



Mariana Simões Noel da Silva

**Planejamento da Operação de Sistemas de Distribuição
Desequilibrados com Geração Distribuída considerando
Incerteza na Modelagem de Carga**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Departamento de Engenharia Elétrica da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Delberis Araújo Lima

Rio de Janeiro

Agosto de 2020



Mariana Simões Noel da Silva

**Planejamento da Operação de Sistemas de Distribuição
Desequilibrados com Geração Distribuída considerando
Incerteza na Modelagem de Carga**

Dissertação apresentada como requisito parcial para
obtenção do título de Mestre pelo Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Elétrica da PUC-Rio.
Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo:

Prof. Delberis Araújo Lima

Orientador

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Prof. Antônio Padilha Feltrin

UNESP/UNICAMP

Prof. Leandro Ramos de Araújo

UFJF

Rio de Janeiro, 21 de agosto de 2020

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor, do orientador e da universidade.

Mariana Simões Noel da Silva

Graduou-se em Engenharia Elétrica, com habilitação em Energia, pela Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF) em 2017. Atualmente, trabalha como engenheira de metodologias e modelos no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Ficha Catalográfica

Silva, Mariana Simões Noel da

Planejamento da operação de sistemas de distribuição desequilibrados com geração distribuída considerando incerteza na modelagem de carga / Mariana Simões Noel da Silva ; orientador: Delberis Araújo Lima. – 2020.

107 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica, 2020.

Inclui bibliografia.

1. Engenharia Elétrica – Teses. 2. Sistemas de distribuição. 3. Planejamento da operação. 4. Geração distribuída. 5. Conservation Voltage Reduction. 6. Otimização sob incerteza. I. Lima, Delberis Araújo. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. IV. Departamento de Engenharia Elétrica. III. Título.

CDD: 621.3

Agradecimentos

A toda a minha família, em especial aos meus pais, Cátia e Rodrigo, e à minha irmã, Gabriela, por todo o amor de sempre, pelo suporte, compreensão, incentivo e conselhos no decorrer desta caminhada. Ao Pedro, pelo carinho, companheirismo e paciência durante estes anos.

Ao meu orientador, professor Delberis Lima, pela oportunidade, ensinamentos e confiança durante a elaboração deste trabalho.

A todos os professores pelos ensinamentos e contribuições para minha formação.

Aos amigos pelo apoio e convivência, que tornaram esta caminhada mais leve.

À CAPES e à PUC-Rio, pelos auxílios concedidos, sem os quais este trabalho não poderia ter sido realizado.

O presente trabalho foi realizado com o apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001.

Resumo

Silva, Mariana Simões Noel da. **Planejamento da Operação de Sistemas de Distribuição Desequilibrados com Geração Distribuída considerando Incerteza na Modelagem de Carga**. Rio de Janeiro, 2020. 107p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Os novos elementos conectados nos sistemas de distribuição de energia elétrica aumentam a complexidade do planejamento e operação destas redes. Os benefícios da implementação de técnicas clássicas, como *Conservation Voltage Reduction* (CVR), combinadas com uma operação coordenada dos recursos energéticos distribuídos, podem contribuir para o aumento de eficiência nos sistemas de distribuição de energia elétrica e reduzir o consumo de energia. Na técnica CVR, as tensões são reduzidas objetivando redução de picos de demanda e consumo de energia. Este trabalho propõe um modelo de otimização para o planejamento da operação do dia seguinte nos sistemas de distribuição de energia elétrica, considerando sistemas desequilibrados e com penetração de geração distribuída (GD) fotovoltaica. A técnica CVR será aplicada em uma abordagem determinística, estocástica e robusta, considerando a incerteza nos seus parâmetros e, consequente, na modelagem de carga. O modelo de otimização proposto considera a atuação de elementos de controle tradicionais, como transformador *On Load Tap Changers* (OLTC) na subestação e bancos de capacitores (BC), além de elementos modernos, como inversores fotovoltaicos inteligentes, para minimização do consumo de energia observado na subestação. O problema, fundamentalmente de programação não-linear inteira mista, é transformado em um problema de programação linear de natureza contínua. Os resultados são avaliados no sistema teste IEEE 123-barras para as diferentes estratégias modeladas. A economia de energia obtida foi significativa nas abordagens propostas, mas o modelo de otimização robusta se mostrou mais adequado para reduzir os riscos de violação de tensão.

Palavras-chave

Sistemas de distribuição; Planejamento da operação; Geração distribuída;
Conservation Voltage Reduction; Otimização sob incerteza.

Abstract

Silva, Mariana Simões Noel da. **Operation Planning of Unbalanced Distribution Systems with Distributed Generation considering Uncertainty in Load Modeling**. Rio de Janeiro, 2020. 107p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The new elements connected in electrical distribution systems increase the complexity of grids planning and operating. The benefits of classical techniques, such as Conservation Voltage Reduction (CVR), combined with a coordinated operation of distributed energy resources, can contribute to increasing efficiency and reducing energy consumption of the distribution systems. In the CVR technique, voltages are reduced in order to reduce peak demand and energy consumption. This paper proposes an optimization model for the day-ahead operation planning of unbalanced distribution systems with photovoltaic distributed generation (DG) penetration. The CVR technique will be applied in deterministic, stochastic and robust approach, considering the uncertainty in its parameters and consequently, in the load modeling. The proposed optimization model considers the operation of traditional control elements, such as On Load Tap Changers (OLTC) at substation and capacitor banks (CB), in addition to modern elements, such as intelligent photovoltaic inverters, to minimize the energy consumption at the substation. The problem, originally of mixed-integer nonlinear programming, is transformed into a continuous linear programming problem. The results are evaluated in the IEEE123-bus test system for the different optimization approaches. The energy savings obtained were significant in all the proposed approaches, but the robust optimization model proved to be more adequate since it reduces the risk of voltage violations.

Keywords

Distribution systems; Operation planning; Distributed generation; Conservation Voltage Reduction; Optimization under uncertainty.

Sumário

1 Introdução	17
1.1. Contextualização e Motivação	17
1.2. Revisão da Literatura	20
1.3. Objetivos	24
1.4. Estrutura da Dissertação	25
2 Apresentação do Problema	26
2.1. Planejamento da Operação de Sistemas de Distribuição	26
2.2. Modelo de Carga	27
2.3. Técnica CVR	29
2.4. Elementos dos Sistemas de Distribuição	31
2.4.1. Banco de Capacitor e Transformador OLTC	31
2.4.2. Geração Distribuída e Inversor Fotovoltaico Inteligente	32
3 Modelagem Matemática	34
3.1. Introdução	34
3.2. Modelagem Não-Linear	35
3.2.1. Subestação	35
3.2.2. Fluxo de Potência	37
3.2.3. Carga	39
3.2.4. Bancos de Capacitores	40
3.2.5. Geração Distribuída Fotovoltaica	40
3.2.6. Função Objetivo	41
3.3. Modelagem Linear	42
3.3.1. Subestação	42
3.3.2. Fluxo de Potência	43
3.3.3. Carga	45
3.3.4. Bancos de Capacitores	47
3.3.5. Geração Distribuída Fotovoltaica	47

3.4. Modelo de Programação Linear para o Problema de Planejamento da Operação	47
4 Modelos de Otimização e Metodologia de Solução	49
4.1. Otimização Determinística	50
4.2. Otimização Estocástica	51
4.2.1. Geração de Cenários	52
4.3. Otimização Robusta	54
4.4. Metodologia de Solução	54
4.4.1. Etapa A: Inicialização	55
4.4.2. Etapa B: Otimização	56
4.4.3. Etapa C: Obtenção da Solução	57
5 Estudos de Caso e Resultados	59
5.1. Descrição dos Casos	59
5.2. Descrição do Sistema Teste: IEEE 123 barras modificado	61
5.3. Resultados	66
5.3.1. Caso 0	66
5.3.2. Caso 1	69
5.3.3. Caso 2	72
5.3.4. Caso 3	75
5.3.5. Comparação entre os resultados	82
5.3.5.1. Simulações dos casos	86
5.4. Discussão	89
6 Conclusões	91
6.1. Trabalhos Futuros	92
7 Referências Bibliográficas	93
A. Apêndice A: Avaliação no Sistema IEEE 13 barras	97

Lista de figuras

Figura 2.1. Diferença percentual entre o parâmetro do modelo exponencial de carga real e aproximado.	28
Figura 2.2. Relação da potência ativa da carga com a tensão em seus terminais e o parâmetro KP do modelo exponencial.	29
Figura 2.3. Capacidade ociosa de inversores fotovoltaicos.	33
Figura 3.1. Representação do transformador OLTC da subestação.	36
Figura 3.2. Restrições lineares de limite de tensão para a fase A.	44
Figura 3.3. Variação da corrente da carga com a tensão.	46
Figura 4.1. Distribuição de probabilidade contínua.	53
Figura 4.2. Distribuição de probabilidade discreta.	53
Figura 4.3. Fluxograma da metodologia de solução.	55
Figura 4.4. Critérios de aproximação das variáveis contínuas em variáveis inteiras.	58
Figura 5.1. Perfil horário de potência ativa máxima da geração distribuída ao longo do dia.	63
Figura 5.2. Perfil diário de potência ativa e reativa por tipo de carga.	63
Figura 5.3. Função densidade de probabilidade do fator CVR de potência ativa para cada tipo de carga.	65
Figura 5.4. Função densidade de probabilidade do fator CVR de potência reativa para cada tipo de carga.	65
Figura 5.5. Resultado do Caso 0 – 123 barras: operação dos tapes do OLTC e dos bancos de capacitores.	67
Figura 5.6. Resultado do Caso 0 – 123 barras: Perfil de tensão de todas as barras ao longo do dia para as três fases.	68
Figura 5.7. Resultado do Caso 0 – 123 barras: Tensões mínimas e máximas observadas na rede ao longo do dia para as três fases.	67
Figura 5.8. Resultado do Caso 1 – 123 barras: operação dos tapes do OLTC e dos bancos de capacitores.	69

Figura 5.9. Resultado do Caso 1 – 123 barras: operação dos inversores fotovoltaicos na fase A.	69
Figura 5.10. Resultado do Caso 1 – 123 barras: operação dos inversores fotovoltaicos na fase B.	70
Figura 5.11. Resultado do Caso 1 – 123 barras: operação dos inversores fotovoltaicos na fase C.	70
Figura 5.12. Resultado do Caso 1 – 123 barras: Perfil de tensão de todas as barras ao longo do dia para as três fases.	71
Figura 5.13. Resultado do Caso 1 – 123 barras: Tensões mínimas e máximas observadas na rede ao longo do dia para as três fases.	72
Figura 5.14. Resultado do Caso 2 – 123 barras: cenários de fator CVR de potência ativa para cada tipo de carga utilizados na otimização.	73
Figura 5.15. Resultado do Caso 2 – 123 barras: cenários de fator CVR de potência reativa para cada tipo de carga utilizados na otimização.	73
Figura 5.16. Resultado do Caso 2 – 123 barras: operação dos tapes do OLTC e dos bancos de capacitores.	74
Figura 5.17. Resultado do Caso 2 – 123 barras: operação dos inversores fotovoltaicos na fase A.	74
Figura 5.18. Resultado do Caso 2 – 123 barras: operação dos inversores fotovoltaicos na fase B.	74
Figura 5.19. Resultado do Caso 2 – 123 barras: operação dos inversores fotovoltaicos na fase C.	75
Figura 5.20. Resultado do Caso 2 – 123 barras: tensões mínimas e máximas observadas em cada barra dependendo do cenário utilizado na otimização.	76
Figura 5.21. Resultado do Caso 3 (99%) – 123 barras: operação dos tapes do OLTC e dos bancos de capacitores.	76
Figura 5.22. Resultado do Caso 3 (90%) – 123 barras: operação dos tapes do OLTC e dos bancos de capacitores.	77
Figura 5.23. Resultado do Caso 3 (80%) – 123 barras: operação dos tapes do OLTC e dos bancos de capacitores.	77
Figura 5.24. Resultado do Caso 3 (99%) – 123 barras: operação dos inversores fotovoltaicos na fase A.	78

Figura 5.25. Resultado do Caso 3 (90%) – 123 barras: operação dos inversores fotovoltaicos na fase A.	78
Figura 5.26. Resultado do Caso 3 (80%) – 123 barras: operação dos inversores fotovoltaicos na fase A.	78
Figura 5.27. Resultado do Caso 3 (99%) – 123 barras: operação dos inversores fotovoltaicos na fase B.	79
Figura 5.28. Resultado do Caso 3 (90%) – 123 barras: operação dos inversores fotovoltaicos na fase B.	79
Figura 5.29. Resultado do Caso 3 (80%) – 123 barras: operação dos inversores fotovoltaicos na fase B.	79
Figura 5.30. Resultado do Caso 3 (99%) – 123 barras: operação dos inversores fotovoltaicos na fase C.	80
Figura 5.31. Resultado do Caso 3 (90%) – 123 barras: operação dos inversores fotovoltaicos na fase C.	80
Figura 5.32. Resultado do Caso 3 (80%) – 123 barras: operação dos inversores fotovoltaicos na fase C.	80
Figura 5.33. Resultado do Caso 3 (99%) – 123 barras: Tensões mínimas e máximas observadas na rede ao longo do dia para as três fases.	81
Figura 5.34. Resultado do Caso 3 (90%) – 123 barras: Tensões mínimas e máximas observadas na rede ao longo do dia para as três fases.	81
Figura 5.35. Resultado do Caso 3 (80%) – 123 barras: Tensões mínimas e máximas observadas na rede ao longo do dia para as três fases.	82
Figura 5.36. Comparação de resultados – 123 barras: Estratégia de operação dos tapes do OLTC.	83
Figura 5.37. Comparação de resultados – 123 barras: Injeção total por fase de potência reativa pelos inversores das gerações distribuídas.	83
Figura 5.38. Comparação de resultados – 123 barras: Estratégia de operação dos módulos de cada banco de capacitor.	84
Figura 5.39. Comparação de resultados – 123 barras: Potência ativa consumida na subestação e redução percentual horária do Caso 1 em comparação ao Caso 0.	85

- Figura 5.40. Comparação de resultados – 123 barras: Potência reativa consumida na subestação e fator de potência na subestação dos Casos 0 e 1. 85
- Figura 5.41. Comparação de resultados – 123 barras: Energia diária consumida na subestação dos Casos 0 e 1. 86
- Figura 5.42. Comparação de resultados – 123 barras: Distribuição das energias diárias obtidas pelos 200 cenários de simulação. 87
- Figura 5.43. Comparação de resultados – 123 barras: Tensões mínimas observadas com a simulação de 200 cenários nas estratégias dos Casos 1, 2 e 3. 88
- Figura 5.44. Comparação de resultados – 123 barras: Probabilidades de ocorrência dos 200 cenários utilizados para simulação. 88

Lista de tabelas

Tabela 5.1. Parâmetros dos estudos de caso.	59
Tabela 5.2. Configuração da geração distribuída no sistema de 123 barras.	62
Tabela 5.3. Configuração de tipo de carga no sistema de 123 barras.	64
Tabela 5.4. Valor esperado e limites inferiores dos intervalos de confiança 99%, 90% e 80% para o fator CVR de potência ativa de cada tipo de carga.	66
Tabela 5.5. Valor esperado e limites inferiores dos intervalos de confiança 99%, 90% e 80% para o fator CVR de potência reativa de cada tipo de carga.	66
Tabela 5.6. Tempo de execução de cada caso.	86
Tabela 5.7. Comparação de resultados – 123 barras: Energia diária na subestação para a ocorrência do valor esperado do modelo de carga ao adotar as estratégias de operação dos Casos 1, 2 e 3.	89

Lista de símbolos

Conjuntos:

Ω_b	Conjunto de barras.
Ω_b^{BC}	Conjunto de barras com bancos de capacitores.
Ω_b^{GD}	Conjunto de barras com geração distribuída.
Ω_b^{OLTC}	Conjunto de barras fictícias, correspondentes ao secundário do transformador OLTC.
Ω_l	Conjunto de alimentadores de distribuição.
Ω_p	Conjunto de fases.
Ω_s	Conjunto de cenários.
Ω_T	Conjunto de intervalos de tempo.

Constantes (dados de entrada):

Δt	Intervalo de tempo em horas.
θ_1, θ_2	Máxima variação angular negativa e positiva, respectivamente, permitida em torno do ângulo nominal.
θ_f	Ângulo nominal da fase f .
a	Relação de transformação do OLTC da subestação.
$CVR_{f(P)_i},$ $CVR_{f(Q)_i}$	Fator CVR de potência ativa e reativa do consumidor da barra i .
$I_{ij,f,t}^{lin,re*},$ $I_{ij,f,t}^{lin,im*}$	Parte real e imaginária da corrente estimada no alimentador de distribuição ij , fase f , período t .
n_{max}^{BC}	Número máximo de chaveamentos dos bancos de capacitores entre dois instantes de tempo seguidos.
n_{max}^{GD}	Variação máxima de potência reativa injetada pela geração distribuída entre dois instantes de tempo seguidos.
n_{max}^{tap}	Número máximo de alterações de posição de tapes entre dois instantes de tempo seguidos.
$P_{i,f,t}^0, Q_{i,f,t}^0$	Potência ativa e reativa nominal da carga na barra i , fase f , período t .
$P_{i,f,t}^{GD,max}$	Potência ativa máxima da geração distribuída na barra i , fase f , instante de tempo t .

$Q_{i,f}^{BC,0}$	Potência reativa nominal de cada módulo do banco de capacitor na barra i e fase f .
$r_{f,h,ij}, x_{f,h,ij}, B_{f,h,ij}$	Resistência, reatância e admitância <i>shunt</i> do alimentador de distribuição ij entre as fases f e h .
$S_{i,f}^{GD,nom}$	Potência aparente nominal do inversor fotovoltaico da geração distribuída na barra i e fase f .
TAP_{min}, TAP_{max}	Posição mínima e máxima de tapes do OLTC da subestação.
V^0	Magnitude de tensão nominal.
V_{min}, V_{max}	Magnitude mínima e máxima de tensão permitida.
$V_f^{SE,re}, V_f^{SE,im}$	Partes reais e imaginárias da tensão no lado primário da subestação na fase f .
$V_{i,f,t}^{re*}, V_{i,f,t}^{im*}$	Parte real e imaginária da tensão estimada da barra i , fase f , período t .

Variáveis de otimização:

$b_{i,t}$	Quantidade de módulos ativos do banco de capacitor da barra i , período t .
E^{SE}	Consumo diário de energia na subestação.
$I_{i,f,t}^{BC,re}, I_{i,f,t}^{BC,im}$	Parte real e imaginária da corrente do banco de capacitor na barra i , fase f , período t .
$I_{i,f,t}^{D,re}, I_{i,f,t}^{D,im}$	Parte real e imaginária da corrente da carga na barra i , fase f , período t .
$I_{i,f,t}^{GD,re}, I_{i,f,t}^{GD,im}$	Parte real e imaginária da corrente da geração distribuída na barra i , fase f , período t .
$I_{ij,f,t}^{lin,re}, I_{ij,f,t}^{lin,im}$	Parte real e imaginária da corrente no alimentador de distribuição ij , fase f , período t .
$P_{i,f,t}^D, Q_{i,f,t}^D$	Potência ativa e reativa da carga na barra i , fase f , período t .
$Q_{i,f,t}^{GD}$	Potência reativa da geração distribuída na barra i , fase f , período t .
$P_{f,t}^{SE}$	Potência ativa consumida na subestação na fase f , período t .
$tap_{f,t}$	Posição do tape do OLTC na fase f , período t .
$V_{i,f,t}^{re}, V_{i,f,t}^{im}$	Parte real e imaginária da tensão na barra i , fase f , período t .

1

Introdução

1.1.

Contextualização e Motivação

Os sistemas de distribuição de energia elétrica são, tradicionalmente, responsáveis pela interligação entre os sistemas de transmissão e os consumidores finais. O objetivo principal destes sistemas é o fornecimento de energia elétrica com qualidade, segurança e eficiência aos consumidores de média e baixa tensão. A rede de um sistema de distribuição é bastante complexa, com desbalanceamento entre as fases e a presença de diversos elementos conectados ao longo dos alimentadores. Dentre os elementos tradicionais, destacam-se os transformadores e bancos de capacitores, além de equipamentos de medição e proteção. Entretanto, com o aumento do consumo e o avanço das fontes alternativas de energia, novos elementos estão sendo incorporados às redes de distribuição, tanto na média como na baixa tensão.

A geração distribuída (GD) de consumidores de baixa tensão corresponde, em sua maioria, à geração fotovoltaica (PV). Segundo [1], a capacidade instalada de geração distribuída de fonte solar em abril de 2020 cresceu 274% com relação ao mesmo mês do ano anterior. O perfil do consumidor final, antes passivo, está mudando e se tornando cada vez mais ativo, criando a figura do chamado “prossumidor”. Devido a esse fato, os fluxos de energia em sistemas de distribuição estão se alterando e, ainda, a nova composição dos sistemas aumenta significativamente a complexidade do planejamento e da operação destas redes.

A coordenação e integração dos recursos energéticos distribuídos (REDs) de maneira eficiente representa um desafio crescente. A distribuição de energia elétrica enfrenta e enfrentará desafios que envolvem a avaliação dos efeitos destes elementos nos sistemas de distribuição modernos, buscando planejar e operar a rede de forma cada vez mais otimizada. Este contexto evidencia a necessidade de mudança de uma atuação apenas restritiva para uma atuação, também, ativa por

parte das concessionárias no que tange ao planejamento e operação do sistema. Dentre os principais anseios buscados por operadores de sistemas de distribuição, está o aumento de eficiência, que implica em, por exemplo, redução de perdas e adiamento da necessidade de expansão de investimentos. Para chegar a esta eficiência, o conhecimento das características físicas do sistema e do comportamento de consumo são fundamentais no planejamento e operação.

A técnica CVR (*Conservation Voltage Reduction*) é uma solução clássica para redução de consumo de energia e de pico de demanda. A abordagem CVR propõe reduzir as tensões do sistema de distribuição de maneira controlada com objetivo de reduzir os picos de demanda e consumo de energia e, conseqüentemente, aumentar a eficiência da rede elétrica da distribuidora [2]-[5]. Uma vantagem da utilização da técnica CVR pelas distribuidoras de energia é a possibilidade de gerenciar a demanda para alívio de sobrecargas em momentos de pico de demanda, postergação de investimentos e reforços na rede elétrica, além de redução da energia contratada. Não há necessidade de intervenção direta por parte dos consumidores enquanto que os tradicionais esquemas de gerenciamento de carga requerem engajamento direto dos mesmos e, por isto, se tornam uma barreira. Do ponto de vista dos consumidores, a técnica também é vantajosa visto que reduz o consumo de energia elétrica mantendo as tensões dentro dos limites operativos.

Como o princípio da abordagem CVR está na exploração da relação entre tensão e consumo, os efeitos atingidos pela técnica são dependentes dos tipos de carga que compõem cada sistema. A implementação de CVR requer informações como composição de carga e características do alimentador. A quantificação da economia de energia potencialmente alcançada diante da implementação da técnica CVR depende de conhecimento dos modelos das cargas de maneira precisa e este é o principal obstáculo que faz com que a técnica não seja amplamente utilizada [2]. A correta modelagem de carga dos consumidores é crucial para acessar os benefícios da técnica CVR e efetuar um planejamento e uma operação que resultam em tensões próximas aos seus limites.

A busca pela eficiência, diante do novo contexto dos sistemas de distribuição, cada vez mais ativos, implica na necessidade de integração de todos os elementos da rede elétrica, bem como das novas tecnologias existentes. Os benefícios da implementação de técnicas clássicas, como CVR, combinadas com a coordenação

integrada e planejada dos elementos da rede, podem potencializar a eficiência de energia alcançada. Tradicionalmente, a técnica CVR é implementada com controle de tensão a partir do transformador OLTC (*on-load tap changer*) da subestação primária. Bancos de capacitores, elementos clássicos presentes nos sistemas de distribuição, são utilizados para melhorar a eficiência da rede elétrica. Além disso, com a penetração da GD fotovoltaica, faz-se necessária a presença de inversores na interface da geração fotovoltaica com a rede de distribuição. Os inversores inteligentes também pode fornecer suporte de reativo em momentos de ociosidade da capacidade nominal diante da característica intermitente da fonte de energia solar e, por isto, também podem ser explorados para implementação da técnica CVR nos sistemas de distribuição modernos.

Todos estes fatos evidenciam o potencial de ganho ao efetuar um planejamento da operação que busca eficiência a partir da integração e coordenação dos elementos da rede. Diante deste cenário, a busca por modelos e métodos de representação dos sistemas de distribuição que forneçam ferramentas de análise avançadas e que possam contribuir para um planejamento da operação cada vez mais eficaz, são objetos de estudos, como em [6]-[8].

Modelos de programação matemática são muito utilizados na resolução de problemas de otimização relacionados à operação e planejamento de sistemas de distribuição. Técnicas de otimização sob incerteza também podem ser utilizadas para abordar a variabilidade inerente a diversas variáveis presentes nos sistemas elétricos de distribuição, além da dificuldade na obtenção de parâmetros da rede elétrica.

Neste contexto, o planejamento da operação de sistemas de distribuição apresentado neste trabalho visa obter um cronograma de ações dos elementos de controle presentes na rede elétrica, mais especificamente os *taps* ou *tapes* (termo em português) dos transformadores, chaveamento de bancos de capacitores e operação de inversores inteligentes, dentro do horizonte de planejamento de um dia a frente, com implementação da técnica CVR. O planejamento da operação de sistemas de distribuição será modelado como um problema de otimização que busca minimizar o consumo na subestação enquanto mantém as tensões dentro dos limites estabelecidos para o sistema. A característica não-linear inerente ao comportamento de uma rede elétrica trifásica desequilibrada e dos equipamentos conectados a ela é

tratada através de linearizações e relaxações que transformam o problema em um problema de programação linear. A incerteza presente na modelagem de carga, importante diante da implementação da técnica CVR, é considerada de três diferentes formas no modelo, através de otimização determinística, estocástica e robusta.

1.2. Revisão da Literatura

Muitos estudos abordam a penetração de GD nos sistemas de distribuição, avaliando suas influências e impactos nas perdas elétricas, qualidade de energia, confiabilidade e proteção das redes elétricas, assim como [8]-[11]. Em [12], são realizadas simulações que mostram os impactos da penetração das GDs nos reguladores de tensão e consequentemente no perfil de tensão em um sistema de distribuição equilibrado. Os resultados mostram que a cooperação e comunicação das GDs com os dispositivos de controle de tensão podem provocar ganhos sistêmicos. Em [6], os autores abordam o estado da arte de técnicas empregadas na otimização e planejamento das GDs e destacam que grande parte das barreiras relacionadas a implementação dos métodos, residem no fato de que as distribuidoras não estão acostumadas a usar modelos de otimização e que algumas técnicas não consideram uma gama de cenários compatíveis com problemas do mundo real.

Além da GD, os inversores inteligentes também são alvos de estudos, visto que a versão de 2014 do padrão IEEE 1547 passou a permitir que os inversores adotem estratégias de controle de injeção de reativo para contribuir com a qualidade de energia elétrica na rede em que estão conectados [13]. Em [14], são apresentados métodos de controle de reativo dos inversores conectados em sistemas de distribuição e os métodos são avaliados no OpenDSS. Em [15], o efeito do fator de potência e da potência reativa de sistemas PV com inversor inteligente no perfil de tensão dos sistemas de distribuição é avaliado e evidencia-se que a variabilidade da energia solar pode ocasionar mudanças de tenses frequentes, aumentando o desgaste dos equipamentos e, por este motivo, o inversor se torna uma boa opção no controle de tensão.

Diversos estudos de planejamento são realizados no âmbito de alocação de elementos na rede de distribuição. Em [16] e [7] por exemplo, métodos de otimização determinísticos são resolvidos via algoritmo genético para determinar capacidade e localização de BC e GD fotovoltaica em sistemas de distribuição equilibrados. Os autores em [8] também abordam a alocação ótima de GD através de um fluxo de potência ótimo determinístico com objetivo de minimização de perdas, incorporando esquemas de controle de tensão do OLTC e da operação de GD com diferentes fatores de potência. Já no estudo realizado em [17], são investigadas as interações entre CVR e GD, através de alocação ótima de GD em sistema de distribuição equilibrado por meio de um problema de otimização de programação não-linear inteira mista estocástico, que considera as incertezas das gerações e cargas. Os resultados indicam que as implementações de CVR e GD, se combinadas, podem alcançar economias de energia significativas.

A técnica CVR é antiga e, segundo [3], o primeiro teste de CVR relatado foi realizado *pelo American Electric Power System e Public Service Commission* de Nova York em 1973. Depois disso, muitas unidades de serviços como *Southern California Edison, Northeast Utilities, Bonneville Power Administration, BC Hydro, Northwest Energy Efficiency Alliance, Hydro Quebec* e *Dominion Virginia Power* realizaram seus testes. Entretanto, [18] ressalta que devido a modelos de carga imprecisos uma implementação em larga escala de CVR não foi possível nas décadas anteriores.

Em [19] e [20] é apresentada uma modelagem de carga para a técnica CVR e uma metodologia para avaliação do fator CVR a partir de dados reais de medições para diferentes tipos de carga obtidos a partir do projeto CLASS realizado de 2014 a 2016 na Inglaterra [21]. No estudo, a partir de inferência estatística é realizada uma estimativa de médias e intervalos de confiança para o fator CVR de diferentes tipos de carga assumindo uma distribuição normal. Ainda, [20] ressalta que modelos de carga precisos são necessários para apoiar tomadas de decisão no que diz respeito a implantação da técnica CVR. Os autores em [22] mostram a partir de simulações em uma rede equilibrada que os modelos de carga de potência constante comumente adotados podem afetar significativamente o planejamento de localização e tamanho de GDs em sistemas de distribuição. Em [23], os efeitos da modelagem de carga em sistemas de distribuição com GD também são avaliados.

Muitos trabalhos abordam o planejamento da operação visando outros objetivos que não a exploração da técnica CVR, como [24], [25], [26]. Em [24], um problema de operação ótima de uma rede de distribuição equilibrada é formulado como programação não-linear inteira mista multiobjetivo com abordagem determinística e resolvido através de *Particle Swarm Optimization* e teoria *Fuzzy*, considerando as ações de OLTC, regulador de tensão, capacitores, compensador estático e fontes renováveis eólica e fotovoltaica, e modelagem de carga independente da tensão. Já os autores de [25] apresentam um modelo de programação linear inteira mista determinística com objetivo de minimização de perdas em sistemas de distribuição equilibrados, através de definição de geração ativa e reativa de GDs, operação de bancos de capacitores e tapes de reguladores de tensão. Em [26] é proposta uma estratégia coordenada de potência reativa ótima, com objetivo de minimizar o número de operações de tapes para reduzir a deterioração da vida operativa destes dispositivos em um sistema de distribuição com GD fotovoltaica. A implementação da estratégia assume que uma previsão de dia a frente de PV e de carga é conhecida, a rede é equilibrada e a otimização é determinística.

Os autores em [27] também apresentam uma abordagem determinística para resolução de um problema de programação linear inteira mista para minimização de custos, incluindo a coordenação de carregamento de veículos elétricos, dispositivo de armazenamento de energia e GD despachável. A linearização proposta considera o desequilíbrio entre as fases da rede elétrica e a dependência de tensão das cargas e um método de resolução passo a passo é apresentado. Em [28], é apresentada uma otimização robusta para o planejamento da operação do dia seguinte de *microgrids* trifásicas desequilibradas, onde o problema de programação não-linear mista inteira é linearizado, e uma otimização de dois estágios é realizada. O controle é realizado a partir da operação de GD e considera realizações de incerteza em geração renovável, preço do mercado em tempo real e parâmetros das cargas dependentes da tensão.

