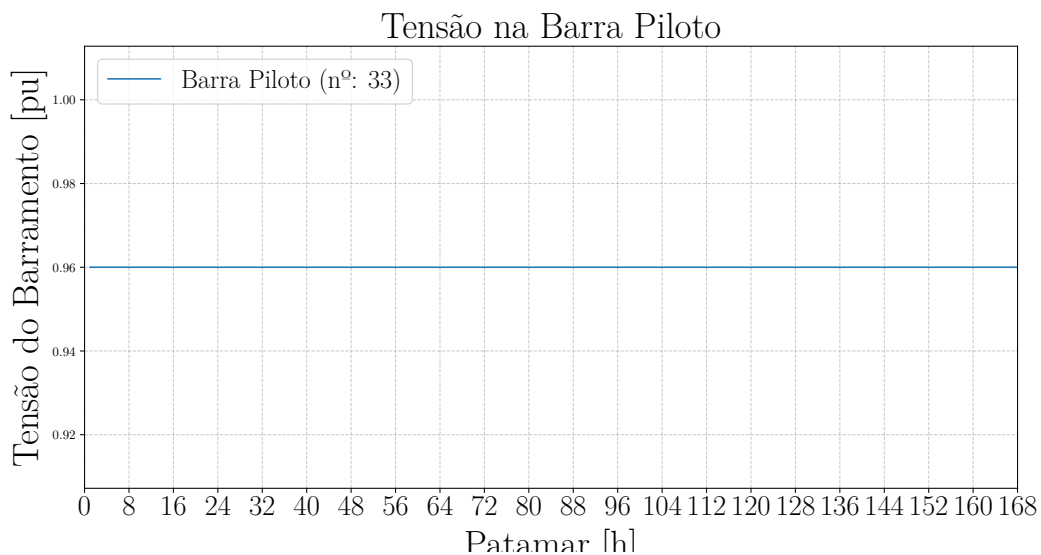
Tabela 8 – Tensões referência dos inversores

Barra	Tensão Referência [pu]	Tensão Barra [pu]	$n_q$	$\alpha_i$
34	1.05437	1.01924	0.02778	0.46150
35	1.02281	0.98766	0.05556	0.23080
36	1.01717	0.98204	0.16667	0.07690
37	1.01113	0.97600	0.08333	0.15380
38	0.98948	0.95435	0.16667	0.07690

Dito isso, simulamos utilizando a curva de carga em questão, e os resultados estão apresentados nas Figuras 65 a 71.

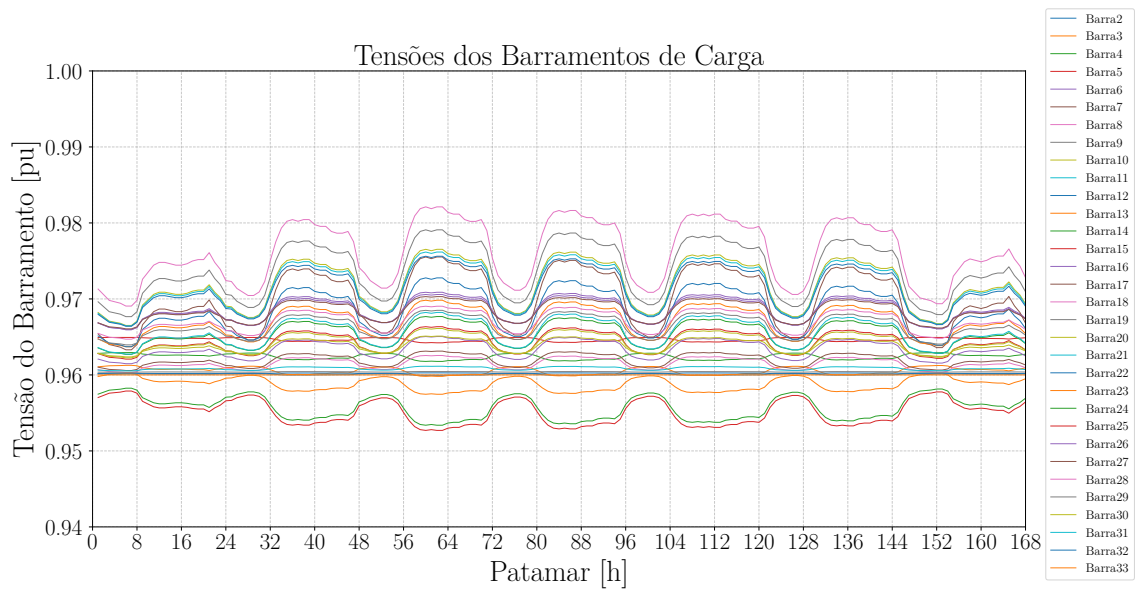
O barramento piloto 33 mantém seu valor especificado de 0,96 pu.

Figura 65: Tensão na Barra piloto - Modo Operativo VSI + CST



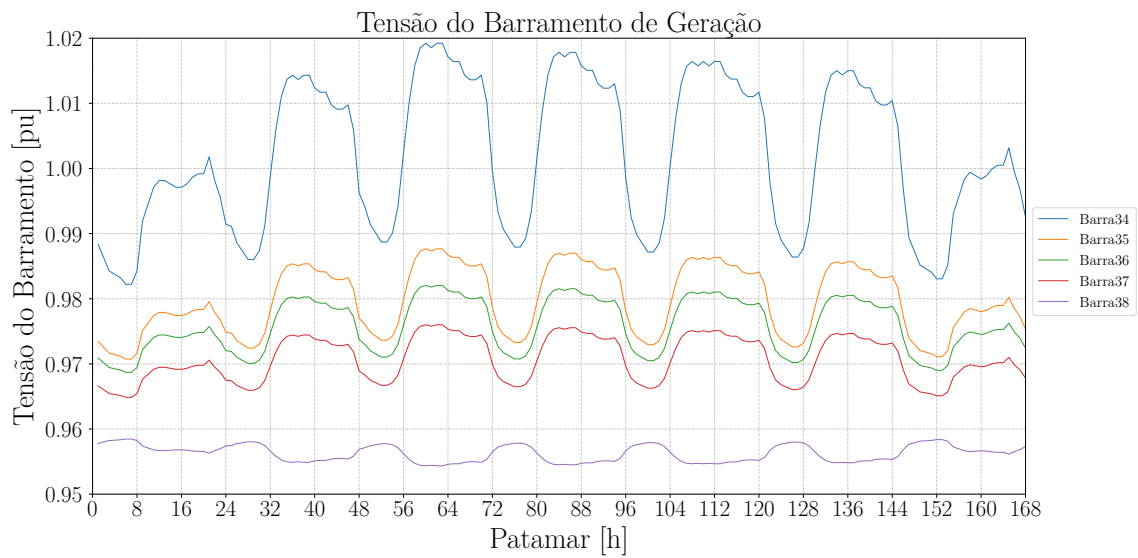
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 66: Tensão nas Barras de Carga - Modo Operativo VSI + CST



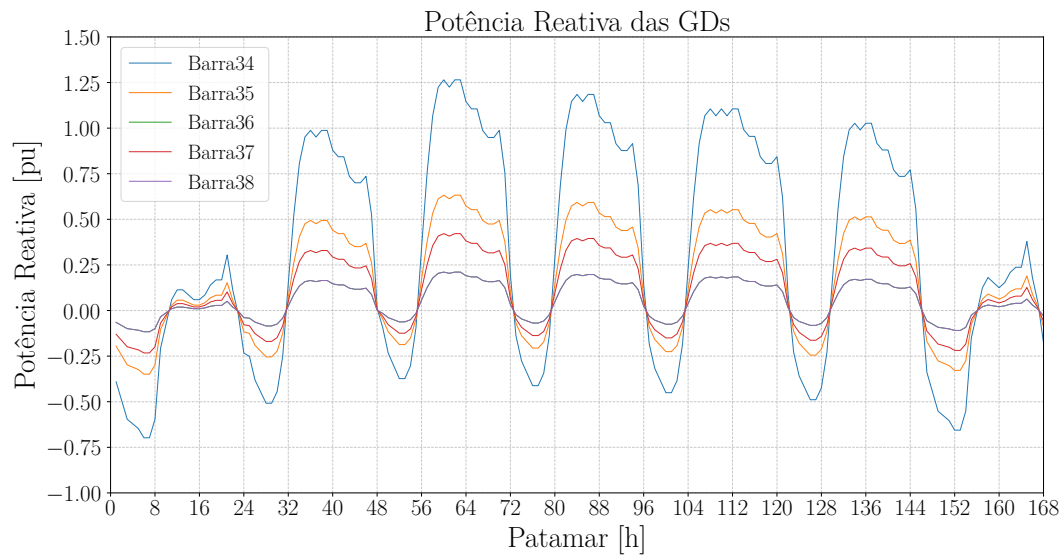
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 67: Tensão nas Barras de Geração - Modo Operativo VSI + CST



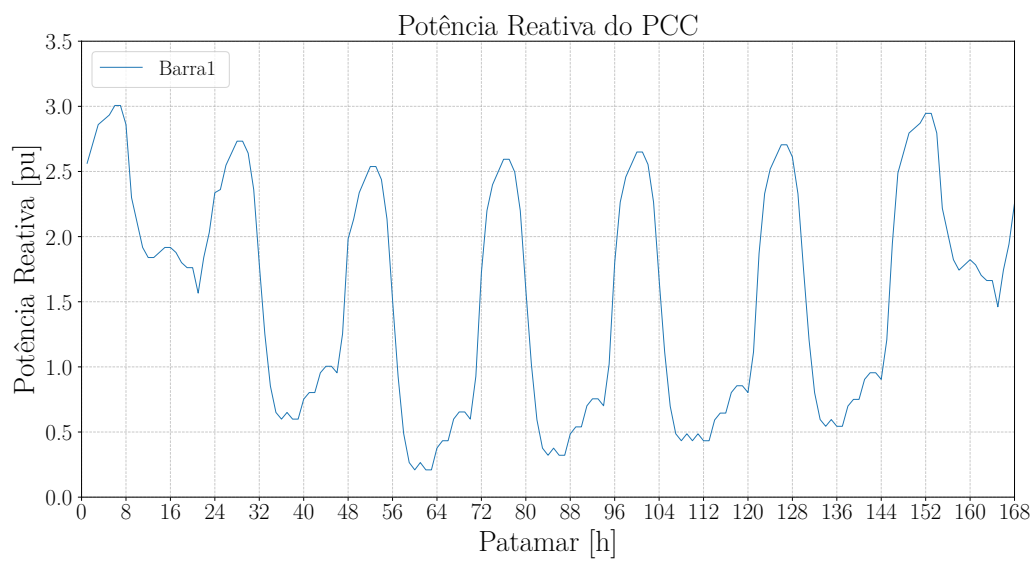
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 68: Potência Reativa das GDs - Modo Operativo VSI + CST



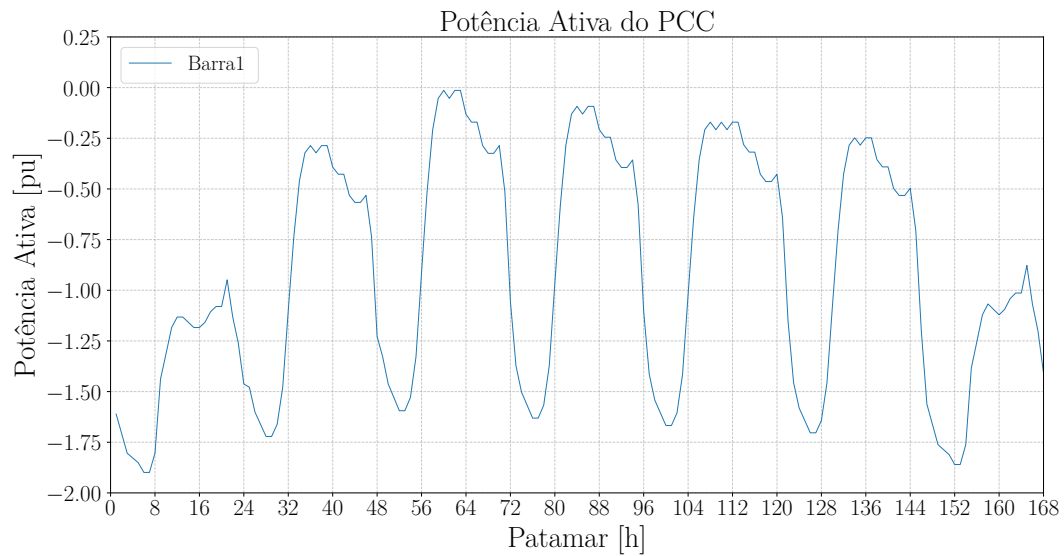
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 69: Potência Reativa do PCC - Modo Operativo VSI + CST



Fonte: Elaborado pelo Autor.

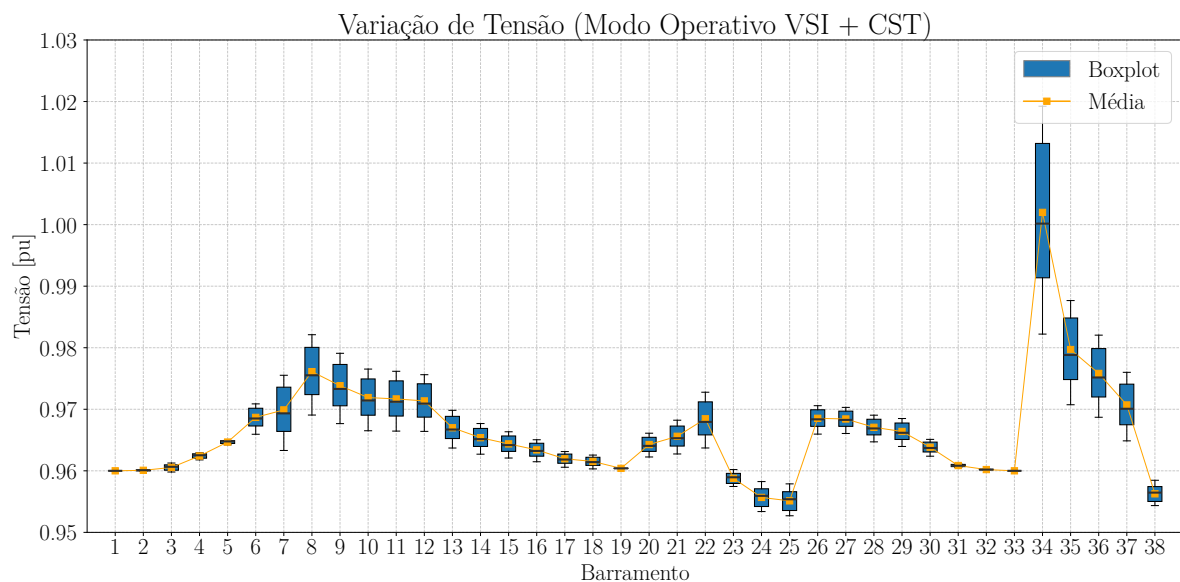
Figura 70: Potência Ativa do PCC - Modo Operativo VSI + CST



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Assim, como se observou na Seção 6.2.4, a barra piloto influenciou o comportamento das barras eletricamente próximas, exemplificando novamente sua característica de atenuar a variação de tensão em sua região.