Outros estudos utilizam a técnica CVR no planejamento da operação de sistemas de distribuição sem geração distribuída, como [18], [29] e [30]. Em [18] é proposto um esquema que combina CVR com otimização volt/var para maximizar a economia de energia e a redução da demanda de pico a partir de uma operação

ótima de controle de BCs e reguladores de tensão em um esquema implementado no OpenDSS. Segundo [31], a otimização volt/var consiste em utilizar os dispositivos de controle volt/var de maneira ótima e vários métodos de solução costumam ser aplicados nestes problemas, como analíticos, numéricos, heurísticos e inteligências. Ainda conforme a revisão feita em [31], estão entre as perspectivas para trabalhos futuros a investigação do efeito de GD e CVR no desempenho da otimização volt/var, além de custo das operações de chaveamento de dispositivos, respostas da demanda e incertezas da carga. Na estrutura de otimização volt/var proposta em [29], um problema do planejamento da operação para o dia seguinte determinístico é formulado através de programação quadrática inteira mista e aplicado em uma rede de distribuição equilibrada, onde são controlados os BCs, reguladores e OLTC. Em [30] propõe-se um fluxo de potência ótimo, determinístico, baseado na minimização da energia extraída da subestação e também do número de operações de OLTC e BC. O fluxo de potência é calculado de maneira trifásica, considerando um sistema desequilibrado e o estudo transforma um problema de programação não-linear inteira mista em um problema de programação não-linear, através de método que relaxa as variáveis inteiras.

Alguns trabalhos presentes na literatura abordam, simultaneamente, o planejamento da operação explorando a técnica CVR e a presença de GD. Em [32] é apresentada uma avaliação dos efeitos de GD na eficiência alcançada com CVR em uma rede de distribuição equilibrada, onde a possibilidade de injeção de potência reativa pelos inversores é considerada. O controle volt/var integrado com aplicações de CVR é representado por um problema não-linear misto-inteiro multiobjetivo e determinístico. Em [33] é proposta uma operação de CVR que considera o suporte adicional de energia reativa injetada por GD através de inversores inteligentes através de simulações de um sistema de distribuição desequilibrado no OpenDSS, sendo ressaltado que a modelagem precisa de todas as três fases do alimentador é um estágio crucial no estudo. Em [34] é proposto um fluxo de potência ótimo trifásico baseado em esquema CVR que gerencia tensão para minimizar consumo a partir de OLTC e BC em redes de média e baixa tensão com alta penetração de PV. Uma abordagem em dois estágios é proposta para resolver o fluxo de potência ótimo como um problema determinístico de programação não-linear com as variáveis inteiras relaxadas. Na metodologia, um

processo que continuamente checa tensões dos consumidores é adotado para habilitar a otimização somente quando necessário, assumindo que existem medições precisas e uma estrutura de comunicação robusta, sem incertezas.

Observa-se que há uma vasta gama de estudos desenvolvidos no âmbito do planejamento da operação de sistemas de distribuição que visam alcançar diferentes objetivos, diante de diversas premissas e considerações no que tange a rede elétrica, os equipamentos de controle, presença de geração distribuída e a modelagem de cargas. Além disso, diferentes modelos matemáticos são utilizados para representar e resolver o problema do planejamento, sendo determinísticos ou estocásticos. Neste trabalho propõe-se considerar, simultaneamente, a aplicação da técnica CVR em sistemas desequilibrados, com penetração de GD fotovoltaica, e controles através de OLTC na subestação, BC e inversores inteligentes. Além disso, a modelagem de carga, crucial para adoção e avaliação da efetividade da técnica CVR, será avaliada sob incerteza.

1.3. Objetivos

Este trabalho apresenta uma metodologia para o planejamento da operação do dia seguinte de sistemas de distribuição desequilibrados com penetração de geração distribuída fotovoltaica, incorporando a técnica CVR. A principal contribuição desse trabalho é aplicar um modelo de otimização para reduzir o consumo de energia na subestação, utilizando ações de OLTC na subestação e bancos de capacitores, assim como inversores inteligentes, através de abordagens determinística e sob incerteza dos parâmetros de modelagem de carga. O problema de otimização referente ao planejamento da operação, inicialmente modelado como um problema de programação não-linear inteira mista, será transformado em um problema de programação linear de natureza contínua visando redução de esforço computacional. O problema será resolvido através de otimização determinística e estocástica. Uma abordagem de otimização robusta também é considerada para tornar a metodologia proposta mais abrangente.

Busca-se avaliar, inicialmente, o potencial de economia de energia obtido diante da adoção da técnica CVR e a coordenação ótima dos elementos conectados

na rede, mesmo que diante de abordagem determinística. Adicionalmente, através de abordagem sob incerteza, a efetividade da economia alcançada será avaliada, observando os impactos e riscos que a imprecisão da modelagem de carga utilizada no planejamento pode causar na operação em tempo real no dia seguinte.

1.4. Estrutura da Dissertação

A dissertação está organizada da seguinte forma:

O presente capítulo apresenta uma contextualização e motivação sobre o tema abordado, assim como uma revisão da literatura. Adicionalmente, destacam-se os principais objetivos do trabalho.

O Capítulo 2 aborda os principais conceitos e premissas do planejamento da operação de sistemas de distribuição proposto no trabalho, além de apresentar as características da técnica CVR, modelagem de carga, e os elementos presentes no sistema de distribuição.

O Capítulo 3 apresenta detalhadamente a modelagem matemática do problema, inicialmente modelado como não-linear e posteriormente transformado em um modelo de programação linear.

O Capítulo 4 descreve a metodologia proposta, com detalhes sobre a otimização determinística, estocástica e robusta, além da apresentação do método de solução do problema.

O Capítulo 5 consiste na apresentação dos estudos de casos, considerações sobre o sistema teste utilizado e as premissas adotadas e, finalmente, os resultados são mostrados e discutidos para um sistema teste de 123 barras.

O Capítulo 6 apresenta um resumo do trabalho, trazendo as conclusões obtidas e ressaltando as principais contribuições alcançadas, além de indicações de aprimoramentos para trabalhos futuros.

O Apêndice A apresenta os resultados e validação do método proposto para um sistema teste de 13 barras.

2

Apresentação do Problema

2.1.

Planejamento da Operação de Sistemas de Distribuição

Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica [35], o planejamento da operação elétrica é o processo pelo qual são analisadas as condições operativas do sistema elétrico, contemplando diversas configurações da rede, de cenários de carga suprida e de despachos de geração das fontes de energia conectadas ao sistema. Destaca-se ainda que o planejamento da operação tem como objetivos avaliar o controle de tensão da rede e a emissão de diretrizes para a operação do sistema em condição normal e diante de contingências.

Neste contexto, o planejamento da operação de sistemas de distribuição de energia elétrica abordado neste trabalho possui como objetivo a obtenção de uma estratégia de ações dos elementos capazes de controlar a tensão a ser utilizada como diretiva para a operação em tempo real pelas concessionárias distribuidoras de energia.

Um planejamento eficaz exige o conhecimento profundo da rede elétrica e de seus componentes. Entretanto, o comportamento de sistemas de distribuição é afetado pela conjuntura e condição pela qual o mesmo se encontra, podendo sofrer mudanças a todo instante. Como exemplo, pode-se citar a condição de carregamento, incluindo perfil diário de consumo e demanda de pico, assim como a geração distribuída proveniente de fontes renováveis. Entretanto, existem diversos modelos e ferramentas desenvolvidas para a previsão destas variáveis [36]-[37] e, quanto mais próximo do instante da realização, melhor a qualidade da previsão. Por este motivo, neste trabalho, o planejamento da operação de sistemas de distribuição corresponde a um modelo de curtíssimo prazo, com horizonte de um dia a frente. Propõe-se que o modelo de planejamento da operação seja executado diariamente, onde os modelos de previsão são mais apurados e os erros observados em tempo real serão menores. Conforme ressaltado em [29], uma vez que as ações dos

equipamentos são determinadas na etapa de planejamento, ajustes menores podem ser realizados em tempo real para compensar possíveis erros ocasionados por desvios da previsão.

Entretanto, a incerteza no planejamento da operação está presente também no que tange aos parâmetros da rede da distribuidora: configuração, parâmetros dos alimentadores de distribuição e composição da rede, além do comportamento das cargas. Este último, é crucial para o planejamento e a aplicação de técnicas como a CVR. Esta abordagem será detalhada a seguir.

2.2. Modelo de Carga

Em [20] é realizada uma extensa revisão no que diz respeito aos modelos de carga. Os modelos de carga são classificados em dois grupos: modelos estáticos e dinâmicos. Os modelos de carga estáticos são utilizados em simulações de estado permanente, como é o caso do planejamento da operação abordado neste trabalho. Os modelos mais utilizados são o modelo ZIP e exponencial. Neste trabalho, será adotado o modelo exponencial.

O modelo exponencial explicita a relação não-linear entre consumo de potência ativa e reativa (P e Q) e tensão nos terminais da carga (V), através dos parâmetros K_P e K_Q para potência ativa e reativa, respectivamente, como pode ser visto em (2.1) e (2.2). As grandezas P^0 e Q^0 representam, respectivamente, as potências ativa e reativa na tensão de referência da carga (V^0).

$$P = P^0 \left(\frac{V}{V^0} \right)^{K_P} \quad (2.1)$$

$$Q = Q^0 \left(\frac{V}{V^0} \right)^{K_Q} \quad (2.2)$$

Conforme é mostrado em [20], para avaliar os parâmetros do modelo exponencial de carga através de dados de potência e tensão de maneira direta, é possível realizar uma aproximação nas equações (2.3) e (2.4). A estimativa para K_P e K_Q se encontra em (2.5) e (2.6) e esta relação será utilizada posteriormente na

seção 2.3 para aproximação dos parâmetros de modelagem de carga por dados da técnica CVR.

$$P = P^0 \left(\frac{V}{V^0} \right)^{K_P} \rightarrow \log \left(\frac{P}{P^0} \right) = K_P \log \left(\frac{V}{V^0} \right) \quad (2.3)$$

$$Q = Q^0 \left(\frac{V}{V^0} \right)^{K_Q} \rightarrow \log \left(\frac{Q}{Q^0} \right) = K_Q \log \left(\frac{V}{V^0} \right) \quad (2.4)$$

$$K_P = \frac{\log \left(\frac{P}{P^0} \right)}{\log \left(\frac{V}{V^0} \right)} \rightarrow K_P \approx \frac{\frac{P - P^0}{P^0}}{\frac{V - V^0}{V^0}} \quad (2.5)$$

$$K_Q = \frac{\log \left(\frac{Q}{Q^0} \right)}{\log \left(\frac{V}{V^0} \right)} \rightarrow K_Q \approx \frac{\frac{Q - Q^0}{Q^0}}{\frac{V - V^0}{V^0}} \quad (2.6)$$

A Figura 2.1 ilustra o erro relativo entre o parâmetro de potência ativa (K_P) do modelo exponencial calculado através da relação real e o calculado com a relação aproximada, apresentados em (2.5). Os erros foram calculados para uma faixa de variação de 0,1 à 1,5 de potência e 0,93 à 1,05 de tensão (eixos x e y , respectivamente). O maior erro relativo encontrado foi da ordem de 0,62%, em uma situação extrema de desvios de tensão e potência, mostrando que a aproximação realizada resulta em erros pequenos e pode ser utilizada.

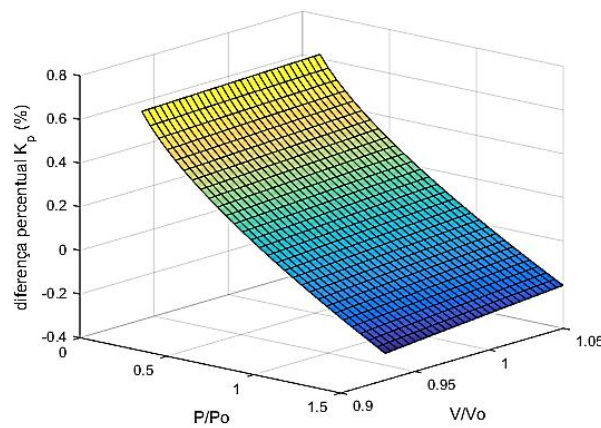


Figura 2.1. Diferença percentual entre o parâmetro do modelo exponencial de carga real e aproximado.

2.3. Técnica CVR

A técnica CVR (do inglês *Conservation Voltage Reduction*) consiste na conservação de energia através de redução de tensão. O princípio por trás da técnica está na correlação positiva entre tensão e potência onde, para uma pequena redução de tensão nos terminais dos consumidores, há uma redução proporcional no consumo de potência ou, se a redução de tensão permanece, há também uma redução no consumo de energia. Esse resultado é possível devido a relação não-linear entre tensão e potência das cargas apresentada na seção 2.2 anterior.

Conforme a equação do modelo exponencial de carga em (2.1), para dada potência ativa na tensão de referência (P^0 e V^0) e parâmetro $K_P > 0$, quanto menor a tensão, menor é o consumo de potência. Essa característica pode ser observada na Figura 2.2, onde, para dado K_P , à medida que a tensão aumenta, a potência, representada pela barra de cor e numericamente pelo eixo Z demarcado no gráfico, também aumenta. Outra conclusão é que, para uma mesma tensão, menor que 1 pu, quanto menor o valor do parâmetro exponencial, maior é o consumo de potência.

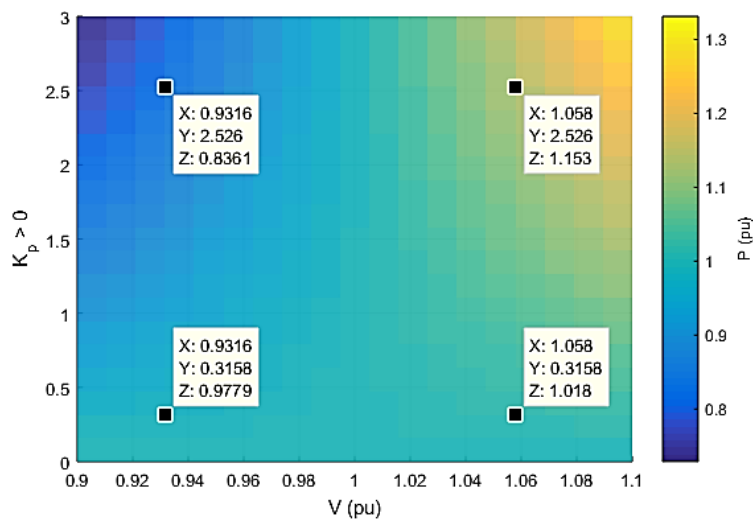


Figura 2.2. Relação da potência ativa da carga com a tensão em seus terminais e o parâmetro K_P do modelo exponencial.

Estes fatos ilustram que a eficácia alcançada com a implantação da técnica CVR é extremamente dependente dos modelos das cargas que compõem a rede elétrica. Além disso, estas demonstrações evidenciam que a redução de tensão

aplicada deve ser realizada de maneira controlada e planejada, para que nenhum limite operativo de tensão seja violado.

A aplicação do procedimento supracitado é comumente avaliado através do fator CVR. Definido como a razão entre o percentual de redução de consumo e o percentual de redução de tensão, o fator CVR pode ser mensurado tanto em termos de potência ativa quanto reativa, ou até mesmo em termos de energia (E), conforme equações (2.7) à (2.9). Observa-se que o fator CVR pode ser aproximado pelos parâmetros do modelo exponencial de carga [20]. Este fato reforça que, quanto maior o parâmetro do modelo exponencial, maior o fator CVR e consequentemente maior é a redução de consumo devido à redução de tensão e mais eficaz é a aplicação da técnica CVR.

$$CVR_{f(P)} = \frac{\Delta P(\%)}{\Delta V(\%)} \approx K_P \quad (2.7)$$

$$CVR_{f(Q)} = \frac{\Delta Q(\%)}{\Delta V(\%)} \approx K_Q \quad (2.8)$$

$$CVR_{f(E)} = \frac{\Delta E(\%)}{\Delta V(\%)} \quad (2.9)$$

Os autores em [2] e [5] comparam valores de fator CVR encontrados na literatura e ressaltam que o mesmo difere substancialmente de concessionária para concessionária. Em [20], foram analisadas medições de consumo e tensão em diferentes alimentadores contemplados pelo projeto CLASS (*Customer Load Active System Services*) em sistemas de distribuição britânicos [21], com a presença de diferentes tipos de carga. O fator CVR de diferentes subestações compostas por tipos de cargas diversos foi avaliado através de metodologia de estimação a partir de uma base de dados de medições [20]. Através de inferência estatística, foram apresentados os valores médios para o fator CVR de potência ativa das diferentes cargas, assim como os intervalos de confiança. A aplicação do método *bootstrap* mostrou que os dados de fator CVR de potência ativa podem ser aproximados por uma curva gaussiana. Visto que os parâmetros do modelo exponencial de carga podem ser aproximados pelo fator CVR, vide (2.7) e (2.8), os dados da distribuição normal dos fatores CVR serão utilizados para posterior geração de cenários para a

análise estocástica no âmbito dos parâmetros de modelagem de carga realizada neste trabalho.

2.4. Elementos dos Sistemas de Distribuição

Os elementos capazes de controlar a tensão cujas ações serão consideradas neste trabalho são descritos a seguir.

2.4.1. Banco de Capacitor e Transformador OLTC

Capacitores são normalmente utilizados para realizar correção de fator de potência ou compensação de energia reativa nas redes elétricas de acordo com a necessidade das mesmas ou estratégia de operação dos operadores. Os bancos de capacitores (BCs) correspondem a conexão de vários capacitores em série ou paralelo. Os bancos possibilitam que, sob determinada condição dos sistemas de distribuição, o capacitor seja apenas parcialmente ligado ou desligado para que não haja excesso ou falta de energia reativa capacitiva provida por ele que causem efeitos indesejáveis na rede elétrica da concessionária. Vale destacar que as ações relacionadas ao chaveamento dos bancos de capacitores podem ser fixas, automáticas ou programáveis.

O transformador OLTC (do inglês, *on-load tap changer*) é um transformador de potência capaz de comutar sob carga, permitindo que ocorra a comutação de derivações de um enrolamento, ou tapes (do inglês *taps*), e a consequente regulação de tensão, sem que a corrente que fornece energia para o restante do alimentador seja interrompida. A ação de variação do tape permite diminuir ou aumentar a tensão transformada conforme a necessidade de operador. O transformador OLTC é um equipamento de regulação de tensão comumente presente nas subestações de sistemas de distribuição e utilizado para controlar o nível de tensão nas redes.

2.4.2.

Geração Distribuída e Inversor Fotovoltaico Inteligente

A geração distribuída conectada nos sistemas de distribuição pode ser proveniente de diversos tipos de fonte. Entretanto, devido ao aumento observado nos últimos anos da fonte de energia solar, neste trabalho será adotada a geração distribuída fotovoltaica.

Os sistemas fotovoltaicos (PV) são compostos por um conjunto de painéis solares fotovoltaicos que, através de radiação solar incidente, geram energia elétrica. O inversor fotovoltaico é responsável pela conversão da energia gerada em corrente alternada para que o sistema PV possa ser conectado na rede elétrica. O inversor se encontra no ponto de acoplamento do sistema PV com a rede elétrica da distribuidora. Os inversores devem extrair constantemente a máxima potência do sistema PV, a partir de algoritmos de rastreamento do ponto de máxima potência (ou MPPT, do inglês, *maximum power point tracking*). Entretanto, durante as variações de irradiação solar que ocorrem ao longo do dia, o sistema PV não injeta a potência aparente nominal do inversor em todos os instantes. Por exemplo, durante à noite, o inversor se encontra com capacidade ociosa, operando em modo de espera.

O inversor possui capacidade ociosa na maior parte do dia dada a variabilidade da fonte de energia solar. Contudo, os inversores convencionais utilizados em sistemas PV injetam apenas potência ativa na rede em todos os momentos do dia, operando com fator de potência unitário. O inversor fotovoltaico inteligente proposto neste trabalho possui como funcionalidade adicional o suporte de tensão através da injeção de potência reativa, sem que sua funcionalidade principal seja comprometida. Assim, a injeção de potência reativa é limitada pela potência aparente nominal do inversor e a capacidade ociosa em dado instante. Assim, dada a potência aparente nominal ($S_t^{GD,nom}$) e a potência ativa injetada decorrente do algoritmo de rastreamento de máxima potência ($P_t^{GD,max}$) em determinado instante de tempo t do dia, obtêm-se a expressão que representa a capacidade ociosa ($Q_t^{GD,ocioso}$) para injeção de potência reativa neste mesmo instante de tempo:

$$Q_t^{GD,ocioso} = \sqrt{(S_t^{GD,nom})^2 - (P_t^{GD,max})^2} \quad (2.10)$$

Na Figura 2.3 é possível observar, graficamente, a variação da capacidade ociosa disponível para injeção de potência reativa ao longo do dia para um perfil típico de geração de energia solar. O inversor poderia injetar potência reativa na rede em qualquer ponto dentro da área rachurada em azul. Em aproximadamente 70% das horas do dia, referente à 00h às 08h e 16h às 23h, o inversor apresenta capacidade ociosa maior do que 80% da sua capacidade nominal. Este fato evidencia o enorme potencial de contribuição que pode ser explorado nos inversores fotovoltaicos conectados nas redes elétricas de distribuição.

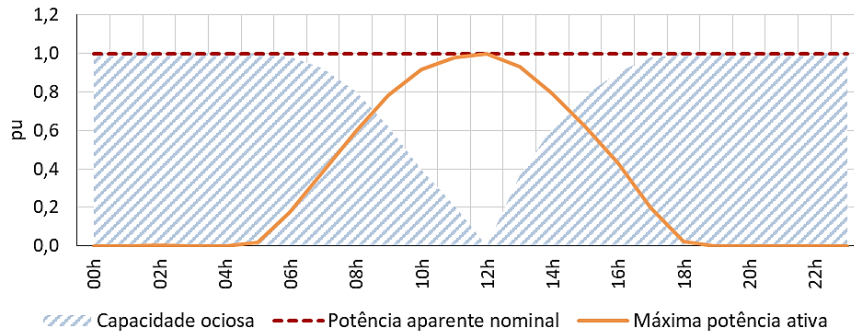


Figura 2.3. Capacidade ociosa de inversores fotovoltaicos.

Neste contexto, este trabalho propõe explorar e coordenar a injeção de potência reativa por inversores inteligentes nos momentos de ociosidade de capacidade. A injeção de potência reativa pelos inversores é mais uma das ações que podem ser utilizadas para controle de tensão e exploração da técnica CVR.

A injeção de potência reativa pelos inversores pode ser controlada de diferentes maneiras [14]. A potência gerada pode corresponder a um valor constante e especificado previamente através de um fator de potência fixado, pode ser função da própria potência ativa gerada ou até mesmo da tensão em seus terminais, ou pode ser definida através de um cronograma de potência reativa ao longo do tempo. Esta última funcionalidade será adotada neste trabalho.

3

Modelagem Matemática

3.1.

Introdução

Modelos de programação podem ser utilizados para solucionar problemas de planejamento da operação. O problema de planejamento da operação para o dia seguinte de sistemas de distribuição é complexo visto que deve observar inúmeras restrições inerentes às redes elétricas de distribuição. Em um sistema de distribuição desequilibrado, a representação da rede elétrica é um dos pontos mais importantes. Além disso, a crescente presença de elementos conectados na rede também requer atenção e, por isso, os equipamentos e as ações dos mesmos perante a rede elétrica devem ser corretamente modelados.

Um problema de otimização é modelado através de uma função objetivo, que representa o objetivo a ser buscado, e um conjunto de restrições, que representam os requisitos a serem satisfeitos. As variáveis do problema, a serem obtidas a partir da resolução do problema de otimização, são chamadas de variáveis de decisão. Os problemas de otimização mais comuns podem ser classificados dependendo da natureza das funções que o compõem: Programação Linear, Programação Quadrática e Programação Não-Linear. Adicionalmente, também podem ser classificados de acordo com a característica de suas variáveis de decisão: natureza contínua, natureza inteira, ou ambas (inteira mista). Além disso, podem ser resolvidos através de otimização determinística ou otimização sob incerteza. A otimização determinística admite que os dados de entrada e informações do problema são plenamente conhecidos. A otimização sob incerteza leva em conta, de alguma forma, a incerteza diante dos dados e informações inerentes ao problema a ser otimizado.

Os modelos possuem diferentes graus de complexidade, de acordo com o nível de representação das variáveis, restrições e incertezas no problema. Além disso, um mesmo problema pode ser modelado de diversas maneiras. Conforme

será visto nas próximas seções, o problema de planejamento da operação do dia seguinte de sistemas de distribuição, pode ser modelado como um problema de programação não-linear ou problema de programação linear; problema inteiro-misto ou contínuo; e problema de otimização determinístico ou sob incerteza.

O capítulo está dividido da seguinte forma: primeiramente, na seção 3.2 será apresentada a modelagem não-linear dos parâmetros que representam os sistemas de distribuição: transformador OLTC da subestação, consumo de carga, bancos de capacitores, geração distribuída fotovoltaica e equações de fluxo de potência e restrições operativas. Na seção 3.3, são apresentadas as linearizações efetuadas para obtenção do modelo linear. Finalmente, na seção 3.4 será apresentada a formulação do problema do planejamento da operação para o dia seguinte como um problema de programação linear (PPL).

3.2. Modelagem Não-Linear

O problema do planejamento da operação para o dia seguinte de sistemas de distribuição pode ser classificado, em um primeiro momento, como um problema de programação não-linear inteiro-misto. Isso porque a natureza de algumas restrições é não-linear e as variáveis de decisão relacionadas a decisão ótima de operação de BC e tapes do OLTC, são inteiras. A modelagem não-linear da rede elétrica e seus elementos será explicitada a seguir. Nesta modelagem, as variáveis de otimização correspondem às variáveis de controle (ações de OLTC, BC e potência reativa de GD) e às variáveis de fluxo de potência (tensão e corrente nos alimentadores). A tensão fornecida na subestação primária, as potências nominais dos equipamentos e cargas, os parâmetros das linhas dos alimentadores e os limites operativas da rede e dos equipamentos, são dados de entrada do problema de otimização. As variáveis de fluxo de potência serão apresentadas em termos de suas componentes real e imaginária.

3.2.1. Subestação

As equações que representam a ação do transformador OLTC são as que relacionam as grandezas de tensão e corrente no primário e secundário. Supõe-se

um transformador OLTC na subestação conectado entre as barras p e s , onde p é a barra conectada no primário e s a barra onde se conecta o secundário. Para fins de modelagem matemática do problema de otimização, cria-se uma barra fictícia c entre as barras p e s , conforme ilustrado no diagrama da Figura 3.1. O comprimento da linha fictícia criada, cs , é infinitesimal, de forma que as tensões nos nós c e s sejam iguais.

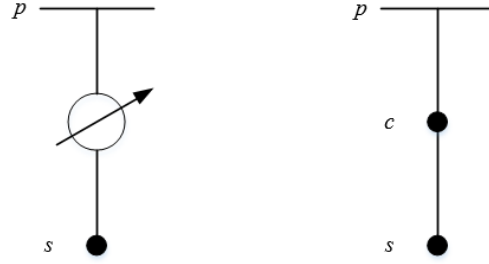


Figura 3.1. Representação do transformador OLTC da subestação.

Na nova representação proposta, a relação de tensão entre primário e secundário do transformador é aplicada entre as tensões das barras p e s , e a relação das correntes antes e depois da transformação é aplicada entre as correntes das novas linhas fictícias pc e cs . As equações genéricas que representam o modelo das grandezas no transformador encontram-se nas equações (3.1) e (3.2) abaixo. As grandezas de tensão V_p e V_c correspondem as tensões de fase no primário e na barra fictícia, respectivamente, e as grandezas de corrente I_{pc}^{lin} e I_{cs}^{lin} representam as correntes de linha antes e depois da transformação. Vale ressaltar que as perdas no transformador foram desprezadas.

$$V_c = V_p(1 + a \text{ tap}) \quad (3.1)$$

$$I_{cs}^{lin} = \frac{I_{pc}^{lin}}{(1 + a \text{ tap})} \quad (3.2)$$

Assim, as restrições que modelam o comportamento do transformador OLTC da subestação são obtidas generalizando as equações (3.1) e (3.2) e estendendo-as para componentes reais e imaginárias, resultando em (3.3)–(3.6). A modelagem apresentada admite que a tensão no primário do transformador OLTC da subestação, $V_f^{SE,re}$ e $V_f^{SE,im}$, é conhecida.

O limite inferior e superior de posição do tape do OLTC, que corresponde a um dado de placa do equipamento, é dado por (3.7). Neste trabalho, optou-se por limitar a transição de posição do tape entre dois instantes de tempo seguidos, de forma a evitar volatilidade no chaveamento e consequentemente possibilitar a postergação de vida útil do transformador, conforme (3.8). Destaca-se que $tap_{f,t}$ é uma variável de decisão de natureza inteira, que varia de forma discreta entre seus limites inferior e superior. Vale ressaltar que a modelagem adotada considera a possibilidade de operação não uniforme dos tapes do OLTC, onde diferentes configurações são permitidas em cada fase, de forma que o controle é individual e independente por fase.

$$V_{i,f,t}^{re} = V_f^{SE,re} (1 + a \, tap_{f,t}) \quad \forall i \in \Omega_b^{OLTC}, f \in \Omega_P, t \in \Omega_T \quad (3.3)$$

$$V_{i,f,t}^{im} = V_f^{SE,im} (1 + a \, tap_{f,t}) \quad \forall i \in \Omega_b^{OLTC}, f \in \Omega_P, t \in \Omega_T \quad (3.4)$$

$$I_{ik,f,t}^{lin,re} = \frac{I_{ji,f,t}^{lin,re}}{(1 + a \, tap_{f,t})} \quad \forall ji, ik \in \Omega_l | i \in \Omega_b^{OLTC}, f \in \Omega_P, t \in \Omega_T \quad (3.5)$$

$$I_{ik,f,t}^{lin,im} = \frac{I_{ji,f,t}^{lin,im}}{(1 + a \, tap_{f,t})} \quad \forall ji, ik \in \Omega_l | i \in \Omega_b^{OLTC}, f \in \Omega_P, t \in \Omega_T \quad (3.6)$$

$$TAP_{min} \leq tap_{f,t} \leq TAP_{max} \quad \forall f \in \Omega_P, t \in \Omega_T \quad (3.7)$$

$$-n_{max}^{tap} \leq tap_{f,t} - tap_{f,t-1} \leq n_{max}^{tap} \quad \forall f \in \Omega_P, t \in \Omega_T | t > 1 \quad (3.8)$$

A potência demandada na subestação e consequentemente a energia diária consumida são obtidas através das grandezas de tensão e corrente no primário do transformador OLTC da subestação, conforme (3.9) e (3.10).

$$P_{f,t}^{SE} = V_f^{SE,re} I_{ji,f,t}^{lin,re} + V_f^{SE,im} I_{ji,f,t}^{lin,im} \quad \forall ji \in \Omega_l | i \in \Omega_b^{OLTC}, f \in \Omega_P, t \in \Omega_T \quad (3.9)$$

$$E^{SE} = \sum_{t \in \Omega_T} \sum_{f \in \Omega_P} \Delta t \, P_{f,t}^{SE} \quad (3.10)$$

3.2.2. Fluxo de Potência

O fluxo de potência da rede elétrica pode ser modelado através das equações das Lei de Kirchhoff para circuitos elétricos. As equações (3.11) e (3.12) foram escritas conforme a Lei de Kirchhoff da Tensão, que relaciona a diferença de

potencial elétrico em um percurso, representando as quedas de tensão nos alimentadores. Na modelagem adotada, as impedâncias mútuas entre as fases são consideradas. As equações são aplicadas para cada alimentador ij da rede, com exceção das linhas que representam o primário e secundário do transformador conforme a representação ilustrada na Figura 3.1. Assim, as equações não são aplicadas para linha fictícia pc . A relação é aplicada para a linha cs mas, como o comprimento definido para ela é infinitesimal, a queda de tensão em cs é insignificante e as tensões nas barras c e s acabam sendo iguais, não comprometendo a modelagem do transformador OLTC.

$$V_{i,f,t}^{re} - V_{j,f,t}^{re} = \sum_{h \in \Omega_P} (r_{f,h,ij} I_{ij,h,t}^{lin,re} - x_{f,h,ij} I_{ij,h,t}^{lin,im}) \quad (3.11)$$

$$\forall ij \in \Omega_l | i \notin \Omega_b^{OLTC}, f \in \Omega_P, t \in \Omega_T$$

$$V_{i,f,t}^{im} - V_{j,f,t}^{im} = \sum_{h \in \Omega_P} (r_{f,h,ij} I_{ij,h,t}^{lin,im} + x_{f,h,ij} I_{ij,h,t}^{lin,re}) \quad (3.12)$$

$$\forall ij \in \Omega_l | i \notin \Omega_b^{OLTC}, f \in \Omega_P, t \in \Omega_T$$

As variáveis de tensão, por sua vez, são limitadas conforme (3.13).

$$V_{min} \leq \sqrt{(V_{i,f,t}^{re})^2 + (V_{i,f,t}^{im})^2} \leq V_{max} \quad \forall i \in \Omega_b, f \in \Omega_P, t \in \Omega_T \quad (3.13)$$

Segundo a Lei de Kirchhoff da Corrente, a soma das correntes elétricas que entram em um nó deve ser igual à soma das correntes que saem do nó. Dessa maneira, correntes que entram no nó são as correntes injetadas por BC e GD e pelos alimentadores à montante do nó em questão. As correntes que saem do nó são as correntes demandadas pelas cargas e pelos alimentadores à jusante do nó. O alimentador de distribuição está sendo representada pelo modelo π , onde a admitância total em paralelo é dividida em duas partes iguais, no início e final do ramo e são também consideradas. As equações (3.14) e (3.15) são aplicadas a todos os nós da rede, com exceção do nó fictício c .

$$\begin{aligned}
\sum_{i \in \Omega_b^{BC}} I_{i,f,t}^{BC,re} + \sum_{i \in \Omega_b^{GD}} I_{i,f,t}^{GD,re} + \sum_{ji \in \Omega_l} I_{ji,f,t}^{lin,re} - \frac{1}{2} \sum_{ji \in \Omega_l} \sum_{h \in \Omega_p} B_{f,h,ji} V_{i,f,t}^{im} \\
= I_{i,f,t}^{D,re} + \sum_{ik \in \Omega_l} I_{ik,f,t}^{lin,re} + \frac{1}{2} \sum_{ik \in \Omega_l} \sum_{h \in \Omega_p} B_{f,h,ik} V_{i,f,t}^{im}
\end{aligned} \quad (3.14)$$

$$\forall i \in \Omega_b | i \notin \Omega_b^{OLTC}, f \in \Omega_p, t \in \Omega_T$$

$$\begin{aligned}
\sum_{i \in \Omega_b^{BC}} I_{i,f,t}^{BC,im} + \sum_{i \in \Omega_b^{GD}} I_{i,f,t}^{GD,im} + \sum_{ji \in \Omega_l} I_{ji,f,t}^{lin,im} - \frac{1}{2} \sum_{ji \in \Omega_l} \sum_{h \in \Omega_p} B_{f,h,ji} V_{i,f,t}^{re} \\
= I_{i,f,t}^{D,im} + \sum_{ik \in \Omega_l} I_{ik,f,t}^{lin,im} + \frac{1}{2} \sum_{ik \in \Omega_l} \sum_{h \in \Omega_p} B_{f,h,ik} V_{i,f,t}^{re}
\end{aligned} \quad (3.15)$$

$$\forall i \in \Omega_b | i \notin \Omega_b^{OLTC}, f \in \Omega_p, t \in \Omega_T$$

3.2.3. Carga

A corrente da carga é dada pela potência demandada e pela tensão aplicada em seus terminais, conforme (3.16) e (3.17). A potência demanda, por sua vez, é modelada através do modelo exponencial de carga, conforme (3.18) e (3.19) abaixo. Os parâmetros de modelagem exponencial de carga, aproximados pelo fator CVR, foram considerados constantes ao longo do dia.

$$I_{i,f,t}^{D,re} = \frac{P_{i,f,t}^D V_{i,f,t}^{re} + Q_{i,f,t}^D V_{i,f,t}^{im}}{V_{i,f,t}^{re\ 2} + V_{i,f,t}^{im\ 2}} \quad \forall i \in \Omega_b, f \in \Omega_p, t \in \Omega_T \quad (3.16)$$

$$I_{i,f,t}^{D,im} = \frac{P_{i,f,t}^D V_{i,f,t}^{im} - Q_{i,f,t}^D V_{i,f,t}^{re}}{V_{i,f,t}^{re\ 2} + V_{i,f,t}^{im\ 2}} \quad \forall i \in \Omega_b, f \in \Omega_p, t \in \Omega_T \quad (3.17)$$

$$P_{i,f,t}^D = P_{i,f,t}^0 \left(\frac{\sqrt{V_{i,f,t}^{re\ 2} + V_{i,f,t}^{im\ 2}}}{V^0} \right)^{CVR_{f(P)}_i} \quad \forall i \in \Omega_b, f \in \Omega_p, t \in \Omega_T \quad (3.18)$$

$$Q_{i,f,t}^D = Q_{i,f,t}^0 \left(\frac{\sqrt{V_{i,f,t}^{re\ 2} + V_{i,f,t}^{im\ 2}}}{V^0} \right)^{CVR_{f(Q)}_i} \quad \forall i \in \Omega_b, f \in \Omega_p, t \in \Omega_T \quad (3.19)$$

3.2.4. Bancos de Capacitores

A relação entre as grandezas de corrente, potência e tensão nos bancos de capacitores são modeladas conforme (3.20) e (3.21). A injeção de potência ativa de um BC é nula, como observado na equação (3.20). Já a potência reativa dos bancos de capacitores depende do número de bancos acionados, conforme (3.21). O chaveamento entre dois instantes de tempo seguidos foi limitado de forma a evitar volatilidade na estratégia de operação, conforme (3.22).

$$V_{i,f,t}^{re} I_{i,f,t}^{BC,re} + V_{i,f,t}^{im} I_{i,f,t}^{BC,im} = 0 \quad \forall i \in \Omega_b^{BC}, f \in \Omega_P, t \in \Omega_T \quad (3.20)$$

$$-V_{i,f,t}^{re} I_{i,f,t}^{BC,im} + V_{i,f,t}^{im} I_{i,f,t}^{BC,re} = b_{i,t} Q_{i,f}^{BC,0} \quad \forall i \in \Omega_b^{BC}, f \in \Omega_P, t \in \Omega_T \quad (3.21)$$

$$-n_{max}^{BC} \leq b_{i,t} - b_{i,t-1} \leq n_{max}^{BC} \quad \forall i \in \Omega_b^{BC}, t \in \Omega_T | t > 1 \quad (3.22)$$

3.2.5. Geração Distribuída Fotovoltaica

As equações (3.23) e (3.24) relacionam as grandezas de corrente, tensão e potência dos geradores distribuídos. A potência ativa injetada é oriunda do algoritmo de rastreamento do ponto de máxima potência presente nos sistemas PV. Neste trabalho, a potência ativa é dado de entrada do modelo e está relacionada com a previsão de irradiação em cada instante de tempo para o dia seguinte. A potência reativa é uma variável de controle do problema, e é limitada pela capacidade ociosa do inversor, vide equação (3.25). A variação de potência reativa fornecida entre um instante e o instante seguinte também apresenta limitação, conforme (3.26), de forma que o cronograma com a estratégia de operação do dia seguinte para o inversor apresente transições suaves ao longo do dia.

$$V_{i,f,t}^{re} I_{i,f,t}^{GD,re} + V_{i,f,t}^{im} I_{i,f,t}^{GD,im} = P_{i,f,t}^{GD,max} \quad \forall i \in \Omega_b^{GD}, f \in \Omega_P, t \in \Omega_T \quad (3.23)$$

$$-V_{i,f,t}^{re} I_{i,f,t}^{GD,im} + V_{i,f,t}^{im} I_{i,f,t}^{GD,re} = Q_{i,f,t}^{GD} \quad \forall i \in \Omega_b^{GD}, f \in \Omega_P, t \in \Omega_T \quad (3.24)$$

$$-\sqrt{S_{i,f}^{GD,nom^2} - P_{i,f,t}^{GD,max^2}} \leq Q_{i,f,t}^{GD} \leq \sqrt{S_{i,f}^{GD,nom^2} - P_{i,f,t}^{GD,max^2}} \quad (3.25)$$

$$\forall i \in \Omega_b^{GD}, f \in \Omega_P, t \in \Omega_T$$

$$-n_{max}^{GD} S_{i,f,t}^{GD,nom} \leq Q_{i,f,t}^{GD} - Q_{i,f,t-1}^{GD} \leq n_{max}^{GD} S_{i,f,t}^{GD,nom} \quad (3.26)$$

$$\forall i \in \Omega_b^{GD}, f \in \Omega_p, t \in \Omega_T | t > 1$$

3.2.6. Função Objetivo

A metodologia proposta neste trabalho consiste em obter o melhor planejamento para o dia seguinte no que tange a coordenação da operação dos elementos do sistema de distribuição, buscando maior eficiência energética por parte da distribuidora. Esse objetivo pode ser traduzido como minimização da energia consumida na subestação. Assim, a função objetivo consiste em minimizar (3.10).

Vale ressaltar que, dado o modelo matemático que representa o comportamento de todos os elementos da rede de distribuição, a função objetivo pode ser modificada de acordo com os interesses da distribuidora. Como exemplo, distribuidoras que buscam uma operação convencional, motivada pelo desconhecimento e incerteza de dados e parâmetros dos elementos da própria rede, podem buscar minimizar a chance de extrapolação dos limites operativos de tensão e, conseqüentemente, multas decorrentes desses acontecimentos. Por esse motivo considera-se que uma operação convencional seja aquela em que o objetivo é minimizar o desvio de tensão das barras com relação a tensão nominal do sistema. Na modelagem proposta, o desvio de tensão foi aproximado conforme (3.27), onde contabiliza-se a diferença entre as componentes reais e imaginárias de tensão ao longo de todos os alimentadores a cada instante de tempo, com relação às componentes reais e imaginárias da tensão nominal da subestação. Assim, a função objetivo, neste caso, corresponde à minimização do desvio de tensão aproximado (ΔV), dado por (3.27).

$$\Delta V = \sum_{i \in \Omega_b} \sum_{f \in \Omega_p} \sum_{t \in \Omega_T} (|V_{i,f,t}^{re} - V_f^{SE,re}| + |V_{i,f,t}^{im} - V_f^{SE,im}|) \quad (3.27)$$

3.3. Modelagem Linear

A modelagem matemática apresentada na seção 3.2 possui equações não lineares. São elas: restrição de relação de transformação do OLTC da corrente dada por (3.5) e (3.6); limite operativo da tensão nas barras dada por (3.13); relação entre as grandezas de corrente, tensão e potência de carga, dada por (3.16) e (3.17); modelo exponencial de carga, dada por (3.18) e (3.19); relação entre as grandezas de corrente, tensão e potência dos BC e GD, dadas por (3.20), (3.21), (3.23) e (3.24).

A resolução de um problema de programação não-linear para sistemas de distribuição reais pode exigir um esforço computacional impraticável, devido ao extenso número de variáveis e restrições lineares e não-lineares, não garantindo a obtenção de uma solução. Por este motivo, o problema será transformado em um problema de programação linear, que possui melhor eficácia diante de um grande número de variáveis e restrições.

No geral, o processo de linearização consiste em obter uma aproximação da função em torno de um dado ponto, chamado neste trabalho de ponto de operação estimado. Vale ressaltar que a linearização não captura um comportamento não-local, ou comportamento global, da função em todo o espaço viável de operação. Por este motivo, uma boa estimativa do ponto de operação estimado é de extrema importância diante de um processo de linearização. O processo de linearização das restrições não-lineares do problema utiliza pontos de operação estimados e será mostrado detalhadamente nas seções a seguir.

3.3.1. Subestação

O termo referente a relação de transformação do transformador, dado por $(1 + a \text{ tap})$, onde tap é uma variável de decisão do modelo, pode ser definido através da relação linear (3.1), visto que a tensão no primário da subestação é conhecida, ou seja, V_p é constante, então:

$$(1 + a \text{ tap}) = \frac{V_c}{V_p} \quad (3.28)$$

Substituindo (3.28) na equação (3.2), tem-se que a corrente no primário do transformador é função da corrente no secundário e da tensão no secundário (representado pelo nó fictício), conforme (3.29).

$$I_{pc}^{lin} = f(I_{cs}^{lin}, V_c) = I_{cs}^{lin} \frac{V_c}{V_p} \quad (3.29)$$

A expansão por série de Taylor a partir de derivadas de primeira ordem é aplicada em torno dos pontos de operação estimados de tensão e corrente no secundário, simbolizados por *, conforme (3.30).

$$I_{pc}^{lin} = f^* + \left. \frac{\partial f}{\partial I_{cs}^{lin}} \right|_* (I_{cs}^{lin} - I_{cs}^{lin*}) + \left. \frac{\partial f}{\partial V_c} \right|_* (V_c - V_c^*) \quad (3.30)$$

Logo, as restrições lineares obtidas para representação das equações não-lineares em (3.5) e (3.6) estão apresentadas por (3.31) e (3.32).

$$I_{ik,f,t}^{lin,re} = \frac{1}{V_f^{SE,re}} \left[I_{ji,f,t}^{lin,re*} V_{i,f,t}^{re*} + V_{i,f,t}^{re*} (I_{ji,f,t}^{lin,re} - I_{ji,f,t}^{lin,re*}) \right. \\ \left. + I_{ji,f,t}^{lin,re*} (V_{i,f,t}^{re} - V_{i,f,t}^{re*}) \right] \quad (3.31)$$

$$\forall ji, ik \in \Omega_l \mid i \in \Omega_b^{OLTC}, f \in \Omega_p, t \in \Omega_T$$

$$I_{ik,f,t}^{lin,im} = \frac{1}{V_f^{SE,im}} \left[I_{ji,f,t}^{lin,im*} V_{i,f,t}^{im*} + V_{i,f,t}^{im*} (I_{ji,f,t}^{lin,im} - I_{ji,f,t}^{lin,im*}) \right. \\ \left. + I_{ji,f,t}^{lin,im*} (V_{i,f,t}^{im} - V_{i,f,t}^{im*}) \right] \quad (3.32)$$

$$\forall ji, ik \in \Omega_l \mid i \in \Omega_b^{OLTC}, f \in \Omega_p, t \in \Omega_T$$

3.3.2. Fluxo de Potência

A restrição (3.13) representa os limites operativos de tensão nas barras, onde o módulo é limitado por V_{min} e V_{max} . Entretanto, admitindo que a variação angular diante do ângulo de referência de cada fase (0° , -120° e 120° para as fases A, B e C respectivamente) é pequena, onde θ_1 e θ_2 são as máximas variações negativa e positiva, respectivamente, a área que representa a região viável de tensão em função das componentes real e imaginária é apresentada em amarelo conforme diagrama

fasorial da fase A na Figura 3.2. Observa-se que esta região é delimitada por equações não-lineares.

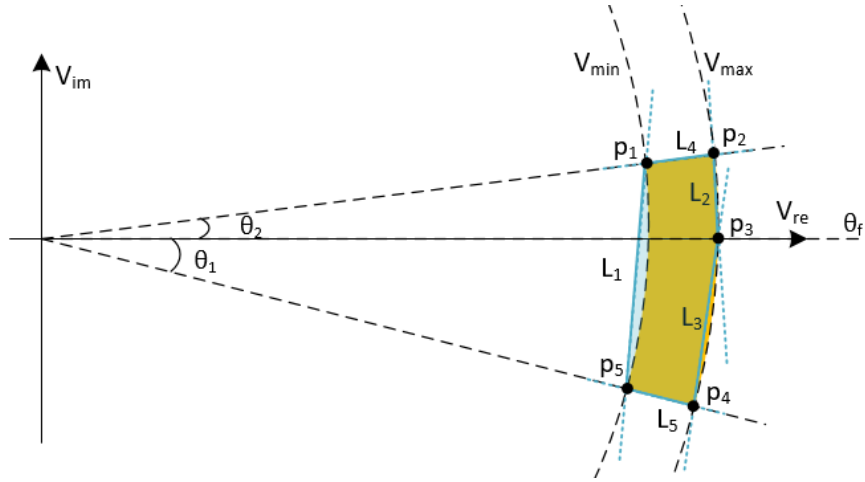


Figura 3.2. Restrições lineares de limite de tensão para a fase A.

A linearização foi realizada conforme em [28] e [38]. A região viável é aproximada por um polígono delimitado pelas retas L1 a L5, conforme área em azul na Figura 3.2. As equações que representam cada reta são da forma $y = coef_a x + coef_b$, onde y e x são as variáveis imaginária e real de tensão e $coef_a$ e $coef_b$ são os coeficientes angular e linear da equação. Os coeficientes podem ser obtidos a partir dos pontos p_1 a p_5 que são conhecidos a partir dos catetos oposto e adjacente dos triângulos retângulos formados pelas coordenadas y e x , conforme a seguir:

$$p_1 = (x_1, y_1) = (V_{min} \cos(\theta_f + \theta_2), V_{min} \sin(\theta_f + \theta_2))$$

$$p_2 = (x_2, y_2) = (V_{max} \cos(\theta_f + \theta_2), V_{max} \sin(\theta_f + \theta_2))$$

$$p_3 = (x_3, y_3) = (V_{max} \cos(\theta_f), V_{max} \sin(\theta_f))$$

$$p_4 = (x_4, y_4) = (V_{max} \cos(\theta_f - \theta_1), V_{max} \sin(\theta_f - \theta_1))$$

$$p_5 = (x_5, y_5) = (V_{min} \cos(\theta_f - \theta_1), V_{min} \sin(\theta_f - \theta_1))$$

Dados os pontos, as retas y_{L1} a y_{L5} , dependentes de x , são representadas pelas equações lineares abaixo.

$$y_{L1}(x) = \frac{\sin(\theta_f + \theta_2) - \sin(\theta_f - \theta_1)}{\cos(\theta_f + \theta_2) - \cos(\theta_f - \theta_1)} (x - V_{min} \cos(\theta_f + \theta_2)) + V_{min} \sin(\theta_f + \theta_2)$$

$$y_{L2}(x) = \frac{\sin(\theta_f + \theta_2) - \sin(\theta_f)}{\cos(\theta_f + \theta_2) - \cos(\theta_f)} (x - V_{max} \cos(\theta_f)) + V_{max} \sin(\theta_f)$$

$$y_{L3}(x) = \frac{\sin(\theta_f - \theta_1) - \sin(\theta_f)}{\cos(\theta_f - \theta_1) - \cos(\theta_f)} (x - V_{max} \cos(\theta_f)) + V_{max} \sin(\theta_f)$$

$$y_{L4}(x) = x \tan(\theta_f + \theta_2)$$

$$y_{L5}(x) = x \tan(\theta_f - \theta_1)$$

Finalmente, as restrições que representam a área viável formada pela interseção das retas L1 a L5 para cada fase, em substituição a restrição não-linear (3.13), são dadas por (3.33)–(3.47).

$$V_{i,f,t}^{im} \leq y_{L1}(V_{i,f,t}^{re}) \quad \forall i \in \Omega_b, f = A, t \in \Omega_T \quad (3.33)$$

$$V_{i,f,t}^{im} \leq y_{L2}(V_{i,f,t}^{re}) \quad \forall i \in \Omega_b, f = A, t \in \Omega_T \quad (3.34)$$

$$V_{i,f,t}^{im} \geq y_{L3}(V_{i,f,t}^{re}) \quad \forall i \in \Omega_b, f = A, t \in \Omega_T \quad (3.35)$$

$$V_{i,f,t}^{im} \leq y_{L4}(V_{i,f,t}^{re}) \quad \forall i \in \Omega_b, f = A, t \in \Omega_T \quad (3.36)$$

$$V_{i,f,t}^{im} \geq y_{L5}(V_{i,f,t}^{re}) \quad \forall i \in \Omega_b, f = A, t \in \Omega_T \quad (3.37)$$

$$V_{i,f,t}^{im} \leq y_{L1}(V_{i,f,t}^{re}) \quad \forall i \in \Omega_b, f = B, t \in \Omega_T \quad (3.38)$$

$$V_{i,f,t}^{im} \geq y_{L2}(V_{i,f,t}^{re}) \quad \forall i \in \Omega_b, f = B, t \in \Omega_T \quad (3.39)$$

$$V_{i,f,t}^{im} \geq y_{L3}(V_{i,f,t}^{re}) \quad \forall i \in \Omega_b, f = B, t \in \Omega_T \quad (3.40)$$

$$V_{i,f,t}^{im} \geq y_{L4}(V_{i,f,t}^{re}) \quad \forall i \in \Omega_b, f = B, t \in \Omega_T \quad (3.41)$$

$$V_{i,f,t}^{im} \leq y_{L5}(V_{i,f,t}^{re}) \quad \forall i \in \Omega_b, f = B, t \in \Omega_T \quad (3.42)$$

$$V_{i,f,t}^{im} \geq y_{L1}(V_{i,f,t}^{re}) \quad \forall i \in \Omega_b, f = C, t \in \Omega_T \quad (3.43)$$

$$V_{i,f,t}^{im} \leq y_{L2}(V_{i,f,t}^{re}) \quad \forall i \in \Omega_b, f = C, t \in \Omega_T \quad (3.44)$$

$$V_{i,f,t}^{im} \leq y_{L3}(V_{i,f,t}^{re}) \quad \forall i \in \Omega_b, f = C, t \in \Omega_T \quad (3.45)$$

$$V_{i,f,t}^{im} \geq y_{L4}(V_{i,f,t}^{re}) \quad \forall i \in \Omega_b, f = C, t \in \Omega_T \quad (3.46)$$

$$V_{i,f,t}^{im} \leq y_{L5}(V_{i,f,t}^{re}) \quad \forall i \in \Omega_b, f = C, t \in \Omega_T \quad (3.47)$$

3.3.3. Carga

A corrente demandada pela carga, dada pelas restrições (3.16) e (3.17), é dependente da tensão em seus terminais e da potência demanda. A potência demanda é, por sua vez, também dependente da tensão nos terminais da carga,

conforme observado em (3.18) e (3.19). Logo, a corrente da carga é uma função dependente não linearmente apenas das variáveis de tensão, conforme (3.48) e (3.49). A Figura 3.3 ilustra a variação da corrente da carga com a tensão para uma carga fictícia.

$$I_{i,f,t}^{D,re} = g(V_{i,f,t}^{re}, V_{i,f,t}^{im}) \quad (3.48)$$

$$I_{i,f,t}^{D,im} = h(V_{i,f,t}^{re}, V_{i,f,t}^{im}) \quad (3.49)$$

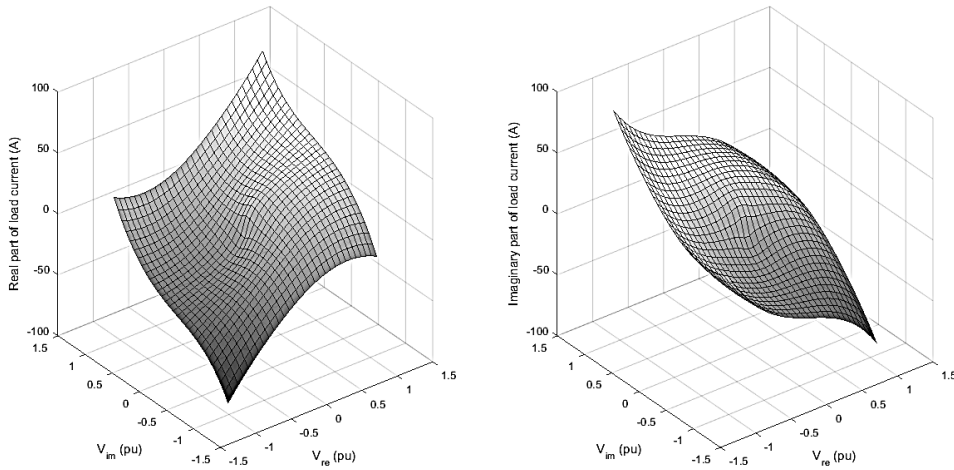


Figura 3.3. Variação da corrente da carga com a tensão.

A linearização das restrições de comportamento da carga proposta por [27] é uma linearização de primeira ordem em torno de ponto de operação estimado de tensão $V_{i,f,t}^{re*}$ e $V_{i,f,t}^{im*}$. Neste trabalho, também será adotado esse critério. A linearização de (3.48) e (3.49) será dada por (3.50) e (3.51).

$$I_{i,f,t}^{D,re} = g^* + \left. \frac{\partial g}{\partial V_{i,f,t}^{re}} \right|_* (V_{i,f,t}^{re} - V_{i,f,t}^{re*}) + \left. \frac{\partial g}{\partial V_{i,f,t}^{im}} \right|_* (V_{i,f,t}^{im} - V_{i,f,t}^{im*}) \quad (3.50)$$

$$\forall i \in \Omega_b, f \in \Omega_p, t \in \Omega_T$$

$$I_{i,f,t}^{D,im} = h^* + \left. \frac{\partial h}{\partial V_{i,f,t}^{re}} \right|_* (V_{i,f,t}^{re} - V_{i,f,t}^{re*}) + \left. \frac{\partial h}{\partial V_{i,f,t}^{im}} \right|_* (V_{i,f,t}^{im} - V_{i,f,t}^{im*}) \quad (3.51)$$

$$\forall i \in \Omega_b, f \in \Omega_p, t \in \Omega_T$$

3.3.4. Bancos de Capacitores

As injeções de potência dadas em (3.20)–(3.21) dependem não-linearmente das variáveis de componentes reais e imaginárias de tensão e de corrente. Neste caso, como as variáveis de tensão possuem pontos de operação estimados para cálculo da corrente da carga, esse ponto também pode ser utilizado para cálculo das grandezas dos bancos de capacitores, conforme foi proposto em [28] e [38]. As novas expressões linearizadas, encontram-se em (3.52) e (3.53).

$$V_{i,f,t}^{re} * I_{i,f,t}^{BC,re} + V_{i,f,t}^{im} * I_{i,f,t}^{BC,im} = 0 \quad \forall i \in \Omega_b^{BC}, f \in \Omega_P, t \in \Omega_T \quad (3.52)$$

$$-V_{i,f,t}^{re} * I_{i,f,t}^{BC,im} + V_{i,f,t}^{im} * I_{i,f,t}^{BC,re} = b_{i,t} Q_{i,f}^{BC,0} \quad \forall i \in \Omega_b^{BC}, f \in \Omega_P, t \in \Omega_T \quad (3.53)$$

3.3.5. Geração Distribuída Fotovoltaica

As injeções de potência da geração distribuída, dadas em (3.23)–(3.24), podem ser linearizadas utilizando o mesmo procedimento realizado com bancos de capacitores. As restrições linearizadas encontram-se em (3.54) e (3.55).

$$V_{i,f,t}^{re} * I_{i,f,t}^{GD,re} + V_{i,f,t}^{im} * I_{i,f,t}^{GD,im} = P_{i,f,t}^{GD,max} \quad \forall i \in \Omega_b^{GD}, f \in \Omega_P, t \in \Omega_T \quad (3.54)$$

$$-V_{i,f,t}^{re} * I_{i,f,t}^{GD,im} + V_{i,f,t}^{im} * I_{i,f,t}^{GD,re} = Q_{i,f,t}^{GD} \quad \forall i \in \Omega_b^{GD}, f \in \Omega_P, t \in \Omega_T \quad (3.55)$$

3.4. Modelo de Programação Linear para o Problema de Planejamento da Operação

O modelo linearizado proposto consiste em um problema de programação linear (PPL). A função objetivo consiste em minimizar a energia consumida na subestação, dada por (3.10). As restrições correspondem às equações (3.3)–(3.4), (3.7)–(3.9), (3.11)–(3.12), (3.14)–(3.15), (3.22), (3.25)–(3.26), (3.31)–(3.47), (3.50)–(3.55). As variáveis de decisão do problema de otimização relacionadas às decisões de operação, correspondentes a estratégia do OLTC da subestação, bancos de capacitores e injeção de reativo de GDs, serão chamadas de variáveis de controle. Além destas, as grandezas de corrente e tensão também são variáveis do modelo e

serão obtidas através da resolução de fluxo de potência ótimo modelado no problema.

Para um dado cenário de perfil diário de carga, geração solar, características dos alimentadores de distribuição e modelo de carga, o problema de programação linear (PPL) é resolvido. O modelo proposto possui acoplamento no tempo, onde a otimização é realizada e a solução ótima é obtida observando todo o período de planejamento de um dia. Vale ressaltar que, ao fixar as variáveis de controle não haverá ações disponíveis por parte dos equipamentos, e a resolução do PPL corresponderá a um cálculo de fluxo de potência, cujo resultado independará da função objetiva adotada, e retornará os valores das variáveis de corrente, tensão e potência da rede elétrica.

4

Modelos de Otimização e Metodologia de Solução

Modelos determinísticos admitem que todos os dados de entrada e parâmetros são conhecidos ou podem ser adequadamente representados, de forma que a solução ótima possa ser obtida observando este único cenário. Modelos de otimização sob incerteza são utilizados quando alguns parâmetros do modelo determinístico são incertos e o modelo possui sensibilidade diante da variação destes parâmetros. A opção por utilizar otimização determinística ou otimização sob incerteza para um problema não é trivial, depende da natureza do problema e da sensibilidade das informações do mesmo diante dos dados incertos.

Um dos objetivos deste trabalho é avaliar e comparar os resultados obtidos por estes modelos diante da incerteza nos dados de modelagem de carga em problemas de planejamento da operação de sistemas de distribuição que possuem como objetivo a redução de consumo a partir da técnica CVR. Serão avaliados os modelos determinístico e sob incerteza. Existem diversas formulações possíveis para a modelagem da otimização sob incerteza. Neste trabalho, será utilizado o modelo denominado como otimização estocástica. Adicionalmente, um modelo de otimização robusta também será apresentado.

O modelo determinístico proposto desconsidera a incerteza presente nos parâmetros do modelo exponencial de carga e admite que estes são conhecidos e dados por seus valores esperados.

O modelo de otimização estocástica considera um conjunto de possíveis cenários de realizações dos parâmetros incertos simultaneamente durante a otimização. Cada cenário possui uma probabilidade associada. Na modelagem adotada, o modelo deve tomar uma decisão ótima, onde todas as restrições devem ser satisfeitas para o total de cenários escolhidos, não admitindo a possibilidade de violações de restrições e consequentemente utilização de recursos adicionais em estágio posterior. Quanto mais cenários são vislumbrados e considerados, mais abrangente será a decisão ótima tomada pelo modelo. Entretanto, ao exigir que

todas as restrições devam ser satisfeitas para todos os cenários, o número de restrições do problema aumenta tão quanto aumenta o número de cenários considerados. Este fato resulta em esforço computacional elevado e em modelos que podem se tornar intratáveis.

A otimização robusta, ou otimização *worst-case*, consiste na busca por uma solução que seja viável para quaisquer realizações das informações incertas. Neste contexto, violações das restrições também não são toleradas. Assim, na otimização robusta busca-se uma solução que seja imune à incerteza das informações do problema, sendo factível para as realizações mais extremas dos parâmetros incertos. A situação mais extrema é chamada de situação de pior caso. Sendo assim, a otimização robusta não considera um conjunto de cenários, como a otimização estocástica e, por isso, gera modelos de mesma complexidade computacional que a otimização determinística, visto que apenas um cenário, o de pior caso, é utilizado. Por este motivo, é facilmente tratada computacionalmente. Em contrapartida, produz resultado conservador, visto que dificilmente todos os parâmetros incertos se comportarão, simultaneamente, como seus valores de pior caso. Portanto, a determinação do valor de pior caso a ser utilizado na otimização é um passo importante.

A formulação do problema de otimização de cada um dos modelos será apresentada a seguir.