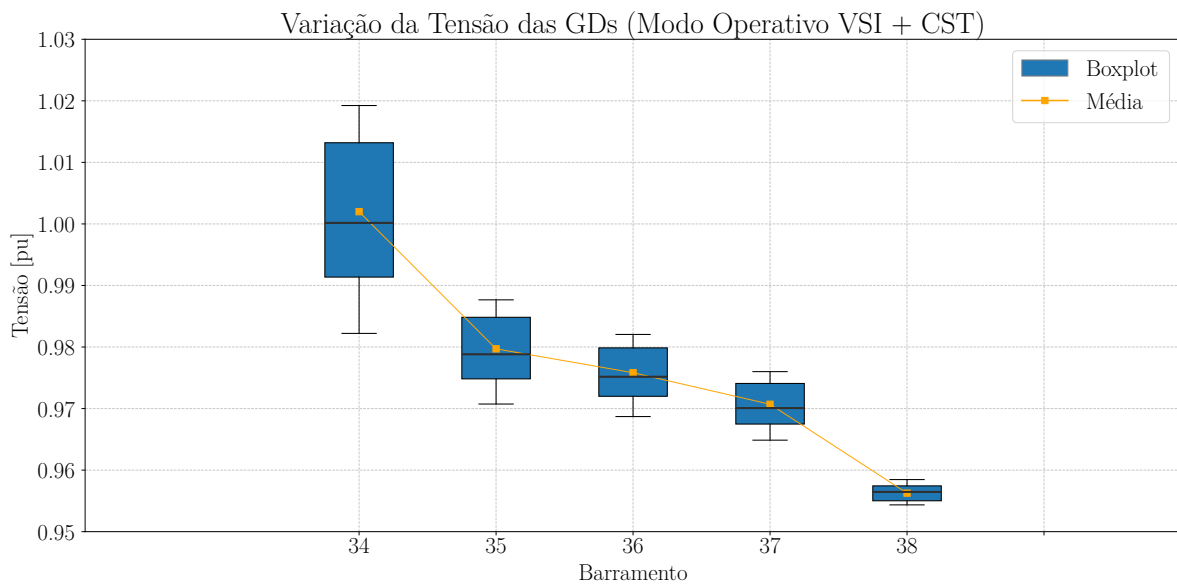
Figura 71: Variação de Tensão das Cargas - Modo Operativo VSI + CST



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Quanto às tensões dos inversores, com a adição do controle secundário de tensão, também não atingimos os limites operacionais de potência reativa da máquina.

Figura 72: Variação de Tensão das GDs - Modo Operativo VSI + CST



Fonte: Elaborado pelo Autor.

### 6.2.7 Modo Operativo Volt-var

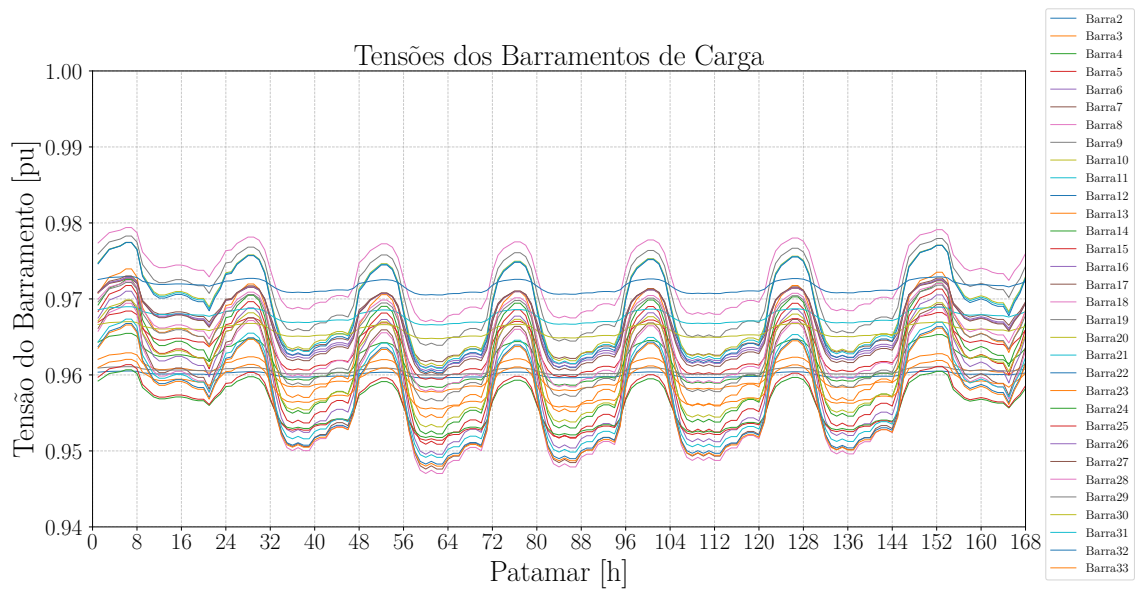
O modo Volt-var mantém sua potência reativa a partir de uma tensão de referência que, quando conectado à rede, pode ser a própria tensão do PCC (NASCIMENTO, 2019). Nessa simulação, consideramos a mesma tensão de referência que no modo operativo anterior, o VSI. Desse modo, os valores de tensão mínimos, máximos e críticos do Equacionamento 5.23 do modo operativo Volt-var se darão de modo semelhante ao VSI, com a adição da faixa de tensão em que os conversores se desligarão.

Tabela 9 – Limites de operação de tensão

Limites de Operação	Tensão [pu]
$V_{\min}^{\text{crit}}$	0.93
$V_{\min}$	0.97
$V_0$	1.00
$V_{\max}$	1.05
$V_{\max}^{\text{crit}}$	1.07

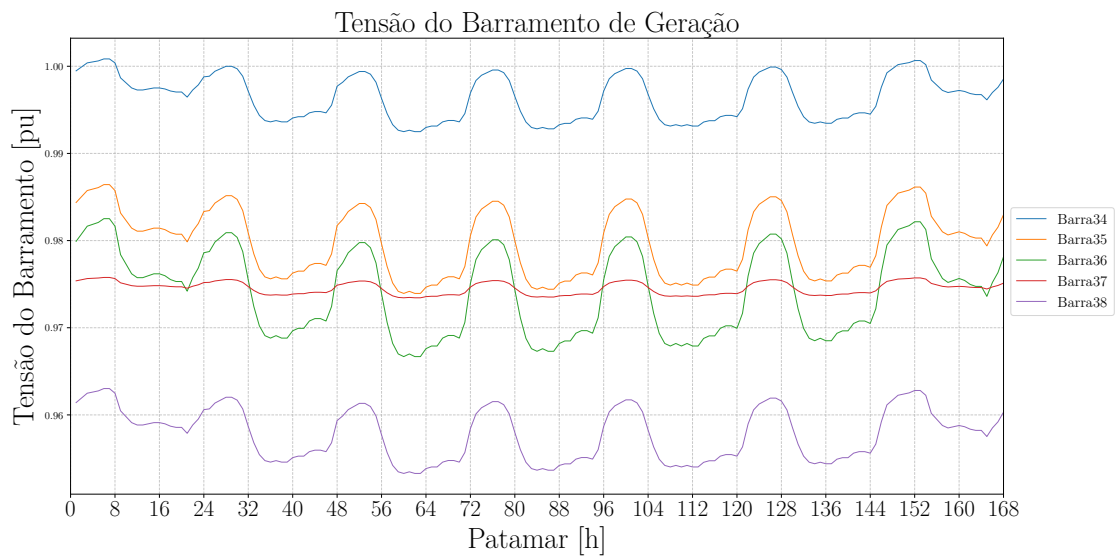
Das figuras 73 a 79 observamos o comportamento do modo operativo Volt-var

Figura 73: Tensão nas Barras de carga - Modo Operativo Volt-var



Fonte: Elaborado pelo Autor.