4.1. Otimização Determinística

O modelo determinístico consiste no modelo de programação linear apresentado na seção 3.4 e é dado por (4.1). Os parâmetros $CVR_{f(P)_i}$ e $CVR_{f(Q)_i}$ assumem seus valores esperados para cada carga.

$$\min \sum_{t \in \Omega_T} \sum_{f \in \Omega_P} \Delta t P_{f,t}^{SE} \quad (4.1)$$

s.a.

$$(3.3)-(3.4), (3.7)-(3.9), (3.11)-(3.12), (3.14)-(3.15), (3.22), (3.25)-(3.26), \\ (3.31)-(3.47), (3.50)-(3.55)$$

4.2. Otimização Estocástica

Neste estudo, cada cenário está relacionado ao modelo de carga, especificamente aos valores de fator CVR utilizados como expoentes do modelo exponencial. O objetivo dessa otimização é obter uma decisão ótima que contemple todos os cenários analisados. A resolução do problema é feita de uma só vez, onde a incerteza, representada por um número finito de cenários, é considerada. O problema é modelado de forma a obter uma solução de estratégia de operação para o dia seguinte sem violações de fluxo de potência e limites operativos de tensão dentre as possíveis futuras realizações de incertezas.

Em termos de formulação matemática, as variáveis de decisão relacionadas às ações de controle ($tap_{f,t}$, $b_{i,t}$, $Q_{i,f,t}^{GD}$) são únicas para todos os cenários, isto é, são independentes dos mesmos. Isto ocorre pois a decisão de estratégia de operação deve ser tomada no dia anterior independente da realização de modelagem de carga que aconteça no dia seguinte. Já as grandezas de fluxo de potência (potência, tensão e corrente) existem e são diferentes para cada um dos cenários, e todas as restrições que as envolvem devem ser satisfeitas para cada realização de cada cenário s . O problema é resolvido por um PPL único.

Todos os cenários possuem um valor de energia consumida diferente para a mesma estratégia de controle decidida. A nova função objetivo a ser minimizada consiste no valor esperado das energias consumidas em cada cenário s , dado o conjunto finito de cenários, Ω_s , e a probabilidade p_s de ocorrência de cada um, conforme (4.2).

$$\mathbb{E}(E^{SE}) = \sum_{s \in \Omega_s} p_s E_s^{SE} \quad (4.2)$$

Finalmente, o modelo estocástico proposto consiste na minimização de (4.2), onde a variável de potência consumida na subestação recebe um novo índice s , relativo ao cenário correspondente. Os parâmetros $CVR_{f(P)_i}$ e $CVR_{f(Q)_i}$ assumem valores diferentes para cada cenário s . As restrições são dadas pelas mesmas restrições do modelo de programação linear exposto, onde (3.3)–(3.4), (3.9), (3.11)–(3.12), (3.14)–(3.15), (3.31)–(3.47), (3.50)–(3.55) deverão ser satisfeitas

para todo cenário s dentro do conjunto Ω_s . As demais restrições, (3.11)–(3.12), (3.22) e (3.25)–(3.26) não são repetidas para cada cenário, visto que são dependentes apenas das variáveis de controle, relacionadas a estratégia ótima de operação. Assim:

$$\min \sum_{s \in \Omega_s} p_s \sum_{t \in \Omega_T} \sum_{f \in \Omega_P} \Delta t P_{f,t,s}^{SE} \quad (4.3)$$

s.a.

(3.3)–(3.4), (3.9), (3.11)–(3.12), (3.14)–(3.15), (3.31)–(3.47), (3.50)–(3.55) $\forall s \in \Omega_s$

(3.11)–(3.12), (3.22), (3.25)–(3.26)

4.2.1. Geração de Cenários

Conforme explorado na seção 2.3, os parâmetros de potência ativa e reativa do modelo exponencial de carga podem ser aproximados pelo respectivo fator CVR. Em [20], os dados inferidos para o fator CVR de diferentes tipos de carga foram aproximados por uma distribuição de probabilidade normal. Os cenários utilizados na modelagem da otimização estocástica serão gerados a partir de sorteio aleatório dentro da distribuição de probabilidade de cada tipo de carga. Detalhes do procedimento adotado são descritos a seguir.

A Figura 4.1 ilustra uma distribuição de probabilidade para uma variável aleatória contínua x , onde $x \in (-\infty, +\infty)$, μ é o valor esperado da variável aleatória contínua e $f(x)$ é a função de densidade de probabilidade. A distribuição de probabilidades contínua da Figura 4.1 será aproximada por uma distribuição de probabilidade discreta onde $x \in \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$ e $p(x)$ é a probabilidade de x , conforme Figura 4.2. Os pontos x_1 e x_n , correspondentes aos extremos do conjunto de x serão dados pelo valor esperado da variável aleatória contínua subtraído e adicionado, respectivamente, por um valor suficientemente grande estipulado. O conjunto dos pontos discretos em x são igualmente espaçados.

A probabilidade de cada um dos n valores da nova variável discreta x será obtida conforme (4.4), garantindo (4.5).

$$p(x_i) = \frac{f(x_i)}{\sum_{i=1}^n f(x_i)} \quad \forall i = 1, \dots, n \quad (4.4)$$

$$\sum_{i=1}^n p(x_i) = 1 \quad (4.5)$$

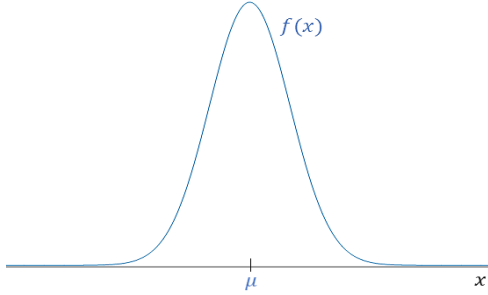


Figura 4.1. Distribuição de probabilidade contínua.

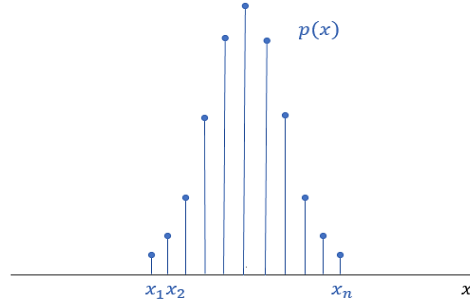


Figura 4.2. Distribuição de probabilidade discreta.

Dada essa manipulação, para cada um dos cenários, $s \in \Omega_s$, é realizado um sorteio aleatório a partir da distribuição de probabilidade contínua correspondente a cada tipo de carga tanto para fator de potência ativa quanto reativa. Os cenários de cada tipo de carga são considerados não correlacionados e, por isso, são obtidos de maneira independente. Para cada um dos valores sorteados a partir da distribuição de probabilidade contínua, procura-se o valor da variável discreta mais próximo. Este novo valor discreto será o valor utilizado na otimização. Como o valor sorteado foi aproximado para um valor contido no conjunto da variável aleatória discreta, ele possui uma probabilidade de ocorrência dentro da respectiva distribuição discreta. Finalmente, a probabilidade de ocorrência de cada cenário s (p_s) será dada pela multiplicação das probabilidades dos fatores de potência ativa e reativa de todos os tipos de carga, $p(CVR_{f(P)}^{tc\ s})$ e $p(CVR_{f(Q)}^{tc\ s})$, normalizada pelo somatório da probabilidade de todos os cenários, conforme (4.6), onde tc e N_{tc} são, respectivamente, o tipo de carga correspondente e a quantidade de tipos de cargas considerados.

$$p_s = \frac{\prod_{tc=1}^{N_{tc}} p(CVR_{f(P)}^{tc\ s}) \times p(CVR_{f(Q)}^{tc\ s})}{\sum_{s \in \Omega_s} \prod_{tc=1}^{N_{tc}} p(CVR_{f(P)}^{tc\ s}) \times p(CVR_{f(Q)}^{tc\ s})} \quad \forall s \in \Omega_s \quad (4.6)$$

4.3. Otimização Robusta

A otimização robusta tratada neste trabalho se difere da otimização determinística apenas pelo cenário utilizado na otimização. A diferença está nos parâmetros $CVR_{f(P)_i}$ e $CVR_{f(Q)_i}$ das restrições (3.50) e (3.51) que, nesta formulação, assumem valores dentro dos piores casos possíveis. Os valores correspondentes a piores casos a serem utilizados serão discutidas na seção 5.1.

$$\min \sum_{t \in \Omega_T} \sum_{f \in \Omega_P} \Delta t P_{f,t}^{SE} \quad (4.7)$$

s.a.

$$(3.3)-(3.4), (3.7)-(3.9), (3.11)-(3.12), (3.14)-(3.15), (3.22), (3.25)-(3.26), \\ (3.31)-(3.47), (3.50)-(3.55)$$

4.4. Metodologia de Solução

Os pontos de operação estimados pelos quais foram realizadas as aproximações lineares por série de Taylor são dados de entrada do problema. Embora as linearizações admitam que as variações nas variáveis de tensão, por exemplo, sejam pequenas, a operação ótima tenderá a reduzir as tensões nas barras visto que, reduzindo tensão, reduz-se consumo na subestação (função objetivo do problema). Deste modo, admitir que as tensões estimadas, por exemplo, são as tensões nominais da rede, como em [28], pode levar a uma má estimativa do consumo nas barras e mascarar a redução de consumo que se está buscando atingir. Por este motivo, um processo iterativo é proposto, onde o ponto de operação estimado é atualizado a cada resolução de um PPL, de forma a buscar uma melhor estimativa do ponto de operação utilizado na otimização.

Além da linearização do problema, outra simplificação foi realizada, e corresponde a natureza das variáveis de decisão. O problema que originalmente é um problema de programação linear inteira mista foi resolvido como um problema contínuo, de forma que as variáveis inteiras relativas a decisão de posição dos tapes e BC são relaxadas durante a definição da estratégia de controle na otimização. Após a resolução do problema contínuo, as variáveis obtidas na solução devem ser

aproximadas para variáveis inteiras para poderem ser efetivamente utilizadas no dia seguinte. Para isso é realizado um processo iterativo, onde vários critérios de arredondamento com ordens de prioridade são aplicados e um novo PPL é resolvido com as variáveis de controle fixadas, de modo a simular o fluxo de potência e verificar se limites de tensão foram violados.

O fluxograma da Figura 4.3 ilustra o processo para obtenção da solução de planejamento da operação do dia seguinte proposto neste trabalho. O processo pode ser resumido em três etapas que serão descritas detalhadamente a seguir: inicialização, otimização e obtenção da solução.

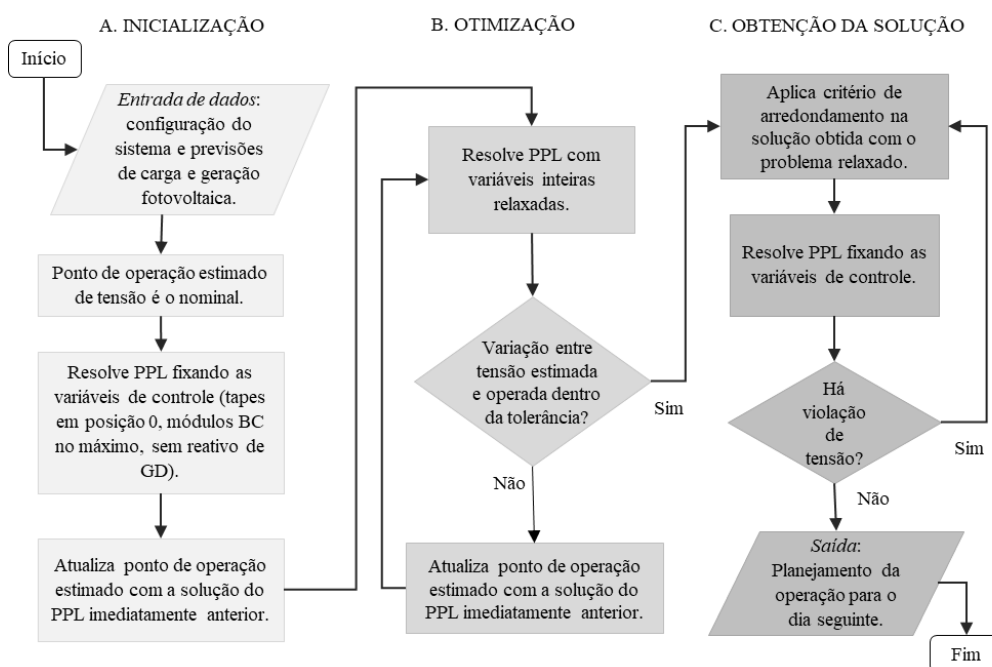


Figura 4.3. Fluxograma da metodologia de solução.

4.4.1. Etapa A: Inicialização

A Etapa A corresponde à inicialização de parâmetros e conhecimento do comportamento do sistema. O primeiro passo da etapa de inicialização consiste na obtenção de todas as informações de configuração da rede elétrica (dados de linha, carga, geração e demais equipamentos) e das previsões para o dia seguinte, tanto de perfil diário de carga quanto da geração dos geradores distribuídos presentes no sistema. Com relação aos parâmetros do modelo exponencial de carga, na otimização determinística é dado o valor esperado, na otimização estocástica o

conjunto dos cenários considerados, e na otimização robusta um cenário correspondente a um pior caso.

Após a obtenção dos dados e parâmetros, as variáveis correspondentes a posição dos tapes do OLTC e das chaves dos bancos de capacitores são fixadas para respectivamente, 0 e 100%. As variáveis de potência reativa injetada por inversores de GD são fixadas em zero. Como supõe-se que ainda não há conhecimento da operação do sistema diante da previsão para o dia seguinte, o ponto de operação estimado utilizado nesta fase é equivalente a tensão nominal do sistema trifásico equilibrado. Diante dessas premissas e simplificações, um primeiro PPL é executado, onde as únicas variáveis que são efetivamente obtidas são as de fluxo de potência. Aqui, como não há ação de controle disponível, visto que as variáveis de controle estão fixadas, o resultado do fluxo de potência ótimo vai independe da função objetivo. Assim, o problema de otimização corresponde a apenas um calculador de solução de fluxo de potência.

Resolvendo este problema, é possível observar o comportamento da rede sem influência dos controles. O resultado do fluxo de potência permite obter uma estimativa de como são as tensões em cada fase ao longo do alimentador e ao longo do tempo. Este resultado será utilizado como ponto de operação estimado para realização da otimização na próxima etapa do processo.

Vale ressaltar que esta etapa poderia ser substituída por outra heurística para obtenção do ponto de operação estimado da rede que não a resolução de um PPL. Um operador de sistema de distribuição que possui amplo conhecimento sobre o comportamento da sua rede diante de diversas condições de carga e geração poderia, por exemplo, utilizar os pontos de operação observados em dias típicos semelhantes, ou até mesmo do dia anterior.

4.4.2.

Etapa B: Otimização

Obtida uma primeira aproximação das grandezas de ponto de operação estimado, a Etapa B consiste na resolução do problema de otimização em si, onde as variáveis de decisão relativas ao controle dos equipamentos não estão mais fixas, ou seja, serão resultados da execução da otimização. A metodologia de solução

proposta consiste em resolver problemas de otimização contínuos, onde as variáveis inteiras relativas aos tapes e BC são relaxadas, tornando-se variáveis contínuas, visando diminuição do esforço computacional.

Uma vez resolvido o problema de otimização contínuo, verifica-se se a variação entre as variáveis de tensão utilizadas como ponto de operação estimado durante a linearização das restrições e as variáveis de tensão obtidas após resolução do PPL estão dentro de uma dada tolerância. Caso não esteja, ou seja, ainda haja variações significativas entre a tensão estimada e a tensão operada, um novo PPL é resolvido, atualizando o ponto de operação estimado com o resultado obtido com a execução do PPL imediatamente anterior. Este passo é motivado devido ao fato de que, como a transformação do problema não-linear em um problema linear perde representatividade no que diz respeito a informações do comportamento das grandezas elétricas da rede, quanto mais apurado estiver o ponto de operação estimado, melhor é a qualidade do resultado. Com o processo iterativo, o ponto de operação estimado tende a ficar cada vez mais próximo do ponto a ser operado e o resultado obtido mais aderente.

4.4.3.

Etapa C: Obtenção da Solução

Uma vez que o processo iterativo da otimização contínua é realizado, tem-se como saída a estratégia de operação ótima de controle dos elementos da rede. Entretanto, esse resultado é apresentada através de grandezas contínuas e precisa ser tratado para que possa ser utilizado na programação da operação do dia seguinte. Então, na Etapa C, é obtida a solução final de planejamento da operação do dia seguinte a partir dos critérios de arredondamento. Esta fase se justifica porque um simples arredondamento das variáveis contínuas para o valor inteiro mais próximo pode acarretar em uma operação que viola limites de tensão da rede. Como a otimização tem por consequência a redução da tensão nas barras a ponto de deixá-la próxima do limite inferior, ao simplesmente arredondar as variáveis contínuas, as barras podem acabar operando em uma posição abaixo dos limites regulatórios de tensão. Por outro lado, um aumento no arredondamento das variáveis pode diminuir a eficiência alcançada no processo de otimização. Por este motivo, é importante um equilíbrio entre segurança e eficiência com a realização desta etapa.

Alguns critérios, com ordem de prioridade, são propostos para realizar a aproximação inteira das variáveis contínuas, conforme exposto na Figura 4.4. Aplica-se o primeiro critério de arredondamento e simula o fluxo de potência através da resolução de um PPL com as variáveis de controle fixadas (operação de OLTC, BC e GD). Neste momento, é desconsiderado o limite inferior e superior de tensão nas barras. Com o resultado do PPL, é verificado se alguma barra apresentou tensões fora dos limites permitidos e, caso positivo, o próximo critério de arredondamento é aplicado até que nenhuma violação seja constatada. No fim do processo, a solução com a estratégia de operação para o dia seguinte é obtida, assim como as grandezas do fluxo de potência ao longo do tempo.

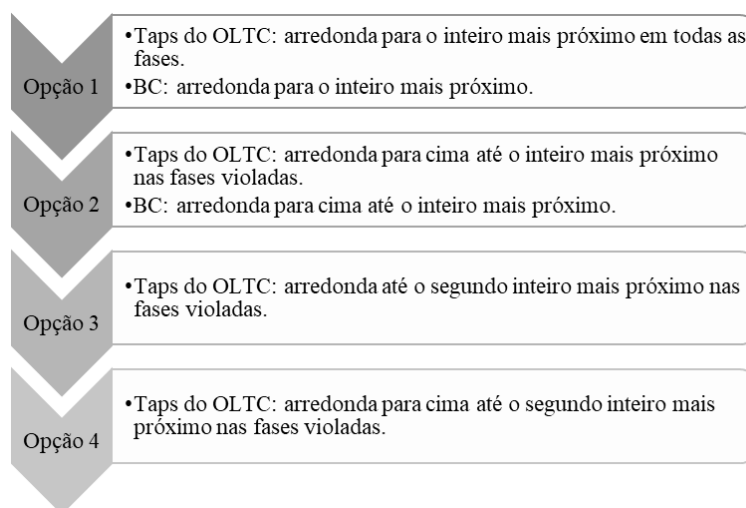


Figura 4.4. Critérios de aproximação das variáveis contínuas em variáveis inteiras.

Vale ressaltar que, como o modelo proposto possibilita a operação independente dos taps do OLTC em cada fase, explorando a característica desbalanceada dos sistemas de distribuição, caso haja alguma violação dos limites operativos diante da aplicação de algum dos critérios de arredondamento, o próximo critério é aplicado apenas nas variáveis correspondentes às fases onde a violação ocorreu. As demais grandezas permanecem com o critério aplicado na opção anterior. Isso evita que as tensões de fases não violadas sejam elevadas excessivamente e consequentemente a redução de consumo desejada seja comprometida. Além disso, ao utilizar o critério, o arredondamento é aplicado em todos os instantes de tempo, buscando preservar a restrição de limitação da variação de posição entre dois instantes de tempo do OLTC e BCs.

5 Estudos de Caso e Resultados

5.1. Descrição dos Casos

Quatro estudos de caso serão realizados, conforme explicitado a seguir. As principais características de cada caso de estudo encontram-se na Tabela 5.1. Especificamente, os casos podem ser descritos da seguinte forma:

- i. Caso 0: caso base, reproduz um planejamento típico da operação, em que se busca minimizar as variações de tensão no sistema. Este caso será utilizado como referência para os outros estudos de caso.
- ii. Caso 1: planejamento da operação em que se busca reduzir o consumo de energia na subestação através de abordagem determinística. Utiliza-se o valor esperado como parâmetro para o modelo de carga.
- iii. Caso 2: planejamento da operação em que se busca reduzir o consumo de energia na subestação, através de uma abordagem estocástica. São utilizados cenários de parâmetros no modelo de carga.
- iv. Caso 3: planejamento da operação em que se busca reduzir o consumo de energia, através de uma abordagem de otimização robusta, que utiliza um cenário, dentre os piores casos possíveis, para modelagem de carga.

Tabela 5.1. Parâmetros dos estudos de caso.

Parâmetro	Caso 0	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Objetivo	$\min \Delta V$	$\min E^{SE}$	$\min \sum_{s \in \Omega_s} p_s E_s^{SE}$	$\min E^{SE}$
Operação OLTC da subestação	Uniforme	Não uniforme	Não uniforme	Não uniforme
Potência reativa GD	Não	Sim	Sim	Sim
Abordagem	Determinística	Determinística	Estocástica	Robusta
Modelo de carga (Fator CVR)	Um cenário: Valor Esperado	Um cenário: Valor Esperado	Número finito de cenários	Um cenário dentre os piores casos

No Caso 0, utilizado para comparação com os demais, os recursos capazes de fornecer suporte à rede, através de controle de tensão, não são completamente explorados: o OLTC opera de maneira uniforme (onde todas as fases operam igualmente), e a GD não é capaz de fornecer suporte de reativo através de inversores inteligentes. O Caso 1 corresponde a um planejamento de uma operação otimizada do sistema de distribuição que explora a técnica CVR a partir do objetivo de minimização da energia consumida na subestação. Estão disponíveis as ações das três fases do OLTC, além do chaveamento dos BCs e injeção de potência reativa pelos inversores fotovoltaicos. Os parâmetros dos modelos de carga em ambos os casos são considerados conhecidos e correspondem ao valor esperado.

O Caso 2 consiste na abordagem de otimização estocástica e utiliza um número de cenários finito durante a otimização, gerados conforme metodologia exposta na seção 4.2.1.

O Caso 3 considera a otimização robusta buscando minimizar a energia consumida em um cenário dentre os piores casos possíveis considerados. Como discutido no Capítulo 4, a otimização robusta consiste na obtenção de uma solução que seja viável para outras realizações das informações incertas, onde violações das restrições não são toleradas. No contexto da incerteza dos parâmetros de modelagem de carga, a restrição mais sensível e que não deve ser violada diante da realização de outros valores da incerteza, é a de limites operativos de tensão. Por este motivo, um pior caso a ser utilizado na otimização deve resultar em maior energia demandada da subestação, onde as tensões são menores e mais passíveis de violação no futuro. Sendo assim, possíveis piores casos correspondem a modelagens de carga com baixo valor de fator CVR.

Como exigir viabilidade para qualquer realização futura de incerteza pode ser muito restritivo e conservador, a determinação dos valores de pior caso a serem utilizados na otimização não é trivial, visto que dificilmente todos os parâmetros incertos se comportarão, simultaneamente, como seus valores de pior caso. A fim de avaliar a consideração de diferentes piores casos na otimização robusta, o Caso 3 foi executado considerando três diferentes níveis de robustez através da escolha do cenário. Estes cenários estão relacionadas a ocorrência do limite inferior dos intervalos de confiança 99%, 90% ou 80%, das distribuições de probabilidade de fator CVR, ou parâmetros de modelagem de carga, para simultaneamente todas as

cargas conectadas. Assim, o Caso 3 foi dividido em, respectivamente, do mais ao menos conservador: Caso 3 – 99%, Caso 3 – 90%, Caso 3 – 80%. Os três diferentes resultados serão comparados e avaliados.

Além disso, visando comparar as estratégias, é importante, após a obtenção da solução, acessar a qualidade da mesma diante da ocorrência de outros diferentes cenários, visto que os modelos são apenas uma representação da incerteza. Esse processo é chamado de simulação e será realizado após a obtenção das estratégias de solução dos Casos 1, 2 e 3. Assim, a qualidade da solução ótima obtida para os Casos 1, 2 e 3 diante da ocorrência de outra amostra de cenários será avaliada. Os cenários utilizados na avaliação de simulação final também serão sorteados conforme seção 4.2.1.

Todos os casos foram avaliados no sistema de distribuição teste de 123 barras do IEEE [39], visando o planejamento da operação de um dia a frente com discretização horária. O sistema original sofreu modificações e adaptações para implementação da metodologia proposta. As principais modificações serão abordadas na seção 5.2 à seguir. O limite operativo adotado para os módulos das tensões em toda a rede é de $\pm 5\%$ e admite-se variação angular negativa e positiva máxima com relação ao ângulo de referência de -10° e 5° , a serem utilizadas nas restrições (3.33)–(3.47) conforme linearização ilustrada na Figura 3.2.

A implementação da metodologia proposta foi realizada através da linguagem Julia, versão 0.6.2.2. O *solver* utilizado para resolução do problema de otimização linear foi o CPLEX versão 12.9.0. Os casos foram executados em um Intel® Core™ i7-5500U CPU @ 2.40GHz, RAM 8,00 GB.

5.2.

Descrição do Sistema Teste: IEEE 123 barras modificado

O sistema de distribuição IEEE-123 barras é um sistema de 4,16 kV e com cargas desbalanceadas entre as fases. No sistema teste modificado, todos os transformadores e reguladores de tensão distribuídos ao longo da rede foram desconsiderados. A única estratégia de controle explorada neste trabalho, através de transformador, corresponde ao OLTC da subestação, cuja conexão foi considerada Y-Y, por simplificação, de modo que as grandezas de fase possam ser diretamente utilizadas nas equações de relação de transformação (3.3), (3.4), (3.37)

e (3.38). O OLTC é assumido ser trifásico formado por três transformadores monofásicos, para possibilitar o controle independente de cada fase, podendo variar tensão em $\pm 10\%$, com 32 posições de tape (± 16). Admite-se que a tensão no primário da subestação é igual a nominal e equilibrada.

As chaves foram desconsideradas, admitindo que em aquelas com status original aberto, não possuem ligação entre as barras, e chaves com status normalmente fechada, possuem ligação entre as barras com impedância muito pequena.

Admitiu-se que todos os capacitores já presentes na rede são BC chaveados com módulos com 25% de sua capacidade nominal e quatro posições de operação. Tanto os tapes quanto os BCs possuem limitação de variação de ± 1 posição entre dois instantes de tempo consecutivos.

O sistema original do IEEE não possui geração distribuída. Assim, adotou-se uma penetração de aproximadamente 60% da carga nominal do sistema. As gerações foram alocadas nas barras com conexão trifásica de maior consumo da rede e as potências nominais distribuídas de maneira proporcional entre as barras, conforme Tabela 5.2.

Tabela 5.2. Configuração da geração distribuída no sistema de 123 barras.

Potência nominal	Barras
45 kVA	28, 29, 30, 35, 50, 52, 53, 62, 63, 77, 79, 80, 82, 87, 98, 99, 100
90 kVA	64, 66
150 kVA	47
180 kVA	49, 65
300 kVA	48, 76

Considerou-se um perfil diário de injeção de potência ativa, correspondente a uma previsão para o dia seguinte de um dia com alta incidência dos raios solares para todas as gerações da rede, conforme Figura 5.1. A metodologia de previsão da GD não foi contemplada no escopo deste trabalho. Além disso, por simplicidade, admitiu-se que todas as barras com GD possuem a mesma irradiação solar. A limitação de transição de potência reativa injetada pelo inversor adotada é de $\pm 20\%$ da capacidade nominal do sistema fotovoltaico.

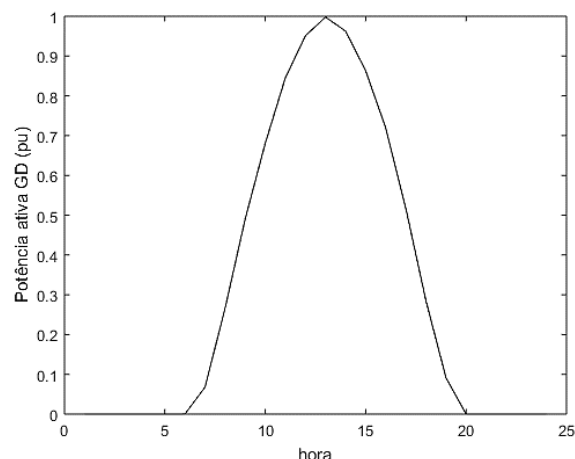


Figura 5.1. Perfil horário de potência ativa máxima da geração distribuída ao longo do dia.

Foram considerados quatro tipos de carga: três com perfil residencial e um com perfil comercial. O perfil de demanda diário de potência ativa e reativa de cada tipo se encontra na Figura 5.2. O consumo horário de cada carga do sistema é obtido multiplicando cada potência nominal pelo respectivo valor em pu do tipo de carga correspondente. O sistema é desbalanceado entre as fases, possuindo cargas monofásicas, bifásicas e trifásicas desequilibradas. Por simplificação, as cargas foram consideradas com ligação em Y. Assim, as correntes demandadas por fase em cada linha são obtidas diretamente a partir das equações (3.50)–(3.51).

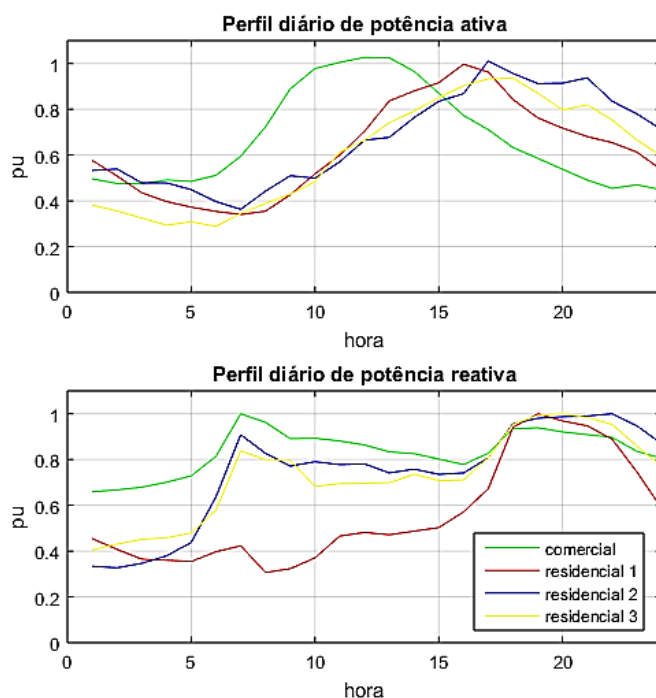


Figura 5.2. Perfil diário de potência ativa e reativa por tipo de carga.

Todas as cargas foram modeladas com modelo exponencial. Baseado nos resultados obtidos em [20], foram utilizados os valores das cargas SSIC2, SSR1, SSR3 e SSR5, onde SSIC2 é a de menor carregamento, seguido de SSR5, SSR3 e SSR1. Assim, as barras dos sistemas com menor carregamento foram classificadas como tipo comercial e, na sequência, tipos residencial 1, residencial 2 e residencial 3. A alocação está mostrada na Tabela 5.3. As distribuições de probabilidade do fator CVR de potência ativa associada a cada tipo de carga se encontram na Figura 5.3. Devido à incerteza com que a literatura trata o comportamento do fator CVR de potência reativa e a dificuldade de inferência através de medições [20], as distribuições adotadas foram valores médios arbitrários com desvio padrão alto, conforme Figura 5.4.

Tabela 5.3. Configuração de tipo de carga no sistema de 123 barras.