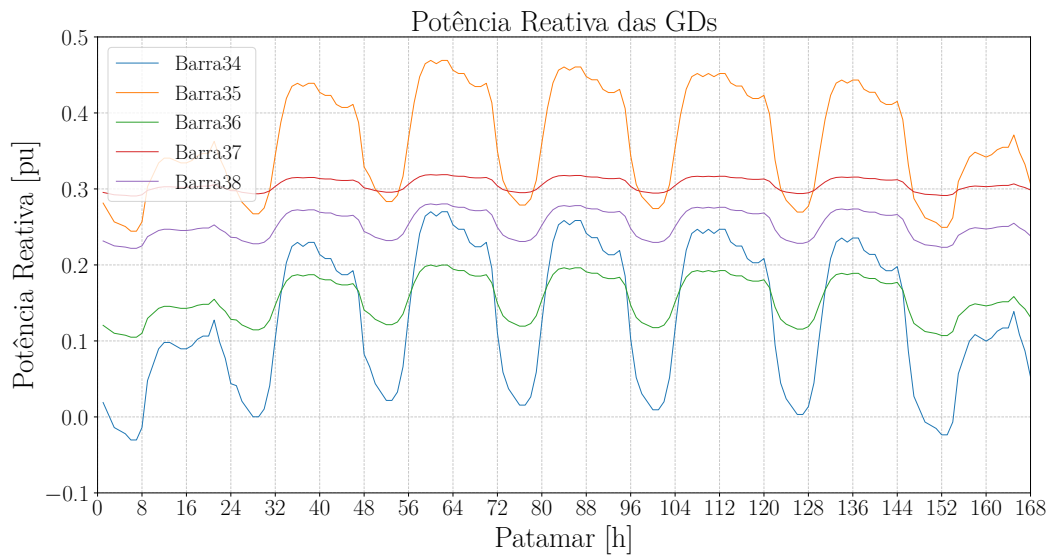
Figura 74: Tensão nas Barras de geração - Modo Operativo Volt-var



Fonte: Elaborado pelo Autor.

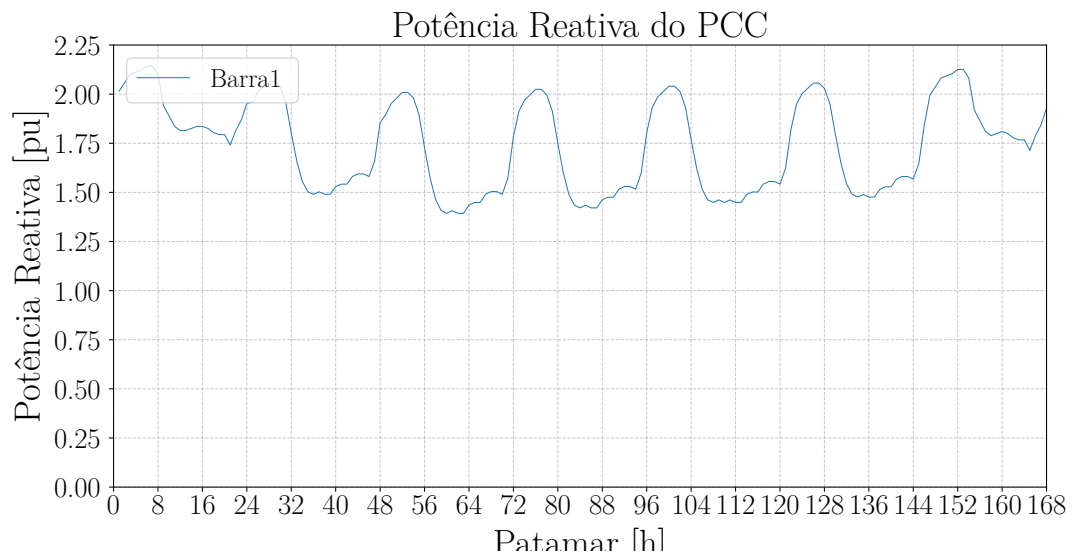


Figura 75: Potência Reativa nos geradores - Modo Operativo Volt-var



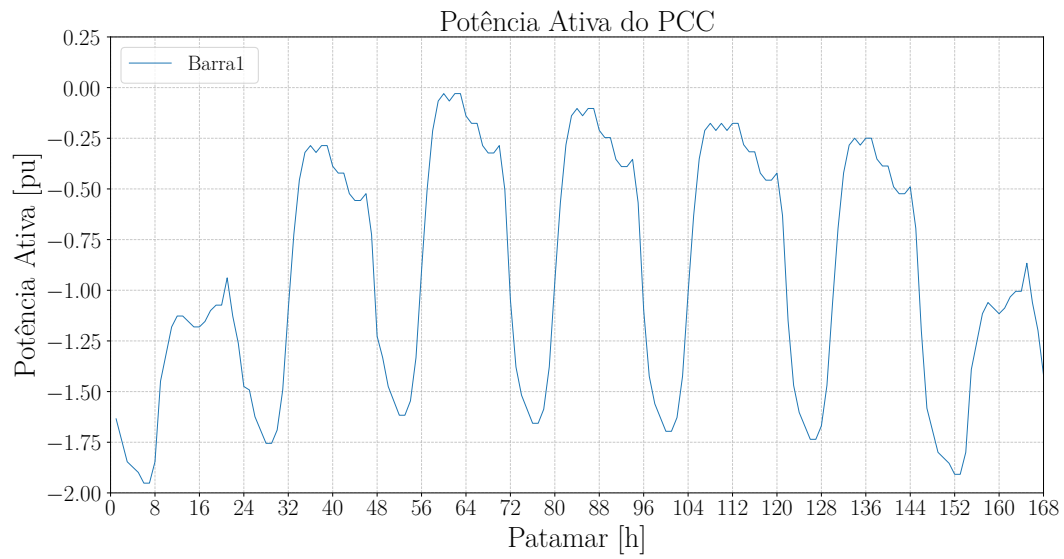
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 76: Potência Reativa no PCC - Modo Operativo Volt-var



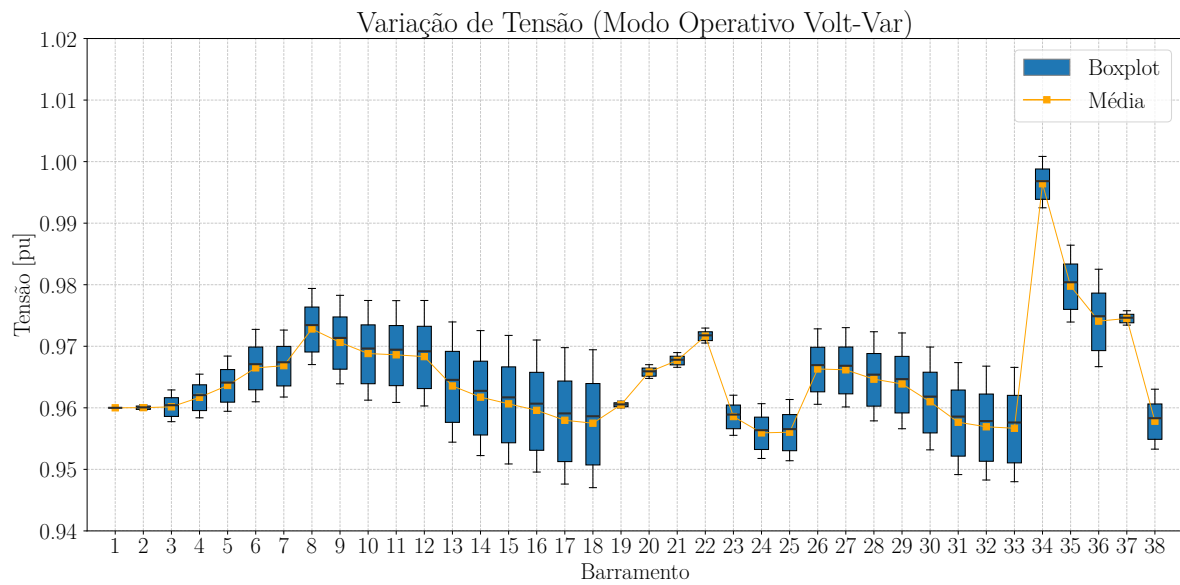
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 77: Potência Ativa no PCC - Modo Operativo Volt-var