Tipo	Barra	% da potência nominal do sistema
Residencial 1	1, 4, 6, 9, 11, 16, 19, 20, 22, 24, 28, 29, 30, 33, 34, 35, 37, 43, 47, 50, 52, 53, 62, 63, 64, 66, 69, 71, 73, 74, 75, 77, 79, 80, 82, 85, 87, 88, 90, 92, 94, 98, 99, 100, 103, 104, 106, 107, 109, 113	61%
Residencial 2	49, 65	8%
Residencial 3	48, 76	13%
Comercial	2, 5, 7, 10, 12, 17, 31, 32, 38, 39, 41, 42, 45, 46, 51, 55, 56, 58, 59, 60, 68, 70, 83, 84, 86, 95, 96, 102, 111, 112, 114	18%

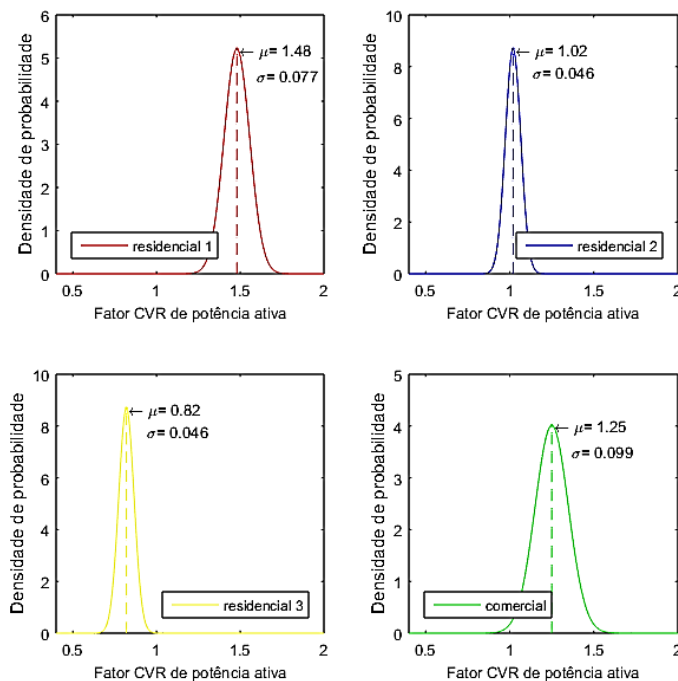


Figura 5.3. Função densidade de probabilidade do fator CVR de potência ativa para cada tipo de carga.

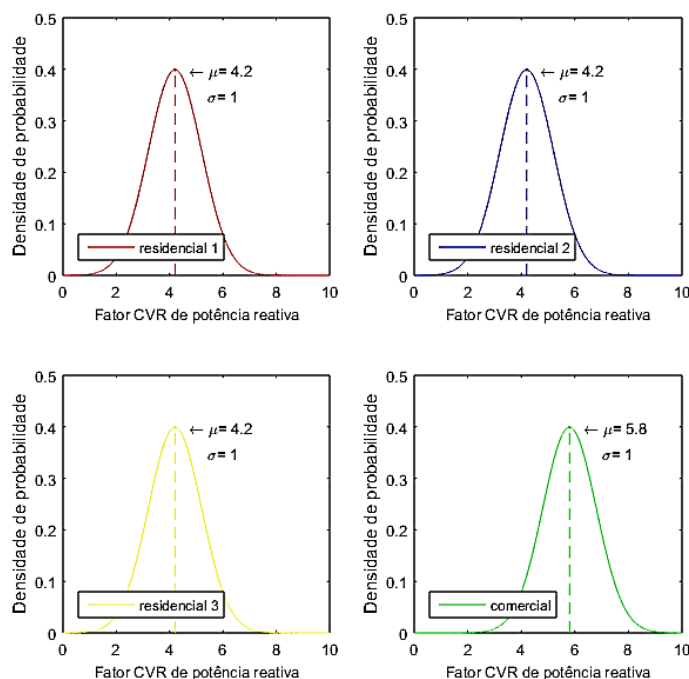


Figura 5.4. Função densidade de probabilidade do fator CVR de potência reativa para cada tipo de carga.

As Tabela 5.4 e Tabela 5.5 sintetizam o valor esperado (V.E.) da distribuição normal do fator CVR de potência ativa e reativa, respectivamente, assim como os limites inferiores dos intervalos de confiança (i.c.) 99%, 90% e 80%, a serem utilizados na otimização robusta do Caso 3, para cada tipo de carga.

Tabela 5.4. Valor esperado e limites inferiores dos intervalos de confiança 99%, 90% e 80% para o fator CVR de potência ativa de cada tipo de carga.

Tipo	V.E.	i.c. 99%	i.c. 90%	i.c. 80%
Residencial 1	1,48	1,28	1,35	1,38
Residencial 2	1,02	0,90	0,94	0,96
Residencial 3	0,82	0,70	0,74	0,76
Comercial	1,25	0,99	1,09	1,12

Tabela 5.5. Valor esperado e limites inferiores dos intervalos de confiança 99%, 90% e 80% para o fator CVR de potência reativa de cada tipo de carga.

Tipo	V.E.	i.c. 99%	i.c. 90%	i.c. 80%
Residencial 1, 2 e 3	4,2	1,62	2,56	2,92
Comercial	5,8	3,22	4,15	4,52

5.3. Resultados

A seguir, será mostrada a estratégia ótima de operação para o dia seguinte, o perfil de tensão dos sistema de distribuição e a energia consumida em cada caso. Os resultados serão comparados em termos de consumo de potência e energia e no que tange às estratégias de operação. Posteriormente, serão apresentados os resultados obtidos com a etapa de simulação da estratégia de operação obtida nos Casos 1, 2 e 3 diante da ocorrência de 200 diferentes cenários e da ocorrência do cenário de valor esperado.

Adicionalmente, o Apêndice A apresenta resultados obtidos para o sistema IEEE 13 barras, além de validação do modelo proposto através de comparação com o OpenDSS.

5.3.1. Caso 0

Para o Caso 0, o consumo diário de energia foi de 37,74 MWh. A estratégia ótima de operação do OLTC da subestação e dos BCs estão apresentadas na Figura 5.5. Nota-se que os *taps* de todas as três fases estão em posições iguais, caracterizando a operação uniforme. Vale ressaltar que os *taps* do OLTC podem variar da posição -16 até a posição +16, e os bancos de capacitores podem ser chaveados para operarem com até 4 módulos.

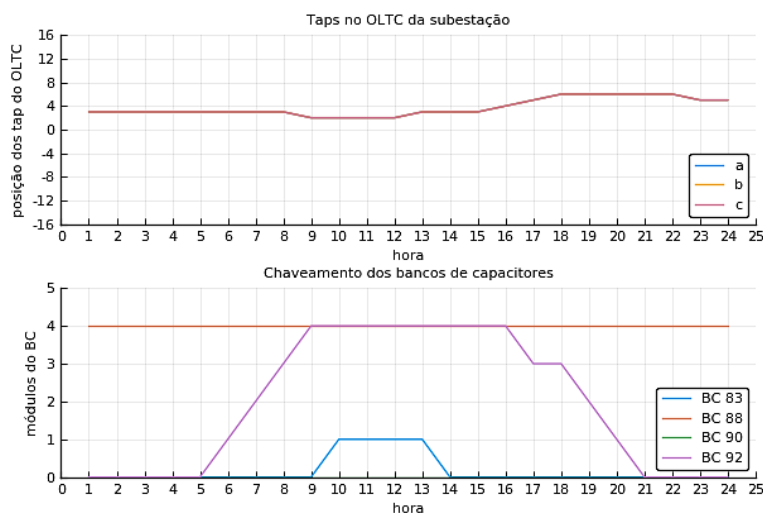


Figura 5.5. Resultado do Caso 0 – 123 barras: operação dos taps do OLTC e dos bancos de capacitores.

A Figura 5.6 apresenta a menor e maior tensão no sistema observada a cada hora para as três fases. As menores e maiores tensões tendem a ficar próximas à tensão nominal de 1,0 pu, conforme o objetivo buscado na otimização. Adicionalmente, a Figura 5.7 apresenta o perfil de tensão em todas as fases para cada uma das barras ao longo do dia.

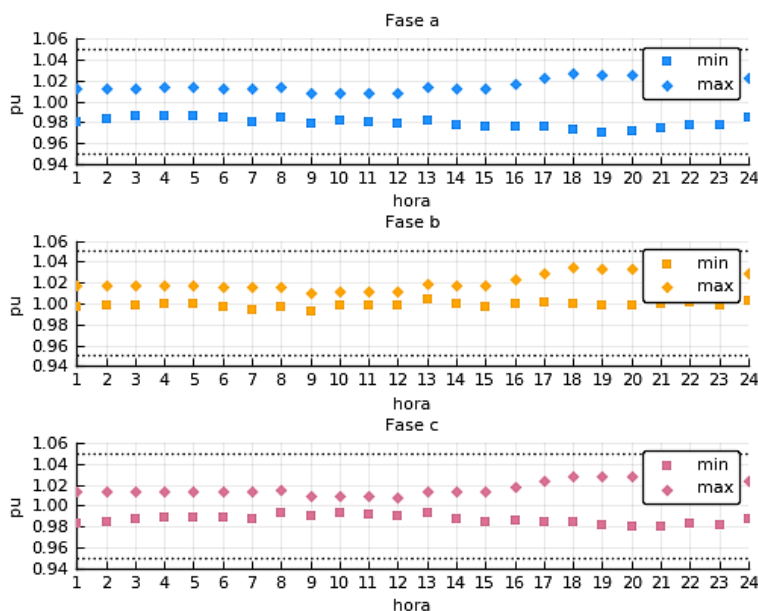


Figura 5.6. Resultado do Caso 0 – 123 barras: Tensões mínimas e máximas observadas na rede ao longo do dia para as três fases.

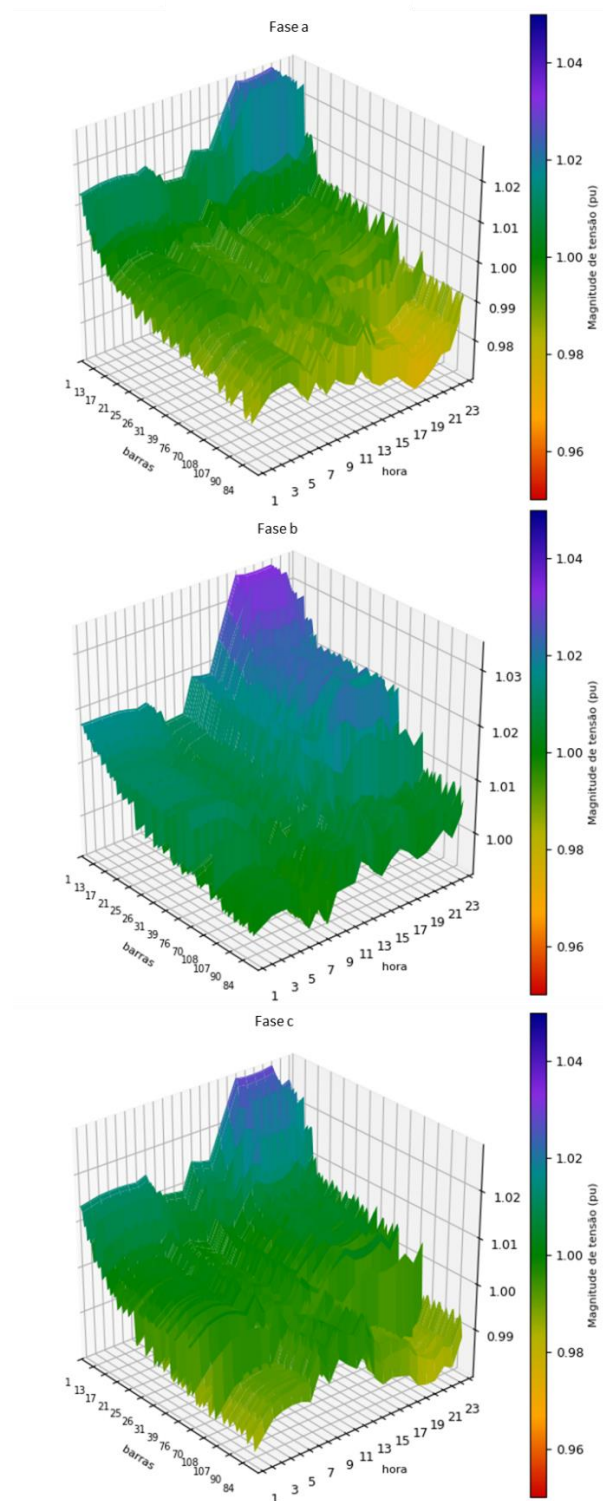


Figura 5.7. Resultado do Caso 0 – 123 barras: Perfil de tensão de todas as barras ao longo do dia para as três fases.

5.3.2. Caso 1

Para o Caso 1, o valor da função objetivo, referente a energia consumida na subestação, foi de 34,92 MWh. Na Figura 5.8 observam-se as ações obtidas pela otimização para o OLTC e BCs. Os resultados para a operação dos inversores inteligentes no que tange a injeção de potência reativa se encontram na Figura 5.9, Figura 5.10 e Figura 5.11. Vale destacar que a operação desequilibrada foi permitida, ou seja, a injeção de reativo é diferente e não uniforme em cada fase.

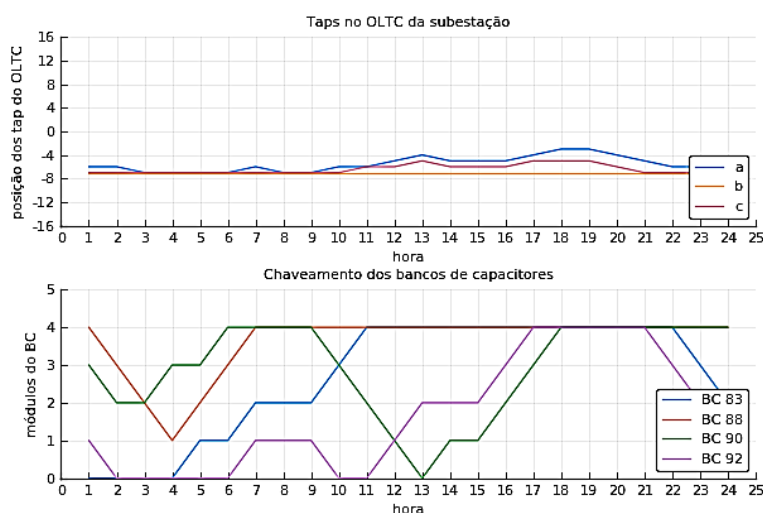


Figura 5.8. Resultado do Caso 1 – 123 barras: operação dos tapes do OLTC e dos bancos de capacitores.

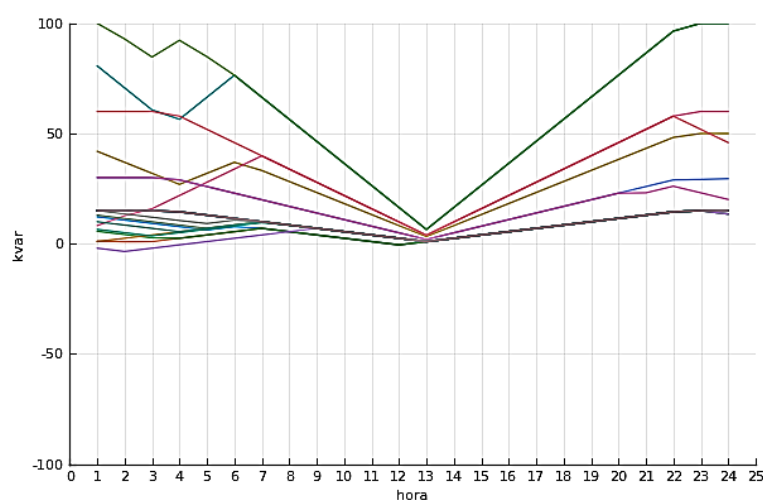


Figura 5.9. Resultado do Caso 1 – 123 barras: operação dos inversores fotovoltaicos na fase A.

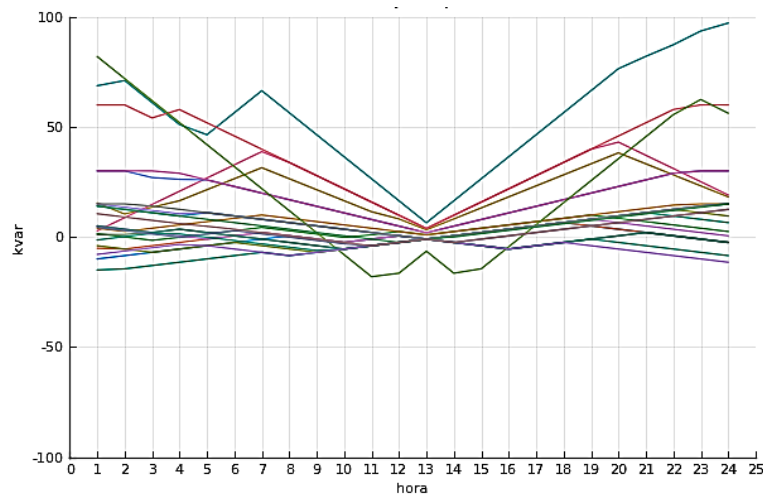


Figura 5.10. Resultado do Caso 1 – 123 barras: operação dos inversores fotovoltaicos na fase B.

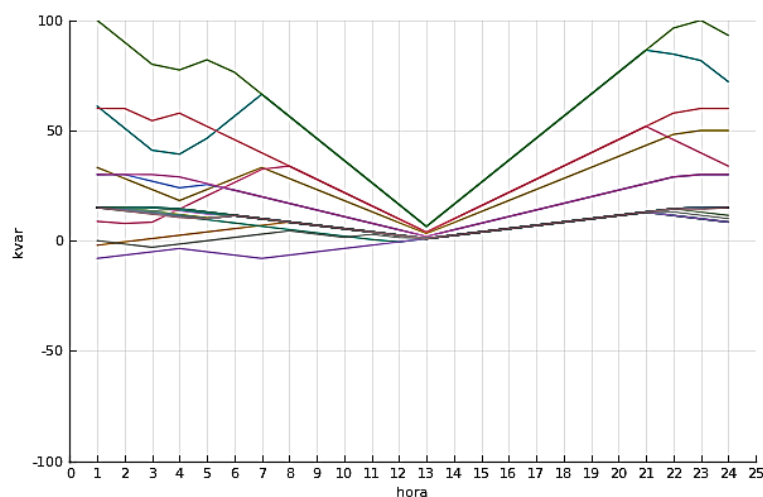


Figura 5.11. Resultado do Caso 1 – 123 barras: operação dos inversores fotovoltaicos na fase C.

A Figura 5.12 mostra o perfil de tensão obtido para a operação otimizada do Caso 1. Como esperado, ao contrário do resultado do Caso 0, as tensões tendem a ficar próximas do limite inferior de 0,95 pu, como destacado na Figura 5.13.

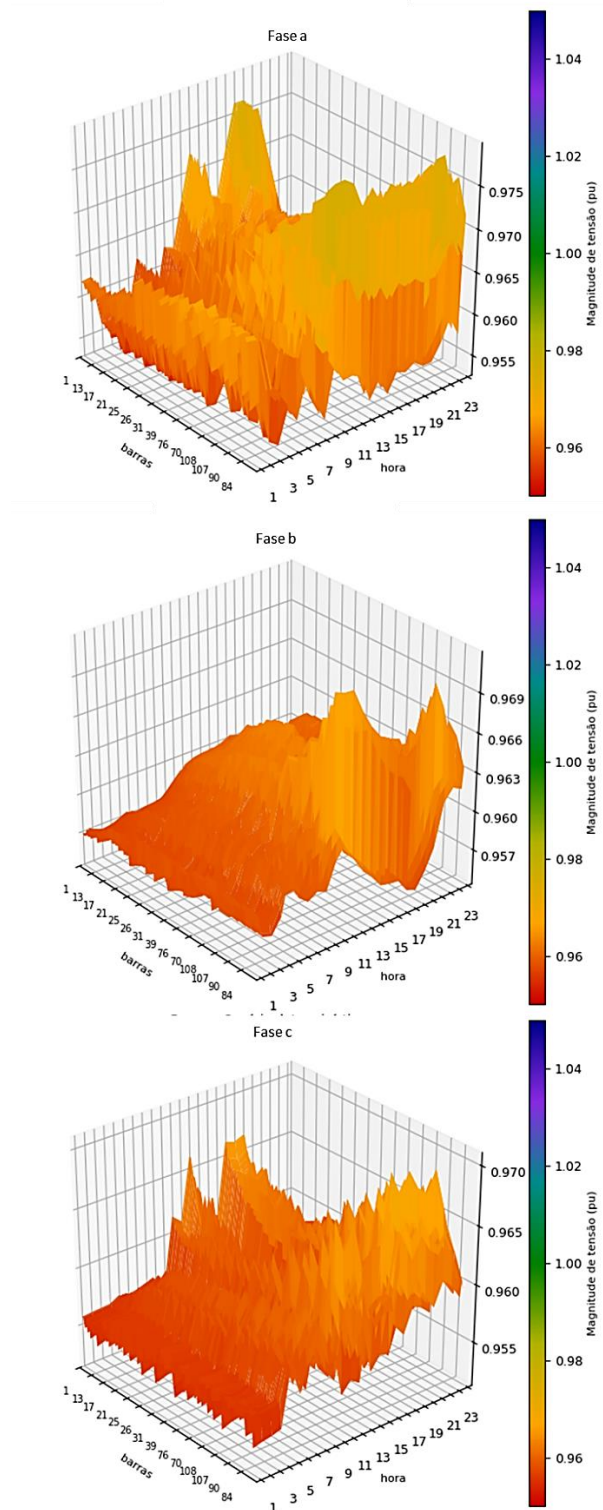


Figura 5.12. Resultado do Caso 1 – 123 barras: Perfil de tensão de todas as barras ao longo do dia para as três fases.

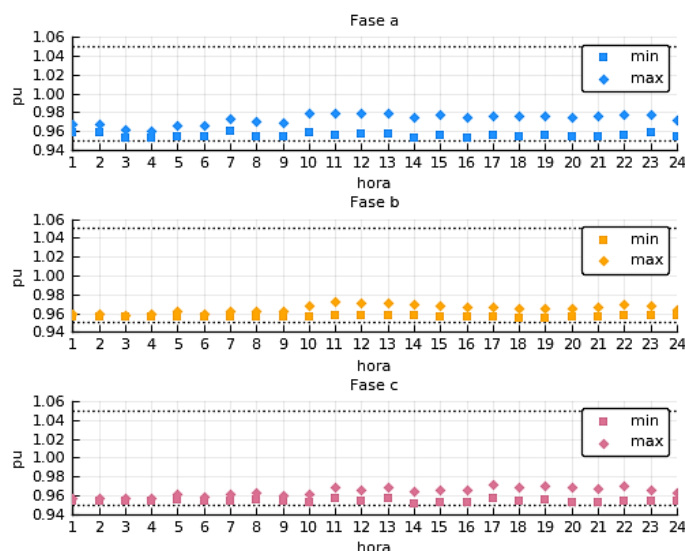


Figura 5.13. Resultado do Caso 1 – 123 barras: Tensões mínimas e máximas observadas na rede ao longo do dia para as três fases.

5.3.3. Caso 2

No Caso 2, os cenários dos parâmetros de carga utilizados foram obtidos conforme metodologia exposta na seção 4.2.1, a partir das distribuições de probabilidade do fator CVR de potência ativa e reativa dados nas Tabela 5.4 e Tabela 5.5. A quantidade de cenários utilizada no processo de otimização de estocástica foi definida a partir de observação de esforço computacional do processo de otimização. Assim, o maior número possível de cenários utilizados na otimização estocástica foi de 30. Os cenários gerados podem ser vistos na Figura 5.14 e Figura 5.15 onde, para efeito de comparação, foi destacado o valor correspondente ao valor esperado de cada tipo de carga.

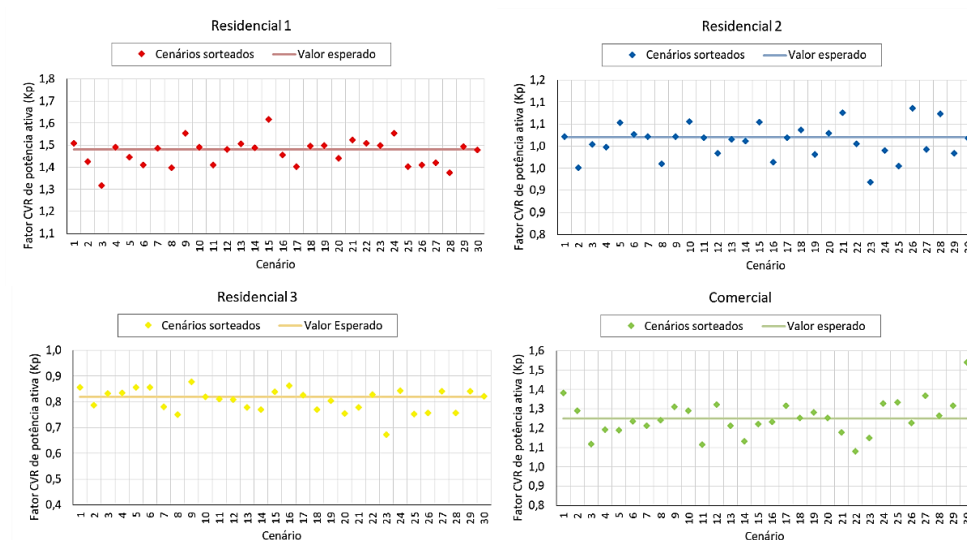


Figura 5.14. Resultado do Caso 2 – 123 barras: cenários de fator CVR de potência ativa para cada tipo de carga utilizados na otimização.

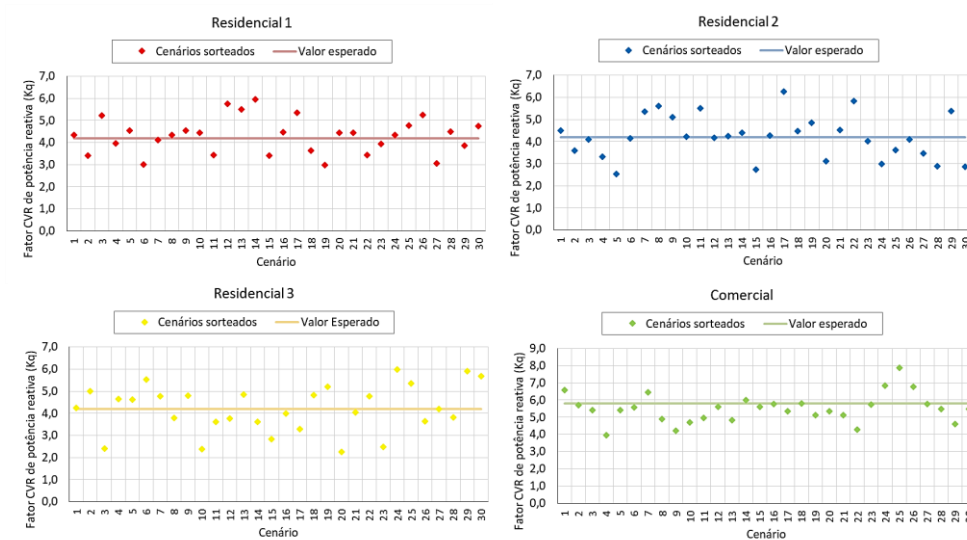


Figura 5.15. Resultado do Caso 2 – 123 barras: cenários de fator CVR de potência reativa para cada tipo de carga utilizados na otimização.

O valor da função objetivo obtido na otimização, referente ao valor esperado da energia consumida na subestação, correspondeu a 34,90 MWh. A estratégia de operação obtida no Caso 2 se encontra na Figura 5.16 à Figura 5.19.

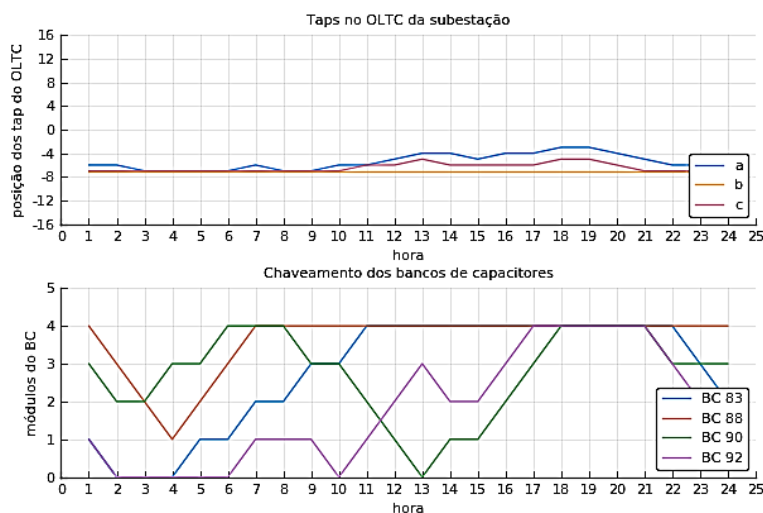


Figura 5.16. Resultado do Caso 2 – 123 barras: operação dos tapes do OLTC e dos bancos de capacitores.

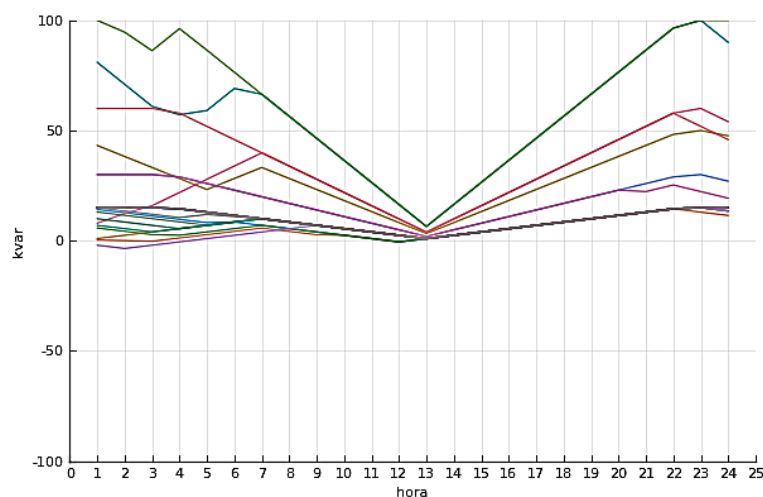


Figura 5.17. Resultado do Caso 2 – 123 barras: operação dos inversores fotovoltaicos na fase A.

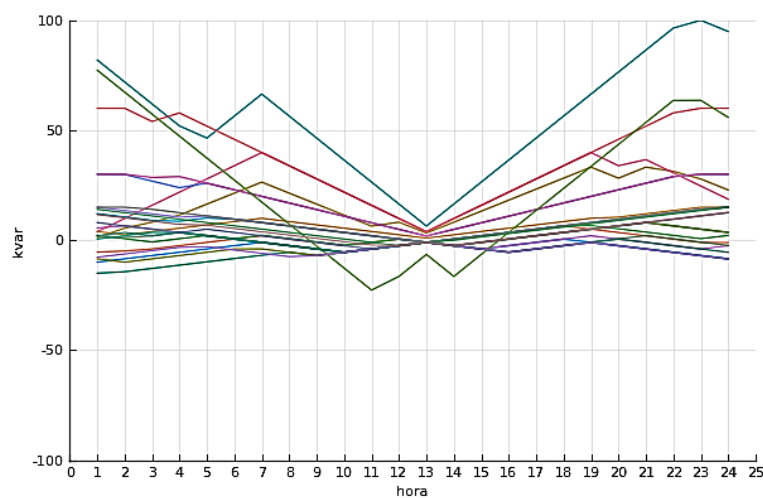


Figura 5.18. Resultado do Caso 2 – 123 barras: operação dos inversores fotovoltaicos na fase B.

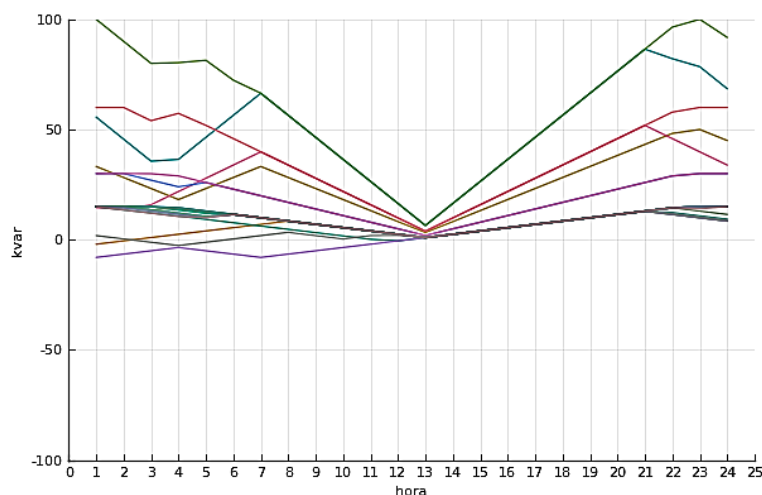


Figura 5.19. Resultado do Caso 2 – 123 barras: operação dos inversores fotovoltaicos na fase C.