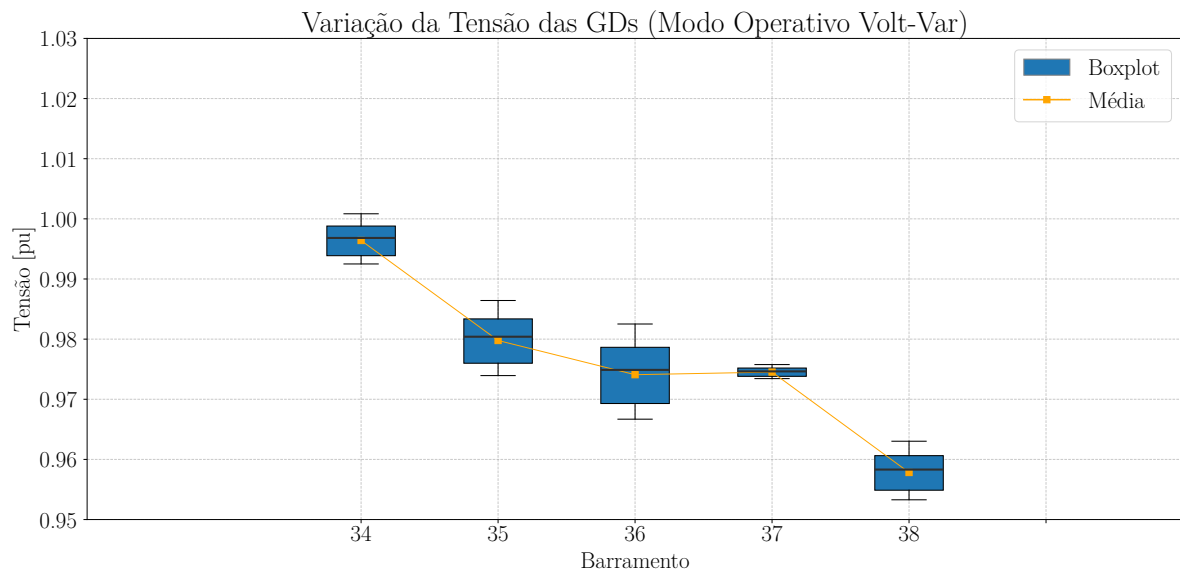
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 78: Variação de Tensão das Cargas - Modo Operativo Volt-var



Fonte: Elaborado pelo Autor.

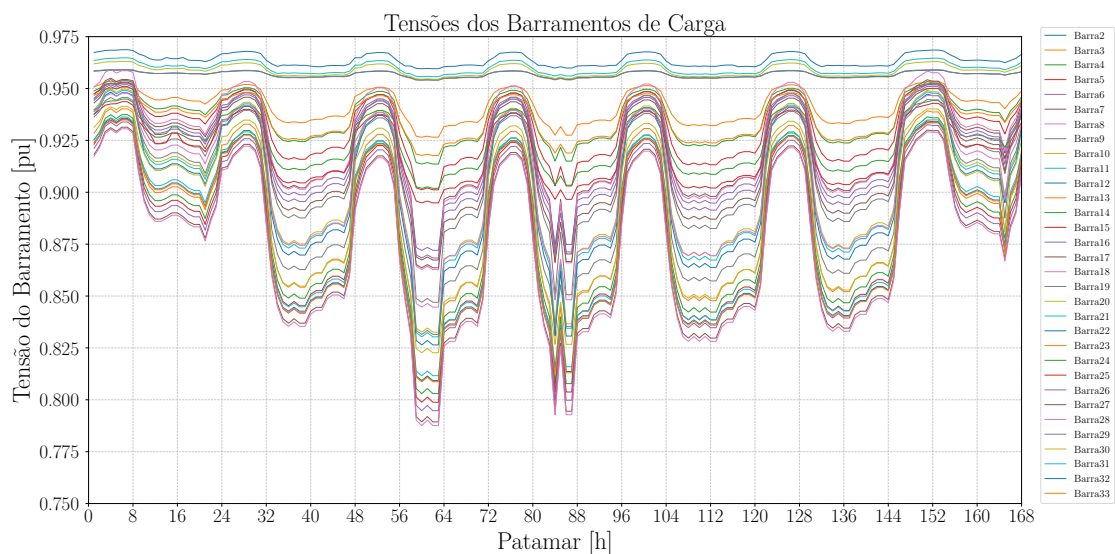
Figura 79: Variação de Tensão das GDs - Modo Operativo Volt-var



Fonte: Elaborado pelo Autor.

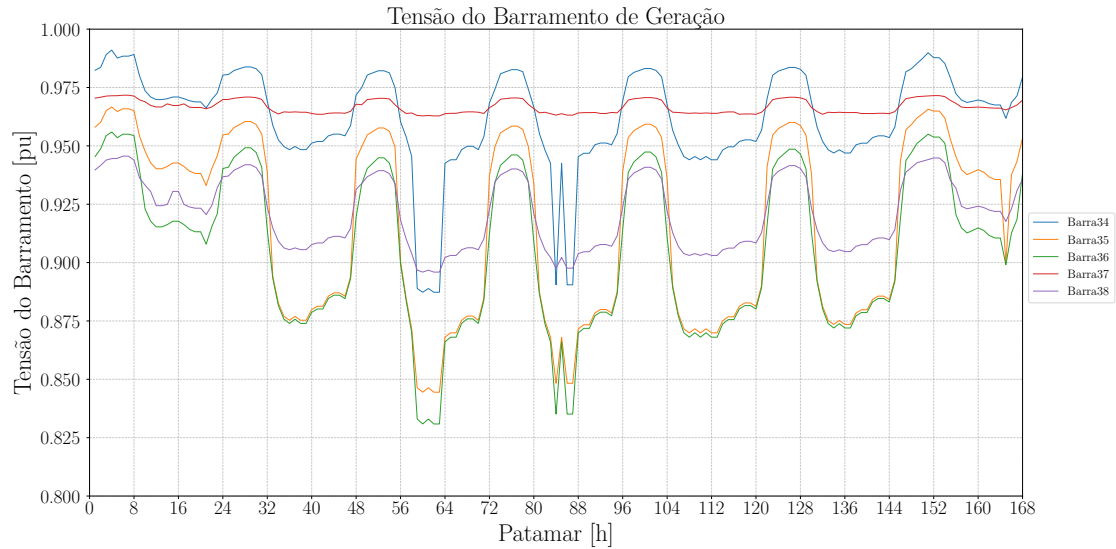
Se se comparar a variação de tensão obtida pelo modo VSI na Figura 64 com a do Volt-var na Figura 78, observa-se que elas são idênticas, pois a faixa linear do Volt-var utiliza a mesma Equação 5.11 aplicada no VSI. Por conta disso, para constatar o real funcionamento do modo operativo Volt-var, simula-se a carga aumentada em 3 vezes. O resultado dessa simulação está presente nas Figuras 80 a 86.

Figura 80: (Carga aumentada 3 vezes) Tensão nas Barras de carga - Modo Operativo Volt-var



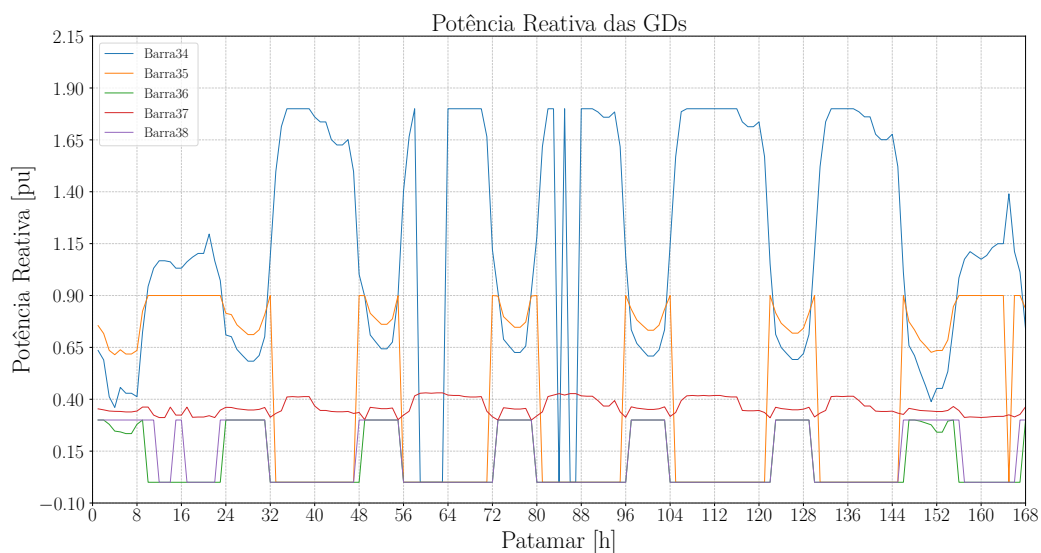
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 81: (Carga aumentada 3 vezes) Tensão nas Barras de geração - Modo Operativo Volt-var