A Figura 5.20 apresenta as tensões mínimas e máximas observadas em cada barra e em cada fase e instante de tempo dentre todos os cenários utilizados na otimização. A diferença entre as mínimas e máximas em cada barra, apresentada na terceira coluna, indicam que as maiores diferenças são da ordem de 0,003 pu e ocorreram na fase A. Esse resultado ilustra o quanto as tensões nas barras variaram de acordo com o cenário de parâmetro de carga.

5.3.4. Caso 3

No Caso 3, três diferentes otimizações foram realizadas: uma referente ao cenário correspondente ao intervalo de confiança de 99%, e as demais correspondentes a 90% e 80%, conforme detalhado na seção 5.1. A energia consumida na subestação obtida para cada um destes cenários foram, respectivamente 35,30 MWh, 35,15 MWh e 35,08 MWh. Como esperado, o caso mais conservador, referente ao i.c. 99%, apresentou maior consumo de energia que os demais. Vale destacar que estas energias foram obtidas para diferentes valores de modelagens de carga.

A Figura 5.21, a Figura 5.22 e a Figura 5.23 apresentam as estratégias de operação do OLTC e BCs obtidas no Caso 3 para, respectivamente, os três diferentes cenários. Diferenças são observadas tanto na operação do OLTC quando dos BCs.

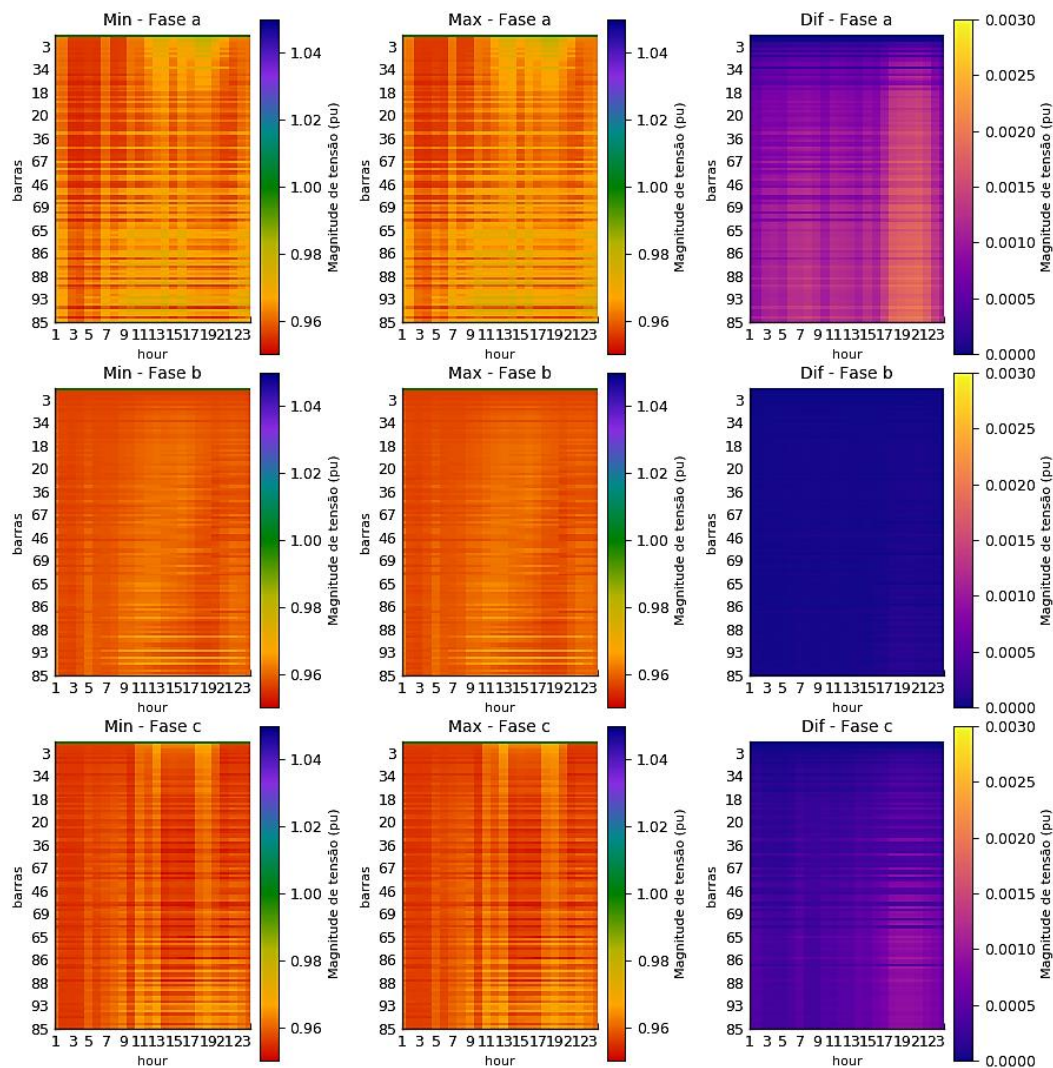


Figura 5.20. Resultado do Caso 2 – 123 barras: tensões mínimas e máximas observadas em cada barra dependendo do cenário utilizado na otimização.

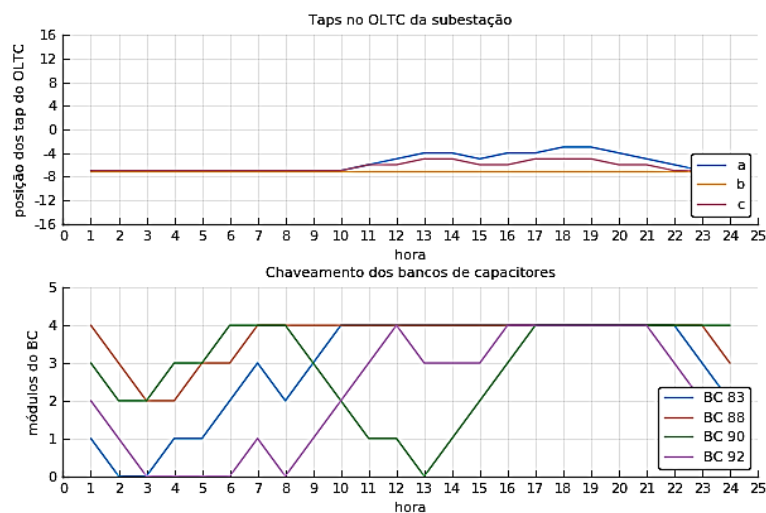


Figura 5.21. Resultado do Caso 3 (99%) – 123 barras: operação dos tapes do OLTC e dos bancos de capacitores.

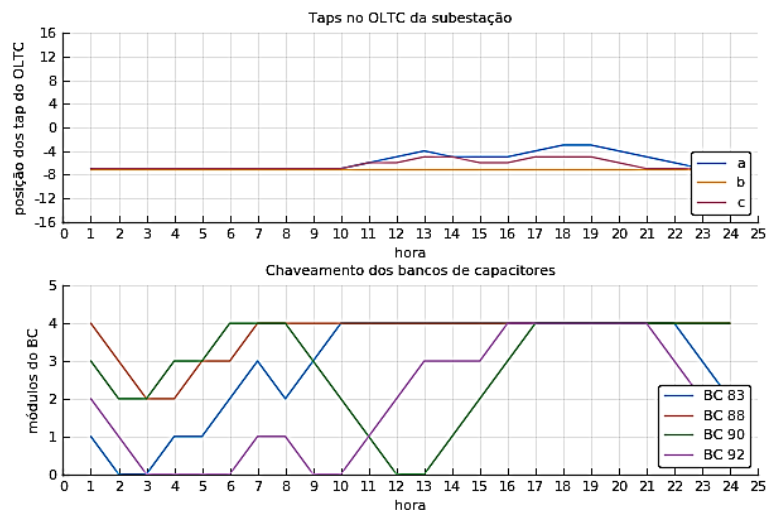


Figura 5.22. Resultado do Caso 3 (90%) – 123 barras: operação dos tapes do OLTC e dos bancos de capacitores.

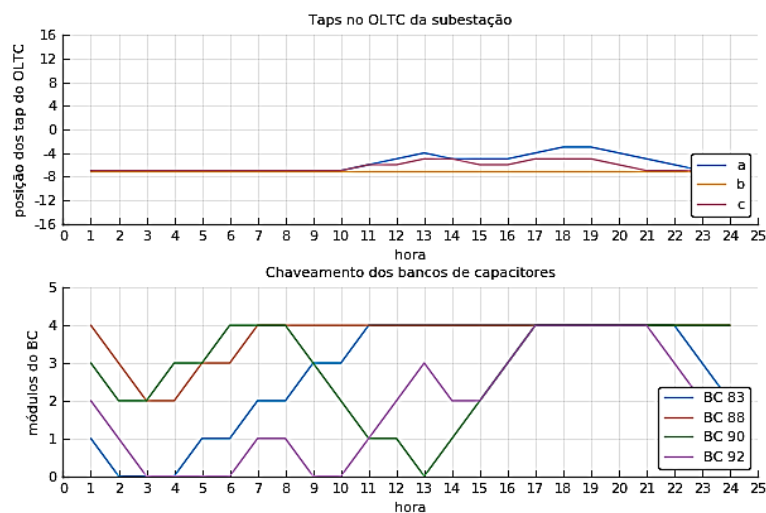


Figura 5.23. Resultado do Caso 3 (80%) – 123 barras: operação dos tapes do OLTC e dos bancos de capacitores.

Adicionalmente, da Figura 5.24 até a Figura 5.32 se encontra a operação de cada inversor em cada uma das três fases para cada um dentre os piores cenários considerados. Notam-se pequenas diferenças nas operações.

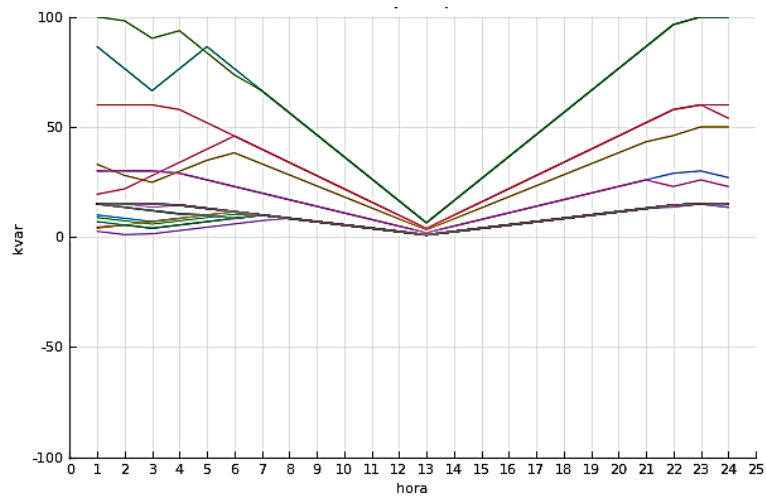


Figura 5.24. Resultado do Caso 3 (99%) – 123 barras: operação dos inversores fotovoltaicos na fase A.

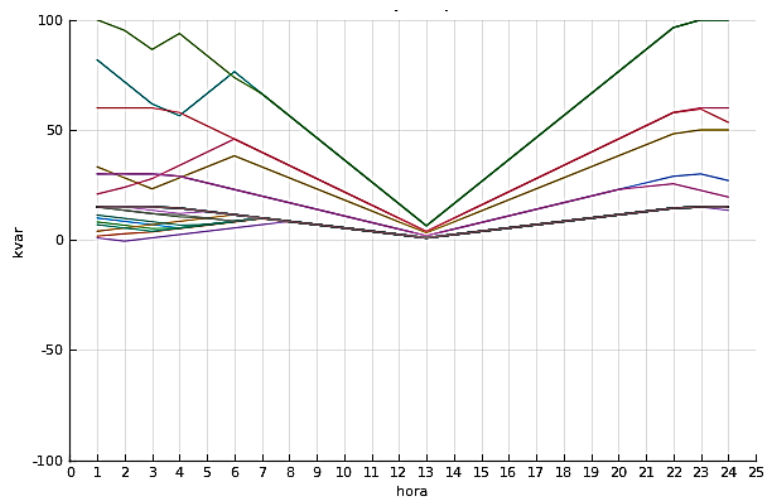


Figura 5.25. Resultado do Caso 3 (90%) – 123 barras: operação dos inversores fotovoltaicos na fase A.

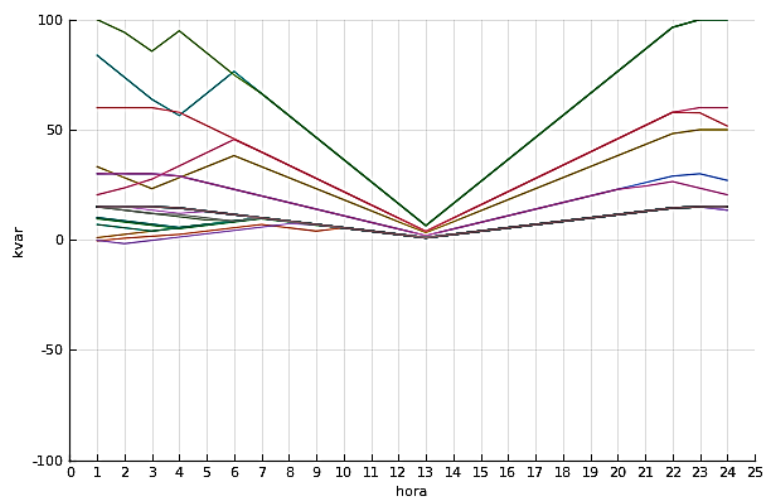


Figura 5.26. Resultado do Caso 3 (80%) – 123 barras: operação dos inversores fotovoltaicos na fase A.

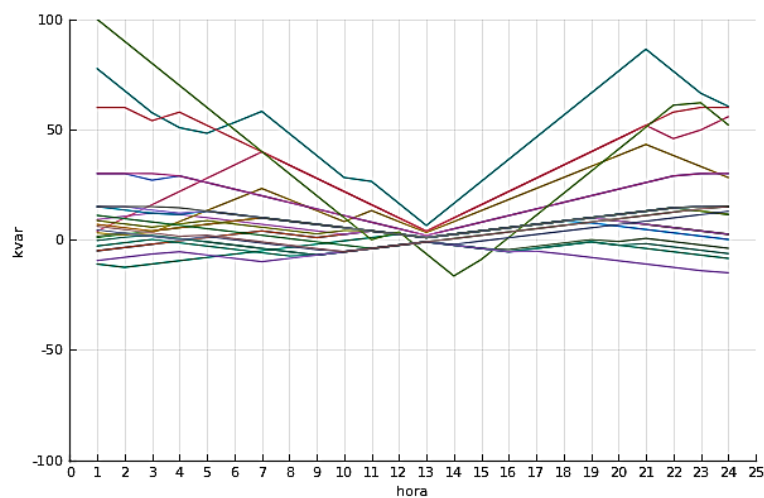


Figura 5.27. Resultado do Caso 3 (99%) – 123 barras: operação dos inversores fotovoltaicos na fase B.

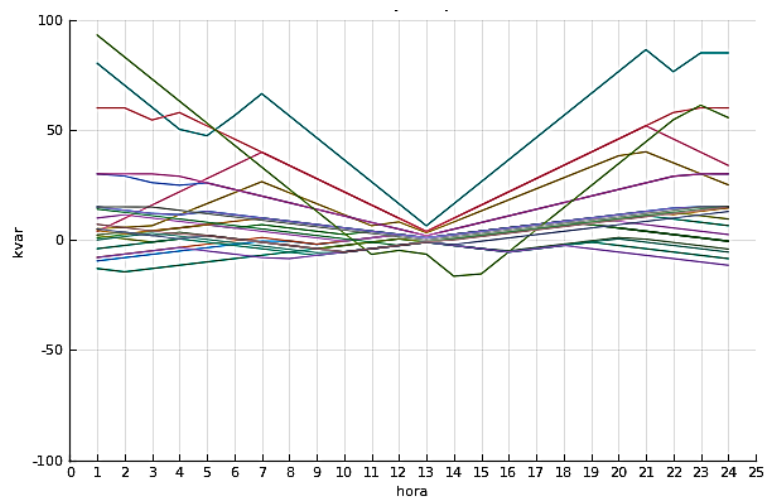


Figura 5.28. Resultado do Caso 3 (90%) – 123 barras: operação dos inversores fotovoltaicos na fase B.

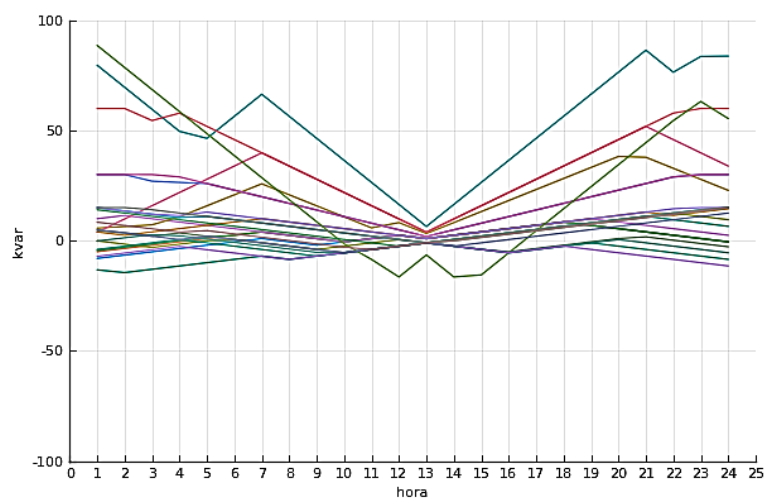


Figura 5.29. Resultado do Caso 3 (80%) – 123 barras: operação dos inversores fotovoltaicos na fase B.

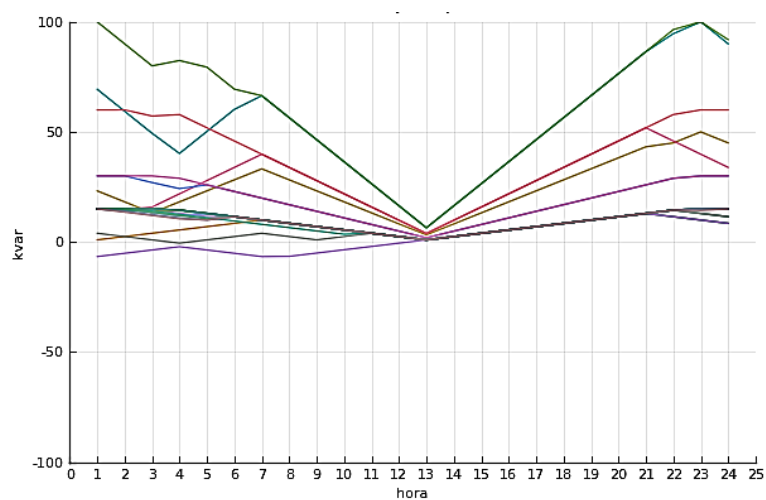


Figura 5.30. Resultado do Caso 3 (99%) – 123 barras: operação dos inversores fotovoltaicos na fase C.

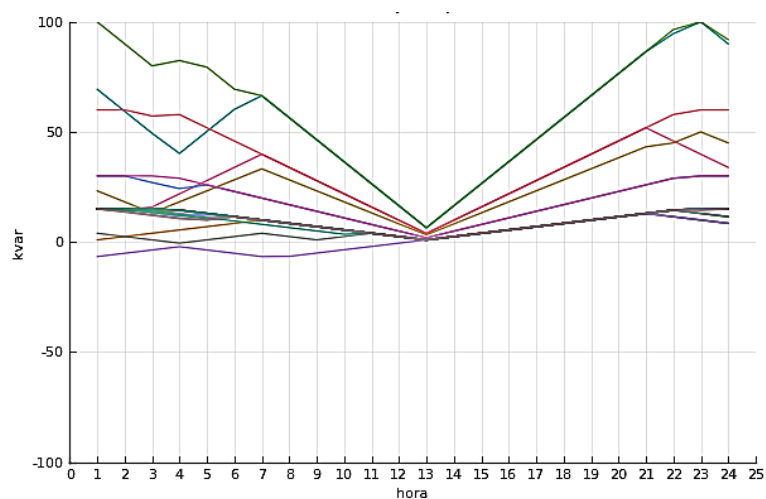


Figura 5.31. Resultado do Caso 3 (90%) – 123 barras: operação dos inversores fotovoltaicos na fase C.

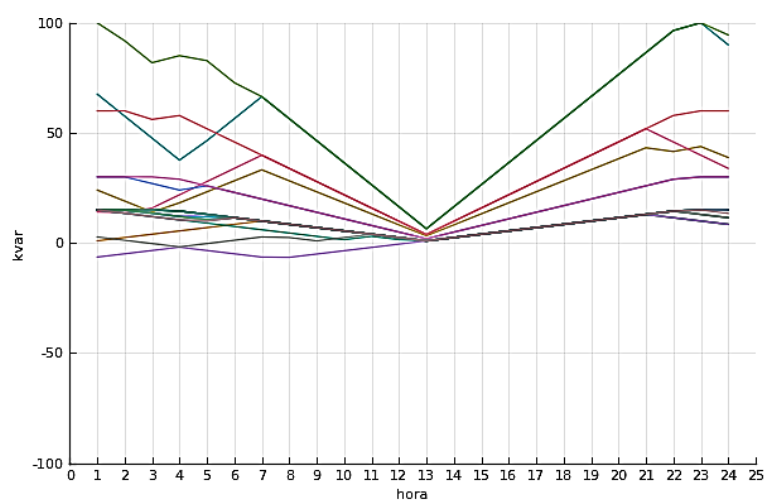


Figura 5.32. Resultado do Caso 3 (80%) – 123 barras: operação dos inversores fotovoltaicos na fase C.

Devido às diferenças de operação observadas entre as três condições e aos diferentes parâmetros do modelo de carga, o perfil de tensão resultante também apresentou uma pequena diferença, conforme pode ser visto nas tensões mínimas e máximas de caso na Figura 5.33, Figura 5.34 e Figura 5.35.

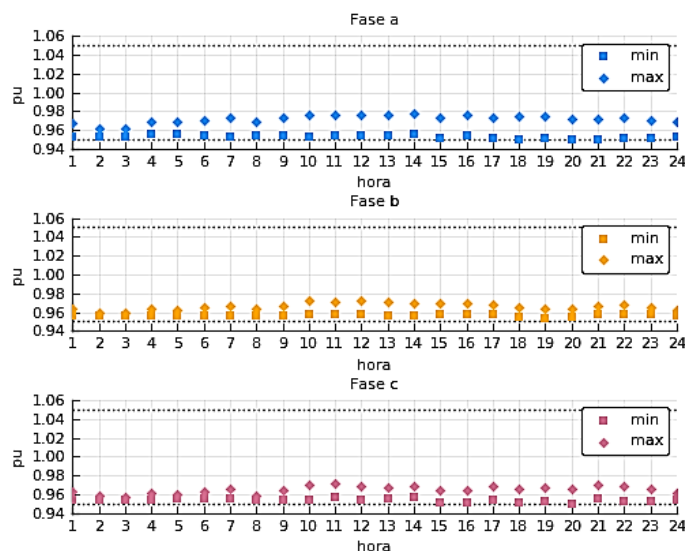


Figura 5.33. Resultado do Caso 3 (99%) – 123 barras: Tensões mínimas e máximas observadas na rede ao longo do dia para as três fases.

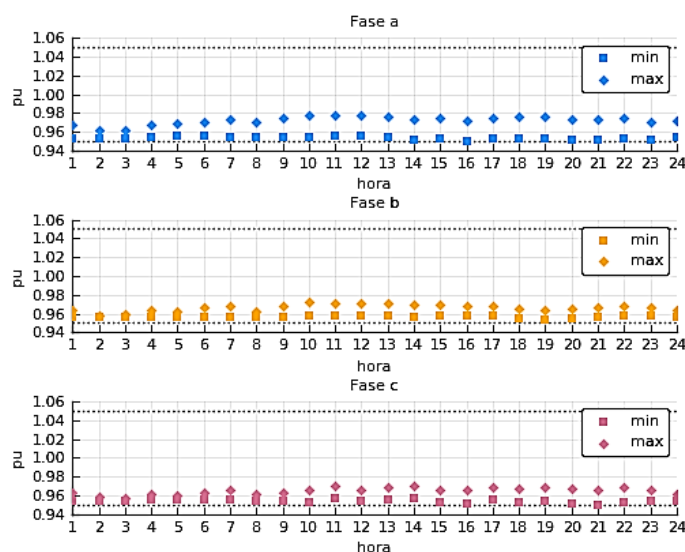


Figura 5.34. Resultado do Caso 3 (90%) – 123 barras: Tensões mínimas e máximas observadas na rede ao longo do dia para as três fases.

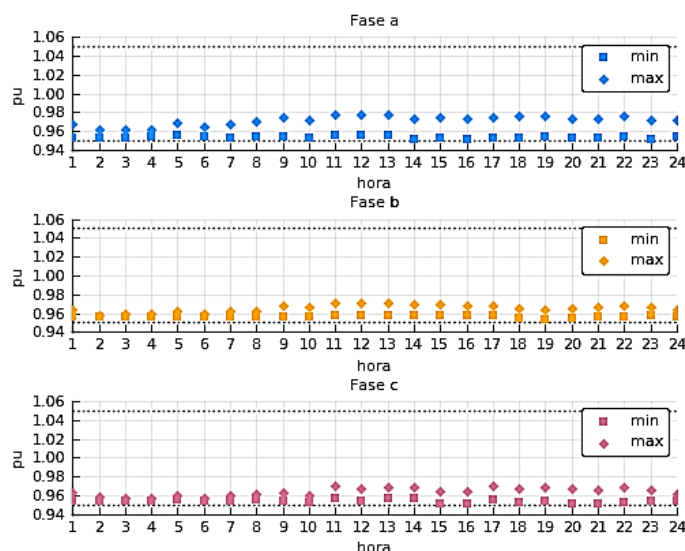


Figura 5.35. Resultado do Caso 3 (80%) – 123 barras: Tensões mínimas e máximas observadas na rede ao longo do dia para as três fases.

5.3.5. Comparação entre os resultados

A Figura 5.36, Figura 5.37 e Figura 5.38 comparam, respectivamente, as estratégias de operação para o OLTC, potência reativa total injetada por GDs e a posição dos módulos dos BCs obtidas em cada caso estudado. Notam-se diferenças nas operações dadas pelo processo de otimização em cada caso. Principalmente ao comparar o Caso 0 aos demais, observa-se menos ações de chaveamento ao longo do dia, tanto para o OLTC quanto para os BCs. Além disso, a operação do Caso 0 não explora a possibilidade de injeção de potência reativa por parte de inversores inteligentes.

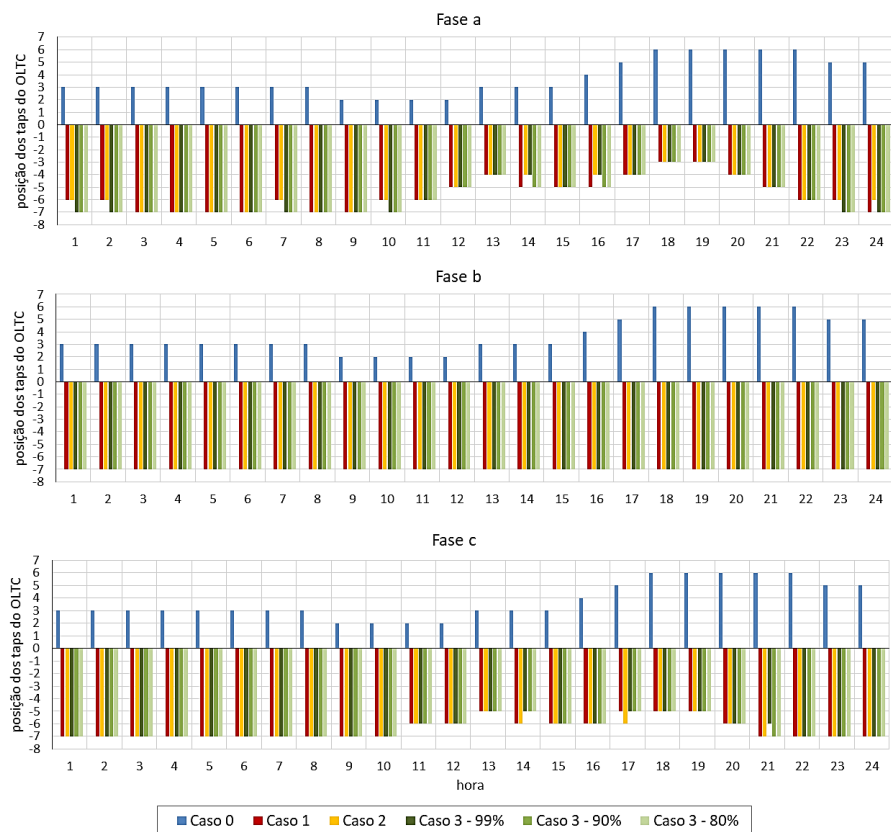


Figura 5.36. Comparação de resultados – 123 barras: Estratégia de operação dos taps do OLTC.

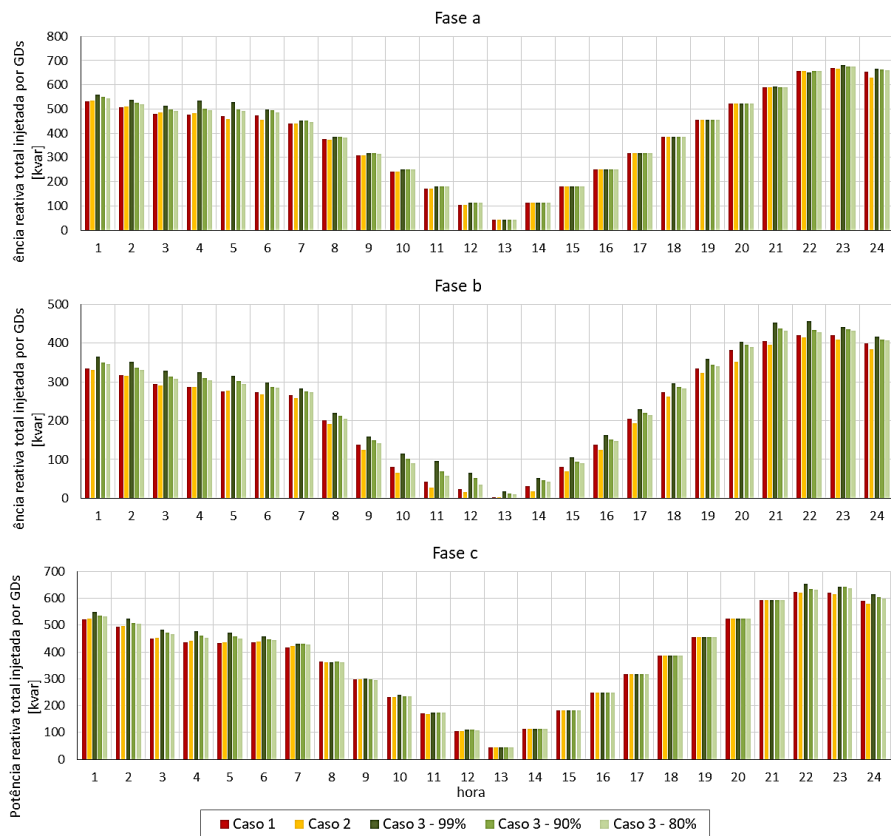


Figura 5.37. Comparação de resultados – 123 barras: Injeção total por fase de potência reativa pelos inversores das gerações distribuídas.