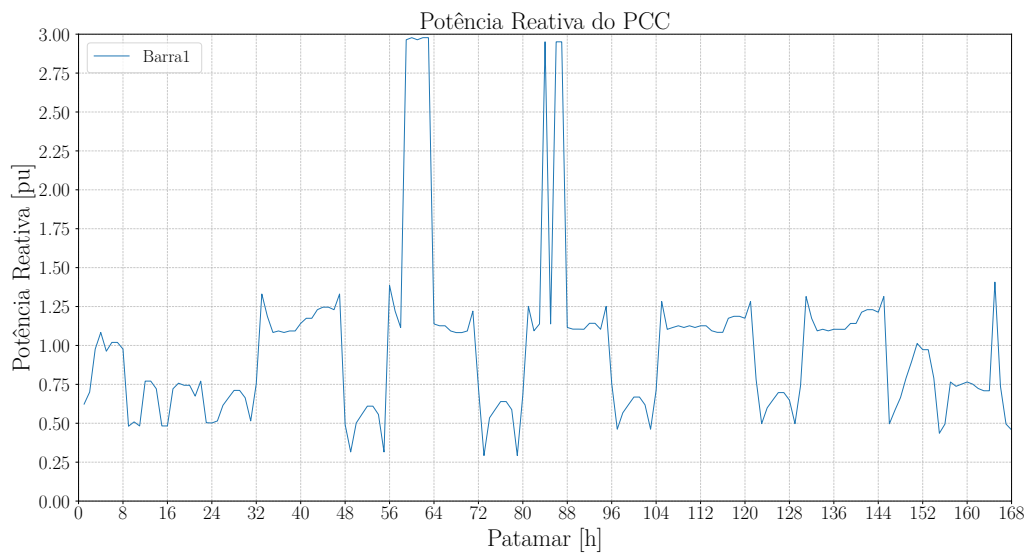
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 82: (Carga aumentada 3 vezes) Potência Reativa nos geradores - Modo Operativo Volt-var



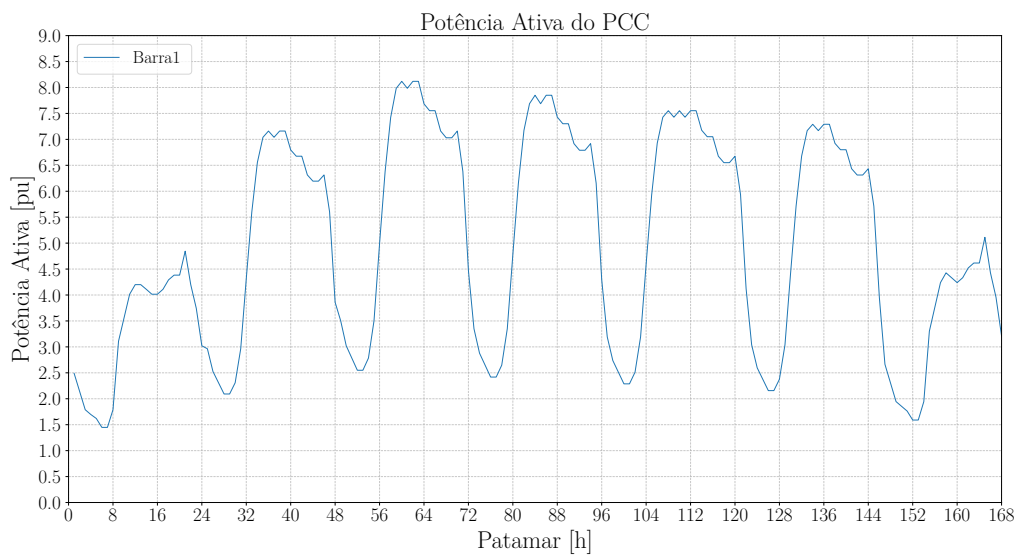
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 83: (Carga aumentada 3 vezes) Potência Reativa no PCC - Modo Operativo Volt-var



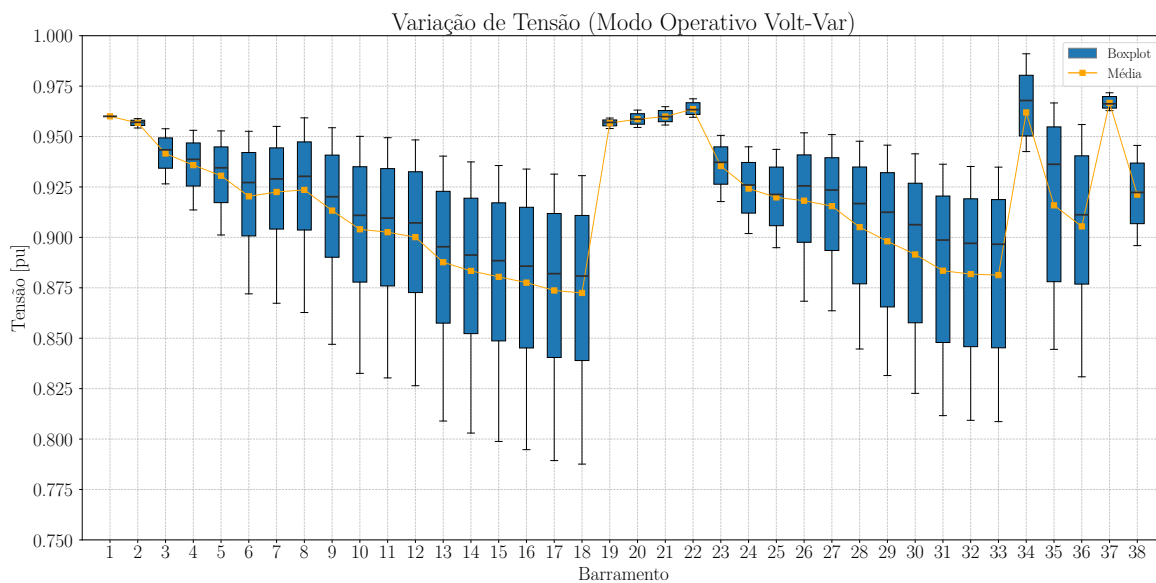
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 84: (Carga aumentada 3 vezes) Potência Ativa no PCC - Modo Operativo Volt-var



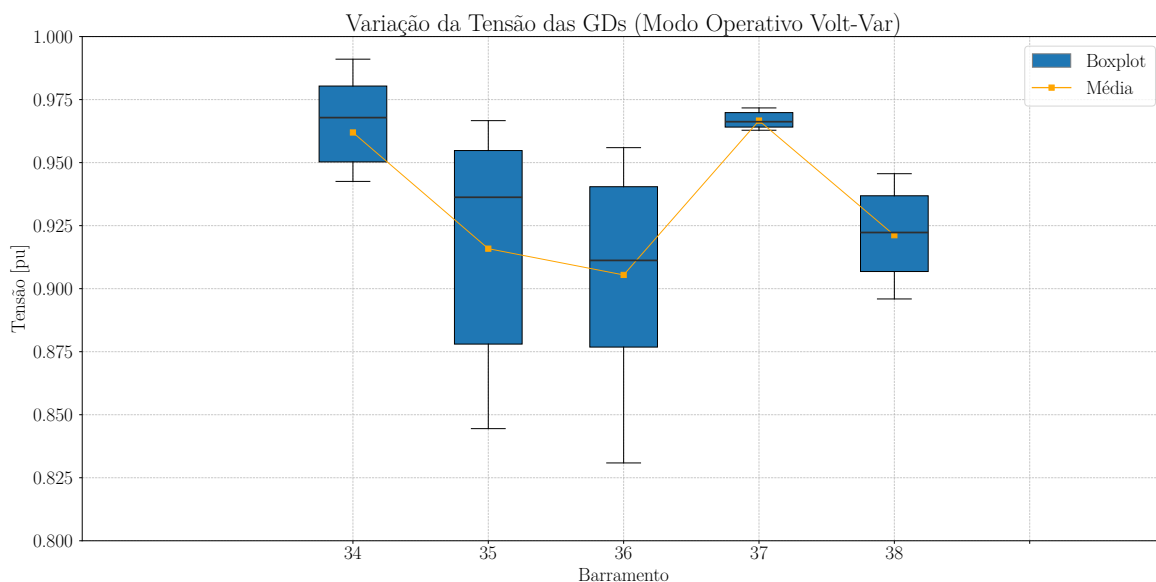
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 85: (Carga aumentada 3 vezes) Variação de Tensão das Cargas - Modo Operativo Volt-var