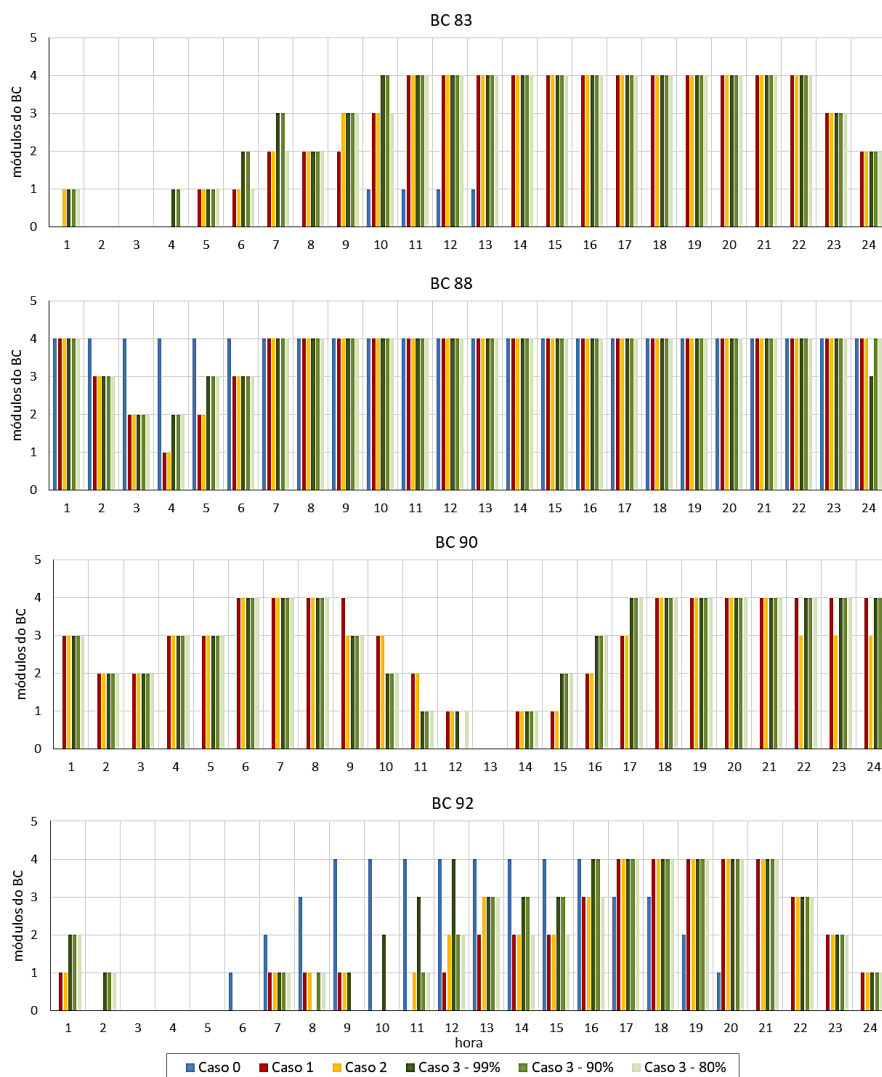


Figura 5.38. Comparação de resultados – 123 barras: Estratégia de operação dos módulos de cada banco de capacitor.

A Figura 5.39 compara a potência ativa consumida na subestação em cada instante de tempo diante da estratégia de operação obtida nos casos determinísticos (Casos 0 e 1). Com a implementação da metodologia proposta, observa-se redução de consumo de potência ativa em todos os instantes de tempo. A maior diferença, de 20,8%, ocorreu às 11 horas, e a menor diferença ocorreu à 01 hora, com 4,7% de redução. Em média, a redução de potência foi da ordem de 9,0%. No instante de pico de demanda do sistema, às 20 horas, a economia foi de 5,1%. Também observa-se que as maiores reduções de potência ocorrem nos períodos de maior geração de energia proveniente das GDs fotovoltaicas.

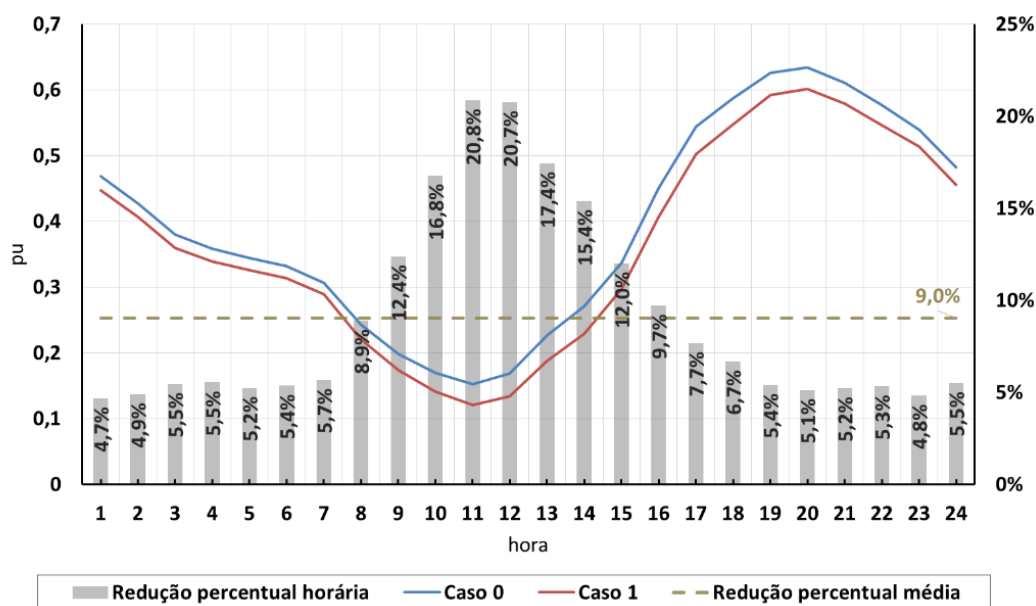


Figura 5.39. Comparação de resultados – 123 barras: Potência ativa consumida na subestação e redução percentual horária do Caso 1 em comparação ao Caso 0.

Na Figura 5.40 observa-se a potência reativa e o fator de potência na subestação ao longo do dia. O Caso 1 apresentou melhor perfil de fator de potência, principalmente nos períodos de maior geração das GDs, se comparado ao Caso 0, evidenciando o alcance de eficiência da rede elétrica da distribuidora a partir da implementação do método proposto.

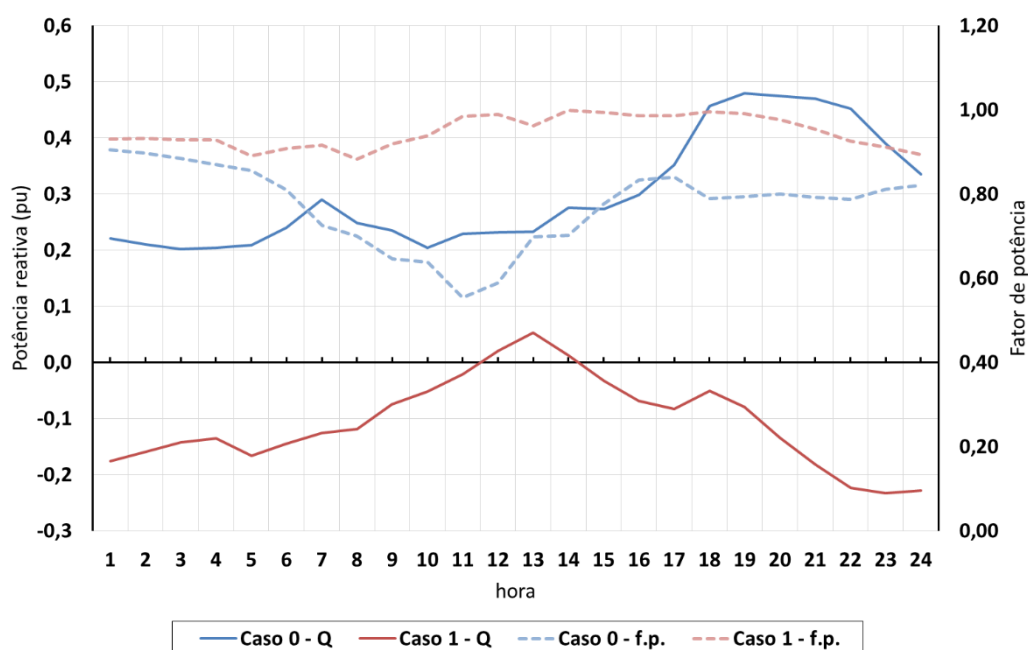


Figura 5.40. Comparação de resultados – 123 barras: Potência reativa consumida na subestação e fator de potência na subestação dos Casos 0 e 1.

Observa-se também economia na energia diária consumida na subestação da ordem de 7,5% em comparação com o Caso 0 conforme ilustra a Figura 5.41.

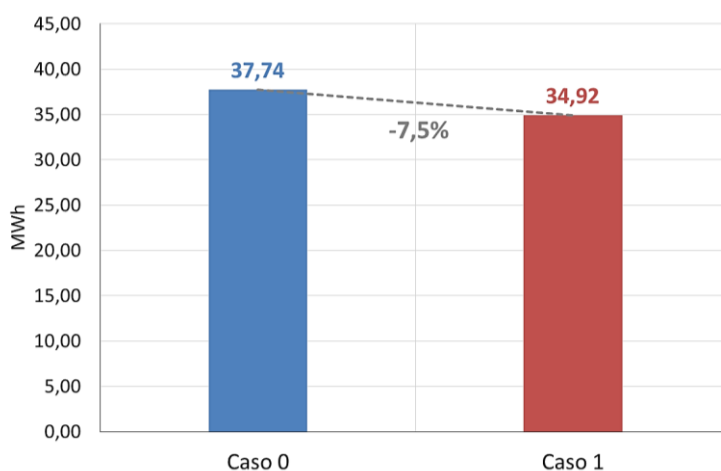


Figura 5.41. Comparação de resultados – 123 barras: Energia diária consumida na subestação dos Casos 0 e 1.

A Tabela 5.6 apresenta os tempos aproximados de execução de cada um dos casos. Nota-se que, exceto o Caso 2, os demais executaram em menos de 1 minuto. O Caso 2, que utilizou 30 cenários durante a otimização, processou em aproximadamente 2,8 horas.

Tabela 5.6. Tempo de execução de cada caso.

Caso	Tempo [segundos]
Caso 0	24,7
Caso 1	57,2
Caso 2	10.025,2
Caso 3 – 99%	35,8
Caso 3 – 90%	52,6
Caso 3 – 80%	53,4

5.3.5.1. Simulações dos casos

Como os resultados de energia obtidos nos Casos 2 e 3 possuem bases diferentes de valor de parâmetro de carga, optou-se por simular as estratégias de operação obtidas com a otimização de cada caso para que a comparação fosse realizada na mesma base. A etapa de simulação permite avaliar a qualidade das soluções obtidas previamente em cada caso, diante da ocorrência de um grande número de realizações dos parâmetros incertos.

Assim, dadas as estratégias de operação dadas pelo caso determinístico (Caso 1), caso estocástico (Caso 2) e caso robusto (Caso 3 com suas três variações), foram realizadas simulações para 200 cenários gerados conforme metodologia descrita na seção 4.2.1. Para a execução de cada simulação, as variáveis de controle do problema (OLTC, BCs e GDs) foram fixadas como sendo as decisões ótimas obtidas com a resolução de cada caso em particular, mostradas nas seções 5.3.1 à 5.3.4. Os 200 cenários utilizados são os mesmos para os cinco casos.

A Figura 5.42 apresenta a curva de permanência das energias obtidas para cada um dos 200 cenários nos cinco casos. Neste gráfico, o consumo de energia na subestação obtida para cada um dos 200 cenários foi ordenado e uma frequência de ocorrência pôde ser estimada. O Caso 3 – 99%, mais conservador, apresentou os maiores consumos. O Caso 2, estocástico, apresenta distribuição de energias muito semelhante ao Caso 3 – 90%. O Caso 1, menos conservador, é o que resulta nas menores energias, assim como o Caso 3 – 80%.

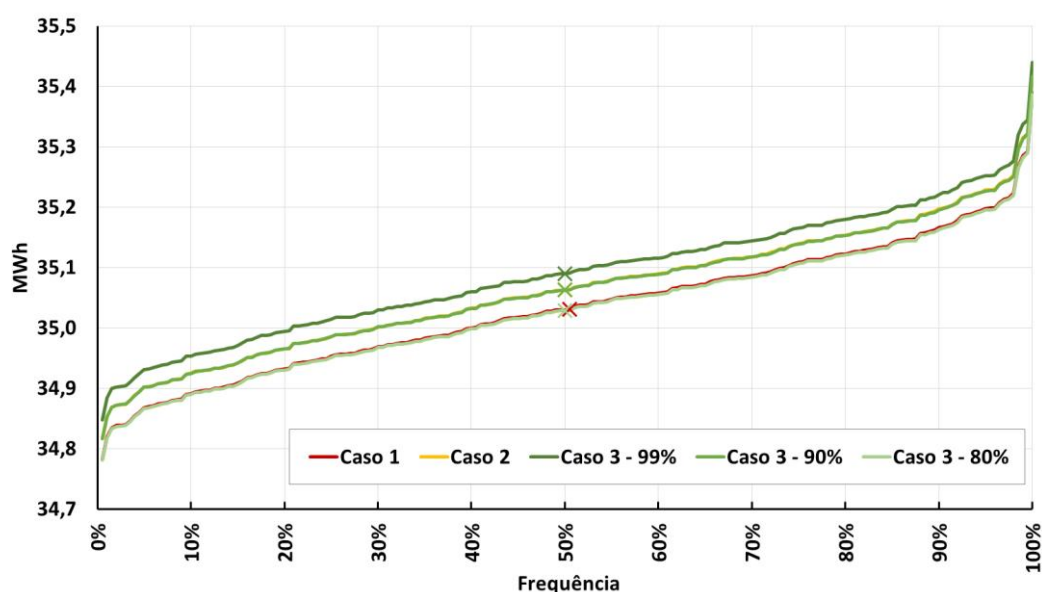


Figura 5.42. Comparação de resultados – 123 barras: Distribuição das energias diárias obtidas pelos 200 cenários de simulação.

A Figura 5.43 mostra as menores tensões obtidas em toda a rede elétrica ao longo do dia, dentro de todos os 200 cenários simulados, para os cinco casos. O único caso que apresentou violações de tensão foi o Caso 2. A violação foi da ordem de 0,0005 pu e ocorreu apenas às 17h. Embora os cenários que apresentaram violação possuam probabilidades muito baixa de ocorrência, vide Figura 5.44, este

resultado indica que o número de cenários utilizados na otimização estocástica do Caso 2 (apenas 30 cenários) pode resultar em operação menos conservadora que o desejado. Além disso, observa-se que, no geral, o Caso 3 referente ao i.c. 99%, apresentou tensões mínimas mais distantes do limite inferior diante da ocorrência dos 200 diferentes cenários.

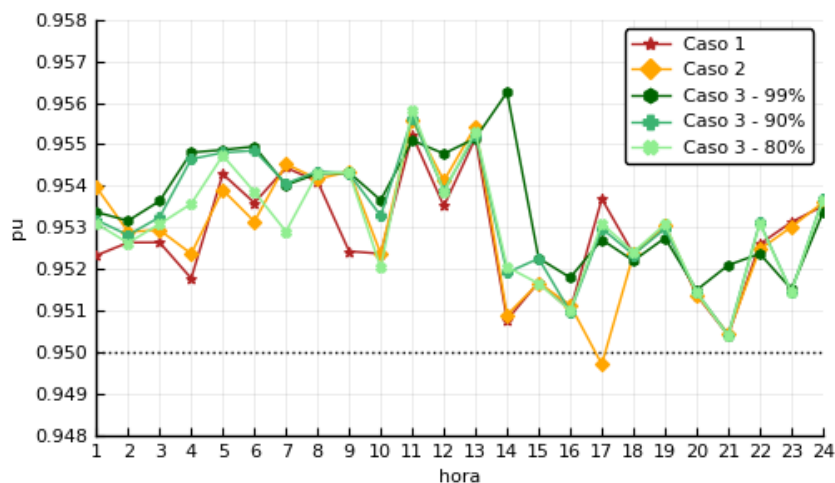


Figura 5.43. Comparação de resultados – 123 barras: Tensões mínimas observadas com a simulação de 200 cenários nas estratégias dos Casos 1, 2 e 3.

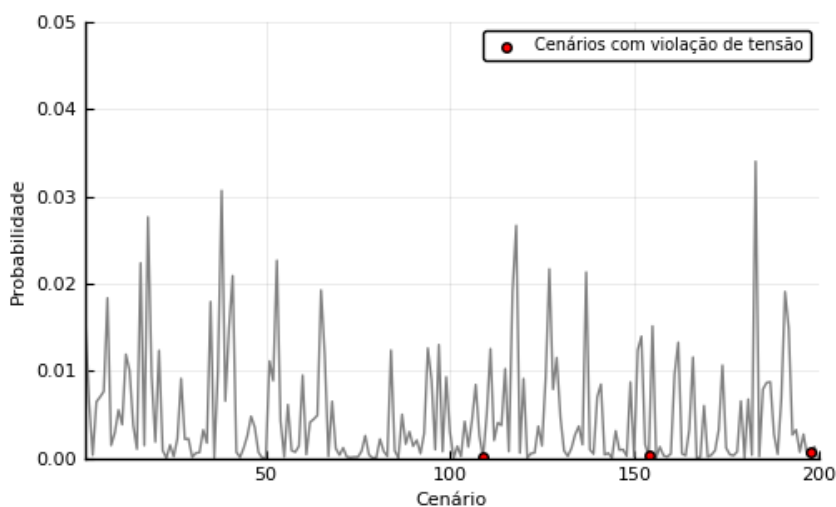


Figura 5.44. Comparação de resultados – 123 barras: Probabilidades de ocorrência dos 200 cenários utilizados para simulação.

Além da simulação dos 200 cenários de modelagem de carga, a estratégia de operação obtida em cada caso foi também simulada diante da ocorrência do cenário de valor esperado do fator CVR para os Casos 2 e 3, a fim de compará-los com os Casos 0 e 1. A Tabela 5.7 apresenta a energia consumida diante da ocorrência do valor esperado dos parâmetros do modelo carga, para as estratégias de operação de

cada um dos casos. Observa-se que, mesmo na operação considerada mais conservadora (Caso 3 – 99%), ainda ocorre economia de consumo da ordem de 7,0%.

Tabela 5.7. Comparação de resultados – 123 barras: Energia diária na subestação para a ocorrência do valor esperado do modelo de carga ao adotar as estratégias de operação dos Casos 1, 2 e 3.

Estratégia de operação	Energia consumida na subestação para o valor esperado de fator CVR (MWh)	Economia com relação ao Caso 0
Caso 0	37,74	-
Caso 1	34,92	7,5%
Caso 2	35,06	7,1%
Caso 3 – 99%	35,09	7,0%
Caso 3 – 90%	35,06	7,1%
Caso 3 – 80%	35,03	7,2%

5.4. Discussão

Como uma primeira alternativa proposta, foi apresentado o Caso 1 que ignora a incerteza presente nos parâmetros de modelagem de carga, realizando o planejamento de maneira determinística. Como resultado, alcançou-se benefícios significativos quando comparados ao caso de referência. Outra alternativa apresentada consiste na consideração de um número relativamente pequeno de cenários no processo de otimização, apresentado no Caso 2. Também foi apresentada alternativa que considera um cenário dentre os piores casos na otimização, conforme o Caso 3. O Caso 3 foi executado para três diferentes níveis de conservadorismo por meio de três diferentes piores casos, relacionados a intervalos de confiança.

Com os resultados, observou-se que a utilização do valor esperado na otimização determinística, conforme Caso 1, foi satisfatória para o estudo proposto, dado que diante da ocorrência de 200 cenários de fator CVR das cargas, nenhum tipo de violação foi observada. Entretanto, ressalta-se que o objetivo da otimização determinística é obter uma solução viável para o valor esperado da incerteza, ainda possuindo riscos na solução obtida na otimização. Por este motivo, o Caso 1 é o caso menos conservador entre os demais, e apresentou o maior percentual de economia de energia, da ordem de 7,5%.

Por outro lado, os resultados obtidos na otimização estocástica, representada pelo Caso 2, mostram que violações de tensão podem ocorrer, embora possuam probabilidade baixa e magnitude de violação pequena.

Finalmente, os resultados observados no Caso 3 indicam que o caso mais conservador, referente ao cenário do limite inferior do intervalo de confiança 99%, apresenta menos risco de violação de tensão diante da ocorrência de outros cenários de modelagem de carga que possam ocorrer em tempo real. Embora seja o resultado mais conservador, com a menor economia de energia, ainda apresenta redução de cerca de 7,0%, se comparado ao caso de referência. Além disso, no Caso 3, mesmo o menos conservador, referente ao limite inferior do intervalo de confiança de 80%, se mostrou adequado no que diz respeito a riscos de violação de tensão no dia seguinte. Ressalta-se que, em termos matemáticos, a otimização robusta equivale a um modelo determinístico, com esforço computacional equivalente ao Caso 1 mas, ainda sim, engloba a incerteza através da consideração de um cenário dentre os piores, com maior garantia de atendimento aos limites de tensão.

Como conclusão nota-se que, independente da variação que os parâmetros do modelo de carga estão sujeitos, ou mesmo que não estejam corretamente modelados, por conta de falta de informação, por exemplo, é possível alcançar ganhos no consumo de energia ao explorar a relação entre potência e tensão das cargas a partir da técnica CVR. O planejamento da operação para o dia seguinte proposto, que explora a técnica CVR e as ações integradas dos equipamentos conectados aos sistemas de distribuição, se mostrou vantajoso em termos de economia de energia e aumento de eficiência ao ser comparado com uma operação convencional. Observou-se que as maiores reduções de demanda e melhora no perfil de fator de potência ocorrem nos momentos de maior geração proveniente das GDs fotovoltaicas.

6 Conclusões

A presente dissertação propôs uma metodologia para o planejamento da operação do dia seguinte de sistemas de distribuição diante da penetração de geração distribuída fotovoltaica e considerando a incerteza na modelagem de carga. O fator CVR foi utilizado para incorporar a incerteza neste modelo. O modelo de otimização considera a operação de equipamentos como OLTC da subestação, bancos de capacitores e inversores fotovoltaicos para minimizar o consumo de energia elétrica observado na subestação. O problema de natureza inteira e não-linear foi transformado em um problema de programação linear contínuo, através de linearizações e relaxação das variáveis inteiras. Uma metodologia de solução foi apresentada para preservar a qualidade de solução diante destas simplificações realizadas no modelo. Adicionalmente, a metodologia determinística e sob incerteza nos parâmetros da modelagem de carga, foi avaliada em abordagem de otimizações determinística, estocástica e robusta.

A metodologia proposta é avaliada diante de vários estudos de caso em um sistema teste de distribuição de 123 barras. Os resultados alcançados em termos de redução de energia e potência, foram similares para todas as estratégias estudadas. Observou-se uma economia de energia superior a 7% em todos os casos de estudos quando comparados a uma operação convencional. Além da economia de energia, observou-se redução das demandas instantâneas e melhora no perfil de fator de potência da distribuidora, principalmente nos momentos de maior geração de energia proveniente das gerações distribuídas fotovoltaicas.

Além disso, foi possível notar que, embora os parâmetros de modelagem de carga sejam cruciais para quantificar os benefícios da implementação da técnica CVR, os resultados obtidos nas diferentes abordagens (determinística, estocástica e robusta) não apresentaram grandes diferenças visto que em todas foram alcançadas economias de energia significativas. Entretanto, dependendo da abordagem utilizada, ocorrem riscos de violação de tensão no dia seguinte diante da ocorrência

de outros cenários de modelagem de carga, seja pela omissão da incerteza através da utilização do modelo determinístico, seja pela falta de representatividade dos cenários utilizados no modelo estocástico. Neste âmbito, a abordagem de otimização robusta se mostrou adequada visto que apresenta uma solução avessa a risco e mais segura no que diz respeito a violações de tensão e, ainda assim, economias e benefícios são alcançados. Os resultados evidenciaram que a eficiência almejada com o método proposto foi atingida.

6.1. Trabalhos Futuros

Com base nos estudos e resultados obtidos neste trabalho, é possível destacar as seguintes sugestões para trabalhos futuros:

- Inclusão da variabilidade de geração distribuída fotovoltaica e perfil diário de carga, com avaliação de correlação destes com os cenários de modelagem de carga.
- Inclusão de equipamentos reguladores de tensão nos alimentadores e consideração de recursos energéticos distribuídos (REDs) como sistemas de armazenamento por baterias e veículos elétricos.
- Incorporação de custos no problema de otimização, principalmente custos de chaveamento.
- Análise do planejamento da operação diante da variação da tensão fornecida na subestação de distribuição através do sistema de transmissão.
- Aumento da granularidade temporal da resolução do problema de otimização.
- Exploração de outras técnicas de otimização sob incerteza.
- Avaliação dos impactos econômicos e tarifários do lado da distribuidora e do consumidor, assim como resposta da demanda.

- 1 Ministério de Minas e Energia. Boletim de monitoramento do setor elétrico – Abr-2020. MME, 2020. Disponível em: < <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/energia-eletrica/publicacoes/boletim-de-monitoramento-do-sistema-eletrico/1004> > Acesso em: 18 jul. 2020.
- 2 SEN, P. K.; LEE, K. H. Conservation voltage reduction technique: An application guideline for smarter grid. In: **2014 IEEE Rural Electric Power Conference (REPC)**. IEEE, 2014. p. B1-1-B1-8.
- 3 WANG, Z.; WANG, J. Review on implementation and assessment of Conservation Voltage Reduction. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 29, n. 3, p. 1306-1315, 2013.
- 4 DIAZ-AGUILÓ, M. et al. Field-validated load model for the analysis of CVR in distribution secondary networks: Energy conservation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 28, n. 4, p. 2428-2436, 2013.
- 5 ELLENS, W.; BERRY A.; WEST, S. A quantification of the energy savings by Conservation Voltage Reduction. In: **2012 IEEE Power System Technology (POWERCON)**. IEEE, 2012. p. 1-6.
- 6 KEANE, A. et. al. State-of-the-art techniques and challenges ahead for distributed generation planning and optimization. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 2, p. 1493-1502, 2012.
- 7 CHO, G. J. et. al. Planning for the future: Optimization-based distribution planning strategies for integrating distributed energy resources. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 16, n. 6, p. 77-87, 2018.
- 8 OCHOA, L. F.; HARRISON, G. P. Minimizing energy losses: Optimal accommodation and smart operation of renewable distributed generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 26, n. 1, p. 198-205, 2010.
- 9 ACKERMANN, T.; KNYAZKIN, V. Interaction between distributed generation and the distribution network: operation aspects. In: IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition. IEEE, 2002. p. 1357-1362.
- 10 DU, S.; SHAO, Q.; WANG, G. Analysis of DG influences on system losses in distribution network. **International Journal of Grid and Distributed Computing**, v. 8, n. 5, p. 141-152, 2015.
- 11 QUEZADA, V. H. M.; ABBAD, J. R.; ROMAN, T. G. S. Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, n. 2, p. 533-540, 2006.

- 12 FARAG, H. E.; EL-SAADANY, E. F. Voltage regulation in distribution feeders with high DG penetration: From traditional to smart. In: **2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting**. IEEE, 2011. p. 1-8.
- 13 JAFARIAN, H. et. al. Analysis of smart inverter functions of decentralized grid-connected AC-stacked PV inverter architecture. In: **2017 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)**. IEEE, 2017. p. 3594-3600.
- 14 SMITH, J. W. et. al. Smart inverter volt/var control functions for high penetration of PV on distribution systems. In: **2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition**. IEEE, 2011. p. 1-6.
- 15 RENO, M. J.; BRODERICK, R. J.; GRIJALVA, S. Smart inverter capabilities for mitigating over-voltage on distribution systems with high penetrations of PV. In: **2013 IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)**. IEEE, 2013. p. 3153-3158.
- 16 AHBAB, F. et. al. Capacitor bank step state optimization under load alteration in smart distribution networks. In: **2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I&CPS Europe)**. IEEE, 2017. p. 1-5.
- 17 WANG, Z. et. al. Stochastic DG placement for conservation voltage reduction based on multiple replications procedure. **IEEE Transactions on power Delivery**, v. 30, n. 3, p. 1039-1047, 2015.
- 18 SINGH, S.; SHUKLA, D.; SINGH, S. P. Peak demand reduction in distribution network with smart grid-enabled CVR. In: **2016 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT-Asia)**. IEEE, 2016. p. 735-740.
- 19 VISCONTI, I. F.; LIMA, D. A.; MILANOVIĆ, J. V. Comprehensive analysis of Conservation Voltage Reduction: A real case study. In: **2019 IEEE Milan PowerTech**. IEEE, 2019. p. 1-6.
- 20 VISCONTI, I. F. **A load modeling methodology for steady state and dynamic simulations**. Rio de Janeiro, 2019, 133p. Tese de Doutorado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.
- 21 The University of Manchester. Customer Load Active System Services (CLASS). Disponível em: <<http://www.energy.manchester.ac.uk/research/energy-networks/class/>>. Acesso em: 25 de jun. de 2018.
- 22 SINGH, D.; MISRA, R. K.; SINGH, D. Effect of load models in distributed generation planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 4, p. 2204-2212, 2007.
- 23 ROY, N. K.; HOSSAIN, M. J.; POTA, H. R. Effects of load modeling in power distribution system with distributed wind generation. In: **AUPEC 2011**. IEEE, 2011. p. 1-6.
- 24 EBRAHIMI, A.; RAMEZANI, M. R.; MOIENI, M. Optimal operation of distribution network considering renewable energy sources by binary particle

- swarm optimization and fuzzy theory. In: **CIREN 2012 Workshop: Integration of Renewables into the Distribution Grid**. 2012, p. 1-4.
- 25 GONÇALVES, R. R. et. al. Operation planning of electrical distribution systems using a mixed integer linear model. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, v. 24, n. 5, p. 668-679, 2013.
 - 26 AGALGAONKAR, Y. P.; PAL, B. C.; JABR, R. A. Distribution voltage control considering the impact of PV generation on tap changers and autonomous regulators. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 29, n. 1, p. 182-192, 2013.
 - 27 SABILLON-ANTUNEZ, C. F. et. al. Volt-VAr control and energy storage device operation to improve the electric vehicle charging coordination in unbalanced distribution networks. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 8, n. 4, p. 1560-1570, 2017.
 - 28 SEPEHRY, M. et. al. Robust day-ahead operation planning of unbalanced microgrids. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 15, n. 8, p. 4545-4557, 2019.
 - 29 AHMADI, H.; MARTÍ, J. R.; DOMMEL, H. W. A framework for volt-VAR optimization in distribution systems. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 6, n. 3, p. 1473-1483, 2014.
 - 30 PAUDYAL, S.; CAÑIZARES, C. A.; BHATTACHARYA, K. Optimal operation of distribution feeders in smart grids. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 58, n. 10, p. 4495-4503, 2011.
 - 31 SATSANGI, S.; KUMBHAR, G. B. Review on Volt/VAr optimization and control in electric distribution system. In: **2016 IEEE 1st International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES)**. IEEE, 2016. p. 1-6.
 - 32 QUIJANO, D. A.; FELTRIN, A. P. Assessment of conservation voltage reduction effects in networks with distributed generators. In: **2015 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM)**. IEEE, 2015. p. 393-398.
 - 33 SINGH, S.; THAKUR, A. K.; SINGH, S. P. Energy savings in distribution network with smart grid-enabled CVR and distributed generation. In: **2016 National Power Systems Conference (NPSC)**. IEEE, 2016. p. 1-6.
 - 34 GUTIERREZ-LAGOS, L.; OCHOA, L. F. OPF-Based CVR Operation in PV-Rich MV–LV Distribution Networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 34, n. 4, p. 2778-2789, 2019.
 - 35 Agência Nacional de Energia Elétrica. Planejamento da operação elétrica. Disponível em:
http://www.aneel.gov.br/home?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=%2F&_101_assetEntryId=15052571&_101_type=content&_101_groupId=656835&_101_urlTitle=planejamento-da-operacao-eletrica&inheritRedirect=true. Acesso em: 18 jul. 2020.

- 36 SINGH, A. K. et. al. Load forecasting techniques and methodologies: A review. In: **2012 2nd International Conference on Power, Control and Embedded Systems**. IEEE, 2012. p. 1-10.
- 37 ANTONANZAS, J. et. al. Review of photovoltaic power forecasting. **Solar Energy**, v. 136, p. 78-111, 2016.
- 38 FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; ROMERO, R. A mixed-integer linear programming model for the electric vehicle charging coordination problem in unbalanced electrical distribution systems. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 6, n. 5, p. 2200-2210, 2015.
- 39 IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group. Disponível em: <<https://site.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>>. Acesso em: 18 jul. 2020.
- 40 DUGAN, R. C.; MCDERNOTT, T. E. An open source platform for collaborating on smart grid research. In: **2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting**. IEEE, 2011. p. 1-7.

A.**Apêndice A: Avaliação no Sistema IEEE 13 barras**

Este Apêndice reúne os principais resultados referentes a aplicação da metodologia proposta no sistema IEEE 13 barras modificado. Inicialmente, as modificações realizadas no sistema são apresentadas. Posteriormente, resultados do fluxo de potência modelado no PPL e o fluxo de potência obtido através do software OpenDSS são comparados. Finalmente, os resultados para os estudos de caso (Casos 0, 1, 2 e 3) do sistema IEEE 13 barras modificado são apresentados.

A.1.**Sistema IEEE 13 barras modificado**

Todas as premissas adotadas ao modificar o sistema IEEE 123 barras conforme detalhado na seção 5.2 foram adotadas para o sistema IEEE 13 barras, assim como o perfil de carga, perfil de geração distribuída e distribuições de probabilidade para os quatro tipos de carga (residencial 1, 2 e 3 e comercial). A Tabela A.1 apresenta a configuração de geração distribuída (tamanho e posição) considerada. A Tabela A.2 apresenta a classificação do tipo de carga de cada barra.

Tabela A.1. Configuração da geração distribuída no sistema de 13 barras.

Potência nominal	Barra
450 kVA	634
900 kVA	671
750 kVA	675

Tabela A.2. Configuração de tipo de carga no sistema de 13 barras.

Tipo	Barra	% da potência nominal do sistema
Residencial 1	634	12%
Residencial 2	675	24%
Residencial 3	671	36%
Comercial	611, 632, 645, 646, 652, 692	28%

A.2.

Comparação com o OpenDSS

Foi realizado estudo comparativo entre resultados de fluxo de potência obtidos com o *software* OpenDSS versão 8.1.4.1 e com o modelo de otimização proposto. O OpenDSS é um *software* livre, desenvolvido pela EPRI (*Electric Power Research Institute*), capaz de simular sistemas de distribuição de energia elétrica e permite a representação da integração de REDs e modernização das redes. Dentre as funcionalidades do OpenDSS, está o cálculo de fluxo de potência desequilibrado e multifásico temporal [40].

O objetivo consiste em verificar se as equações que modelam o comportamento da rede e dos elementos que a compõem estão corretamente representadas no modelo proposto e se as aproximações e linearizações realizadas são toleráveis. Para este teste, foi utilizado o sistema IEEE 13 barras modificado. Admitiu-se que não há controle disponível por parte do OLTC da subestação, BC e GD. Os processos foram realizados conforme descrito no fluxograma da Figura 4.3, com algumas adaptações visto que as variáveis referentes aos controles são fixadas inclusive na Etapa B e, sendo assim, a Etapa C não foi necessária. A tolerância utilizada na Etapa B foi de 0,05.

As principais grandezas avaliadas foram as tensões na rede e o consumo na subestação, visto que são as variáveis de maior interesse no método de otimização proposto e na avaliação da qualidade dos resultados que o método obtém. A Tabela A.3 apresenta os valores de magnitude de tensão em todas as barras do sistema no instante de tempo de maior carregamento da rede, 19h, para o modelo proposto e para o OpenDSS, e as diferenças absolutas entre os resultados.

A Figura A.1 apresenta a diferença percentual obtida para a magnitude de tensão em todas as barras da rede elétrica ao longo do dia. A maior diferença percentual obtida dentre todas as barras e fases foi da ordem de 0,40%.

Tabela A.3. Comparação de magnitude de tensão obtida com o modelo proposto e o OpenDSS para o instante de maior carregamento da rede.

Barra	Magnitude de tensão (pu)								
	Fase A			Fase B			Fase C		
	Modelo proposto	Open DSS	Diferença	Modelo proposto	Open DSS	Diferença	Modelo proposto	Open DSS	Diferença
650	1,000	1,000	0,000	1,000	1,000	0,000	1,000	1,000	0,000
632	0,978	0,978	0,001	0,984	0,984	-0,001	0,969	0,968	0,002
633	0,976	0,976	0,001	0,982	0,984	-0,002	0,968	0,966	0,002
645	0,978	0,978	0,001	0,973	0,974	-0,001	0,972	0,970	0,002
634	0,976	0,976	0,001	0,982	0,983	-0,001	0,968	0,966	0,002
646	0,978	0,978	0,001	0,970	0,971	-0,001	0,972	0,971	0,002
671	0,964	0,963	0,001	0,991	0,992	-0,001	0,938	0,935	0,003
692	0,964	0,963	0,001	0,991	0,992	-0,001	0,938	0,935	0,003
684	0,962	0,961	0,001	0,991	0,992	-0,001	0,937	0,934	0,003
675	0,959	0,958	0,002	0,994	0,995	-0,001	0,937	0,934	0,003
611	0,962	0,961	0,001	0,991	0,992	-0,001	0,937	0,933	0,004
680	0,964	0,963	0,001	0,991	0,992	-0,001	0,938	0,935	0,003
652	0,959	0,957	0,001	0,991	0,992	-0,001	0,937	0,934	0,003

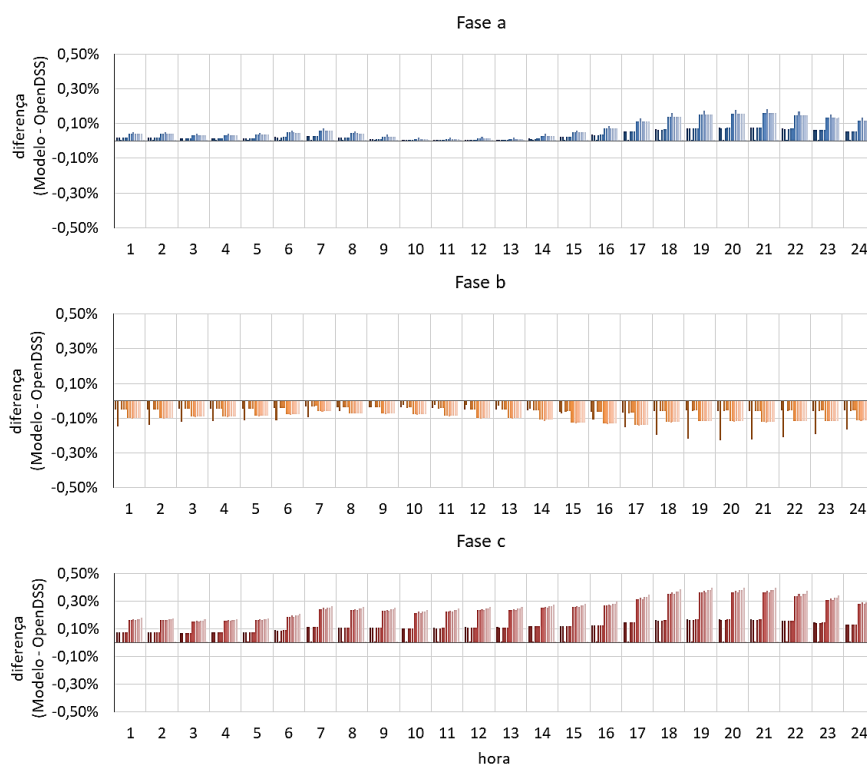


Figura A.1. Diferença percentual da magnitude de tensão obtida com o modelo proposto e o OpenDSS em todas as barras ao longo do dia.

Adicionalmente, a Tabela A.4 apresenta a energia consumida na subestação dada pelo modelo proposto e pelo OpenDSS. A diferença percentual da energia diária total consumida na subestação é de 0,05%.

Tabela A.4. Comparação da energia diária consumida na subestação obtida com o modelo proposto e o OpenDSS.

Energia consumida na subestação	Modelo proposto (MWh)	OpenDSS (MWh)	Diferença	
Fase A	12,4342	12,4277	0,0065 MWh	0,05%
Fase B	10,3711	10,3709	0,0002 MWh	0,00%
Fase C	13,4856	13,4759	0,0097 MWh	0,07%
Total	36,2909	36,2745	0,0164 MWh	0,05%

A comparação dos resultados do fluxo de potência mostram que as diferenças entre o modelo proposto e o OpenDSS são toleráveis. Conclui-se que a modelagem matemática proposta engloba de maneira satisfatória as restrições de fluxo de potência de uma rede elétrica de distribuição desequilibrada e, então, o modelo proposto está validado.

A.3.

Resultados dos Estudos de Caso

As Figuras A.2, A.3 e A.4 apresentam a comparação entre as estratégias de operação obtidas em cada caso, definidas para os *taps* do OLTC, posição dos módulos dos bancos de capacitores e potência reativa total injetada pela GD em cada fase. Para o Caso 2, foram utilizados 100 cenários de modelagem de carga conforme ilustram as Figuras A.5 e A.6.

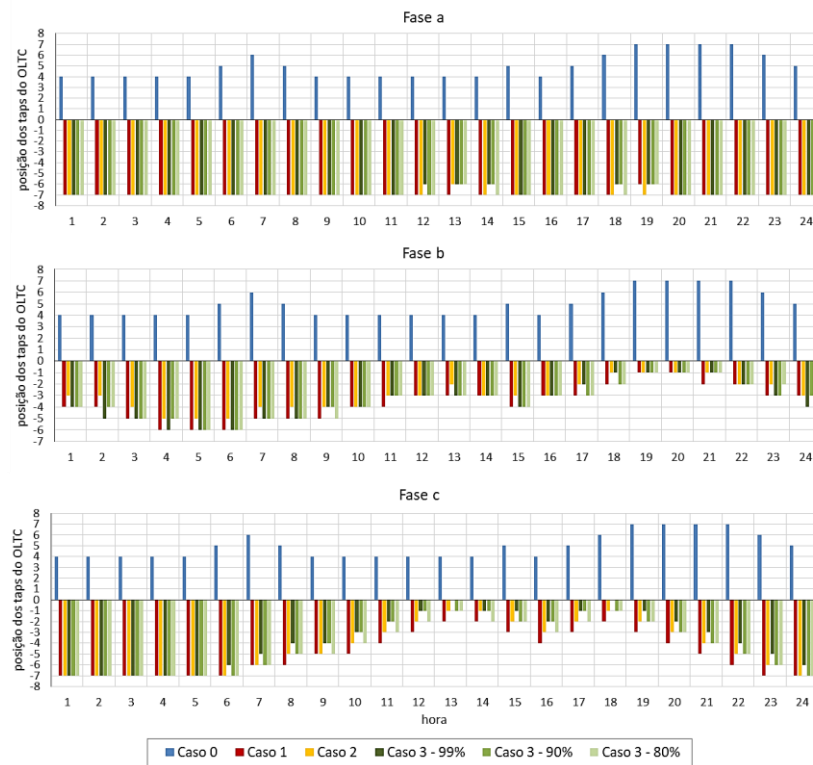


Figura A.2. Comparação de resultados – 13 barras: Estratégia de operação dos tapes do OLTC.

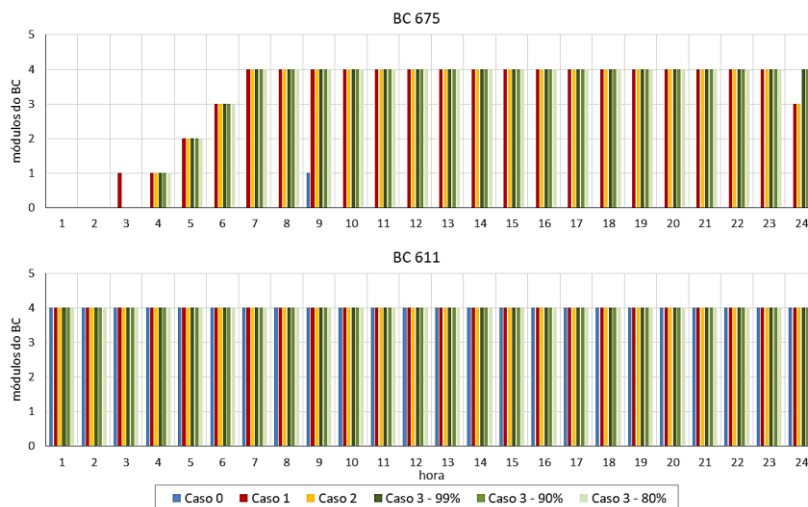


Figura A.3. Comparação de resultados – 13 barras: Estratégia de operação dos módulos de cada banco de capacitor.

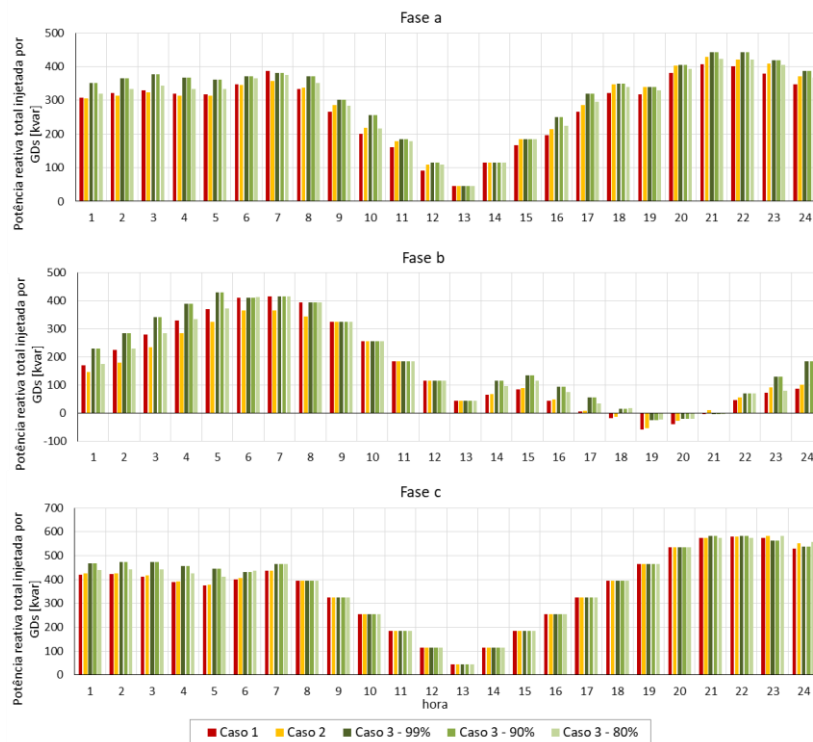


Figura A.4. Comparação de resultados – 13 barras: Injeção total por fase de potência reativa pelos inversores das gerações distribuídas.

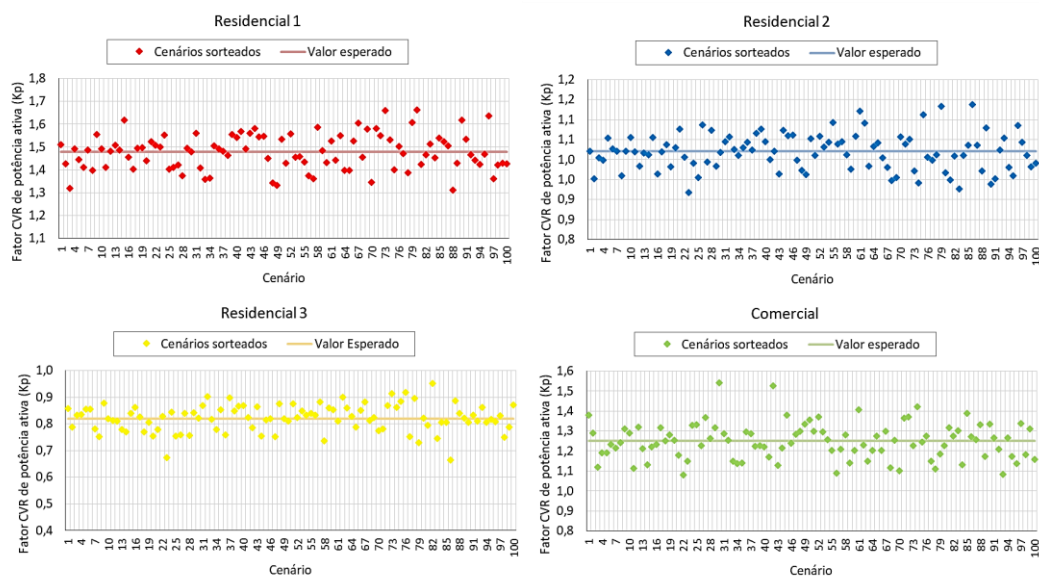


Figura A.5. Resultado do Caso 2 – 13 barras: cenários de fator CVR de potência ativa para cada tipo de carga utilizados na otimização.

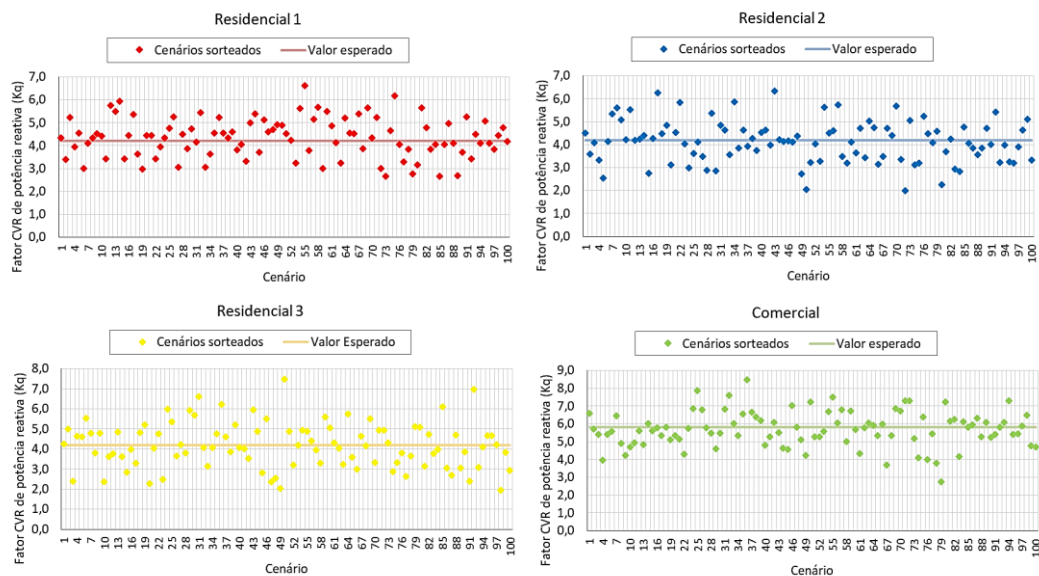


Figura A.6. Resultado do Caso 2 – 13 barras: cenários de fator CVR de potência reativa para cada tipo de carga utilizados na otimização.

A Figura A.7 compara a potência consumida na subestação em cada instante de tempo diante da estratégia de operação obtida nos casos de abordagem determinística: Casos 0 e 1. A maior diferença ocorreu às 12 horas, com redução de 14,8%, e a menor diferença ocorreu às 24 horas, com 3,5% de redução. No instante de pico de demanda do sistema a economia foi de 3,6%. Em média, a redução de potência foi da ordem de 6,6%. Na Figura A.8 observa-se a potência reativa e o fator de potência na subestação, ao longo do dia, para os Casos 0 e 1. O Caso 1 apresenta melhor perfil de fator de potência.

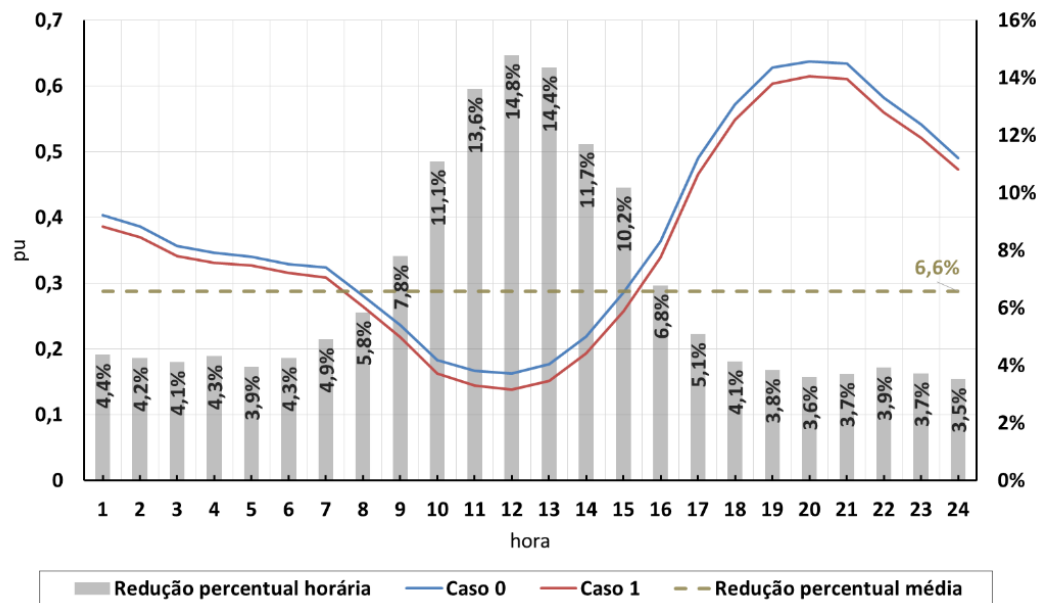


Figura A.7. Comparação de resultados – 13 barras: Potência ativa consumida na subestação e redução percentual horária do Caso 1 em comparação ao Caso 0.

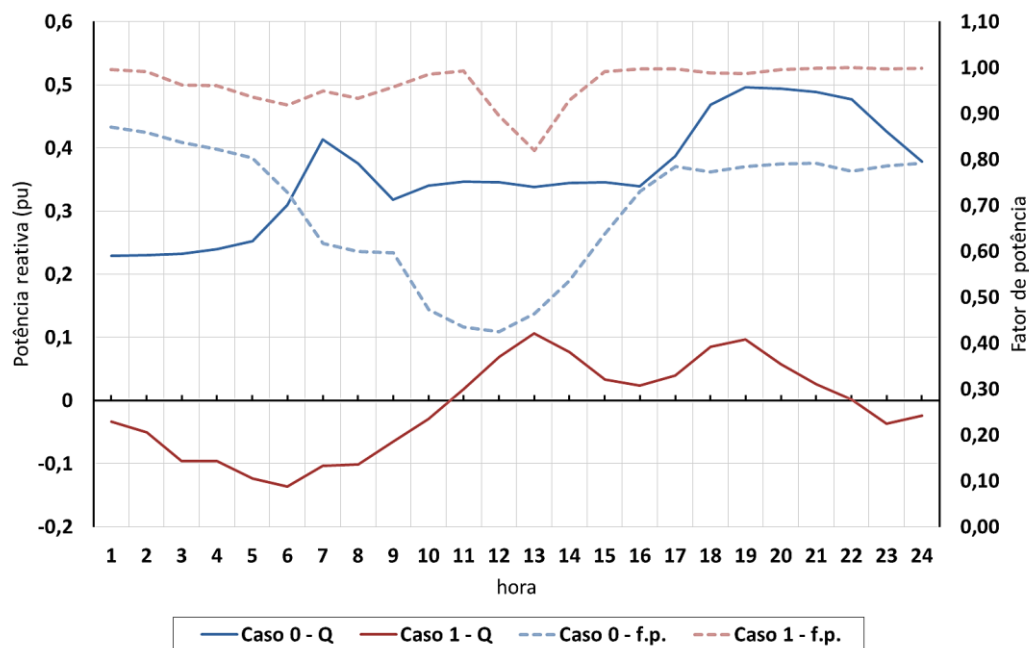


Figura A.8. Comparação de resultados – 13 barras: Potência reativa consumida na subestação e fator de potência na subestação dos Casos 0 e 1.

Além disso, observa-se economia na energia diária consumida na subestação da ordem de 5,4% conforme ilustra a Figura A.9.

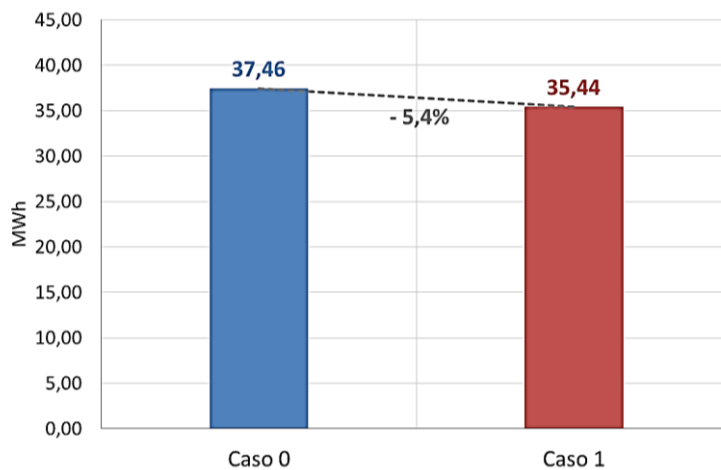


Figura A.9. Comparação de resultados – 13 barras: Energia diária consumida na subestação dos Casos 0 e 1.

Dadas as estratégias de operação obtidas para o caso determinístico (Caso 1), caso estocástico (Caso 2) e caso robusto (Caso 3 com suas três variações), foram realizadas simulações para 200 cenários. Os 200 cenários utilizados são os mesmos para os cinco casos. A Figura A.10 apresenta a curva de permanência das energias obtidas para cada um dos 200 cenários nos cinco casos. O Caso 3 – 99%, é o caso mais conservador, e consequentemente apresentou os maiores consumos. O Caso 2, estocástico, apresenta distribuição de energias semelhante ao Caso 3 – 90%. O Caso 1, correspondente ao caso determinístico e menos conservador, é o que resulta nas menores energias.

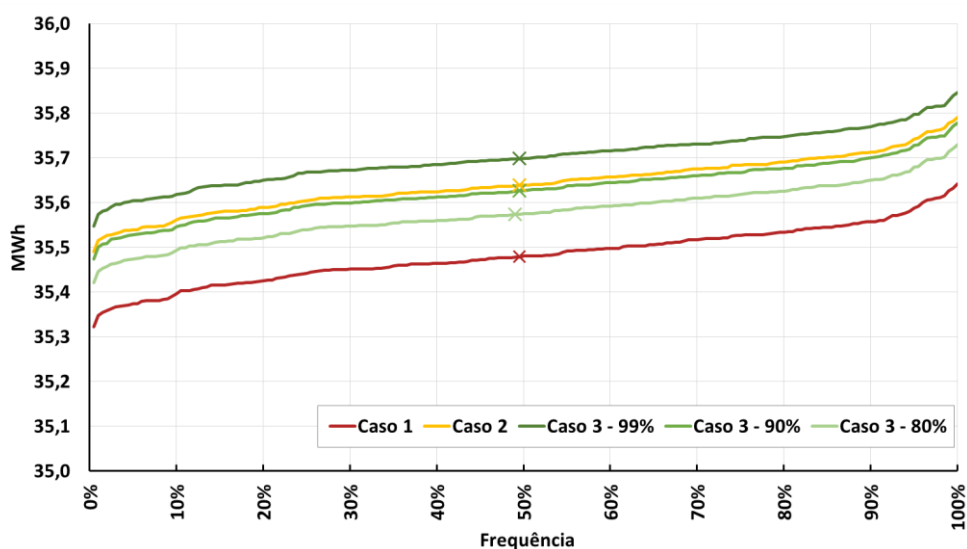


Figura A.10. Comparação de resultados – 13 barras: Distribuição das energias diárias obtidas pelos 200 cenários de simulação.

A Figura A.11 mostra as menores tensões obtidas em toda a rede elétrica ao longo do dia, dentro de todos os cenários simulados, para os cinco casos. A simulação do resultado do Caso 1 resultou em violação de tensão da ordem de 0,001 pu em alguns destes cenários. A Figura A.12 ilustra a probabilidade de ocorrência de cada um dos 200 cenários utilizados e destaca a probabilidade dos 9 cenários em que houveram violação de tensão para a estratégia de operação do Caso 1, cenários estes com probabilidade de ocorrência pequena se comparado aos demais.

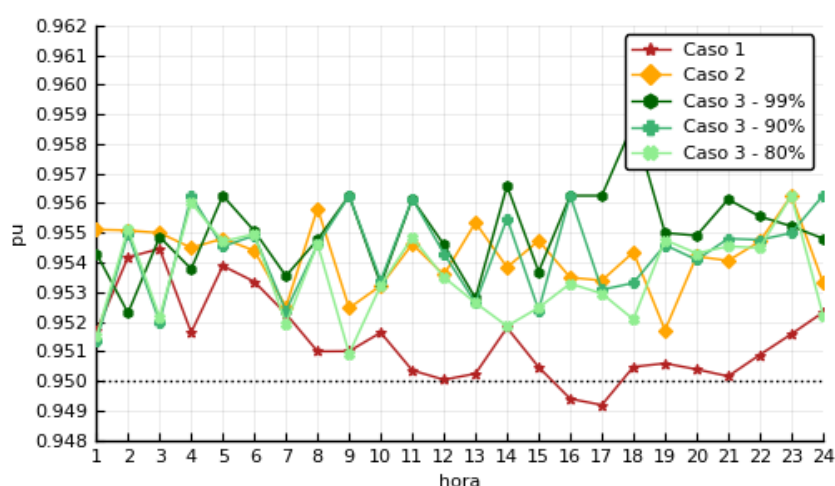


Figura A.11. Comparação de resultados – 13 barras: Tensões mínimas observadas com a simulação de 200 cenários nas estratégias dos Casos 1, 2 e 3.

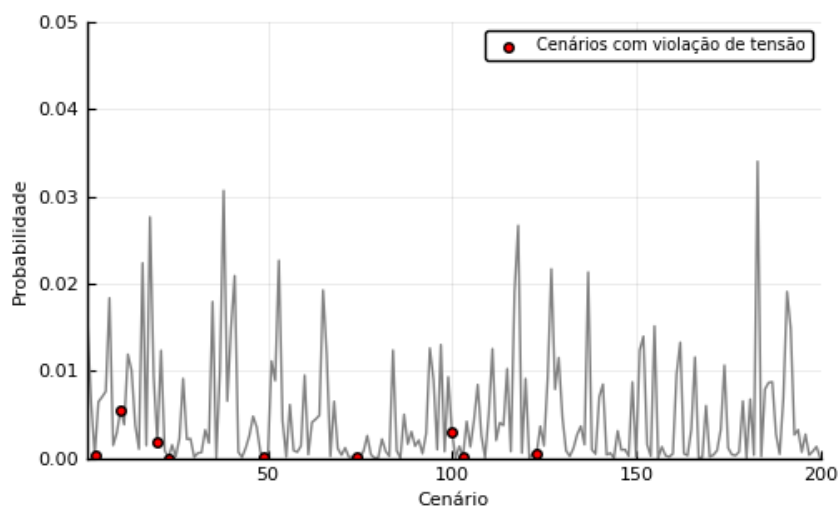


Figura A.12. Comparação de resultados – 13 barras: Probabilidades de ocorrência dos 200 cenários utilizados na simulação.

As estratégias de operação obtidas nos cinco casos também foram simuladas considerando a ocorrência do valor esperado dos parâmetros do modelo de carga. A Tabela A.5 apresenta o resultado.

Tabela A.5. Comparação de resultados – 13 barras: Energia diária na subestação para a ocorrência do valor esperado do modelo de carga ao adotar as estratégias de operação dos Casos 1, 2 e 3.

Estratégia de operação	Energia consumida na subestação para o valor esperado do modelo de carga (MWh)	Economia com relação ao Caso 0
Caso 0	37,46	-
Caso 1	35,44	5,4%
Caso 2	35,66	4,8%
Caso 3 – 99%	35,73	4,6%
Caso 3 – 90%	35,65	4,8%
Caso 3 – 80%	35,60	5,0%