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Figura 86: (Carga aumentada 3 vezes) Variação de Tensão das GDs - Modo Operativo Volt-var

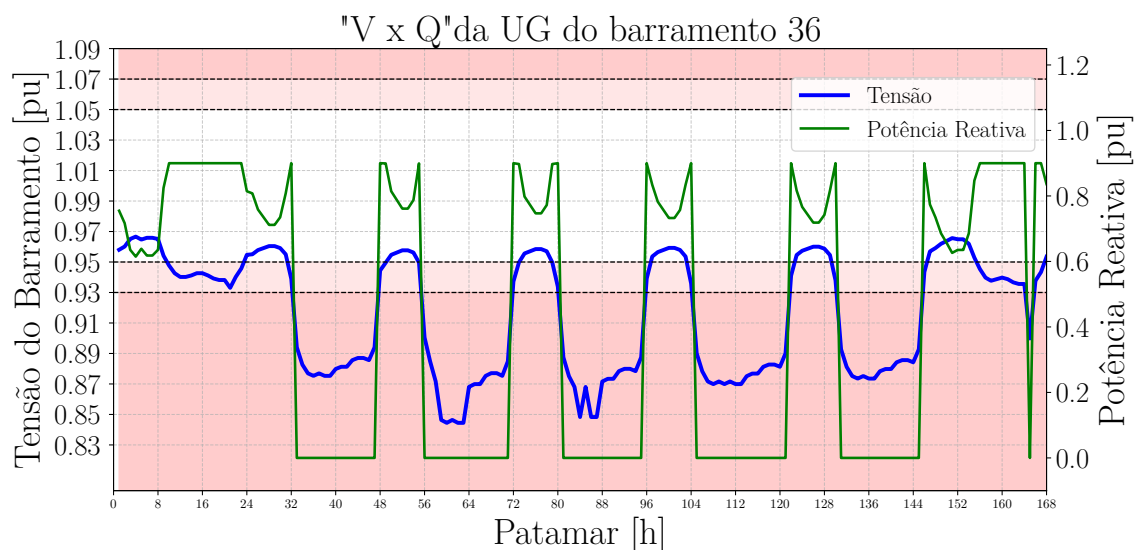


Fonte: Elaborado pelo Autor.

Na Figura 87, observamos um gráfico do inversor da barra 36, nesse gráfico a potência reativa e tensão estão em escalas distintas no eixo ordenado para proporcionar uma melhor visualização do comportamento em voga. Deste modo fica claro a potência

reativa dos conversores transitando entre as faixas lineares, constante e as faixas nulas, nas quais a potência reativa abruptamente vai a zero, deixando de contribuir com o suporte de potência reativa ao sistema. Essa abrupta transição também é um dos motivos pelos quais observamos uma variação de tensão considerável nesse modo de operação em relação aos outros modos operativos.

Figura 87: Comportamento da Potência reativa quanto as faixas operativas no barramento de geração 36



Fonte: Elaborado pelo Autor.

### 6.3 Considerações Finais

Neste capítulo, são apresentados os resultados das simulações dos modos operativos dos RED em uma microrrede de 38 barras teste. Constatou-se a influência do fator de potência na microrrede e na rede principal nos modos operativos PQ. Também se observou a capacidade de regular o perfil de tensão nas barras eletricamente próximas à barra piloto no modo operativo PV com controle secundário de tensão. Verificou-se o comportamento dos conversores de eletrônica de potência com o controle em *droop* no modo operativo VSI e VSI associado com controle secundário de tensão, sendo este, por sua vez, capaz de determinar as tensões de referência dos inversores e, por fim, o comportamento do sistema ao dilatar-se a carga para simular as faixas de operação do modo *Volt-var*.

## 7 CONCLUSÕES

Neste trabalho, foi possível verificar a influência de diferentes esquemas de controle relacionados à operação dos conversores de eletrônica de potência em uma microrrede e na rede à qual ela se conecta. Buscando sempre observar o impacto das estratégias de controle de tensão, simularam-se diversos modos operativos e condições. Durante o trabalho, implementaram-se seis formas de operação da microrrede.

No modo PV, observou-se o comportamento dos conversores no modelo mais tradicional de implementação das unidades de geração. A seguir, adicionou-se a esse método as equações do esquema de controle secundário de tensão. Em ambos os modos, os limites operacionais foram incorporados, pois buscou-se obter simulações mais consistentes com as máquinas geradoras reais. Com o CST, verificou-se sua eficácia em regular a tensão nas barras com adjacência de distância elétrica ao barramento piloto, assim como o *tradeoff* no suporte de reativos da rede, o que demonstra a influência na rede principal à qual a microrrede se conecta.

Prosseguiu-se para o modo operativo PQ e observou-se a influência do fator de potência na microrrede. À medida que ela se tornava mais capacitiva, o perfil de tensão se elevava; em contrapartida, ao se tornar mais indutiva, o perfil de tensão se reduzia. Tal fenômeno corrobora o acoplamento entre tensão e potência reativa e resulta em uma influência muito clara na rede principal, pois, quanto mais capacitiva se tornava a microrrede, menor era a dependência de potência reativa observada, e, quanto mais indutiva, o oposto ocorria naturalmente.

No modo operativo VSI, adicionou-se ao modelo as perdas de potência reativa intrínsecas ao acoplamento Q-V. Nessas simulações, consideraram-se faixas de tensão operacionais para as máquinas geradoras, condizentes com a realidade, dado os limites estabelecidos nos sistemas elétricos reais por órgãos reguladores. Constatou-se o funcionamento dessas unidades geradoras dentro desses limites e adicionou-se o esquema de controle secundário para observar uma regulação mais eficiente do perfil de tensão, o que realmente foi verificado. Além disso, foi possível obter as tensões de referência para a operação dos inversores como parte do próprio equacionamento do método Newton Completo.

Em sequência, simulou-se o modo operativo Volt-var, no qual o controle da potência reativa gerada/absorvida pelos conversores é modelado pelo seu equacionamento, que, por definição, também permite a regulação da tensão. Essa potência reativa, por sinal, é dada em função de uma tensão de referência, que pode ser tanto a tensão do ponto de acoplamento comum quanto uma tensão de referência específica. Nesse modo operativo, foi necessário simular uma demanda de potência da carga 3 vezes maior que a utilizada na curva de carga das outras simulações, para observar o controle de geração de potência



reativa operando nas suas três faixas de operação.

Desse modo, foi possível verificar a influência dos modos de operação na rede e na microrrede e, conseqüentemente, desenvolver um programa computacional para tal, que, a priori, foi validado com o *software* ANAREDE, o que trouxe confiabilidade aos resultados obtidos.

Por fim, contempla-se expandir a pesquisa do trabalho executado em uma série de questões em oportunidades futuras. Dessas questões observadas ao longo do desenvolvimento do trabalho, encontram-se a incorporação das equações do *droop* quanto à frequência da microrrede e, conseqüentemente, toda a pesquisa em torno do modo de operação isolada. Além disso, um estudo mais aprofundado quanto as metodologias de escolha do barramento piloto. Também se propõe uma incorporação ao fluxo de potência das equações de *droop* dada a relação de resistência e reatância característica dos níveis de baixa tensão. Por fim, contempla-se a inclusão de outras fontes de energia que englobem os recursos energéticos distribuídos, tais como fontes intermitentes e sistemas armazenadores de energia.

## REFERÊNCIAS

- A. BIDRAN and A. DAVOUDI. Hierarchical structure of microgrids control system. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(4):1963–1976, 2012. doi: 10.1109/TSG.2012.2197425.
- C. F. DOS REIS. Avaliação de estratégias para o controle de tensão na operação de microgrids em regime permanente. Master's thesis, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, Minas Gerais, Brasil, 2023. Dissertação de Mestrado.
- D. M. FALCÃO. Smart grids e microrredes: o futuro já é presente. In *Simpósio de automação de sistemas elétricos*, volume 8, 2009.
- D. M. FALCÃO. Integração de tecnologias para viabilização da smart grid. In *III Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, pages 1–5, 2010.
- GAMARRA, C. and GUERRERO, J. M. . Computational optimization techniques applied to microgrids planning: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 48: 413–424, 2015. ISSN 1364-0321. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.025>. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115002956>.
- P. LAGONOTTE, J. SABONNADIÈRE, J.-Y. LEOST, and J.-P. PAUL. Structural analysis of the electrical system: Application to secondary voltage control in france. *IEEE Transactions on Power Systems*, 4(2):479–486, 1989.
- LAGONOTTE, P., SABONNADIÈRE, J.C., LEOST, J.-Y., and PAUL, J. P. Structural analysis of the electrical system: application to secondary voltage control in france. *IEEE Transactions on Power Systems*, 4(2):479–486, 1989. doi: 10.1109/59.193819.
- MADUREIRA, A. and LOPES, J. A. Coordinated voltage support in distribution networks with distributed generation and microgrids. *Renewable Power Generation, IET*, 3:439 – 454, 01 2010. doi: 10.1049/iet-rpg.2008.0064.
- MONTICELLI, A. J. *Fluxo de carga em redes de energia elétrica*. E. Blucher, 1983. Disponível em: [https://books.google.com.br/books?id=b\\_qAkgEACAAJ](https://books.google.com.br/books?id=b_qAkgEACAAJ).
- C. B. S. MORAIS. Estudo de técnicas de controle coordenado de tensão aplicadas a microgrids em regime permanente. Master's thesis, Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia, Juiz de Fora, Minas Gerais, Brasil, 2019. Monografia, Orientador: João Alberto Passos Filho D.Sc.
- B. NASCIMENTO. *Controle secundário aliado ao corte de carga para microrredes em condições operativas de ilhamento*. Tese (doutorado), Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2019.
- ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico - Sistemas Isolados - Sobre o SIN, 2024. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/sistemas-isolados> Acesso em: 1 ago. 2024.
- PASSOS FILHO, J. A. "modelagem e incorporação de dispositivos de controle no problema de fluxo de potência". Master's thesis, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, Minas Gerais, Brasil, 2000. Dissertação de Mestrado.

K. E. PLYTARIA, A., I. N. Kouveliotis-Lysikatos, P. S. Georgilakis, and N. D. Hatziargyriou. Distributed and decentralized voltage control of smart distribution networks: Models, methods, and future research. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 8(6):2999–3008, 2017. doi: 10.1109/TSG.2017.2679238.

Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, ANEEL. Resolução Normativa ANEEL nº 956/2021: PRODIST, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021956.html> Acesso em: 1 ago. 2024.

J. ROCABERT, A. LUNA, and F. BLAABJERG. Control of power converters in ac microgrids. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 27(11):4734–4749, 2012. doi: 10.1109/TPEL.2012.2199334.

SUBCOMMITTEE, P. M. IEEE Reliability Test System. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-98(6):2047–2054, Nov 1979.

## ANEXO A – Sistema de 38 Barras

Dados dos barramentos do sistema:

Tabela 10 – Dados de Barra

Número Barra	Tipo Barra	$P_g$ kW	$P_d$ kW	$Q_g$ Mvar	$Q_d$ Mvar	$Q_{gmin}$ Mvar	$Q_{gmáx}$ Mvar	V pu	$\theta$ 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
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

Número Barra	Tipo Barra	$P_g$ MW	$P_d$ MW	$Q_g$ Mvar	$Q_d$ Mvar	$Q_{gmin}$ Mvar	$Q_{gmáx}$ Mvar	V pu	$\theta$ rad
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

Dados das linhas do Sistema:

Tabela 11 – Dados de linha

DE	PARA	r	x	Bsh	TAP
1	2	0.0574	0.0293	0	0
2	3	0.3070	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	0.4430	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
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

<b>DE</b>	<b>PARA</b>	<b>r</b>	<b>x</b>	<b>Bsh</b>	<b>TAP</b>
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

**ANEXO B – Curva de Carga**

Tabela 12 – Dados da Curva de Carga com 168 Patamares

<b>Patamar</b>	<b>Fator de Demanda</b>
1	0.5550
2	0.5250
3	0.4950
4	0.4875
5	0.4800
6	0.4650
7	0.4650
8	0.4950
9	0.6075
10	0.6450
11	0.6825
12	0.6975
13	0.6975
14	0.6900
15	0.6825
16	0.6825
17	0.6900
18	0.7050
19	0.7125
20	0.7125
21	0.7500
22	0.6975
23	0.6600
24	0.6000
25	0.5952
26	0.5580
27	0.5394
28	0.5208
29	0.5208
30	0.5394
31	0.5952
32	0.7068
33	0.8091

<b>Patamar</b>	<b>Fator de Demanda</b>
34	0.8835
35	0.9207
36	0.9300
37	0.9207
38	0.9300
39	0.9300
40	0.9021
41	0.8928
42	0.8928
43	0.8649
44	0.8556
45	0.8556
46	0.8649
47	0.8091
48	0.6696
49	0.6400
50	0.6000
51	0.5800
52	0.5600
53	0.5600
54	0.5800
55	0.6400
56	0.7600
57	0.8700
58	0.9500
59	0.9900
60	1.0000
61	0.9900
62	1.0000
63	1.0000
64	0.9700
65	0.9600
66	0.9600
67	0.9300
68	0.9200
69	0.9200
70	0.9300



<b>Patamar</b>	<b>Fator de Demanda</b>
71	0.8700
72	0.7200
73	0.6272
74	0.5880
75	0.5684
76	0.5488
77	0.5488
78	0.5684
79	0.6272
80	0.7448
81	0.8526
82	0.9310
83	0.9702
84	0.9800
85	0.9702
86	0.9800
87	0.9800
88	0.9506
89	0.9408
90	0.9408
91	0.9114
92	0.9016
93	0.9016
94	0.9114
95	0.8526
96	0.7056
97	0.6144
98	0.5760
99	0.5568
100	0.5376
101	0.5376
102	0.5568
103	0.6144
104	0.7296
105	0.8352
106	0.9120
107	0.9504

<b>Patamar</b>	<b>Fator de Demanda</b>
108	0.9600
109	0.9504
110	0.9600
111	0.9504
112	0.9600
113	0.9600
114	0.9312
115	0.9216
116	0.9216
117	0.8928
118	0.8832
119	0.8832
120	0.8928
121	0.8352
122	0.6912
123	0.6016
124	0.5640
125	0.5452
126	0.5264
127	0.5264
128	0.5452
129	0.6016
130	0.7144
131	0.8178
132	0.8930
133	0.9306
134	0.9400
135	0.9306
136	0.9400
137	0.9400
138	0.9118
139	0.9024
140	0.9024
141	0.8742
142	0.8648
143	0.8648
144	0.8742

<b>Patamar</b>	<b>Fator de Demanda</b>
145	0.8178
146	0.6768
147	0.5698
148	0.5390
149	0.5082
150	0.5005
151	0.4928
152	0.4774
153	0.4774
154	0.5082
155	0.6237
156	0.6622
157	0.7007
158	0.7161
159	0.7084
160	0.7007
161	0.7084
162	0.7238
163	0.7315
164	0.7315
165	0.7700
166	0.7161
167	0.6776
168	0.6160